



SELINUS UNIVERSITY

SELINUS UNIVERSITY OF SCIENCES AND LITERATURE
Roseau, 00152 - Commonwealth of Dominica

Department: Ph.D – Doctor of Philosophy

Faculty of: Engineering & tecnologia

Major: Energetic engineering

Titolo della tesi:

Il concetto di energia, le forme e le fonti energetiche ed il loro sfruttamento nel mondo. Tecnologie e centrali energetiche presenti e future ed analisi degli impatti ambientali potenzialmente generabili.

Student: Morelli Davide *matricola n° UNISE0836IT*

Student Advisory: Salvatore Fava (PhD)

Anno accademico 2018 – 2019

Sessione del 20.12.2019

“Con la presente dichiaro di essere l’unico autore di questo progetto / tesi e che il suo contenuto è solo il risultato delle letture e delle ricerche che ho fatto”.

Davide Morelli

A handwritten signature in blue ink that reads "Davide Morelli".

SOMMARIO

SINOSSI (ABSTRACT).....	35
BIBLIOGRAFIA.....	37
NOTA INTRODUTTIVA.....	91
RINGRAZIAMENTI.....	94
CAPITOLO 1	95
ENERGIA	95
Vis viva.....	96
Importanza fisica.....	97
Importanza tecnologica	97
Unità di misura dell'energia.....	98
Il Sistema internazionale	98
Legge di conservazione dell'energia	105
Conservazione dell'energia meccanica - forma debole	105
Conservazione dell'energia meccanica - forma forte	106
Meccanica Hamiltoniana.....	107
Meccanica quantistica	107
CAPITOLO 2	108
FORME DI ENERGIA.....	108
1. Energia meccanica.....	108
Energia cinetica.....	108
Energia potenziale.....	108
2. Energia termica (o termodinamica)	109
Storia	110
Universo termodinamico.....	110
Ambiente (in termodinamica)	111
Calore e lavoro come forme di scambio dell'energia.....	111
Rendimento in termodinamica	112
Rendimento di primo principio nelle Macchine Termodinamiche.....	112
Sistemi di conversione diretti (Macchina Motrice).....	113
Sistemi di conversione inversi (Macchina Operatrice)	113
Macchina Operatrice Frigorifera.....	114
Macchina Operatrice Pompa di calore	114
Rendimento di secondo principio nelle Macchine Termodinamiche	114

	Massimo teorico (Ciclo di Carnot).....	115
	Altri tipi di rendimento (rendimento isoentropico)	116
3.	Energia chimica	116
	Legame chimico	116
	Natura elettrostatica del legame chimico	117
	Legami primari.....	117
	Legame covalente.....	117
	Legame covalente puro	118
	Legame covalente polare.....	118
	Legame di coordinazione o dativo	118
	Legami delocalizzati e legame metallico	119
	Legame metallico	119
	Legame ionico.....	119
4.	Energia elettromagnetica.....	120
	Spettro visibile	120
	Energia del campo elettrico.....	122
	Energia del campo magnetico	123
	Energia del campo elettromagnetico e delle onde elettromagnetiche	124
	Il vettore di Poynting e la conservazione dell'energia	125
5.	Energia gravitazionale	127
	La legge di gravitazione universale.....	127
	Il campo gravitazionale	128
	Il campo gravitazionale in vicinanza della superficie terrestre	129
	Il problema generale della gravitazione	130
	La gravità nella teoria della relatività generale	131
	Altre teorie - relativamente recenti, alcune delle quali sono oggetto di studio da almeno vent'anni (la teoria delle stringhe) ma che non hanno finora dato risposta ai problemi aperti, mentre altre (la teoria di Verlinde) sono in realtà pure ipotesi di lavoro che hanno avuto un occasionale risalto mediatico.....	133
6.	Energia nucleare.....	133
	Descrizione.....	133
	La fissione o scissione nucleare	134
	Neutrone	135
	Massa critica.....	135
	Reazione a catena	136

OCSE.....	136
La fusione nucleare	137
La radioattività o decadimento radioattivo.....	138
Stabilità	138
Meccanismo	139
Tempo di decadimento	139
Fonti di radioattività.....	140
Radiazione secondaria.....	141
Schermature antiradiazioni.....	142
Effetti della radioattività.....	142
Effetti sui materiali.....	142
Effetti biologici	142
Midollo osseo e sangue	143
Sistema linfatico.....	143
Sistema digerente	143
Organi genitali.....	143
Sistema nervoso.....	143
Tiroide e sistema endocrino	143
Occhio	144
Polmoni	144
Fegato, reni, cuore e sistema circolatorio.....	144
Pelle e capelli	144
Apparato muscoloscheletrico	144
Effetti nell'uomo.....	144
Effetti deterministici.....	145
Effetti stocastici.....	145
Usi in medicina.....	145
Misura della radioattività	145
Scorie radioattive.....	145
Applicazioni	147
Politica energetica e disponibilità di uranio	149
Incremento della produzione	151
Produzione centralizzata e generazione distribuita	151
Altro	151

Considerazioni generali.....	152
Costo del capitale	153
Costo del combustibile.....	154
Costi di esercizio e manutenzione (O&M).....	156
Costi di smaltimento delle scorie radioattive	157
Costi per lo smantellamento	157
Altri costi.....	158
Conclusioni	158
Confronto con i costi degli altri sistemi per l'elettro-generazione.....	158
Bilancio energetico.....	161
Esternalità.....	162
Polizze assicurative	162
Opinioni.....	163
Questioni ambientali - Considerazioni generali	164
Emissioni atmosferiche e gas serra	165
Lo smaltimento delle scorie radioattive	166
La sicurezza.....	168
Fughe radioattive.....	169
Mortalità.....	170
Questioni di proliferazione.....	170
CAPITOLO 3	173
REATTORI NUCLEARI A FISSIONE	173
Storia	173
Descrizione sommaria di un reattore di potenza	174
Classificazione dei reattori nucleari	176
Reattori di I e II generazione	179
Reattori nucleari a gas (GCR)	180
Reattori nucleari ad acqua leggera (LWR).....	181
Filia RBMK.....	181
Filia BWR	181
Filia PWR.....	181
Reattori nucleari ad acqua pesante (HWR)	181
Filia HBWR	181
Filia PHWR.....	181

Principali tipi di reattore di generazione III e III+	181
Reattori sperimentali e a-generazionali.....	182
Reattore Autofertilizzante Veloce a Metallo Liquido (LMFBR)	182
Reattore LFR.....	183
Reattore SFR.....	183
Reattore IFR.....	183
Reattore Nucleare ad Amplificazione di Energia (ADS)	183
Principio di funzionamento ADS	184
Difficoltà tecniche.....	184
Rubbiatron.....	184
Storia	184
Principio e fattibilità.....	185
Vantaggi	185
Svantaggi.....	186
Reattori di IV generazione	186
CAPITOLO 4	187
PROGETTO ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).....	187
Tokamak.....	188
Descrizione.....	189
Dettagli di funzionamento	190
Accensione della corrente di plasma e scarica	194
Metodi di riscaldamento del plasma.....	195
Storia	196
Stellarator	197
PROGETTO Wendelstein 7-X.....	198
Sviluppo e Costruzione	198
Finalità e Studi	199
Gli Stellarator Wendelstein	200
Struttura e Componenti	200
PROGETTO DEMO (abbreviazione di DEMONstrating fusion power reactor)	203
Descrizione.....	203
Produzione di energia elettrica	203
Componenti principali.....	204
Prima parete	204

Blanket	205
Divertore	207
Situazione degli studi su DEMO	208
CAPITOLO 5	209
FONTI DI ENERGIA	209
Cenni storici	211
Risorse di energia nel mondo	212
Costante solare	212
Classificazione	213
Fattore di guadagno energetico	213
Esternalità o costi esterni.....	214
Riserve di energia.....	214
Problema energetico.....	214
Fonti non rinnovabili.....	215
Combustibili fossili	216
Fonti rinnovabili.....	217
Legna da ardere e biomasse	218
Biomassa	219
Sviluppo storico del concetto	219
Biomassa come fonte energetica	220
Classificazione	220
Resa energetica delle biomasse vegetali	221
Composizione delle biomasse	221
Produzione di biomassa a scopi energetici.....	221
Biocarburanti.....	221
Short rotation forestry	222
Biogas.....	222
Biomassa secca e legna ecologica.....	222
Utilizzo delle biomasse come fonte energetica.....	222
Inquinamento.....	223
Energia solare.....	223
Fotovoltaico.....	223
Solare termodinamico	225
Energia eolica.....	226

Energia idroelettrica	226
Energia geotermica.....	227
Energia marina o oceanica	228
CAPITOLO 6	229
COMBUSTIBILI FOSSILI.....	229
Distribuzione geografica.....	229
Distribuzione riserve di petrolio.....	230
Distribuzione riserve di gas naturale.....	231
Utilizzi	231
Vantaggi e svantaggi.....	232
Impatto ambientale.....	233
CAPITOLO 7	237
ENERGIA IDROELETTRICA	237
Descrizione	237
Bacino idroelettrico	238
Diffusione e futuri sviluppi	238
Centrale idroelettrica	239
Classificazione in base al tipo - Centrali ad acqua fluente	239
Classificazione in base al tipo - Centrali a bacino.....	239
Classificazione in base al tipo - Centrali con impianto ad accumulazione	239
Classificazione in base alla potenza	240
Impianti mini-idro.....	241
Configurazione di impianti mini-idro	242
Microimpianti.....	243
Steffturbine	243
Turbine per mini-idro	244
Turbina a coclea (o vite di Archimede)	244
Turbina VLH (Very Low Head)	245
Ruota idraulica	245
Microturbina Pelton ad asse orizzontale o verticale.....	245
Microturbina Turgo.....	245
Microturbina a flusso radiale o incrociato	245
Miniturbina Francis	245
Caratteristiche.....	246

Svantaggi	246
Giurisprudenza	246
ALTERNATORE.....	247
Definizione	247
Classificazione	248
Cenni costruttivi	249
Il nucleo.....	249
Avvolgimenti.....	257
Statore	258
Motore brushless	258
Motore passo-passo.....	261
Rotore (in elettrotecnica).....	265
Gli isolanti.....	268
Rigidità dielettrica.....	268
Strutture meccaniche	270
Principio costruttivo	270
Generatore sincrono	270
Generatore asincrono	271
Impieghi pratici.....	272
Prove a vuoto e in cortocircuito.....	273
La forza elettromotrice (f.e.m.).....	273
Cenni storici	273
Forza elettromotrice (f.e.m.) di un generatore.....	273
Forza elettromotrice (f.e.m.) indotta	274
Funzionamento stazionario.....	274
Vantaggi tecnici rispetto ad una dinamo	277
CAPITOLO 8	278
ENERGIA SOLARE.....	278
Insolazione	282
Effetto di proiezione.....	283
L'insolazione sulla Terra	283
Applicazioni	283
Descrizione.....	284
Tecnologie.....	285

Pannello solare termico	285
Modulo fotovoltaico.....	286
Pannello solare a concentrazione	287
Utilizzi.....	288
Criticità.....	289
Futuro	289
ALBEDO.....	290
Relazione tra albedo e temperatura	290
Valori di albedo tipiche	291
CAPITOLO 9	293
FOTOVOLTAICO	293
Classificazione e tipologia	293
Impianti fotovoltaici ad isola (stand-alone).....	294
Impianti fotovoltaici connessi in rete (grid-connected).....	295
Caratteristiche tecniche	296
Potenze e Conto Energia	297
Dimensionamento.....	298
Fattibilità su larga scala.....	298
La valutazione del costo/efficienza	299
La valutazione dell'intermittenza	299
La valutazione dei materiali e problemi ambientali connessi	300
Diffusione - Mondo.....	300
Diffusione - Europa.....	300
Diffusione - Italia	302
Il costo del fotovoltaico.....	302
Tutti i GW solari del mondo	303
Gli impianti fotovoltaici più grandi al mondo.....	304
MODULO FOTOVOLTAICO	309
Storia	310
Composizione di una cella fotovoltaica	310
Moduli	310
Costruzione del modulo fotovoltaico in silicio	311
Laminato	311
Tecnologie realizzative	312

Moduli cristallini	313
Moduli a film sottile	313
Varianti proprietarie	314
Dati tecnici	314
Prestazioni e rendimenti	314
Tolleranza.....	316
Costi	319
Certificazioni.....	320
Prodotti in commercio.....	320
Ricerca e innovazioni	321
RICICLAGGIO	322
EFFETTO FOTOVOLTAICO	324
Aspetti teorici	324
L'utilizzo nelle celle fotovoltaiche	325
INVERTER	326
Storia dell'inverter	326
Applicazioni dell'inverter	326
INVERTER FOTOVOLTAICI PER IMMISSIONE IN RETE.....	328
RENDIMENTO DEGLI INVERTER.....	329
INSEGUITORE SOLARE.....	330
Descrizione.....	330
Vantaggi e svantaggi	331
Classificazione	331
Gradi di libertà	331
Inseguitori ad un grado di libertà - Asse X	332
Inseguitori ad un grado di libertà - Asse Y	332
Inseguitori ad un grado di libertà - Asse Z.....	333
Inseguitori ad un grado di libertà - Asse Polare	333
Inseguitori a due gradi di libertà.....	333
Alimentazione	334
Tipologia di comando.....	334
PALLONI FOTOVOLTAICI SOPRA LE NUVOLE	335
Pochi ostacoli, maggiore efficienza.....	335
Anche di notte	335

Fattorie solari nel cielo.....	336
A - Celle fotovoltaiche ad altissima efficienza	336
1- Concetti e dispositivi di celle solari ad alta efficienza basati su eterostrutture III-V	337
2- Sono stati proposti concetti alternativi che evitino questi problemi e saranno esaminati.	337
3- Modellazione.....	337
4- Caratterizzazione.....	337
B - celle solari organiche e ibride.....	337
1- Obiettivi generali e impatto più ampio.	337
2- Il problema di ricerca e la visione collaborativa.	338
SUNHOPE: PALLONI SOLARI AD ELIO E CELLE A FILM SOTTILE.....	341
CAPITOLO 10	343
SOLARE TERMODINAMICO.....	343
Caratteristiche	343
Tipi di impianto e funzionamento	344
Impianto a collettori parabolici lineari	344
Impianto a specchi lineari a riflettore Fresnel	346
Impianto a torre di energia solare.....	348
Impianto a riflettore parabolico circolare	349
Vantaggi e svantaggi	350
Diffusione - Nel mondo.....	351
Diffusione - In Italia.....	352
SOLAR PROJECT.....	354
Solar One.....	354
Solar Two	354
Gemasolar	356
Questioni sull'occupazione del suolo	356
Eliostato.....	356
Storia	356
Utilizzo.....	357
SOLAR ENERGY GENERATING SYSTEMS (SEGS)	357
Caratteristiche tecniche	358
Funzionamento.....	358
Eliostati	359

Conduzione del calore.....	359
Posizione geografica	360
NEVADA SOLAR ONE.....	365
Storia	365
Tecnologia.....	365
Produzione.....	365
ANDASOL 1.....	366
Cronologia.....	367
IVAMPAH LA PIU' GRANDE CENTRALE SOLARE DEL MONDO	367
Consumo di carburante fossile	371
Impatto economico.....	372
Prestazione	372
Maggio 2016 incidente industriale.....	373
Premi	373
Impatto ambientale.....	373
Tartaruga del deserto.....	374
Uccelli	374
Produzione.....	376
Ivanpah 1 (126 MW lordi)	376
Ivanpah 2 (133 MW lordi)	376
Ivanpah 3 (133 MW lordi)	376
Ivanpah Totale (392 MW lordi)	376
Ivanpah produzione annua totale	377
Uso di combustibili fossili.....	377
Ivanpah 1.....	377
Ivanpah 2.....	377
Ivanpah 3.....	377
Ivanpah Totale.....	377
COME FUNZIONA UN SISTEMA TERMODINAMICO A TORRE.....	380
CRESCENT DUNES – SOLAR RESERVE	381
TURBODEN – IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI DI PICCOLA TAGLIA	382
SISTEMI TERMODINAMICI	384
SOLARE TERMODINAMICO STEM: COME FUNZIONA	385
Caratteristiche dell'impianto	386

Opinioni.....	386
SOLARE TERMODINAMICO, INAUGURATA LA PRIMA CENTRALE ENEA IN NORD AFRICA.....	387
L'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO PIU' GRANDE DEL MONDO.....	392
Come funziona l'impianto solare termodinamico Noor.....	392
Impianto solare più grande al mondo, costi	392
LA CENTRALE ENEL A SOLARE TERMODINAMICO "ARCHIMEDE"	395
Come funziona	397
La tecnologia dei ricevitori solari.....	397
I sali fusi per il solare termodinamico	398
Mistura di nitrati:.....	398
Caratterisitche:	398
Caratteristiche fisiche dei Sali:.....	398
ARCHIMEDE SOLAR ENERGY (ASE).....	399
I ricevitori solari	399
HCEMS-11 Sali Fusi.....	401
HCEOI-12 Olio	402
HCESSHS-12 Direct Steam Generation.....	404
CAPITOLO 11	406
CENTRALI TERMOELETTRICHE	406
Centrali termoelettriche a vapore	407
Linea di alimentazione	407
Generatore di vapore	407
Impianti supercritici	407
Espansione del vapore in turbina.....	408
Condensatore.....	408
Conversione dell'energia meccanica in energia elettrica e sistema elettrico principale della centrale	409
La demineralizzazione dell'acqua.....	409
Impianti con fluidi di lavoro complessi e miscele.....	409
Centrali termoelettriche a gas.....	410
Filtraggio dell'aria	410
La tecnologia del ciclo combinato gas-vapore	411
Abbattimento degli inquinanti.....	411
Abbattimento degli ossidi di zolfo	411

Abbattimento degli ossidi di azoto.....	412
Abbattimento delle ceneri	412
Cattura dell'anidride carbonica.....	412
Impianti in attività in Italia.....	413
CICLO DI RANKINE.....	413
Caratteristiche	413
Limiti di applicazione del ciclo Rankine ad acqua.....	415
RANKINE CON ALTRI FLUIDI.....	415
CICLO DI RANKINE A VAPORE SURRISCALDATO.....	416
Fasi del ciclo	416
Vantaggi e svantaggi	416
CICLO DI BRAYTON-JOULE.....	417
Caratteristiche tecniche	418
Rendimento	418
Utilizzo.....	419
CICLO DIESEL	419
Ciclo Diesel.....	420
Rendimento	420
Componenti e funzionamento del motore Diesel	421
Componenti - Parti fisse:.....	421
Componenti - Parti mobili:.....	421
Diesel a due tempi	421
Non a testa calda (unidirezionale).....	421
A testa calda.....	422
Diesel a quattro tempi	423
Precamera di combustione	424
Iniettori.....	424
Pompa d'iniezione	424
La sovralimentazione	424
ACQUA.....	426
I cambiamenti di stato dell'acqua	426
L'acqua nell'industria.....	430
COGENERAZIONE	431
Introduzione	431

Un esempio.....	431
Impieghi della cogenerazione.....	431
Definizione di efficienza	432
L'efficienza energetica della cogenerazione.....	433
Tipologie di impianti cogenerativi	433
Piccola cogenerazione (e microcogenerazione)	436
Motore Stirling	436
Evoluzione storica.....	436
Il motore	437
La rigenerazione.....	437
Varianti.....	438
Vantaggi del motore Stirling rispetto ai motori a combustione interna	438
Svantaggi del motore Stirling rispetto ai motori a combustione interna	438
Utilizzi moderni.....	439
Sommergibili.....	439
Tecnologie per il mondo sviluppato, per il terzo mondo, e per alte tecnologie	439
Motore Stirling con gassificatore	440
Configurazioni di funzionamento - Configurazione Alfa	441
Configurazioni di funzionamento - Configurazione Beta	442
Configurazioni di funzionamento - Configurazione Gamma.....	444
Impianti pressurizzati	444
L'uso dei vari gas.....	444
Particolarità	445
I vantaggi della piccola cogenerazione	446
MICROGENERATORI	446
TOTEM (cogeneratore).....	446
Curiosità	448
BlueTENDER (cogeneratore) - Volkswagen, la “microcogenerazione a stormo”	449
La trigenerazione.....	451
I sistemi di trigenerazione	451
Cogenerazione di calore con celle a combustibile	451
TURBINA A VAPORE	452
Generalità	452
Storia	453

Classificazione delle turbine a vapore.....	454
Condizioni del vapore all'ammissione ed allo scarico.....	454
Disposizione dei corpi o degli alberi.....	454
Principio di funzionamento	455
Stadi di turbina a vapore.....	455
Stadi ad azione	455
Stadi a reazione	456
Esercizio e manutenzione.....	456
Regolazione e controllo della turbina a vapore	457
TURBINA A GAS (TURBOMACCHINA)	457
Storia	457
Turbine a gas assiali per alte temperature	457
Raffreddamento.....	458
Materiali	458
Inconel.....	459
Composizione.....	459
Caratteristiche	459
Turbine a gas radiali.....	459
GRUPPO TURBOGAS	460
Principio di funzionamento	461
Componenti principali – Compressore.....	462
Componenti principali – Camera di combustione.....	462
Componenti principali – Turbina	463
Componenti principali – Cuscinetti.....	463
Usi principali.....	464
MICROTURBINE	465
UNITA' DI POTENZA AUSILIARIE	465
PROCESSI DELLA TECNOLOGIA	466
CENTRI TERMOELETTRICHE A CICLO COMBINATO.....	466
Descrizione.....	466
REPOWERING.....	468
CAPITOLO 12	469
VENTO	469
Cause.....	469

Misurazione.....	471
Scale di misurazione.....	472
Legenda dei simboli del vento	474
Classificazione e nomenclatura dei venti.....	476
Venti costanti	476
Venti periodici	477
Venti anabatici e catabatici.....	477
Venti locali.....	477
Circolazione globale.....	479
I tropici.....	480
I venti occidentali e loro impatto.....	480
Venti orientali polari	480
Circolazione locale.....	481
Brezze di mare e di terra	481
Brezze di monte e di valle	482
Wind shear	484
Storia	484
Trasporti	485
Scopi ricreativi	485
Risorsa energetica	485
Energia eolica.....	486
Energia catturata da una turbina eolica	486
CAPITOLO 13	487
ENERGIA EOLICA.....	487
Pompa eolica.....	487
Storia	488
Pompe eoliche orizzontali	489
Pompe eoliche a palo incavato	489
Pompe eoliche smock.....	489
Meccanica	489
Storia	489
I primi sfruttamenti per generare potenza elettrica.....	490
L'energia eolica	492
Distribuzione della velocità del vento	493

Funzione di densità di probabilità	493
Distribuzione di Weibull	496
Venti d'alta quota.....	500
AEROGENERATORI	501
Minieolico e microeolico	501
Eolico d'alta quota	501
Troposfera	503
Tropopausa.....	505
Stratosfera	506
Mesosfera	507
Termosfera	507
Esosfera.....	508
Kite Wind Generator (Progetto italiano – eolico d’alta quota)	508
Venti di alta quota	509
Storia	509
Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL).....	510
KiteGen Carousel.....	510
Mobilegen	511
KiteGen Stem.....	511
Finanziamenti	511
Accordi.....	512
Eolico magnetico.....	512
Caratteristiche	512
Magneti permamenti	512
Il momento magnetico.....	513
Magnetizzazione.....	514
I poli magnetici.....	514
Polo nord e polo sud del campo magnetico.....	515
Materiali magnetici	516
Origini fisiche del magnetismo - Magneti permanenti.....	517
Ruolo degli elettroni.....	518
Elettromagneti	518
Utilizzi dei magneti	519
Come magnetizzare e smagnetizzare un corpo	520

Tipi di magneti permanenti - Magneti metallici.....	521
Tipi di magneti permanenti - Magneti compositi	521
Tipi di magneti permanenti - Con terre rare.....	521
Tipi di magneti permanenti - Molecolari (SMM)	522
Tipi di magneti permanenti - Magneti organici.....	522
Forze magnetiche	522
Liberty Wind Turbine.....	524
MagLev Wind Turbine.....	526
PARCHI EOLICI.....	528
EOLICO ON-SHORE E NEAR-SHORE	528
Roscoe Wind Farm.....	529
Gansu Wind Farm	529
EOLICO OFF-SHORE	530
Turbina eolica galleggiante	531
Applicazioni	531
Tipologie di piattaforme.....	532
Esempi di approccio tecnico	532
Prototipi.....	532
CATEGORIE DI AEROGENERATORI.....	533
Centrale eolica Tvindkraft.....	533
Storia	534
Caratteristiche tecniche	535
Dettagli costruttivi.....	535
Enercon E-40.....	536
Storia	537
Successori dell'Enercon E-40.....	538
Enercon E-112.....	538
Storia	538
Caratteristiche e dimensioni	539
Enercon E-126.....	539
Prototipo.....	540
Progetto Markbygden Wind Farm.....	540
Progetto Wind Farm Noordoostpolder.....	540
Progetto Wind Farm "Le Mont des 4 Faux"	540

Gamesa G80-2MW	540
Caratteristiche	541
Dettagli tecnici	541
Modalità di rumore.....	542
Differenze con le versioni installate in USA e Canada	542
Costruttore.....	542
Honeywell wind turbine	543
Caratteristiche	543
Fattore di capacità	543
Potenza	543
Lampione eolico.....	545
Nordex N90/2500.....	546
Storia	546
Caratteristiche	546
Dettagli tecnici	546
Vita operativa	547
Differenze con le versioni installate in USA e Canada	547
Costruttore.....	547
Proven 35	547
Caratteristiche	547
Potenza	547
Impatto ambientale e potenzialità.....	547
Quietrevolution.....	548
Caratteristiche	548
Revolutionair.....	550
Caratteristiche - Revolutionair 400	550
Caratteristiche - Revolutionair 1000	550
Caratteristiche comuni.....	550
Storia	550
Produzione.....	550
Ropatec Big Star Vertical.....	551
Caratteristiche	552
Turbina eolica di Darrieus.....	554
Turbina eolica Savonius	555

Descrizione.....	555
Pregi e difetti	555
Utilizzi	556
Urbine.....	558
Caratteristiche	558
Vestas V90-3MW.....	558
Dettagli tecnici	559
Vita operativa	559
Differenze tra il modello V90-3 e il V90-2/V80.....	559
Modalità di rumore.....	560
Differenze con le versioni installate in USA e Canada	560
Identificazione	560
Sistemazione offshore	560
Produzione.....	560
TURBINA EOLICA	561
Storia	561
Descrizione.....	562
Generatore ad asse orizzontale	564
Rotore	564
Navicella o gondola.....	565
Torre.....	566
Generatore ad asse verticale	566
Funzionamento	567
Produzione.....	567
MINIEOLICO	567
Installazione del minieolico e microeolico.....	568
Affiancamento ad altre fonti rinnovabili	568
Ibrido Diesel-Vento.....	568
Storia degli impianti diesel-eolici	569
Tecnologia degli impianti diesel-eolici	569
Combustibili	569
Comunità isolate nel mondo, che utilizzano sistemi vento-diesel.....	570
Turbine eoliche per uso domestico nel Regno Unito	572
Regole e permessi per la messa in opera	572

Velocità dei venti - Esempi dei costi di un impianto minieolico	573
Microeolico in Italia	573
CAPACITA' DI ENERGIA EOLICA E PRODUZIONE	573
Efficienza	575
Legge di Betz	575
Ipotesi	576
Applicazione della conservazione della massa (equazione di continuità).....	576
Potenza e lavoro	576
Coefficiente di carico	577
Punti di interesse	579
Trend di crescita	579
Fattore di capacità	580
Penetrazione	581
Variabilità.....	583
Prevedibilità	585
Affidabilità	585
Accumulo dell'energia.....	585
Effetti sull'ambiente	587
Trend dei costi.....	588
Incentivi e benefici di comunità	589
POLITICA.....	590
Governi centrali.....	590
Opinione pubblica	590
Comunità	593
NIMBY	594
COSTI MINI-EOLICO	595
COSTI MICRO-EOLICO	596
ENERGIA EOLICA IN ITALIA	596
La produzione di energia.....	596
Installazione di un impianto	597
Parchi eolici italiani.....	597
PARCHI EOLICI NEL MONDO	603
Grandi parchi eolici su terraferma.....	604
In esercizio	604

In costruzione	607
Proposti o in progetto	608
ENERGIA EOLICA OFFSHORE	609
Storia	610
Sviluppo futuro.....	612
Tipi di turbine eoliche offshore	612
Turbine eoliche offshore con fondazione fissa.....	612
Turbine eoliche offshore galleggianti - Turbina eolica galleggiante.....	615
Turbine eoliche offshore ad asse verticale	615
Economia.....	615
Costi di investimento.....	617
Costi operativi	617
Costo dell'energia	617
Costi futuri	618
Risorse eoliche offshore	618
Pianificazione e autorizzazione	619
Installazione	620
Struttura di un parco eolico	626
Integrazione alla rete	627
Manutenzione	629
Messa fuori servizio	629
Sito di Yttre Stengrund.....	629
Sito di Vindeby	631
Sito di Blyth	632
Impatto ambientale dell'energia eolica.....	632
I più grandi parchi eolici offshore	633
Elenco dei parchi eolici offshore ed Elenco dei parchi eolici offshore per paese	635
Questo è un elenco di parchi eolici offshore con almeno 200 MW di capacità di targa dati attualmente operativi.	638
Questo è un elenco di parchi eolici con una capacità di targa di oltre 300 MW attualmente in costruzione.....	642
Questo è un elenco dinamico e potrebbe non essere mai in grado di soddisfare particolari standard di completezza. La tabella seguente elenca le più grandi aree di parchi eolici offshore (per capacità di targa) che sono solo in una fase di proposta e che hanno ottenuto almeno alcuni dei consensi formali richiesti prima che la costruzione possa iniziare.....	643

Altri importanti parchi eolici offshore.....	645
Progetti	645
Energia eolica offshore per nazione	646
Elenco dei paesi per capacità cumulativa installata di energia eolica offshore (MW)	
.....	646
CAPITOLO 14	648
ENERGIA GEOTERMICA	648
CALORE.....	648
Cenni storici	648
Teoria del flogisto	649
Effetti del calore	650
Unità di misura del calore	651
Analogia tra calore e lavoro	651
Calore, temperatura ed energia interna.....	651
Propagazione del calore	652
Percezione della temperatura	652
Termochimica	653
Concetti fondamentali	653
Funzioni di stato principali.....	654
Entalpia	654
Entropia	654
Energia libera	654
Spontaneità di una reazione.....	655
GEOTERMIA	655
L'origine del calore terrestre.....	655
Gradiente termico.....	656
Dorsale oceanica	656
Misurazione della temperatura e del gradiente termico	660
Strumenti per la misura della temperatura in pozzi.....	661
Larderello	662
Territorio	663
Storia	663
Scienze della Terra	663
Discipline	664
PRINCIPIO GEOTERMICO	665

Vulcano	666
Descrizione.....	667
Cono vulcanico.....	668
Disposizione dei vulcani	669
Studio dei vulcani.....	669
Classificazione dei vulcani.....	670
Vulcani a scudo	671
Vulcani a cono - stratovulcani.....	671
Vulcani sottomarini	671
In base al tipo di attività eruttiva	671
Il vulcanismo secondario.....	672
Tettonica delle placche.....	672
Descrizione.....	673
I confini tra le placche.....	675
Cause dei movimenti tettonici.....	680
La Cella Convettiva.....	680
I plume (o punti caldi).....	681
L'effetto "slab pull"	681
Il ciclo di Wilson	682
STORIA	683
Polibutilene	685
Sintesi.....	686
Caratteristiche	686
Applicazioni: (Tubature).....	688
PRODUZIONE DI ELETTRICITA'	688
TIPOLOGIA DELLE SORGENTI GEOTERMICHE.....	691
COSTI	692
Capex.....	692
Opex	693
VANTAGGI E SVANTAGGI.....	694
CENTRALE GEOTERMoeLETTRICA	695
Teleriscaldamento	695
Produzione.....	696
Distribuzione	697

Efficienza	698
Pro e contro del teleriscaldamento	698
Il teleriscaldamento in Italia	699
Il teleriscaldamento in Alto Adige	699
Il teleriscaldamento in Lombardia.....	700
Il teleriscaldamento in Piemonte	700
Il teleriscaldamento in Veneto.....	700
Il teleriscaldamento in Friuli-Venezia Giulia.....	701
Il teleriscaldamento in Emilia-Romagna.....	701
Il teleriscaldamento a Roma.....	702
Teleraffrescamento.....	702
Teleriscaldamento freddo.....	702
Inchieste e denunce sul teleriscaldamento in Italia	703
Descrizione - Il fenomeno naturale	703
Crosta terrestre	703
Descrizione - Funzionamento.....	714
Come funziona una centrale geotermica	715
Centrale geotermoelettrica a ciclo binario.....	718
Differenze rispetto ad una centrale tradizionale.....	719
Il flusso termico terrestre.....	719
LA CENTRALE GEOTERMICA (IN SINTESI).....	719
FONTE ENERGETICA RINNOVABILE ED EFFETTI SULL'AMBIENTE	726
CRITICITA' DEGLI IMPIANTI DI ENERGIA GEOTERMICA	727
DIFFUSIONE NEL MONDO.....	727
IN ITALIA	728
LA GEOTERMIA A BASSA ENTALPIA.....	729
SONDE GEOTERMICHE	729
GEOTERMIA A CICLO BINARIO: FINALMENTE UN IMPIANTO IN TOSCANA	730
PROGETTI EUROPEI SULLA GEOTERMIA	731
CAPITOLO 15	739
CORRENTE OCEANICA	739
Classificazione	739
Effetti.....	740
Importanza.....	740

Corrente del Golfo.....	740
L'influsso del movimento terrestre.....	740
Evoluzione futura.....	741
Corrente nord-atlantica.....	743
Corrente del Labrador.....	743
Corrente dell'isola di Baffin.....	744
Corrente della Groenlandia orientale.....	744
Caratteristiche.....	745
Corrente della Florida.....	745
Corrente delle Canarie.....	746
Corrente della Guyana.....	746
Corrente Equatoriale Sud.....	747
Caratteristiche.....	747
Corrente Equatoriale Nord.....	748
Caratteristiche.....	748
Corrente delle Antille.....	748
Caratteristiche.....	749
Corrente del Brasile.....	750
Corrente del Benguela.....	750
Corrente delle Falkland.....	751
Corrente di Agulhas.....	751
Corrente del Mozambico.....	752
Corrente di Humboldt.....	752
Corrente dell'Australia Orientale.....	753
Caratteristiche.....	753
Fronte di Tasman.....	754
Caratteristiche.....	754
Corrente di Davidson.....	755
Caratteristiche.....	755
Corrente del Portogallo.....	756
Circolazione termoalina.....	756
Introduzione.....	757
Formazione di masse d'acqua profonda.....	758
Moto della circolazione termoalina.....	759

Effetti sul clima globale	759
Oceanografia	759
Storia	760
Ambiti	761
Oceanografia fisica.....	761
Temperatura, salinità e densità.....	763
Fondale marino.....	763
Piattaforma continentale.....	763
Scarpata continentale.....	764
Piana abissale	765
Fossa oceanica.....	767
Canyon sottomarino	768
Sonda CTD.....	769
Generalità	769
Campionamento	769
Sensoristica	769
Mercato e Ricerca.....	770
Idrografia.....	770
Definizione.....	771
Descrizione.....	771
Enti per lo studio dell'idrografia.....	772
Batimetria.....	772
Etimologia.....	772
Applicazioni	772
Micro-batimetria.....	772
Isobata	773
Etimologia	773
Cenni storici	773
Descrizione.....	774
Applicazioni	774
General Bathymetric Chart of the Oceans.....	774
Cenni storici	775
Organizzazione.....	775
Floating Instrument Platform	776

Onda marina	777
Formazione.....	777
Altre cause.....	778
Dimensioni	778
Onda piana sinusoidale.....	779
Frangimento	780
Effetti.....	780
Tempeste e maree.....	780
Energia del moto ondoso.....	781
Generazione di energia elettrica dal moto ondoso	782
Spirale di Ekman	782
Descrizione.....	782
Termocline	783
Mar Mediterraneo.....	784
Upwelling	786
Meccanismi	786
Variazioni.....	787
Modello modulare dell'oceano	788
Aspetti generali	789
Lista dei modelli di circolazione oceanica	789
Modello generale della circolazione oceanica.....	790
Sviluppo storico	791
Importanza.....	792
Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare	792
CAPITOLO 16	796
ENERGIA OCEANICA.....	796
Correnti marine ed oceaniche.....	796
Correnti di marea.....	797
Potenza ed energia della corrente marina e di marea	798
Caratteristiche generali del moto ondoso	799
Calcolo della potenza del moto ondoso.....	800
Produzione di energia elettrica da correnti marine e di marea	801
Impianti a barriera – principio di funzionamento	802
Sistemi a singolo bacino.....	802

Sistemi a doppio bacino	803
Stato attuale e sviluppi futuri	803
Impatto ambientale dei sistemi a barriera.....	804
LA RANCE TIDAL POWER PLANT	804
Caratteristiche generali.....	804
Impianto elettrico	806
Modalità di generazione di energia	807
Costo dell'impianto e dell'energia	809
Problematiche generali.....	809
Impatto ambientale.....	810
Integrazione della struttura.....	810
TURBINE MARINE.....	810
Principio di funzionamento	810
Stato attuale.....	810
DeltaStream Turbine – Tidal Energy Ltd. – Regno Unito	811
Evopod Tidal Turbine – Ocean Flow Energy Ltd. – Regno Unito	812
Free Flow Turbines – Verdant Power Ltd. – Canada e Stati Uniti.....	812
Lunar Energy Tidal Turbine – Lunar Energy Ltd. – Regno Unito.....	813
Turbine serie AR, AS, AN – Atlantis Resource Corporation Ltd – Singapore.....	814
Open Centre Turbine – Open Hydro Ltd. – Irlanda EDF.....	815
Pulse Tidal Hydrofoil – Pulse Generation Ltd. – Regno Unito.....	816
SeaGen – Marine Current Turbines Ltd. – Regno Unito.....	816
Stingray Tidal Energy Converter – Engineering Business Ltd. – Regno Unito.....	817
Tidal Fence Davis Hydro Turbine – Blue Energy Ltd. - Canada.....	818
TidEl Stream Generator – SMD Hydrovision Ltd. – Regno Unito.....	818
Tidal Stream Turbine – Hammerfest Strom AS – Norvegia	819
Turbina Marina Kobold – Ponte di Archimede Spa – Italia.....	819
Sviluppi futuri	820
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA MOTO ONDOSO.....	820
Fenomeni sfruttabili	820
Colonna d'acqua oscillante	820
Dispositivi con apparati galleggianti.....	821
Sistemi con impianti sommersi	821
Sistemi di superficie con bacino di raccolta.....	821

Stato attuale	822
Dispositivi per la produzione di energia elettrica da moto ondoso	822
Aegir Dynamo – Ocean Navitas – Regno Unito	822
Archimedes Wave Swing – Regno Unito.....	823
DEXA Wave energy Cockerell’s Raft – Danimarca.....	823
Langlee Wave Power – Norvegia.....	824
LIMPET – Voith Hydro – Regno Unito.....	824
Ocean Treader WEC – Green Ocean Energy Ltd. – Regno Unito.....	825
OE Buoy – Ocean Energy – Irlanda.....	825
Oyster – Aquamarine Power – Regno Unito.....	826
Pelamis – Pelamis Wave Power Ltd. – Scozia.....	826
PICO – Wave Energy Centre – Portogallo.....	827
Poseidon – Floating Power Plant – Danimarca.....	827
PowerBuoy – Ocean Power Technologies Inc. – New Jersey (USA).....	828
Seabased – Seabased AB – Svezia.....	828
Wavebob – Wavebob Ltd. – Irlanda	829
Wave Dragon – Wave Dragon ApS – Danimarca.....	829
Sviluppi futuri	830
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA GRADIENTE TERMICO	830
Cicli utilizzati	830
Stato attuale.....	832
Principali impianti.....	832
Sviluppi futuri	832
COSTI ATTESI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DAL MARE	833
Suddivisione dei costi.....	833
Costi di investimento.....	833
Costi di esercizio e di manutenzione.....	834
Prestazioni del dispositivo.....	834
Costi attuali	835
Costi futuri energia da moto ondoso	836
Scenario 1 (lento sviluppo tecnologico).....	837
Scenario 2 (veloce sviluppo tecnologico)	837
Scenario 3.....	838
Costi futuri energia da correnti marine e di marea.....	839

PRINCIPALI COLLABORAZIONI CON GRANDI COMPAGNIE DI DISTRIBUZIONE	840
SITI EUROPEI PER TESTARE I PROTOTIPI	842
CAPITOLO 17	843
ENERGIA HARVESTING (OD ENERGIA RACIMOLATA)	843
Tipologie	843
Energia Termica	843
Energia Elettromagnetica	845
Energia Solare	845
MPPT Fractional Open-Circuit Voltage.....	847
Campo Magnetico Disperso	848
Energia Cinetica	849
Natura delle vibrazioni	849
Modello	851
Potenza	853
Generatore Elettromagnetico.....	854
Convertitore Step Down.....	856
Feedback e PWM digitale	857
Performance Feedback	860
Convertitore Boost Inductor-less	861
Convertitore Switched Capacitors.....	861
Strategie di Controllo	865
Generatore Piezoelettrico	866
Piezoelettricità.....	866
Generatore a compressione parallela.....	868
Generatore a compressione ortogonale	868
Materiali e parametro K	869
Oscillatori piezoelettrici	869
Convertitore Step Down in continuo adattamento ideale.....	870
Implementazione circuitale	876
Convertitore ad Estrazione di Carica.....	878
Altre politiche di rettifica, per applicazioni non risonanti.....	880
SSHI-Parallelo.....	881
SSHI-Serie.....	883
Prestazioni	884

ESEMPI DI APPLICAZIONE.....	886
PicoCube	886
Telecomando Wireless	886
Precision Agriculture.....	887
Circuiti Integrati Commerciali di Harvesting.....	888

SINOSSI (ABSTRACT)

Con la stesura della presente tesi di Dottorato di Ricerca in ingegneria energetica si intendono portare all'attenzione dei lettori:

- la definizione di energia e la sua evoluzione storica;
- il Sistema Internazionale, rivisto ed aggiornato a seguito dei mutamenti intercorsi e diventati effettivi a far data dal 20 maggio 2019;
- la Legge di conservazione dell'energia;
- le forme di energia (meccanica - cinetica e potenziale; termica o termodinamica; chimica; elettromagnetica; gravitazionale; nucleare);
- cos'è l'OCSE;
- le definizioni di fusione e di fissione nucleare ed i relativi campi di applicazione;
- le considerazioni di carattere generale in merito ai costi di produzione e di ritorno dell'investimento per la produzione di energia elettrica;
- la necessità di fare ricorso a più forme assicurative qualora vengano utilizzate centrali nucleari;
- le questioni ambientali legate ad utilizzo di energia nucleare;
- la sicurezza legata alle centrali nucleari;
- le tipologie di reattori nucleari a fissione;
- i progetti per la realizzazione di reattori termonucleari sperimentali a fusione, quali il progetto ITER, il progetto Wendelstein 7-X (Stellarator), il progetto DEMO;
- le fonti di energia (combustibili fossili; energia idroelettrica; energia nucleare abbondantemente trattata nei capitoli 2,3,4; energia solare; energia termoelettrica; energia eolica; energia geotermica; energia magnetica; energia mareomotrice; energia racimolata);
- tecnologie e centrali energetiche presenti e future;
- gli impatti ambientali derivanti dallo sfruttamento delle risorse naturali per la produzione di energia;
- le difficoltà tecniche, i costi di realizzazione, gestione e dismissione, legati alle nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Dopo aver menzionato solo alcuni degli aspetti legati al concetto di energia, delle leggi chimiche, fisiche e matematiche che la governano, aver menzionato alcune forme di un suo utilizzo, le tecnologie oggi disponibili e quelle future (in fase di teorizzazione, studio o sperimentazione), credo che ci si possa porre alcune semplici domande:

1. Quali saranno le forme e le fonti energetiche che nei prossimi decenni ci accompagneranno e potranno soddisfare le esigenze su scala planetaria?
2. Quali impatti potranno avere le nuove tecnologie energetiche sull'ambiente?
3. Saremo in grado di sfruttare forme energetiche ecosostenibili a salvaguardia del nostro pianeta?
4. Riusciremo ad essere in sinergia con quella che qualcuno chiama "energia libera pulsante presente nel cosmo" ed essere in grado di comprenderla e saperla coerentemente utilizzare?

Solo osando, sperimentando e ricercando quotidianamente nuove forme e fonti energetiche alternative e/o rinnovabili, coscienti e consapevoli degli impatti che potranno arrecare ai fragili equilibri ambientali del nostro pianeta, potremo rispondere a tali domande.

BIBLIOGRAFIA

Capitolo 1

- Richard Feynman, La fisica di Feynman, Bologna, Zanichelli, 2001.:
- Vol.I, cap.4: Conservazione dell'energia
- Vol. I, cap. 13: Lavoro ed energia potenziale (A)
- Vol. I, par. 15-9 Equivalenza di massa ed energia
- Vol. I, par. 16-5 Energia relativistica
- Enrico Turchetti, Romana Fasi, Elementi di Fisica, 1ª ed., Zanichelli, 1998, ISBN 88-08-09755-2.
- (EN) David Briggs, Mark Wahlqvist, Visionary Voyager, Food Facts - Energy, Penguin Books, 1998.

Il Sistema Internazionale

- Ken Alder, la MISURA di tutte le cose, Rizzoli Editore, 2002, L'avventurosa storia dell'invenzione del sistema metrico decimale, ISBN 88-17-87067-6.
- Michelangelo Fazio, SI, MKSA, CGS & Co. dizionario e manuale delle unità di misura, Bologna, Zanichelli Editore, 1995, ISBN 88-08-08962-2.
- Michelangelo Fazio, Manuale delle unità di misura e Teoria degli errori, Milano, Istituto Editoriale Internazionale, 1973.
- Emanuele Lugli, Breve Storia del Metro in Italia. Bologna, Il Mulino 2014. ISBN 978-88-15-25273-9
- (EN) Robert Perry, Dow.W.Green, Perry's Chemical Engineers' Handbook, 8ª ed., McGraw-Hill, 2007, ISBN 0-07-142294-3.
- (EN) IUPAC Quantities, Units and Symbols in Physical Chemistry, Ian Mills, Tomislav Cvitas, Klaus Homann, Nicola Kallay, Kozo Kuchitsu, 1993, 2ª ed., Blackwell Science, ISBN 0-632-03583-8.

Il principio di conservazione dell'energia

- Legge di conservazione dell'energia su Sapere.it
- David J. Griffiths, Introduction to Quantum Mechanics, 2ª ed., Pearson, 2005, p. 130.

Capitolo 2

Energia meccanica

- C. Mencuccini e V. Silvestrini, Fisica I (Meccanica e Termodinamica), 3^a ed., ISBN 88-207-1493-0, Liguori Editore, 1996.
- Herbert Goldstein, Meccanica Classica, Zanichelli, 2005.

Energia termica o termodinamica

- (EN) Thermal energy, su britannica.com.
- Energia termica, su ebook.scuola.zanichelli.it.

Energia chimica

- Energia chimica, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.
- (EN) Energia chimica, su Enciclopedia Britannica.

Energia elettromagnetica

- Corrado Mencuccini, Vittorio Silvestrini, Fisica II, Napoli, Liguori Editore, 2010, ISBN 978-88-207-1633-2.
- Gerosa, Lampariello, Lezioni di campi elettromagnetici, Edizioni Ingegneria 2000.

Energia gravitazionale

- Energia potenziale gravitazionale, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.

Energia nucleare

- Piero Angela e Lorenzo Pinna. La sfida del secolo. 1^a ed. Milano, Arnoldo Mondadori Editore (collezione "Ingrandimenti"), 2006. ISBN 88-04-56071-1.
- Ugo Bardi. La fine del petrolio. 1^a ed. Roma, Editori Riuniti (collana "Saggi/scienze"), 2003. ISBN 88-359-5425-8.

- Gwyneth Cravens. Il nucleare salverà il mondo. Mondadori (collana "Strade blu"), 2008. ISBN 978-88-04-58010-2.
- G. Choppin; J.O. Liljezin; J. Rydberg. Radiochemistry and Nuclear Chemistry. 3^a ed. (in inglese) Oxford, Butterworth-Heinemann, 2002.
- R.G. Cochran e N. Tsoulfanidis. The Nuclear Fuel Cycle: Analysis and Management. 3^a ed. (in inglese) La Grange Park, ANS, 1999.
- IAEA-OECD. Uranium 2003: Resources, Production and Demand (the Red Book). (in inglese) Bedfordshire, Extensa-Turpin, 2003.
- International Energy Agency e Nuclear Energy Agency. Projected Costs of Generating Electricity. 2010 Edition. (in inglese) 2010. ISBN 978-92-64-08430-8. (presentazione in inglese)
- International Nuclear Societies Council. Current Issues in Nuclear Energy, Radioactive Waste. (in inglese) La Grange Park, ANS, 2002.
- Cesi Ricerca, Valutazione dei costi di produzione dell'energia elettrica da fonte nucleare, 2006.
- University of Chicago, The Economic Future of Nuclear Power Plants, 2004.
- Massachusetts Institute of Technology, The Future of Nuclear Power plants - An Interdisciplinary MIT Study, 2003.
- World Nuclear Association. The Economics of Nuclear Power, 2006.
- Royal Academy of Engineering, The Costs of Generating Electricity, 2004.

Capitolo 3

Reattori nucleari a fissione

- Rubbiatron, il reattore da Nobel, Massimo Cappon, Panorama, 11 giugno 1998.
- (EN) A PRELIMINARY ESTIMATE OF THE ECONOMIC IMPACT OF THE ENERGY AMPLIFIER - An in-depth review of the Energy Amplifier co-authored by Rubbia.
- (EN) Christoph Pistner, Emerging Nuclear Technologies: The Example of Carlo Rubbia's Energy Amplifier, International Network of Engineers and Scientists Against Proliferation.
- UIC, su uic.com.au.
- MYRRHA, su sckcen.be.
- Autori vari. "A Subcritical, Gas-Cooled Fast Transmutation Reactor with a Fusion Neutron Source", Nuclear Technology, Vol. 150, No. 2, maggio 2005, pagine 162–188.
- (EN) IUPAC Gold Book, "nuclear reactor".
- Alex P. Meshik, The Workings of an Ancient Nuclear Reactor. Scientific American. Novembre 2005.
- Oklo: Natural Nuclear Reactors - Fact Sheet.
- Comprensorio Nucleare di Saluggia (Vercelli).
- Dati IAEA.
- (EN) I reattori operativi al mondo.
- (EN) AIEA: Nuclear Power Reactors by type, su iaea.org.

- [\(EN\) AIEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2018, ISBN 978-92-0-101418-4.](#)
- [\(EN\) AIEA: Nuclear Power Reactors by type, su aris.iaea.org.](#)
- [Advanced Boiling Water Reactor, su gepower.com.](#)
- [\(EN\) IAEA - Nuclear Power Reactors in the World, 2012 edition, su www-pub.iaea.org.](#)
- [I siti nucleari italiani, su sogin.it.](#)
- [ITER, su ITER.org.](#)
- [EUROfusion, su euro-fusion.org.](#)

Capitolo 4

Progetto ITER

- [\(EN\) Sito ufficiale di ITER, su iter.org.](#)
- [Sito europeo \(EU\) sulla fusione, su ec.europa.eu.](#)
- ["ITER: la via verso la fusione termonucleare controllata" interessante articolo divulgativo, su corrierebit.com.](#)
- [Fonte divulgativa, su repubblica.it.](#)
- [\(EN\) F4E \(Fusion for energy\) - Organismo della Comunità Europea che sta sviluppando ITER, su fusionforenergy.europa.eu.](#)
- [L'attività ENEA sulla fusione, su enea.it.](#)
- [Una collezione di documenti costituita da Prof. McCray relativi alla prima fase del progetto ITER \(1979 – 1989\) è consultabile presso gli Archivi Storici dell'EU a Firenze](#)

Progetto Stellarator (Wendelstein 7-X)

- [\(EN\) Stellarator News from ORNL, su ornl.gov.](#)
- [\(EN\) Stellarators Around the World - inc UST-2, su web.ornl.gov.](#)
- [\(EN\) Spherical Stellarator, su highfactor.com.](#)
- [\(EN\) Low-cost Stellarator, su fusionvic.org.](#)

Progetto DEMO

- [In ITER il blanket serve unicamente ad asportare l'energia prodotta dalla reazione di fusione, cioè è uno shielding blanket e non un breeding blanket, sebbene anche per ITER siano stati effettuati studi di breeding blanket - G. Simbolotti et al., ITER driver blanket, European Community design, Fusion Engineering and Design 22 \(1993\); C. Nardi, L. Petrizzi, G. Piazza, A breeding blanket in ITER-FEAT, Fusion Engineering and Design 69, \(2003\).](#)
- [P. Batistoni et al, Energia da fusione, stato dell'arte e nuove prospettive, edizioni ENEA 2008](#)
- [ITER, su ITER.org.](#)
- [EUROfusion, su euro-fusion.org.](#)

Capitolo 5

Fonti di energia

- Piero Angela, La sfida del secolo, Mondadori, 2006

Capitolo 6

Combustibili fossili

- Piero Angela, Lorenzo Pinna, La sfida del secolo, Mondadori, 2006, ISBN 88-04-56071-1.
- Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT), Energia e radiazioni, 2006, ISBN 88-448-0200-7.
- AAVV, Dizionario Collins dell'ambiente, Gremese Editore, 1998, ISBN 88-7742-188-6.
- Giacomo Lorenzini, Cristina Nali, Le piante e l'inquinamento dell'aria, Springer, 2005, ISBN 88-470-0321-0.
- Bruno Martinis, L'energia in Italia: Convenzionale, nucleare o alternativa?, Edizioni Dedalo, 1970, ISBN 88-220-6096-2.

Capitolo 7

Energia idroelettrica

- Quaranta, Idroelettrico | Orizzontenergia, su orizzontenergia.it.
- Giampietro Paci, Il mondo della tecnica, T1, Zanichelli, ISBN 88-08-09645-9.
- News - Mini idroelettrico: Non bisogna essere per forza grandi per emergere Emanuele Quaranta, Orizzontenergia, su orizzontenergia.it.
- (EN) Emanuele Quaranta, Water Wheels: Bygone Machines or Attractive Hydropower Converters?, Prescouter - Custom Intelligence.
- (EN) Emanuele Quaranta, Hydrodynamic Screws: From Archimedes to Electricity - Prescouter - Custom Intelligence.
- Quaranta Emanuele vite di Archimede, in Google Docs.
- Emanuele Quaranta and Roberto Revelli, CFD simulations to optimize the blade design of water wheels, in Drinking water engineering and science, 10, 27-32.
- (EN) Emanuele Quaranta, Can these turbines make hydropower more fish friendly? -Prescouter - Custom Intelligence.
- (EN) E. Quaranta, C. Katopodis, R. Revelli, Comoglio, C., Turbulent flow field comparison and related suitability for fish passage of a standard and a simplified low-gradient vertical slot fishway, in River Research and Applications, vol. 33, n° 8, 1° ottobre 2017, pp. 1295–1305, DOI:10.1002/rra.3193.

- Luigi Olivieri, Edoardo Ravelli, Elettrotecnica, Volume secondo: Macchine elettriche, Dodicesima edizione riveduta e aggiornata, Padova, CEDAM - Casa Editrice Dott. Antonio Milani, 1972.
- Magnetic Properties of Solids, Carl L., Hyper Physics.
- (EN) IUPAC Gold Book, "diamagnetic".
- Charles Kittel, Introduction to Solid State Physics, 6th, John Wiley & Sons, 1986, pp. 299–302, ISBN 0-471-87474-4.
- M. C. Chang, Diamagnetism and paramagnetism, su NTNU lecture notes.
- Nikos Drakos, Ross Moore e Peter Young, Landau diamagnetism, su Electrons in a magnetic field, 2002.
- Corrado Mencuccini, Vittorio Silvestrini, Fisica II, Napoli, Liguori Editore, 2010, ISBN 978-88-207-1633-2.
- (EN) John D Jackson, Classical Electrodynamics, 3rd Edition, Wiley, 1999, ISBN 0-471-30932-X.
- (EN) Griffiths, David J., Introduction to Electrodynamics (3rd ed.), Prentice Hall, 1998, ISBN 0-13-805326-X.
- (EN) IUPAC Gold Book, "paramagnetic".
- Mencuccini, Silvestrini, Pag. 316-319-332
- (EN) Charles Kittel, Introduction to Solid State Physics (Wiley: New York, 1996)
- Corrado Mencuccini, Vittorio Silvestrini, Fisica II, Napoli, Liguori Editore, 2010, ISBN 978-88-207-1633-2.
- Jerry D. Wilson, Antony J. Buffa, Fisica 3, Milano, Principato, 2000, ISBN 88-416-5803-7
- Paride Nobel, Fenomeni fisici, Napoli, Editrice Ferraro, 1994 ISBN 88-7271-126-6
- K. H. J. Buschow, Encyclopedia of materials : science and technology, Elsevier, 2001, ISBN 0-08-043152-6.
- Charles Kittel, Introduction to Solid State Physics, sixth, John Wiley & Sons, 1986, ISBN 0-471-87474-4.
- Ramon Pallàs-Areny e John G Webster, Sensors and Signal Conditioning, 2nd, John Wiley & Sons, 2001, pp. 262–263, ISBN 978-0-471-33232-9.
- Nicola A. Spaldin, Magnetic materials : fundamentals and applications, 2nd, Cambridge, Cambridge University Press, 2010, ISBN 978-0-521-88669-7.
- Harald Ibach e Hans Lüth, Solid-state physics : an introduction to principles of materials science, 4th extensively updated and enlarged, Berlin, Springer, 2009, ISBN 978-3-540-93803-3.
- Robert A Levy, Principles of Solid State Physics, Academic Press, 1968, ISBN 978-0-12-445750-8.
- H.Y Fan, Elements of Solid State Physics, Wiley-Interscience, 1987, ISBN 978-0-471-85987-1.
- Adrianus J Dekker, Solid State Physics, Macmillan, 1958, ISBN 978-0-333-10623-5.
- N Cusack, The Electrical and Magnetic Properties of Solids, Longmans, Green, 1958.
- J.R. Hook, H.E. Hall, Solid state physics, 2nd, Chichester, Wiley, 1994, ISBN 0-471-92805-4.
- André Guinier ; Rémi Jullien, The solid state from superconductors to superalloys, Pbk., Oxford, Oxford Univ. Press, 1989, ISBN 0-19-855554-7.

- K. Mendelssohn, The quest for absolute zero : the meaning of low temperature physics, with S.I. units., 2nd, London, Taylor and Francis, 1977, ISBN 0-85066-119-6.
- H.P. Myers, Introductory solid state physics, 2nd ed., London, Taylor & Francis, 1997, ISBN 0-7484-0660-3.
- Charles Kittel, Introduction to solid state physics, 7. ed., New York [u.a.], Wiley, 1996, ISBN 0-471-11181-3.
- John Palmer, Planar Ising correlations, [Online-Ausg.], Boston, Birkhäuser, 2007, ISBN 978-0-8176-4620-2.
- Dalía S Bertoldi, Bringa, Eduardo M; Miranda, E N, Analytical solution of the mean field Ising model for finite systems, in Journal of Physics: Condensed Matter, vol. 24, n° 22, 6 giugno 2012, pp. 226004.
- Robert Brout, Phase Transitions, New York, Amsterdam, W.A.Benjamin.INC, 1965.
- C. Rau, Jin, C.; Robert, M., Ferromagnetic order at Tb surfaces above the bulk Curie temperature, in Journal of Applied Physics, vol. 63, n° 8, 1° gennaio 1988, pp. 3667.
- R. Skomski, Sellmyer, D. J., Curie temperature of multiphase nanostructures, in Journal of Applied Physics, vol. 87, n° 9, 1° gennaio 2000, pp. 4756.
- Victor Lopez-Dominguez, Hernández, Joan Manel; Tejada, Javier; Ziolo, Ronald F., Colossal Reduction in Curie Temperature Due to Finite-Size Effects in CoFe O Nanoparticles, in Chemistry of Materials, vol. 25, n° 1, 8 gennaio 2013, pp. 6–11.
- S. K. Bose, Kudrnovský, J.; Drchal, V.; Turek, I., Pressure dependence of Curie temperature and resistivity in complex Heusler alloys, in Physical Review B, vol. 84, n° 17, 1° novembre 2011.
- John G. Webster, The measurement, instrumentation, and sensors handbook, [Online-Ausg.], Boca Raton, Fla., CRC Press published in cooperation with IEEE Press, 1999, ISBN 0-8493-8347-1.
- Attay Kovetz, The principles of electromagnetic theory., 1st published., Cambridge [England], Cambridge University Press, 1990, ISBN 0-521-39997-1.
- Rolf E. Hummel, Electronic properties of materials, 3. ed., New York [u.a.], Springer, 2001, ISBN 0-387-95144-X.
- K.J. Pascoe, Properties of materials for electrical engineers., New York, N.Y., J. Wiley and Sons, 1973, ISBN 0-471-66911-3.
- Paulsen, Jason A. Lo, Chester C H; Snyder, John E.; Ring, A. P.; Jones, L. L.; Jiles, David C. Jones, Study of the Curie temperature of cobalt ferrite based composites for stress sensor applications, 39 , Issue: 5, settembre 2003, pp. 3316–3318.
- Hae Jin Hwang, Nagai, Toru; Ohji, Tatsuki; Sando, Mutsuo; Toriyama, Motohiro; Niihara, Koichi, Curie Temperature Anomaly in Lead Zirconate Titanate/Silver Composites, in Journal of the American Ceramic Society, vol. 81, n° 3, 21 gennaio 2005, pp. 709–712.
- Aymeric Sadoc, Mercey, Bernard; Simon, Charles; Grebille, Dominique; Prellier, Wilfrid; Lepetit, Marie-Bernadette, Large Increase of the Curie Temperature by Orbital Ordering Control, in Physical Review Letters, vol. 104, n° 4, 1° gennaio 2010.
- Pierre Curie - Biography, su Nobelprize.org, From Nobel Lectures, Physics 1901-1921, Elsevier Publishing Company, Amsterdam, 1967, The Nobel Foundation 1903.
- Stevanato Fiorenzo - Busetto Diego – La tecnologia degli impianti di alta tensione – IML – Roma 2016 – ISBN 9788892310100 – prf 7.1
- Baldo Giorgio - Tecniche di alte tensioni - Cleup 2004 – Padova

- Resnick, Robert., Walker, Jearl. e Pezzi, Giovanni., Elettromagnetismo, Zanichelli, 2001, ISBN 9788808036292, OCLC 860476300.
- AA.VV., 17 La corrente elettrica, in TUTTO - Fisica, 2012 ed., De Agostini, 31/ott/2012, p. 185, ISBN 978-88-418-6936-9.
- IUPAC Gold Book.
- Tipler, Paul (1998). Physics for Scientists and Engineers: Vol. 2: Electricity and Magnetism, Light (4th ed.). W. H. Freeman. ISBN 1-57259-492-6
- Serway, Raymond; Jewett, John (2003). Physics for Scientists and Engineers (6 ed.). Brooks Cole. ISBN 0-534-40842-7
- Saslow, Wayne M.(2002). Electricity, Magnetism, and Light. Thomson Learning. ISBN 0-12-619455-6. See Chapter 8, and especially pp. 255–259 for coefficients of potential.
- (EN) M. McNaught, A. Wilkinson, IUPAC. Compendium of Chemical Terminology ("Gold Book"), 2^a ed., Oxford, Blackwell Scientific Publications, 1997,DOI:10.1351/goldbook.E01974, ISBN 0-9678550-9-8.
- Resnick, Robert., Walker, Jearl. e Pezzi, Giovanni., Elettromagnetismo, Zanichelli, 2001, ISBN 9788808036292, OCLC 860476300
- Olivieri e Ravelli; Elettrotecnica, volume secondo: macchine elettriche. Edizioni CEDAM.

Capitolo 8

Energia solare

- Construction of a Composite Total Solar Irradiance (TSI) Time Series from 1978 to present, su pmodwrc.ch.
- (EN) D. H. Nall, Looking across the water: Climate-adaptive buildings in the United States & Europe, in The Construction Specifier, vol. 57, 2004-11, pp 50-56.
- (EN) Determining your solar power requirements and planning the number of components, su solar4power.com.
- Glossary, Standard test conditions
- How Do Solar Panels Work?

Capitolo 9

Fotovoltaico

- P. solare, in Treccani.it – Enciclopedie on line, Istituto dell'Enciclopedia Italiana, 15 marzo 2011.
- (fonte le Scienze maggio 2006) Per maggiori approfondimenti: dipartimento di stato statunitense per l'energia
- The Nobel Prize in Physics 1921
- (EN) Boeing difesa-spazio - Boeing Spectrolab Terrestrial Solar Cell Surpasses 40 Percent Efficiency - Comunicato stampa del 6/12/2006.

- Pannelli solari ad alta concentrazione: nuovo record di efficienza - Energia, Fotovoltaico - GreenStyle
- Nature Materials S. A. McDonald et al., Nature Materials 4, 138 - 142 (2005)
- Eni-Mit Solar Frontiers Center (SFC) - Il MIT ed Eni inaugurano a Cambridge il Solar Frontiers Center - Comunicato stampa del 4/05/2010
- (EN) Welcome to Analyst Day, December 6th 2010, Suntech Power Holdings Co., Ltd. Pagina 80/141
- Una nuova tecnologia fotovoltaica per dare impulso alla produzione di energia rinnovabile, su Macitynet.it, 29 dicembre 2018.
- Lisa Krueger. 1999. Overview of First Solar's Module Collection and Recycling Program, Brookhaven National Laboratory p. 23.
- Karsten Wambach. 1999. A Voluntary Take Back Scheme and Industrial Recycling of Photovoltaic Modules, Brookhaven National Laboratory p. 37.
- Pannelli solari: lo smaltimento è una vera miniera, su corriere.it.
- Vantaggi economici derivanti dal processo di riciclo dei moduli fotovoltaici, su tesi.cab.unipd.it.
- Fotovoltaico sostenibile: la gestione e il riciclo dei moduli a fine vita, su amslaurea.unibo.it.
- Pannelli fotovoltaici: processi di riciclaggio e convenienza economica, su tesi.cab.unipd.it.
- Fotovoltaico: incentivi solo a chi ricicla - IdeeGreen
- First Breakthrough In Solar Photovoltaic Module Recycling, Experts Say, European Photovoltaic Industry Association.
- 3rd International Conference on PV Module Recycling, PV CYCLE.
- Rendimenti delle macchine elettriche e lo sviluppo dei motori ed inverter ad alta efficienza
- JF. Guillemoles, "The quest for very high efficiency in Photovoltaic energy conversion", Europhysics news, 2010, 41/2, p. 19-22
- "Solar Cell Efficiency Tables", Prog. Photovolt: Res. Appl. 16 (2010) 346-352.
- R.R. King, D.C. Law, K.M. Edmondson, C.M. Fetzer, G.S. Kinsey, H. Yoon, R.A. Sherif, N.H. Karam, "40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells", Appl. Phys. Lett., 90 (2007) 183516.
- Physics of quantum well solar cells, Ekins-Daukes, N.J.; Adams, J.; Ballard, I.M.; Barnham, K.W.J.; Browne, B.; Connolly, J.P.; Tibbits, T.; Hill, G.; Roberts, J.S. In: Proceedings of the SPIE - The International Society for Optical Engineering, 2009, vol.7211, 72110L (11 pp.), Conference Paper in Journal. (AN: 10542561)
- Conibeer, G., D. Konig, M.A. Green, J.F. Guillemoles, "Slowing of carrier cooling in hot carrier solar cells," Thin Solid. Films, Volume 516, Issue 20, 30 August 2008, Pages 6948–6953.
- Olsson, P; Domain, C; Guillemoles, JF, "Ferromagnetic Compounds for High Efficiency Photovoltaic Conversion: The Case of AlP:Cr," Phys. Rev. Lett., 102(2009) 227204
- Gavin Conibeer, Nicholas Ekins-Daukes, Jean-François Guillemoles, Dirk Konig, Eun-Chel Cho, Chu-Wei Jiang, Santosh Shrestha and Martin Green, "Progress on hot carrier cells," Solar Energy Materials and Solar Cells, 2009,93, 713;

- Arthur LE BRIS and Jean-François GUILLEMOLES , “Hot Carrier Solar cells: achievable efficiencies accounting for main thermalisation paths” Applied Phys. Letters, 2010, 97, (2010) 113506.
- J. M. Kroon, N. J. Bakker, H. J. P. Smit, P. Liska, K. R. Thampi, P. Wang, S. M. Zakeeruddin, M. Grätzel, A. Hinsch, S. Hore, U. Würfel, R. Sastrawan, J. R. Durrant, E. Palomares, H. Pettersson, T. Gruszecki, J. Walter, K. Skupein and G. E. Tulloch, Prog. Photovolt: Res. Appl., 2007, 15, 1
- Hau, S K., Yip H.L., Baek N.S., Zou J., O'Malley K., Jen A. K. Y., Appl. Phys. Lett. 92, 253301 (2008)
- Huang, C. H.; McClenaghan, N. D.; Kuhn, A.; Hofstraat, J. W.; Bassani, D. M. Org. Lett. 2005, 7, 3409.
- Ray, D.; Belin, C.; Hui, F.; Fabre, B.; Hapiot, P.; Bassani, D. M. Chem. Commun. 2011, 47, 2547.
- Snaith, H.J.; Moule, A.J.; Klein, C.; Meerholz, K.; Friend, R.H.; Grätzel, M. Nano Lett. 2007, 7, 3372.
- Wang, M.; Liu, J.; Cevey-Ha, N.-L.; Moon, S.-J.; Liska, P.; Humphry-Baker, R.; Moser, J.-E.; Grätzel, C.; Wang, P.; Zakeeruddin, S. M.; Grätzel, M. Nano Today, 2010, 5, 169.
- a) Tebby, Z.; Babot, O.; Toupance, T.; Park, D.-H.; Campet, G.; Delville, M.-H. Chem. Mater. 2008, 20, 7260. b) Tebby, Z.; Babot, O.; Michau, D.; Hirsch, L.; Carlos, L.; Toupance, T. J. Photochem : Photobiol. A: Chem. 2009, 205, 70.
- Tebby, Z.; Uddin, T.; Nicolas, Y.; Olivier, C.; Toupance, T.; Labrugère, C.; Hirsch, L. ACS Appl. Mater. & Interfaces accepted.
- Olivier, C.; Sauvage, F.; Ducasse, L.; Castet, F.; Grätzel, M. ; Toupance, T. Chem. Sus. Chem. accepted.
- Murakoshi, K.; Kogure, R.; Wada, Y.; Yanagida, S. Chem. Lett. 1997, 26, 47.
- Ravirajan, P.; Peiro, A. M.; Nazeeruddin, M. K.; Grätzel, M.; Bradley, D. D. C.; Durrant, J. R.; Nelson, J. J. Phys. Chem. B 2006, 110, 7635.
- Wagner, J.; Pielichowski, J.; Hinsch, A.; Pielichowski, K.; Bogdal, D.; Pajda, M.; Kurek, S. S.; Burczyk, A. Synth. Met. 2004, 146, 159.
- Tan, S. X.; Zhai, J.; Wan, M. X.; Meng, Q. B.; Li, Y. L.; Jiang, L.; Zhu, D. B. J. Phys. Chem. B 2004, 108, 18693.
- Wang, Y. P.; Yang, K.; Kim, S. C.; Nagarajan, R.; Samuelson, L. A.; Kumar, J. Chem. Mater. 2006, 18, 4215.
- Xia, J. B.; Masaki, N.; Lira-Cantu, M.; Kim, Y. Y.; Jiang, K. J.; Yanagida, S. J. Phys. Chem. C 2008, 112, 11569.
- Urien, M.; Cloutet, E.; Hiorns, R.C.; Vignau, L., Cramail, H., Macromolecules 2008, 41, 7033.
- Cloutet, E.; Mumtaz, M.; Cramail, H.; Materials Science and Engineering: C 2009, 29, 377.

Capitolo 10

Solare termodinamico

- Thomas B. Greenslade, Jr., «Heliostats [archive]», su physics.kenyon.edu.

- [\(EN\) Parabolic Trough Power Plant “Andasol 1” - Facts and Data \(PDF\), su www.schott.com.](#)
- [Acciona web site. ACCIONA's Nevada Solar One — Demonstrating the Commercial Competitiveness of Solar Energy .](#)
- [Utility-Scale Solar Plant Goes Online in Nevada](#)
- [Arizona Utility to Buy Power from a 280-Megawatt Solar Power Plant - EnergyVortex](#)
- [Reed Construction Data Visit: Reed Construction Sites Reed Connect, su Las Vegas Review-Journal.](#)
- [Solel website, su solel.com.](#)
- [Schott: Glass made of ideas](#)
- [Nevada Solar One Fact Sheet \(PDF\), su nevadasolarone.net.](#)
- [Energy Information Administration, Nevada Solar One, Annual, su Electricity Data Browser.](#)
- [First EU Commercial Concentrating Solar Power Tower Opens in Spain, su ens-newswire.com.](#)
- [Today in Pictures - Renewable Energy - TIME](#)
- [Glorenza - Impianto Idroelettrico \(PDF\), opuscolo, Seledison partecipata SEL SpA - Edison SpA, pp. 12.](#)
- [Firmata intesa per una centrale a Priolo, La Repubblica.](#)
- [Eurelios fu un abbaglio? di Cesare Silvi](#)
- [La seconda vita dei pionieri di Adrano Enel Gp ora la riconverte al fotovoltaico: basterà per 5 mila famiglie su Corriere della Sera.](#)
- [Economy, n. 16, 16 aprile 2008, pag. 19](#)
- [Foresta Martin Franco, Enea, il cda se ne va «Sostituite Rubbia», in Il Corriere della Sera, 27 giugno 2005.](#)
- [Carlo Rubbia, La ricerca umiliata all'Enea, in La Repubblica, 15 luglio 2005.](#)
- [Solare termodinamico, firmata l'intesa centrali in Lazio, Puglia e Calabria, La repubblica.](#)
- [Intesa sullo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico di attuazione dell'articolo 7, comma 1, del decreto legislativo n. 387/2003, recante i criteri e le modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici. \(SVILUPPO ECONOMICO\) Intesa ai sensi dell'articolo 7, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. \(PDF\), Conferenza Stato-Regioni, 26 marzo 2008.](#)
- [Resoconto stenografico 246 a seduta pubblica Assemblea del martedì 28 luglio 2009 \(PDF\), XVI Legislatura, Senato della Repubblica, luglio 2009, pp. testo della mozione 1-00155 del 14 luglio 2009 a pp.136.](#)
- [Resoconto stenografico 246 a seduta pubblica Assemblea del martedì 28 luglio 2009 \(PDF\), XVI Legislatura, Senato della Repubblica, luglio 2009, pp. testo della mozione 1-00161 del 14 luglio 2009 a pp.138.](#)
- [Dichiarazione del presidente ENEA all'ANSA il 28 luglio 2009](#)
- [Large Solar Energy Projects, California Energy Commission.](#)
- [Gilbert Cohen, Nevada First Solar Electric Generating System \(PDF\), in IEEE May Technical Meeting, Las Vegas, Nevada, Solargenix Energy, 2006, p. 10.](#)

- D. Kearney, Solar Electric Generating Stations (SEGS), in IEEE Power Engineering Review, vol. 9, n° 8, IEEE, agosto 1989, pp. 4–8, DOI:10.1109/MPER.1989.4310850.
- Hank Price, Parabolic trough technology overview (PDF), in Trough Technology - Algeria, NREL, 2002, p. 9.
- EIA Electricity Data Browser SEGS I Plant code 10437
- EIA Electricity Data Browser SEGS II Plant code 10438
- EIA Electricity Data Browser SEGS III Plant code 10439
- EIA Electricity Data Browser SEGS IV Plant code 10440
- EIA Electricity Data Browser SEGS V Plant code 10441
- EIA Electricity Data Browser SEGS VI Plant code 10442
- EIA Electricity Data Browser SEGS VII Plant code 10443
- EIA Electricity Data Browser SEGS VIII Plant code 10444
- EIA Electricity Data Browser SEGS IX Plant code 10446
- Michael R. Blood and Brian Skolof, "Huge thermal plant opens as solar industry grows" Archived 2014-02-22 at the Wayback Machine, Associated Press, February 13, 2014.
- "Update from Ivanpah – May 2013". May 22, 2013. Archived from the original on July 22, 2013. Retrieved July 22, 2013. Ivanpah Project Is More Than 92 Percent Complete
- "Ivanpah Solar Electric Generating System". National Renewable Energy Laboratory (NREL). Archived from the original on 2015-10-12. Retrieved 22 March 2016.
- "Ivanpah". Loan Programs Office (LPO), Department of Energy (DOE). March 2015. Retrieved 2 May 2016.
- "Brightsource Ivanpah". Ivanpahsolar.com.
- "Business Wire: Ivanpah Solar Electric Generating System Reaches 'First Sync' Milestone". Businesswire.com. Retrieved 28 November 2014.
- "World largest solar thermal plant syncs to the grid". Spectrum.ieee.org. Retrieved 28 November 2014.
- "World's Largest Solar Thermal Power Project at Ivanpah Achieves Commercial Operation", NRG press release, February 13, 2014.
- "Solar energy plant in California gets new partner in NRG". Power Engineering International. PennWell Corporation. 2010-10-28. Retrieved 2010-10-29.
- Wald, Matthew (November 28, 2011). "Google Pulls the Plug on a Renewable Energy Effort". The New York Times.
- La Jeunesse, William (November 8, 2014). "World's largest solar plant applying for federal grant to pay off federal loan". Fox News. investors of a California solar power plant now want a \$539 million federal grant to pay off their federal loan.
- Woody, Todd (February 11, 2010). "BrightSource Alters Solar Plant Plan to Address Concerns Over Desert Tortoise". The New York Times. Retrieved 2010-02-25.
- Walsh, Bryan (24 June 2013). "Tower of Power". Time (paper). pp. Business 1–4.
- "Docket No. 07-AFC-5: Energy Commission Staff's Opening Brief". California Energy Commission. 1 April 2010. Retrieved 15 April 2010.
- Siemens press release Siemens to supply 123 MW steam turbine-generator set for solar thermal power plant in California

- [Siemens. "Energy efficiency. Rethinking the energy system here in the U.S."Usa.siemens.com](http://Usa.siemens.com). Retrieved 28 November 2014.
- [BrightSource & Bechtel Partner on 440-MW Ivanpah CSP Project Renewable Energy World, September 10, 2009.](#)
- ["Concentrating Solar Power Projects - Ivanpah Solar Electric Generating System. Concentrating Solar Power. NREL". Nrel.gov. 2014-11-20. Retrieved 2017-12-12.](#)
- [BrightSource secures final approval for Ivanpah solar project, BusinessGreen.com staff, BusinessGreen, 08 Oct 2010](#)
- [Wesoff, Eric; Brett Prior \(April 25, 2011\). "BrightSource Files for \\$250M IPO: A Closer Look". Greentech Media. Retrieved 2011-04-25.](#)
- [Electric Power Daily \(12 April 2011\). "DOE finalizes \\$1.6 billion Ivanpah solar loan". Platts. Retrieved 3 December 2011.](#)
- [Mufson, Steven \(February 23, 2010\). "Solar power project in Mojave Desert gets \\$1.4 billion boost from stimulus funds". Washington Post. Retrieved 2011-04-15.](#)
- [Gupta, Poornima; Ayesha Rascoe \(February 22, 2010\). "California solar project gets \\$1.4 bln US guarantee". Reuters. Retrieved 2010-02-25.](#)
- [Sadanand, Tejal \(April 12, 2011\). "Google goes green, invests \\$168 million in Ivanpah Solar power". International Business Times. Archived from the original on April 13, 2011. Retrieved April 15, 2011.](#)
- [Google cans concentrated solar power project Reve, 24 Nov 2011. Accessed: 25 Nov 2011.](#)
- [Google Renewable Energy Cheaper than Coal \(RE<C\) Archived 2013-06-29 at the Wayback Machine, Google. Accessed: 30 November 2011.](#)
- ["CMB - EB5 Visa". Cmbeb5visa.com. Archived from the original on 2017-03-30. Retrieved 2017-03-29.](#)
- ["High-Tech Solar Projects Fail to Deliver". One big miscalculation was that the power plant requires far more steam to run smoothly and efficiently than originally thought, according to a document filed with the California Energy Commission. Instead of ramping up the plant each day before sunrise by burning one hour's worth of natural gas to generate steam, Ivanpah needs more than four times that much help from fossil fuels to get the plant humming every morning.](#)
- [Approved petition Docketpublicenergy.ca.gov, \(PDF\)](#)
- [Danelski, David \(21 October 2015\). "It's not easy being green: Ivanpah solar plant near Nevada burns much natural gas, making it a greenhouse gas emitter under state law". Orange County Register. Santa Ana, California. Retrieved 23 October 2015.](#)
- [Household energy Physics UCI.](#)
- [Danko, Pete \(June 17, 2015\). "Ivanpah Solar Production Up 170% in 2015". Breaking Energy. Retrieved 22 March 2016.](#)
- [Energy Information Administration. "Electricity data browser - Ivanpah 3". Electricity Data Browser. Retrieved January 27, 2016.](#)
- ["ORDER APPROVING a Petition to Modify SOLAR PARTNERS, LLC : Air Quality Conditions of Certification" \(PDF\). Energy.ca.gov. Retrieved 18 July 2018.](#)
- [Zook, David \(November 16, 2009\). "County Supervisor, Concerned by BrightSource Mega Solar Project Impacts, Calls for Full Review". Best Syndication News. Retrieved 2011-04-15.](#)

- "DOE Finalizes \$1.6 Billion Loan Guarantee for BrightSource Energy". U.S. Department of Energy Loans Program Office. U.S. Department of Energy. 11 April 2011. Archived from the original on 28 March 2014. Retrieved 28 Mar 2014.
- Schlissel, David; Allison Smith; Rachel Wilson (July 2008). Coal-Fired Power Plant Construction Costs (PDF) (Technical report). Synapse Energy Economics, Inc. p. 8.
- Schlissel, David; Bruce Biewald (July 2008). Nuclear Power Plant Construction Costs(PDF) (Technical report). Synapse Energy Economics, Inc. p. 9.
- "NRG's Massive California Solar Plant Finally Making Enough Power". 1 February 2017 – via www.bloomberg.com.
- Huge solar plant lags in early production, Associated Press, November 17, 2014
- Danko, Pete (December 15, 2015). "Ivanpah Solar Project Faces Risk of Default on PG&E Contracts". KQED. Archived from the original on 2016-03-25. Retrieved 22 March 2016.
- Danelski, David (March 17, 2016). "PUC gives Ivanpah plant operators more time to increase output". The Press-Enterprise. Retrieved 22 March 2016.
- Sweet, Cassandra. "High-Tech Solar Projects Fail to Deliver". The \$2.2 billion Ivanpah solar power project in California's Mojave Desert is supposed to be generating more than a million megawatt-hours of electricity each year. But 15 months after starting up, the plant is producing just 40% of that, according to data from the U.S. Energy Department.
- Susan, Kraemer. "How Ivanpah Raised Its Performance In Its Second Year". CleanTechnica. Retrieved 17 June 2016.
- "U.S. Solar Radiation Resource Maps". NREL. Retrieved 4 March 2014.
- "Ivanpah Solar Electric Generating Station (ISEGS) Case Study". CleanEnergy ACTION PROJECT. Archived from the original on 2014-05-22. Retrieved 4 March 2014.
- "Ivanpah Solar Electric Generating System". Retrieved 18 March 2014.
- "Ivanpah Solar Project Quietly Goes Online – Or Does It?". KCET. 30 January 2014. Retrieved 4 March 2014.
- Staff (19 May 2016). "Mirrors blamed for fire at world's largest solar plant". The Big Story. Associated Press. Retrieved 23 May 2016.
- "Renewables Watch for Operating Day: Monday, June 20, 2016" (PDF). California ISO Renewables Watch. Retrieved 21 June 2016.
- "Renewables Watch for Operating Day: Tuesday, June 07, 2016" (PDF). California ISO Renewables Watch. Retrieved 21 June 2016.
- "PLANT OF THE YEAR: Ivanpah Solar Electric Generating System Earns POWER's Highest Honor - POWER Magazine". POWER Magazine. Retrieved 28 November 2014.
- "The Ivanpah solar energy project named Concentrating Solar Power project of the year". REVE. February 22, 2012.
- Lewis, Judith (4 May 2009). "As the climate warms, environmentalists square off over Big Solar's claim to the Mojave Desert". High Country News. Archived from the original on 2012-04-06. Retrieved 3 December 2011.
- "California Energy Commission" (PDF). Compliance Docket - Ivanpah Solar. California Energy Commission. Retrieved 9 September 2014.

- ["Avian & Bat Monitoring Plan" \(PDF\). California Energy Commission - Ivanpah Solar compliance. California Energy Commission. Retrieved 9 September 2014.](#)
- [DuHamel, Jonathan \(22 August 2014\). "Ivanpah solar plant wants to burn more natural gas". Arizona Daily Independent.](#)
- [Danelski, David \(April 16, 2015\). "SOLAR POWER: Inland plants boost state to No. 1". The Press-Enterprise. Riverside, California.](#)
- ["Ivanpah Temporary Suspension Notice". Federal Government. Retrieved 3 December 2011.](#)
- [California Energy Commission. "Final Staff Assessment of the Ivanpah Solar Electric Generating System". CEC Documents Page. CEC. Retrieved 3 December 2011.](#)
- [Danelski, David \(8 October 2011\). "First displaced tortoise released". Press-Enterprise. Retrieved 3 December 2011.](#)
- [Basin and Range Watch. "Desert Tortoise Recovery: Science and Politics Clash". Retrieved 3 December 2011.](#)
- [Kaufmann, K. \(2013-11-13\). "Palen project raises concerns across Coachella Valley". mydesert.com. Retrieved 2014-02-17.](#)
- ["Preventing Bird Deaths at Solar Power Plants, Part 1". Renewable Energy World. Retrieved 28 November 2014.](#)
- ["Palen Solar Power Project - Compliance" \(PDF\). Docketpublic.energy.ca.gov. Retrieved 28 November 2014.](#)
- [Knickmeyer, Ellen \(18 August 2014\). "Emerging solar plants in Mojave Desert scorch birds in mid-air". The Sun. San Bernardino County Sun. The Associated Press.](#)
- [K Kaufmann \(7 April 2014\). "Birds going up in smoke at Ivanpah solar project". The Desert Sun. Retrieved 28 November 2014.](#)
- [Peck, Morgen \(2014-08-20\). "Ivanpah Solar Power Tower Is Burning Birds". IEEE Spectrum. Retrieved 2014-12-07.](#)
- [Kagan, Rebecca A \(2014-06-23\). "Avian Mortality at Solar Energy Facilities in Southern California: A Preliminary Analysis" \(PDF\). Palen Solar Power Project - Compliance. Retrieved 2014-12-07.](#)
- [Kraemer, Susan \(2015-04-16\). "One Weird Trick Prevents Bird Deaths At Solar Towers". cleantechnica.com. Retrieved 2017-12-12.](#)
- [Sweet, Cassandra \(June 12, 2015\). "High-Tech Solar Projects Fail to Deliver". Wall Street Journal. Once built, U.S. government biologists found the plant's superheated mirrors were killing birds. In April, biologists working for the state estimated that 3,500 birds died at Ivanpah in the span of a year, many of them burned alive while flying through a part of the solar installment where air temperatures can reach 1,000 degrees Fahrenheit.](#)
- [Peter Fairley, Solar towers don't seem to be the bird-destroyers once thought, IEEE Spectrum, 2 Nov. 2015.](#)
- [Sahagun, Louis \(September 2, 2016\). "This Mojave Desert solar plant kills 6,000 birds a year. Here's why that won't change any time soon". Los Angeles Times. Retrieved 6 September 2016.](#)
- [Kraemer, Susan \(3 September 2014\). "For the Birds: How Speculation Trumped Fact at Ivanpah". renewableenergyworld.com.](#)
- [Zerkel, Eric \(19 August 2014\). "New Solar Power Plants are Incinerating Birds". The Weather Channel. Retrieved 6 September 2016.](#)

- [Sahagun, Louis \(2 september 2016\). This Mojave Desert solar plant kills 6,000 birds a year. Here's why that won't change any time soon, LA Times. Retrieved 25 Nov. 2016.](#)
- ["Electricity data browser - Ivanpah 1". Electricity Data Browser. Energy Information Administration. Retrieved October 22, 2017.](#)
- ["Electricity data browser - Ivanpah 2". Electricity Data Browser. Energy Information Administration. Retrieved October 22, 2017.](#)
- ["Electricidad data browser - Ivanpah 3". Electricidad Data Browser. Energy Information Administration. Retrieved October 22, 2017.](#)
- [Arthur Neslen, Morocco poised to become a solar superpower with launch of desert mega-project, in The Guardian, 26 ottobre 2015.](#)
- [Morocco: Works on World's Largest Solar Plant Financed by AfDB Go Underway, su Banca africana di sviluppo.](#)
- [\(EN\) Project > MA-Ouarzazate Concentrated Solar Power > Results, su Banca Mondiale.](#)

Capitolo 11

Centrali termoelettriche

- [Definizione e significato di termoelettrico, su dizionari.corriere.it.](#)
- [Giampietro Paci, Il mondo della tecnica, Zanichelli, 1999, ISBN 88-08-09645-9.](#)
- [Giuseppe Mininni, Camilla M. Braguglia, Roberto Passino e Maria Concetta Tomei, Strategia globale nella gestione dei fanghi.](#)
- [G. Cornetti e F. Millo, Macchine termiche, A, il capitello, ISBN 978-88-426-6014-9.](#)
- [Centrali a turbogas, su www.eniscuola.net.](#)
- [G. Cornetti e F. Millo, Macchine termiche, B, il capitello, ISBN 978-88-426-6014-9.](#)
- [Ciclo combinato, su Enea.](#)
- [\(EN\) Bruce G. Miller, Clean Coal Engineering Technology, 2016, ISBN 978-0-12-811365-3.](#)
- [\(EN\) Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos e Leo Meyer, Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press.](#)
- [Generazione energia elettrica, su saras.it.](#)
- [Giovanni Lozza, Turbine a gas e cicli combinati, Progetto Leonardo, ISBN 88-7488-123-1.](#)
- [Eastop & McConkey 1993, Applied Thermodynamics for Engineering Technologists, Pearson Education Limited, Fifth Edition, p.137](#)
- [IL MOTORE A TESTACALDA, su trattoridepocapiacentini.it.](#)
- [John Emsley, The Elements, \(Second Edition\), Oxford University Press, 1991, ISBN 0-19-855818-X.](#)
- [Yunus A. Cengel e Michael A. Boles, Thermodynamics: An Engineering Approach, 4ª ed., McGraw-Hill, 2002, p. 824, ISBN 0-07-238332-1.](#)
- [\(EN\) Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam \(PDF\), su Erlangen, Germany, International Association for the Properties of Water and Steam, settembre 1997.](#)

- (EN) Critical Temperature and Pressure, Purdue University.
- Giovanni Canestrini, Il salone di Bruxelles, l'Automobile n. 5/6 - gennaio 1971
- <http://www.kockums.se/sv/produkter-tjanster/marin-teknik/> Il sistema Stirling sul sito del produttore Kockums
- Naso, Vincenzo, La macchina di Stirling, Casa Editrice Ambrosiana, 1991, ISBN 978-88-08-08365-4.N
- autore:Fortuzzi, Giampaolo / titolo= Motori stirling alfa, beta , gamma e Ringbom-Motore Manson / Editore: Sandit Edizioni Tecniche
- autori:Immovilli, Fabio/Ascari, Giuliano/Molinari, Fabio/ titolo=Guida pratica al motore Stirling/Editore: Sandit Edizioni Tecniche
- CAVANIS: Cogenerazione
- CRF – 30 anni in pillole (PDF), su fiatgroup.com, 14 luglio 2008, p. 3.
- Quel totem nascosto in cantina da isengali.com
- M. Badami, A. Casetti, P. Campanile and F. Anzioso "Performance of an innovative 120 kWe natural gas cogeneration system" Energy Volume 32, Issue 5, May 2007, Pages 823-833, su dx.doi.org.
- Documento Fiat che cita il totem (PDF), su crf.it.
- <http://homepage2.nifty.com/biogas/cnt/refdoc/whrefdoc/d2cogene.pdf> Documento del CRPA che illustra le potenzialità della cogenerazione con biogas.
- Torino: Centrale di Moncalieri, sito di IREN Energia www.irenenergia.it.
- Spiegel online: VW strickt das Volksstromnetz, Artikel vom 9. September 2009, abgerufen am 6. Februar 2010.
- Una Energy House 'Green' al servizio del Campus di Forlì.
- COGENERATION-NET: Fuel Cell Cogeneration.
- Il Gruppo Sapio e la Ricerca per il settore dell'energia.
- Associazione Italiana per la promozione della Cogenerazione (ASCOMAC COGENA).
- Federazione italiana per l'uso Razionale dell'Energia (FIRE).
- Cogenerazione, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.
- (EN) Cogenerazione, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.
- Cogenerazione nel sito del FIRE, su fire-italia.it.
- Sito ENEA con un software per il dimensionamento di sistemi trigenerativi, su elettrotecnologie.enea.it.
- Cogenerazione (PDF), su renael.net.
- Cogenerazione 4.0, su aspecindustry.it.
- Caputo C., Gli impianti convertitori di energia, Masson, 1997.
- Turbina a vapore, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.
- (EN) Turbina a vapore, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.
- Giovanni Lozza, "Turbine a gas e cicli combinati", Esculapio, 2006, ISBN 88-7488-123-1.
- "Seminari del corso di macchine e sistemi energetici" (PDF), su dma.ing.uniroma1.it.
- Padture N. P., Gell M. e Jordan E. H., "Thermal Barrier Coatings for Gas-Turbine Engine Applications", in Science, vol. 296, 2002, DOI:10.1126/science.1068609.
- Emilio Minghetti, La turbina a gas: tecnologie attuali e gli sviluppi futuri (PDF), ENEA - Centro Ricerche Casaccia, Roma, p. 30.

- [Antonio Perdichizzi, Dispense del corso di Sistemi Energetici - Turbine a gas \(PDF\), Università degli studi di Bergamo.](#)
- [\(EN\) MHI Achieves 1,600 °C Turbine Inlet Temperature in Test Operation of World's Highest Thermal Efficiency "J-Series" Gas Turbine, su Mitsubishi Heavy Industries Ltd.](#)
- [\(EN\) Creating a Turbomachinery Revolution, su NASA Glenn Research Center.](#)
- [Le ultra microturbine a gas: piccoli gioielli da pochi Watt.](#)
- [\(EN\) Mattijs Diepraam, Swoosh and screech! The rise and fall of alternative power in motor racing - Part 1: Aircraft on asphalt, www.forix.com, 19 maggio 2003.](#)

Capitolo 12

Vento

- [Vocabolario Treccani, Vento, su Treccani.it.](#)
- [Lucio Anneo Seneca, Questioni naturali, Milano, BUR, 2004, p. 387.](#)
- [Forza di gradiente, su meteo.it.](#)
- [Glossary of Meteorology, Geostrophic wind, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Silvio Davolio, Basi di Meteorologia \(Parte Prima\): il vento geostrofico, su meteogiornale.it, 9.3.2007.](#)
- [JetStream, Origin of Wind, National Weather Service Southern Region Headquarters, 2008.](#)
- [Anastassia Makarieva e V. G. Gorshkov, D. Sheil, A. D. Nobre, B.-L. Li, Where do winds come from? A new theory on how water vapor condensation influences atmospheric pressure and dynamics, in Atmospheric Chemistry and Physics, vol. 13, n° 2, February 2013, pp. 1039–1056, Bibcode:2013ACP...13.1039M, DOI:10.5194/acp-13-1039-2013.](#)
- [Glossary of Meteorology, Thermal wind, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Glossary of Meteorology, Ageostrophic wind, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Glossary of Meteorology, Gradient wind, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [JetStream, How to read weather maps, National Weather Service, 2008.](#)
- [Glossary of Meteorology, Wind vane, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Glossary of Meteorology, Wind sock, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Glossary of Meteorology, Anemometer, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Glossary of Meteorology, Pitot tube, American Meteorological Society, 2009.](#)
- [Tropical Cyclone Weather Services Program, Tropical cyclone definitions \(PDF\), National Weather Service, 1° giugno 2006.](#)
- [Office of the Federal Coordinator for Meteorology. Federal Meteorological Handbook No. 1 – Surface Weather Observations and Reports September 2005 Appendix A: Glossary.](#)
- [Sharad K. Jain, Pushpendra K. Agarwal, Vijay P. Singh, Hydrology and Water Resources of India, Springer, 2007, p. 187, ISBN 978-1-4020-5179-1.](#)

- Jan-Hwa Chu, Section 2. Intensity Observation and Forecast Errors, United States Navy, 1999.
- Glossary of Meteorology, Rawinsonde, American Meteorological Society, 2009.
- Glossary of Meteorology, Pibal, American Meteorological Society, 2009.
- Walter J. Saucier, Principles of Meteorological Analysis, Courier Dover Publications, 2003, ISBN 978-0-486-49541-5.
- Glossary of Meteorology, G, American Meteorological Society, 2009.
- Manuele Mazzoleni, Tornado: le Scale Fujita, su 3bmeteo.com.
- Coastguard Southern Region, The Beaufort Wind Scale, su coastguardsouth.org.nz, 2009.
- Decoding the station model, su Hydrometeorological Prediction Center, National Centers for Environmental Prediction, 2009.
- Terry T. Lankford, Aviation Weather Handbook, McGraw-Hill Professional, 2000, ISBN 978-0-07-136103-3.
- Michael A. Mares, Encyclopedia of Deserts, University of Oklahoma Press, 1999, p. 121, ISBN 978-0-8061-3146-7.
- Glossary of Meteorology, trade winds, American Meteorological Society, 2000.
- Ralph Stockman Tarr and Frank Morton McMurry, Advanced geography, W.W. Shannon, State Printing, 1909, p. 246.
- Glossary of Meteorology, Monsoon, American Meteorological Society, 2009.
- Chapter-II Monsoon-2004: Onset, Advancement and Circulation Features (PDF), National Centre for Medium Range Forecasting, 23 ottobre 2004.
- Monsoon, Australian Broadcasting Corporation, 2000.
- Dr. Alex DeCaria, Lesson 4 – Seasonal-mean Wind Fields (PDF), Millersville Meteorology, 2 ottobre 2007.
- Glossary of Meteorology, Westerlies, American Meteorological Society, 2009.
- Sue Ferguson, Climatology of the Interior Columbia River Basin (PDF), Interior Columbia Basin Ecosystem Management Project, 7 settembre 2001.
- Halldór Björnsson, Global circulation, Veðurstofu Íslands, 2005.
- National Environmental Satellite, Data, and Information Service, Investigating the Gulf Stream, North Carolina State University, 2009.
- Stuart Walker, The sailor's wind, W. W. Norton & Company, 1998, p. 91, ISBN 978-0-393-04555-0.
- Barbie Bischof, Arthur J. Mariano, Edward H. Ryan, The North Atlantic Drift Current, The National Oceanographic Partnership Program, 2003.
- Erik A. Rasmussen, John Turner, Polar Lows, Cambridge University Press, 2003, p. 68.
- Glossary of Meteorology, Polar easterlies, American Meteorological Society, 2009.
- Michael E. Ritter, The Physical Environment: Global scale circulation, University of Wisconsin–Stevens Point, 2008.
- Dr. Steve Ackerman, Sea and Land Breezes, University of Wisconsin, 1995.
- JetStream: An Online School For Weather, The Sea Breeze, National Weather Service, 2008.
- National Weather Service Forecast Office in Tucson, Arizona, What is a monsoon?, National Weather Service Western Region Headquarters, 2008.

- Douglas G. Hahn and Syukuro Manabe, <1515:TROMIT>2.0.CO;2 The Role of Mountains in the South Asian Monsoon Circulation, in Journal of Atmospheric Sciences, vol. 32, n° 8, 1975, pp. 1515–1541, Bibcode:...32.1515H 1975JAAtS ...32.1515H, DOI:10.1175/1520-0469(1975)032<1515:TROMIT>2.0.CO;2, ISSN 1520-0469 (WC · ACNP).
- J. D. Doyle, The influence of mesoscale orography on a coastal jet and rainband, in Monthly Weather Review, vol. 125, n° 7, 1997, pp. 1465–1488, Bibcode:1997MWRv..125.1465D, DOI:10.1175/1520-0493(1997)125<1465:TOMOO>2.0.CO;2, ISSN 1520-0493 (WC · ACNP).
- National Center for Atmospheric Research, T-REX: Catching the Sierra's waves and rotors, University Corporation for Atmospheric Research, 2006.
- Anthony Drake, The Papaguayo Wind, NASA Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center, 8 febbraio 2008.
- Dr. Michael Pidwirny, CHAPTER 8: Introduction to the Hydrosphere (e). Cloud Formation Processes, Physical Geography, 2008.
- Michael Dunn, New Zealand Painting, Auckland University Press, 2003, p. 93, ISBN 978-1-86940-297-6.
- Rene Munoz, Boulder's downslope winds, University Corporation for Atmospheric Research, 10 aprile 2000.
- D. C. Beaudette, FAA Advisory Circular Pilot Wind Shear Guide via the Internet Wayback Machine (PDF), Federal Aviation Administration, 1988.
- David M. Roth, Unified Surface Analysis Manual (PDF), Hydrometeorological Prediction Center, 2006.
- Glossary of Meteorology, E, American Meteorological Society, 2007.
- Jet Streams in the UK, BBC, 2009.
- Cheryl W. Cleghorn, Making the Skies Safer From Windshear, NASA Langley Air Force Base, 2004.
- National Center for Atmospheric Research, T-REX: Catching the Sierra's waves and rotors, su University Corporation for Atmospheric Research Quarterly, Spring 2006.
- Hans M. Soekkha, Aviation Safety, VSP, 1997, p. 229, ISBN 978-90-6764-258-3.
- Robert Harrison, Large Wind Turbines, Chichester, John Wiley & Sons, 2001, p. 30, ISBN 0-471-49456-9.
- Ross Garrett, The Symmetry of Sailing, Dobbs Ferry, Sheridan House, 1996, pp. 97–99, ISBN 1-57409-000-3.
- Gail S. Langevin, Wind Shear, National Aeronautic and Space Administration, 2009.
- Rene N. Foss, Ground Plane Wind Shear Interaction on Acoustic Transmission, WA-RD 033.1, Washington State Department of Transportation, June 1978. URL consultato il 30 maggio 2007.
- University of Illinois, Hurricanes, su ww2010.atmos.uiuc.edu, 1999.
- University of Illinois, Vertical Wind Shear, su ww2010.atmos.uiuc.edu, 1999.
- Integrated Publishing, Unit 6—Lesson 1: Low-Level Wind Shear, su tpub.com, 2007.
- Laura Gibbs, Ph.D, Vayu, Encyclopedia for Epics of Ancient India, 16 ottobre 2007.
- Michael Jordan, Encyclopedia of Gods: Over 2, 500 Deities of the World, New York, Facts on File, 1993, pp. 5, 45, 80, 187–188, 243, 280, 295, ISBN 0-8160-2909-1.

- I venti greci erano tre (Borea, Austro e Zefiro) e solo nell'Odissea si ritrova il quarto (l'Euro) ma non è nominato Astreo.
- John Boardman, The Diffusion of Classical Art in Antiquity, Princeton University Press, 1994, ISBN 0-691-03680-2.
- Andy Orchard, Dictionary of Norse Myth and Legend, Cassell, 1997, ISBN 978-0-304-36385-8.
- History Detectives, Feature – Kamikaze Attacks, PBS, 2008.
- Colin Martin, Geoffrey Parker, The Spanish Armada, Manchester University Press, 1999, pp. 144–181, ISBN 978-1-901341-14-0.
- S. Lindgrén and J. Neumann, <0634:GHETWS>2.0.CO;2 Great Historical Events That Were Significantly Affected by the Weather: 7, "Protestant Wind"—"Popish Wind": The Revolution of 1688 in England, in Bulletin of the American Meteorological Society, vol. 66, n° 6, 1985, pp. 634–644, Bibcode:1985BAMS...66..634L, DOI:10.1175/1520-0477(1985)066<0634:GHETWS>2.0.CO;2.
- Nina Burleigh, Mirage, Harper, 2007, p. 135, ISBN 978-0-06-059767-2.
- Jan DeBlieu, Wind, Houghton Mifflin Harcourt, 1998, p. 57, ISBN 978-0-395-78033-6.
- Ernest Edwin Speight and Robert Morton Nance, Britain's Sea Story, B.C. 55-A.D. 1805, Hodder and Stoughton, 1906, p. 30.
- Brandon Griggs and Jeff King, Boat made of plastic bottles to make ocean voyage, CNN, 9 marzo 2009.
- Jerry Cardwell, Sailing Big on a Small Sailboat, Sheridan House, Inc, 1997, p. 118, ISBN 978-1-57409-007-9.
- Brian Lavery and Patrick O'Brian, Nelson's navy, Naval Institute Press, 1989, p. 191, ISBN 978-1-59114-611-7.
- Underwater Archaeology Kids' Corner, Shipwrecks, Shipwrecks Everywhere, Wisconsin Historical Society, 2009.
- Carla Rahn Phillips, The Worlds of Christopher Columbus, Cambridge University Press, 1993, p. 67, ISBN 978-0-521-44652-5.
- Tom Benson, Relative Velocities: Aircraft Reference, NASA Glenn Research Center, 2008.
- Library of Congress, The Dream of Flight, su loc.gov, 6 gennaio 2006.
- Flight Paths (PDF), Bristol International Airport, 2004.
- G. Juleff, An ancient wind powered iron smelting technology in Sri Lanka, in Nature, vol. 379, n° 3, 1996, pp. 60–63, Bibcode:1996Natur.379...60J, DOI:10.1038/379060a0.
- A.G. Drachmann, Heron's Windmill, in Centaurus, vol. 7, 1961, pp. 145–151.
- Ahmad Y Hassan and Donald Routledge Hill, Islamic Technology: An illustrated history, Cambridge University Press, 1986, p. 54, ISBN 0-521-42239-6.
- Donald Routledge Hill, Mechanical Engineering in the Medieval Near East, in Scientific American, May 1991, pp. 64–69.
- SkySails. SkySails. Retrieved 2011-11-03.
- Glider Flying Handbook, U.S. Government Printing Office, Washington D.C., U.S. Federal Aviation Administration, 2003, pp. 7–16, FAA-8083-13 GFH.

- [Derek Piggott, Gliding: a Handbook on Soaring Flight, Knauff & Grove, 1997, pp. 85–86, 130–132, ISBN 978-0-9605676-4-5.](#)
- [Harvesting the Wind: The Physics of Wind Turbines \(PDF\), su \[dspace.lasrworks.org\]\(http://dspace.lasrworks.org\).](#)
- [\(EN\) The Physics of Wind Turbines \(PDF\), Kira Grogg Carleton College, 2005.](#)

Capitolo 13

Energia eolica

- [\(EN\) Pompa eolica, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [\(EN\) IUPAC Gold Book, "probability density", su \[goldbook.iupac.org\]\(http://goldbook.iupac.org\).](#)
- [\(EN\) Weibull, W., A statistical distribution function of wide applicability, in J. Appl. Mech.-Trans. ASME, vol. 18, n° 3, 1951, pp. 293–297.](#)
- [\(FR\) Fréchet, M., Sur la loi de probabilité de l'écart maximum, in Ann. Soc. Polon. Math., vol. 6, 1927, pp. 93–116.](#)
- [Moritz Diehl - "Airborne Wind Energy: Basic Concepts and Physical Foundations" Koch, P.; Wernli, H.; Davies, H.C. An event-based jet-stream climatology and typology. Int. J. Climatol. 2006, 26, 283–301.](#)
- [Loyd, M. "Crosswind Kite Power." Journal of Energy 4\(3\), 106–111 \(1980\)](#)
- [C. L. Archer, K. Caldeira - "Global Assessment of High-Altitude Wind Power" Energies 2009, 2, 307-319.](#)
- [A. Cherubini, A. Papini, R. Vertechy, M. Fontana "Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies" Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 51, November 2015, p.1461–1476](#)
- [U. Ahrens, M. Diehl, R. Schmehl "Airborne Wind Energy" Springer 2013](#)
- [Paolo Corazzon, Ausonio Ronchi, Scienze della terra, Alpha Test, 1999, ISBN 8848300219.](#)
- [Stratosfera, su \[thes.bncf.firenze.sbn.it\]\(http://thes.bncf.firenze.sbn.it\), Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.](#)
- [\(EN\) Stratosfera, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [\(EN\) IUPAC Gold Book, "stratosphere", su \[goldbook.iupac.org\]\(http://goldbook.iupac.org\).](#)
- [ISS022-E-062672 caption, NASA.](#)
- [Mesosphere \(Wayback Machine Archive\), Atmosphere, Climate & Environment Information ProgGFKDamme \(UK Department for Environment, Food and Rural Affairs\).](#)
- [Leinert C.; Gruen E. \(1990\). "Interplanetary Dust". Physics and Chemistry in Space \(R. Schwenn and E. Marsch eds.\). Springer-Verlag. pp. 204-275.](#)
- [\(EN\) IUPAC Gold Book, "thermosphere".](#)
- [\(EN\) Termosfera, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [Esosfera nell'Enciclopedia Treccani, su \[www.treccani.it\]\(http://www.treccani.it\).](#)
- [L'atmosfera: dalla troposfera all'esosfera.](#)
- [kitegen - Google Scholar, su \[scholar.google.it\]\(http://scholar.google.it\).](#)
- [Elena Comelli, Domatore di aquiloni, in Il Sole 24 Ore, 10 Giugno 2010.](#)
- [8 Tech Breakthroughs of 2015 That Could Help Power the World, 29 dicembre 2016.](#)
- [KiteGen » Dati sul vento, su \[kitegen.com\]\(http://kitegen.com\).](#)

- [risoluzione in commissione C. 7/00281 / Testo RISOLUZIONE IN COMMISSIONE - OpenParlamento, su parlamento17.openpolis.it.](#)
- [Crosswind Kite Power, Miles L.Loyd, Journal of Energy, Vol. 4, No. 3, Article No 80-4075.](#)
- [Saipem sigla accordo con KitGen per sviluppo tecnologia eolica, su quifinanza.it.](#)
- [Saipem scommette sugli aquiloni eolici di KitGen, su ilmessaggero.it.](#)
- [Cherubini, Antonello, et al. "Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies." Renewable and Sustainable Energy Reviews 51 \(2015\): 1461-1476.](#)
- [Chem. Eng. News, aprile 2000, 47](#)
- [Basic Relationships.](#)
- [Magnetic field at a distance from a bar magnet](#)
- [David Vokoun, Marco Beleggia, Ludek Heller, Petr Sittner, Magnetostatic interactions and forces between cylindrical permanent magnets, Journal of Magnetism and Magnetic Materials, Volume 321, Issue 22, November 2009, Pages 3758-3763,DOI:10.1016/j.jmmm.2009.07.030.](#)
- [Magnete, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.](#)
- [\(EN\) Magnete, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [Separatori Magnetici - Magnetic Separatos - Metals Separators, su cogelme.it.](#)
- [\(EN\) HyperPhysics E/M, diagramma ad albero sulle relazioni elettromagnetiche tra magneti.](#)
- [\(EN\) Detailed Theory on Designing a Solenoid, su oz.net.](#)
- [\(EN\) Floating Magnet, su maniacworld.com.](#)
- [\(EN\) Magnets and Electromagnets - Video, su video.google.ca](#)
- [\(EN\) Magnet Technology Center Informazioni commerciali sui materiali permanentemente magnetici.](#)
- [\(EN\) Magnet Design Guide Lista delle varie configurazioni dei magneti permanenti.](#)
- [\(EN\) Magnet University Informazioni varie sul magnetismo e sui magneti permanenti.](#)
- [\(EN\) Research Papers on Magnetism Lista di studi sui magneti.](#)
- [\(EN\) Magnet FAQ Nozioni di magnetismo.](#)
- [\(DE\) Magneti A-Z, su bvi-magnete.de.](#)
- [\(EN, IT\) Magneti permanenti: la Legge di Lenz all'opera.](#)
- [\(EN\) su reuters.com.](#)
- [\(EN\) Renewable Energy World 2/10/09, su renewableenergyworld.com.](#)
- [\(EN\) American Wind Energy Association, su businesswire.com.](#)
- [Largest Wind Turbine Manufactured in U.S. Gets Energy Award.](#)
- [China starts building first 10-GW mega wind farm, su reuters.com.](#)
- [China's Jiuquan wind farm speeds up construction, su windpowermonthly.com.](#)
- [Jiuquan wind power base completes first stage, su chinadaily.com.cn.](#)
- [China's Potent Wind Potential - Technology Review di Peter Fairley su Technology](#)
- [\(EN\) Tvindkraft Windmill, su cicd-volunteerinafrica.org.](#)
- [\(EN\) Tvindkraft Windmill Solar Prize, su tvindkraft.dk.](#)
- [Tvindkraft - The individual parts, su www.tvindkraft.dk.](#)
- [Enercon homepage, su enercon.de.](#)
- [\(DE\) www.windmesse.de - Aerogeneratore da 6 MW di Cuxhaven.](#)

- [Belgium inaugurates wind farm with largest wind turbines.](#)
- [Panoramio: Windpark Estinnes, Enercon E-126. Markbygden Wind Farm.](#)
- [Welkom op de website van Windpark Noordoostpolder.](#)
- [Windvision: Le Mont des 4 Faux.](#)
- [Gamesa consolidates improvements in it's margins, third quarter gross operating profit in the wind turbine activity reaches 311 million.](#)
- [Wind turbine manufacturer Gamesa records profit slump.](#)
- [WINDFAIR: Gamesa G80 - 2,0 MW Wind Turbine](#)
- [Localizzazione nel mondo degli aerogeneratori Gamesa G80-2MW, su gamesacorp.com.](#)
- [Parco eolico di Florinas \(Sassari\)](#)
- [Bear Creek Wind Farm, su communityenergyinc.com.](#)
- [Windtronics ultra-efficient low speed wind turbine available this fall, su greenoptimistic.com.](#)
- [Blade tip wind turbine, su energyefficientchoices.com.](#)
- [\(EN\) N90/2500 \(2.5 Megawatt\), su nordex-online.com.](#)
- [PROVEN ENERGY, su provenenergy.co.uk.](#)
- [Sustainability Innovation Award.](#)
- [Quietrevolution, su quietrevolution.co.uk.](#)
- [LA STAMPA: Philippe Starck presenta le mini-pale eoliche domestiche](#)
- [Revolutionair, la turbina eolica di Starck che cambierà il mondo, su designerblog.it.](#)
- [Davvero Revolutionair il mulino a vento di Philippe Starck, su pinobruno.it.](#)
- [\(EN\) Philippe Starck unveils two Revolutionair wind turbines, su inhabitat.com.](#)
- [\(EN\) Turbina eolica di Darrieus, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [\(EN\) Build your own model Savonius wind turbine, su re-energy.ca.](#)
- [\(EN\) Another DIY Savonious wind turbine, su static2.instructables.com.](#)
- [\(EN\) An improved design of a small savonious wind turbine, su static2.instructables.com.](#)
- [\(EN\) Windside Savonius Type Wind Turbines for use in Extreme Environments, su windside.com.](#)
- [\(EN\) Forgen low power Savonius Type Wind Turbines for Marine Applications, su seateach.com.](#)
- [\(EN\) HelixWind Savonius Type Wind Turbine, su crispyneurons.com.](#)
- [\(EN\) Urbine heats water with wind power, su design.fr.](#)
- [Vestas 3.0 MW.](#)
- [V90-3.0 MW offshore wind turbine back on the market again, Vestas Press Release 18th Feb 2008.](#)
- [Warwick Energy Limited.](#)
- [Dossier sull'eolico off-shore, su greenpeace.org.](#)
- [\(EN\) Official Product Page, su vestas.com.](#)
- [\(EN\) Hansen Transmissions, su hansentransmissions.com.](#)
- [WINDSPEED MEASUREMENT IN THE CITY.](#)
- [Jonathan Leake, Home wind turbines dealt killer blow, The Sunday Times, 16 aprile 2006.](#)

- [Storming Media: Pentagon Reports and Documents.](#)
- [Fed Govt announces 5 m for wind farm - Search results from HighBeam Research.](#)
- [The ABB Group - Automation and Power Technologies.](#)
- [PlugIn Kids : Home Page.](#)
- [wind-australia-wa.](#)
- [Copia archiviata, su pcopalaska.com.](#)
- [Copia archiviata, su cleanairnet.org. URL consultato il 17 giugno 2011 \(archiviato dall'url originale il 26 giugno 2010\).](#)
- [http://www.windgenie.com/proj_sagar.htm.](http://www.windgenie.com/proj_sagar.htm)
- [wind4africa - Expression of Interest: Wind Energy Applications in Eritrea.](#)
- [Copia archiviata \(PDF\), su aidea.org.](#)
- [Isolated Systems with Wind Power An Implementation Guideline .](#)
- [Can a home wind turbine make money?, BBC News, 25 ottobre 2005.](#)
- [Small Wind and planning, The British Wind Energy Association, 2006.](#)
- [Changes to Permitted Development: Consultation Paper 1 - Permitted Development Rights for Householder Microgeneration, Department for Communities and Local Government, aprile 2007.](#)
- [Decreto legislativo 29 2003, n. 387, in materia di "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".](#)
- [Betz, A. \(1966\) Introduction to the Theory of Flow Machines. \(D. G. Randall, Trans.\) Oxford: Pergamon Press.](#)
- [Ahmed, N.A. & Miyatake, M. A Stand-Alone Hybrid Generation System Combining Solar Photovoltaic and Wind Turbine with Simple Maximum Power Point Tracking Control, IEEE Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC '06. CES/IEEE 5th International Volume 1, Aug. 2006 Pagine:1 - 7.](#)
- [Giuliana de Luca, effetto, NIMBY, in Dizionario di economia e finanza, Istituto dell'Enciclopedia Italiana, 2012.](#)
- [Nimby, su Oxford Dictionaries, oxforddictionaries.com.](#)
- [ambientediritto.it: Scorie radioattive: uno sguardo oltre i confini italiani.](#)
- [Ufficio stampa, Convegno nazionale Nimby Forum - dodicesima edizione \(DOC\), Nimby Forum, 21 novembre 2017.](#)
- [Colin Jerolmack and Edward T. Walker, "Please In My Back Yard: Quiet Mobilization in Support of Fracking in an Appalachian Community," American Journal of Sociology 124, no. 2 \(September 2018\): 479-516.](#)
- [p. 123 in Camilla Buzzacchi, Il prisma energia: integrazione di interessi e competenze, Giuffrè Editore, 2010.](#)
- [Giuseppe Bettoni, Geografia e geopolitica interna: dall'organizzazione territoriale alla sindrome di NIMBY, FrancoAngeli Editore, Milano, 2012.](#)
- [Dario Alberto Caprio, La democrazia sussidiaria, Nuova Editrice Mondoperaio, Roma, 2012.](#)
- [Ferdinando Spina, Sociologia dei Nimby. I conflitti di localizzazione tra movimenti e istituzioni, Besa, Lecce, 2009.](#)
- [DOI: 10.1016/j.rser.2008.09.017.](#)
- [Denmark on track to have 50% renewable energy by 2030.](#)
- [New record-breaking year for Danish wind power. Energinet.dk \(15 gennaio 2016\).](#)

- [REN21, Renewables 2011: Global Status Report \(PDF\), su germanwatch.org, 2011, p. 11.](#)
- [\(EN\) Global Installed Capacity in 2018, GWEC.](#)
- [BP Global: Wind Energy.](#)
- [Wind in Power:2017 Europe. EWEA.](#)
- [International Energy Outlook, Energy Information Administration, 2006, p. 66.](#)
- [Hannele Holttinen, et al., "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power", IEA Wind Summary Paper \(PDF\), Global Wind Power Conference 18–21 September 2006, Adelaide, Australia, settembre 2006.](#)
- [Is wind power reliable?, su claveron-energy.com.](#)
- [Impact of Wind Power Generation in Ireland on the Operation of Conventional Plant and the Economic Implications \(PDF\), eirgrid.com, febbraio 2004.](#)
- [Reg Platt, Wind power delivers too much to ignore, in New Scientist, 21 gennaio 2013.](#)
- [Beyond the Bluster why Wind Power is an Effective Technology – Institute for Public Policy Research August 2012 \(PDF\), su ippr.org.](#)
- [Paul Gipe, The Wind Industry's Experience with Aesthetic Criticism, Leonardo, JSTOR 1575818.](#)
- [Dietrich Lohrmann, "Von der östlichen zur westlichen Windmühle", Archiv für Kulturgeschichte, Vol. 77, Issue 1 \(1995\), pp.1–30 \(10f.\).](#)
- [A.G. Drachmann, "Heron's Windmill", Centaurus, 7 \(1961\), pp. 145–151.](#)
- [Ahmad Y Hassan, Donald Routledge Hill \(1986\). Islamic Technology: An illustrated history, p. 54. Cambridge University Press. ISBN 0-521-42239-6.](#)
- [Donald Routledge Hill, "Mechanical Engineering in the Medieval Near East", Scientific American, May 1991, p. 64-69. \(cf. Donald Routledge Hill, Mechanical Engineering\).](#)
- [Mark Kurlansky, Salt: a world history.Penguin Books, London 2002 ISBN 0-14-200161-9, pg. 419.](#)
- [Dietrich Lohrmann, "Von der östlichen zur westlichen Windmühle", Archiv für Kulturgeschichte, Vol. 77, Issue 1 \(1995\), pp.1–30 \(18ff.\).](#)
- [Baker, T. Lindsay, Brief History of Windmills in the New World, Windmillers' Gazette.](#)
- [Quirky old-style contraptions make water from wind on the mesas of West Texas, Mysanantonio.com, 23 settembre 2007.](#)
- [Windmills in Rural America, Greenenergyohio.org.](#)
- [World Energy Timeline, Danielyergin.com, 21 settembre 2011.](#)
- [A surprising history, Environmentalhistory.org, 29 ottobre 2012.](#)
- [Chris Hardy, Renewable energy and role of Marykirk's James Blyth, su The Courier, D. C. Thomson & Co. Ltd., 6 luglio 2010.](#)
- [Trevor J Price, James Blyth – Britain's first modern wind power engineer, in Wind Engineering, vol. 29, n° 3, 3 maggio 2005, pp. 191–200, DOI:10.1260/030952405774354921.](#)
- [Niki Nixon, Timeline: The history of wind power, su The Guardian, Guardian News and Media Limited, 17 ottobre 2008.](#)
- [Darrell M. Dodge, Part 2 – 20th Century Developments, su Illustrated history of wind power development, TelosNet Web Development.](#)

- [Anon, The historical development of the wind turbine, su NTNU environmental studies: Wind power.](#)
- [Enercon E-126 7.5MW still world's biggest, Windpowermonthly.com, 1° agosto 2012.](#)
- [\(EN\) 120 Gigawatt of wind turbines globally contribute to secure electricity generation, su wwindea.org.](#)
- [Harvesting the Wind: The Physics of Wind Turbines \(PDF\), su dspace.lasrworks.org.](#)
- [Anon, What is wind?, su Renewable UK: Education and careers, Renewable UK, 2010.](#)
- [Brian Hurley, How Much Wind Energy is there? – Brian Hurley – Wind Site Evaluation Ltd, Claverton Group.](#)
- [Anil Ananthaswamy and Michael Le Page, Power paradox: Clean might not be green forever, su New Scientist, 30 gennaio 2012.](#)
- [Mark Z. Jacobson, Archer, C. L., Saturation wind power potential and its implications for wind energy, su Proceedings of the National Academy of Sciences, 10 settembre 2012, 15679–15684, DOI:10.1073/pnas.1208993109.](#)
- [Amanda S Adams, Keith, David W, Are global wind power resource estimates overstated? \(PDF\), su Environmental Research Letters, 1° marzo 2013, 015021, DOI:10.1088/1748-9326/8/1/015021. «Creative Commons Attribution 3.0 licence».](#)
- [Wind statistics and the Weibull distribution, Wind-power-program.com.](#)
- [by bruce stutz, High-Altitude Wind Energy: Huge Potential — And Hurdles, E360.yale.edu.](#)
- [\(EN\) Antonello Cherubini e Andrea Papini, Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 51, novembre 2015, pp. 1461 - 1476, DOI:10.1016/j.rser.2015.07.053, ISSN 1364-0321 \(WC · ACNP\).](#)
- [Michael Specter, "Wind Power Takes Flight", The New Yorker, May 20, 2013 behind paywall.](#)
- [David Levitan, High-Altitude Wind Energy: Huge Potential — And Hurdles, in Environment 360, 24 settembre 2012. «"How do you safely suspend airborne turbines hundreds or thousands of feet off the ground? How do you keep them aloft for long periods of time in high winds without having to perform frequent, costly maintenance? And what about interference with aviation?"».](#)
- [La Spagna spiana la strada all'offshore, su guide.dada.net.](#)
- [\(EN\) World's biggest windfarm finds support , su guide.dada.net.](#)
- [«Dal vento energia per tutte le case», repubblica.it, 9 dicembre 2007.](#)
- [\(EN\) The Queen's wind turbine - Sep. 22, 2008, su money.cnn.com.](#)
- [Valerio Gualerzi, Energia eolica, il Molise affonda il primo parco offshore italiano, Repubblica, 13 marzo 2007.](#)
- [Turbine offshore flottanti, su bcp-energia.it.](#)
- [Global Wind Report Annual market update 2012 \(PDF\), Global Wind Energy Council.](#)
- [EU wind power capacity reaches 100GW, UPI, 1° ottobre 2012.](#)
- [China's on-grid wind power capacity grows, China Daily, 16 agosto 2012.](#)

- US Reaches 50 GW of Wind Energy Capacity in Q2 of 2012, Clean Technica, 10 agosto 2012.
- World Wind Energy Report 2010 (PDF), su Report, World Wind Energy Association, febbraio 2011.
- Wind Power Increase in 2008 Exceeds 10-year Average Growth Rate, Worldwatch.org.
- BTM Forecasts 340-GW of Wind Energy by 2013, Renewableenergyworld.com, 27 marzo 2009.
- BTM Consult (2009). International Wind Energy Development World Market Update 2009.
- Månedlig elforsyningsstatistik (XLS), summary tab B58-B72, Danish Energy Agency, 18 gennaio 2012. (DA).
- Monthly Statistics – SEN, su centredinformacao.ren.pt, Feb 2012.
- the Spanish electricity system: preliminary report 2011 (PDF), su ree.es, Jan 2012, p. 13.
- Renewables, eirgrid.com.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Die Energiewende in Deutschland(PDF), su bmwi.de, Berlin, Feb 2012, p. 4. (DE).
- Spain becomes the first European wind energy producer after overcoming Germany for the first time, Eolic Energy News, 31 dicembre 2010.
- Worldwide Electricity Production From Renewable Energy Sources: Stats and Figures Series: Forteenth Inventory – Edition 2012 (PDF), 2.2 Electricity Production From Wind Sources: Main Wind Power Producing Countries – 2011 (text & table), Observ'ER.
- http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=S14eWNgRUNs%3D&tabid=649
- World Wind Energy Association (PDF), su wwindea.org.
- GWEC, Global Wind Report Annual Market Update 2011 (PDF), Gwec.net.
- GWEC, Global Wind Energy Outlook 2010 (PDF), Gwec.net.
- Global wind capacity increases by 22% in 2010 – Asia leads growth, Global Wind Energy Council, 2 febbraio 2011.
- Continuing boom in wind energy – 20 GW of new capacity in 2007, Gwec.net.
- Worldwide Wind Market booming like never before: Wind Capacity over 392 Gigawatt, World Wind Energy Association, 9 settembre 2015.
- GWEC Global Wind Statistics 2011 (PDF), Global Wind Energy Commission.
- Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow? (PDF), su ceere.org.
- Zachary Shahan, Wind Turbine Net Capacity Factor – 50% the New Normal?, Cleantechnica.com, 27 luglio 2012.
- Massachusetts Maritime Academy — Bourne, Mass. This 660 kW wind turbine has a capacity factor of about 19%.
- Wind Power in Ontario. These wind farms have capacity factors of about 28–35%.
- Electricity production from solar and wind in Germany in 2012 (PDF), Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 8 febbraio 2013.
- (6 April 2011) Report Questions Wind Power's Ability to Deliver Electricity When Most Needed John Muir Trust and Stuart Young Consulting, Retrieved 26 March 2013.

- Capacity factor of wind power realized values vs. estimates (PDF), su rocks.org.hk, 10 aprile 2009.
- WindpoweringAmerica.gov., 46. U.S. Department of Energy; Energy Efficiency and Renewable Energy "20% Wind Energy by 2030"
- Transparent Cost Database, En.openei.org, 20 marzo 2009.
- Tackling Climate Change in the U.S (PDF), American Solar Energy Society, gennaio 2007.
- The UK System Operator, National Grid (UK) have quoted estimates of balancing costs for 40% wind and these lie in the range £500-1000M per annum. "These balancing costs represent an additional £6 to £12 per annum on average consumer electricity bill of around £390." National Grid's response to the House of Lords Economic Affairs Select Committee investigating the economics of renewable energy (PDF), su National Grid, 2008.
- A study commissioned by the state of Minnesota considered penetration of up to 25%, and concluded that integration issues would be manageable and have incremental costs of less than one-half-cent (\$0.0045) per kW·h. Final Report – 2006 Minnesota Wind Integration Study (PDF), The Minnesota Public Utilities Commission, 30 novembre 2006.
- ESB National Grid, Ireland's electric utility, in a 2004 study that, concluded that to meet the renewable energy targets set by the EU in 2001 would "increase electricity generation costs by a modest 15%" Impact of Wind Power Generation in Ireland on the Operation of Conventional Plant and the Economic Implications (PDF), ESB National Grid, febbraio 2004, p. 36.
- Sinclair Merz Growth Scenarios for UK Renewables Generation and Implications for Future Developments and Operation of Electricity Networks BERR Publication URN 08/1021 June 2008
- 2010 Wind Technologies Market Report, EERE, U.S. Department of Energy, p. 7.
- by bruce stutz, The Challenge for Green Energy: How to Store Excess Electricity, E360.yale.edu.
- Power To Gas Technology Turns Excess Wind Energy Into Natural Gas, Revmodo.com.
- Bullis, Kevin. "Wind Turbines, Battery Included, Can Keep Power Supplies Stable" Technology Review, May 7, 2013.
- Claverton-Energy.com, Claverton-Energy.com.
- Spinning reserve is required more frequently as the amount of wind increases in the grid portfolio page 11 Spinning reserve is required more frequently as the amount of wind increases in the grid portfolio page 11.
- Why wind power works for Denmark, Civil Engineering, maggio 2005.
- Realisable Scenarios for a Future Electricity Supply based 100% on Renewable Energies (PDF), su risoe.dk. Gregor Czisch, University of Kassel, Germany and Gregor Giebel, Risø National Laboratory, Technical University of Denmark
- The power of multiples: Connecting wind farms can make a more reliable and cheaper power source, su eurekaalert.org, 21 novembre 2007.
- Archer, C. L.; Jacobson, M. Z., Supplying Baseload Power and Reducing Transmission Requirements by Interconnecting Wind Farms (PDF), in Journal of Applied Meteorology and Climatology, vol. 46, n° 11, American Meteorological

- Society, _____, 2007, _____ pp. _____ 1701–1717, Bibcode:2007JApMC..46.1701A, DOI:10.1175/2007JAMC1538.1.
- Wind produces more than 60% of the electricity consumed in Spain during the early hours of this morning, Ree.es.
 - Jo Abbess, Wind Energy Variability and Intermittency in the UK, Claverton-energy.com, 28 agosto 2009.
 - Wind + sun join forces at Washington power plant, su blog.oregonlive.com.
 - Small Wind Systems, Seco.cpa.state.tx.us.
 - Lake Erie Wind Resource Report, Cleveland Water Crib Monitoring Site, Two-Year Report Executive Summary (PDF), Green Energy Ohio, 10 gennaio 2008. This study measured up to four times as much average wind power during winter as in summer for the test site.
 - The Combined Power Plant: the first stage in providing 100% power from renewable energy, SolarServer, gennaio 2008.
 - Wind Systems Integration Basics, su nrel.gov .
 - Variability of Wind Power and other Renewables: Management Options and Strategies(PDF), IEA, 2005.
 - Kristen Peterson, The reliability of wind power, in Minnesota Daily, 5 novembre 2012.
 - Mitchell 2006.
 - Dinorwig Hydroelectric Plant, Wales, Thegreenage.co.uk.
 - The Future of Electrical Energy Storage: The economics and potential of new technologies 2/1/2009 ID RET2107622
 - Geothermal Heat Pumps, Capital Electric Cooperative.
 - Wind Energy Bumps Into Power Grid's Limits, su nytimes.com, 26 agosto 2008.
 - European Renewable Energy Network (PDF), su europarl.europa.eu, p. 71.
 - Erin Buller, Capturing the wind, Uinta County Herald, 11 luglio 2008.
 - Why Australia needs wind power (PDF), su solarwind.net.au.
 - FAQ, Wind Measurement International.
 - Juliet Eilperin, Steven Mufson, Renewable Energy's Environmental Paradox, in The Washington Post, 16 aprile 2009.
 - Wind farms, Royal Society for the Protection of Birds, 14 settembre 2005.
 - Meera Subramanian, The trouble with turbines: An ill wind, in Nature, vol. 486, n° _____ 7403, _____ 20, _____ pp. _____ 310–1, Bibcode:2012Natur.486..310S, DOI:10.1038/486310a, PMID 22722172.
 - (EN) Benjamin K. Sovacool, The avian benefits of wind energy: A 2009 update, in Renewable Energy, vol. 49, gennaio 2013, pp. 19–24, DOI:10.1016/j.renene.2012.01.074, ISSN 0960-1481 (WC · ACNP).
 - Richard Lindsay, WIND FARMS AND BLANKET PEAT The Bog Slide of 16 October 2003 at Derrybrien, Co. Galway, Ireland (PDF), The Derrybrien Development Cooperative Ltd, ottobre 2004.
 - W. David Colby, Robert Dobie, Geoff Leventhall, David M. Lipscomb, Robert J. McCunney, Michael T. Seilo, Bo Søndergaard. "Wind Turbine Sound and Health Effects: An Expert Panel Review", Canadian Wind Energy Association, December 2009.
 - vaclavsmil.com, http://vaclavsmil.com/uploads/smil-article-IBL-20110923.pdf.

- Onshore wind to reach grid parity by 2016, in BusinessGreen.
- E. Lantz, M. Hand, and R. Wiser (13–17 May 2012) "The Past and Future Cost of Wind Energy," National Renewable Energy Laboratory conference paper no. 6A20-54526, page 4
- "Wind and Solar Power Systems — Design, analysis and Operation" (2nd ed., 2006), Mukund R. Patel, p. 303
- David Danielson, A Banner Year for the U.S. Wind Industry, su Whitehouse Blog, 14 agosto 2012.
- Helming, Troy (2004) "Uncle Sam's New Year's Resolution" ArizonaEnergy.org
- LBNL/NREL Analysis Predicts Record Low LCOE for Wind Energy in 2012–2013, su US Department of Energy Wind Program Newsletter.
- BWEA report on onshore wind costs (PDF), su bwea.com.
- Copia archiviata (PDF), su hmccc.s3.amazonaws.com. Costs of low-carbon generation technologies May 2011 Committee on Climate Change
- Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources (PDF), juandemariana.org, marzo 2009.
- NREL Response to the Report Study of the Effects on Employment of Public Aid to Renewable Energy Sources from King Juan Carlos University (Spain) (PDF), nrel.gov, agosto 2009.
- The Merit-Order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany (PDF), su isi.fraunhofer.de.
- Salerno, E., AWEA Director of Industry and Data Analysis, as quoted in Shahan, Z. (2011) Cost of Wind Power – Kicks Coal's Butt, Better than Natural Gas (& Could Power Your EV for \$0.70/gallon)" CleanTechnica.com
- Strengthening America's Energy Security with Offshore Wind (PDF), U.S. Department of Energy, febbraio 2011.
- American Wind Energy Association (2009). Annual Wind Industry Report, Year Ending 2008 p. 11
- Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2010, su Report, Energy Information Administration, 1° agosto 2011.
- Estimating U.S. Government Subsidies to Energy Sources: 2002–2008 (PDF), Environmental Law Institute, settembre 2009.
- Pernick, Ron and Wilder, Clint (2007). The Clean Tech Revolution: The Next Big Growth and Investment Opportunity, p. 280.
- Cassandra LaRussa, Solar, Wind Power Groups Becoming Prominent Washington Lobbying Forces After Years of Relative Obscurity, OpenSecrets.org, 30 marzo 2010.
- Nuclear Industry Spent Hundreds of Millions of Dollars Over the Last Decade to Sell Public, Congress on New Reactors, New Investigation Finds, Union of Concerned Scientists, 1 February 2010. In turn, citing:
- Pasternak, Judy. Nuclear Energy Lobby Working Hard To Win Support, American University School of Communication, Investigative Journalism Workshop, with McClatchy Newspapers, 24 January 2010.
- Ward, Chip. Nuclear Power – Not A Green Option, Los Angeles Times, 5 March 2010.

- Pasternak, Judy. Nuclear Energy Lobby Working Hard To Win Support, McClatchy Newspapers co-published with the American University School of Communication, 24 January 2010.
- Stefan Schultz, Will Nuke Phase-Out Make Offshore Farms Attractive?, su Der Spiegel, 23 marzo 2011.
- Wind Energy and the Environment (PDF), su ewea.org.
- A Summary of Opinion Surveys on Wind Power (PDF), su ewea.org.
- Public attitudes to wind farms, Eon-uk.com, 28 febbraio 2008.
- The Social Acceptance of Wind Energy, su European Commission.
- Community Power Empowers, Dsc.discovery.com, 26 maggio 2009.
- Community Wind Farms, su nccnsw.org.au.
- Carbon footprint of electricity generation (PDF), Postnote Number 268, UK Parliamentary Office of Science and Technology, ottobre 2006.
- Energy, su pollingreport.com.
- Laura Cohn, Vitzhum, Carlt; Ewing, Jack, Wind power has a head of steam, in European Business., 11 luglio 2005.
- Grave developments for battle site, in The Engineer., 13 giugno 2003, p. 6.
- (ES) diariodesevilla.es,http://www.diariodesevilla.es/article/andalucia/409153/1a/eolicas/preparan/suimmersion.html.
- Public Attitudes to Windfarms (PDF), su scotland.gov.uk.
- Canadians favour energy sources that are better for the environment (PDF), su angus-reid.com.
- Wind power developments are least likely to be opposed by Canadians – Nuclear power opposed by most (PDF), su tscg.biz.
- Wind farms make good neighbours, su bwea.com.
- 'Rise in Scots wind farm support', su bbc.co.uk, 19 ottobre 2010.
- An investigation into the potential barriers facing the development of offshore wind energy in Scotland (PDF), su windenergyigert.umass.edu, 7 marzo 2012.
- Group Dedicates Opening of 200 MW Big Horn Wind Farm: Farm incorporates conservation efforts that protect wildlife habitat, Renewableenergyaccess.com.
- Jeanette Fisher, Wind Power: MidAmerican's Intrepid Wind Farm, Environmentpsychology.com.
- Stakeholder Engagement, Agl.com.au, 19 marzo 2008.
- National Code for Wind Farms (PDF), Environment.gov.au.
- New standard and big investment for wind energy (PDF), Publish.csiro.au, 17 dicembre 2007.
- Wind Energy Opposition and Action Groups, Wind-watch.org.
- The Australia Institute (2006). Wind Farms The facts and the fallacies. Discussion Paper Number 91, October, ISSN 1322-5421, p. 28.
- Wind farm to be built near a Northamptonshire heritage site, in BBC News, 14 marzo 2012.
- Chris Hill, CPRE calls for action over 'proliferation' of wind turbines, su EDP 24, Archant community Media Ltd, 30 aprile 2012.
- Whitelee Windfarm, su Scottish Power Renewables.
- Understanding 'local' opposition to wind development in the UK: How big is a backyard?
- Tilting at Windmills: Public Opinion Toward Wind Energy

- Testing the Waters: Gaining Public Support for Offshore Wind
- Gourlay, Simon. Wind Farms Are Not Only Beautiful, They're Absolutely Necessary, The Guardian, 12 August 2008.
- Aldred, Jessica. Q&A: Wind Power, The Guardian, 10 December 2007.
- Windmills vs. NIMBYism, in The Star (Toronto), 20 ottobre 2008.
- Andrew Donoghue, Wind industry should avoid branding opponents "Nimbys", su Business Green, Business Green, 30 luglio 2009.
- How much do wind turbines cost, su windustry.org .
- Renova - Enerwind 20 kW (PDF), su re-novawindenergy.it .
- Rooftop wind turbine invention seeks support in Google contest, su physorg.com.
- Maglaque e Googlewind, su seattletimes.nwsourc.com.
- Luca Rubini, Silvia Sangiorgio, Le energie rinnovabili, Milano, Hoepli, 2012, ISBN 978-88-203-4814-4.
- (EN) Ahmad Y Hassan, Donald Routledge Hill, Islamic Technology: An illustrated history, Cambridge University Press, 1986, ISBN 0-521-42239-6.
- (EN) Mark Kurlansky, Salt: a world history, Londra, Penguin Books, 2002, ISBN 0-14-200161-9.
- Dati ufficiali EWEA (The European Wind Energy Association), Febbraio 2015.
- Dati statistici TERNA.
- La Tene Maps & ANEV - Italia - Parchi Eolici - 1ª ed. 2010 (cons.20.08.2012).
- http://referenze.peikko.it/reference/mait-wind-park/
- Parchi eolici in Molise, su impiantieolici.com.
- Impianto Eolico di Garessio (CN), scheda su www.progettazione-impianti-elettrici.it/impianto-eolico-garessio.
- badiacalavena.eu - Impianto macroeolico, su badiacalavena.eu.
- comune.rivoli.vr.it - Informazioni tecniche, su comune.rivoli.vr.it.
- Madsen & Krogsgaard. Offshore Wind Power 2010.
- "Global Wind Report 2018" (PDF). gwec.net. Global Wind Energy Council (GWEC).
- Vaughan, Adam (2018-09-06). "World's largest offshore windfarm opens off Cumbrian coast". The Guardian.
- "Orsted clears Taiwan hurdle". reNEWS - Renewable Energy News. 6 December 2017.
- Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011. Released December 16, 2010. Report of the US Energy Information Administration (EIA) of the U.S. Department of Energy (DOE).
- "After a decade of dithering, the US east coast went all in on offshore wind power this week".
- "GWEC Global Wind Statistics 2014" (PDF). Global Wind Energy Council. 10 February 2015.
- "Global Wind Statistics 2015" (PDF). Global Wind Energy Council (GWEC). 10 February 2016.
- "OFFSHORE WIND | GWEC". www.gwec.net.
- "Wind in our Sails, A report by the European Wind Energy Association - 2011" (PDF). European Wind Energy Association. 2011. p. 11.
- Environmental and Energy Study Institute (October 2010). "Offshore Wind Energy" (PDF).

- Lindvig, Kaj. The installation and servicing of offshore wind farms p6 A2SEA, 16 September 2010.
- Nymark, Jens. Seaturbines competitive in 15 years Archived November 16, 2011, at the Wayback Machine Børsen, 15 November 2011.
- Justin Wilkes et al. The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics European Wind Energy Association, January 2012.
- 17 EU countries planning massive offshore wind power ROV world, 30 November 2011.
- Tildy Bayar (30 September 2011). "Wind Energy Markets: Experts See Solid Offshore Growth". Renewable Energy World.
- Bakewell, Sally (29 October 2012). "Largest Offshore Wind Farm Generates First Power in U.K." Bloomberg.
- "Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien - März 2018". Fraunhofer ISE. 2018.
- Platt, Jim (2013). "The offshore wind energy nano-industry". Nanotechnology Perceptions. 9 (2): 91–95. doi:10.4024/N04PL13A.ntp.09.02.
- "The offshore wind energy nano-industry".
- "Wind in power 2013 European statistics" The European Wind Energy Association, 2014
- The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013 ,The European Wind Energy Association, 2014
- "Wind in Power: 2014 European statistics". European Wind Energy Association (EWEA).
- Ho, Andrew (2015). The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015 (PDF). European Wind Energy Association. p. 10.
- "Detailed appraisal of the offshore wind industry in China". The Carbon Trust. May 2014.
- "China tops offshore turbine chart". reNEWS - Renewable Energy News. 22 February 2017.
- Ryan, Joe (2 May 2016). "A U.S. State Has Key to \$10 Billion Offshore Wind Boom". Bloomberg.com.
- Jessica Shankleman (28 April 2016). "World's Biggest Windmills Now Make Jumbo Jets Look Tiny". Bloomberg.com.
- "Global Wind Industry Hits Record 62 GW Installed In 2015". CleanTechnica. 2016-02-03.
- Stiesdal, Henrik (21 December 2016). "Midt i en disruptionstid". Ingeniøren. Real prices have moved to half of what the experts predicted
- "Price diagram: Real and predicted prices for offshore wind power".
- Tillessen, Teena (2010). "High demand for wind farm installation vessels". Hansa International Maritime Journal. Vol. 147 no. 8. pp. 170–171.
- The Ocean Economy in 2030, pp.205-212. OECD iLibrary, 27 April 2016. ISBN 9264251723 . Web read
- "Offshore Wind Power Market".
- "Challenges in design of foundations for offshore wind turbines". The E&T Energy and Power Hub. The E&T Energy and Power Hub. 9 August 2017.
- "Installation Vessels: Reaching the Limit and Beyond". 2017-03-27.

- [Perez-Collazo, C \(2 January 2015\). "A review of combined wave and offshore wind energy". Elsevier.](#)
- [Perez-Collazo, C \(2 January 2015\). "A review of combined wave and offshore wind energy". Elsevier.](#)
- [Perez-Collazo, C \(2 January 2015\). "A review of combined wave and offshore wind energy". Elsevier.](#)
- ["Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines" ArchivedDecember 3, 2013, at the Wayback Machine Bureau Veritas, November 2010.](#)
- [Elaine Kurtenbach. "Japan starts up offshore wind farm near Fukushima" The Sydney Morning Herald, 12 November 2013.](#)
- ["Japan: Experimental Offshore Floating Wind Farm Project" OffshoreWind, 11 October 2013.](#)
- [Madslie, Jorn \(5 June 2009\). "Floating wind turbine launched". BBC News.](#)
- [Sun, Xiaojing; Huang, Diangui; Wu, Guoqing \(May 2012\). "The current state of offshore wind energy technology development". Energy. 41 \(1\): 298–312. doi:10.1016/j.energy.2012.02.054.](#)
- ["Wind Power". New York Times. January 27, 2002.](#)
- [Prinds, Karsten \(20 April 2011\). "Where offshore wind was invented". LORC.](#)
- [Poulsen, Thomas; Lema, Rasmus \(1 June 2017\). "Is the supply chain ready for the green transformation? The case of offshore wind logistics". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 73: 758–771. doi:10.1016/j.rser.2017.01.181.](#)
- [Röckmann C., Lagerveld S., Stavenuiter J. \(2017\) Operation and Maintenance Costs of Offshore Wind Farms and Potential Multi-use Platforms in the Dutch North Sea. In: Buck B., Langan R. \(eds\) Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean. Springer, Cham](#)
- ["Oil & Gas Giant to Build Dutch Borssele III & IV Offshore Wind Farms". Offshore Wind. 12 December 2016.](#)
- ["Tender design, output gains key to DONG's record-low Borssele 1&2 offshore bid price". 17 August 2016.](#)
- [Steel, William \(9 November 2016\). "Vattenfall wins Kriegers Flak with record €49.90/MWh". Recharge.](#)
- ["Offshore wind cheaper than nuclear as auction smashes expectations". 2017-09-11.](#)
- ["A Stunningly Low Price for Offshore Wind: Massachusetts Moves Forward". 2018-09-26.](#)
- ["First Large US Offshore Wind Project Sets Record-Low Price Starting at \\$74 per MWh". August 2018. Retrieved 29 September 2018.](#)
- ["Offshore Wind Accelerator". The Carbon Trust.](#)
- ["Offshore Wind Power Market Size, Regional Analysis and Growth Rate 2026". www.fortunebusinessinsights.com.](#)
- [Stiesdal, Henrik. "Pi and turbines - a useful context" Original, in Danish Ingeniøren, 13 March 2015.](#)
- [Bahaj, AbuBakr S. \(September 2011\). "Generating electricity from the oceans". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 15 \(7\): 3399–3416. doi:10.1016/j.rser.2011.04.032.](#)

- [Pérez-Collazo, C.; Greaves, D.; Iglesias, G. \(February 2015\). "A review of combined wave and offshore wind energy". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 42: 141–153. doi:10.1016/j.rser.2014.09.032. hdl:10026.1/4547.](#)
- [Zehnder, Alan; Warhaft, Zellman, eds. \(2011\). "University Collaboration on Wind Energy" \(PDF\). Cornell University.](#)
- [Tramontana, Tea \(31 October 2012\). "Overcoming problems with crumbling grout". LORC.](#)
- ["Wind turbines Part 3: Design requirements for offshore wind turbines" Austrian Standards Institute.](#)
- [International Standard IEC 61400-3 International Electrotechnical Commission, August 2005.](#)
- [Quarton, D.C. "An international design standard for offshore wind turbines: IEC 61400-3" Archived July 21, 2011, at the Wayback Machine Garrad Hassan, 2005.](#)
- [Musial, W. D.; Sheppard, R. E.; Dolan, D.; Naughton, B. "Development of Offshore Wind Recommended Practice for U.S. Waters" National Renewable Energy Laboratory, April 2013. OSTI ID: 1078076](#)
- [Jonkman, J.M. "Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine" Technical Report NREL/TP-500-41958 page 75, NREL November 2007.](#)
- [Jamie D. \(2009-06-11\). "N.J. must make wind farm permitting process as quick and easy as possible | Commentary | NewJerseyNewsroom.com - Your State. Your News". NewJerseyNewsroom.com.](#)
- [Archived August 28, 2009, at the Wayback Machine](#)
- [Streamline Renewable Energy Policy and make Australia a World Leader Energy Matters, 11 August 2010.](#)
- ["Nearshore wind turbines in Denmark"\(in Danish\). Danish Energy Agency, June 2012.](#)
- ["Smart from the Start" Bureau of Ocean Energy Management.](#)
- [Lars Paulsson, Jeremy Hodges, and Chris Martin \(13 May 2019\). "Offshore Wind Will Need Bigger Boats. Much Bigger Boats". Bloomberg.](#)
- [Offshore Wind Turbine Foundations, 2009-09-09.](#)
- [Constructing a turbine foundation Archived 21 May 2011 at the Wayback MachineHorns Rev project, Elsam monopile foundation construction process](#)
- [Daniel, John; Liu, Shu; Ibanez, Eduardo; Pennock, Ken; Reed, Gregory; Hanes, Spencer. "National Offshore Wind Energy Grid Interconnection Study Executive Summary" \(PDF\).](#)
- [Anaya-Lara, Olimpo; Campos-Gaona, David; Moreno-Goytia, Edgar; Adam, Grain \(10 April 2014\). Grid Integration of Offshore Wind Farms – Case Studies. Wiley. doi:10.1002/9781118701638.ch5. ISBN 9781118701638.](#)
- [Torres-Olguin, Raymundo; Molinas, Marta; Undeland, Tore \(October 2012\). "Offshore Wind Farm Grid Integration by VSC Technology With LCC-Based HVDC Transmission". IEEE Transactions on Sustainable Energy. 3 \(4\): 899. Bibcode:2012ITSE...3..899T. doi:10.1109/TSTE.2012.2200511.](#)
- [Accommodation Platform Archived July 19, 2011, at the Wayback Machine DONG Energy, February 2010.](#)

- [Valaker, E.A.; Armada, S.; Wilson, S. \(2015\). "Droplet Erosion Protection Coatings for Offshore Wind Turbine Blades". Energy Procedia. 80: 263–275. doi:10.1016/j.egypro.2015.11.430.](#)
- [Bjørn Godske \(2016-06-02\). "Dong bruger supertele til vingeinspektion". Ingeniøren.](#)
- ["3 Ways to Inspect a Blade". E.ON energized.](#)
- ["Aldrende havmølleparker åbner marked for klog nedrivning". Ingeniøren. 2016-02-20.](#)
- ["Tethys".](#)
- ["London Array's own website announcement of commencement of offshore works"\(PDF\). londonarray.com.](#)
- [Wittrup, Sanne. First foundation Ing.dk, 8 March 2011.](#)
- ["London Array - The Project". londonarray.com.](#)
- ["E_Facts - figures". geminiwindpark.nl.](#)
- ["The 600-MW Gemini offshore wind farm is successfully up & running".](#)
- ["Gemini offshore wind project fully completed".](#)
- ["Gemini". 4coffshore.com.](#)
- ["Gode Wind foundation installed successfully". 4coffshore.com.](#)
- ["DONG Energy Inaugurates 582 Megawatt Gode Wind I & 2 Offshore Wind Farms". CleanTechnica.](#)
- ["World's second largest offshore wind farm opens off coast of Wales". Wales Online. 2015-06-17.](#)
- ["Full power at Race Bank Offshore Wind Farm". orsted.com.](#)
- ["Innovation Installs First Foundation at Race Bank". offshorewind.biz/. 2016-06-30.](#)
- ["UK: Greater Gabbard Offshore Wind Farm Generates Power". 2012-09-07.](#)
- ["Offshore Wind Farms 2008" \(PDF\). EWEA. 2009-02-02.](#)
- ["SSE plc - The UK's broadest-based energy company". scottish-southern.co.uk.](#)
- ["Dudgeon hits CfD milestone". renews.biz. 4 October 2017.](#)
- ["World's Largest OW Jack-Up Vessel Installs World's Heaviest Monopile at Veja Mate OWF". 2016-04-06.](#)
- ["Construction complete for 402-MW Veja Mate offshore wind park". Renewables Now.](#)
- ["VIPs cut ribbon at 400MW Anholt" Recharge News, 4 September 2013.](#)
- [Jan Bjerre Lauridsen & Søren Andersen. "Queen says Good Wind to giant turbines" Berlingske, 4 September 2013.](#)
- ["All turbines at Anholt Offshore wind farm now operational" \(Press release\). DONG Energy. 20 June 2013.](#)
- [Anholf Offshore wind farm in 4C Offshore.](#)
- ["BARD 1 \(4c\)". 4coffshore.com.](#)
- [Rösler eröffnet Offshore-Windpark Bard 1 Archived 2013-08-28 at the Wayback Machine.](#)
- [German Federal Minister Inaugurates BARD Offshore 1.](#)
- ["Global Tech I officially inaugurated". sunwindenergy.com/. 2015-09-04.](#)
- ["West of Duddon Sands reaches foundation installation halfway point".](#)
- ["West of Duddon Sands".](#)
- [Datasheet for site: Walney 1 Offshore wind farm. LORC Knowledge, 2011](#)

- ["UK: Walney Offshore Wind Farm Fully Operational". 2012-06-14.](#)
- ["Construction is starting on the offshore wind farm Wikinger". 2016-03-22.](#)
- [http://www.offshorewindindustry.com/news/first-foundation-nordsee-one-successfully. First foundation for Nordsee One successfully installed](http://www.offshorewindindustry.com/news/first-foundation-nordsee-one-successfully)
- [C-Power: General Informations Archived 2012-04-23 at the Wayback Machine.](#)
- ["RWE Innogy - Press release 09 July 2013 Export cables in at Gwynt y Môr Offshore Wind Farm". rwe.com.](#)
- ["Phase 2 completed". repower.de.](#)
- ["Belgium: Thornton Bank Offshore Wind Farm Officially Inaugurated". Offshore Wind. 2013-09-18.](#)
- ["SWT-3.6-107 Wind Turbine". Siemens. Archived from the original on 2008-07-25.](#)
- ["Sheringham Shoal Offshore Wind Farm" \(PDF\). StatoilHydro.](#)
- [Trickyweb. "Sheringham Shoal Operated by Statkraft". scira.co.uk.](#)
- ["Norway's Crown Prince Opens Sheringham Shoal Offshore Wind Farm \(UK\)". Offshore Wind. 2012-09-27.](#)
- ["Borkum Riffgrund I". 4coffshore.com.](#)
- ["Amrumbank West - 4C Offshore". www.4coffshore.com.](#)
- ["Thanet". The Engineer Online. 2008-07-25.](#)
- ["Thanet offshore wind farm starts electricity production". BBC News. 2010-09-23.](#)
- [Kit Kennedy \(2 February 2012\). "Offshore Wind One Step Closer to Reality in the Mid-Atlantic". Renewable Energy World.](#)
- ["America Is Finally Getting Its First Offshore Wind Farm. Conservatives Are Trying to Make Sure It's the Last". New Republic. 14 May 2015.](#)
- ["Block Island Wind Farm - Deepwater Wind". Deepwater Wind.](#)
- ["Offshore wind energy heading to waters off Virginia Beach". WVEC.](#)
- [Offshore wind development hits a snag in Ontario Archived 2012-01-09 at the Wayback Machine Alberta Oil Magazine, April 2011.](#)
- [Hamilton, Tyler \(January 15, 2008\). "Ontario to approve Great Lakes wind power". The Star. Toronto.](#)
- ["Naikun Wind Development, Inc".](#)
- ["MOU Signed for First Ever Offshore Wind Power Project in India". www.pib.nic.in. Press Information Bureau, Government of India. October 1, 2014.](#)
- [R. Srikanth; Sangeetha Kandavel \(January 29, 2015\). "Tapping the offshore wind". The Hindu.](#)

Capitolo 14

Energia geotermica

- [Il continuo sfruttamento di una sorgente geotermica può indurre localmente, nell'intorno dei pozzi di sfruttamento, una riduzione del valore di anomalia positiva termica](#)
- [The Celebration Of The Centenary Of The Geothermal-Electric Industry Was Concluded In Florence On December 10th, 2005 in IGA News #64, April - June 2006. Publication of UGI/Italian Geothermal Union.](#)

- [January 2007 IEA Fact sheet: "Renewables in Global Energy Supply"](#).
- [MIT - The Future of Geothermal Energy \(14 MB PDF file\) Archiviato il 10 marzo 2011 su wayback.archive-it.org.](#)
- [Si veda anche pag. 7-10 in Ruggero Bertani, Geothermal Energy: An Overview On Resources And Potential - Proceedings of the International Conference on National Development Of Geothermal Energy Use, 2009>online](#)
- [Raffaele Cataldi, Review of historiographic aspects of geothermal energy in the Mediterranean and Mesoamerican areas prior to the Modern Age \(PDF\), in Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, vol. 18, n° 1, Klamath Falls, Oregon, Oregon Institute of Technology, agosto 1992, pp. 13–16.](#)
- [John W. Lund, Characteristics, Development and utilization of geothermal resources\(PDF\), in Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, vol. 28, n° 2, Klamath Falls, Oregon, Oregon Institute of Technology, giugno 2007, pp. 1–9.](#)
- [Mary H. Dickson e Mario Fanelli, What is Geothermal Energy?, Pisa, Italy, Istituto di Geoscienze e Georisorse, febbraio 2004.](#)
- [Ruggero Bertani, World Geothermal Generation in 2007 \(PDF\), in Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, vol. 28, n° 3, Klamath Falls, Oregon, Oregon Institute of Technology, settembre 2007, pp. 8–19.](#)
- [Ingvar B. Fridleifsson, Ruggero Bertani, Ernst Huenges, John W. Lund, Arni Ragnarsson, Ladislaus Rybach, The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change - IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources \(PDF\), Lubeca, O. Hohmeyer and T. Trittin, 11 febbraio 2008, pp. 59–80.](#)
- [Quasimodonline per una scuola più coinvolgente, su quasimodonline.altervista.org.](#)
- [Tiwari, G. N.; Ghosal, M. K., Renewable Energy Resources: Basic Principles and Applications, Alpha Science, 2005, ISBN 1-84265-125-0.](#)
- [DOI: 10.1126/science.1235640](#)
- [M. Zogg, "History of Heat Pumps Swiss Contributions and International Milestones\(PDF\), in 9th International IEA Heat Pump Conference, Zürich, Switzerland, 20–22 May 2008.](#)
- [R. Gordon Bloomquist, Geothermal Heat Pumps, Four Plus Decades of Experience\(PDF\), in Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, vol. 20, n° 4, Klamath Falls, Oregon, Oregon Institute of Technology, dicembre 1999, pp. 13–18.](#)
- [J. Donald Kroeker e Ray C. Chewing, A Heat Pump in an Office Building, in ASHVE Transactions, vol. 54, febbraio 1948, pp. 221–238.](#)
- [Robert Gannon, Ground-Water Heat Pumps – Home Heating and Cooling from Your Own Well, in Popular Science, vol. 212, n° 2, Bonnier Corporation, febbraio 1978, pp. 78–82.](#)
- [J. Lund, 100 Years of Geothermal Power Production \(PDF\), in Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, vol. 25, n° 3, Klamath Falls, Oregon, Oregon Institute of Technology, settembre 2004, pp. 11–19.](#)
- [Lynn McLarty e Marshall J. Reed, The U.S. Geothermal Industry: Three Decades of Growth \(PDF\), in Energy Sources, Part A, vol. 14, n° 4, 1992, pp. 443–455, DOI:10.1080/00908319208908739.](#)
- [K. Erkan, G. Holdmann, W. Benoit e D. Blackwell, Understanding the Chena Hot flopë Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data,](#)

in Geothermics, vol. 37, n° 6, 2008, pp. 565–585, DOI:10.1016/j.geothermics.2008.09.001.

- GEA, p. 4
- GEA, pp. 4–6
- M. Ali Khan, The Geysers Geothermal Field, an Injection Success Story (PDF), Annual Forum of the Groundwater Protection Council, 2007.
- Alison Holm, Geothermal Energy: International Market Update (PDF), Geothermal Energy Association, maggio 2010, p. 7.
- Jefferson W. Tester, et al., The Future of Geothermal Energy (PDF), Impact of Enhanced Geothermal Systems (Egs) on the United States in the 21st Century: An Assessment, Idaho Falls, Idaho National Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, 2006, pp. 1–8 to 1–33 (Executive Summary), ISBN 0-615-13438-6.
- Ruggero Bertani, Geothermal Energy: An Overview on Resources and Potential (PDF), in Proceedings of the International Conference on National Development of Geothermal Energy Use, Slovakia, 2009.
- John W. Lund, The USA Geothermal Country Update, in Geothermics, vol. 32, 4–6, 2003, pp. 409–418, DOI:10.1016/S0375-6505(03)00053-1.
- Stime del 2009 per un tipico impianto geotermale della potenza di 50 MWe in p. 19 U.S. Department of Energy (DOE) Geothermal Technologies Program (GTP), 2008 Geothermal Technologies Market Report - July 2009
- Il geotermico diventa sempre più competitivo, Ecosportello, anno 4, n. 16, 3-9-2008.
- Google investe 10 milioni di dollari nel geotermico di terza generazione, Ecosportello, anno 4, n. 16, 3-9-2008.
- Piano energetico regionale - Risorse Geotermiche.
- Dati teleriscaldamento Ferrara (PDF), su comune.fe.it.
- (EN) DOE Fundamentals Handbook - "Thermodynamics, Heat transfer, and fluid flow", pp. 19-22.
- Universo, De Agostini, Novara, Vol. II, pag.526-529
- Secondo lo standard ISO 31-4.
- Questo "senso obbligato" del trasferimento di calore è stabilito dal secondo principio della termodinamica.
- (EN) R. Byron Bird, Warren E. Stewart; Edwin N. Lightfoot, Transport Phenomena, 2ª ed., New York, Wiley, 2005, ISBN 0-470-11539-4.
- (EN) Frank P. Incropera, David P. DeWitt; Theodore L. Bergman; Adrienne S. Lavine, Fundamentals of Heat and Mass Transfer, 6ª ed. Wiley, 2006, ISBN 0-471-45728-0.
- Andreina Post Baracchi, Alma Tagliabue, Chimica, Lattes, 1997. ISBN 88-8042-083-6
- Sebastiano Liberali, Sulla condizione flogistica della mania pellagrosa e della pellagra in generale, Milano: Società tipografica de' classici italiani, 1831.
- (FR) Antoine Lavoisier, Réflexions sur le phlogistique, pour servir de suite à la théorie de la combustion et de la calcination, publiée en 1777, Académie royale des sciences, 1786; trad. it. Sulla combustione de' corpi nell'aria atmosferica e nella deflogisticata, Milano: Marelli, 1881.
- Sandra Tugnoli Pattaro, La teoria del flogisto: alle origini della rivoluzione chimica, CLUEB, 1983.

- Francesco Lamendola, L'epoca del flogisto è una tappa centrale nella storia della chimica, www.ariannaeditrice.it, 15 marzo 2011
- Giorgio Jules Mastrobisi, Kant e il flogisto, www.academia.edu
- La tettonica delle placche e la geologia dell'Italia | Zanichelli Aula di scienze.
- Cambridge Encyclopedia 2005 - Oceanic ridges
- sciencedaily.com: Geologists Discover New Class Of Spreading Ridge On Sea Bottom
- volcano.oregonstate.edu: Slow Mid-Atlantic Ridge Archiviato il 1° agosto 2010 in Internet Archive.
- Riprese video di colate sottomarine hanno chiarito il meccanismo della formazione dei "pillow": dal fronte lavico si staccano in continuazione grosse "gocce" di lava, di forma rotondeggiante, che rotolano sul fondale raffreddandosi velocemente, finendo per assumere l'aspetto di cuscini (in inglese pillow) accumulati sul fondo
- Marjorie Wilson., Igneous petrogenesis, London, Chapman & Hall, 1993, ISBN 978-0-412-53310-5.
- Teresa Cappello, Carlo Tagliavini, Dizionario degli etnici e dei toponimi italiani, Bologna, Patron Editore, 1981, p. 273.
- Dati della CEI.
- Articolo del Time (in inglese)
- Giuseppe Caciagli, Pisa e la sua provincia, vol. 3, tomo II, Pisa, Colombo Corsi Editore, 1972, pp. 355–362.
- Scoperto il più grande vulcano della Terra, il massiccio Tamu, su gaianews.it, 6 settembre 2013.
- Guglielmo Manitta, Orazio Silvestri e la vulcanologia dell'Etna e delle Isole Eolie, Il Convivio Editore, 2017, ISBN 978-8832740073..
- Vulcani in Italia, su Dipartimento delle Protezione Civile, <http://www.protezionecivile.gov.it>.
- Vulcani antichi e atmosfera, su lescienze.espresso.repubblica.it.
- Tunable diode laser measurements of hydrothermal/volcanic CO2 and implications for the global CO2 budget. (PDF), su solid-earth.net.
- Flussi di CO2 nel versante Meridionale dell'Etna, su geologia.com.
- La misura del flusso di CO2 dal suolo di un'area vulcanica, su earth-prints.org.
- Arctic "ozone hole" in a cold volcanic stratosphere, su pnas.org.
- Relazione Tra Degassamento Di Co2 Dai Suoli E Strutture Tettoniche..., su tesionline.it.
- Kearay Philip, Vine Frederik. Tettonica Globale, Zanichelli, 1994, ISBN 88-08-09852-4
- Pompeo Casati. Scienze Della Terra 1, Città Studi, 1996, ISBN 0-521-78237-6
- Eduardo Garzanti, "Scienze Della Terra", Vallardi editore, 2007, ISBN 978-88-7887-033-8
- Geoffrey Davies. Dynamic Earth, Cambridge University Press, 1999, ISBN 0-521-59933-4
- Aldo Acquati, Carmen De Pascale, Flora Scudieri, Valeria Semini. "La mela di Newton vol.d", Loescher editore, 2008, ISBN 978-88-201-3210-1

Capitolo 15

Corrente oceanica

- Günter Dietrich, Oceanografia generale, 1957.
- Corrente oceanica, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.
- (EN) Corrente oceanica, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.
- (EN) Ocean Surface Currents, su oceancurrents.rsmas.miami.edu.
- T Hopkins, The GIN Sea—A synthesis of its physical oceanography and literature review 1972–1985, in Earth-Science Reviews, vol. 30, 3–4, 1991, pp. 175, Bibcode:1991ESRv...30..175H, DOI:10.1016/0012-8252(91)90001-V.
- Rebecca A. Woodgate, Eberhard Fahrbach e Gerd Rohardt, Structure and transports of the East Greenland Current at 75°N from moored current meters, in Journal of Geophysical Research, vol. 104, 1999, pp. 18059, Bibcode:1999JGR...10418059W, DOI:10.1029/1999JC900146.
- Peter M. Haugan, Structure and heat content of the West Spitsbergen Current, in Polar Research, vol. 18, n° 2, 1999, pp. 183, Bibcode:1999PolRe..18..183H, DOI:10.1111/j.1751-8369.1999.tb00291.x.
- (EN) The Canary Current.
- Liu KK, Atkinson L, Quinones R, McManus LT., Carbon and nutrient fluxes in continental margins.
- Curtis W. Marean, «Quando il mare salvò l'umanità», Le Scienze 506 (ottobre 2010): 54-61
- (EN) The Agulhas Current
- Lynne Talley, Descriptive physical oceanography: an introduction, 6th, San Diego, CA, Elsevier Inc.
- D. Roemmich e P. Sutton, The mean and variability of ocean circulation past northern New Zealand: Determining the representativeness of hydrographic climatologies., in J. Geophys. Res., vol. 103, 1998, pp. 13041–13054, DOI:10.1029/98jc00583.
- R. N. Denham e F. G. Crook, The Tasman front, in New Zealand Journal of Marine and Freshwater Research, vol. 10, n° 1, March 1976, pp. 15–30, DOI:10.1080/00288330.1976.9515596, ISSN 0028-8330 (WC · ACNP).
- John C. Andrews, Martin W. Lawrence e Carl S. Nilsson, Observations of the Tasman Front, in Journal of Physical Oceanography, vol. 10, n° 11, November 1980, pp. 1854–1869, Bibcode:1980JPO....10.1854A, DOI:10.1175/1520-0485(1980)010<1854:oottf>2.0.co;2, ISSN 0022-3670 (WC · ACNP).
- Mark E. Baird, Patrick G. Timko, Jason H. Middleton, Thomas J. Mullaney, Deborah R. Cox e Iain M. Suthers, Biological properties across the Tasman Front off southeast Australia, in Deep-Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers, vol. 55, n° 11, November 2008, pp. 1438–1455, Bibcode:2008DSRI...55.1438B, DOI:10.1016/j.dsr.2008.06.011.
- B. R. Stanton, An oceanographic survey of the Tasman Front, in New Zealand Journal of Marine and Freshwater Research, vol. 15, n° 3, September 1981, pp. 289–297, DOI:10.1080/00288330.1981.9515924, ISSN 0028-8330 (WC · ACNP).

- P. J. Mulhearn, The Tasman Front: A Study Using Satellite Infrared Imagery, in Journal of Physical Oceanography, vol. 17, n° 8, August 1987, pp. 1148–1155, Bibcode:1987JPO....17.1148M, DOI:10.1175/1520-0485(1987)017<1148:tffasu>2.0.co;2, ISSN 0022-3670 (WC · ACNP).
- (EN) Dean Roemmich e Philip Sutton, The mean and variability of ocean circulation past northern New Zealand: Determining the representativeness of hydrographic climatologies, in Journal of Geophysical Research: Oceans, vol. 103, C6, 15 giugno 1998, pp. 13041–13054, Bibcode:1998JGR...10313041R, DOI:10.1029/98JC00583, ISSN 2156-2202 (WC · ACNP).
- B. R. Stanton, The tasman front, in New Zealand Journal of Marine and Freshwater Research, vol. 13, n° 2, June 1979, pp. 201–214, DOI:10.1080/00288330.1979.9515795, ISSN 0028-8330 (WC · ACNP).
- Charles E. Tilburg, Harley E. Hurlburt, James J. O'Brien e Jay F. Shriver, The Dynamics of the East Australian Current System: The Tasman Front, the East Auckland Current, and the East Cape Current, in Journal of Physical Oceanography, vol. 31, n° 10, October 2001, pp. 2917–2943, Bibcode:2001JPO....31.2917T, DOI:10.1175/1520-0485(2001)031<2917:tdotea>2.0.co;2, ISSN 0022-3670 (WC · ACNP).
- Peter R. Oke e Jason H. Middleton, Nutrient enrichment off Port Stephens: the role of the East Australian Current, in Continental Shelf Research, vol. 21, 6–7, April 2001, pp. 587–606, Bibcode:2001CSR....21..587O, DOI:10.1016/S0278-4343(00)00127-8.
- Katharine M. Grant e Gerald R. Dickens, Coupled productivity and carbon isotope records in the southwest Pacific Ocean during the late Miocene–early Pliocene biogenic bloom, in Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, vol. 187, 1–2, November 2002, pp. 61–82, DOI:10.1016/S0031-0182(02)00508-4.
- F. B. Griffiths e V. A. Wadley, A synoptic comparison of fishes and crustaceans from a warm-core eddy, the East Australian Current, the Coral Sea and the Tasman Sea, in Deep-Sea Research Part A: Oceanographic Research Papers, vol. 33, n° 11, November 1986, pp. 1907–1922, Bibcode:1986DSRA...33.1907G, DOI:10.1016/0198-0149(86)90085-3.
- Final Environmental Statement: OCL Sale No. 48 : Proposed 1979 Outer Continental Shelf Oil and Gas Lease Sale Offshore Southern California, Department of the Interior, Bureau of Land Management, 1979, p. 77.
- Davidson Current, Encyclopædia Britannica.
- C. Reid Nichols e Robert G. Williams, Encyclopedia of Marine Science, Infobase Publishing, 1° gennaio 2009, p. 90, ISBN 978-1-4381-1881-9.
- Murray D. Dailey, Donald J. Reish e Jack W. Anderson, Ecology of the Southern California Bight: A Synthesis and Interpretation, University of California Press, 1993, p. 789, ISBN 978-0-520-07578-8.
- S Rahmstorf, The concept of the thermohaline circulation (PDF), in Nature, vol. 421, n° 6924, 2003, p. 699, Bibcode:2003Natur.421..699R, DOI:10.1038/421699a, PMID 12610602.
- SS Lappo, On reason of the northward heat advection across the Equator in the Atlantic ocean, in Study of Ocean and Atmosphere Interaction Processes, Moscow Department of Gidrometeoizdat (in Russo), 1984, pp. 125–9.

- [Masaaki Wakatsuchi, 1984, Brine Exclusion Process from Growing Sea Ice, Institute of Low Temperature Science](#)
- [United Nations Environment Programme / GRID-Arendal, 2006, \[1\]. Potential Impact of Climate Change](#)
- [Seager,R., 2005, The Source of Europe's Mild Climate Archiviato il 21 ottobre 2007 in Internet Archive., American Scientist](#)
- [Rhines and Hakkinen, 2003, Is the Oceanic Heat Transport in the North Atlantic Irrelevant to the Climate in Europe?](#)
- [Marsh, R. et al. \(2004\) Bistability of the thermohaline circulation identified through comprehensive 2-parameter sweeps of an efficient climate model. Climate Dynamics, 23: 761-777](#)
- [Apel, J. R., 1987, Principles of Ocean Physics, Academic Press, \(ISBN 0-12-058866-8\)](#)
- [Gnanadesikan, A., R. D. Slater, P. S. Swathi, and G. K. Vallis, 2005: The energetics of ocean heat transport. Journal of Climate, 18, 2604-2616.](#)
- [Knauss, J. A., 1996, Introduction to Physical Oceanography, Prentice Hall \(ISBN 0-13-238155-9\)](#)
- [Primeau, F., 2005, Characterizing transport between the surface mixed layer and the ocean interior with a forward and adjoint global ocean transport model, Journal of Physical Oceanography,35, 545-564.](#)
- [Un'immagine satellitare raccolta nell'arco di pochi minuti contiene milioni di pixel che arrivano a coprire aree dell'ordine di milioni di km², un nave che viaggiasse nell'ordine delle decine di km/himpiegherebbe decine di anni a mappare con tanta precisione una tale superficie.](#)
- [Giuseppe Zibordi, Jean François Berthon, Barbara Bulgarelli, Davide D'alimonte, Dirk Van Der Linde, Frederic Melina e Cristina Targa, Ocean colour validation activities at the Acqua Alta Oceanographic Tower in northern Adriatic Sea, in International Journal of Remote Sensing, vol. 25, n° 7, 2004, pp. 1533-1537.](#)
- [Oceanografia, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.](#)
- [\(EN\) Oceanografia, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [APOMAB - Academy of Positioning Marine and Bathymetry Accademia di posizionamento marino e batimetria](#)
- [NASA/ JPL Physical Oceanography Distributed Active Archive Center \(PO.DAAC\) NASA/JPL PO.DAAC Data Center](#)
- [Ocean Science Series Accademia Scientifica Britannica](#)
- [Woods Hole Oceanographic Institution \(WHOI\) La più grande associazione no-profit che si occupa di oceanografia](#)
- [Scripps Institution of Oceanography, su sio.ucsd.edu.](#)
- [British Oceanographic Data Centre Dati ed informazioni oceanografiche](#)
- [Proudman Oceanographic Laboratory, su pol.ac.uk.](#)
- [Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Science, su cefas.co.uk.](#)
- [NOAA's Office of Ocean Exploration, su explore.noaa.gov.](#)
- [NOAA Ocean and Weather Data Navigator Plot and download ocean data](#)
- [Exploring Marine Ecosystems Smithsonian National Museum of Natural History permanent exhibit](#)

- [Freeview Video 'Voyage to the Bottom of the Deep Deep Sea' Oceanography Programme Vega Science Trust and the BBC/OU](#)
- [NEMO: Modeling framework for Oceanography, su nemo-ocean.eu.](#)
- [Oceanographical and Hydrobiological manuscripts The Turkish Seas](#)
- [Ocean Alliance: Conservation Biology, su marinebio.org.](#)
- [Pew Institute fo Ocean Science Protecting the world's oceans and the species that inhabit them.](#)
- [Herdman, William A. - Founders of Oceanography, and their work An introduction to the science of the sea](#)
- [Timeline of Oceanography, su intute.ac.uk.](#)
- [Ocean Motion and Surface Currents \(NASA\)](#)
- [\(EN\) Oceanografia fisica, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [Talvolta citata anche come Convenzione di Montego Bay](#)
- [Dizionario Giuridico, GRUPPO EDITORIALE SIMONE. «Hot pursuit \[inseguimento in flagranza\] \(d. int.\) Indica il diritto dello Stato costiero di inseguire una nave straniera in alto mare per un illecito commesso nelle proprie acque territoriali. Il diritto è riconosciuto solo nel caso di inseguimento continuo e deve comunque cessare nell'ipotesi in cui la nave entri nel mare territoriale di un altro Stato.».](#)
- [Droits maritimes, Jean-Pierre Beurier & al., Ed. Dalloz-Sirey \(Parigi\), 2ª Ed. 2008, 1216 p., ISBN 978-2-247-07775-5](#)
- [Cours de droit maritime, P. Angelelli & Y. Moretti, Ed. InfoMer \(Rennes\), 2008, 350 p., ISBN 978-2-913596-37-5](#)
- [Pinet, Paul R. \(1996\) Invitation to Oceanography. St. Paul, MN: West Publishing Co., 1996. ISBN 0-7637-2136-0 \(3rd ed.\)](#)
- [Keating, B.H., Fryer, P., Batiza, R., Boehlert, G.W. \(Eds.\), Seamounts, islands and atolls., in Geophys. Monogr, n° 43, 1987, pp. 319-334.](#)
- [Nybakken, James W. and Bertness, Mark D., 2005. Marine Biology: An Ecological Approach, Sixth Edition, Benjamin Cummings, San Francisco](#)
- [Giuseppe Marchetti et al, La Terra ieri e oggi, Scandicci: La nuova Italia, 1986, pp. 227-8](#)
- [Clark, Malcolm et al. \(2006\). Seamounts, Deep-sea corals and fisheries, p. 20-24.](#)
- [M.P. Marani, F. Gamberi, E. Bonatti \(eds\), "From seafloor to deep mantle: architecture of the Thyrrenian backarc basin", Memorie descrittive della Carta Geologica d'Italia, vol. LXIV, APAT, Servizio Geologico d'Italia, 2004.](#)
- [British Admiralty. The Mariner's Handbook. 1999 edition, page 23.](#)
- [Philip N. Ledoux, SSN 711 \(USS San Francisco\).](#)
- [Clark, Malcolm R., Derek Tittensor, Alex D. Rogers, Paul Brewin, Thomas Schlacter, Ashley Rowden, Karen Stocks and Mireille Consalvey. \(2006\). Seamounts, Deep-sea corals and fisheries.\[collegamento interrotto\] Cambridge, UK: UNEP-World Conservation Monitoring Centre. ISBN 978-92-807-2778-4](#)
- [Dalla forma del tetto della Guyot Hall, l'edificio dell'università di Princeton intitolato al geologo e geografo Arnold Henri Guyot.](#)
- ["I continenti non avanzano attraverso la crosta oceanica spinti da forze sconosciute. Al contrario, essi viaggiano passivamente sul materiale del mantello che arriva in superficie alla cresta della dorsale e poi se ne allontana spostandosi lateralmente. Su](#)

questa base la cresta della Dorsale medio atlantica dovrebbe avere solo sedimenti recenti, e i fianchi solo sedimenti recenti e terziari. L'intero Atlantico, e forse tutti gli oceani, dovrebbero avere poco sedimento più vecchio del Mesozoico". Harry Hammond Hess, History of Ocean Basins, in "Petrological Studies: Buddington Memorial Volume", New York: Geological Society of America, 1962, p. 609.

- (EN) Japan Atlas: Japan Marine Science and Technology Center, su web-japan.org.
- Fossa Marianne è profonda 10994 metri, in Ansa.it.
- Scientists map Mariana trench, in Telegraph.co.uk.
- Dawn J. Wright, Sherman H. Bloomer, Christopher J. MacLeod, Brian Taylor, Andrew M. Goodlife, Bathymetry of the Tonga Trench and Forearc: A Map Series, in Marine Geophysical Researches, vol. 21, n° 5, 2001, pp. 489-512, DOI:10.1023/A:1026514914220.
- Bird, P., An updated digital model of plate boundaries, in Geochem. Geophys. Geosyst, vol. 4, n° 3, 2003, p. 1027, DOI:10.1029/2001GC000252.
- Philippine Trench - Britannica Online, su britannica.com.
- Istituto Geografico De Agostini. Grande atlante geografico del mondo, edizione speciale per il Corriere della Sera. Milano, 1995.
- Java Trench - Britannica Online, su britannica.com.
- Puerto Rico Trench - Britannica Online, su britannica.com.
- Deepest parts of the Sea, su blog.sailception.com.
- Organizzazione Idrografica Internazionale, Definition of Hydrography, su iho.int.
- About us, pagina introduttiva su www.hydrography.ge
- Accademia di posizionamento marino e batimetria (A.PO.MA.B.)
- hydrography.ge - Servizio Idrografico di Stato della Georgia
- Idrografia, in Thesaurus del Nuovo soggettario, BNCF.
- (EN) H. V. Thurman, Introductory Oceanography, New Jersey, USA, Prentice Hall College, 1997, ISBN 0-13-262072-3.
- (FR) Le navire océanographique Pourquoi pas?; istituto Ifremer, scheda su wwz.ifremer.fr
- Accademia di Posizionamento Marino e Batimetria apomabdoc.altervista.org
- Alessandro Schiavi, Vademecum cartografico. Informazioni per l'analisi e le letture delle carte geografiche e topografiche, Vita e pensiero, 2008.
- IHO Committees & Working Groups listing for the GEBCO Guiding Committee.
- IOC/EC-XLI/2 Annex 8, Terms of Reference and Rules of Procedure of the Technical Sub-committee on Ocean Mapping (TSCOM), Sub-committee on Undersea Features Names (SCUFN) and Joint IHO–IOC GEBCO Guiding Committee, Authored by the IOC Secretariat, Published on 26/05/08
- The History of GEBCO 1903-2003 published by GITC in 2003
- General Bathymetric Chart of the Oceans, su gebco.net.
- Intergovernmental Oceanographic Commission, su ioc-unesco.org.
- International Hydrographic Organization [collegamento interrotto], su ohi.shom.fr.
- Marine Physical Laboratory - Floating Instrument Platform - Flip, su www-mpl.ucsd.edu.
- Onda su onda: alla scoperta dei cavalloni, su www.focus.it.
- Onda marina, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze.

- (EN) Onda marina, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.
- Ekman, V.W., 1905. On the influence of the earth's rotation on ocean currents. Arch. Math. Astron. Phys. 2, No. 11
- Colling, A., Ocean Circulation, Open University Course Team. Second Edition. 2001. ISBN 978-0-7506-5278-0
- Knauss, J.A., Introduction to Physical Oceanography, Waveland Press. Second Edition. 2005. ISBN 978-1-57766-429-1
- Mann, K.H. and Lazier J.R., Dynamics of Marine Ecosystems, Blackwell Publishing. Third Edition. 2006. ISBN 978-1-4051-1118-8
- Pond, S. and Pickard, G.L., Introductory Dynamical Oceanography, Pergamon Press. Second edition. 1983. ISBN 978-0-08-028728-7
- Sverdrup, K.A., Duxbury, A.C., Duxbury, A.B., An Introduction to The World's Oceans, McGraw-Hill. Eighth Edition. 2005. ISBN 978-0-07-294555-3
- Ekman, V.W., 1905. On the influence of the earth's rotation on ocean currents. Arch. Math. Astron. Phys. 2, No. 11
- Gill, A.E. (1982). Atmosphere-Ocean Dynamics. Academic Press Inc. New York, London, Tokyo, ISBN 0-12-283520-4
- Fennel, W. and H.-U. Lass, 1989. Analytical Theory of Forced Ocean Waves. Akademie-Verlag-Berlin, ISBN 3-05-500421-3
- Weller, R.A., Plueddemann, A.J., 1996. Observations of the vertical structure of the oceanic boundary layer. J. Geophys. Res., 101, C4, 8789-8806
- Schudlich, R.R., Price, J.F., 1998. Observations of Seasonal Variation in the Ekman Layer. J. Phys. Oceanogr., 28, 6, 1187-1204
- U.S. National Oceanographic Data Center: Global Temperature–Salinity Profile Programme. June 2006. U.S. Department of Commerce, National Oceanic and Atmospheric Administration, National Oceanographic Data Center, Silver Spring, Maryland, 20910. Date of Access, <<http://www.nodc.noaa.gov/GTSPP/>>.
- Department of Atmospheric Sciences (DAS) at the University of Illinois at Urbana-Champaign, Date of Access 02/11/2014, <[http://ww2010.atmos.uiuc.edu/\(Gh\)/wwhlpr/thermocline.rxml](http://ww2010.atmos.uiuc.edu/(Gh)/wwhlpr/thermocline.rxml)>.
- Anderson DM, Prell WL. (1993). A 300 KYR record of upwelling off Oman during the late quaternary: evidence of the Asian southwest monsoon. Paleoceanography, 8(2): 193-208.
- Sarhan T, Lafuente JG, Vargas M, Vargas JM, Plaza F. (1999). Upwelling mechanisms in the northwestern Alboran Sea. Journal of Marine Systems, 23: 317-331.
- Jennings, S., Kaiser, M.J., Reynolds, J.D. (2001), Marine Fisheries Ecology. Oxford: Blackwell Science Ltd. ISBN 0-632-05098-5
- Mann, K.H., Lazier, J.R.N. (2006) Dynamics of Marine Ecosystems: Biological-Physical Interactions in the Oceans. Oxford: Blackwell Publishing Ltd. ISBN 1-4051-1118-6
- Bakun A. (1990). Global climate change and intensification of coastal ocean upwelling. Science, 247: 198-201.
- Chelton DB, Schlax MG, Freilich MH, Milliff RF. (2004). Satellite measurements reveal persistent small-scale features in ocean winds. Science, 303:978-983.

- Wolff J-O, Maier-Reimer E, Legutke S (1997), The Hamburg Ocean Primitive Equation Model HOPE. DKRZ report 13, Hamburg, Germany, DOI: 10.2312/WDCC/DKRZ_Report_No13.
- Maier-Reimer E, Mikolajewicz U (1992), The Hamburg Large Scale Geostrophic Ocean General Circulation Model (Cycle 1). DKRZ report 2, Hamburg, Germany, DOI: 10.2312/WDCC/DKRZ_Report_No02.
- Oberhuber JM (1993), Simulation of the Atlantic circulation with a coupled sea ice-mixed layer-isopycnal general circulation model, part I: model description. Journal of Physical Oceanography, 23, 808–829 DOI: 10.1175/1520-0485(1993)023<0808:SOTACW>2.0.CO;2.
- Oberhuber JM (1993), The OPYC Ocean General Circulation Model. DKRZ report 7, Hamburg, Germany, DOI: 10.2312/WDCC/DKRZ_Report_No07.
- What is a GCM?, Ipc-data.org, 18 giugno 2013.
- K. Bryan, J. Comput. Phys. 4, 347 (1969)
- M. D. Cox, in Numerical Models of Ocean Circulation (National Academy of Sciences, Washington, DC, 1975), pp. 107 120
- W. R. Holland, J. Phys. Oceanogr. 8, 363 (1978)
- A. J. Busalacchi and J. J. O'Brien, ibid. 10, 1929 (1980)
- Albert J. Semtner
- The FRAM Group, Eos 72, 169 (1991)
- F. O. Bryan, C. W. Böning, W. R. Holland, J. Phys. Oceanogr. 25, 289 (1995)
- A. J. Semtner and R. M Chervin, J. Geophys. Res. 97, 5493 (1992)
- P. D. Killworth, D. Stainforth, D. J. Webb, S. M. Paterson, J. Phys. Oceanogr. 21, 1333 (1991)
- J. K. Dukowicz and R. D. Smith, J. Geophys. Res. 99, 7991 (1994)
- Chassignet, Eric P., and Jacques Verron, eds. Ocean modeling and parameterization. No. 516. Springer, 1998.
- S. G. Philander, El Niño, La Nina, and the Southern Oscillation, Academic Press, San Diego, 1990.
- S. Manabe and R. J. Stouffer, Nature 364, 215 (1993)
- Showstack, Randy. IPCC Report Calls Climate Changes Unprecedented. Eos, Transactions American Geophysical Union 94.41 (2013): 363–363

Capitolo 16

Energia oceanica

- IEA, Key World Energy STATISTICS, 2010;
- Applied Energy 87, pg. 398-409, 2010;
- Renewable and Sustainable Energy Reviews 6, pg. 405-431, 2002;
- John Brooke, Wave Energy Conversion, Ocean Engineering Series Editors, 2005;
- Coiro, Melone, Montella, Energia pulita dalle correnti marine: aspetti tecnici ed economici, Dip. di Progettazione Aeronautica, Università Degli Studi di Napoli “Federico II”;

- William H. Avery, Chih Wu, Renewable Energy from the Ocean: A Guide to OTEC, Oxford University Press, 1994;
- Ocean Energy Conversion in Europe, Commissione Europea, 2006;
- Report on the state of ocean energy in Europe: technologies, test sites, and joint projects, 2010;
- Vincent de Laleu, presentazione La Rance Tidal Power Plant, Conferenza annuale BHA, ottobre 2009;
- A. Khaligh, O.C. Onar, Energy Harvesting, CRC Press, 2010;
- Carbon Trust, Future Marine Energy, 2006;
- I dati su ogni dispositivo menzionato sono stati integrati o riportati dai siti internet dei rispettivi produttori.
- IEA, Annual Report: Implementing Agreement on Ocean Energy Systems, 2010.

Capitolo 17

Energia Harvesting (od Energia Racimolata)

- J.A. Paradiso e T. Starner. “Energy scavenging for mobile and wireless electronics”. In: Pervasive Computing, IEEE 4.1 (2005), pp. 18 –27.
- Ingo Stark. “Invited Talk: Thermal Energy Harvesting with Thermo Life”. In: Wearable and Implantable Body Sensor Networks, International Workshop on 0 (2006), pp. 19–22.
- D.C. Hoang et al. “Thermal energy harvesting from human warmth for wireless body area network in medical healthcare system”. In: Power Electronics and Drive Systems, 2009. PEDS 2009. International Conference on. 2009, pp. 1277 –1282.
- W.S. Wang et al. “Energy harvesting embedded wireless sensor system for building environment applications”. In: Wireless Communication, Vehicular Technology, Information Theory and Aerospace Electronic Systems Technology, 2009. Wireless VITAE 2009. 1st International Conference on. 2009, pp. 36 –41.
- D. Brunelli et al. “Design of a Solar-Harvesting Circuit for Batteryless Embedded Systems”. In: Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on 56.11 (2009), pp. 2519 –2528.
- R. Moghe et al. “A scoping study of electric and magnetic field energy harvesting for wireless sensor networks in power system applications”. In: Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE. 2009, pp. 3550 –3557.
- S. Roundy et al. “Improving power output for vibration-based energy scavengers”. In: Pervasive Computing, IEEE 4.1 (2005), pp. 28 –36.
- C. B. Williams, R. B. Yates e L. Volta. “Analysis of a micro-electric generator for icrosystems”. In: Sensors and Actuators A: Physical 52.1-3 (1996). Proceedings of the 8th International Conference on Solid-State Sensors and Actuators Eurosensors IX, pp. 8 –11.
- R. Amirtharajah e A.P. Chandrakasan. “Self-powered signal processing using vibration-based power generation”. In: Solid-State Circuits, IEEE Journal of 33.5 (1998), pp. 687 –695.

- A.P. Dancy e A.P. Chandrakasan. “Ultra low power control circuits for PWM converters”. In: Power Electronics Specialists Conference, 1997. PESC '97 Record., 28th Annual IEEE. Vol. 1. 1997, 21 –27 vol.1.
- S. Dwari e L. Parsa. “Low Voltage Energy Harvesting Systems Using Coil Inductance of Electromagnetic Microgenerators”. In: Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009. APEC 2009. Twenty-Fourth Annual IEEE. 2009, pp. 1145 –1150.
- M.D. Seeman, S.R. Sanders e J.M. Rabaey. “An ultra-low-power power management IC for energy-scavenged Wireless Sensor Nodes”. In: Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE. 2008, pp. 925 –931.
- Piezo Systems Inc. Introduction to piezoelectricity. Online available <http://www.piezo.com>.
- G.K. Ottman, H.F. Hofmann e G.A. Lesieutre. “Optimized piezoelectric energy harvesting circuit using step-down converter in discontinuous conduction mode”. In: Power Electronics, IEEE Transactions on 18.2 (2003), pp. 696 –703.
- E. Lefeuvre et al. “A comparison between several vibration-powered piezoelectric generators for standalone systems”. In: Sensors and Actuators A: Physical 126.2 (2006), pp. 405 –416.
- Yuen Hui Chee et al. “PicoCube: A 1cm³ sensor node powered by harvested energy”. In: Design Automation Conference, 2008. DAC 2008. 45th ACM/IEEE. 2008, pp. 114 –119.
- J. A. Paradiso e M. Feldmeier. “A Compact, Wireless, Self-Powered Pushbutton”. In: In ACM Ubicomp. Springer-Verlag. SpringerVerlag, 2001, pp. 299–304.
- Raul Morais et al. “Sun, wind and water flow as energy supply for small stationary data acquisition platforms”. In: Computers and Electronics in Agriculture 64.2 (2008), pp. 120 –132.
- Linear Technology. LTC3108 Datasheet. Online available <http://cds.linear.com/docs/Datasheet/3108fa.pdf>

Link consultati per la stesura della presente tesi di Dottorato di Ricerca

- <http://www.ans.org/pubs/journals/nt/va-150-2-162-188>
- <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>
- <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/col.html>
- <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>
- http://old.scienzaegoverno.org/n/032/032_04_Descrizio_sistem_concentrazio
- <http://www.greenstyle.it/fotovoltaico-record-per-sharp-efficienza-al-435-9895.html>
- <http://www.solarmer.com/>
- <http://www.adn.es/local/sevilla/20090427/NWS-2306-Solucar-Abengoa-PS20-comercialmente-comienza.html>
- <http://www.enea.it/com/solar/index.html>
- <http://homes.esat.kuleuven.be/~highwind/wp-content/uploads/2013/08/Diehl2013a.pdf>
- <http://www.mdpi.com/1996-1073/2/2/307/htm#B2-energies-02-00307>
- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115007005>
- <https://x.company/makani/>
- <http://www.energyharvestingjournal.com/articles/10819/could-airborne-wind-energy-become-a-3-billion-market>
- <https://www.sciencedirect.com/science/article/B6TJJ-4WSRF7C-2/2/5ede3141fb91e35e83abf6edab5abb94>
- <https://inhabitat.com/super-powered-magnetic-wind-turbine-maglev/>
- <http://www.enercon.de/www/en/pressemitteilungen.nsf/6a7745841ee132cac1256eef0034a002/ab7f60a44e386594c125767a003c5d8e?OpenDocument> Enercon now a 7MW turbine.
- [http://www.enercon.de/www/de/windblatt.nsf/vwAnzeige/84FF0C77DA828250C12576A30056B16E/\\$FILE/WB-0110-dt.pdf](http://www.enercon.de/www/de/windblatt.nsf/vwAnzeige/84FF0C77DA828250C12576A30056B16E/$FILE/WB-0110-dt.pdf) WindBlatt 1/2010.
- <http://www.enercon.de/www/en/nachrichten.nsf/41657424de23a0b8c1256ed10041a39f/6230d2639aa384d9c125736e004679c2?OpenDocument> Enercon E126.
- <http://www.ingentaconnect.com/content/mscp/wind/2003/00000027/00000001/art00005>.
- <http://www.buildingwa.wa.gov.au/index.cfm?event=viewByRegion®ion=2&projectID=107>.
- <https://doi.org/10.1086/698215>
- <http://www.pib.nic.in>
- <http://www.4coffshore.com>
- <http://www.offshorewindindustry.com/news/first-foundation-nordsee-one-successfully>
- <http://www.fortunebusinessinsights.com>
- www.gwec.net
- http://it.wikipedia.org/wiki/Energia_marina;
- http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_tidal_power_stations;
- <http://cogeneration.net/ocean-thermal-energy-conversion/>;
- <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=S14eWNgRUNs%3D&tabid=649>

Siti consultati

- Sapere.it
- britannica.com
- ebook.scuola.zanichelli.it
- Enciclopedia Britannica
- thes.bncf.firenze.sbn.it
- uic.com.au
- sckcen.be
- iaea.org
- aris.iaea.org
- gepower.com
- www-pub.iaea.org
- iter.org
- ec.europa.eu
- corrierebit.com
- repubblica.it
- fusionforenergy.europa.eu
- enea.it
- ornl.gov. URL
- web.ornl.gov
- highfactor.com
- fusionvic.org
- ITER.org
- euro-fusion.org
- CLIPPER WINDPOWER, su clipperwind.com.
- POWERMAG: The return of the Clipper Liberty wind turbine
- BQ Energy's Steel Winds Site
- nrel.gov.
- www.gamesacorp.com, su gamesacorp.com.

Altre fonti consultate

- [Motoripassopasso.it da LAM Technologies](#)
- [Motori passo-passo Caratteristiche, tecniche e circuiti di pilotaggio](#)
- [Spiegazione, su nutchip.com.](#)
- [Stepper motors, su ms-motor.com.](#)
- [Alternatore, su Treccani.it, Istituto dell'Enciclopedia Italiana.](#)
- [Alternatore, su thes.bncf.firenze.sbn.it, Biblioteca Nazionale Centrale di Firenze](#)
- [\(EN\) Alternatore, su Enciclopedia Britannica, Encyclopædia Britannica, Inc.](#)
- [GENERATORE ASINCRONO A DOPPIA ALIMENTAZIONE, su tesi.cab.unipd.it.](#)
- [ENEL, spaccato di un alternatore, su servizi.enel.it.](#)
- [Alternatore asincrono come generatore a isola, su electroyou.it.](#)
- [Misura del rendimento di un alternatore, su webalice.it.](#)
- [Generazione di FEM alternate sinusoidali, su sandroronca.it.](#)
- [Campi magnetici rotanti trifase, su sandroronca.it.](#)
- [Alternator repair instruction, su alternator-parts.com.](#)
- [Alternatore, in Treccani.it – Enciclopedie on line, Istituto dell'Enciclopedia Italiana, 15 marzo 2011.](#)
- [Intervista a Carlo Rubbia, su telefree.it.](#)
- [Lucidi introduzione ENEA. \(formato PDF\)](#)
- [Introduzione ENEA, su energymanager.net.](#)
- [Rapporto sul solare termico e termodinamico in Italia \(PDF\), su ambientenergia.info.](#)
- [Intervista del 30 marzo 2008 al Nobel Carlo Rubbia a proposito del solare termodinamico.](#)
- [Video sulla costruzione dell'impianto solare termodinamico presso la centrale Enel di Priolo Gargallo, Siracusa, su webtv.sede.enea.it.](#)
- [Intervista del 29 novembre 2009 al Nobel Carlo Rubbia a proposito del solare termodinamico.](#)
- [Sito della società italiana Archimede Solar Energy che sfrutta la tecnologia del solare termodinamico](#)

- *Sito di Desertec*, su desertec.org.
- Questo testo proviene in parte dalla *relativa scheda* del sito novambiente.it rilasciata sotto licenza *Creative Commons CC-BY-3.0*
- Geographic data related to Ivanpah Solar Power Facility at [OpenStreetMap](#)
- Official website
- an owner of the facility: [Brightsource energy official website](#)
- California government information about the project: [Ivanpah Solar Electric Generating System](#)
- Centro Ricerche Fiat, su crf.it.
- Sito TOTEM, per scoprire tutte le caratteristiche del microgeneratore, su totem.energy.
- Sito di [GreenWatt s.r.l.](#), società produttrice microgeneratori a metano, LPG, biogas.
- comune.sommarivaperno.cn.it
- aspoitalia.it.
- yespolitical.wordpress.com

NOTA INTRODUTTIVA

La presente tesi di Dottorato di ricerca in ingegneria energetica viene redatta dopo aver consolidato una comprovata e documentabile esperienza lavorativa in ambito di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, in ambito ambientale, in ambito cantieristico durante l'installazione di corpi caldaia ad asservimento di turbogas presso centrali energetiche e poli chimici in Italia, maturata in contesti tra loro differenti, articolati e complessi.

Dal 1999 al 2002 ho espletato la funzione di Rappresentante dei Lavoratori per la Sicurezza Territoriale (R.L.S.T.) in ambito cantieristico, su mandato delle organizzazioni sindacali di categoria e della Scuola Provinciale Edile di Mantova.

Dal 2002 al 2005 ho ricoperto la funzione di consulente in ambiti cantieristici e di sicurezza industriale presso MADE Sicurezza Qualità Ambiente S.r.l., società di consulenza interna del Gruppo Marcegaglia, in cui ho anche espletato le funzioni di formatore del personale operante presso i cantieri con ruoli di Site Manager – Project Manager – Project Engineer – Safety Engineer.

Per alcuni mesi nel corso del 2005 ho svolto il ruolo operativo in cantiere di Safety Engineer presso la centrale ENEL di Piacenza, in cui a seguito di revamping impiantistico sono state installate due unità turbogas accoppiate a due caldaie a recupero per la cogenerazione elettrica.

Dal 2005 al 2009 sono stato titolare di uno studio di consulenza operante in ambiti cantieristici e di sicurezza sui luoghi di lavoro, precisando che nel periodo compreso tra il 2006 ed il 2009, oltre a svolgere la libera professione ed essere titolare di uno studio di consulenza, ho ricoperto alle dipendenze di un importante gruppo industriale leader nel comparto legno per la produzione di pannelli truciolari grezzi, nobilitati ed in Medium Density Fiberboard (MDF) mansioni di A.S.P.P., di R.S.P.P., di formatore del personale in ambiti di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, di responsabile ambientale e di responsabile dei sistemi gestionali.

Dal 2006 al 2015 ho ricoperto i ruoli di A.S.P.P., di R.S.P.P., di formatore del personale in ambiti di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, di responsabile ambientale e di responsabile dei sistemi gestionali presso un importante gruppo industriale leader nel

comparto legno per la produzione di pannelli truciolari grezzi, nobilitati ed in Medium Density Fiberboard (MDF).

Dal 2015 ad oggi, espleto le funzioni di R.S.P.P., di HSE Manager e di formatore del personale in ambiti di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro presso un'azienda industriale leader nel comparto arredo per la produzione di banchi refrigerati ed arredamenti.

In data 13/01/2015 ho ultimato un percorso di formazione e specializzazione internazionale (U.S.A.) conseguendo i seguenti certificati professionali:

- Occupational Safety and Health Professional 132 hours
- Occupational Safety and Health Manager 48 hours
- Occupational Safety and Health Specialist 44 hours
- Occupational Safety and Health Supervisor 36 hours
- Occupational Safety and Health Trainer (Train-The-Trainer) 36 hours
- Safety and Health Committee/Team Leader 36 hours
- Safety and Health Committee/Team Member 32 hours

Il percorso di formazione e specializzazione internazionale americano che mi ha permesso di conseguire i certificati professionali menzionati sopra, risulta essere equivalente ad International Diploma in Occupational Health and Safety NEBOSH secondo i criteri di certificazione internazionale di Institute for Safety and Health Management (ISHM) – Yuma, AZ 85365.

In data 19/05/2015 ho ultimato un ulteriore percorso di formazione e specializzazione internazionale (U.S.A.) conseguendo i seguenti certificati professionali:

- Oil & Gas Safety and Health Professional 233 hours
- Oil & Gas Safety and Health Manager 192 hours
- Oil & Gas Safety and Health Supervisor 164 hours
- Oil & Gas Safety and Health Specialist 155 hours
- Oil & Gas Safety and Health Train-The-Trainer 70 hours

In data 25/06/2017 ho conseguito il diploma di laurea (Bachelor) presso il POLITECNICO di STUDI AZIENDALI – I.S.S.E.A. SA - di Zugo (CH) in scienze aziendali prevenzione e sicurezza sul lavoro, con voto di laurea 100/110.

In data 30/11/2018 ho conseguito la laurea specialistica (Master of Sciences) presso SELINUS UNIVERSITY OF SCIENCES AND LITERATURE – Commonwealth of Dominica – in Environmental Engineering, con G.P.A. 3,8.

In data 05/03/2019 ho ottenuto il rilascio di United States equivalency degree of Master of Sciences (MS) – Major in Environmental Engineering da parte di CALIFORNIA UNIVERSITY FCE – Los Angeles, California, con G.P.A. 3,82.

RINGRAZIAMENTI

Da operaio ad H.S.E. Manager, un lungo percorso forgiato dal tempo, dalle esperienze, dai sacrifici, dalla dedizione al lavoro, dallo studio, dalla tenacia e dall'ambizione di voler conseguire un obiettivo che mi ero prefissato nel lontano 1995.

Una promessa fatta a persone molto importanti e speciali della mia vita, che mi hanno visto nascere, crescere, sbagliare, che mi hanno donato il loro amore in modo incondizionato, insegnandomi molto, ma che non hanno potuto vederla realizzarsi perché oggi non più in vita.

Un ringraziamento speciale a mia zia Anna e mio zio Luigi per essermi sempre stati accanto, avermi sostenuto, incoraggiato ed aiutato quando ne ho avuto bisogno.

Ringrazio mio papà per essere da sempre il mio mentore ed ispiratore.

Ringrazio mia mamma e mia sorella per avermi sostenuto ed incoraggiato quando né ho avuto bisogno.

Ringrazio mio nipote Fabio per la gioia e la forza che un bambino è in grado di portare nella vita.

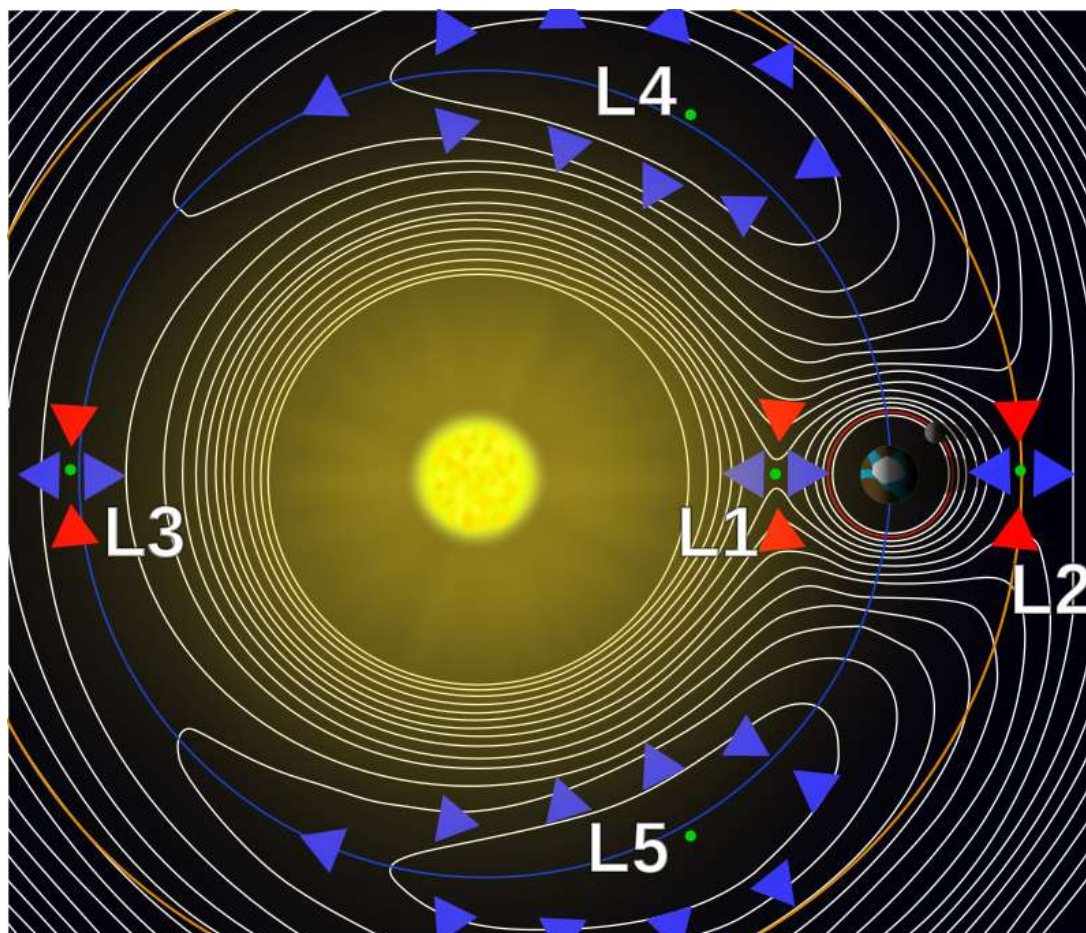
Ringrazio dal profondo del mio cuore SELINUS UNIVERSITY OF SCIENCES AND LITERATURE ed in particolar modo il Prof. Fava Salvatore (Ph.D.) per il privilegio ed onore che mi hanno concesso, consentendomi di raggiungere traguardi così prestigiosi.

La presente tesi di Dottorato di ricerca in ingegneria energetica vuole essere un tributo in memoria di mio cugino, il Prof. Pierangelo Miglioli, noto fisico italiano e docente universitario.

E come scrisse il poeta Gabriele D' Annunzio "MEMENTO AUDERE SEMPER".

CAPITOLO 1

ENERGIA



Interazione fra i campi gravitazionali

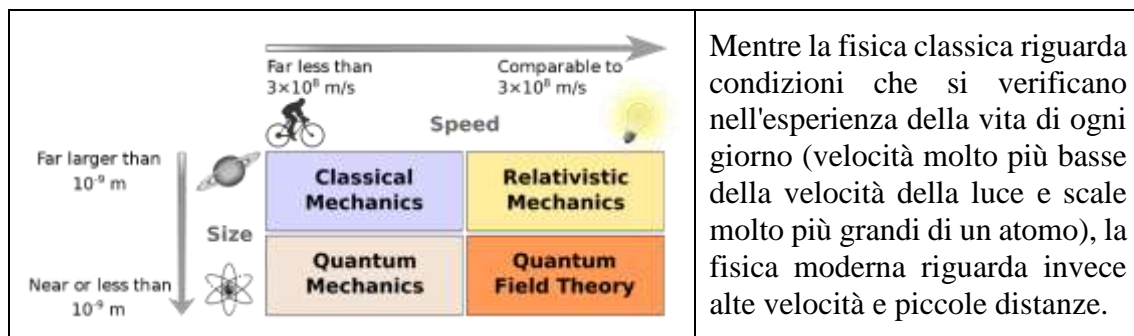
L'energia è la grandezza fisica che misura la capacità di un corpo o di un sistema fisico di compiere lavoro, a prescindere dal fatto che tale lavoro sia o possa essere effettivamente svolto. Il termine energia deriva dal tardo latino *energĭa*, a sua volta desunto dal greco *ἐνέργεια* (*enérgeia*). La parola è composta da *en*, particella intensiva, ed *ergon*, capacità di agire. Il termine è stato introdotto da Aristotele in ambito filosofico per distinguere la *δύναμις* (*dýnamis*), la possibilità, la "potenza" propria della materia informe, dalla reale capacità (*ἐνέργεια*) di far assumere in atto, realtà formale alle cose.

La parola italiana "energia" non è direttamente derivata dal latino, ma è ripresa nel XV secolo dal francese *énergie*. «In Francia *énergie* è usato dal XV secolo nel senso di "forza in azione", con vocabolo direttamente derivato dal latino, mai con significato fisico. In Inghilterra nel 1599 *energy* è sinonimo di "forza o vigore di espressione". Thomas Young è il primo a usare, nel 1807, il termine *energy* in senso moderno».

Il concetto di energia può emergere intuitivamente dall'osservazione sperimentale che la capacità di un sistema fisico di compiere lavoro diminuisce a mano a mano che questo viene prodotto. In questo senso l'energia può essere definita come una proprietà posseduta dal sistema che può essere scambiata fra i corpi attraverso il lavoro.

Storia del termine

Il termine "energia" fu usato per la prima volta per indicare una grandezza fisica da Keplero nel suo *Harmonice Mundi* del 1619, tuttavia il termine "energia" fu introdotto sistematicamente nella letteratura scientifica in termini moderni solo a partire dalla fine del XIX secolo. Prima di allora si alternarono a seconda del contesto e dell'autore anche i termini *vis viva*, "forza" o "lavoro". Il primo si conserva come tradizione storica ancora oggi nel nome di alcuni teoremi, mentre gli ultimi due termini hanno acquisito nella fisica moderna un significato completamente differente da quello dell'energia.



Vis viva

Storicamente, la prima grandezza simile a quella oggi indicata come energia cinetica apparve negli studi di Gottfried Leibniz nel 1686, chiamata con il nome di *vis viva* ("forza viva") in contrapposizione alla *vis mortua* ("forza morta") usata per designare l'inerzia. Il dibattito principale nella fisica del XVII e XVIII secolo era incentrato concettualmente non su un principio di conservazione, piuttosto sulla ricerca di una grandezza fisica che fosse in grado di misurare gli effetti dell'azione di una forza sui corpi, o in termini moderni di una interazione fra questi. Una forza che agisce su un corpo avrà l'effetto di modificare la sua velocità, così facendo cambieranno sia l'energia cinetica sia la quantità di moto \vec{q} definita come:

$$\vec{q} = m\vec{v}$$

A partire da queste due diverse possibilità nacque lo scontro fra Leibniz, che riteneva più adeguata come misura di una forza la "vis viva", e i sostenitori della teoria cartesiana, che utilizzavano invece la quantità di moto. Nella formulazione odierna della meccanica classica, entrambe le grandezze hanno la stessa importanza: come fu chiaro a partire da d'Alembert, il problema era unicamente legato all'uso di due punti di vista differenti. Infatti è possibile considerare gli effetti di una forza sommati rispetto a intervalli di tempo Δt , da cui si ricava la variazione della quantità di moto direttamente in base al primo principio della dinamica:

$$\sum_t \vec{F} \Delta t = \sum_t (m\vec{a}) \Delta t = \sum_t \left(m \frac{\Delta \vec{v}}{\Delta t} \right) \Delta t = \sum_t \Delta(m\vec{v}) = \vec{q}_{\text{finale}} - \vec{q}_{\text{iniziale}}$$

Oppure è possibile considerare gli effetti di una forza sommati rispetto allo spazio, avendo in mente come esempio la compressione di una molla che frena un corpo in moto. Il risultato che si ottiene è che il lavoro W di una forza compiuto su un corpo è uguale al cambiamento dell'energia cinetica del corpo stesso:

$$W = \sum_s \vec{F} \cdot \Delta \vec{s} = (E_K)_{\text{finale}} - (E_K)_{\text{iniziale}}$$

In questo senso la differenza di energia cinetica o della quantità di moto finale e iniziale sono solo due misure diverse degli effetti dell'azione di una forza.

Importanza fisica

L'energia è una grandezza fisica estensiva (l'energia di due corpi è semplicemente la somma delle energie dei corpi presi singolarmente), che ha una importanza centrale nella formulazione di molte teorie, dalla meccanica classica alla termodinamica, dalla teoria della relatività alla meccanica quantistica.

Una precisa definizione di energia non è semplice da fornire, l'energia non ha alcuna realtà materiale ma è piuttosto un concetto matematico astratto che esprime un vincolo rispetto ai processi possibili e una simmetria temporale delle leggi fisiche. Non esiste quindi nessuna sostanza o fluido corrispondente all'energia pura. Come scrisse Feynman:

«It is important to realize that in physics today, we have no knowledge of what energy is.»

Un corpo può incrementare o diminuire la sua energia in seguito a una interazione con altri corpi: la variazione di energia riflette quindi i cambiamenti occorsi nelle sue proprietà microscopiche. Esistono numerose possibili interazioni; dal punto di vista qualitativo si possono distinguere la meccanica, con ad esempio urti fra corpi rigidi o forze fra particelle puntiformi, dalla termodinamica, dove si considerano ad esempio le reazioni fra gas a temperature differenti. Dal punto di vista del tipo di interazione, esistono in natura diversi tipi di forze, come quella gravitazionale, quella nucleare o quella elettrica. Tuttavia, tutti questi possibili processi lasciano invariata la quantità totale di energia, che quindi diviene la grandezza fisica costante per sistemi chiusi o isolati.

Importanza tecnologica

In ambito tecnologico l'energia permette, tramite il suo sfruttamento a livello industriale, la trasformazione di materie prime in prodotti o beni finali o direttamente la fornitura di servizi utili all'uomo e alla società.

La società moderna è estremamente dipendente dall'energia (in particolare nelle sue forme di energia meccanica, energia elettrica, energia chimica ed energia termica) in tutti i suoi processi produttivi e gestionali (ad esempio autotrazione, trasporto marittimo e aereo, riscaldamento, illuminazione, funzionamento di apparecchiature elettriche e processi industriali). Grande interesse e preoccupazione riveste dunque il problema energetico globale riguardo l'esaurimento nel tempo delle fonti fossili, la principale fonte di energia primaria, il cui utilizzo intensivo ha permesso il notevole sviluppo economico dalla prima rivoluzione industriale fino ai giorni nostri.

Unità di misura dell'energia

L'unità di misura derivata del Sistema Internazionale (SI) per l'energia è il joule (simbolo: J); in termini di unità fondamentali del SI, 1 J è pari a $1 \text{ kg}\cdot\text{m}^2\cdot\text{s}^{-2}$. Nel CGS l'unità di misura per l'energia è l'erg, equivalente a 1 dyne·centimetro e in termini di unità base CGS a $1 \text{ g}\cdot\text{cm}^2\cdot\text{s}^{-2}$ (corrisponde a 10^{-7} J).

A seconda dell'ambito, altre unità di misura sono adottate per misurare l'energia:

elettronvolt = $1,602\ 176\ 46 \times 10^{-19}$ J

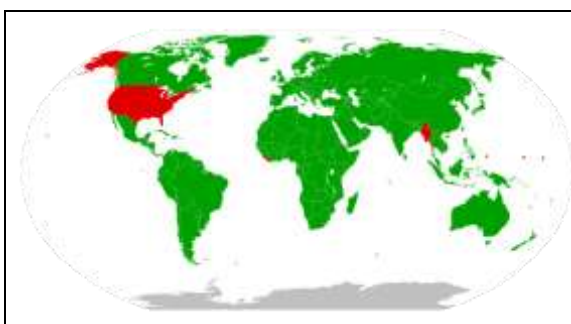
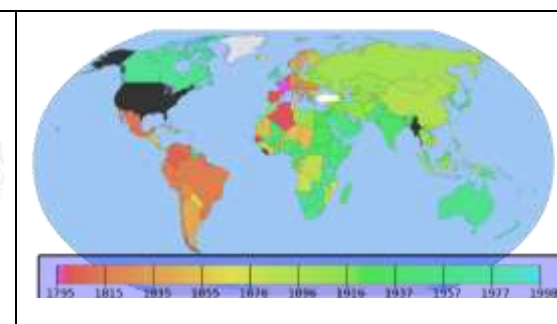
caloria = $4,186\ 799\ 940\ 9$ J

British thermal unit (BTU) = $1\ 055,06$ J

kilowattora = $3,6 \times 10^6$ J

Il Sistema internazionale

Il sistema internazionale di unità di misura (in francese: *Système international d'unités*), abbreviato in SI, è il più diffuso sistema di unità di misura. Assieme al Sistema CGS (centimetro-grammo-secondo) viene spesso indicato come sistema metrico decimale, soprattutto nei paesi anglosassoni. All'inizio venne chiamato Sistema MKS in quanto comprendeva solo le unità metro, chilogrammo e secondo.

	
In rosso gli Stati in cui il sistema internazionale non è stato adottato come unico o principale sistema di misurazione: gli Stati Uniti d'America, la Liberia e la Birmania.	Gli Stati del mondo per periodo di adozione del Sistema internazionale

Dal 20 maggio 2019 tutte le unità fondamentali sono definite in relazione a sette costanti fisiche. I valori numerici di queste costanti adottati dalla 26^a CGPM sono identici a quelli pubblicati da CODATA 2017.

Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI
Intensità di corrente elettrica	I, i	ampère	A
Intensità luminosa	I_v	candela	cd
Lunghezza	l, x, r, \dots	metro	m
Massa	m	chilogrammo	kg
Quantità di sostanza	n	mole	mol
Temperatura termodinamica	T	kelvin	K
Intervallo di tempo	t	secondo	s

Definizione	Simbolo	Valore	Unità di misura	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
Frequenza di transizione iperfina del Cesio ¹³³	$\Delta\nu_{Cs}$	9 192 631 770	Hz	s^{-1}
Velocità della luce nel vuoto	c	299 792 458	$m \cdot s^{-1}$	$m \cdot s^{-1}$
Costante di Planck	h	$6,62607015 \times 10^{-34}$	J · s	$kg \cdot m^2 \cdot s^{-1}$
Carica elementare	e	$1,602176634 \times 10^{-19}$	C	$A \cdot s$
Costante di Boltzmann	k_B	$1,380649 \times 10^{-23}$	J · K ⁻¹	$kg \cdot m^2 \cdot s^{-2} \cdot K^{-1}$
Costante di Avogadro	N_A	$6,02214076 \times 10^{23}$	mol ⁻¹	mol ⁻¹
Efficienza luminosa ¹²¹	K_{cd}	683	lm · W ⁻¹	$cd \cdot sr \cdot s^3 \cdot kg^{-1} \cdot m^{-2}$

Le grandezze fisiche derivate sono tutti i multipli ed i sottomultipli delle grandezze fondamentali e le grandezze fisiche che si possono ottenere dalla combinazione per moltiplicazione o divisione delle grandezze fisiche fondamentali. Molte di esse hanno nomi particolari (ad esempio la grandezza derivata "joule/secondo" è chiamata anche "watt"). Verificando la relazione tra le grandezze fisiche derivate e le grandezze fisiche fondamentali non solo si vede la relazione esistente tra due grandezze fisiche ma, attraverso l'analisi dimensionale, si può verificare la correttezza sui calcoli e/o equazioni di una legge fisica.

Grandezze fisiche derivate

Grandezza fisica	Simbolo della grandezza a fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI	
Nomi e simboli speciali					
frequenza	f, ν	hertz	Hz	s^{-1}	
forza	F	newton	N	$kg \cdot m \cdot s^{-2}$	
pressione	p	pascal	Pa	$N \cdot m^{-2}$	$kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-2}$
energia, lavoro, calore, entalpia	E, W/L, Q, H	joule	J	$N \cdot m$	$kg \cdot m^2 \cdot s^{-2}$

Grandezza fisica	Simbolo della grandezza a fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI	
Nomi e simboli speciali					
potenza	P	watt	W	$J \cdot s^{-1}$	$kg \cdot m^2 \cdot s^{-3}$
viscosità dinamica	μ, η	poiseuille	Pl	$Pa \cdot s$	$m^{-1} \cdot kg \cdot s^{-1}$
carica elettrica	q	coulomb	C	$A \cdot s$	
potenziale elettrico, forza elettromotrice, tensione elettrica	V, fem	volt	V	$J \cdot C^{-1}$	$m^2 \cdot kg \cdot s^{-3} \cdot A^{-1}$
resistenza elettrica	R	ohm	Ω	$V \cdot A^{-1}$	$m^2 \cdot kg \cdot s^{-3} \cdot A^{-2}$
conduttanza elettrica	G	siemens	S	$A \cdot V^{-1}$	$s^3 \cdot A^2 \cdot m^{-2} \cdot kg^{-1}$
capacità elettrica	C	farad	F	$C \cdot V^{-1}$	$s^4 \cdot A^2 \cdot m^{-2} \cdot kg^{-1}$
densità flusso magnetico	B	tesla	T	$V \cdot s \cdot m^{-2}$	$kg \cdot s^{-2} \cdot A^{-1}$
flusso magnetico	$\Phi(B)$	weber	Wb	$V \cdot s$	$m^2 \cdot kg \cdot s^{-2} \cdot A^{-1}$
induttanza	L	henry	H	$V \cdot s \cdot A^{-1}$	$m^2 \cdot kg \cdot s^{-2} \cdot A^{-2}$
temperatura	T	grado Celsius	$^{\circ}C$	K	
angolo piano	α, φ, θ	radiante	rad	1	$m \cdot m^{-1}$
angolo solido	Ω	steradiano	sr	1	$m^2 \cdot m^{-2}$
flusso luminoso	$\Phi(l)$	lumen	lm	$cd \cdot sr$	
illuminamento	El	lux	lx	$cd \cdot sr \cdot m^{-2}$	
potere diottrico	Do	diottria	D	m^{-1}	
attività di un radionuclide	AR	becquerel	Bq	s^{-1}	
dose assorbita	D	gray	Gy	$J \cdot kg^{-1}$	$m^2 \cdot s^{-2}$
dose equivalente, dose efficace	H, EH	sievert	Sv	$J \cdot kg^{-1}$	$m^2 \cdot s^{-2}$
attività catalitica		katal	kat	$mol \cdot s^{-1}$	

Grandezza fisica	Simbolo della grandezza a fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI	
Nomi e simboli speciali					
Altre grandezze fisiche					
area	A	metro quadro	m ²	m ²	
volume	V	metro cubo	m ³	m ³	
velocità	v	metro al secondo	m/s	m · s ⁻¹	
accelerazione	a		m/s ²	m · s ⁻²	
velocità angolare	ω			rad · s ⁻¹	s ⁻¹
accelerazione angolare	α, α̇			rad · s ⁻²	s ⁻²
densità	ρ, d	chilogrammo al metro cubo	kg/m ³	kg · m ⁻³	
molarità SI	M			mol · dm ⁻³	
volume molare	V _m			m ³ · mol ⁻¹	

Prefissi del Sistema Internazionale

10ⁿ	Prefisso	Simbolo	Nome	Equivalente decimale
10 ²⁴	yotta	Y	Quadrilione	1 000 000 000 000 000 000 000 000
10 ²¹	zetta	Z	Triliardo	1 000 000 000 000 000 000 000
10 ¹⁸	exa	E	Trilione	1 000 000 000 000 000 000
10 ¹⁵	peta	P	Biliardo	1 000 000 000 000 000
10 ¹²	tera	T	Bilione	1 000 000 000 000
10 ⁹	giga	G	Miliardo	1 000 000 000
10 ⁶	mega	M	Milione	1 000 000
10 ³	chilo	k	Mille	1 000
10 ²	hecto	h	Cento	100
10 ¹	deca	da	Dieci	10
10 ⁰			Uno	1
10 ⁻¹	deci	d	Decimo	0,1
10 ⁻²	centi	c	Centesimo	0,01
10 ⁻³	milli	m	Millesimo	0,001
10 ⁻⁶	micro	μ	Milionesimo	0,000 001
10 ⁻⁹	nano	n	Miliardesimo	0,000 000 001
10 ⁻¹²	pico	p	Bilionesimo	0,000 000 000 001
10 ⁻¹⁵	femto	f	Biliardesimo	0,000 000 000 000 001
10 ⁻¹⁸	atto	a	Trilionesimo	0,000 000 000 000 000 001
10 ⁻²¹	zepto	z	Triliardesimo	0,000 000 000 000 000 000 001

10ⁿ	Prefisso	Simbolo	Nome	Equivalente decimale
10 ⁻²⁴	yocto	y	Quadrilionesimo	0,000 000 000 000 000 000 000 001

Unità non SI accettate dal Sistema Internazionale

Nome	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
minuto	min	1 min = 60 s
ora	h	1 h = 60 min = 3600 s
giorno	d	1 d = 24 h = 1440 min = 86400 s
litro	l, L	1 L = 1 dm ³ = 10 ⁻³ m ³
grado d'arco	°	1° = (π/180) rad
minuto primo	'	1' = (1/60)° = (π/10800) rad
minuto secondo	"	1" = (1/60)' = (π/648000) rad
ettaro	ha	1 ha = 1 hm ² = 10 ⁴ m ²
tonnellata	t	1 t = 10 ³ kg = 10 ⁶ g

Unità non SI accettate perché più precise

Nome	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
elettronvolt	eV	$1 \text{ eV} = 1,602\ 176\ 53(14) \times 10^{-19} \text{ J}$
unità di massa atomica	u	$1 \text{ u} = 1 \text{ Da} = 1,660\ 538\ 86(28) \times 10^{-27} \text{ kg}$
unità astronomica	ua	$1 \text{ ua} = 1,495\ 978\ 706\ 91(6) \times 10^{11} \text{ m}$

Altre unità non SI attualmente accettate

Nome	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
angstrom	Å	$1 \text{ Å} = 0,1 \text{ nm} = 10^{-10} \text{ m}$
miglio nautico	nm	$1 \text{ miglio nautico} = 1852 \text{ m}$
nodo	kn	$1 \text{ nodo} = 1 \text{ miglio nautico all'ora} = (1852/3600) \text{ m/s}$
barn	b	$1 \text{ b} = 10^0 \text{ fm}^2 = 10^{-28} \text{ m}^2$
bar	bar	$1 \text{ bar} = 0,1 \text{ MPa} = 100 \text{ kPa} = 1000 \text{ hPa} = 10^5 \text{ Pa}$
millimetro di mercurio	mmHg	$1 \text{ mm Hg} \approx 133,322 \text{ Pa}$
neper	Np	$1 \text{ Np} = e \text{ qualsiasi unità fondamentale del SI}$

Nome	Simbolo	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
bel	B	1 B = (ln 10)/2 Np = 10 qualsiasi unità fondamentale del SI

Legge di conservazione dell'energia

In fisica, la **legge di conservazione dell'energia** è una delle più importanti leggi di conservazione osservata nella natura. Nella sua forma più studiata e intuitiva questa legge afferma che, sebbene l'energia possa essere trasformata e convertita da una forma all'altra, la quantità *totale* di essa in un sistema isolato non varia nel tempo.

Nella sua accezione più generale non appare tuttavia corretto parlare di legge, poiché in fisica esistono numerose leggi che riguardano la conservazione della materia (massa) e dell'energia: conservazione della materia, dell'energia meccanica, della massa-energia, della quantità di moto, del momento angolare, della carica elettrica, ecc. Per cui nella letteratura scientifica la definizione adottata è quella di principio di conservazione dell'energia totale (principle of conservation of energy), in quanto comprensivo di tutte le possibili forme di energia, tra cui rientra (dopo Einstein) anche la massa e la quantità di moto.

Il principio è soddisfatto anche nell'ambito della Meccanica quantistica; infatti il principio di indeterminazione di Heisenberg tempo-energia non ha lo stesso carattere fondamentale della controparte che coinvolge posizione e momento, non essendo definito in meccanica quantistica un operatore temporale (universale).

Tuttavia l'interpretazione dei fenomeni termodinamici in termini di meccanica statistica e la dimostrazione dell'equivalenza tra calore e lavoro e della loro costanza nel tempo, ha esteso ai fenomeni termici il principio di conservazione dell'energia al di fuori dell'ambito strettamente meccanico, a patto di prendere in considerazione tutte le forme in cui l'energia può presentarsi.

Conservazione dell'energia meccanica - forma debole

Considerando un sistema finito si dice conservativa una forza agente su di esso se per il lavoro che compie in un intorno infinitesimo di qualsiasi punto vale il teorema di Torricelli, ovvero esso dipende solo dai suoi estremi di frontiera r e $r+dr$ e non dalla traiettoria infinitesima congiungente effettivamente seguita tra tutte le possibili:

$$dL(r) = \int_r^{r+dr} \vec{F} \cdot d\vec{r} = -U(r+dr) + U(r) = -dU(r)$$

In questo caso abbiamo che lungo un qualsiasi percorso che abbia inizio e fine in r il lavoro di una forza conservativa è nullo:

$$\int_r^r \vec{F} \cdot d\vec{r} = -U(r) + U(r) = 0$$

Il teorema del rotore dimostra che se il campo di forze è continuo l'annullarsi della sua circuitazione implica l'annullarsi del suo rotore, quindi è possibile rappresentare la forza come il gradiente di uno scalare chiamato energia potenziale:

$$\vec{F} = -\nabla U(\vec{x})$$

Per un sistema scleronomo inoltre il teorema delle forze vive afferma che il lavoro di tutte le forze, conservative o meno, è pari alla variazione dell'energia cinetica:

$$dL = dK$$

Da cui

$$-dU = dK$$

E quindi:

$$\frac{dE}{dt} = 0$$

dove abbiamo definito energia meccanica la somma $E = U + K$.

Questo ragionamento dimostra che in un sistema isolato conservativo e scleronomo, l'energia meccanica è una costante del moto. L'energia cinetica per un sistema continuo è esprimibile in base alla regola di Leibniz come:

$$K = \int_Q \vec{v} \cdot d(m\vec{v}) = \int_{W^2} \frac{1}{2} m dv^2 + \int_M v^2 dm = \frac{1}{2} \int_{W^2} \int_V \rho dr^3 dv^2 + \int_V \rho v^2 dr^3$$

In realtà la dissipazione di energia meccanica in un sistema può essere bilanciata dall'ingresso di forme ordinate di energia: dal bilancio della quantità di moto per un sistema continuo, deriva in via generale che perché l'energia meccanica si conservi dev'essere nulla la somma integrale:

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_M u dm - \int_M \frac{\partial \ln \rho}{\partial t} u dm + \oint_{F_{\partial V}} \left(-\langle \vec{v} \rangle + \frac{d r^3}{d r^2} \cdot \nabla \langle \vec{v} \rangle \right) \cdot d\vec{F}_{\partial V} = 0$$

ovvero in forma contratta perché l'energia meccanica si conservi la dissipazione cinetica può essere bilanciata da un calo di energia potenziale nel volume occupato dal sistema, da una conduzione cinetica netta dall'esterno o da un aumento di entropia potenziale:

$$D = -\frac{\partial U}{\partial t} + P + \Sigma$$

Conservazione dell'energia meccanica - forma forte

Se il campo di accelerazione esterno è conservativo, come nel caso debole è associabile al gradiente di una densità (di energia) potenziale, e in ogni punto interno al sistema di continuità delle grandezze intensive la densità di dissipazione dev'essere bilanciata dalla somma della densità di corrente cinetica in conduzione e del calo locale di densità di energia potenziale nella posizione occupata dal frammento di sistema:

$$\frac{\bar{\sigma} : \nabla \langle \vec{v} \rangle}{\rho} = \frac{\nabla \cdot (\bar{\sigma} \cdot \langle \vec{v} \rangle)}{\rho} - \frac{\partial u}{\partial t}$$

Meccanica Hamiltoniana

In meccanica analitica la Hamiltoniana è la funzione associata all'energia totale del sistema. Essa è anche il generatore della trasformazione di evoluzione temporale, perciò l'evoluzione di una generica variabile dinamica f sarà determinata dalla Parentesi di Poisson come segue:

$$\frac{df}{dt} = \{f, H\} + \frac{\partial f}{\partial t}$$

Naturalmente l'Hamiltoniana di qualunque sistema ha parentesi di Poisson nulla con se stessa per definizione di parentesi di Poisson. Da cui:

$$\frac{dH}{dt} = \frac{\partial H}{\partial t}$$

Perciò la Hamiltoniana dipende dal tempo solo se questa dipendenza è esplicita. In altre parole, la Hamiltoniana è una costante del moto (integrale primo) ogniqualvolta il sistema è descritto da vincoli scleronomi.

Meccanica quantistica

Il medesimo ragionamento può essere riprodotto per la meccanica quantistica parlando di operatore hamiltoniano e compiendo la sostituzione della parentesi di Poisson con il commutatore:

$$\{ \cdot, \cdot \} \longrightarrow \frac{1}{i\hbar} [\cdot, \cdot]$$

La conservazione dell'energia esclude la possibilità di un moto perpetuo di prima specie.

In Relatività ristretta si mostra che anche la massa è una forma di energia (la famosa formula $E = mc^2$) ed in caso di conversioni massa/energia va tenuta in conto nel bilancio energetico.

In Relatività generale non è possibile definire l'energia in maniera gauge-invariante per cui la conservazione dell'energia risulta un problema sottile difficile da risolvere in termini del tutto generali.

CAPITOLO 2

FORME DI ENERGIA

1. Energia meccanica

L'energia meccanica è la somma di energia cinetica ed energia potenziale attinenti allo stesso sistema, da distinguere dall'energia totale del sistema E in cui rientra anche l'energia interna.

Energia cinetica

L'energia cinetica è l'energia che dipende unicamente dallo stato di moto del sistema preso in considerazione e da quello delle sue relative componenti. Per un corpo puntiforme l'energia cinetica E_K è uguale alla metà del prodotto della massa del corpo per il quadrato della sua velocità:

$$E_K = \frac{1}{2}mv^2$$

L'energia cinetica è una grandezza che può assumere solo valori positivi. Considerando corpi rigidi estesi non puntiformi, l'energia cinetica dipenderà anche dalla velocità angolare attraverso un termine aggiuntivo chiamato energia rotazionale.

La variazione dell'energia cinetica a seguito dell'azione di una forza è legata al lavoro, cioè al prodotto scalare della forza per la distanza dello spostamento effettuato. Il lavoro W di una forza compiuto su un corpo è infatti uguale al cambiamento dell'energia cinetica del corpo stesso:

$$W = \sum_s \vec{F} \cdot \Delta\vec{s} = (E_K)_{\text{finale}} - (E_K)_{\text{iniziale}}$$

in base al teorema energia-lavoro o teorema delle forze vive.

Energia potenziale

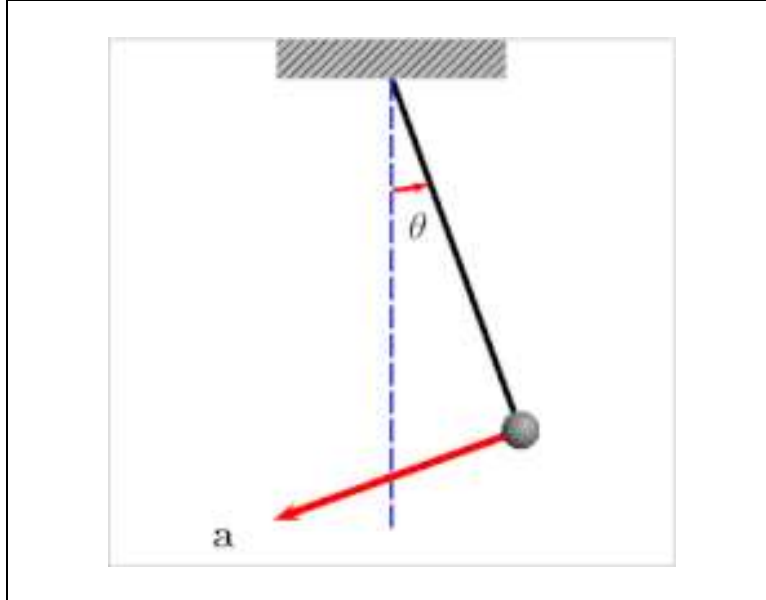
L'energia potenziale è un tipo di energia che dipende unicamente dalla configurazione o dalla posizione dei corpi e delle particelle in interazione.

A seconda del tipo di interazione e di forza considerata esistono numerosi tipi di energia potenziale. L'esempio più semplice di energia potenziale è quella posseduta da un corpo di massa m posto a un'altezza h nel campo gravitazione terrestre, uguale a:

$$E_{pt} = mgh,$$

dove $g = 9,81m/s^2$ è l'accelerazione di gravità. Questo tipo di energia dipende solo dalla posizione di un corpo e quando questo viene lasciato cadere l'energia potenziale cambia durante il tempo la propria forma diventando cinetica. L'energia potenziale è definita a meno di una costante additiva, in questo esempio a meno della possibile scelta del punto rispetto a cui misurare l'altezza h .

Il pendolo è un esempio di come l'energia cinetica è convertita in quella potenziale e viceversa. Al punto più alto la velocità del pendolo (vettore blu) è nulla e l'energia potenziale gravitazionale è massima, al punto più basso l'energia potenziale è nulla e la velocità è massima. La differenza dell'energia potenziale si è quindi convertita in energia cinetica.



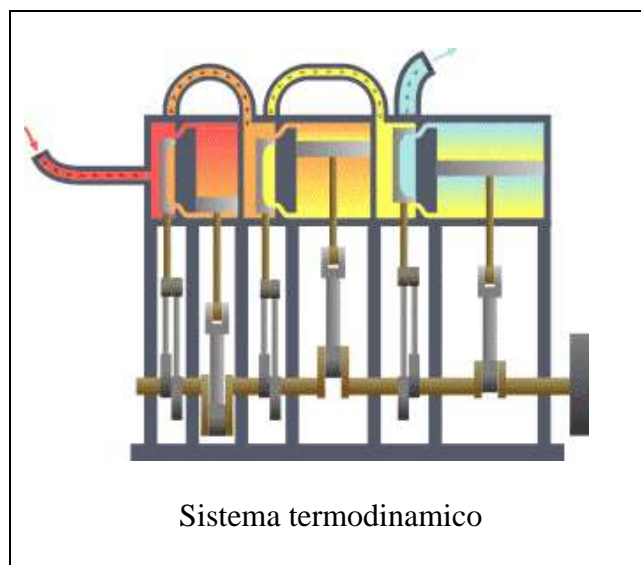
Quando due sistemi si scambiano tra loro energia meccanica, tale energia in transito è definita lavoro. Dunque l'energia meccanica può essere posseduta da un sistema e scambiata con altri sistemi, mentre il lavoro corrisponde solamente alla parte di energia meccanica che è scambiata.

2. Energia termica (o termodinamica)

La **termodinamica** è la branca della chimica e della fisica classica che studia e descrive le trasformazioni termodinamiche indotte dal calore e dal lavoro in un sistema termodinamico, in seguito a processi che coinvolgono cambiamenti delle variabili di stato temperatura ed energia.

La termodinamica classica si basa sul concetto di *sistema macroscopico*, ovvero una porzione di massa fisicamente o concettualmente separata dall'ambiente esterno, che spesso per comodità si assume non perturbato dallo scambio di energia con il sistema. Lo stato di un sistema macroscopico che si trova in condizione di equilibrio è specificato da grandezze dette *variabili termodinamiche* o *funzioni di stato* come temperatura, pressione, volume e composizione chimica. Le principali notazioni in termodinamica chimica sono state stabilite dalla unione internazionale di chimica pura e applicata.

Tuttavia esiste una branca della termodinamica, denominata termodinamica del non equilibrio che studia i processi termodinamici caratterizzati dal mancato raggiungimento di condizioni di equilibrio stabile.



Storia

Fu Sadi Carnot nel 1824 il primo a dimostrare che si può ottenere lavoro dallo scambio di calore tra due sorgenti a temperature differenti. Attraverso il teorema di Carnot e la macchina ideale di Carnot (basata sul Ciclo di Carnot) quantificò questo lavoro e introdusse il concetto di rendimento termodinamico.

Nel 1848 Lord Kelvin, utilizzando la macchina di Carnot, introdusse il concetto di temperatura termodinamica effettiva e a lui si deve un enunciato del secondo principio della termodinamica.

Nel 1850 James Prescott Joule dimostrò l'uguaglianza delle due forme di energia (allora si credeva esistesse ancora il fluido calorico).

Arrivato a ciò si pose il problema che, se fosse stato possibile ottenere calore dal lavoro in modo totale, non sarebbe stato poi possibile ottenere l'inverso. A questo risultato approdò anche Clausius che nel 1855 introdusse la sua disuguaglianza per riconoscere i processi reversibili da quelli irreversibili e la funzione di stato entropia.

Nel 1876 Willard Gibbs pubblicò il trattato "*On the Equilibrium of Heterogeneous Substances*" (*Sull'equilibrio delle sostanze eterogenee*) in cui mostrò come una trasformazione termodinamica potesse essere rappresentata graficamente e come studiando in questo modo l'energia, l'entropia, il volume, la temperatura e la pressione si potesse prevedere l'eventuale spontaneità del processo considerato.

Il caso della termodinamica è emblematico nella storia e nell'epistemologia della scienza: si tratta infatti di uno di quei casi in cui la pratica ha precorso la teoria stessa: prima è stata ideata la macchina a vapore, poi è stato sistematizzato il suo funzionamento teorico attraverso i suoi principi di base.

Universo termodinamico

L'universo termodinamico è costituito dall'ambiente e dal sistema termodinamico (l'oggetto di studio).

Ambiente (in termodinamica)

L'ambiente esterno di un sistema è identificabile con tutti i corpi materiali o con tutte le sorgenti di energia ad immediato contatto con esso con il quale è possibile scambiare energia e materia.

In termodinamica l'**ambiente esterno** (o più semplicemente l'**ambiente**) rappresenta la parte di universo che esula dall'oggetto di studio (detto "sistema").

L'ambiente è separato dal sistema tramite una superficie, reale o immaginaria, definita **contorno del sistema** e attraverso la quale possono avvenire scambi di calore, lavoro, materia o quantità di moto.

A seconda del tipo di interazione tra ambiente e sistema, si possono avere i seguenti casi: per un sistema chiuso l'ambiente è in grado di interagire con un il sistema scambiando energia ma non materia;

- un sistema isolato non scambia né energia né materia con l'ambiente;
- con un sistema aperto potranno avvenire invece sia scambi di materia che di energia con l'ambiente.

Considerando l'insieme sistema + ambiente si giunge a un sistema isolato; tale sistema rappresenta la totalità dell'universo termodinamico e non scambia né energia né materia.

Calore e lavoro come forme di scambio dell'energia

Il calore e il lavoro non possono essere definiti come "forme di energia", sebbene abbiano le sue stesse unità di misura, dato che non sono proprietà di un singolo corpo ma piuttosto sono proprietà della trasformazione termodinamica presa in considerazione. In altre parole, il calore e il lavoro non sono posseduti da un sistema e non sono quindi una variabile di stato, ma sono invece "energia in transito", la manifestazione sperimentale dello scambio di energia che avviene attraverso due sistemi. Il calore e il lavoro possono tuttavia essere misurati e utilizzati nella pratica per prevedere la differenza di energia posseduta da un corpo fra la fine e l'inizio del processo o della trasformazione.

In termodinamica il principio di conservazione dell'energia è contenuto nel primo principio della termodinamica, secondo il quale la variazione di energia di un sistema ΔE è uguale alla somma del calore Q e del lavoro W rispettivamente ceduto e compiuto dall'ambiente esterno al sistema:

$$\Delta E = Q + W$$

Non tutta l'energia di un sistema è in grado di produrre lavoro in una trasformazione termodinamica, per via del secondo principio della termodinamica. La quantità di energia di un sistema disponibile per produrre lavoro può essere infatti molto minore di quella totale del sistema. Il rapporto tra l'energia utilizzabile e l'energia fornita da una macchina viene chiamato rendimento.

Rendimento in termodinamica

In una conversione di energia il **rendimento termodinamico** o **efficienza termodinamica** è il rapporto tra il lavoro meccanico compiuto e l'energia fornita al sistema (Q_{ass} , energia assorbita da parte del sistema dall'ambiente esterno verso l'interno del sistema):

$$\eta = \frac{W}{|Q_{ass}|}$$

Il rendimento è espresso come valore compreso tra zero e uno o sotto forma di percentuale.

Rendimento di primo principio nelle Macchine Termodinamiche

Il rendimento di primo principio, o semplicemente rendimento, è un numero adimensionale che caratterizza l'efficienza del processo di conversione della forma di energia in ingresso in quella di uscita.

Si consideri una macchina termica, cioè l'esempio più semplice di interazione tra sistemi. Si supponga che essa sia caratterizzata da:

- Un serbatoio di calore caldo con una temperatura costante T_H in grado di assorbire o cedere una quantità di calore pari a Q_H
- Un serbatoio di calore freddo con una temperatura costante T_C in grado di assorbire o cedere una quantità di calore pari a Q_C
- Un serbatoio di lavoro in grado di assorbire o produrre lavoro W
- L'entropia totale di irreversibilità del sistema S_{irr} che risulta essere nulla in caso di sistema ideale reversibile.

A seconda del verso dei flussi di lavoro e calore della macchina termica, è possibile distinguere in due diverse tipologie che sono macchina motrice e macchina operatrice.

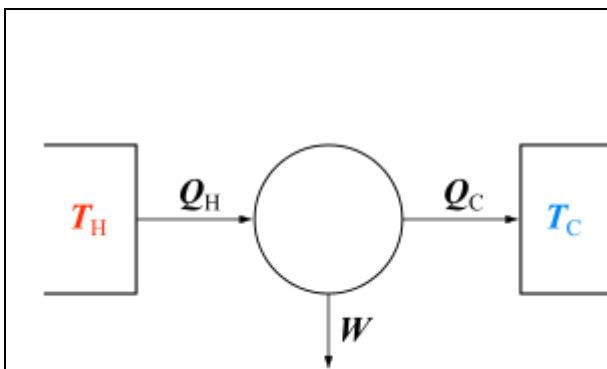


Diagramma di una macchina termodinamica motrice: la sorgente calda a temperatura T_H cede il calore Q_H , la macchina termica cede il calore Q_C alla sorgente fredda a temperatura T_C . La macchina termica compie lavoro W sull'ambiente esterno. Il diagramma di una macchina termodinamica operatrice, risulta essere lo stesso ma con il verso di Q_H , Q_C , W invertiti.

Sistemi di conversione diretti (Macchina Motrice)

Nelle Macchine Motrici ciò che si vuole ottenere è lavoro, grazie all'utilizzo di calore caldo Q_H .

$$\eta = \frac{W}{Q_H}$$

Il bilancio energetico ed entropico di una macchina motrice sono:

$$\begin{cases} -Q_H + W + Q_C = 0 \\ -\frac{Q_H}{T_H} + \frac{Q_C}{T_C} = S_{irr} \end{cases}$$

Dalla risoluzione del sistema, si ottengono due soluzioni differenti a seconda che si stia trattando un caso reversibile o meno.

Caso ideale, o reversibile:

$$W_{rev} = Q_H \left(1 - \frac{T_C}{T_H}\right)$$

$$\eta_{rev} = 1 - \frac{T_C}{T_H}$$

Caso reale, o irreversibile:

$$W = Q_H \left(1 - \frac{T_C}{T_H}\right) - T_C S_{irr}$$

$$\eta = 1 - \frac{T_C}{T_H} - \frac{T_C S_{irr}}{Q_H}$$

È quindi possibile introdurre anche il concetto di lavoro perso, che rappresenta la parte di energia che il sistema reale non è in grado di convertire in lavoro utile:

$$W_{perso} = W_{rev} - W$$

$$W_{perso} = T_C S_{irr}$$

Sistemi di conversione inversi (Macchina Operatrice)

Il bilancio energetico ed entropico di una macchina operatrice sono:

$$\begin{cases} +Q_H - W - Q_C = 0 \\ +\frac{Q_H}{T_H} - \frac{Q_C}{T_C} = S_{irr} \end{cases}$$

Nel caso di macchina operatrice bisogna considerare il tipo di funzionamento. Infatti questo può essere a pompa di calore o frigorifero.

Nelle Macchine Operatrici ciò che si vuole ottenere è calore, grazie all'utilizzo di lavoro. In particolare nella pompa di calore si vuole ottenere Q_H , cioè calore caldo, mentre nel frigorifero si vuole ottenere Q_C cioè calore freddo.

Macchina Operatrice Frigorifera

Il rendimento per le macchine frigorifere è:

$$\eta = \frac{Q_C}{W}$$

Dalla risoluzione del sistema si ottengono soluzioni differenti a seconda che il sistema sia reversibile, o meno.

Caso ideale, o reversibile:

$$W_{rev} = Q_H \left(1 - \frac{T_C}{T_H}\right)$$

$$\eta_{rev} = \frac{T_C}{T_H - T_C}$$

Macchina Operatrice Pompa di calore

Il rendimento per le pompe di calore è:

$$\eta = \frac{Q_H}{W}$$

Caso ideale, o reversibile:

$$W_{rev} = Q_H \left(1 - \frac{T_C}{T_H}\right)$$

$$\eta_{rev} = \frac{T_H}{T_H - T_C}$$

Il rendimento reversibile della pompa di calore, può assumere valori compresi nell'intervallo $[1; +\infty[$. In particolare assume:

1 Se la temperatura della sorgente calda tende all'infinito, oppure quella della sorgente fredda tende a zero. In questo frangente non è possibile prelevare calore freddo.

∞ Se la temperature delle due sorgenti coincide.

Caso reale, o irreversibile:

$$W = Q_H \left(1 - \frac{T_C}{T_H}\right) + T_C S_{irr}$$

$$\eta = \frac{1}{\frac{T_H - T_C}{T_H} + \frac{T_C S_{irr}}{Q_H}}$$

Rendimento di secondo principio nelle Macchine Termodinamiche

Il rendimento di secondo principio rappresenta la capacità di un processo reale di tendere alle prestazioni di funzionamento di un processo ideale o reversibile.

$$\eta_{II} = \frac{\eta_I}{\eta_{ideale}}$$

Poiché $\eta_{ideale} < 1$ allora $\eta_{II} > \eta_I$

Il rendimento di secondo principio, può essere anche unitario nel caso in cui, la macchina considerata sia già essa stessa una macchina reversibile.

Nel caso per esempio del motore di un'automobile, il rendimento è il rapporto tra l'energia meccanica ottenuta e l'energia chimica contenuta nel combustibile utilizzato.

In un ciclo termodinamico il rendimento è definito da:

$$\eta = \frac{W}{|Q_{ass}|} = \frac{|Q_{ass}| - |Q_{ced}|}{|Q_{ass}|} = 1 - \frac{|Q_{ced}|}{|Q_{ass}|}$$

nel caso di cicli reversibili, che operino fra due sole sorgenti di calore:

$$\eta = 1 - \frac{|T_f|}{|T_i|}$$

dove:

- L è il lavoro meccanico compiuto nel ciclo;
- Q_{ced} è il calore ceduto dal sistema;
- Q_{ass} è il calore assorbito dal sistema;
- T_i è la temperatura assoluta del termostato più caldo;
- T_f è la temperatura assoluta del termostato più freddo.

Q_{ass} e Q_{ced} sono presi sempre in modulo (altrimenti il rendimento non sarebbe sempre positivo).

Il rendimento termico di una caldaia è definito come:

$$\eta_t = \frac{P_u}{\dot{m}_c H_i}$$

dove P_u è la potenza utile ottenuta, \dot{m}_c è la portata di combustibile e H_i è il potere calorifico inferiore.

Le pompe reali non sono in grado di trasferire al fluido tutta l'energia che ricevono. Infatti a causa di attriti, dissipazioni e turbolenze, la potenza assorbita sarà maggiore di quella effettivamente acquistata dal fluido. Il rapporto tra potenza utile (N_u) e la potenza assorbita (N_{ass}) definisce il rendimento η della pompa.

$$\eta = \frac{N_u}{N_{ass}} < 1$$

Il valore del rendimento di un ciclo è massimo per il ciclo di Carnot, e pari a $(T_1 - T_2)/T_1$

Massimo teorico (Ciclo di Carnot)

Per la macchina termica, Carnot ha scoperto che il rendimento della macchina di Carnot è funzione delle temperature assolute delle sorgenti tra cui essa lavora:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1}$$

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

dove $T_1 > T_2$

Il secondo principio della termodinamica sancisce l'impossibilità teorica di realizzare un sistema con rendimento maggiore al rendimento di Carnot che, laddove T_2 assumesse il valore di $0 \text{ °K} = (-273 \text{ °C})$ sarebbe uguale a 1, come per altro sarebbe anche nel caso in cui T_1 fosse infinito.

Altri tipi di rendimento (rendimento isoentropico)

Il rendimento isoentropico in un compressore centrifugo per fluidi comprimibili vale:

$$\eta_{is} = \frac{\Delta H_{is}}{\Delta H}$$

3. Energia chimica

L'**energia chimica** è un'energia che varia a causa della formazione o rottura di legami chimici di qualsiasi tipo negli elementi chimici coinvolti nelle reazioni chimiche.

Siccome la forza dei legami chimici è associata alla distanza tra le specie chimiche (infatti legami chimici più forti tengono più vicine le specie chimiche coinvolte nel legame), l'energia chimica dipende dalla posizione reciproca delle particelle che costituiscono una sostanza.

Essa è quindi l'energia immagazzinata nei legami chimici ed è sostanzialmente riconducibile alla somma dell'energia potenziale delle interazioni elettrostatiche delle cariche presenti nella materia ponderabile, più l'energia cinetica degli elettroni.

Se si considera come "livello zero" di energia chimica quello in cui non sussistono legami chimici, l'energia chimica risulta negativa. Legami diversi possiedono diversa energia di legame, quelli più stabili possiedono valore più negativo.

La risonanza è un fenomeno chimico-strutturale che influenza notevolmente l'energia chimica in senso stabilizzante. La reattività e la cinetica dei diversi composti risentono delle differenze di energia chimica.

L'energia chimica è prodotta nel corso delle trasformazioni che avvengono a livello molecolare.

L'energia chimica introdotta nel nostro corpo con il cibo, per esempio, ci permette di vivere attraverso l'ossidazione e in generale il metabolismo cellulare (respirazione cellulare)

Legame chimico

Si ha un **legame chimico** quando una forza di natura elettrostatica tiene uniti più atomi in una specie chimica (*legami forti*, o *primari* o *intramolecolari*) o più molecole in una sostanza allo stato condensato (*legami deboli*, o *secondari* o *intermolecolari*).

I legami chimici "più forti" hanno un contenuto energetico maggiore e sono più difficili da rompere, mentre i legami minori hanno un contenuto energetico minore e sono più facili da rompere. Da ciò deriva che le molecole che hanno al loro interno legami chimici più deboli sono più instabili.

Inoltre tanto più un legame è forte, tanto minore è la lunghezza del legame, essendo la forza che tiene uniti gli atomi maggiore.

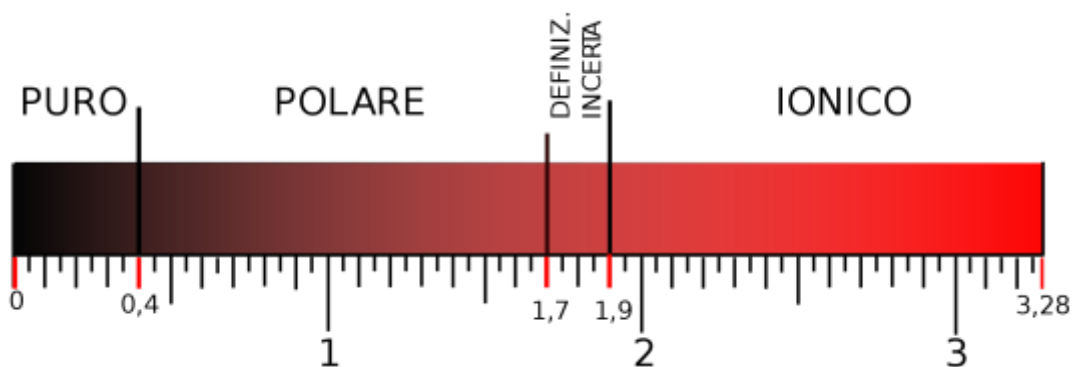
Natura elettrostatica del legame chimico

La natura del legame chimico si può spiegare facilmente osservando le forze coulombiane interagenti tra le molecole. Prendiamo ad esempio il catione H_2^+ : esso è costituito da due nuclei di H e da un elettrone. Indichiamo con H_a il primo nucleo di idrogeno e con H_b l'altro nucleo di idrogeno. A ciascuno dei due nuclei è associata una funzione d'onda elettronica, rispettivamente $1s_a$ e $1s_b$, la cui combinazione lineare forma l'orbitale molecolare Ψ .

Ψ avrà valori bassi tra i due nuclei, mentre crescerà avvicinandosi ad essi e poi decrescerà allontanandosi nuovamente da essi. Quindi se si considera un elettrone, ovvero una carica negativa posta tra i due nuclei, esso sarà sottoposto a forze attrattive da parte dei due nuclei che saranno controbilanciate da quelle repulsive fino a quando non si sarà raggiunta la stabilità del sistema; quindi l'elettrone sarà caduto in una buca di potenziale dalla quale gli sarà difficile uscire. In tal modo si è formato un legame chimico.

Legami primari

I legami chimici primari sono le forze che tengono uniti gli atomi che formano le molecole. Un legame primario è attuato dalla condivisione o dal trasferimento di elettroni tra atomi e dall'attrazione elettrostatica tra protoni ed elettroni. Tali legami generano il trasferimento di un numero intero di elettroni, detto ordine di legame, anche se in alcuni sistemi vi sono quantità intermedie di carica, come nel benzene, in cui l'ordine di legame è 1,5 per ogni atomo di carbonio. I legami primari sono generalmente classificati in tre classi, in ordine di polarità crescente:



Legame covalente

Il legame covalente è il legame che si instaura tra due atomi appartenenti ai non metalli (uguali o aventi differenza di elettronegatività - scala di Pauling - compresa tra 0 e 1,7) che mettono in compartecipazione una coppia di elettroni (detti *coppia di legame*) in un orbitale esterno che abbraccia entrambi gli atomi. Il legame covalente viene rappresentato da un trattino che congiunge i due atomi legati.

Legame covalente puro

Un *legame covalente puro* (o *apolare*) è un legame covalente che s'instaura fra due atomi appartenenti allo stesso elemento. In pratica si stabilisce una interazione (cioè il legame) tra atomi dello stesso tipo: è il caso tipico dell'idrogeno, dell'ossigeno, dell'azoto atmosferico, ecc.

Un legame covalente puro (o omopolare o apolare) si ha quando la differenza di elettronegatività tra due atomi è minore o uguale a 0,4.



Essendo la nube elettronica distribuita simmetricamente, il legame risulta non polarizzato.

I legami covalenti che si formano fra due atomi che condividono due coppie di elettroni prendono il nome di *doppio legame*. I legami covalenti che si formano fra due atomi che condividono tre coppie di elettroni prendono il nome di *triplo legame*.

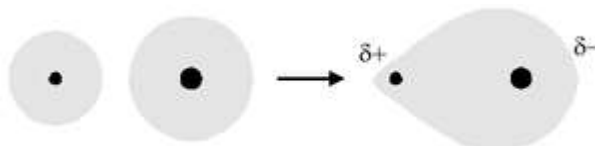
Per constatare il numero di legami covalenti formatisi fra due atomi bisogna conoscere la valenza dell'atomo degli elementi considerati e dopo aver fatto questo scoprire quanti elettroni gli mancano per essere stabili (*regola dell'ottetto*).

es. N=azoto V gruppo= 5 elettroni di valenza (+ 3 elettroni per completare l'ottetto)

I legami fra due atomi di azoto sono un triplo legame.

Legame covalente polare

Il *legame covalente polare* si instaura tra due atomi con differenza di elettronegatività compresa tra 0,4 e 1,7. In questo caso, gli elettroni coinvolti nel legame risulteranno maggiormente attratti dall'atomo più elettronegativo, il legame risulterà quindi polarizzato elettricamente, cioè ognuno degli atomi coinvolti nel legame presenterà una carica parziale.



Quando una molecola è tenuta coesa da soli legami covalenti puri o possiede una simmetria tale da annullare reciprocamente le polarità dei suoi legami covalenti risulterà complessivamente apolare. Invece una molecola costituita da due atomi legati fra loro da un legame covalente polare è *polare* (o *dipolo elettrico*); ciò generalmente non significa, però, che la molecola abbia una carica elettrica perché nella sua totalità essa è *eletttricamente* neutra. Si può prevedere facilmente la struttura polare di una molecola nel caso essa sia biatomica.

Legame di coordinazione o dativo

È un tipo particolare di legame covalente detto *dativo*, in quanto i due elettroni coinvolti nel legame provengono da uno solo dei due atomi.

L'atomo che "dona" al legame la sua "coppia solitaria", cioè entrambi gli elettroni appaiati presenti in un suo orbitale viene detto "datore". L'altro, che mette a disposizione un

orbitale esterno vuoto (cioè con due posti vuoti che possono essere occupati da due elettroni) o che riorganizza la sua configurazione elettronica per accogliere la coppia di elettroni (cioè ad esempio spostare due elettroni presenti su di un orbitale dispari su di un altro orbitale dispari, liberando di fatto un orbitale) viene detto "accettore".

Il legame dativo può essere rappresentato con una freccia, dal donatore all'accettore, o più impropriamente può essere indicato con un doppio trattino.

Legami delocalizzati e legame metallico

Alcuni legami covalenti, detti *delocalizzati*, possono legare insieme tre o più atomi contemporaneamente, come nei borani e nei composti aromatici.

Legame metallico

La forma più estrema di delocalizzazione del legame covalente si ha nel *legame metallico*. Secondo questo modello un metallo può essere rappresentato come un reticolo cristallino di ioni positivi tenuti uniti da una nube di elettroni condivisi estesa a tutto il reticolo (mare di Fermi); essendo tali elettroni non legati a nessun atomo particolare, risultano essere estremamente mobili; tale mobilità è responsabile della elevata conducibilità elettrica dei metalli.

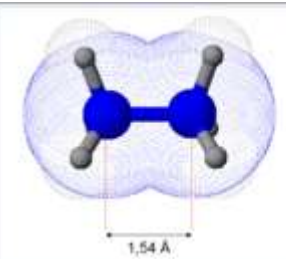
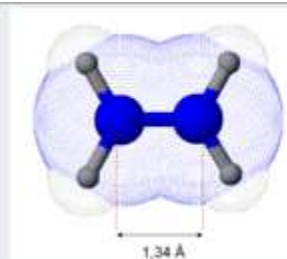
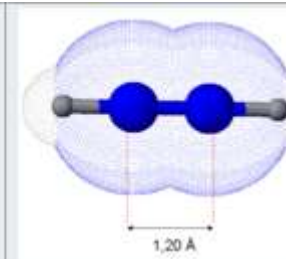
Legame ionico

Il *legame ionico* è un legame tra ioni con carica di segno opposto. Tali ioni si formano da atomi aventi differenza di elettronegatività superiore al limite convenzionale di 1,7 - 1,9: in queste condizioni, l'atomo più elettronegativo (quindi caratterizzato da una elevata energia di ionizzazione ed elevata affinità elettronica, quindi più esposto ad attrarre a se un elettrone) priva l'altro atomo meno elettronegativo (caratterizzato da una bassa energia di ionizzazione ed una affinità elettronica quasi assente, quindi con meno possibilità di attrarre a se un elettrone) di un elettrone; il primo atomo diventa uno ione con carica negativa (ione negativo), il secondo uno ione con carica positiva (ione positivo).

Questo legame è di natura prettamente elettrostatica; l'arrangiamento degli atomi nello spazio non ha la direzionalità del legame covalente: il campo elettrico generato da ciascuno ione si diffonde simmetricamente nello spazio attorno ad esso.

È il tipo più semplice di legame chimico, sia dal punto di vista concettuale sia da quello della sua descrizione analitica, essendo interpretabile in base alle leggi classiche dell'elettrostatica.

Tali legami si rompono durante il processo di solvatazione.

		
1,54 Å	1,34 Å	1,20 Å
Legame singolo Carbonio-Carbonio	Legame doppio Carbonio-Carbonio	Legame triplo Carbonio- Carbonio
Ibridizzazione sp^3	Ibridizzazione sp^2	Ibridizzazione sp

Vengono riportate le lunghezze di legame carbonio-carbonio, misurate in ångström. Notare come la lunghezza diminuisce all'aumentare dell'ordine di legame

4. Energia elettromagnetica

In fisica, l'**energia del campo elettromagnetico** è l'energia immagazzinata in una data regione di spazio dal campo elettromagnetico, ed è costituita dalla somma delle energie associate al campo elettrico ed al campo magnetico. Nelle onde elettromagnetiche queste due quantità sono sempre uguali ed è conveniente parlare di flusso di energia trasportata dall'onda nell'unità di tempo attraverso una superficie, attraverso l'uso del vettore di Poynting.

Spettro visibile

In fisica lo **spettro visibile** è quella parte dello spettro elettromagnetico che cade tra il rosso e il violetto includendo tutti i colori percepibili dall'occhio umano che danno vita dunque al fenomeno della luce. La lunghezza d'onda della luce visibile nell'aria va indicativamente dai 390 ai 700nm; le lunghezze d'onda corrispondenti in altri mezzi, come l'acqua, diminuiscono proporzionalmente all'indice di rifrazione. In termini di frequenze, lo spettro visibile varia tra i 770 ed i 430 THz.

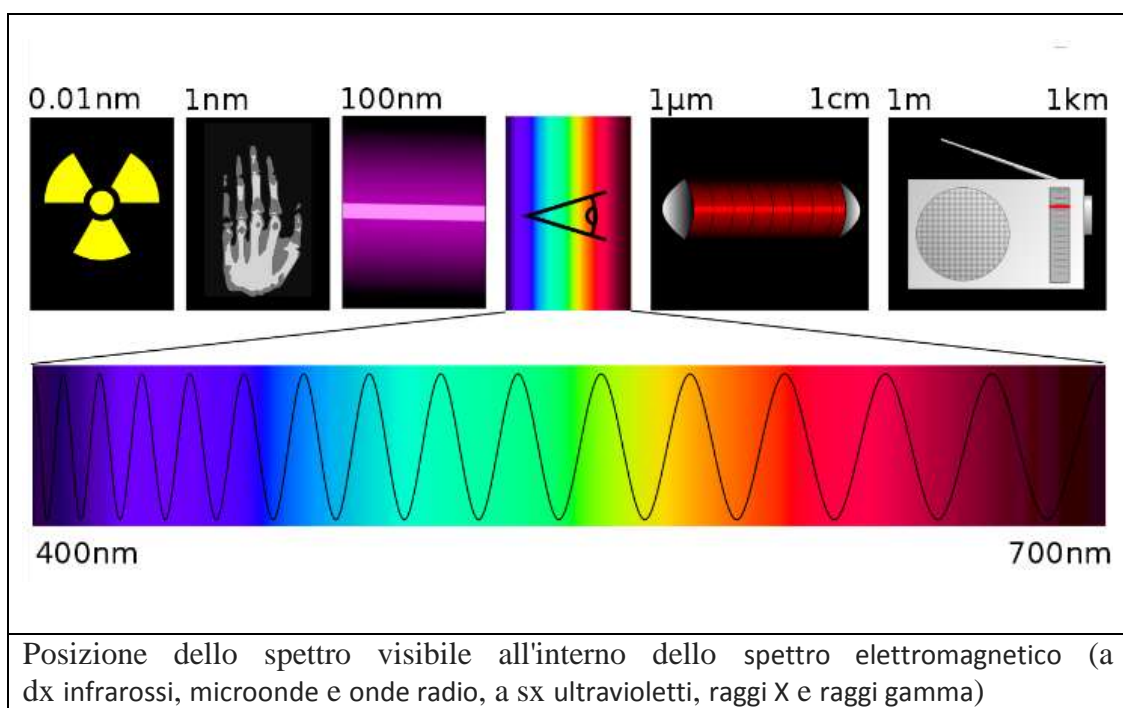
La massima sensibilità media dell'occhio umano probabilmente si ha ai 560 nm (540 THz) dello spettro elettromagnetico, più o meno in corrispondenza del colore giallo citrino anche se la temperatura media della superficie della fotosfera solare di 5777 gradi Kelvin dà un picco ai 400-450 nm (azzurro-ciano, gradazioni di blu) fuori dall'atmosfera terrestre (diagramma wavelength-picco emissione W.A.Steer) e mediamente ai 510-530 nm sulla Terra a causa della rifrazione atmosferica ovvero nel verde citrino.

L'onda elettromagnetica nel vuoto viaggia sempre alla medesima velocità; in presenza di altri mezzi, viaggia ad una velocità inferiore, e il rapporto tra le due velocità è detto indice di rifrazione del mezzo. Tale indice dipende dalla frequenza dell'onda luminosa e dal momento che la luce è composta da differenti frequenze elettromagnetiche, essa verrà dispersa nel passaggio dal vuoto (o dall'aria) ad un altro mezzo. L'acqua e il vetro sono ottimi materiali per sperimentare tale fenomeno: un prisma di vetro, come si è visto prima, rende visibile lo spettro ottico mentre l'arcobaleno è l'esempio ideale della rifrazione naturale della luce nell'acqua.

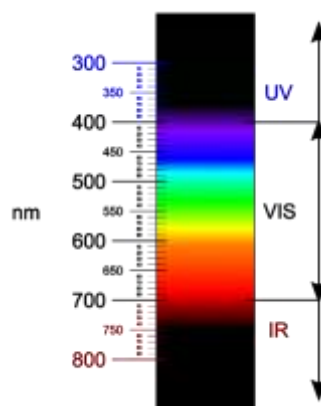
Le radiazioni con lunghezza d'onda minore (e quindi frequenza maggiore) sono gli ultravioletti, i raggi X e i raggi gamma; quelle con lunghezza maggiore (e frequenza minore) sono gli infrarossi, le microonde e le onde radio. Tutte queste radiazioni hanno la stessa natura, sono infatti tutte composte da fotoni. Lo spettro visibile rappresenta la parte centrale dello spettro ottico che comprende anche infrarosso e ultravioletto.

Lo spettro visibile non contiene come si può pensare tutti i colori che l'occhio e il cervello possono distinguere: il marrone, il rosa, il magenta, per esempio, sono assenti, in quanto si ottengono dalla sovrapposizione di diverse lunghezze d'onda.

Le lunghezze d'onda visibili occupano la cosiddetta "finestra ottica", una regione dello spettro elettromagnetico che può attraversare indisturbata l'atmosfera della Terra (benché come è noto il blu venga diffuso più del rosso, dando al cielo il suo colore caratteristico). Esistono anche "finestre" per l'infrarosso vicino (NIR), medio (MIR) e lontano (FIR), ma sono al di là delle capacità umane di percezione.



Benché lo spettro sia continuo e non vi siano "salti" netti da un colore all'altro, si possono comunque stabilire degli intervalli approssimati per ciascun colore



Colore	Frequenza	Lunghezza d'onda
Viola	668-789 THz	380–450 nm
Indaco	631-668 THz	450–475 nm
Blu	606-631 THz	476-495 nm
Verde	526-606 THz	495–570 nm
Giallo	508-526 THz	570–590 nm
Arancione	484-508 THz	590–620 nm
Rosso	400-484 THz	620–750 nm

Energia del campo elettrico

L'energia del campo elettrico generato da un insieme di cariche si calcola a partire dal lavoro necessario per spostare ogni carica dall'infinito alla sua posizione. È facile constatare che tale lavoro equivale a:

$$U_e = \sum_k \frac{1}{2} q_k V_k$$

dove q_k rappresenta una carica del sistema e V_k il potenziale generato dalle altre cariche nel punto dove si trova la carica q_k . Naturalmente nel caso di distribuzioni continue di carica si avrà:

$$U_e = \int_{\tau} \frac{1}{2} \rho V d\tau$$

con $\rho(x, y, z)$ densità di carica e $d\tau = dx dy dz$ volume infinitesimo. Ora manipoliamo l'espressione sfruttando la prima equazione di Maxwell:

$$U_e = \int_{\tau} \frac{1}{2} \rho V d\tau = \int_{\tau} \frac{1}{2} \varepsilon_0 (\nabla \cdot \mathbf{E}_0 V) d\tau$$

applicando poi l'identità vettoriale che coinvolge la divergenza di un prodotto di uno scalare per un vettore:

$$= \int_{\tau} \frac{1}{2} \varepsilon_0 (\nabla \cdot (V \mathbf{E}_0) - \nabla V \cdot \mathbf{E}_0) d\tau$$

Dalla definizione di potenziale tale espressione è pari a:

$$= \int_{\tau} \frac{1}{2} \varepsilon_0 (\nabla \cdot (V \mathbf{E}_0) + E_0^2) d\tau$$

ed applicando il teorema della divergenza:

$$= \int_{\partial\tau} \frac{1}{2} \varepsilon_0 (V \mathbf{E}_0) \cdot \hat{n} dS + \int_{\tau} \frac{1}{2} \varepsilon_0 E_0^2 d\tau$$

A questo punto, si può estendere il dominio di integrazione su tutta la regione dello spazio nel quale il campo elettrico sia apprezzabilmente diverso da zero, e quindi trascurare il primo dei due integrali. L'energia si riduce quindi a:

$$U_e = \int_{\tau} \frac{1}{2} \varepsilon_0 E_0^2 d\tau = \int_{\tau} u_e d\tau$$

dove

$$u_e = \frac{1}{2} \varepsilon_0 E_0^2$$

è la densità di energia elettrica nel vuoto.

Nel caso ci si trovi in presenza di un dielettrico, tramite gli stessi passaggi si ottiene:

$$U_e = \int_{\tau} \frac{1}{2} \mathbf{E} \cdot \mathbf{D} d\tau = \int_{\tau} u_e d\tau$$

dove \mathbf{D} è il vettore di spostamento elettrico, e:

$$u_e = \frac{1}{2} \mathbf{E} \cdot \mathbf{D}$$

è la densità di energia elettrica nella materia.

Energia del campo magnetico

Per ricavare l'espressione della densità di energia del campo magnetico è possibile considerare il caso di un circuito RL nel quale sia presente un solenoide infinito ideale di induttanza \mathbf{L} e un resistore di resistenza \mathbf{R} . Per la geometria del solenoide, in cui \mathbf{S} è la sezione e \mathbf{N} il numero di spire, si procede nel seguente modo:

$$L \frac{dI}{dt} = \frac{d\Phi}{dt} = \frac{d}{dt} (NSB) = NS \frac{dB}{dt}$$

L'equazione che governa il circuito è:

$$f - L \frac{dI}{dt} = RI$$

Sostituendo in quest'ultima la prima e moltiplicando per \mathbf{Idt} si ha:

$$fI dt = RI^2 dt + ISN \frac{dB}{dt} dt = RI^2 dt + ISN dB$$

Si nota come l'energia somministrata all'induttanza in un tempo \mathbf{dt} , che è interpretata come l'energia necessaria ad aumentare l'intensità del campo di \mathbf{dB} , è:

$$dU_m = INS dB = SlnI dB$$

dove \mathbf{l} è la lunghezza del solenoide e \mathbf{n} il numero di spire per unità di lunghezza. Dividendo per il volume \mathbf{Sl} del solenoide:

$$du_m = \frac{dU_M}{Sl} = nI dB = H dB$$

Tale relazione ha validità generale, ma per l'esatto calcolo dell'energia è necessario conoscere il legame tra \mathbf{B} e \mathbf{H} , cioè la curva di isteresi. Nel caso di materiali diamagnetici e paramagnetici, in cui la relazione è approssimativamente lineare:

$$\mathbf{B} = \mu\mathbf{H}$$

dove $\mu = \mu_0\mu_r$ è la permeabilità magnetica del materiale, l'energia è facilmente calcolabile tramite un'espressione analoga a quella del campo elettrico:

$$U_m = \int_{\tau} \frac{1}{2} \mathbf{H} \cdot \mathbf{B} d\tau = \int_{\tau} u_m d\tau$$

dove

$$u_m = \frac{1}{2} \mathbf{H} \cdot \mathbf{B}$$

è la densità di energia magnetica.

Energia del campo elettromagnetico e delle onde elettromagnetiche

Quando in una regione di spazio sono presenti sia un campo elettrico che un campo magnetico entrambi non nulli, allora l'energia totale del campo elettromagnetico è la semplice somma delle energie dei due campi:

$$U = \int_{\tau} (u_e + u_m) d\tau = \int_{\tau} \left(\frac{1}{2} \mathbf{E} \cdot \mathbf{D} + \frac{1}{2} \mathbf{H} \cdot \mathbf{B} \right) d\tau$$

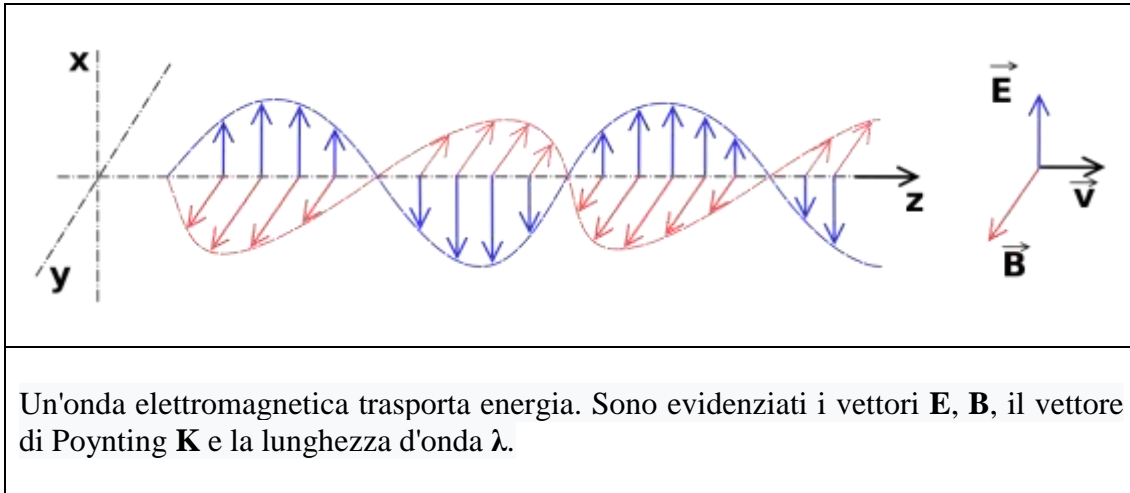
Nel caso particolare delle onde elettromagnetiche, le energie associate al campo elettrico e al campo magnetico sono uguali. Ciò discende immediatamente dal fatto che le equazioni di Maxwell impongono la condizione:

$$B = \frac{E}{v} = \sqrt{\epsilon\mu}E$$

e perciò:

$$u_m = \frac{1}{2} \frac{B^2}{\mu} = \frac{1}{2} \frac{\epsilon\mu E^2}{\mu} = \frac{1}{2} \epsilon E^2 = u_e$$

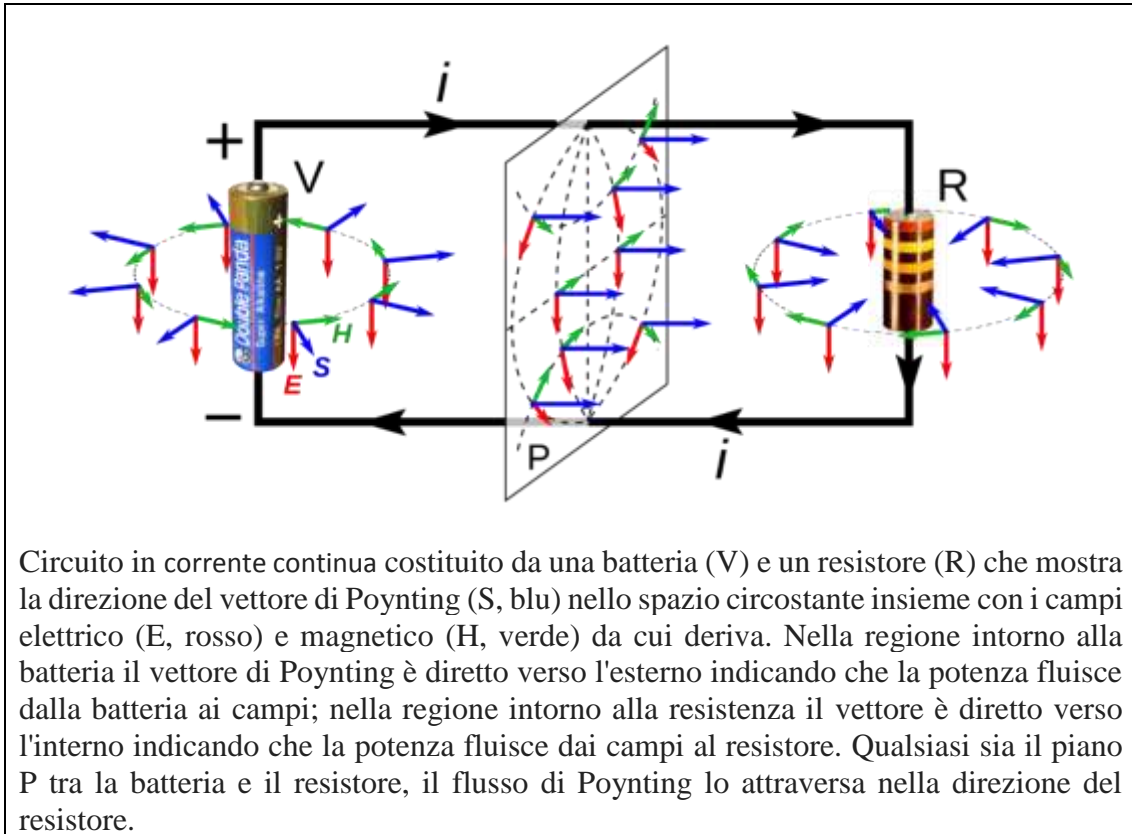
Nel caso specifico delle onde elettromagnetiche l'energia elettromagnetica prende il nome di *energia radiante*, per sottolineare il fatto che le onde rappresentano un flusso di energia nello spazio. Se l'onda appartiene allo spettro di frequenze della luce visibile, l'energia radiante prende il nome di *energia luminosa*



[Il vettore di Poynting e la conservazione dell'energia](#)

In fisica, il **vettore di Poynting**, dal nome del fisico britannico John Henry Poynting, è una grandezza vettoriale che descrive il flusso di energia (energia per unità di superficie e per unità di tempo) associato alla propagazione del campo elettromagnetico. Più precisamente è definito come la quantità di irradianza trasportata dalla radiazione elettromagnetica misurata in W/m^2 .

Si tratta di un'importante relazione tra il campo elettrico ed il campo magnetico il cui flusso in corrispondenza di una qualsiasi superficie rappresenta l'energia elettromagnetica trasportata dalla radiazione elettromagnetica nell'unità di tempo attraverso la superficie stessa.



Nella trattazione energetica delle onde elettromagnetiche ha grande importanza il vettore di Poynting, definito dal prodotto vettoriale tra il campo elettrico \mathbf{E} ed campo magnetico \mathbf{H} :

$$\mathbf{S} = \mathbf{E} \times \mathbf{H} = \frac{\mathbf{E} \times \mathbf{B}}{\mu}$$

Esso rappresenta la quantità di energia trasportata dalla radiazione elettromagnetica per unità di tempo e di superficie, e la sua direzione è quindi perpendicolare ai vettori dei due campi e concorde con la direzione di propagazione della radiazione.

Partendo dall'energia del campo elettromagnetico e derivando rispetto al tempo si ottiene il teorema di Poynting, che esprime la conservazione dell'energia del campo elettromagnetico nel caso in cui i campi elettrico e magnetico siano accoppiati, cosa che non avviene in generale nel caso stazionario. Il teorema afferma che la variazione nel tempo della densità di energia u sommata alla variazione nello spazio del vettore di Poynting sia pari alla potenza dissipata dal campo nel materiale per effetto Joule:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{S} = -\mathbf{J} \cdot \mathbf{E}$$

in forma integrale si ha:

$$-\frac{\partial U}{\partial t} = \int_{\partial\tau} (\mathbf{E} \times \mathbf{H}) \cdot \hat{n} \, d\sigma + \int_{\tau} (\mathbf{E} \cdot \mathbf{J}) \, d\tau$$

Dal punto di vista fisico la relazione afferma che la variazione temporale dell'energia associata al campo elettromagnetico all'interno di una superficie contenente un materiale conduttore è pari al flusso del vettore di Poynting, che rappresenta l'energia trasportata dal campo attraverso la superficie $\partial\tau$, sommata all'energia trasferita alle cariche libere del materiale contenuto in essa.

Nell'elettrodinamica quantistica, le radiazioni elettromagnetiche sono costituite da particelle elementari, i fotoni, che trasportano ognuno un "pacchetto" di energia. Se prendiamo un fascio di fotoni tutti della stessa energia otteniamo un'onda monocromatica di frequenza:

$$\nu = \frac{E}{h}$$

dove ν è la frequenza e h è la costante di Planck.

5. Energia gravitazionale

In fisica, e specificamente nella teoria newtoniana della gravitazione, l'**energia potenziale gravitazionale** è l'energia potenziale relativa alla forza di attrazione gravitazionale fra masse.

L'**interazione gravitazionale** (o **gravitazione** o **gravità** nel linguaggio comune) è una delle quattro interazioni fondamentali note in fisica.

Nella fisica classica newtoniana la gravità è interpretata come una forza conservativa di attrazione a distanza agente fra corpi dotati di massa, secondo la legge di gravitazione universale. La sua manifestazione più evidente nell'esperienza quotidiana è la forza peso.

L'attuale teoria più completa, la relatività generale, interpreta l'interazione gravitazionale come una conseguenza della curvatura dello spazio-tempo creata dalla presenza di corpi dotati di massa o energia (una piccola massa a grande velocità o una grande massa in quiete hanno lo stesso effetto di deformazione sulla curvatura dello spazio-tempo circostante). Il campo gravitazionale che ne deriva è rappresentato matematicamente da un tensore metrico legato alla curvatura dello spazio-tempo attraverso il tensore di Riemann. In tale contesto la forza peso diventa una forza apparente, conseguenza della geometria dello spazio-tempo indotta dalla massa terrestre.

La legge di gravitazione universale

La legge di gravitazione universale afferma che due punti materiali si attraggono con una forza di intensità direttamente proporzionale al prodotto delle masse dei singoli corpi e inversamente proporzionale al quadrato della loro distanza. Questa legge, espressa vettorialmente, diventa:

$$\mathbf{F}_{2,1}(\mathbf{r}) = \frac{G m_1 m_2}{r^3} \mathbf{r} = \frac{G m_1 m_2}{r^2} \mathbf{u}$$

dove $\mathbf{F}_{2,1}$ è la forza con cui l'oggetto 1 è attratto dall'oggetto 2, G è la costante di gravitazione universale, che vale circa $6,67 \times 10^{-11} \text{Nm}^2/\text{kg}^2$, m_1 e m_2 sono le masse dei due corpi, $\mathbf{r} = \mathbf{r}_1 - \mathbf{r}_2$ è il vettore congiungente i due corpi (supposti puntiformi) e r è il suo modulo; nella seconda espressione della forza (che evidenzia il fatto che il modulo

della forza è inversamente proporzionale al quadrato della distanza) $\mathbf{u} = \frac{\mathbf{r}}{r}$ rappresenta il versore (unitario) che individua la retta congiungente i due punti materiali.

Definito il vettore accelerazione di gravità:

$$\mathbf{g} = \frac{\mathbf{F}_g}{m_1}$$

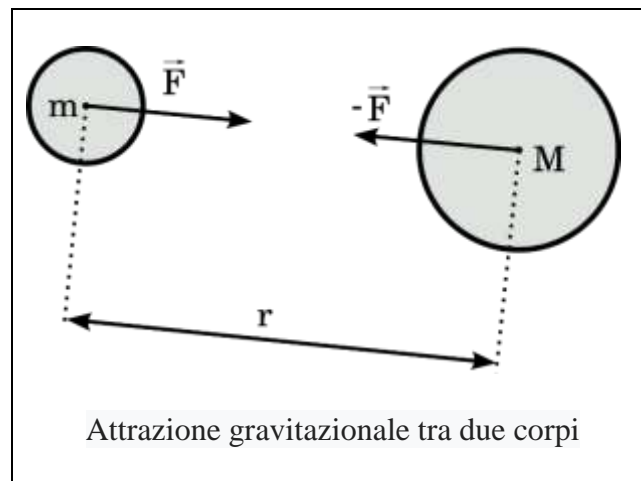
la legge di gravitazione universale può essere espressa come:

$$\mathbf{F}_{21} = m_1 \mathbf{g}$$

In prossimità della superficie terrestre il valore di g è approssimativamente:

$$g \approx 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$$

anche espressa in newton su chilogrammo.



Il campo gravitazionale

Il campo gravitazionale è un campo di forze conservativo. Il campo generato nel punto \mathbf{r}_1 nello spazio dalla presenza di una massa nel punto \mathbf{r}_2 è definito come:

$$\mathbf{g}(\mathbf{r}) = -\frac{GM}{r^3} \mathbf{r}$$

dove G è la costante di gravitazione universale e M la massa. È quindi possibile esprimere la forza esercitata sul corpo di massa m come:

$$\mathbf{F}(\mathbf{r}) = m \cdot \mathbf{g}(\mathbf{r})$$

L'unità di misura del campo gravitazionale nel Sistema internazionale è:

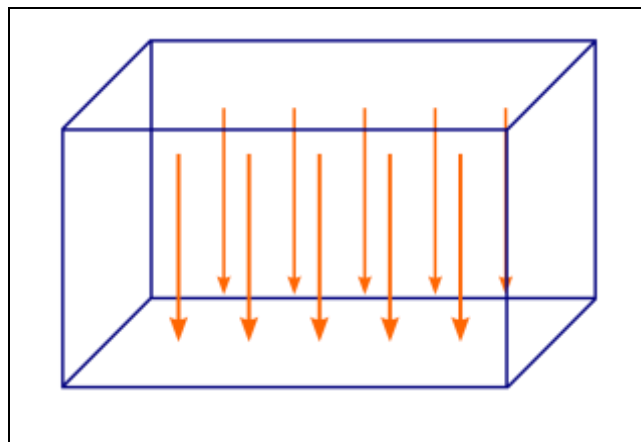
$$[\mathbf{g}] = \left[\frac{\text{N}}{\text{kg}} \right] = \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right]$$

Il campo gravitazionale è descritto dal potenziale gravitazionale, definito come il valore dell'energia gravitazionale rilevato da una massa posta in un punto dello spazio per unità di massa. L'energia gravitazionale della massa è il livello di energia che la massa possiede a causa della sua posizione all'interno del campo gravitazionale; pertanto il potenziale gravitazionale della massa è il rapporto tra l'energia gravitazionale e il valore della massa stessa, cioè:

$$V = \frac{U}{M}$$

Essendo il campo gravitazionale conservativo, è sempre possibile definire una funzione scalare V il cui gradiente, cambiato di segno, coincida con il campo:

$$\mathbf{g}(\mathbf{r}) = -\text{grad } V = -\nabla V$$



[Il campo gravitazionale in vicinanza della superficie terrestre](#)

Il valore medio dell'accelerazione di gravità nei pressi della superficie terrestre è stimato in $9,81 \text{ m/s}^2$. In realtà questo valore è diverso da quello reale perché non tiene conto di fattori, come la forza centrifuga causata dalla rotazione terrestre e la non perfetta sfericità della terra (la terra ha la forma di un geode). Il valore convenzionalmente assunto è quindi $g_0 = 9,80665 \text{ m/s}^2$, deciso nella terza CGPM nel 1901 e corrisponde all'accelerazione subita da un corpo alla latitudine $45,5^\circ$.

Per molte applicazioni fisiche e ingegneristiche è quindi utile utilizzare una versione approssimata della forza di gravità, valida nei pressi della superficie terrestre:

$$\mathbf{F} = mg_0 \hat{z}$$

dove \hat{z} è un versore diretto lungo la *verticale*. In sostanza la forza di gravità è approssimata con una forza di modulo costante, indipendente dalla quota del corpo, e come direzione il *basso*, nel senso comune del termine. Naturalmente anche in questa approssimazione corpi con masse diverse hanno la stessa accelerazione di gravità.

L'energia potenziale gravitazionale U_g è data da:

$$U_g = mg_0 h$$

dove h è la quota del corpo rispetto a un riferimento fisso.

In questo caso approssimato è molto semplice ricavare le leggi del moto, mediante integrazioni successive: per un corpo in caduta libera, chiamando z l'asse verticale (sempre diretto verso il basso) e proiettando il moto su di esso, valgono le seguenti leggi:

$$\begin{aligned} a(t) &= \frac{F(t)}{m} = g_0 \\ v(t) &= v_0 + g_0 t \\ z(t) &= z_0 + v_0 t + \frac{1}{2} g_0 t^2 \end{aligned}$$

Inoltre, dalla conservazione dell'energia meccanica si ottiene un risultato notevole per corpi in caduta libera inizialmente fermi. Scriviamo l'energia meccanica del sistema a un tempo generico:

$$E = K + U = \frac{1}{2} m v^2 + m g_0 z$$

dove v è la velocità del corpo e z la sua quota. Supponiamo ora che all'istante iniziale $t = 0$ il corpo si trovi a una quota $z = h$ e all'istante finale $t = \tilde{t}$ abbia una velocità $v = \tilde{v}$ e si trovi a quota $z = 0$; scriviamo quindi l'energia del sistema ai due istanti:

$$\begin{aligned} E(0) &= m g_0 h \\ E(\tilde{t}) &= \frac{1}{2} m \tilde{v}^2 \end{aligned}$$

Dato che l'energia meccanica si conserva possiamo uguagliare le due ultime equazioni e ricavarci il modulo della velocità dopo una caduta di una quota h :

$$\tilde{v} = \sqrt{2g_0 h}$$

[Il problema generale della gravitazione](#)

Il problema generale della gravitazione, cioè la determinazione del campo gravitazionale creato da un insieme di masse, si può esprimere con il teorema di Gauss e il teorema della divergenza. Essendo la forza di gravità conservativa, si può esprimere \mathbf{g} come:

$$\mathbf{g} = -\nabla\Phi$$

dove Φ è proporzionale all'energia potenziale gravitazionale come segue:

$$U_g = m\Phi$$

Dal teorema di Gauss:

$$\int_{\partial V} \mathbf{g} \cdot \hat{n} \, dS = -4\pi G m_{\text{int}} = - \int_V 4\pi G \rho \, dV$$

Per il teorema della divergenza, il primo integrale, cioè il flusso della forza gravitazionale, è esprimibile come integrale di volume della sua divergenza:

$$\int_{\partial V} \mathbf{g} \cdot \hat{n} \, dS = \int_V \nabla \cdot \mathbf{g} \, dV$$

Sostituendo a \mathbf{g} la sua espressione come gradiente:

$$\int_V -\nabla^2 \Phi \, dV = - \int_V 4\pi G \rho \, dV$$

che, dovendo valere per ogni volume di integrazione, implica:

$$\nabla^2 \Phi = 4\pi G \rho.$$

Quest'ultima è una equazione differenziale alle derivate parziali del secondo ordine, detta equazione di Poisson, da completare con le opportune condizioni al contorno.

[La gravità nella teoria della relatività generale](#)

La teoria di Newton della gravitazione ha permesso di descrivere con accuratezza la grande maggioranza dei fenomeni gravitazionali nel Sistema Solare. Tuttavia, da un punto di vista sperimentale essa presenta alcuni punti deboli, successivamente affrontati a partire dalla teoria della relatività generale:

1. La teoria di Newton presuppone che la forza gravitazionale sia trasmessa istantaneamente con un meccanismo fisico non ben definito e indicato con il termine "azione a distanza". Lo stesso Newton tuttavia riteneva tale *azione a distanza* una spiegazione insoddisfacente del modo in cui la gravità agisse.
2. Il modello di Newton di spazio e di tempo assoluti è stato contraddetto dalla teoria di Einstein della relatività ristretta. Tale teoria prevede che la simultaneità temporale di due eventi sia una proprietà relativa al singolo osservatore, e non una proprietà assoluta indipendente dall'osservatore. Pertanto, nessuna interazione fisica può dipendere dalle posizioni di due corpi in uno stesso istante, dato che per un diverso osservatore le stesse posizioni nello spazio saranno assunte dai due corpi in istanti diversi. In relazione a questo, si dimostra che un'interazione fisica deve trasmettersi attraverso un campo (che risulta quindi un ente fisico a tutti gli effetti, come nell'elettromagnetismo, e non una mera costruzione matematica come è il "campo gravitazionale" nella teoria newtoniana); le variazioni del campo, infine, possono propagarsi solo a velocità finita, non superiore alla velocità della radiazione elettromagnetica nel vuoto.
3. La teoria di Newton non prevede correttamente la precessione del perielio dell'orbita del pianeta Mercurio, dando un risultato in disaccordo con le osservazioni di alcune decine di secondi d'arco al secolo.
4. La teoria di Newton predice che la luce sia deviata dalla gravità, ma questa deviazione è metà di quanto osservato sperimentalmente.
5. Il concetto per cui masse gravitazionali e inerziali sono la stessa cosa (o almeno proporzionali) per tutti i corpi non è spiegato all'interno del sistema di Newton.

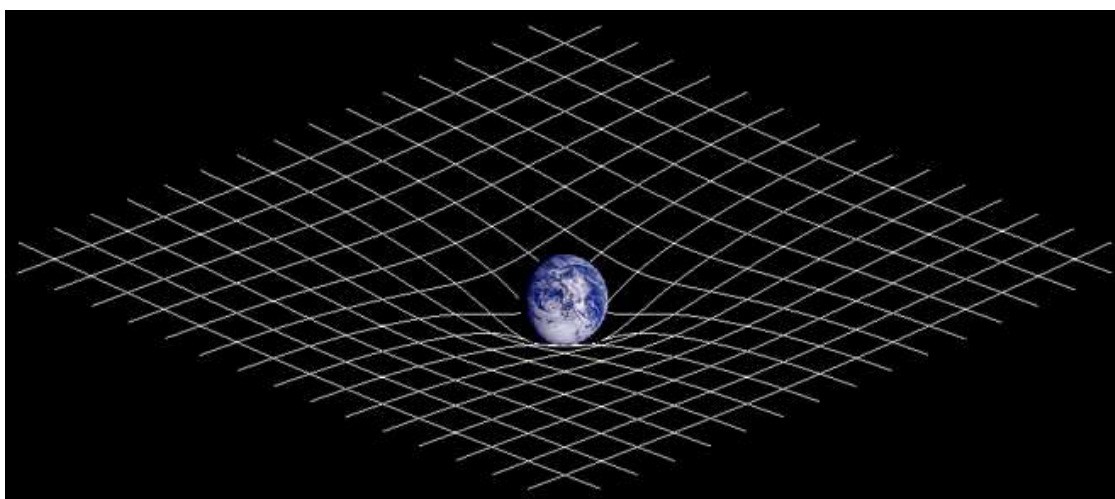
Einstein sviluppò una nuova teoria della gravitazione, denominata relatività generale, pubblicata nel 1915.

Nella teoria di Einstein, la gravità non è una forza, come tutte le altre, ma è la proprietà della materia di deformare lo spazio-tempo. Propriamente, la gravità non è un'interazione

a distanza fra due masse, ma è un *fenomeno mediato* da una deformazione dello spazio-tempo. La presenza di massa (più in generale, di energia e impulso) determina una curvatura della geometria (più esattamente, della struttura metrica) dello spazio-tempo: poiché i corpi che si muovono in "caduta libera" seguono nello spazio-tempo traiettorie geodetiche, e queste ultime non sono rettilinee se lo spazio-tempo è curvo, ecco che il moto degli altri corpi (indipendentemente dalla loro massa) subisce le accelerazioni che classicamente sono attribuite alla "forza di gravità".

I pianeti del Sistema Solare quindi hanno orbite ellittiche non per effetto di una forza di attrazione esercitata direttamente dal Sole, ma perché la massa del Sole incurva lo spazio-tempo. Il campo gravitazionale attorno a una stella è rappresentato dalla soluzione di Schwarzschild delle equazioni di Einstein, soluzione che si ottiene semplicemente assumendo le proprietà di simmetria sferica nello spazio tridimensionale di indipendenza dal tempo. Le equazioni del moto geodetico nella metrica di Schwarzschild permettono di calcolare l'orbita di un pianeta attorno a una stella: per quasi tutti i pianeti del Sistema Solare, la differenza fra queste orbite e i moti descritti dalle leggi di Keplero (soluzioni delle equazioni di Newton) non è osservabile in quanto è molto più piccola degli effetti perturbativi dovuti all'interazione dei pianeti fra loro. L'unica eccezione è rappresentata dal moto di Mercurio, in cui la precessione dell'asse dell'orbita che si osserva è molto maggiore di quanto previsto dalla gravità newtoniana (anche tenendo conto dell'influenza degli altri pianeti), ed è invece in perfetto accordo con la previsione delle equazioni relativistiche. L'osservazione della precessione del perielio di Mercurio è quindi una delle evidenze a favore della relatività generale rispetto alla teoria gravitazionale newtoniana.

Un'ulteriore evidenza osservativa, riscontrata per la prima volta nel corso dell'eclissi solare del 1919 (ma definitivamente confermata da osservazioni su scala extragalattica a partire dal 1980), consiste nell'effetto detto lente gravitazionale: l'immagine di un corpo celeste visto dalla Terra appare spostata rispetto alla posizione reale del corpo (talvolta l'immagine è anche sdoppiata) a causa della deflessione che la luce subisce quando rasenta una regione dello spazio con alta densità di massa. Questo conferma il fatto che la gravitazione deforma lo spazio-tempo, e che tale deformazione è avvertita anche da particelle prive di massa (i fotoni).



Secondo la teoria della relatività, la curvatura e la distorsione dello spazio-tempo sono legate alla distribuzione delle masse e dell'energia.

Altre teorie - relativamente recenti, alcune delle quali sono oggetto di studio da almeno vent'anni (la teoria delle stringhe) ma che non hanno finora dato risposta ai problemi aperti, mentre altre (la teoria di Verlinde) sono in realtà pure ipotesi di lavoro che hanno avuto un occasionale risalto mediatico.

Un diverso approccio meccanicistico della gravità è dato dalla teoria del *Loop Quantum Gravity* e, nell'ambito della teoria delle stringhe, dall'esistenza dei gravitoni.

Il fisico matematico Erik Verlinde propone, rivedendo idee già in circolazione, che la gravità sia interpretabile come la manifestazione di una forza emergente in senso entropico: citando le sue parole la gravità altro non è che un "*effetto collaterale della propensione naturale verso il disordine*". Verlinde, con assoluta moderazione suggerisce che si tratta "di idee che dovrebbero servire da guida per ulteriori studi". Allo stato attuale degli studi, la teoria di Verlinde si delinea come l'ultima e la più motivata delle ipotesi speculative tra, e per, gli addetti ai lavori. Nel luglio 2010 la sua teoria è passata al grande pubblico, tramite la diffusione mediatica e attraverso internet, esautorando la teoria gravitazionale propagandata dal motto: "la gravità non esiste".

6. Energia nucleare

Con energia nucleare (detta anche energia atomica), si intendono tutti quei fenomeni in cui si ha produzione di energia in seguito a trasformazioni nei nuclei atomici: tali trasformazioni sono dette "reazioni nucleari".

L'energia nucleare è una forma di energia che deriva da profonde modifiche della struttura stessa della materia. Insieme alle fonti rinnovabili ed alle fonti fossili, è una fonte di energia primaria, ovvero è presente in natura e non deriva dalla trasformazione di un'altra forma di energia. La Commissione europea si è espressa definendo che il nucleare non è da considerarsi come rinnovabile. Quantunque inoltre rappresenti in gran parte una forma di energia pulita dal punto di vista delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) in atmosfera, presenta diversi altri problemi ambientali e di pubblica sicurezza per quanto riguarda i fenomeni connessi alla radioattività attraverso le scorie radioattive.

A livello internazionale l'Agenzia internazionale per l'energia atomica (IAEA, International Atomic Energy Agency) si occupa di promuovere l'utilizzo pacifico dell'energia nucleare e di impedirne l'utilizzo per scopi militari. Ha funzionalità di sorveglianza e controllo sulla sicurezza degli impianti nucleari esistenti o in progettazione/realizzazione.

Descrizione

Le reazioni che coinvolgono l'energia nucleare sono principalmente quelle di fissione nucleare, di fusione nucleare e quelle legate alla radioattività:

- Nelle reazioni di fissione nucleare (sia spontanea, sia indotta) nuclei di atomi con alto numero atomico (pesanti) come, ad esempio, l'uranio 235 o il plutonio 239, si spezzano producendo nuclei con numero atomico minore, diminuendo la propria massa totale e liberando una grande quantità di energia. Il processo di fissione indotta viene usato per produrre energia nelle centrali nucleari. Le prime bombe atomiche, del tipo di quelle sganciate su Hiroshima e Nagasaki, erano basate sul principio della fissione. Si deve notare che in questo contesto il termine atomico è inesatto o almeno

inappropriato in quanto i processi coinvolti sono viceversa di tipo nucleare, coinvolgendo i nuclei degli atomi e non gli atomi stessi.

- Nelle reazioni di fusione nucleare i nuclei di atomi con basso numero atomico, come l'idrogeno, il deuterio o il trizio, si *fondono* dando origine a nuclei più pesanti e rilasciando una notevole quantità di energia (molto superiore a quella rilasciata nella fissione, a parità di numero di reazioni nucleari coinvolte). In natura le reazioni di fusione sono quelle che producono l'energia proveniente dalle stelle. Finora, malgrado decenni di sforzi da parte dei ricercatori di tutto il mondo, non è ancora stato possibile realizzare, in modo stabile, reazioni di fusione controllata sul nostro pianeta anche se è in sviluppo il progetto ITER, un progetto che con il successore DEMO darà vita alla prima centrale nucleare a fusione del mondo. È invece attualmente possibile ottenere grandi quantità di energia attraverso reazioni di fusione incontrollate come, ad esempio, nella bomba all'idrogeno.
- Le reazioni di decadimento radioattivo coinvolgono i nuclei di atomi instabili che, tramite processi di emissione/cattura di particelle subatomiche (radioattività), tendono a raggiungere uno stato di maggior equilibrio in conseguenza della diminuzione della massa totale del sistema. Quelle in cui si ha la maggiore quantità di energia liberata sono i processi di diseccitazione gamma: le particelle interessate sono fotoni generalmente ad alta energia, ovvero radiazioni elettromagnetiche alle frequenze più alte (anche se più precisamente si ha sovrapposizione fra le frequenze delle emissioni X di origine atomica e gamma di origine nucleare).

Attualmente il dibattito tecnico e mediatico sull'energia nucleare verte in gran parte sulla fissione nucleare, l'unica reazione nucleare ad avere un'applicazione energetica a scopo civile funzionante e matura a livello commerciale tramite le omonime centrali nucleari a fissione, mentre l'energia prodotta da fusione nucleare è ancora in uno stato sperimentale-prototipale di ricerca.

La fissione o scissione nucleare

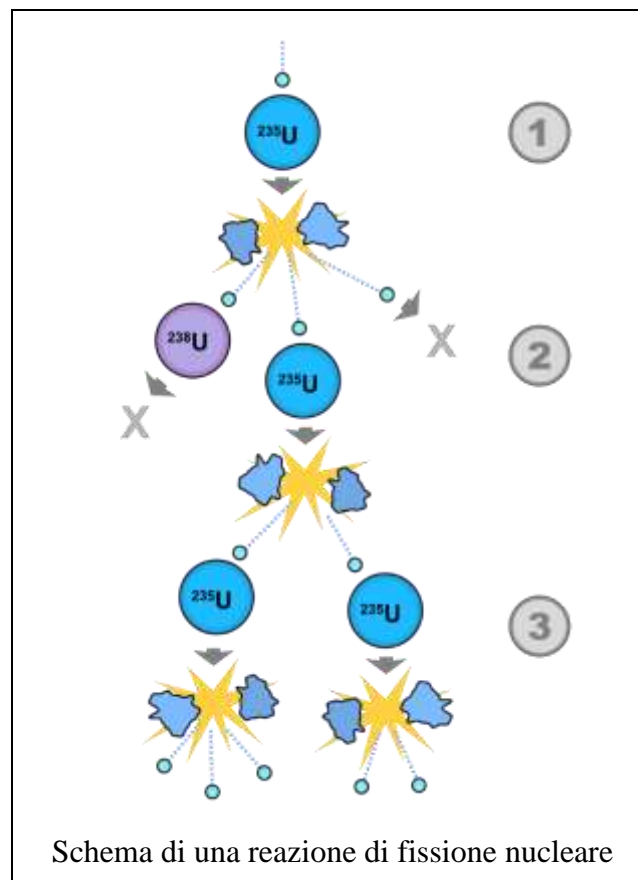
La fissione consiste nel rompere il nucleo dell'atomo per farne scaturire notevoli quantità di energia: quando un neutrone colpisce un nucleo *fissile* (ad esempio di uranio-235) questo si spacca in due frammenti e lascia liberi altri due o tre neutroni (mediamente 2,5).

La somma delle masse dei due frammenti e dei neutroni emessi è leggermente minore di quella del nucleo originario e di quelle del neutrone che lo ha fissionato: la massa mancante si è trasformata in energia. La percentuale di massa trasformata in energia si aggira attorno allo 0,1%, cioè per ogni kg di materiale fissile, 1g viene trasformato in energia.

Se accanto al nucleo fissionato se ne trovano altri in quantità sufficiente e in configurazione geometrica adatta (massa critica), si svilupperà una reazione a catena in grado di auto sostenersi per effetto delle successive fissioni dei nuclei causate dai neutroni secondari emessi dalla prima fissione.

La fissione nucleare dell'uranio e del plutonio è ampiamente sperimentata ed ingegnerizzata da circa 50 anni. Nell'agosto 2007, 439 reattori nucleari di potenza commerciali producono circa il 6% dell'energia primaria e il 13-14% dell'energia elettrica mondiale. Nei 35 paesi dell'OCSE l'energia elettronucleare costituisce il 30% del totale dell'energia elettrica prodotta. A parte il rischio di incidenti, il maggiore problema ancora

insoluto è costituito dalle scorie radioattive, che rimangono pericolose per migliaia se non milioni di anni.



Neutrone

Il **neutrone** è una particella subatomica costituita da un quark up e due quark down, con carica elettrica netta pari a zero.

In quanto formato da quark appartiene alla famiglia degli adroni ed in particolare al gruppo dei barioni. Avendo spin semi-intero è un fermione.

Ha massa a riposo di 939,57 MeV/c², leggermente superiore a quella del protone, e ad eccezione del più comune isotopo dell'idrogeno (il cui nucleo atomico consiste di un singolo protone) il neutrone compone i nuclei insieme al protone, con il quale si trasforma in continuazione mediante l'emissione e l'assorbimento di pioni.

Al di fuori del nucleo i neutroni sono instabili e hanno un'emivita di circa 15 minuti. Decadono in un protone emettendo un elettrone e un antineutrino, secondo la reazione $n \rightarrow p + e^- + \bar{\nu}_e$ che prende il nome di decadimento beta e che si verifica anche in alcuni nuclei.

Massa critica

In fisica nucleare con il termine **massa critica** di un materiale fissile si indica la quantità di tale materiale necessaria affinché una reazione nucleare a catena possa autosostenersi in maniera autonoma.

In questa condizione, detta di *criticità*, nel caso della fissione nucleare il naturale decadimento radioattivo del materiale fissile determina l'avvio spontaneo di una reazione a catena che si autosostenta a partire dai neutroni rilasciati dai precedenti eventi o processi di fissione, con conseguente emissione di grandi quantitativi di energia e radiazioni ionizzanti.

Questa condizione fisica è dunque necessaria e sufficiente in campo energetico per il funzionamento dei reattori nucleari ed una condizione minimale a partire dalla quale è possibile ottenere esplosioni atomiche con le relative armi atomiche.

La massa critica di un materiale fissile dipende naturalmente dalle proprietà nucleari (per esempio la sezione d'urto per la fissione), e dalle proprietà fisiche (in particolare la densità), la forma e la purezza (materiali impuri contengono assorbitori neutronici). Circondare il materiale fissile con un riflettore di neutroni riduce la massa necessaria, mentre miscelare al fissile un assorbitore neutronico la fa aumentare: infatti il riflettore diminuisce le fughe di neutroni verso l'esterno concentrandole sul materiale fissile mentre al contrario l'assorbitore riduce il numero di neutroni disponibili per la reazione a catena.

Reazione a catena

In fisica e in chimica con il termine **reazione a catena** o **effetto valanga**, si indicano quei fenomeni in cui una reazione o un evento genera tra i suoi prodotti alcuni prodotti uguali a quelli che hanno dato origine alla reazione e sono in grado di iniziarne una nuova. Nel caso delle reazioni chimiche ciò comporta che durante la reazione gli intermedi di reazione vengano ricreati dalla reazione stessa. Perché si abbia una reazione a catena è necessario che il numero delle nuove reazioni create dai prodotti di ogni singola reazione sia maggiore di uno.

Esempi di utilizzo sono la moltiplicazione dei fotoni all'interno dei fotomoltiplicatori negli scintillatori e le reazioni nucleari a catena controllate in un reattore nucleare. Tra gli innumerevoli dispositivi a stato solido esiste un tipo di diodo definito proprio "a valanga" (*avalanche diode*).

OCSE

L'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE) – in inglese Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), e in francese Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) – è un'organizzazione internazionale di studi economici per i paesi membri, paesi sviluppati aventi in comune un'economia di mercato.



L'organizzazione svolge prevalentemente un ruolo di assemblea consultiva che consente un'occasione di confronto delle esperienze politiche, per la risoluzione dei problemi comuni, l'identificazione di pratiche commerciali e il coordinamento delle politiche locali e internazionali dei paesi membri.

L'OCSE conta 35 paesi membri e ha sede a Parigi nello Château de la Muette.

La struttura istituzionale dell'OCSE comprende:

- un consiglio composto da un rappresentante per ogni paese;
- un comitato esecutivo composto dai rappresentanti di delegazioni permanenti di 14 membri eletti annualmente;

- i comitati e i gruppi di lavoro specializzati;
- le delegazioni permanenti dei paesi membri sotto forma di missioni diplomatiche dirette quindi dagli ambasciatori;
- il segretariato internazionale, a disposizione dei comitati e degli altri organi.

	■ Paesi fondatori ■ Altri Paesi membri	
	Segretario generale	 Ángel Gurría
	Direttore	Anthony Rottier, executive director
	Lingue ufficiali	Inglese, francese

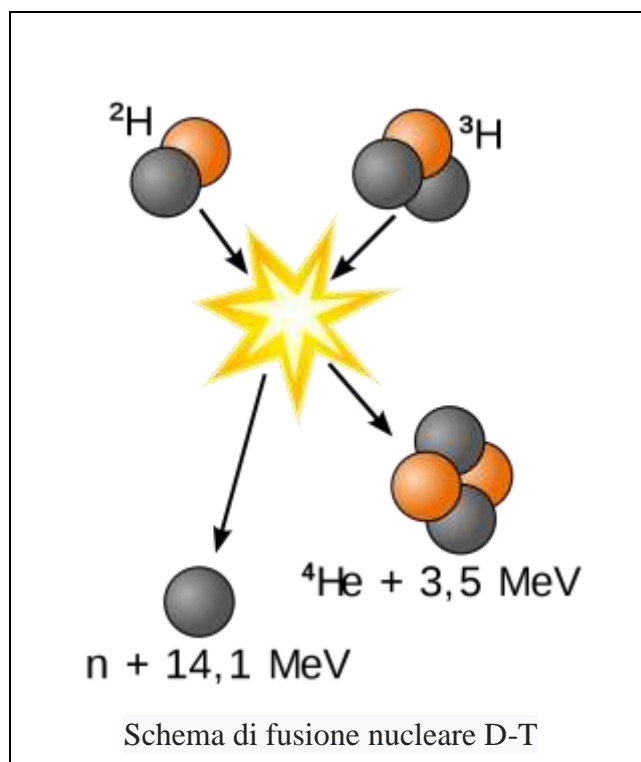
La fusione nucleare

Un procedimento per ottenere energia dall'atomo è la fusione nucleare. Essa è esattamente l'opposto della fissione: invece di spezzare nuclei pesanti in piccoli frammenti, unisce i nuclei leggeri (a partire dall'idrogeno, composto da un solo protone) in nuclei più pesanti: la massa di questi ultimi è minore della somma di quelli originari, e la differenza viene emessa come energia sotto forma di raggi gamma ad alta frequenza e di energia cinetica dei neutroni emessi. La percentuale di massa trasformata in energia si aggira attorno all'1%, un quantitativo comunque enorme per la legge di conservazione della massa/energia.

Perché la fusione avvenga, i nuclei degli atomi devono essere fatti avvicinare nonostante la forza di repulsione elettrica che tende a respingerli gli uni dagli altri, e sono quindi necessarie temperature elevatissime, milioni di gradi centigradi. La fusione nucleare avviene normalmente nel nucleo delle stelle, compreso il Sole, dove tali condizioni sono normali. A causa di queste difficoltà, al giorno d'oggi l'uomo non è ancora riuscito a far avvenire la fusione in modo controllato e affidabile se non per qualche decina di secondi (quello incontrollato esiste: la bomba termonucleare). Un modo per contenere il plasma a milioni di gradi, derivante della fusione dei nuclei d'idrogeno, sarebbe quella di inserire il plasma in un enorme campo magnetico facendo "fluttuare" il plasma senza che esso tocchi alcun materiale, purtroppo questo campo magnetico richiederebbe un enorme quantità di energia elettrica, per alimentarsi, quasi superiore all'energia ricavata dalla fusione stessa. Per questo la fusione nucleare non è stata ancora sviluppata sulla terra. Gli esperimenti odierni si concentrano sulla fusione di alcuni isotopi dell'idrogeno, il deuterio e il trizio, che fondono con maggiore facilità rispetto all'idrogeno comune prozio.

Negli ultimi sessant'anni è stato profuso un notevole sforzo teorico e sperimentale per mettere a punto la fusione nucleare: al momento il progetto più avanzato volto alla realizzazione di energia elettrica da fusione è ITER, un reattore a fusione termonucleare

attualmente in fase di costruzione. Gli addetti ai lavori prevedono che la realizzazione di un reattore a fusione operativo destinato alla produzione di massa di energia richiederà ancora pochi decenni, DEMO è il prototipo di questo tipo di centrale, in fase di studio dagli stessi partecipanti al progetto ITER.



La radioattività o decadimento radioattivo

La **radioattività**, o **decadimento radioattivo**, è un insieme di processi fisico-nucleari attraverso i quali alcuni nuclei atomici *instabili* o *radioattivi* (radionuclidi) decadono (trasmutano), in un certo lasso di tempo detto tempo di decadimento, in nuclei di energia inferiore raggiungendo uno stato di maggiore stabilità con emissione di radiazioni ionizzanti in accordo ai principi di conservazione della massa/energia e della quantità di moto. Il processo continua più o meno velocemente nel tempo finché gli elementi via via prodotti, eventualmente a loro volta radioattivi, non raggiungono una condizione di stabilità attraverso la cosiddetta catena di decadimento.

Stabilità

Ogni atomo è formato da un nucleo contenente protoni, neutroni e da un numero di elettroni che gli orbitano intorno, equivalente a quello dei protoni. Essendo tutti carichi positivamente i protoni tendono a respingersi per via della forza di Coulomb e, se non ci fossero altre forze a tenerli uniti, i nuclei non sarebbero stabili. A rendere invece stabili i nuclei atomici è la cosiddetta *forza nucleare forte*.

Quando le forze all'interno del nucleo non sono però perfettamente bilanciate (ovvero il nucleo è instabile) questo tende spontaneamente a raggiungere uno stato stabile attraverso l'emissione di una o più particelle.

Molti degli isotopi esistenti in natura sono stabili, però alcuni isotopi naturali e buona parte degli isotopi artificiali sono instabili. Tale instabilità induce la spontanea

trasformazione in altri isotopi che si accompagna con l'emissione di particelle atomiche. Questi isotopi sono chiamati isotopi radioattivi, radionuclidi, o radioisotopi. La disintegrazione (o decadimento radioattivo) è la trasformazione di un atomo radioattivo che decade in un altro atomo, il quale può essere anch'esso radioattivo oppure stabile.

La maggior parte degli isotopi teoricamente possibili è instabile, solo una stretta fascia di rapporti Z/A (numero atomico su numero di massa, cioè numero di protoni su somma di neutroni e protoni) risulta invece stabile. In particolare, per numeri atomici bassi (fino a circa $Z=20$) sono stabili gli isotopi che hanno un rapporto Z/A di circa $\frac{1}{2}$ (cioè hanno lo stesso numero di protoni e neutroni); per atomi più pesanti il numero di neutroni deve eccedere leggermente in numero di protoni. Per $Z>82$ non ci sono isotopi stabili.

Meccanismo

Storicamente (in seguito agli studi di Ernest Rutherford) i decadimenti nucleari sono stati raggruppati in tre classi principali:

- decadimento alfa
- decadimento beta
- decadimento gamma

A questa prima classificazione, in seguito a ulteriori investigazioni sul fenomeno, si sono aggiunte l'emissione di neutroni, l'emissione di protoni e la fissione spontanea. Mentre il decadimento alfa e il decadimento beta cambiano il numero di protoni nel nucleo e quindi il numero di elettroni che vi orbitano attorno (cambiando così la natura chimica dell'atomo stesso), il decadimento gamma avviene fra stati eccitati dello stesso nucleo e comporta solo la perdita di energia.

Tempo di decadimento

Il momento esatto in cui un atomo instabile decadrà in uno più stabile è ritenuto casuale e imprevedibile. Ciò che si può fare, dato un campione di un particolare isotopo, è notare che il numero di decadimenti rispetta una precisa legge statistica. Il numero di decadimenti che ci si aspetta avvenga in un intervallo dt è proporzionale al numero N di atomi presenti. Questa legge può essere descritta tramite la equazione differenziale del primo ordine (in cui λ è la costante di decadimento):

$$\dot{N} = -\lambda N$$

con questa soluzione (in cui e è il numero di Eulero):

$$N(t) = N_0 e^{-\lambda t}$$

che rappresenta un decadimento esponenziale. Bisogna notare che questa rappresenta solamente una soluzione approssimata, in primo luogo perché rappresenta una funzione continua, mentre l'evento fisico reale assume valori discreti, poiché descrive un processo casuale, solo statisticamente vero. Comunque, poiché nella gran parte dei casi N è estremamente grande, la funzione fornisce un'ottima approssimazione.

Oltre alla costante di decadimento λ il decadimento radioattivo è caratterizzato da un'altra costante chiamata vita media. Ogni atomo vive per un tempo preciso prima di decadere e la vita media rappresenta appunto la media aritmetica sui tempi di vita di tutti gli atomi della stessa specie. La vita media viene rappresentata dal simbolo τ , legato a λ dalla:

$$\tau = \frac{1}{\lambda}$$

Un altro parametro molto usato per descrivere un decadimento radioattivo è dato dalla emivita o tempo di dimezzamento $t_{1/2}$. Dato un campione di un particolare radionuclide, il tempo di dimezzamento ci dice dopo quanto tempo saranno decaduti un numero di atomi pari alla metà del totale ed è legato alla vita media dalla relazione:

$$t_{\frac{1}{2}} = \frac{\ln 2}{\lambda}$$

Queste relazioni ci permettono di vedere che molte delle sostanze radioattive presenti in natura sono ormai decadute, e quindi non sono più presenti in natura, ma possono essere prodotte solo artificialmente. Per avere un'idea degli ordini di grandezza in gioco, si può dire che la vita media dei vari radionuclidi può variare da 109 anni fino a 10–12 secondi.

L'insieme degli elementi ottenuti per decadimenti successivi costituisce una famiglia radioattiva. In natura esistono tre famiglie radioattive principali: la famiglia dell'uranio, quella dell'attinio e quella del torio.

Fonti di radioattività

La radioattività presente nell'ambiente può essere di natura sia artificiale che naturale: il contributo principale alla dose assorbita annualmente da ciascun individuo deriva dalla radioattività naturale, che è responsabile di circa l'80% della dose totale. Di questa, circa il 30% è dovuta al potassio (isotopo ^{40}K , generato per irraggiamento del potassio naturale dai raggi cosmici che riescono ad arrivare al suolo): il 15% al gas radon emanato dal sottosuolo, il 15% dai materiali da costruzione e il 13% (al livello del mare) dalla radiazione cosmica. Più si sale in quota, più la radiazione cosmica aumenta, perché si assottiglia lo strato di aria che ne assorbe la maggior parte: a 5500 metri di altitudine la dose annuale assorbita sale a circa il doppio di quella al livello del mare.

Il potassio 40 è responsabile di quasi tutta la radioattività naturale presente all'interno del corpo umano.

Le fonti artificiali (o tecnologiche) sono principalmente legate all'impiego dei radioisotopi in medicina a scopo diagnostico (scintigrafia) o terapeutico (Brachiterapia, cobaltoterapia, Terapia radiometabolica)

Esistono tre forme distinte di radioattività classificate per modo di decadimento: sono i raggi alfa, i raggi beta e i raggi gamma. A queste tre forme si aggiungono i neutroni liberi derivanti dalla fissione spontanea degli elementi più pesanti. Ognuno di questi tipi di radioattività ha proprietà e pericolosità diverse. La tabella elenca le forme di radioattività, le particelle coinvolte, la distanza percorsa, la capacità di provocare fissione e trasmutazione.

Tipo di emissione	Particella	Distanza percorsa in aria	provoca trasmutazione	provoca fissione
Raggi alfa	42He	circa 6-7 cm	Sì	Sì
Raggi beta	elettroni (β^-) e positroni (β^+)	circa 5-7 metri	No	No
Raggi gamma	fotoni provenienti dal nucleo (onde elettromagnetiche)	statistica, qualche km	No	No
Raggi X	fotoni provenienti dagli orbitali elettronici (soprattutto K): onde elettromagnetiche	statistica, qualche km	No	No
Neutroni liberi	neutroni	statistica, da 30 a 300 m	Sì	Sì

I raggi alfa e beta sono composti di particelle con carica elettrica, perciò interagiscono quasi immediatamente con la materia circostante, e vengono assorbiti quasi tutti entro una determinata distanza: i raggi gamma e i neutroni invece, elettricamente neutri, vengono assorbiti solo per urto diretto contro un atomo o un nucleo atomico, e percorrono distanze molto maggiori. Inoltre non esiste una distanza limite per il loro assorbimento ma vengono assorbiti esponenzialmente: cioè, all'aumentare del cammino percorso dal fascio, "sopravvive" una frazione sempre più piccola (per l'impossibilità pratica attuale di misurarla, ma stimata sempre diversa da zero) delle particelle originarie.

Radiazione secondaria

Quando una particella radioattiva viene assorbita, essa trasferisce la sua energia al nucleo o all'atomo che l'ha catturata, eccitandolo: l'atomo catturatore poi riemette questa energia sotto forma di una nuova radiazione (raggi gamma o raggi X) o altre particelle (raggi beta o neutroni termici) di minore energia rispetto a quelle assorbite; inoltre l'impatto di particelle cariche di alta energia provoca l'emissione di raggi X (per *bremstrahlung*, radiazione di frenamento) nel materiale di assorbimento. Nel progetto di schermature contro le radiazioni è sempre necessario tenere conto di quali tipi di particelle si debbono fermare e di quali emissioni secondarie si avranno.

Schermature antiradiazioni

Quanta più massa è concentrata in un dato spazio tanto più sarà probabile che abbia luogo l'assorbimento di una data particella vagante in quello spazio: questo è il motivo per cui in genere si usa un rivestimento di piombo, molto denso e assorbente, per schermare oggetti, contenitori e quant'altro dalla radioattività. Il piombo ha inoltre il vantaggio di essere l'elemento finale del decadimento dell'uranio e della sua famiglia, quindi nuclearmente molto stabile e poco soggetto a trasmutarsi, in tempi "umani", in altri elementi.

Fermare completamente emissioni di raggi alfa e beta è molto semplice e richiede pochi millimetri di un qualunque materiale solido o qualche decina di centimetri di aria; un efficace schermo contro i fotoni costituenti dei raggi X e gamma deve essere più spesso, e di materiale molto denso, come acciaio o piombo. Più complesso invece schermare una radiazione neutronica, poiché queste particelle penetrano e vanno molto in profondità: i neutroni, a seconda della loro energia e del materiale, possono reagire con i nuclei in diversi modi e per progettare uno schermo efficace si usano schermature multistrato; la parte interna è costruita con materiali pesanti (ad esempio il ferro), mentre la parte esterna con materiali leggeri.

Effetti della radioattività

L'effetto delle radiazioni nucleari su materiale non vivente è dovuto sostanzialmente a due cause: la ionizzazione e conseguente rottura dei legami chimici e la trasmutazione di alcuni nuclei in altri elementi.

Effetti sui materiali

La trasmutazione rende necessaria una attenta scelta degli acciai e delle altre leghe metalliche destinate a operare in ambienti radioattivi, perché l'accumulo radioattivo ne cambia la composizione chimica e fisica e può far loro perdere le necessarie caratteristiche di resistenza meccanica, stabilità e durata nel tempo, chimica e fisica; anche il cemento va incontro agli stessi inconvenienti, seppure in modo meno marcato. Inoltre, i nuclei trasmutati sono in parte anch'essi radioattivi; perciò il materiale, se esposto in via permanente alle radiazioni, con il passare del tempo accumula al suo interno isotopi instabili e diventa sempre più radioattivo. Questo è il motivo principale per cui le centrali nucleari hanno un limite di vita operativa prefissato (alcuni decenni), al termine del quale devono essere smantellate.

Inoltre la radioattività è in grado di rendere inutilizzabile un circuito elettronico basato su semiconduttori, trasmutando gli atomi di silicio e alterando le deboli concentrazioni di elementi droganti da cui tali componenti elettronici derivano le loro capacità.

Effetti biologici

L'effetto biologico è dovuto invece in massima parte alle proprietà ionizzanti: distruggendo i legami fra molecole, le radiazioni danneggiano le cellule generando radicali liberi. Ma soprattutto alterano le grandi macromolecole del DNA e dell'RNA, causando danni somatici e genetici; tale effetto è prodotto principalmente dalle radiazioni gamma, più energiche e penetranti delle particelle alfa e beta. Inoltre alterano le funzioni e gli apporti degli oligoelementi nel metabolismo organico.

Il momento in cui le cellule sono più vulnerabili in rapporto alle radiazioni, è quello della riproduzione (mitosi o meiosi), in cui il DNA è in fase di duplicazione, le strutture del

nucleo sono dissolte e gli enzimi che assicurano l'integrità del materiale genetico non possono operare. L'effetto macroscopico più vistoso della radioattività sulle cellule, quindi, è il rallentamento della velocità di riproduzione: le popolazioni di cellule che si riproducono molto rapidamente sono più vulnerabili di quelle che lo fanno lentamente. In virtù di questo fatto, gli organi più sensibili alle radiazioni sono il midollo osseo emopoietico e il sistema linfatico.

A livello dell'intero organismo invece, sia nell'uomo che negli animali superiori si nota un precoce invecchiamento dell'organismo correlato alla dose totale di radiazione assorbita, sia con forti dosi istantanee che con l'esposizione prolungata a bassi livelli di radioattività.

Midollo osseo e sangue

È il tessuto del corpo umano più colpito. La prima conseguenza dell'irraggiamento è la diminuzione dei globuli bianchi nel sangue (leucopenia), seguita dalla diminuzione delle piastrine, che causa le emorragie e, se il danno è molto grave, da quella dei globuli rossi (anemia). Se il danno non stermina completamente le cellule staminali emopoietiche questo tessuto si riprende più in fretta dopo l'irraggiamento.

Sistema linfatico

Nel sistema linfatico la conseguenza principale della radiazione è l'infezione dei linfonodi e della milza conseguente alla morte dei linfociti presenti.

Sistema digerente

L'intestino tenue è la porzione del tratto gastrointestinale radiosensibile, mentre l'esofago e lo stomaco lo sono meno. Con un danno lieve, le cellule della mucosa intestinale iniziano a riprodursi in modo discontinuo e a secernere più muco, che insieme alle cellule morte può dare origine a occlusioni. Con l'aumentare della dose compaiono ulcerazioni che, per il ridotto numero di globuli bianchi, si infettano facilmente.

Organi genitali

Il danno può essere sia somatico (sterilità, permanente o meno) che genetico. Le femmine sono più sensibili dei maschi. Il danno genetico consiste in mutazioni che possono essere trasmesse alle generazioni successive.

Sistema nervoso

Il sistema nervoso centrale è tra i tessuti meno radiosensibili, mentre la colonna vertebrale e i nervi periferici lo sono di più. Con forti dosi assorbite si può avere una ischemia, per via del danno subito dai capillari cerebrali.

Tiroide e sistema endocrino

La tiroide, la ghiandola pituitaria, le surrenali e le altre ghiandole non sono particolarmente radiosensibili. Per motivi metabolici però la tiroide concentra in sé quasi tutto lo iodio presente nell'organismo; essendo l'isotopo radioattivo ^{131}I molto comune, quest'organo può assorbire dosi massicce di radioattività se si respira aria o si ingeriscono alimenti contaminati.

Occhio

La retina non è molto radiosensibile, ma il cristallino, composto di cellule morte e che quindi non può ripararsi, perde rapidamente la sua trasparenza all'aumentare della dose assorbita, sviluppando una cataratta.

Polmoni

Il polmone, venendo a contatto con l'aria esterna, è colpito direttamente da particelle radioattive inalate con la respirazione che si depositano nei suoi alveoli: per questo è certamente necessario indossare maschere antigas durante l'operazione in aree contaminate da sostanze, polveri, vapori o gas radioattivi. La principale fonte di contaminazione polmonare è il Radon, che essendo un gas radioattivo, può facilmente essere inspirato e depositarsi (esso o i suoi prodotti di decadimento) nei polmoni.

Fegato, reni, cuore e sistema circolatorio

Sono tutti organi molto poco radiosensibili. Il fegato e la cistifellea possono ricevere danni in caso di contaminazione con particolari isotopi radioattivi, come l'oro; ma in generale si registra un danno solo con dosi di radiazione molto elevate.

Pelle e capelli

La pelle ha una vulnerabilità particolare poiché, se non protetta, riceve tutti e tre i tipi di radiazione (alfa, beta e gamma). Il danno che riceve è tanto più elevato quanto meno le radiazioni sono penetranti: viene danneggiata poco dai raggi gamma e molto di più dalle radiazioni alfa e beta. Per bassi livelli di radiazioni si sviluppa un eritema; se l'irraggiamento aumenta può formarsi una neoplasia epiteliale. La capacità di riparazione del danno subito è comunque molto elevata.

La crescita dei capelli si arresta completamente; quelli presenti cadono in maggiore o minore quantità in base alla dose assorbita. Dopo alcune settimane ricominciano a crescere, talora con caratteristiche diverse da quelle che avevano prima.

Apparato muscoloscheletrico

I muscoli e lo scheletro in genere sono in complesso i tessuti meno danneggiati dalle radiazioni; tuttavia alcuni isotopi dello stronzio o del plutonio si concentrano proprio nel midollo osseo, nel qual caso il danno può essere molto grave e portare a leucemia o altre neoplasie.

Da notare che non tutte le specie animali e vegetali hanno la stessa suscettibilità alle radiazioni: per esempio gli scarafaggi possono sopportare senza gravi danni tassi di radioattività molto al di sopra di quelli letali per l'uomo, e un batterio, il *Deinococcus radiodurans*, sopravvive a dosi di radiazioni 1000 volte superiori alla dose letale per l'uomo.

Effetti nell'uomo

Gli effetti delle radiazioni ionizzanti si suddividono in "Effetti Deterministici" ed "Effetti Stocastici" (ICRP 60 International Commission on Radiological Protection), a seconda se sono correlati direttamente o meno alla dose assorbita. Per via della suscettibilità al cancro al seno, le donne hanno un 40% di probabilità in più di accusare effetti stocastici rispetto agli uomini.

Effetti deterministici

Gli effetti deterministici:

- sono attribuibili direttamente all'irraggiamento (c'è una relazione diretta causa-effetto);
- derivano dalla inattivazione delle strutture vitali della cellula;
- si manifestano subito dopo l'irradiazione;
- si manifestano solo se l'assorbimento supera una dose ben precisa detta "dose soglia",
- la loro gravità cresce al crescere della dose assorbita (perciò detti anche "effetti graduati").

Gli effetti deterministici sono eritemi cutanei, particolari dermatiti (*dermatiti da radiazioni* appunto), cataratta, anemia e leucopenia. Nei casi più gravi si hanno emorragie delle mucose e del tratto intestinale, perdita di capelli e peli. Se la dose assorbita non era letale, gli effetti deterministici regrediscono nel giro di alcune settimane, con sopravvivenza e guarigione più o meno completa.

Effetti stocastici

Gli effetti stocastici:

- non dipendono dalla dose assorbita;
- derivano da danni al nucleo cellulare e in particolare al DNA;
- non si manifestano subito; possono verificarsi o meno, in un futuro imprecisato.

Dopo l'irraggiamento, il DNA potrà essere danneggiato in maniera reversibile o irreversibile; nel caso in cui la struttura del DNA non venisse riparata (o riparata in modo errato) la cellula darebbe vita a una progenie di cellule geneticamente modificate che dopo un certo periodo di latenza potranno dar luogo a patologie come tumori o leucemie. Aumenta pertanto la probabilità che il paziente, prima o poi, venga colpito da certi tipi di tumore.

Usi in medicina

Le particelle beta vengono usate per la PET, ovvero Tomografia a Emissione di Positroni (altro termine con cui vengono indicate le particelle β^+).

I raggi X vengono utilizzati per le radiografie utilizzando la proprietà di queste radiazioni di penetrare in modo diverso i tessuti con minor o maggiore densità.

Misura della radioattività

La radioattività si misura mediante l'attività dell'isotopo che la genera. L'attività si misura in:

- Becquerel
- Rutherford
- Curie

Scorie radioattive

Il procedimento di fissione nucleare produce materiali residui ad elevata radioattività. Si tratta di pastiglie di combustibile esaurito (uranio, plutonio ed altri radioelementi) che

vengono estratte dal reattore per essere sostituite, nonché dei prodotti di fissione. I prodotti di fissione, emettendo delle radiazioni penetranti, sono molto radiotossici e richiedono dunque precauzioni nel trattamento di smaltimento. Occorre ricordare che i prodotti di fissione rappresentano solo una piccola percentuale del combustibile esaurito, che per circa il 95% è ancora di composti dell'uranio (U-238). La radioattività degli elementi estratti da un reattore si riduce nel tempo secondo il fenomeno naturale del decadimento radioattivo ma i tempi necessari a farla rientrare entro standard di accettabilità biologica per il corpo umano sono lunghi. I tempi di decadimento radioattivo variano inoltre a seconda dell'elemento oscillando da pochi giorni a centinaia di migliaia o milioni di anni. Gli elementi a maggiore radiotossicità decadono molto rapidamente, mentre quelli che decadono in milioni di anni sono a basso impatto biologico.

A causa della elevata composizione di uranio, che anche se non è l'isotopo fissile, è però U-238 fissionabile, il problema della gestione delle scorie radioattive inteso come "combustibile esausto", va suddiviso in due fasi. Una prima fase è quella di immagazzinamento per il suo contenuto in U-238, in attesa che si renda economicamente conveniente l'utilizzo di cicli nucleari che si basano su isotopi fissionabili, come l'U-238 ed il Th-232, al posto dell'attuale ciclo che poggia le sue basi di funzionamento sulla presenza di sufficienti isotopi fissili, ad esempio, l'U-235. La fase successiva sarà perciò quello del recupero del combustibile esaurito dai depositi di scorie radioattive, la eventuale separazione di prodotti di fissione "velenosi" per la reazione nucleare utilizzata, e il confinamento a lungo termine di questi "scarti" che possono definirsi le "vere scorie nucleari".

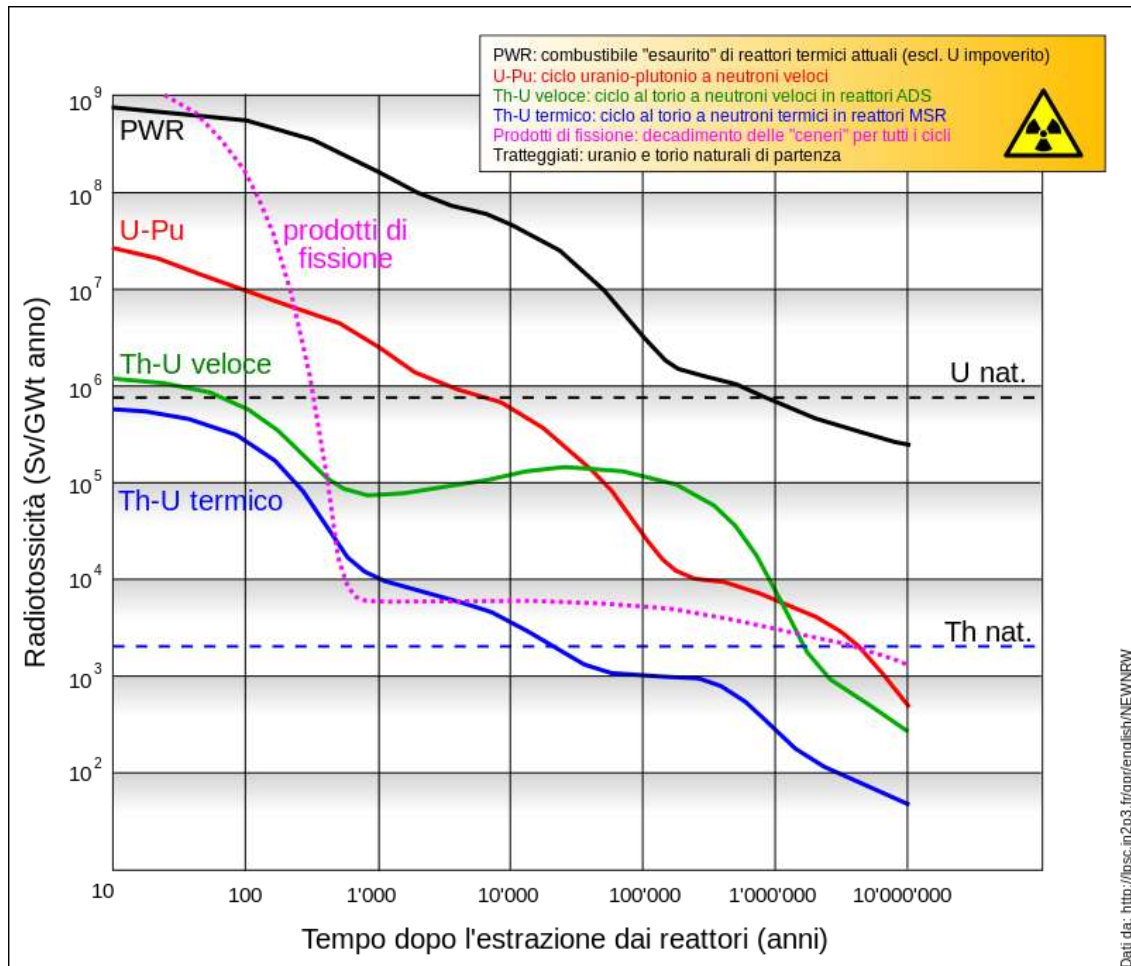
Esistono attualmente due modi principali per smaltire le scorie, rigorosamente legati a preliminari studi di natura geologica riguardanti il sito di destinazione: per le scorie a basso livello di radioattività si tende a ricorrere al cosiddetto *deposito superficiale*, ovvero il confinamento in aree terrene protette e contenute all'interno di barriere ingegneristiche; per le scorie a più alto livello di radioattività si ricorre invece al *deposito geologico*, ovvero allo stoccaggio in bunker sotterranei schermati. Inoltre vengono sfruttati anche degli impianti di riprocessamento in grado di estrarre l'uranio, il plutonio e gli altri attinoidi (detti *minori*, prevalentemente nettunio, americio e curio) dalle scorie e renderlo riutilizzabile nel processo di fissione nucleare.

Le scorie inoltre potranno essere riprocessate in altre tipologie di reattori (*Nuclear Transmuters* o trasmutatori con fattore di conversione $c < 0,7$) con auspicata produzione collaterale di energia elettrica. Nel caso esse vengano riprocessate col solo obiettivo di diminuirne la radioattività, sarà necessario un tempo di almeno 40 anni per assistere a un calo della radioattività del 99,9%.

Un ulteriore metodo in fase di studio per la trasmutazione delle scorie nucleari (ADS) si basa sull'impiego di un acceleratore di protoni di alta energia (600 MeV - 2 GeV), accoppiato con un reattore nucleare subcritico, avente come barre di combustibile il materiale da trasmutare sotto forma di MOX o altro. Anche in questo caso si ipotizza la possibilità che il sistema sia energeticamente autosufficiente, con la produzione collaterale di energia.

Nel caso della fusione nucleare, la produzione di energia avviene senza emissioni di gas nocivi o gas serra, e con la produzione di modeste quantità di trizio: un isotopo dell'idrogeno con un tempo di dimezzamento di 12,33 anni la cui radioattività non supera la barriera della pelle umana, e che non è quindi pericoloso per l'uomo se non viene

ingerito. In ogni caso, i tempi di dimezzamento della radioattività residua sarebbero confrontabili con la vita media della centrale (decine d'anni). Inoltre un reattore a fusione nucleare, a seconda della tecnologia usata, genera quantità variabili di materiale irradiato, di cui è richiesto lo smaltimento come scorie nucleari.



Radiotossicità (in sievert per gigawatt termico all'anno) del combustibile esausto scaricato dai reattori per diversi cicli del combustibile, in funzione del tempo. È altresì indicato l'andamento dei prodotti di fissione (approssimativamente simile per tutti i cicli) e la radiotossicità dell'uranio naturale e del torio 232 di partenza.

Applicazioni

a) Le batterie nucleari

Le batterie nucleari sono dei dispositivi che riescono a generare corrente tramite il decadimento radioattivo degli elementi in esse contenute, principalmente plutonio. Sono utilizzate principalmente in medicina (in alcuni pacemaker) e nell'industria aerospaziale, in quanto riescono a fornire una corrente stabile e duratura nel tempo (la stabilità è data dal tempo di decadimento del radioisotopo utilizzato mentre la durezza è data dallo stress da bombardamento di particelle ionizzanti da parte del materiale che genera elettricità, in genere un semiconduttore).

Ultimamente sono stati fatti studi molto promettenti per migliorare la durata di queste batterie, utilizzando per esempio semiconduttori allo stato liquido, che si degradano più lentamente di uno allo stato solido.

b) Il reattore a fissione

Con reattore si intende uno spazio confinato all'interno del quale far avvenire le reazioni di fissione in maniera controllata. A partire dagli anni quaranta del Novecento sono stati ideati moltissimi tipi di reattore, con caratteristiche e scopi diversi. Lo scopo iniziale è stato la produzione di materiale adatto alla realizzazione degli arsenali atomici; solo in un secondo tempo a questa motivazione si è affiancata la produzione di energia elettrica.

Tutti i reattori sono dotati di un sistema di barre di controllo che permette di regolare la reazione e quindi la potenza generata, nonché di aperture per consentire l'inserimento del materiale fissile e l'estrazione del "combustibile" esausto. Il tutto è racchiuso in un contenitore di acciaio ferritico pieno di acqua o di un altro moderatore (spesso grafite) che permette alla reazione di svilupparsi in modo regolare. L'acqua è molto spesso anche usata come fluido termovettore, cioè per raffreddare il nocciolo del reattore (che altrimenti fonderebbe) e nel contempo -scaldandosi- per generare vapore da inviare alle turbine. In taluni reattori anziché normale acqua vengono usate altre sostanze, quali gas o leghe metalliche a basso punto di fusione (per esempio contenenti sodio o piombo). In ogni caso tali fluidi di raffreddamento -essendo radioattivi- circolano in un circuito chiuso.

Il "combustibile" di gran lunga più diffuso è l'uranio arricchito (cioè con una percentuale di uranio-235 maggiore del normale), ma non è l'unico materiale fissile utilizzabile, si può utilizzare il Plutonio nel combustibile MOX o il Torio-233 nei reattori al torio, in cui l'isotopo Th232 viene trasmutato in Th233.

c) La centrale elettrica a fissione

Il suo funzionamento è molto simile a quello di una convenzionale centrale termoelettrica con la sola differenza che l'acqua viene riscaldata dall'energia liberata da un reattore nucleare dove il materiale fissile viene fissionato.

Tre sono le parti principali di una centrale nucleare attuale:

- *Edificio di contenimento del reattore*: enorme cilindro di cemento armato e/o acciaio nella cui parte centrale è collocato il circuito refrigerante e il reattore vero e proprio;
- *Sala macchine*: un edificio dove sono alloggiate le turbine e l'alternatore con i loro circuiti ausiliari;
- *Edifici ausiliari*: contengono le piscine schermate per la conservazione temporanea del combustibile esausto e radioattivo della centrale più gli altri circuiti ausiliari necessari al normale funzionamento e all'emergenza.

Il funzionamento di una centrale nucleare a fissione del tipo ad acqua leggera bollente (uno dei più diffusi) è abbastanza semplice: viene pompata dell'acqua attraverso il nocciolo o nucleo del reattore che la fa evaporare attraverso il calore liberato dalla fissione dell'uranio. Il vapore viene quindi inviato nelle turbine che trasferiscono quindi la propria energia meccanica all'alternatore il quale genera la corrente elettrica.

Politica energetica e disponibilità di uranio

Secondo l'edizione riferita al 2009 dell'*Uranium Resources, Production and Demand* (informalmente noto come *Red Book*) che viene pubblicato ogni due anni da AEN e AIEA in collaborazione, le risorse di uranio "accertate" (ossia quelle già individuate ed estraibili a costi non superiori a 130 dollari/kg, che è il livello di prezzo che oggi viene convenzionalmente ritenuto accettabile) ammontano a circa 6,3 milioni di tonnellate, con un aumento quindi del 15,5% rispetto al dato della precedente edizione del testo. A queste riserve accertate il *Red Book* stima che si possano aggiungere altre 10,5 milioni di tonnellate che non sono state ancora scoperte ma che vengono in ogni caso considerate come molto probabili (sempre a un costo di estrazione di massimo 130 dollari/kg) in base alle conoscenze geologiche acquisite nel corso di studi finalizzati ad attività diverse da quella della ricerca dell'uranio. Le stime di quelle potenziali recuperabili invece intorno ai 200 dollari/kg parlano di circa 35 milioni di tonnellate, anche se molto probabilmente questa è una valutazione di minima poiché l'uranio è stato finora abbondante e, con i conseguenti prezzi bassi, la ricerca si è dunque di molto affievolita così come non si sono neanche messe in produzione risorse con tenori di minerale oggi considerati non interessanti in quanto non remunerativi.

In Australia è stato messo a punto un impianto dimostrativo per ricavare uranio a un prezzo di 30-38 euro/kg dalle fabbriche che lavorano i fosfati per la produzione di acido fosforico. Tale procedimento era già stato sperimentato in passato (fruttando complessivamente 20.000 tonnellate di uranio) ma poi era stato abbandonato dagli anni novanta in quanto le tecnologie usate erano ancora antieconomiche (l'equivalente attuale di 76-104 euro/kg) rispetto ai metodi tradizionali. Secondo la società che ha realizzato l'impianto, il potenziale produttivo è di 8.000 tonnellate di uranio all'anno (i giacimenti naturali di fosfati sono la prima fonte "non convenzionale" di uranio e secondo le stime ne contengono in totale tra i 9 e i 22 milioni di tonnellate).

Altra strada (già intrapresa con successo in Cina) è quella dell'estrazione dell'uranio dalle ceneri delle centrali a carbone.

Esiste anche la possibilità teorica di estrarre l'uranio dell'acqua del mare (il cui quantitativo è valutato in 4-5 miliardi di tonnellate) secondo lo schema ideato dal giapponese T. Kato (un impianto pilota di questo tipo è già stato sperimentato positivamente in Giappone e anche l'India ha recentemente annunciato la costruzione di uno suo presso il Bhabha Atomic Research Centre). Al momento questo processo risulta ancora sconveniente rispetto all'estrazione mineraria ma qualora tale sistema arrivasse a maturazione economica, la disponibilità di uranio diventerebbe pressoché illimitata su scala umana (centinaia di migliaia di anni).

A sostegno di quanto appena detto, si tenga presente che attualmente il consumo di uranio dei 435 reattori nucleari in servizio nel mondo è coperto per il 60% (pari a circa 40.000 tonnellate) dalle risorse di miniera e per il 40% dalle "risorse secondarie" (materiale fissile derivato dallo smantellamento di oltre 12.000 testate nucleari nell'ultimo ventennio e plutonio proveniente dal riprocessamento del combustibile nucleare esausto e da utilizzarsi nella realizzazione del MOX), risorse secondarie pari a circa 26.500 tonnellate di uranio "equivalenti". Secondo le previsioni dell'AIEA, rispetto ai 375.000 MW attualmente installati, la potenza elettronucleare nel mondo vedrà una crescita nel 2035 pari a una percentuale che potrà variare dal 33% 500.000 MW al 109%

(785.000 MW e, per alimentare questa forte espansione, la produzione di uranio a tal anno dovrà essere compresa rispettivamente tra le 87.370 e le 138.165 tonnellate all'anno.

In ogni caso, al di là della quantità di uranio disponibile nel mondo, esistono alcune tipologie di reattori nucleari già disponibili commercialmente che attenuano o eliminano del tutto la necessità di disporre di nuovo uranio da miniera. Essi sono principalmente tre:

1. i reattori che possono utilizzare il MOX come combustibile;
2. i reattori autofertilizzanti veloci (FBR, *Fast Breeder Reactor*) a ciclo uranio-plutonio che innalzano significativamente l'efficienza di utilizzo dell'uranio considerato che essi producono più combustibile di quanto ne consumino. L'innovazione introdotta da questa tecnologia sfrutta la conversione dell'isotopo non fissile uranio-238 (circa 140 volte più abbondante dell'isotopo fissile con numero di massa 235) in plutonio-239. Tuttavia il plutonio (a seconda della sua composizione isotopica, e se molto povero di isotopi differenti dal plutonio-239) è materiale adatto alla realizzazione di armamenti, è in generale classificato come tossico se inalato o ingerito, per via della sua radioattività e per il fatto di essere un metallo pesante, la sua produzione è problematica a causa della complessità degli specifici reattori impiegati. Uno di questi reattori era il francese Superphénix (di proprietà di Enel per il 30%), oggi chiuso per problemi politici e per aver concluso il suo ciclo di sperimentazione, mentre altri sono operativi. Ultimamente l'interesse è cresciuto perché il progressivo esaurimento dell'uranio ed il suo aumento del prezzo potrebbe renderli molto convenienti e sono quindi in corso studi per nuove generazioni che si prevede possano essere disponibili a partire dal 2030;
3. i reattori autofertilizzanti a neutroni lenti che utilizzano il torio miscelato all'uranio come combustibile nucleare attraverso un procedimento di fertilizzazione del torio-232 (per trasformarlo in uranio-233 fissile) simile a quello del ciclo uranio-plutonio. Poiché il torio è più comune dell'uranio nella crosta terrestre, esso potrebbe dunque fornire combustibile nucleare per ulteriori secoli. Un altro vantaggio è nei riguardi della proliferazione visto che non sono state ancora studiate tecniche per produrre armi nucleari a partire dagli scarti del ciclo torio-uranio. In India sono allo studio reattori autofertilizzanti di questo tipo. La scelta di questo combustibile è dovuta alla buona presenza di miniere sfruttabili nel suo territorio.

In chiave futura, anche altri tipi di centrali nucleari, se arriveranno a maturazione tecnica e commerciale, potranno rendere ancora più ininfluenza la questione della disponibilità di uranio. Esse consistono principalmente in:

1. reattori a fissione veloci di quarta generazione (previsti per il 2030) che useranno come combustibile metalli diversi dall'uranio;
2. amplificatore di energia (in inglese EA, *Energy Amplifier* o anche ADS, *Accelerator Driven System*), basato sulla fissione assistita sottocritica, che userà solo il torio come combustibile (date le difficoltà di funzionamento riscontrate finora e soprattutto la scarsa quantità di energia che tale reattore produce, esso sembra però molto più utile per bruciare le scorie radioattive prodotte da un tradizionale reattore LWR, come previsto dai progetti TRASCO ed EUROTRANS).

Incremento della produzione

Da più parti si stima che i costi di costruzione di una moderna centrale nucleare a fissione, che ammontano ad almeno due miliardi di dollari per impianto[senza fonte], uniti al lungo tempo necessario al completamento dell'installazione (in media dai tre ai quattro anni secondo alcuni autori e non meno di cinque per altri, ossia più di quanto serva per costruire una centrale termoelettrica che faccia uso di combustibili fossili), rendano non agevole incrementare sensibilmente la produzione di elettricità da fonte nucleare in breve termine.

Secondo Jeremy Rifkin, ad esempio, raddoppiare la produzione elettro-nucleare statunitense costerebbe circa un migliaio di miliardi di dollari ma per molti osservatori questa cifra sarebbe di gran lunga sovrastimata così come sarebbe anche destituita di fondamento la considerazione sulla difficoltà di un rapido aumento del parco centrali (paradigmatico in questo senso risulta essere il caso cinese).

Produzione centralizzata e generazione distribuita

Le odierne centrali elettriche a fissione sono poco adatte a essere eventualmente implementate in un sistema di generazione distribuita in quanto, per questioni tecnologiche e di economie di scala, si predilige normalmente realizzare grossi impianti. In un prossimo futuro, la maturazione tecnica e commerciale dei reattori modulari come ad esempio quelli di tipo **pebble bed**, potrebbe superare questa limitazione.

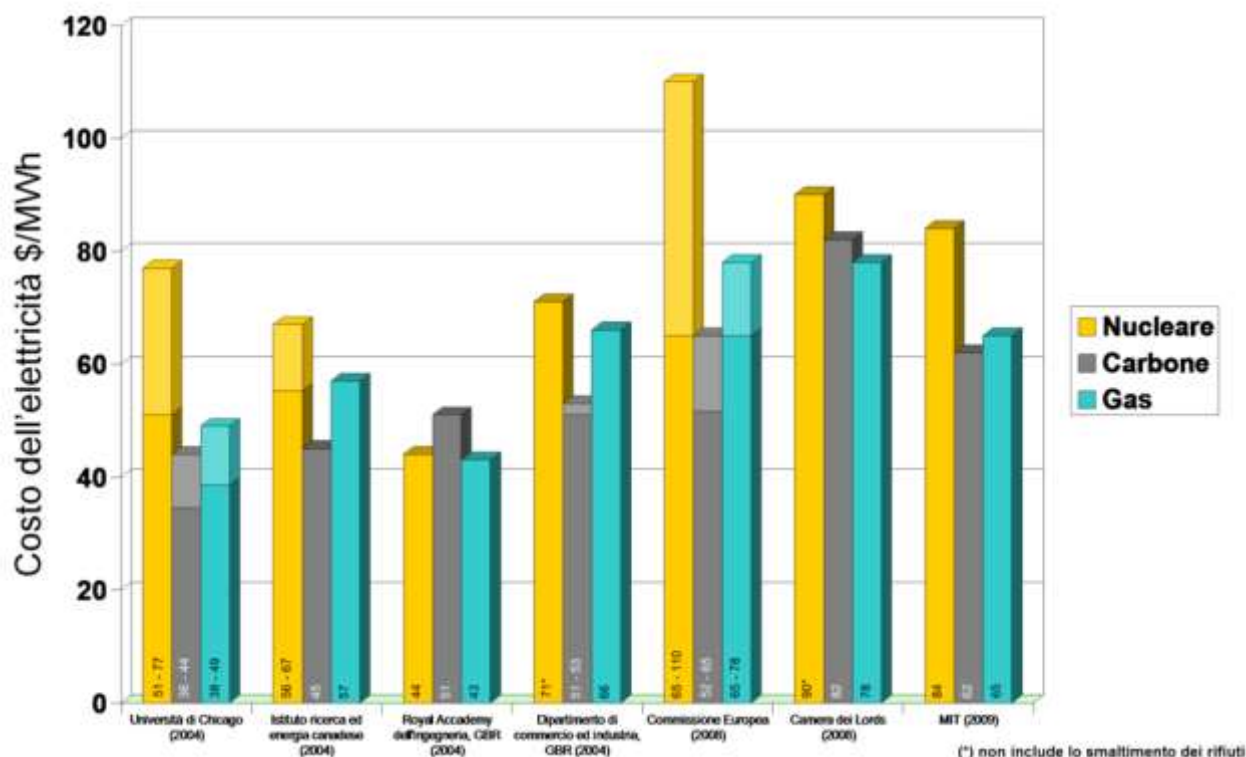
Altro

In alcune nazioni possono non esserci alternative convenienti all'uso di centrali elettriche a fissione (come dicono i francesi: «Noi non abbiamo carbone, noi non abbiamo petrolio, noi non abbiamo gas, noi non abbiamo scelta.»).

La produzione elettro-nucleare è poco influenzata da ragioni geopolitiche. L'energia nucleare a fini pacifici, infatti, non è mai stata sostanzialmente toccata dagli embarghi e l'uranio è estratto in Paesi, quali l'Australia e il Canada, politicamente stabili (mentre per la maggioranza dei Paesi fornitori di gas naturale e petrolio la situazione è ribaltata) e in più, considerato che il costo del minerale è (almeno attualmente) una voce poco preponderante del complesso degli oneri d'esercizio, anche eventuali turbolenze internazionali che lo facessero lievitare non influirebbero poi molto sul prezzo finale dell'energia elettrica (come invece avviene con le centrali termoelettriche alimentate a olio combustibile e gas naturale).

Secondo alcuni osservatori, le ragioni di alcune rinunce all'uso di questa fonte energetica sono da ricercare più che altro nelle forti pressioni che la lobby del petrolio esercita sui governi nazionali, dal momento che il ricorso all'energia nucleare porterebbe a una significativa riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e naturalmente dai gruppi industriali che basano le loro attività sul commercio degli stessi

Considerazioni generali



Costo dell'elettricità da diverse fonti secondo studi internazionali

Nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica, la valutazione dei costi di produzione e di ritorno dell'investimento assume un'importanza primaria. A differenza degli impianti termoelettrici tradizionali, per i quali il costo di produzione è per lo più legato al costo del combustibile, gli impianti nucleari presentano un costo di produzione fortemente dipendente dai costi di investimento ed è evidente che ciò è dovuto alla scelta diffusa di una grande taglia degli impianti, agli alti costi delle tecnologie coinvolte, e alla maggior durata del periodo di costruzione rispetto agli impianti tradizionali.

Questi costi, di per sé molto più elevati di quelli associabili ai più semplici impianti alimentati a olio, carbone o a gas, sono facilmente controbilanciati da una minore incidenza del prezzo del combustibile, e la cui provenienza è associabile ad aree geopolitiche più stabili di quelle degli idrocarburi. Inoltre bisogna considerare che le centrali nucleari a differenza delle fonti fossili sono in grado di costituire scorte non di settimane ma di diversi anni.

Nel mondo occidentale, va poi aggiunto un elemento penalizzante per il settore elettronucleare che è rappresentato dalla maggior attenzione per la sicurezza. Questo aspetto, da un punto di vista puramente economico, contribuisce ad un ulteriore aumento dei costi di investimento per via dell'allungamento degli iter autorizzativi e dei tempi di costruzione e del rischio di rallentamenti nella gestione dell'impianto rispetto a quanto preventivato.

Il LUEC (Levelized Unit Electricity Cost) può essere considerato come il costo di fornitura, vale a dire la misura del costo di generazione dell'energia includendo il capitale

iniziale, il ritorno dell'investimento, i costi di gestione, del combustibile e di mantenimento.

Come viene messo in rilievo nei punti successivi le stime riportate degli studi esaminati differiscono significativamente in alcuni casi. Ciò si spiega tenendo conto che:

si tratta di stime che ancora non hanno il riscontro di ritorni empirici, in quanto riferiti ad impianti di nuova generazione non ancora entrati in esercizio.

alcuni dei costi sono stati stimati sotto ipotesi molto differenti tra loro: ad esempio i tassi di interesse per l'investimento stimati negli studi differiscono significativamente se si assume un finanziamento a tassi di mercato, oppure a tasso agevolato.

L'analisi dei costi di un impianto nucleare fa riferimento alle seguenti voci di costo:

- costo del capitale;
- costo del combustibile;
- costo di esercizio e manutenzione ;
- costo di smantellamento;
- altri tipi di costo.

I costi di capitale sono particolarmente importanti nella determinazione della competitività di un impianto nucleare, poiché gran parte del costo del megawattora da esso prodotto (cioè il LUEC) è riconducibile a questa categoria di costi. Il costo di capitale dipende da molteplici fattori, i più importanti dei quali sono i seguenti:

- costo di costruzione dell'impianto (tecnologia) (anche definito come costo overnight di costruzione);
- periodo di costruzione;
- profilo di spesa durante il periodo di costruzione;
- parametri finanziari del progetto, che includono;
- rapporto debito/capitale proprio;
- tassi di interesse del debito e del capitale;
- vita economica dell'impianto;
- periodo di rimborso del debito;
- tempo di ammortamento;

Costo del capitale

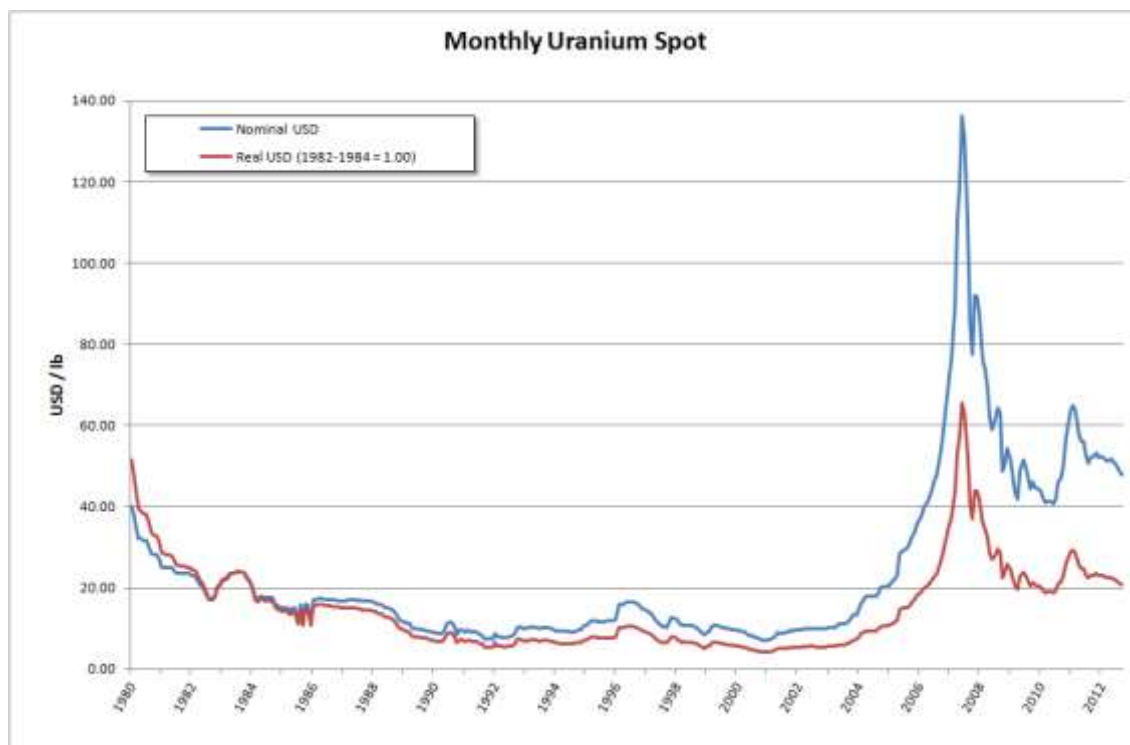
I costi di capitale sono sostenuti durante il periodo di costruzione dell'impianto, quando hanno luogo gli esborsi per l'acquisto del macchinario, e le attività di ingegneria e costruzione. Il costo "overnight" di costruzione dell'impianto è da intendersi come il costo che sarebbe sostenuto per la costruzione dell'impianto se questa fosse "istantanea" (letteralmente "avvenisse nel corso di una notte") e non dilazionata su un lasso di più anni. Il costo overnight di costruzione fotografa quindi una situazione ideale, poiché nella realtà la realizzazione e la messa in servizio di un impianto per la produzione dell'energia è un'attività di durata pluriennale. In particolare per gli impianti nucleari il tempo di

costruzione è stimabile in 5 – 7 anni. Il costo overnight include i costi EPC (ingegneria, acquisto, costruzione), altri costi per attività sostenute direttamente dal proprietario e i costi per far fronte ad imprevisti di costruzione, mentre invece non considera i costi finanziari sostenuti durante il periodo di costruzione.

A causa della durata della fase di costruzione, i costi di costruzione dell'impianto non si concentrano esclusivamente alla fine del periodo di costruzione ma si distribuiscono lungo l'intero periodo di costruzione, cioè ben prima che l'impianto entri in servizio. In altri termini i costi di produzione incidono sui flussi di cassa prima ancora dell'avvio della produzione (che avviene solo quando l'intero impianto è stato costruito). Infine il costo overnight trascura il valore dell'inflazione durante il periodo di costruzione. All'avvio della fase di produzione, il costo reale dell'impianto è quindi pari al costo "overnight", più gli oneri finanziari relativi agli esborsi sostenuti durante il periodo di costruzione. Conseguentemente i ricavi della produzione (e quindi il prezzo dell'energia venduta) durante l'intero periodo di produzione dell'impianto dovranno coprire sia il costo di costruzione dell'impianto (sostenuti nella fase precedente alla produzione) sia i costi di produzione (fissi e variabili) che annualmente sono sostenuti per il funzionamento dell'impianto.

Da notare per il caso Italia che secondo l'edizione 2011 del rapporto della Banca Mondiale "Doing Business", l'Italia è il novantaduesimo paese al mondo per la semplicità nell'ottenere licenze di costruzione. In particolare, il tempo medio di attesa è pari a 257 giorni, contro una media Ocse di 166. È del tutto evidente che questo problema – che è un problema di onerosità delle procedure e di efficacia ed efficienza del settore pubblico – si applica tanto al nucleare quanto alle tecnologie alternative.

Costo del combustibile



Andamento del prezzo dell'uranio da [NUEXCO Exchange Value Monthly Spot](#) (US\$/lb U₃O₈).

I costi del combustibile si distinguono in:

- costi di acquisto del minerale, di conversione in UF₆, di arricchimento nell'isotopo fissile, di riconversione in ossido metallico ed infine di realizzazione dell'elemento di combustibile;
- costi per la chiusura del ciclo del combustibile utilizzato per la produzione. Si tratta dei costi relativi al trattamento del combustibile esaurito e alla sua collocazione in adeguati depositi nucleari (o, in alternativa, il suo riprocessamento, separando le scorie dal combustibile ancora utilizzabile).

La determinazione del costo del combustibile fresco, e quindi dell'incidenza sul costo dell'energia prodotta, viene fatta tenendo presente che il processo che porta alla realizzazione dell'elemento di combustibile comporta una sequenza piuttosto complessa di operazioni tecniche che vengono effettuate in tempi diversi, precedenti all'inizio dell'utilizzo del combustibile nel reattore. A titolo indicativo i costi (attualizzati) di realizzazione dell'elemento di combustibile che trova impiego in un reattore tipo PWR (Pressurized Water Reactor) da 1000 MWe, si stimano essere intorno ai 1500 €/kgUO₂, con un'incidenza prevalente dei costi per le fasi di approvvigionamento del minerale ed arricchimento. Secondo gli studi dell'università di Chicago, di MIT e di WNA la prima tipologia di costo incide, nel Nord America, per circa 4 ÷ 5 \$/MWh (assumendo un rendimento termodinamico dell'impianto pari al 35%). Più bassa è invece la stima fornita dallo studio del CERI, che riporta un valore pari a circa 2,8 €/MWh. (pari a 4 Can\$/MWh). Più difficile valutare i costi per la chiusura del ciclo del combustibile, in quanto, negli studi esaminati, tale voce di costo non è sempre presa in esame o quotata separatamente dalle altre. Secondo lo studio del WNA (2006), essi dovrebbero incidere circa il 10% del costo complessivo del MWh, cioè 2 \$/MWh considerando che il costo complessivo preso a riferimento nel suddetto rapporto è circa 20 \$/MWh. Negli USA è attivo un programma federale per la gestione del combustibile esaurito che prevede un costo complessivo di 18 G\$ ed è finanziato da un corrispettivo di 1 \$/MWh a carico della produzione di energia elettrica da fonte nucleare.

Le variazioni di prezzo al dettaglio del minerale di estrazione raffinato (yellowcake) continuano ancora ad avere scarsa influenza sul prezzo finale dell'energia generata rendendola di fatto più prevedibile e meno volatile. Nel 2008, per esempio, Areva dichiarò che il costo del combustibile dei suoi reattori EPR incideva solo per il 17% sui costi di generazione.

Per circa cinque decenni, dal 1950 al 2000, il prezzo dell'ossido di uranio naturale (Uraninite UO₂ e Pechblenda U₃O₈, detta anche yellowcake) è stato generalmente basso e comunque quasi sempre in discesa considerando i prezzi al netto dell'inflazione, fatta eccezione per la seconda metà degli anni settanta, quando salì al pari di quello di tutte le altre materie prime in seguito alle crisi petrolifere del 1973 e 1979. Tuttavia, nel primo decennio del nuovo secolo tale andamento si è invertito, facendo crescere il prezzo del materiale fino a livelli mai raggiunti in precedenza (anche considerando l'effetto inflativo sul dollaro): in pochi anni si è passati dai meno di 10 dollari/libbra del 2002 agli oltre 130 dollari/libbra di metà 2007, con un successivo calo attorno agli 85 dollari/libbra nel corso del 2008.

Molti speculatori scommettono su un rialzo a breve termine del prezzo dell'uranio e quindi investono il proprio denaro in diritti di sfruttamento; le società di estrazione stanno

valutando l'idea di riaprire molte miniere o filoni abbandonati in passato poiché antieconomici (ad esempio l'estrazione dai fosfati) e che ora possono al contrario risultare molto profittevoli. Si ritiene che questo repentino aumento del prezzo sia dovuto alla riduzione dell'uranio proveniente dallo smantellamento delle armi nucleari russe e dall'aumento della richiesta dell'uranio che ha ridotto le scorte dei produttori. L'aumento delle attività estrattive dovrebbe altresì ridurre il costo della materia prima che al 2001 (prima della rivalutazione degli ultimi anni) incideva solo per il 5-7% del totale dei costi della produzione di energia nucleare.

Costi di esercizio e manutenzione (O&M)

Questa categoria include i restanti costi di produzione. Per comodità anche i costi di personale spesso vengono classificati come costi di O&M.

I costi di O&M di un impianto nucleare vengono di seguito distinti in:

- costi fissi di O&M. Sono espressi in M\$/MW/anno (oppure in M€/MW/anno). Fanno parte di questa categoria i costi del personale ed altri costi (ad es. le tariffe di connessione alla rete) legati al fatto che l'impianto è in esercizio, piuttosto che alla quantità di energia prodotta;
- costi variabili di O&M. Sono espressi in \$/MWh (oppure in €/MWh). Sono costi dipendenti dall'effettiva produzione dell'impianto nell'anno.

Per questa tipologia di costi la letteratura riporta stime piuttosto diverse, sia come valore che come loro articolazione. Lo studio dell'università di Chicago riporta i seguenti costi di O&M:

- costi fissi di O&M: 0,060 M\$/MW/anno;
- costi variabili di O&M: 2,1 \$/MWh.

È possibile riportare i costi fissi di O&M al costo dell'energia prodotta definendo un fattore di utilizzo dell'impianto, ad esempio il 90%. In questo caso il costo complessivo di O&M è pari a 10,16 \$/MWh. Lo studio di MIT riporta invece i seguenti costi di O&M:

- costi fissi di O&M: 0,063 M\$/MW/anno;
- costi variabili di O&M: 0,47 \$/MWh.

Riportando anche in questo caso i costi fissi di O&M sul costo dell'energia prodotta, si ha un costo complessivo di O&M è pari a 8,9 \$/MWh. Stime in linea con quelle dello studio MIT sono riportate anche nel rapporto DOE/EIA del 2006 (che stima, per i costi fissi e variabili, rispettivamente 0,062 M\$/MW/anno e 0,45 \$/MWh). Ulteriori stime relative ai costi di O&M in paesi europei (Francia e Germania) sono riportate nello studio WNA (2005). Secondo tale fonte la stima dei costo complessiva di O&M si aggira sui 10 - 11 €/MWh. Lo studio Dominion (Dominion, 2004) stima per i reattori ACR-700, ABWR e AP1000 un costo complessivo di O&M nel range 6 -11 \$/MWh (con un valore pari a 9,80 Can\$/MWh per il reattore ACR-700).

Da quanto riportato dallo studio del MIT, la Tennessee Valley Authority, nell'ambito del progetto per il riavvio di un impianto nucleare negli USA, stima un costo complessivo di O&M (esclusi i costi di combustibile) di circa 8 \$/MWh. Lo studio di R. Tarjanne & S. Rissanen (2000), riporta costi di 7,2 €/MWh, riportati anche da AREVA (2005). Sempre

in ambito europeo, il progetto NEEDS (2005) stima per l'EPR costi di O&M tra 5 – 7 €/MWh.

Infine lo studio CERI riporta per il reattore Candu 6 un costo complessivo di O&M pari a 9,2 €/MWh (pari a 12,9 Can\$/MWh) mentre per il reattore ACR-700 esso scende a 7,75 €/MWh (pari a 10,85 Can\$/MWh), leggermente più basso della stima dello studio Dominion per lo stesso reattore.

Costi di smaltimento delle scorie radioattive

Tra i costi operativi di una centrale una voce importante meritano i costi per lo smaltimento delle scorie nucleari che dipendono strettamente dal metodo di smaltimento utilizzato ovvero dai livelli di sicurezza adottati. I maggiori livelli di sicurezza imponibili sembrano raggiungibili con l'uso di depositi di stoccaggio delle scorie di tipo geologico i quali però hanno costi ingenti oltre che tempi di realizzazione elevati. Viene spesso citato al riguardo dai critici del nucleare il deposito geologico di 'Yucca Mountain' negli USA che ha visto lievitare i costi fino ad oltre 8 miliardi di dollari con tempi di realizzazione non ancora conclusi nonché dubbi sulla reale efficacia in termini di sicurezza e limitatezza nella capacità massima di scorie stoccabili in relazione alle reali necessità.

Costi per lo smantellamento

Tutti gli impianti nucleari devono sostenere costi di decommissioning (dismissione) al termine della propria vita operativa. I costi per il decommissioning sono stimati nel range del 10 – 30 % del costo di capitale iniziale dell'impianto, attualizzati al primo anno di vita dell'impianto. I costi di dismissione per gli impianti di ultima generazione si collocano nell'intervallo 320 – 440 €/kWe; per impianti di vecchia concezione e limitata diffusione nel mercato (gas grafite AGR di concezione inglese, o reattori di realizzazione sovietica quali i VVER) i costi, data la specificità dell'impianto, possono essere sensibilmente diversi.

Fonte	Tipo di reattore	Potenza Installata (MWe)	Costo (M€)	Costo specifico (€/kWe)
SOGIN (2004)	PWR (Trino)	270	300	1110
	BWR(Caorso)	860	600	697
	MAGNOX (Latina)	210	600	2857
	BWR (Garigliano)	160	300	1875
NRC (2004)	PWR		233	
	BWR		341	
NEA (2003)	PWR	1000	320	320
	BWR	1000	420	420
IAEA (2004)	VVER-440	440	212 – 632 (\$1998)	480 - 1436
Dominion (2004)	ABWR	1370	595	434
	AP100	1150	416	361
	ESBWR	1340	570	425
	ACR-700	703	444	316

Essendo sostenuti solo alla fine della vita operativa dell'impianto, i costi per la dismissione incidono in misura ridotta sul costo medio dell'energia durante la sua vita operativa.

Altri costi

Ulteriori costi connessi al funzionamento di un impianto nucleare riguardano:

- Ulteriori investimenti durante la vita operativa dell'impianto. Tali costi, classificati come costi per incremento del capitale, sono menzionati sia dallo studio di MIT sia dallo studio dell'Università di Chicago. In entrambi i casi sono stimati nei termini di 0,02 M\$/MW/anno. In aggiunta, lo studio del MIT specifica che, a scopo semplificativo, tali costi sono trattati alla stregua di costi variabili.
- Costi di assicurazione. In molti paesi per esercire un impianto nucleare è necessario stipulare un'assicurazione per i rischi derivanti da suoi malfunzionamenti. In letteratura le informazioni circa l'ammontare del premio di questo tipo di assicurazioni e la sua modalità di pagamento sono scarse: a titolo di riferimento si riporta la stima apparsa sui quotidiani francesi, che per l'impianto EPR di Flamanville, stimava il costo dell'assicurazione pari a 600 M€, vale a dire 0,375 M€/MW.

Conclusioni

Ricapitolando:

- L'investimento iniziale pesa nell'ordine del 60-70 % del costo medio attualizzato;
- La spesa per il combustibile, a seconda degli scenari di prezzo, vale circa l'8-15 per cento (di cui circa il 60 per cento direttamente imputabile al prezzo dell'uranio sul mercato internazionale, il resto ai costi di arricchimento e trattamento);
- I costi di gestione e manutenzione pesano per circa il 5-10 per cento;
- Il costo del decommissioning e del trattamento del combustibile esausto, pur essendo molto rilevante in termini nominali, pesa in effetti per circa il 5-10 per cento del costo medio attualizzato.

Confronto con i costi degli altri sistemi per l'eletto-generazione

L'economicità dell'energia nucleare dipende anche dai costi delle fonti alternative: per questo in molti paesi, se l'energia atomica non è popolare, in tempi di crescita dei prezzi per i combustibili fossili, le argomentazioni a sostegno dell'energia nucleare riemergono.

In alcuni luoghi, specialmente dove le miniere di carbone sono molto lontane dagli impianti, l'energia atomica è meno costosa, mentre in altri risulta avere un prezzo all'incirca pari o maggiore. Gli stessi paragoni possono essere fatti con gas e petrolio.

Inoltre, il costo dichiarato di molte energie rinnovabili aumenterebbe se fosse inclusa la fornitura delle fonti di riserva necessarie nei periodi in cui la natura intermittente di sole, vento, onde, eccetera non permette di produrre energia. Considerando questo è stato calcolato che l'energia eolica, una delle più grandi speranze per l'abbandono del nucleare, costerebbe il triplo del costo medio dell'elettricità in Germania. D'altro canto il collegamento di tutte le reti elettriche nazionali permette in parte di compensare le carenze di produzione temporanee di un luogo con le eccedenze di un altro, rendendo gestibili le problematiche di tali fonti.

Varie istituzioni autorevoli negli ultimi anni hanno stimato il costo dell'energia prodotta per tipo di fonte.

Fonte	Nucleare \$(2007)/MWh	Gas \$(2007)/MWh	Carbone \$(2007)/MWh
Nea-Oecd	58,53-98,75	85,77-92,11	65,18-80,0
Cbo	73	58	56
Ec	65-110	65-78	52-65
Epri	73	73-97	64
House of Lords	90	78	82
Mit	84	65	62
Eia-Doe	107,42	77,36	101,73
Moody's	150,83	120,56	111,85

Come si vede, tra le stime proposte si registra una notevole variabilità, sia per il nucleare sia per le altre fonti. Se si prendono i valori estremi (escludendo Moody's poiché si discosta molto dalla media), il costo di generazione medio attualizzato del nucleare va da 58,53 \$/MWh (studio Nea con WACC al 5 per cento) a 110 \$/MWh (Commissione europea con Wacc al 10 per cento); per i cicli combinati a gas si va da 58 \$/MWh (Cbo) a 97 \$/MWh (Epri); per il carbone da 52 \$/MWh (Commissione europea) a 82 (Camera dei Lord). I documenti ufficiali di Enel e del governo italiano parlano di 60 euro / MWh. I costi stimati per il nucleare non sono enormemente diversi, in misura statisticamente significativa e date le rilevanti incertezze, da quelli delle altre tecnologie: si può al massimo sostenere che è probabile che il carbone risulti leggermente più economico, sebbene la competitività del carbone sia criticamente dipendente dalle assunzioni che si fanno riguardo al prezzo della CO₂ e alla severità delle politiche ambientali.

La maggior parte degli scarti fra gli studi non dipende da componenti casuali, ma da alcune ipotesi che vengono fatte fin dall'inizio, le più importanti delle quali riguardano il Wacc e gli scenari sui prezzi futuri dei combustibili fossili (petrolio e gas). Quale sia il valore corretto del Wacc non può essere estrapolato dagli studi citati, perché è specifica del luogo e del momento in cui l'impianto nucleare viene realizzato, e della tecnologia impiegata, oltre che di una serie di variabili di natura generale. Oltre tutto, è proprio l'esiguo numero di centrali nucleari costruite negli ultimi due decenni nei paesi OCSE a ridurre il significato empirico degli studi esistenti: ciascun investimento va trattato come un unicum, non può essere generalizzato né, tanto meno, ha portata generale un'indagine che guardi ai costi effettivi sostenuti nel passato.

Quello che suggeriscono gli studi citati è che il nucleare può essere competitivo e va considerato come un'opzione realistica e più o meno conveniente in funzione di una serie di variabili, alcune delle quali di natura progettuale (per esempio quale reattore si intenda installare, quanti reattori facciano parte di un singolo ordinativo, e quali economie di scala si riescano a sfruttare), altre finanziarie (il costo del capitale), altre ancora di ordine più generale (gli scenari di costo dell'uranio, dei combustibili fossili, e della CO₂).

Si veda come esempio la revisione (2009) dello studio del Massachusetts Institute of Technology (2003) che ha evidenziato, per gli impianti di nuova costruzione, che il costo del kWh nucleare è superiore a quello di gas e carbone e che tali costi di generazione elettrica sono cresciuti negli ultimi anni anche se quelli relativi al nucleare meno rispetto

agli altri. Le principali differenze tra i costi di generazione delle centrali nucleari e di quelle a gas e carbone secondo il MIT sono le seguenti:

- le centrali nucleari richiedono un investimento significativamente più consistente delle altre;
- negli Stati occidentali i tempi di costruzione subiscono lunghe ed imprevedibili dilatazioni nei tempi dovute a proteste popolari e problemi di progetto (fenomeni "non presenti" in paesi quali Corea del Sud, Giappone e Cina);
- oltre ai frequenti maggiori costi derivanti dai ritardi nell'entrata in esercizio, ha valutato gli oneri finanziari in partenza superiori per le centrali nucleari rispetto alle altre, in quanto scontano i maggiori rischi con tassi di interesse più alti a favore degli investitori (interessi sui capitali prestati valutati al 10% per il nucleare contro il 7.8% per gas e carbone ed intero costo dell'impianto finanziato senza soldi propri).

Lo studio conclude affermando che: «Ridurre o eliminare questo premio di rischio fornisce un contributo significativo a rendere competitivo nucleare. Con il premio di rischio e senza una carbontax, il nucleare è più costoso sia del carbone (senza cattura e sequestro del carbonio) o gas naturale (a 7 \$/MBTU). Se questo premio di rischio può essere eliminato, il nucleare diminuisce il suo costo e diventa competitivo con il carbone e gas naturale, anche in assenza di carbontax. Il report del 2003 trova che una riduzione del capitale iniziale è possibile ma non provata [...] e che il premio di rischio è eliminabile, solo con dimostrate performance [nella costruzione degli impianti nei termini preventivati]». Va sottolineato che tendenzialmente i governi riducono questo premio di rischio garantendo una parte del capitale evitando così il costo determinato dal mercato.

Lo studio MIT (2009) però indica (pag.47, tabella 5) una vita operativa (Plant Life) per il reattore nucleare di 40 anni, al pari di un impianto di generazione a carbone o gas. Lo studio del MIT utilizzava valutazioni ancora risalenti al 2007, ma già nel 2009, la rivista scientifica *Scientific American* pubblicava un articolo in cui si pronosticava che la flotta di reattori degli Stati Uniti probabilmente sarebbe rimasta in funzione per altri 50 o forse anche 70 anni, ovvero ben oltre i 40 anni di vita pianificata alcuni decenni prima. La rivista riporta che già allora oltre la metà dei 100 reattori avevano ricevuto una estensione ventennale della loro licenza operativa. E quasi tutti i restanti reattori si aspetta che ricevano tale estensione ventennale. Un anno dopo, un altro autore riprende l'argomento, osservando che non è ancora stata identificata una ragione tecnica che possa ostacolare una maggiore durata dei reattori. Dal 2014, la commissione di regolamentazione nucleare degli Stati Uniti (Nuclear Regulatory Commission) ha avviato lo sviluppo della procedura per l'estensione tra 60 e 80 anni, definendola "*Subsequent License Renewal*" (SLR). Il 14 luglio 2017, l'NRC pubblica l'ultimo piano di revisione normativa del SLR e dal 2018 ha iniziato a ricevere richieste per un SLR, tra cui quelle della Exelon Corporation e Dominion Energy. Il progettista di uno dei reattori attualmente proposti al mercato, cioè l'EPR, nel suo sito indica come vita operativa iniziale (Service life) una durata di 60 anni. Esiste perciò un consenso reputabile per una vita operativa dei reattori di almeno 60 anni, e l'utilizzo di un periodo di 60 anni, invece di 40 anni, riduce significativamente il risultato ottenuto dallo studio del MIT con riguardo all'energia nucleare. Si noterà come nella citata tabella 5 dello studio MIT, molti parametri che sono identici per l'energia da carbone e gas, sono diversi (in peggio) per quanto riguarda il nucleare, quindi il fatto che un parametro, la vita operativa, sia diverso (in meglio) non minerebbe la oggettività della tabella. La vita di un impianto a carbone o a gas mediamente non supera i 40 anni, al

contrario delle centrali idroelettriche, la cui opera più rilevante, la diga, è costruita per durare oltre il secolo. Quindi appare che un paragone dei costi del nucleare dovrebbe essere calcolato con criteri più simili a quelli di una centrale idroelettrica, con il ben maggiore periodo di ammortamento tipico della seconda.

Anche la localizzazione del sito influenza gli esiti economici di una centrale: in presenza di un alto numero di centrali nucleari e di una filiera produttiva già attiva (come negli USA) il costo unitario di generazione risulta più basso.

Costo dell'elettricità per varie fonti alla generazione secondo studio del MIT del 2003 ed aggiornamento del 2009					
	Costo di costruzione \$/kW	Costo carburante \$/mmBtu	Caso base c\$/kWh	con aggiunta di Carbontax a 25\$/tCO ₂ c\$/kWh	Stessi interessi sul finanziamento c\$/kWh
Studio del 2003, è stato utilizzato il valore del \$ del 2002					
Nucleare	2000	0,47	6,7		6,5
Carbone	1300	1,20	4,3	6,4	
Gas	500	3,50	4,1	5,1	
Studio del 2003 con aggiornamento del 2009, è stato utilizzato il valore del \$ del 2007					
Nucleare	4000	0,67	8,4		6,6
Carbone	2300	2,60	6,2	8,3	
Gas	850	7,00	6,5	7,4	

Bilancio energetico

Non è possibile definire con assoluta certezza il bilancio energetico di tutto il ciclo nucleare, perché il processo completo, dall'estrazione del combustibile sino alla fissione, è molto complesso ed energivoro. Però, l'enorme energia emessa dal processo nucleare ci permette una ragionevole certezza che sarà prodotta più energia di quella consumata. In aggiunta a questo non tutto l'uranio minerario deriva unicamente da miniere di uranio ma in parte è anche un sottoprodotto di altre lavorazioni minerarie (è il caso di parte dell'uranio del Sud Africa o della miniera australiana di Olympic Dam), in cui è di difficile calcolo il costo energetico della sola produzione di uranio separata dalla produzione degli altri minerali.

Questo bilancio energetico finale viene chiamato EROEI e per una centrale nucleare può arrivare fino a 100 o oltre (rapporto molto conveniente). I fattori che portano a ciò sono molteplici: la concentrazione del minerale nella roccia, l'arricchimento del combustibile, la modalità di arricchimento (la diffusione gassosa consuma sui 2500 kWh per SWU, contro i circa 60kWh della centrifugazione), la vita dell'impianto (essendo il costo energetico della costruzione e del decommissioning fissi, si spalmano su una produzione elettrica più o meno ampia), il rapporto di conversione del reattore (più è alto, più uranio non fissile riesci a bruciare, e se >1 il reattore diventa autofertilizzante), l'efficienza energetica del reattore.

L'EROEI del nucleare è quindi molto variabile a seconda di tutti i cicli utilizzati. Considerando il ciclo singolo del combustibile nucleare, si passa da un valore minimo di 10.5 utilizzando la diffusione gassosa al massimo di 59 utilizzando la centrifugazione; col ciclo chiuso o con i reattori FBR questo valore è destinato ad aumentare, visto che col secondo metodo verrebbe meno il dispendio di energia per arricchimento ed estrazione mineraria (sarebbero utilizzate le scorte di uranio impoverito già estratte) che da soli coprono oltre il 50% della domanda energetica complessiva (caso "EROEI 59").

Esternalità

Il nucleare avrebbe anche uno dei più bassi costi esterni, ad esempio in termini di ambiente e persone, anche se stime di questo genere sono estremamente inaffidabili perché il costo principale, e cioè il confinamento per secoli o millenni di migliaia di tonnellate di rifiuti radioattivi in siti sicuri (insieme allo smantellamento delle centrali vecchie), presenta incognite, allo stato delle attuali tecnologie, insuperabili. Per i sostenitori dell'energia atomica, invece, essa è la sola fonte di energia che nei costi totali include esplicitamente i costi stimati per il contenimento delle scorie e per lo smantellamento dell'impianto (ma questi costi sono difficilmente stimabili e le passate stime al ribasso costringeranno i governi a spendere denaro pubblico per pagare lo smaltimento dei rifiuti pericolosi), e il costo dichiarato degli impianti a combustibile fossile è basso in modo fuorviante per questo motivo; il protocollo di Kyōto, inserendo nei costi le esternalità ambientali a livello di effetto serra, dovrebbe correggere questo punto: il nucleare, considerando gli effetti esterni associati a ogni modo di produrre energia, sarebbe quindi un modo economicamente competitivo e rispettoso dell'ambiente per produrre energia rimpiazzando i combustibili fossili. Secondo alcune stime, nel Regno Unito per esempio i costi esterni per il nucleare, per quanto riguarda effetto serra, salute pubblica, salute sul lavoro e danni materiali, ammontano a 0,25 centesimi di euro al kWh, cioè poco più che per l'eolico (0,15 centesimi di euro per kWh), ma molto meno che per il carbone (da 4 a 7 centesimi di euro per kWh), il petrolio (da 3 a 5 centesimi di euro per kWh), il gas (da 1 a 2 centesimi di euro per kWh) e le biomasse (1 centesimo di euro per kWh).

Polizze assicurative

Vista l'entità dei rischi che comportano, nella maggior parte dei paesi dotati di centrali nucleari, queste non possono essere assicurate solamente da assicuratori privati, a causa degli alti costi prospettati nel caso di un incidente grave. Nel 2005 il governo statunitense ha fissato a 300 milioni di dollari la cifra massima stipulabile per un'assicurazione in questo campo, mentre il rischio di un grave incidente nucleare sarebbe molto maggiore (anche se questo non è successo nel caso dell'incidente di Three Mile Island). Per questo motivo i governi devono sostenere le spese assicurative. Questa pratica è simile a quella per le banche, che sono anch'esse sostenute con garanzie pubbliche per risarcire i risparmiatori in caso di fallimento.

La legge Price-Anderson Act, la prima legge completa al mondo sulla responsabilità nucleare, è fondamentale nella risoluzione della questione della responsabilità per gli incidenti nucleari dal 1957. Viene rinnovata ogni dieci anni circa, con un forte sostegno bipolare, e stabilisce che gli operatori individuali sono responsabili per due livelli di copertura assicurativa:

- il primo livello riguarda l'obbligo per ogni sito nucleare di sottoscrivere una polizza con copertura di 300 milioni di dollari presso assicuratori privati;
- al secondo livello, se richiesto, fanno fronte congiuntamente tutti gli operatori di reattori degli Stati Uniti; questo livello viene finanziato con pagamenti retroattivi fino a 96 milioni di dollari per ogni reattore, raccolti in rate annue di 15 milioni e adeguate tenendo conto dell'inflazione.

La cifra totale supera i 10 miliardi di dollari (il ministero dell'energia fornisce 9,5 miliardi per le proprie attività nucleari). Indipendentemente dalla responsabilità, il Congresso, in

qualità di assicuratore ultimo, deve decidere come disporre i risarcimenti nel caso in cui le richieste avanzate superino la cifra coperta di 10 miliardi. Nel 2005, la legge è stata nuovamente rinnovata dal Congresso all'interno della Legge sulla politica energetica del 2005.

Opinioni

Il dibattito sull'economicità delle centrali elettriche a fissione è sempre stato molto acceso e portato avanti da posizioni contrastanti. Vi è chi sostiene che gli studi delle agenzie internazionali dimostrino la competitività del nucleare e la sua utilità, mentre secondo altri studi l'energia nucleare è economicamente svantaggiosa e gli enormi capitali necessari alla costruzione di un impianto ed alla gestione completa del ciclo del combustibile non possono essere compensati dalla produzione di energia.

Paine ha dichiarato: «L'analisi [...] suggerisce che anche nelle condizioni più ottimistiche (dove i costi sono considerevolmente tagliati ed i redditi salgono notevolmente), le centrali nucleari dell'attuale generazione, nel corso della loro vita, possono arrivare al massimo a coprire i costi».

I punti principali nella sua argomentazione sono:

- è improbabile che i costi di costruzione siano recuperati con l'attività dell'impianto, considerata la sua durata e il guadagno attesi;
- il costo delle altre fonti di energia (come petrolio, gas naturale, carbone) dovrebbe salire in modo non realistico affinché il nucleare diventi competitivo (mentre il costo delle fonti rinnovabili, già inferiore in alcuni casi, è destinato a scendere sempre più col migliorare delle tecnologie);
- l'impianto raramente funziona a pieno regime, secondo l'autore solitamente è sfruttato soltanto per un 58% (ipotesi falsa poiché al giorno d'oggi il fattore di utilizzo mondiale è, in media, dell'81%) dal momento che alcuni impianti periodicamente devono essere fermati per controlli di sicurezza. Aumentare questa percentuale ci esporrebbe inevitabilmente a un rischio;
- a conti fatti, l'energia nucleare sarebbe un investimento proficuo solo negli scenari più ottimisti (durata della vita massima, miglioramento della tecnologia, costi d'esercizio e dell'energia).

Paine non discute dei problemi ambientali e delle esternalità economiche, come lo smaltimento delle scorie. Lamenta anche il fatto che i dati precisi sulla convenienza in termini economici dell'energia atomica non sono disponibili al pubblico.

Tesi simili sono sostenute dall'associazione ambientalista Greenpeace secondo cui: considerando 75 impianti statunitensi completati, si è constatato che i costi di costruzione totali effettivi sono stati di 145 miliardi di dollari contro i 45 previsti; in India gli stanziamenti previsti inizialmente per gli ultimi dieci impianti sono aumentati del 300%. I costi dipendono strettamente dai tempi necessari, che da uno studio del Consiglio Mondiale dell'Energia (WEC) sugli impianti in costruzione nel mondo tra il 1995 e il 2000 sono risultati essere aumentati da 66 a 116 mesi. Questo si dovrebbe all'aumentata complessità degli impianti. Tuttavia Greenpeace ha attirato su di sé molte critiche per il modo di condurre le proprie analisi.

Secondo invece le relazioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia e dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico emergono dati diversi:

il prezzo di un kWh nucleare ammonterebbe in definitiva, secondo le stime dell'OCSE, a circa 5 centesimi di dollaro se il tasso di sconto praticato è del 5%. Si tratta di un prezzo medio inferiore a quello dovuto alla produzione di un kWh con le altre fonti energetiche, mentre se si assume un tasso di sconto al 10% i costi salgono e le differenze fra fonti energetiche si riducono.

Secondo altri studi, la dimostrazione della non economicità dell'elettricità da fissione nucleare è che, negli ultimi anni, alcune aziende private hanno cambiato i loro progetti riguardanti la costruzione di nuove centrali in area OCSE. Nel 2009 infatti ci sono stati dei casi di rinunce da parte di compagnie elettriche: ad esempio, la *MidAmerican Nuclear Energy Co*, operante in Idaho, ha rinunciato alla realizzazione dei suoi progetti di espansione del numero di reattori; la *AmerenUE*, operante in Missouri ed Illinois, ha anch'essa rinunciato alla costruzione di un reattore EPR statunitense. Entrambe le compagnie hanno evidenziato che l'alto costo di realizzazione nel sito in esame non si tradurrebbe per il momento in una riduzione del costo dell'energia elettrica a causa della maggior convenienza del gas dei nuovi giacimenti di scisti rispetto all'uranio. Tuttavia va anche evidenziato come nel corso degli ultimi decenni la tendenza è stata quella di potenziare con l'aggiunta di nuovi reattori nello stesso sito centrali già esistenti (vedasi caso Olkiluoto e gli impianti statunitensi), senza contare che ci sono delle centrali in costruzione nei paesi più industrializzati ed altre sono in fase di progetto.

Questioni ambientali - Considerazioni generali

Le preoccupazioni principali dovute all'uso di energia nucleare per la produzione di elettricità riguardano l'impatto sull'ambiente e la sicurezza delle persone. Alcuni incidenti nucleari hanno provocato una contaminazione radioattiva. Il più grave incidente, il disastro di Černobyl', ha ucciso delle persone, provocato feriti e danneggiato e reso inutilizzabili per decenni grandi porzioni di territorio. Recentemente, in Giappone è avvenuto il disastro di Fukushima Dai-ichi.

Inoltre, esistono rischi di contaminazione radioattiva nelle fasi di estrazione e arricchimento del combustibile nucleare e lo smaltimento e deposito a lungo termine del combustibile esaurito sotto forma di scorie nucleari. Ad esempio, nel caso della centrale di Tricastin, circa 18,000 litri di acqua contaminata da uranio sono stati dispersi accidentalmente nell'ambiente.

Un altro problema è l'elevata quantità di acqua necessaria per il raffreddamento della centrale e l'immissione delle acque calde nei sistemi idrici: ciò in alcuni ecosistemi può causare pericoli per la salute delle forme di vita acquatica, come per talune specie di pesci già a rischio di estinzione. Tali difficoltà possono essere notevolmente ridotte usando torri di raffreddamento, che di solito sono collocate in quei luoghi dove si ritiene inaccettabile un riscaldamento eccessivo delle acque o vi è scarsità di acqua per refrigerare il condensatore della centrale, oppure costruendo le centrali vicino al mare dove la disponibilità di acqua è quasi sempre assicurata.

Tale problema accomuna solo parzialmente gli impianti nucleari a quelli termoelettrici. Da un lato il rendimento termodinamico di una centrale nucleare è nettamente più basso di quello di un moderno impianto termoelettrico (30-38% contro il 60% per gli impianti termici migliori), e pertanto a parità di elettricità prodotta gli scarichi termici sono molto superiori. Dall'altra una centrale termoelettrica può, per tipologia e collocazione geografica, essere allacciata più facilmente a reti

di teleriscaldamento (cogenerazione), recuperando così un'ulteriore quota di calore anziché disperderlo in ambiente, soluzione poco usata tramite fonte nucleare.

Emissioni atmosferiche e gas serra

Le centrali nucleari, malgrado non abbiano emissioni di fumi di combustione come le comuni centrali termoelettriche, rilasciano in atmosfera dosi di radioattività sotto forma di scarichi sia liquidi che gassosi: in particolare trizio, isotopi del cesio, del cobalto, del ferro, del radio e dello stronzio; tali emissioni perdurano anche a distanza di decenni dalla chiusura degli impianti in quantità (dalle migliaia alle centinaia di milioni di becquerel di attività sparsa sul territorio) che però sono pari ad un millesimo della radioattività naturale (un uomo medio ha una radioattività di 8000 becquerel). Vi sono inoltre emissioni di grandi quantità di vapore acqueo proveniente dalle torri di raffreddamento (presenti solo in alcuni impianti).

Negli primi anni del 2000, alcuni settori industriali hanno caldeggiato un ritorno del nucleare in Italia, anche con la motivazione di ridurre le emissioni di gas serra. Questa affermazione è contestata da molte organizzazioni ambientaliste.

I reattori nucleari non emettono direttamente gas serra durante le operazioni normali; tuttavia, l'estrazione mineraria e il trattamento dell'uranio ne generano comunque una piccola quantità. Secondo l'associazione delle industrie del settore nucleare (WNA), le emissioni prodotte nell'intero ciclo di vita sono minori di qualunque altra fonte energetica. Comunque, un tema controverso è che le emissioni di gas serra dovute all'estrazione mineraria, alla lavorazione e all'arricchimento potrebbero essere di alcune volte maggiori in futuro mentre le riserve mondiali di uranio di prima qualità andranno via via esaurendosi e si userà sempre più uranio di bassa qualità, sebbene in valore assoluto le emissioni rimarrebbero comunque modeste.

In un documento del 2000 commissionato dal gruppo verde al Parlamento Europeo intitolato *Is Nuclear Power Sustainable?* («L'energia nucleare è sostenibile?») e nel documento successivo del maggio 2002 intitolato *Can Nuclear Power Provide Energy for the Future; would it solve the CO₂-emission problem?* («L'energia nucleare può fornire energia per il futuro? Risolverebbe il problema delle emissioni di CO₂?»), Jan Willem Storm van Leeuwen e Philip Smith hanno sostenuto che il costo dell'energia nucleare alla fine supererà quello dei combustibili fossili nelle emissioni di gas serra man mano che scarseggerà il minerale uranifero di alta qualità. I due hanno messo in dubbio la sua sostenibilità all'interno di un piano di tutela ambientale. Questo documento è stato liquidato come falso dalle industrie del settore nucleare poiché i risultati pubblicati sull'estrazione del minerale mostrano un vantaggio del 99% della generazione di energia nucleare nei confronti dei combustibili fossili sul versante delle emissioni di CO₂. Gli autori hanno attenuato molto le affermazioni contenute nel loro documento e l'hanno ripubblicato nel 2005, omettendo la maggior parte dei valori numerici usati, ma le affermazioni rimanenti sono ancora contraddette da alcuni studi sul ciclo di vita (ad esempio Vattenfall). Tutto ciò mette fortemente in dubbio l'articolo le cui previsioni si pensa siano sbagliate perché si basano su elementi smentiti dai dati attuali, talvolta di 3:1 ma anche 60:1.

La Germania ha affiancato all'abbandono dell'energia nucleare lo sviluppo dell'energia rinnovabile e intende aumentare l'efficienza delle centrali elettriche fossili per ridurre la dipendenza dal carbone. Secondo il ministro tedesco Jürgen Trittin nel 2020 questo

diminuirà le emissioni di anidride carbonica del 40% rispetto ai livelli del 1990. La Germania è diventata un paese modello per gli sforzi compiuti per rispettare il protocollo di Kyōto. Inoltre la Germania ha conseguito ottimi risultati in materia di risparmio energetico, grazie agli sforzi compiuti a partire dalla crisi energetica degli anni settanta. I critici della politica tedesca ritengono una contraddizione l'abbandono dell'energia nucleare a favore dell'energia rinnovabile, dato che entrambe hanno emissioni molto basse di CO₂.

Tutti gli altri prodotti di scarto delle centrali nucleari vengono raccolti e depositati in isolamento, a differenza delle altre fonti energetiche come il petrolio ed il carbone i cui residui inquinanti sono immessi direttamente nell'ambiente circostante. Senza centrali nucleari, se fossero costretti a sostituirle con centrali a combustibile fossile, ogni anno gli Stati Uniti produrrebbero quasi 700 milioni di tonnellate metriche di anidride carbonica in più, una cifra all'incirca pari alla quantità di anidride carbonica prodotta annualmente dalle automobili statunitensi.

Lo smaltimento delle scorie radioattive

Non sono ancora stati completamente risolti i problemi relativi al confinamento di scorie nucleari a lungo termine. In effetti, una volta esaurito il fissile presente nel combustibile, restano i sottoprodotti della reazione a catena, che in massima parte non sono fissili ma continuano ad essere radioattivi. Questi sottoprodotti sono una gamma di isotopi con tempo di dimezzamento molto vario, ma che può arrivare anche ad alcune migliaia di anni: le scorie prodotte dai reattori si mantengono radioattive a lungo nel tempo, fino al caso estremo del Cesio 135 (¹³⁵Cs) che impiega 2,3 milioni di anni per dimezzare la propria radioattività.

Le scorie nucleari hanno altresì un volume minimo (un tipico reattore nucleare di potenza produce circa 25 tonnellate all'anno di combustibile irraggiato pari a circa 3 m³, corrispondente a 28 m³ una volta depositato all'interno di un fusto) e in termini di volume costituiscono meno dell'1% dei rifiuti altamente tossici nel tempo nei paesi industrializzati, sebbene la loro tossicità non sia per nulla paragonabile.

La quantità di scorie potrebbe essere ridotta in diversi modi, sia tramite ritrattamento nucleare sia con reattori autofertilizzanti veloci; i reattori subcritici (o fissione assistita, amplificatori di energia, accelerator driven system o TraSco-EuroTrans che dir si voglia) e i reattori autofertilizzanti veloci (FBR) possono ridurre di molto il tempo di confinamento sia delle scorie neoprodotte, sia di quelle già esistenti.

Il 96% delle scorie altamente radioattive potrebbe essere riciclato e riutilizzato se i rischi aggiuntivi di proliferazione fossero ritenuti accettabili. Questi progetti vengono approfonditi fin dai primi anni novanta, e prevedono due alternative:

1. l'incenerimento (*incineration*), cioè il bombardamento dei radioisotopi con neutroni prodotti per "spallazione" da un bersaglio colpito con protoni accelerati con un apposito acceleratore di particelle (*accelerator driven system*);
2. colpire i radioisotopi con i raggi gamma prodotti da un apposito laser.

Nonostante i notevoli investimenti in tempo e denaro, non si è ancora giunti a risultati definitivi su queste procedure, che comunque richiedono investimento nell'ordine del miliardo e mezzo di euro per ogni impianto, gettando così un'ulteriore, pesante incognita sui costi dell'elettricità nucleare. Il plutonio, che è contenuto nelle barre di combustibile

esaurito, è estratto in impianti simili a quello Areva a La Hague (Francia) o a quello BNFL a Sellafield (Regno Unito).

È necessario prevedere sia delle aree di stoccaggio in cui gli isotopi più radioattivi (scorie di terza categoria) abbiano il tempo di decadere, sia dei siti di immagazzinamento definitivo in cui riporre il restante materiale radioattivo (scorie di prima e seconda categoria, ossia con un'emivita inferiore ai 300 anni). Nel caso di riprocessamento del combustibile irraggiato, queste ultime vengono conservate in depositi superficiali di cemento che dopo circa tre secoli, quando la radioattività delle scorie diventa paragonabile a quella del fondo naturale, vengono definitivamente ricoperti di terra. Nonostante sia un punto molto controverso, i sostenitori del nucleare affermano che la soluzione dello smaltimento sotterraneo (geologico) permanente (reversibile o irreversibile che sia) delle scorie "a secco" (ossia senza preventivo riprocessamento) o di quelle di terza categoria nel caso di riprocessamento - un'idea che diversi paesi hanno già preso in considerazione - sia ben testata e provata; al riguardo fanno infatti notare l'esempio naturale di Oklo, il deposito naturale di scorie radioattive, dove le scorie sono confinate da circa 2 miliardi di anni con una contaminazione minima dell'ecosistema circostante.

Dalla parte opposta c'è chi cita l'esempio poco virtuoso del deposito geologico di Asse in Germania, ricavato in una miniera di potassa aperta dagli inizi del Novecento e che venne inizialmente studiato negli anni sessanta. In seguito allo scavo di ulteriori camere per lo stoccaggio di rifiuti a bassa e media attività, venne raggiunta la parte più esterna della miniera. Data la conformazione delle rocce e dell'uso abbastanza intensivo della miniera, oltre che l'uso di materiale di riempimento, negli anni si ha avuto un deciso aumento delle infiltrazioni d'acqua, andando ad intaccare la tenuta di alcuni contenitori che contenevano i rifiuti radioattivi, evidenziando perdite di cesio. Nonostante si ritenga generalmente che le miniere di sale siano immuni alle infiltrazioni d'acqua e geologicamente stabili, e pertanto adatte ad ospitare per migliaia di anni le scorie nucleari, nel caso di Asse le infiltrazioni ci sono e le perdite di sostanze radioattive sono state rilevate per la prima volta nel 1988. Gli studi preliminari effettuati negli anni sessanta viceversa consideravano Asse una locazione adatta per lo stoccaggio dei LAW e dei MAW; per eliminare le infiltrazioni, si stanno studiando vari metodi per la stabilizzazione delle rocce che formano il deposito. Seppur al livello di bozza, vi è anche la possibilità che i rifiuti vengano recuperati, nel caso che questo non comporti rischi maggiori per la popolazione e il personale che dovrà maneggiare i rifiuti. Sono inoltre stati rilevati rischi di crollo dei tunnel, con enormi rischi di una forte dispersione di sostanze radioattive.

Scorie nucleari, se pure molto poco durevoli in termini di radiotossicità, sono anche grandi parti delle strutture delle centrali nucleari. La radioattività indotta da neutroni e gli elementi, ad alta attività ma breve vita, rilasciati dall'operazione quotidiana del ciclo di raffreddamento sulle parti a contatto con il fluido primario, determinano la necessità tecnica, per evitare alti costi e rischi per il personale, di attendere lunghi periodi, dopo la fine delle operazioni produttive e lo spegnimento del reattore, prima di iniziare lo smantellamento vero e proprio. In Inghilterra, dove per centrali come quella di Calder Hall sono previsti cento anni di chiusura dopo lo spegnimento, il costo dello smantellamento si prospetta molto più basso (molte decine di volte minore) di quello che scontano ad esempio reattori come quelli Italiani, il cui smantellamento "accelerato" è stato deciso per ragioni politiche nella tredicesima legislatura, con un decreto dell'allora

ministro Bersani, per i quali il costo di smantellamento potrà essere alla fine anche due o tre volte superiore a quello di costruzione.

In molti paesi non è ancora stato stabilito chi debba coprire i costi di gestione delle aree di confinamento delle scorie nucleari. Al momento sembra che probabilmente, almeno in Germania, lo Stato pagherà i costi per le scorie dirette (barre esaurite) e i materiali contaminati delle centrali o prodotti nell'estrazione del plutonio e dell'uranio, così come le altre scorie nucleari, perché l'industria non dispone di mezzi sufficienti. Negli Stati Uniti, le società di servizi pagano una tassa fissa per chilowattora in un fondo monetario per lo smaltimento amministrato dal Dipartimento per l'energia.

In Gran Bretagna, nell'aprile 2005 questo problema ha portato alla creazione dell'Autorità Nazionale per lo smantellamento.

La sicurezza

La sicurezza delle centrali nucleari è stata spesso messa in questione, dal momento che le strutture più visibili, come le torri di raffreddamento, appaiono fragili e potrebbero quindi essere facili obiettivi di attacchi terroristici, ad esempio da parte di kamikaze che impiegassero aerei di linea per colpirle (questo dibattito è stato molto acceso in Germania. Secondo i sostenitori del nucleare, questi attacchi potrebbero rendere le centrali inattive ma non potrebbero produrre contaminazioni radioattive dato che il nucleo delle centrali è protetto da mura di cemento armato spesse diversi metri: eventuali aerei kamikaze non sarebbero in grado di rompere i muri esterni a meno di utilizzare cariche esplosive estremamente potenti. D'altronde non è detto che gli attacchi debbano essere attuati attraverso esplosioni esterne all'edificio. Le centrali nucleari, secondo i loro sostenitori, vengono sorvegliate con estrema attenzione, anche se molti lo mettono in dubbio. Uno studio condotto dalla commissione statunitense che controlla il settore nucleare (Nuclear Regulatory Commission) ha evidenziato che più di metà delle centrali nucleari statunitensi non sono state in grado di prevenire una simulazione di attacco.

La sicurezza della tecnologia nucleare viene garantita, anche se in maniera meno vistosa, non solo nel bruciamento in centrale, ma su tutto il ciclo di produzione, che comprende anche trattamento e deposito. Tuttavia maggior attenzione dovrà comunque essere rivolta agli aspetti riguardanti il trasporto e lo stoccaggio delle scorie.

I sostenitori del nucleare sottolineano altresì l'alto livello di sicurezza vigente per gli addetti impiegati nel settore, che del resto sono inevitabilmente meno, essendo il nucleare un attribuito ad altre fonti: 342 all'energia prodotta dal carbone, 85 al metano e 883 all'energia idroelettrica.



Elemento di combustibile: assemblaggio di barre in reticolo quadrato 17x17

Fughe radioattive

Secondo i contrari al nucleare, dato che le fuoriuscite incontrollate di materiale radioattivo mettono a rischio la sicurezza delle centrali nucleari, il rischio delle fughe radioattive sarebbe intollerabile. Per far fronte a questi timori, tutti gli operatori nucleari sono obbligati a misurare le radiazioni all'interno dei siti ed attorno a essi e a render note tutte le particelle e le radiazioni emesse. Ciò deve essere certificato da un organo di valutazione indipendente. Questa pratica è sostanzialmente identica in tutti i paesi membri dell'AIEA. Nel caso le sostanze fuoriescano in quantitativi considerevoli, cioè al di sopra dei limiti fissati dal NCRP (National Council on Radiation Protection and Measurements, Consiglio Nazionale sulla Misurazione e la Protezione dalle radiazioni) degli Stati Uniti e obbligatorio per tutti i membri AIEA, bisogna mettere al corrente l'AIEA ed è necessario che venga assegnato almeno un livello 5 della scala INES, un evento molto raro. Tutte le attrezzature vengono controllate regolarmente. Inoltre, tutti gli operatori sono obbligati a divulgare pubblicamente gli elenchi completi delle misurazioni. Un individuo che viva vicino ad una centrale in media ne riceverà circa l'1% dei livelli di radiazione naturali, molto al di sotto dei limiti di sicurezza. In Gran Bretagna studi approfonditi condotti dal Comitato sugli Aspetti Medici delle Radiazioni nell'Ambiente (COMARE) nel 2003 non hanno riscontrato prove di una maggior incidenza del cancro tra i bambini che vivono vicino alle centrali nucleari. Hanno invece rilevato un numero anormale di leucemie e di linfoma non-Hodgkin (LnH) vicino ad altre installazioni nucleari, come quelle di AWE a Burghfield, di UKAEA a Dounreay e di BNFL a Sellafield sebbene COMARE abbia giudicato improbabile un legame tra questo e il materiale nucleare. Secondo COMARE, «è improbabile che le incidenze anormali attorno a Sellafield e Dounreay siano un fatto casuale, anche se attualmente non esiste una spiegazione convincente del fenomeno».

L'incidente di Černobyl', accaduto a causa della combinazione di svariate violazioni delle misure di sicurezza da parte del personale ed un progetto carente riguardo ad alcuni aspetti di sicurezza, non è fisicamente ripetibile in un reattore moderato ad acqua, che si caratterizza per altri tipi di incidente. L'impianto di Černobyl' inoltre aveva un tipo di sistema di contenimento secondario solo parziale: una struttura completa avrebbe forse limitato la dispersione all'esterno dei rilasci radioattivi.

Un involucro di contenimento completo era invece presente nella centrale di Three Mile Island (Pennsylvania, USA), che subì un incidente nel 1979 con la fuoriuscita di quantità significative di radionuclidi e la parziale fusione del nocciolo. Tale fuga radioattiva fu mitigata (ma non annullata) dalla presenza di appropriate strutture di contenimento del reattore americano rispetto a quello sovietico.

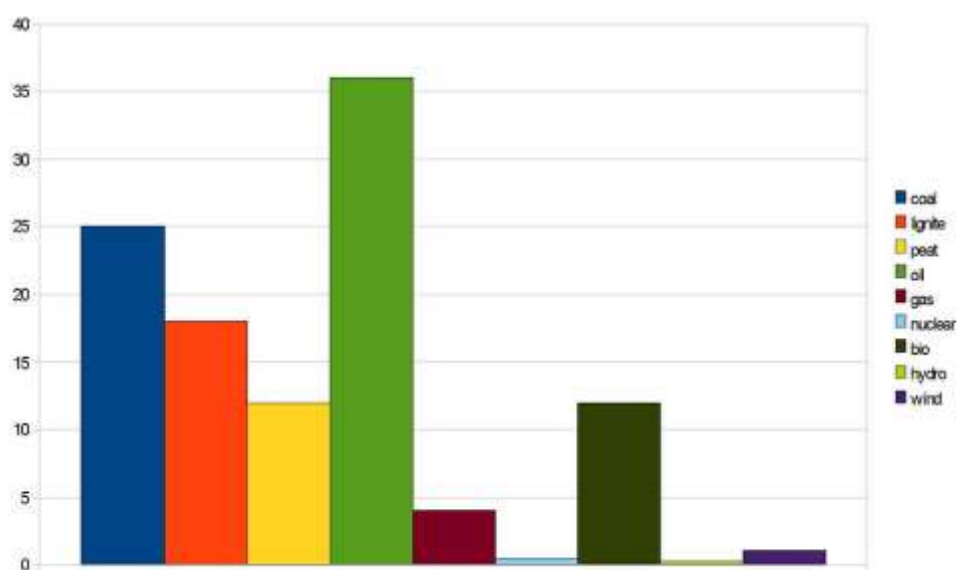
Questi sono fra i più noti e gravi episodi di incidenti a centrali civili, anche se un discreto numero di episodi anche seri si è verificato nel corso degli anni passati (ad esempio a Sellafield in Gran Bretagna o a Browns Ferry negli USA) e continua a verificarsi, ad esempio con vari scandali in Giappone. Un altro problema di sicurezza riguarda il pericolo di fughe radioattive non derivanti da guasti interni alla centrale, ma da eventi esterni che possono compromettere la tenuta delle strutture. Un evento climatico catastrofico, quale un tornado o un terremoto di particolare intensità, potrebbero distruggere l'edificio di contenimento, se non adeguatamente dimensionato. In Giappone gli impianti della centrale nucleare di Kashiwazaki-Kariwa, furono danneggiati nel 2007 a seguito di un terremoto di intensità superiore a quello considerato nel progetto e si

ebbero rilasci di radioattività nell'ambiente non completamente ed univocamente quantificati (si veda la voce relativa per dettagli).

Sempre in Giappone, a seguito del terremoto di Sendai, nel marzo 2011, una serie di quattro distinti gravi incidenti occorsi presso la centrale nucleare Fukushima I hanno causato il disastro di Fukushima Dai-ichi.

Mortalità

Esterne, il progetto di ricerca europeo sulle esternalità, ha stimato le morti causate dalle fonti energetiche considerando tutto il ciclo di vita dell'impianto: dall'estrazione del combustibile allo smantellamento o riconversione dei siti di produzione, ovvero lo studio tiene conto dei morti in miniera tanto quanto dei morti per inquinamento ambientale. Questi sono i risultati ottenuti (grafico sotto riportato):



Morti per TWh per fonte di energia:

- carbone (blu);
- lignite (rosso);
- torba (giallo);
- olio combustibile (verde scuro);
- gas (marrone);
- nucleare (azzurro);
- bioenergie (nero);
- idroelettrico (verde chiaro);
- eolico (viola).

Questioni di proliferazione

Un'argomentazione contro l'elettro-generazione da fonte nucleare consiste nel rischio derivante dall'incremento delle scorie radioattive complessivamente prodotte. Anche scorie di bassa qualità possono essere adoperate infatti per costruire le cosiddette "bombe sporche" (dette più precisamente "armi radiologiche" e nelle quali la totalità del potere deflagrante è fornito da esplosivi tradizionali circondati da un qualsiasi tipo di materiale

radioattivo che, con l'esplosione, si diffonde poi nell'ambiente) che vengono generalmente considerate (a torto o a ragione) un buon strumento a fini terroristici grazie alla loro relativa facilità di preparazione.

Un'eventualità ancora più rischiosa è il potenziale collegamento fra usi civile e militare (che nella maggior parte dei paesi sono mantenuti rigorosamente separati), che potrebbe portare a un aumento dei paesi possessori di bombe atomiche. Il *know-how* maturato per la costruzione di centrali nucleari potrebbe essere utilizzato per l'avvio di programmi di riarmo atomico. La produzione di energia nucleare si basa su un meccanismo di reazione a catena, controllato, che è tecnicamente più difficile da gestire di un utilizzo dell'uranio per scopi bellici.

Nelle barre di combustibile nucleare industriali, la frazione di isotopo di uranio fissile ²³⁵U deve essere incrementata dalla percentuale naturale dello 0,7% fino al 5% per potere generare una reazione a catena; fanno eccezione quegli impianti che usano acqua pesante o grafite come moderatori, come i reattori CANDU o i reattori RBMK. Un impianto per l'arricchimento dell'uranio (per esempio quello tedesco di Gronau) potrebbe – con grande difficoltà – aumentare la quantità dell'²³⁵U fino all'80% o più in modo da poter realizzare delle armi nucleari. Di conseguenza, alcune delle tecniche per l'arricchimento dell'uranio sono mantenute segrete (per esempio la diffusione gassosa, la centrifuga del gas, l'AVLIS e il ritrattamento nucleare).

Gli oppositori del nucleare sostengono che non è possibile distinguere fra uso civile e uso militare e quindi l'energia nucleare contribuisce alla proliferazione delle armi nucleari. Mentre è possibile far funzionare una centrale nucleare con materiali non affini alle armi, il possesso di un reattore comporta l'accesso a materiali e tecnologie che possono essere usati in speciali reattori militari a bassa combustione e ritrattati per produrre plutonio, l'elemento essenziale per la costruzione di armi nucleari ad alta resa. Questo è ciò che è accaduto in Israele, India, Sudafrica (che in seguito ha consegnato le proprie armi nucleari) e Corea del Nord: tutti hanno dato il via a programmi "pacifici" per l'energia nucleare con reattori che poi sono stati usati per produrre plutonio adatto per le armi. Israele e Corea del Nord attualmente non dispongono di centrali nucleari, mentre il Sudafrica ne ha aperta una molto dopo essersi dotato di armi nucleari. A molti pare una stridente contraddizione che George Bush nel 2006 abbia fortemente sostenuto l'opzione del nucleare come fonte energetica sicura, economica e pulita opponendosi contemporaneamente con tutte le proprie forze al programma nucleare iraniano, fino al punto di minacciare un intervento militare: se nonostante tutte le assicurazioni dell'Iran che lo scopo del progetto è puramente civile la sola possibilità che non sia così è sufficiente perché il rischio che si producano armi atomiche sia considerato tanto grave da imporre interventi tanto pesanti, allora è insostenibile la posizione di chi sostiene che le centrali nucleari non costituiscano un rischio di proliferazione nucleare.

Gran parte del timore popolare per la possibile proliferazione delle armi deriva dalla considerazione dei materiali fissili. Ad esempio, a proposito del plutonio contenuto nel combustibile esaurito che ogni anno viene generato dai reattori nucleari commerciali di tutto il mondo, è corretta ma fuorviante l'affermazione secondo cui servono solo pochi chili di plutonio per fare una bomba: tutti i paesi infatti dispongono di uranio in quantità tali da poter costruire alcune armi (l'uranio andrebbe però arricchito).

Il plutonio è una sostanza con proprietà variabili a seconda della fonte. È composta da diversi isotopi, come Pu-238, Pu-239, Pu-240 e Pu-241. Si tratta sempre di plutonio ma

non tutti questi tipi sono fissili: solo Pu-239 e Pu-241 possono essere sottoposti alla normale fissione in un reattore. Il plutonio 239 è un combustibile nucleare eccellente; è stato anche molto usato nelle armi nucleari perché ha un tasso di fissione relativamente basso e una bassa massa critica: di conseguenza, il plutonio 239, con soltanto una piccola percentuale degli altri isotopi presenti (fino a un massimo del 7%), è spesso definito plutonio "weapons-grade" in inglese ("per le armi"). È stato usato nella bomba di Nagasaki nel 1945 e in molte altre armi nucleari.

D'altro canto, questo plutonio è totalmente diverso da quello che viene normalmente prodotto in tutti i reattori delle centrali nucleari commerciali ad acqua leggera (detto "reactor-grade") e che può essere separato ritrattando il combustibile esaurito. Il plutonio dei reattori contiene un'alta percentuale (fino al 40%) di isotopi di plutonio più pesanti, soprattutto il Pu-240, perché è dovuto rimanere nei reattori per un periodo di tempo relativamente lungo. Questo non costituisce un problema particolare per il riutilizzo del plutonio in combustibile ossido misto (MOX) per i reattori, ma influisce pesantemente sull'idoneità dell'impiego del materiale nelle armi nucleari. A causa della fissione spontanea del Pu-240, nel materiale per la produzione di armi ne è tollerabile solo un quantitativo molto limitato. La progettazione e la costruzione di esplosivi nucleari con il plutonio "reactor-grade" sarebbero difficili ed inaffidabili e finora nessuno le ha mai perseguite; tuttavia è stato creato un ordigno nucleare con plutonio a bassa combustione proveniente da un reattore nucleare Magnox. Testato nel 1962, la sua composizione non è mai stata ufficialmente resa nota, ma chiaramente si aggirava attorno al 90% di Pu-239 fissile. Tale metodo di produzione era molto costoso, inaffidabile e facilmente individuabile (il combustibile deve restare nel reattore per un periodo di tempo relativamente breve, ossia poche settimane, rispetto al normale uso, pari ad alcuni anni, e con una resa relativamente limitata). Tutti questi fattori hanno contribuito al fatto che non si ripetessero altre esperienze analoghe a quella dell'ordigno del 1962.

Il plutonio ad alta concentrazione può essere usato per la costruzione di armi nucleari, ma in pratica è usato ancora nelle centrali nucleari in barre di combustibile di MOX. I fautori nel nucleare rispondono affermando che esistono diverse tipologie di centrali nucleari che utilizzano tecnologie che non possono aver applicazioni militari e i paesi del primo mondo potrebbero vendere queste tecnologie agli altri paesi per evitare la proliferazione nucleare. Difatti, molti studi sulle centrali nucleari al Torio partono proprio da questo genere di considerazioni.

CAPITOLO 3

REATTORI NUCLEARI A FISSIONE

In ingegneria nucleare un reattore nucleare a fissione è un tipo di reattore nucleare in grado di gestire una reazione nucleare di fissione a catena in maniera controllata (diversamente da quanto accade per un ordigno nucleare) a partire da materiale fissile, al fine di produrre energia elettrica grazie al calore rilasciato durante la fissione. Questo è ciò che avviene nelle centrali nucleari, che possono contenere più reattori nucleari nello stesso sito.

Esistono reattori a fissione a scopo di ricerca, in cui la potenza termica è troppo bassa per giustificare lo sfruttamento attraverso un ciclo termodinamico per la produzione elettrica, e reattori di potenza, utilizzati dalle centrali nucleari, in cui l'energia termica prodotta dal reattore viene usata ad esempio per vaporizzare l'acqua, la cui energia termofluidodinamica viene convertita prima in energia meccanica attraverso l'uso di turbine a vapore saturo (ciclo Rankine) e infine in energia elettrica dagli alternatori. Sono stati sperimentati e prospettati per alcuni impieghi futuri anche altri cicli termodinamici tra cui il ciclo Brayton.

Si tratta storicamente del primo tipo di reattore nucleare ideato e realizzato e della prima forma di applicazione a scopi civili dell'energia nucleare. Allo stato attuale tutti i reattori nucleari commerciali si basano sul processo di fissione nucleare, mentre quelli a fusione sono ancora nella fase di studio.

Storia

I primi 16 reattori a fissione nucleare naturale conosciuti divennero critici (cioè "accesi"), circa 1,7 miliardi di anni fa. In Gabon nelle 3 miniere di Oklo furono trovati minerali di uranio con una concentrazione anormalmente bassa di ^{235}U ; il fenomeno è stato spiegato, anche grazie al ritrovamento di prodotti di fissione, con la presenza naturale di concentrazioni di ^{235}U intorno al 3%, disposte in modo da costituire una massa critica e con la presenza di acqua liquida. Oggi questo non è più possibile a causa del più veloce decadimento del ^{235}U rispetto al ^{238}U , la cui concentrazione è ormai ovunque molto più bassa, attorno allo 0,7%.

Storicamente invece il primo reattore nucleare di costruzione umana fu quello sperimentale-dimostrativo realizzato dall'équipe di Enrico Fermi a Chicago, nel reattore CP-1 (Chicago Pile-1) in cui il 2 dicembre 1942 si ottenne la prima reazione a catena controllata e autosostenuta. Quasi contemporaneamente venivano allestiti a Oak Ridge l'impianto pilota l'X-10 (critico nel 1943) nell'ambito del laboratorio MetLab e a Hanford il B-reactor (critico nel settembre 1944), ambedue finalizzati alla produzione di plutonio, il primo come unità pilota e il secondo per la produzione in grande scala.

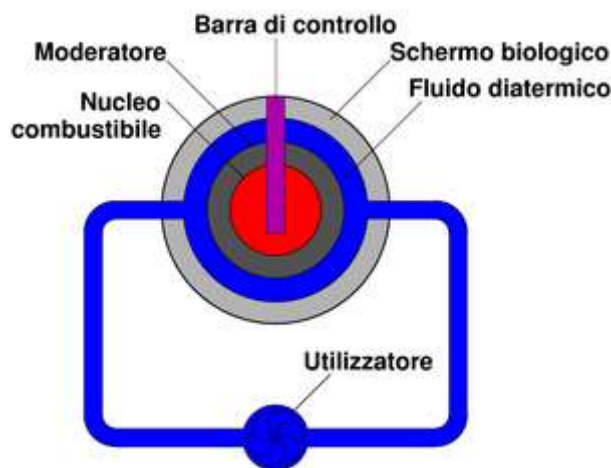
Nel dicembre 1954 il reattore di Obninsk in URSS divenne critico e fu il primo reattore nucleare per uso civile; esso produceva solo 5 MW elettrici, ma fu comunque un precursore. Come i successori della filiera sovietica, era un reattore del tipo acqua-grafite in cui il raffreddamento del nocciolo veniva assicurato da acqua leggera e la moderazione dei neutroni da blocchi di grafite, ottimo conduttore del calore oltre che efficace moderatore del flusso neutronico.

Nel 1954 il reattore BORAX (Borax-I) divenne critico, ma non avendo turbine non produceva energia elettrica. Dopo l'aggiunta delle turbine e il cambio di nome a Borax-II nel 1955 questo incominciò a produrre commercialmente energia elettrica, fornendo la cittadina che lo ospitava (Arco, Idaho, USA), se pure in piccola quantità (6,4 MW). Borax, a differenza del predecessore Obninsk-1 e del successore Calder Hall, era di tipo BWR (Boiling Water Reactor, o reattore ad acqua leggera bollente) in cui il fluido di raffreddamento è acqua leggera in cambiamento di fase. Infine nel 1956 partì il primo reattore commerciale di grande potenza (50 MW), quindi economicamente significativo, quello di Calder Hall in Cumbria, Regno Unito, del tipo gas-grafite.

In Italia il primo reattore nucleare chiamato Avogadro RS-1 fu costruito a Saluggia nel 1959 da un gruppo di aziende private di cui la Fiat era capofila e comprendente anche la Montecatini; era un reattore di ricerca di tipo a piscina, fu utilizzato principalmente per scopi sperimentali e non venne mai connesso alla rete elettrica nazionale, il suo funzionamento venne arrestato nel 1971 e quindi trasformato in deposito per elementi di combustibile nucleare irraggiato.

La prima centrale Italiana per la produzione di elettricità (sempre del tipo gas-grafite GEC-Magnox, acquistata dall'Inghilterra) fu quella di Latina, critica il 27 dicembre 1962 e che produceva 153 MWe (megawatt elettrici), seguita da quella del Garigliano (1963), del tipo BWR General Electric a ciclo duale, da 150 MWe e da quella di Trino Vercellese (1964), del tipo PWR Westinghouse, da 260 MWe. L'IAEA al 31 dicembre 2009 elencava nel mondo 443 reattori nucleari a fissione in attività e 56 in costruzione destinati alla produzione di energia, soprattutto in oriente (Cina, India, Russia, Korea), mentre altri 142 sono pianificati e 327 proposti.

Descrizione sommaria di un reattore di potenza



Schema di un reattore nucleare

Fondamentalmente a livello logico-funzionale un reattore nucleare non è altro che una tecnologia ideata e sviluppata per sfruttare, a fini energetici, la reazione di fissione nucleare da parte di un combustibile nucleare in maniera controllata, garantendo cioè determinati livelli o standard di sicurezza.

La sorgente di energia del reattore è dunque il combustibile presente nel nocciolo o nucleo del reattore, composto da materiale fissile (tipicamente una miscela di ^{235}U

e ^{238}U), arricchita fino al 5% in ^{235}U . È poi possibile utilizzare il combustibile MOX che è una miscela di ossidi di uranio e plutonio, oppure uranio naturale. Per il secondo combustibile si devono operare modifiche nel reattore, mentre per l'uranio naturale si devono utilizzare reattori che utilizzano come moderatore acqua pesante o grafite.

Per rallentare i neutroni e termalizzarli cioè rallentarli fino a un'energia cinetica inferiore all'eV e aumentare così la probabilità di fissionare il combustibile, secondo la fisica stessa della reazione, è necessario utilizzare un moderatore.

La fissione del nucleo del combustibile genera energia, principalmente sotto forma di energia cinetica dei frammenti della fissione e di raggi gamma. I frammenti di fissione rallentando nel combustibile generano calore che viene asportato da un fluido refrigerante termovettore (gassoso o liquido, o che subisce un cambio di fase nel processo) che lo trasporta a un utilizzatore, direttamente o indirettamente per mezzo di generatori di vapore, quasi sempre un gruppo turbo-alternatore per la produzione di energia elettrica nella parte termoelettrica della centrale nucleare. Il termovettore refrigerante può anche essere il moderatore stesso, come avviene nel caso dei reattori ad acqua leggera.

Il reattore raggiunge la cosiddetta condizione di criticità ovvero possiede una massa critica tale che la reazione di fissione a catena possa autosostenersi in maniera stabile.

Il reattore dispone anche delle cosiddette barre di controllo cioè barre metalliche (in genere leghe di argento, cadmio e indio o carburi di boro) atte ad assorbire i neutroni in eccesso liberati dalla reazione che a loro volta alimentano; possono essere inserite nel nocciolo e servono a modulare in funzione della potenza energetica da generare, a tenere sotto controllo ed eventualmente arrestare la reazione a catena di fissione in caso di criticità. Questo evita ad esempio che la reazione diventi incontrollata con la liberazione di enormi quantitativi di energia che possano condurre alla cosiddetta fusione del nocciolo (parziale o totale) per temperature elevatissime, al successivo cedimento dei vari strati di contenimento del reattore incapaci di resistere meccanicamente a questi livelli di temperatura con dispersione nell'ambiente del materiale radioattivo, e/o alla produzione di gas esplosivi come l'idrogeno con conseguente possibile esplosione del reattore stesso e gravissime conseguenze sulla sicurezza pubblica per diffusione diretta di grandi quantità di materiale altamente radioattivo e livelli di radiazione altrettanto nocivi (si veda incidente nucleare).

Spesso anche a reattore arrestato deve continuare l'afflusso del fluido termovettore refrigerante per abbassare la temperatura del reattore e continuare a dissipare il calore residuo prodotto dalla radioattività del materiale combustibile evitando ancora una volta i problemi di surriscaldamento di cui sopra.

A ogni modo nello specifico ogni tipo di reattore possiede, in base alla sua progettazione e realizzazione, le sue caratteristiche in termini di sicurezza (tipicamente un reattore possiede uno o più strati esterni di contenimento), costi ed efficienza.

Il consumo progressivo del combustibile nucleare nel nocciolo comporta la formazione di materiale di scarto detto anche residuo o prodotto di fissione non più utile alla fissione stessa e a sua volta radioattivo (le ben note scorie nucleari) e che quindi deve essere in qualche modo periodicamente rimosso dal reattore e successivamente smaltito.

Classificazione dei reattori nucleari

Il "Power Reactor Information System" (PRIS) e l' "Advanced Reactors Information System" (ARIS), dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica (AIEA/IAEA), classificano i reattori nucleari di potenza in diversi tipi ("type") e modelli ("model"), riportati nelle tabelle seguenti:

Classificazione dei reattori secondo il PRIS

Tipi		Modelli	Reattori		
Sigla	Nome completo		Operativi	Costruzione	Spenti
BWR	Boiling Light-Water Cooled and Moderated Reactor	AA-III BWR-25, ABWR, BWR-1, BWR-2, BWR-3, BWR-4, BWR-5, BWR-72, ESBWR	75	4	40
FBR	Fast Breeder Reactor	BN-20/-350/-600/-800/-1200, Liquid Metal FBR, Na-1200, PH-250, prototype	3	1	8
GCR	Gas Cooled, Graphite Moderated Reactor	AGR, MAGNOX, UNGG	14		38
HTGR	High Temperature Gas Cooled Reactor	HTR-PM, Pebble bed reactor prototype, Pebble bed reactor		1	4
HWGCR	Heavy-Water Moderated, Gas Cooled Reactor	HWGCR: 2-loops, KS 150, MONTS-D'ARREE, pressure tube reactor			4
HWLWR	Heavy-Water Moderated, Boiling Light-Water Cooled Reactor	ATR, HW BLWR 250			2

Tipi		Modelli	Reattori		
Sigla	Nome completo		Operativi	Costruzione	Spenti
LWGR	Light-Water Cooled, Graphite Moderated Reactor	AM-1, AMB-100/-200, EGP-6, RBMK-1000/-1500	15		9
PHWR	Pressurized Heavy-Water Moderated and Cooled Reactor	CANDU, Horizontal Pressure Tube type, PHWR-700, PHWR KWU	49	4	8
PWR	Pressurized Light-Water Moderated and Cooled Reactor		297	47	50
SGHWR	Steam Generating Heavy-Water Reactor				1
X	Other	LMGMR (SGR- Sodium cooled graphite moderated reactor), OCM (Organically Cooled and Moderated Reactor)			2
TOTALE			453	57	166

Classificazione dei reattori secondo l'ARIS

Tipi		Modelli	Reattori		
Sigla	Nome completo		Operativi	Costruzione	Progetto
BWR	Boiling Light-Water Cooled and Moderated Reactor	ABWR, ABWR-II, ESBWR, KERENA, RMWR			
GCR	Gas Cooled Graphite Moderated Reactor	VHTR (IV-Gen)			
GFR (IV-Gen)	Gas Cooled Fast Reactor				
HWR	Heavy-Water Reactor				
iPWR	Integral Pressurized Water Reactor				
LFR (IV-Gen)	Lead Cooled Fast Reactor				
MSR (IV-Gen)	Molten Salt Reactor				
PWR	Pressurized Light-Water Moderated and Cooled Reactor	AP1000, APR-1400, EPR, KLT-40S, VVER			
SCWR (IV-Gen)	Supercritical Water Cooled Reactor				

Tipi		Modelli	Reattori		
Sigla	Nome completo		Operativi	Costruzione	Progetto
SFR (IV-Gen)	Sodium Cooled Fast Reactor				

Reattori di I e II generazione

I reattori cosiddetti "provati" sono quelli di cui è stata verificata la stabilità operativa per usi civili commerciali. Oggi sono conosciuti vari tipi di reattore nucleare, generalmente classificati in base al tipo di combustibile utilizzato, al sistema di raffreddamento/generazione vapore e al tipo di moderatore. I primi modelli, a partire dal CP-1, erano del tipo gas-grafite, poi commercialmente sviluppato in varie versioni tra cui le principali sono i reattori Magnox (*Magnesium Uranium Oxide*) (GEC) e RBMK. Ambedue usavano (in realtà vi sono parecchi reattori RBMK tuttora in uso, e qualche Magnox nella versione *Advanced Gas Cooled Reactor*) uranio arricchito come combustibile.

Il grande vantaggio dei modelli a gas è nella possibilità di utilizzare fluidi inerti come fluido refrigerante, evitando così i problemi di corrosione propri dell'acqua ad alta temperatura (che inoltre, quando irradiata, si scinde parzialmente nei componenti, generando pericoloso idrogeno nonché ossigeno libero che aggrava ulteriormente i problemi di corrosione) e nella bassa densità del refrigerante che non assorbe quindi neutroni in maniera significativa. Il problema maggiore, viceversa, sta nel relativamente basso coefficiente di scambio termico del gas, e nell'impossibilità di ottenere la moderazione dei neutroni attraverso il fluido stesso, obbligando quindi all'utilizzazione di costose (e instabili, a temperature elevate) strutture in grafite o all'utilizzo dell'acqua.

Si sono quindi affermati i modelli raffreddati (e moderati) ad acqua leggera, che sostanzialmente sono delle caldaie in cui il *focolare* è sostituito dall'insieme degli elementi di combustibile. Di questi esistono due modelli, o *filiere*: quelli in cui la vaporizzazione dell'acqua avviene a contatto degli elementi di combustibile, o comunque nello stesso recipiente che le contiene, detti di tipo BWR (*Boiling Water Reactor* - si vedano anche sopra i dati del Borax), che quindi inviano in turbina un vapore più o meno debolmente radioattivo, e quelli che utilizzano un circuito intermedio, per cui un fluido refrigerante (di solito ancora acqua) entra a contatto del combustibile, si scalda e, senza cambiare di fase, circola in un generatore di vapore esterno in cui cede calore ad altra acqua, che stavolta vaporizza e genera energia elettrica nel gruppo turbina-alternatore. Sono detti PWR (*Pressurized Water Reactor*). Il vapore che arriva in turbina in condizioni di normale funzionamento non è più radioattivo.

Vi sono stati tentativi di utilizzare combustibili meno costosi (ossia uranio non arricchito, normalmente presente in natura), e sono stati proposti due modelli di reattore simili, e studiati in parte in collaborazione: il CIRENE (*CISE Reattore a Nebbia*), sviluppato originariamente dal Centro Italiano Studi Esperienze dell'ENEL, e il CANDU (*Canada*

Deuterium Uranium) sviluppato dall'Atomic Energy Commission Canadese. Questi reattori, per ovviare alla relativamente debole economia neutronica dovuta a un tenore ridotto di ^{235}U , utilizzano come fluido refrigerante e moderatore acqua pesante, che ha una bassissima sezione d'urto (ossia probabilità) di cattura dei neutroni. La differenza tra le due filiere sta nel circuito di raffreddamento, ad acqua bollente per il CIRENE (da cui il nome di reattore a nebbia), che lo qualifica come BHWR (*Boiling Heavy Water Reactor*), e ad acqua pressurizzata per il CANDU, che lo qualifica come PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactor*). La filiera CANDU ha avuto una sua affermazione commerciale soprattutto in Canada e in paesi potenzialmente interessati alle sue capacità plutonigene (India, Argentina) mentre il progetto CIRENE è stato sospeso prima della sua conclusione, a causa della moratoria nucleare italiana, durante la realizzazione dell'impianto prototipo a Latina.

Vanno citati, tra i reattori di potenza, quelli utilizzati per la trazione. Le necessità, in questo caso, sono quelle di leggerezza e ottimo contenimento delle radiazioni: a tale scopo la filiera PWR è generalmente usata, in quanto permette di tenere turbine e generatori in zona sicura, essendo il fluido esente da radiazioni. In realtà il circuito primario è stato realizzato anche con fluidi diversi, come nel reattore italiano R.O.S.P.O. (*Reattore Organico Sperimentale Potenza Zero*), realizzato come prototipo prima per il mai realizzato sottomarino a propulsione nucleare Marconi e successivamente per l'altrettanto mai realizzata nave a propulsione nucleare Enrico Fermi, in cui venivano utilizzati prodotti organici cerosi, simili ai comuni oli diatermici - sempre allo scopo di ridurre le dimensioni. Malgrado i molti progetti (la nave tedesca Otto Hahn, quella americana Savannah, e altre sono state effettivamente realizzate, ma senza grande successo), la propulsione nucleare è oggi usata solo nei sottomarini militari (e alcuni di ricerca), nelle grandi portaerei e nei rompighiaccio nucleari russi. Ultimamente poi è incominciata la costruzione di alcuni reattori di potenza installati su navi apposite, per fornire energie agli impianti di perforazione artici per l'estrazione di petrolio e gas.

Reattori nucleari a gas (GCR)

Sono moderati ad anidride carbonica-grafite.

I GCR, ormai in disuso, erano in grado di usare l'uranio naturale come combustibile, permettendo così ai paesi che li avevano sviluppati di produrre uranio arricchito per fabbricare plutonio e armi nucleari, senza dover dipendere dalle importazioni di altri paesi di cui, al tempo, gli unici fornitori erano solo Stati Uniti e Unione Sovietica. L'evoluzione inglese di questo tipo fu l'AGR, acronimo per *advanced gas-cooled reactor* (reattore avanzato raffreddato a gas) è un tipo di reattore nucleare sviluppato dalla Gran Bretagna di seconda generazione, basato sul disegno Magnox. A differenza del Magnox, il gas termovettore viene tenuto a una temperatura più elevata per aumentarne l'efficienza termica. Di conseguenza come rivestimento del combustibile viene usato acciaio inossidabile per permetterne la resistenza alle alte temperature, il che comporta la necessità di usare uranio arricchito come combustibile, non più naturale, proprio a causa del fatto che l'acciaio ha una notevole capacità di assorbire neutroni.

Reattori nucleari ad acqua leggera (LWR)

Filiera RBMK

Sono reattori moderati ad acqua-grafite.

Il moderatore è sia la grafite sia l'acqua, che fa anche da termovettore. Questa caratteristica dà al reattore un pericoloso coefficiente di vuoto positivo che genera forti escursioni di potenza, soprattutto alle basse potenze. La filiera è stata costruita solamente in paesi ex-URSS; l'incidente di Chernobyl ha coinvolto un reattore di questo tipo.

Filiera BWR

Sono reattori ad acqua bollente.

In questi reattori l'acqua nel vessel cambia stato ed è sia moderatore sia termovettore, passando da liquido a vapore, con un titolo medio in uscita dal nocciolo del reattore di circa il 15%. Il vapore prodotto è inviato direttamente alla turbina per la generazione elettrica, questo consente di avere un rendimento termodinamico leggermente superiore rispetto alla filiera PWR.

Filiera PWR

Sono reattori ad acqua in pressione.

In questi reattori l'acqua nel vessel viene mantenuta allo stato liquido aumentandone di molto la pressione. L'acqua è sia moderatore sia termovettore, per la generazione elettrica si passa però per degli scambiatori di calore, chiamati generatori di vapore. Essendoci quindi uno scambiatore termico fra la fonte di calore e la turbina, il rendimento termodinamico è leggermente inferiore rispetto alla filiera BWR.

Reattori nucleari ad acqua pesante (HWR)

Filiera HBWR

Per i reattori ad acqua pesante della classe BWR si segnala il grave problema dell'instabilità, per il loro coefficiente positivo temperatura-potenza. Attualmente non esistono modelli in funzione.

Filiera PHWR

Un tipo di reattore PWR di seconda generazione moderato ad acqua pesante.

Principali tipi di reattore di generazione III e III+

I reattori cosiddetti di *3^a generazione* sono versioni migliorate dei reattori di 2^a generazione, di cui riprendono le caratteristiche fondamentali. Non apportano quindi sostanziali differenze concettuali di funzionamento né riguardo ai fluidi refrigeranti né al "combustibile" (se non la possibilità di arrivare a tassi di bruciamento più elevati, quindi aumentare il fattore di carico e avere all'uscita meno plutonio) e pertanto neanche si hanno miglioramenti sostanziali per quanto riguarda le scorie prodotte.

Prevedono però un approccio diverso alla filosofia di progettazione, includendo gli incidenti severi negli incidenti base di progetto. Ciò ha portato all'implementazione di ulteriori salvaguardie ingegneristiche (core catcher, sistemi di refrigerazione passivi, ecc.) che dovrebbero rendere questi nuovi tipi di impianto in grado di evitare contaminazioni esterne in caso di incidente.

Le maggiori filiere in questa generazione sono un'evoluzione dei diffusi reattori ad acqua di tipo PWR, BWR o CANDU. Attualmente sono già in esercizio 4 reattori di III generazione del tipo ABWR in Giappone, 2 EPR sono in costruzione in Europa (Francia e Finlandia) e due in Cina, 3 ABWR sono in costruzione in Giappone e Taiwan e due proposti per gli USA, 4 unità della filiera AP1000 sono state ordinate in Cina, 2 in Corea del Sud e 14 in USA.

Reattori sperimentali e a-generazionali

Fin dagli anni quaranta sono incominciate teorizzazioni e sperimentazioni su tipi particolari di reattori, utilizzando fluidi di raffreddamento differenti e/o utilizzando neutroni *veloci* anziché *lenti* (o *termici*) come quelli di 1^a e 2^a generazione. Alcune di queste sperimentazioni sono sfociate in prototipi o applicazioni militari o addirittura in prototipi di centrale come il Superphénix in Francia (metà anni settanta, partecipato al 30% anche dall'Italia), senza tuttavia dare i risultati sperati specialmente dal punto di vista di sicurezza e affidabilità.

La possibilità di produrre materiale fissile ha fatto riprendere il progetto, originariamente destinato a usi militari, dei reattori *autofertilizzanti veloci* o FBR (*Fast Breeder Reactor*). Questi producono di fatto più combustibile fissile di quello che usano essi stessi, sfruttando la reazione $^{238}\text{U} + n \rightarrow ^{239}\text{U} - e^- \rightarrow ^{239}\text{Np} - e^- \rightarrow ^{239}\text{Pu}$ che è un materiale fissile utilizzabile nel reattore. Questi reattori sono detti veloci in quanto non hanno moderatore (i neutroni emessi con spettro energetico veloce dalla fissione non sono rallentati) - vi è interesse ad aumentare quanto più possibile la produzione di neutroni per aumentare la reazione di fertilizzazione e quindi produrre più ^{239}Pu . A questo scopo utilizzano come mezzo di raffreddamento un metallo liquido, solitamente sodio, che ha il vantaggio di essere liquido a pressione atmosferica fino a oltre 800 °C, e quindi non richiede complessi sistemi di pressurizzazione. A parte questo, il circuito secondario è simile a quello di un reattore PWR. Una particolarità sono gli elementi di combustibile, che utilizzano ^{235}U ad alta concentrazione (15 % e più) o ^{239}Pu , e sono avvolti da altri elementi in ^{238}U appunto per produrre il nuovo combustibile.

Visto l'elevato costo di produzione del materiale fissile sono stati progettati anche sistemi per utilizzare in maniera più efficiente il materiale, tra questi ricordiamo il reattore UHTREX (*Ultra High Temperature Reactor Experiment*), il cui obiettivo era valutare se l'utilizzo di pellet non rivestiti per ridurre l'avvelenamento del materiale fissile, aumentando quindi la percentuale di combustibile utilizzabile, fosse sufficiente a controbilanciare i difetti legati alla maggiore contaminazione del circuito primario.

Tra i primi reattori progettati vi fu l'italiano PEC (*Prova Elementi Combustibile*), la cui costruzione sul sito del Brasimone nell'Appennino tosco-emiliano non fu mai terminata, che era funzionale al progetto Franco-Italo-Tedesco del Phénix, sfociato poi nella realizzazione del reattore NERD Superphénix di Creys-Malville.

Reattore Autofertilizzante Veloce a Metallo Liquido (LMFBR)

Una delle possibili evoluzioni parzialmente già sperimentate (finora con scarso successo pratico) è l'uso di neutroni *veloci* anziché neutroni *termici*. L'uso dei neutroni veloci permette di rendere *autofertilizzanti* i reattori a uranio; peraltro, lo stesso obiettivo può essere raggiunto anche con neutroni termici utilizzando il torio al posto dell'uranio.

Tuttavia la ricerca ha ampiamente privilegiato i reattori a uranio per via della loro abbondante produzione di plutonio. A tal fine è stato necessario studiare reattori

raffreddati con sostanze diverse dall'acqua e che non "moderassero" (frenassero) i neutroni, in particolare metalli liquidi.

Reattore LFR

In questo tipo di reattori il fluido refrigerante a contatto con il nocciolo è piombo, liquido per l'alta temperatura, anziché acqua (leggera o pesante) o un gas. Questo conferisce a questa classe di reattori alcune caratteristiche particolari:

- **Migliore rendimento termodinamico:** grazie all'elevata temperatura di ebollizione del piombo, il fluido refrigerante può trasportare elevate potenze termiche ad alte temperature, mantenendosi comunque liquido anche a pressioni molto basse, ossia di poco superiori a quella atmosferica. Le elevate temperature portano così a un rendimento maggiore in confronto ai reattori ad acqua, leggera o pesante.
- **Schermo biologico ridotto:** la maggiore densità del piombo scherma parzialmente le radiazioni, rendendo necessario uno schermo biologico meno spesso, problematico date anche le notevoli dimensioni del recipiente del reattore. Di contro il metallo viene in genere fortemente *attivato* dal bombardamento neutronico, con conseguenti rischi di esercizio e problemi di smaltimento.
- A talune condizioni, rende *autofertilizzanti* i reattori all'uranio.

Reattore SFR

In questi reattori il metallo usato come fluido refrigerante è in genere sodio liquido: il più famoso di questi è il reattore francese Superphénix, oggi dismesso per problemi tecnici.

Purtroppo il sodio ha alcune caratteristiche che ne rendono l'uso piuttosto pericoloso: è infiammabile a contatto con l'aria ed esplosivo a contatto con l'acqua. Questi aspetti ne rendono problematico l'uso in situazioni estreme come un reattore nucleare ma nonostante questo alcuni reattori di 4^a generazione ripropongono l'uso di questo refrigerante e il design del Superphenix.

Reattore IFR

L'IFR è un reattore nucleare autofertilizzante che utilizza la raffinazione elettrolitica sul posto per il riprocessamento delle scorie. Ne è stato costruito un prototipo, ma il progetto venne cancellato prima che potesse essere copiato altrove. Il programma ebbe inizio nel 1983, ma il Congresso degli Stati Uniti ritirò i fondi nel 1994, tre anni prima che il progetto potesse essere ultimato.

Reattore Nucleare ad Amplificazione di Energia (ADS)

In ingegneria nucleare un **reattore subcritico** è un reattore nucleare a fissione incapace di perpetuare autonomamente la reazione a catena senza una fonte esterna di neutroni.

La fonte esterna di neutroni può essere un acceleratore di particelle il cui fascio collide su un bersaglio opportuno (tipicamente un eutettico piombo-bismuto), mantenendo la reazione in regime critico (produzione controllata e costante del numero di fissioni e quindi dell'energia prodotta). In questo caso si parla di reattore **ADS (Accelerator-Driven System)**.

Un'altra fonte esterna di neutroni può essere un reattore a fusione a confinamento inerziale laser, in questo caso si parla di reattore ibrido a fissione-fusione laser.

Il reattore, quindi, può essere disattivato istantaneamente spegnendo l'acceleratore, o il procedimento di fusione nucleare, rendendo il sistema privo dei rischi dei classici reattori in cui un malfunzionamento può far perdere il controllo della reazione a catena, portando ad un incidente come quello di Chernobyl.

Principio di funzionamento ADS

Lo schema di funzionamento prevalente consiste in un acceleratore di protoni di energia di circa 1 GeV, il cui fascio colpisce un bersaglio raffreddato con piombo e bismuto liquidi all'interno del nucleo. Per ogni protone che interagisce con il bersaglio in media vengono creati per spallazione 20 neutroni che vanno ad irraggiare il nucleo.

Il numero di neutroni prodotti e quindi la reazione può essere controllata tramite l'acceleratore. Se questo si spegne anche la reazione cessa. È quindi impossibile che il nocciolo continui da solo la reazione nucleare, rendendo il reattore intrinsecamente sicuro.

Difficoltà tecniche

Le difficoltà tecniche da superare per poter realizzare reattori subcritici riguardano i costi e l'integrazione nel ciclo di smaltimento dei rifiuti nucleari. L'acceleratore deve fornire un fascio sufficientemente intenso e affidabile. Ci sono dubbi sulla tipologia e sulla tenuta della *finestra* da cui i protoni accelerati entrano nel nucleo, che verrebbe sottoposta a condizione estreme. Punti critici sono la separazione chimica degli elementi transuranici e la gestione del combustibile. Infine la mancanza di dati sui neutroni ad alte energie pone dei limiti all'efficienza calcolabile nel progetto.

Comunque alcuni esperimenti di laboratorio e molti studi teorici hanno dimostrato la possibilità, in linea di principio, di realizzare tali impianti. Il fisico italiano Carlo Rubbia è stato uno dei primi a concepire un reattore subcritico, il cosiddetto "Rubbiatron". Dal 2005 sono stati avviati molti progetti su larga scala in Europa e Giappone per sviluppare ulteriormente tale tecnologia.

Rubbiatron

Nel campo della fisica nucleare, il **rubbiatron** è la prima proposta per un **reattore nucleare ad amplificazione di energia** affiancato da una sorgente esterna di protoni (sistema noto in inglese come **Accelerator-Driven System** o **ADS**), necessaria ad alimentare la reazione nucleare nel nucleo del reattore in sé. Questo, infatti, ha la caratteristica di essere un *reattore subcritico*, incapace di sostenere autonomamente una reazione a catena e, dunque, di dar luogo a una reazione incontrollata. Per innescare la reazione a catena, esso ha bisogno di essere irraggiato da un potente fascio di particelle proveniente da un acceleratore di particelle (sincrotrone): una volta acceso, il nucleo del reattore rilascia sufficiente energia termica da poter essere trasformata in energia elettrica che servirà ad alimentare l'acceleratore di particelle e a fornire un surplus di energia elettrica destinato all'immissione nella rete elettrica.

Storia

L'idea viene attribuita al nobel Carlo Rubbia, fisico nucleare italiano già direttore del laboratorio internazionale di fisica nucleare europeo CERN. Rubbia ha pubblicato un articolo contenente un progetto base per un reattore nucleare di potenza sostenuto

energeticamente da un acceleratore di protoni (sincrotrone) con energia minima del fascio da 800 MeV a 1 GeV, da puntare su un reattore nucleare subcritico, con barre di torio come materiale fissile e piombo liquido come refrigerante.

Principio e fattibilità

L'amplificatore d'energia si serve di un acceleratore a sincrotrone per produrre un fascio di protoni. Questi colpiscono un bersaglio in metallo pesante (come piombo, torio o uranio) e danno luogo a un flusso di neutroni attraverso il processo della spallazione. Inoltre si prospetta la possibilità di aumentare il flusso neutronico attraverso l'uso di un amplificatore di neutroni (un film sottile di materiale fissile che circonda la sorgente di spallazione). I nuclei di torio assorbono neutroni dando luogo alla trasmutazione degli elementi e si genera il materiale fissile uranio-233, un isotopo dell'uranio che non si trova in natura. La cascata di neutroni moderati produce la fissione dello U-233, che rilascia energia.

Questo disegno di reattore è interamente plausibile con la tecnologia disponibile attualmente, dal momento che si dispone del sincrotrone della potenza necessaria e della tecnologia metallurgica e ingegneristica per gli amplificatori di neutroni e il reattore a barre di torio, ma richiede ulteriori studi prima che esso possa essere dichiarato sia pratico sia economicamente conveniente.

Vantaggi

Questo progetto presenta una serie di potenziali vantaggi rispetto ai reattori nucleari a fissione convenzionali:

- Il progetto di tipo sottocritico comporta che la reazione nucleare non possa divergere; se qualsiasi parametro si allontanasse dai valori di progetto, la reazione si fermerebbe e il reattore si raffredderebbe. Il meltdown nucleare potrebbe comunque avvenire anche a reattore spento qualora venga persa la possibilità di raffreddamento del nucleo ancora caldo.
- Il torio è un elemento decisamente più abbondante in natura dell'uranio; in questo modo vengono attenuati i problemi, strategici e politici, di approvvigionamento, e viene eliminato il costoso e dispendioso processo di separazione isotopico. Allo stato attuale si prevede che le riserve di torio siano sufficienti alla produzione di energia per molte centinaia di anni.
- L'amplificatore di energia produrrebbe pochissimo plutonio, quindi questo progetto viene ritenuto molto più rispondente ai principi di non proliferazione nucleare rispetto ai reattori nucleari convenzionali (sebbene la questione dell'uso di uranio-233 come combustibile per armi nucleari debba essere valutata con attenzione).
- Esiste la possibilità di utilizzare questo reattore per "bruciare" plutonio, riducendo le riserve mondiali di questo pericoloso elemento a lunghissimo tempo di dimezzamento.
- Vengono prodotti meno rifiuti radioattivi a lungo tempo di dimezzamento; dopo 500 anni, i rifiuti prodotti avranno la stessa attività delle ceneri di carbone.
- Non sono richieste alcune innovazioni tecnologiche ulteriori; la tecnologia necessaria per costruire l'amplificatore di energia è già stata dimostrata in laboratorio. La costruzione richiede soltanto una certa ingegnerizzazione, non ricerca fondamentale (al contrario delle proposte collegate alla fusione nucleare).

- La produzione di energia potrebbe essere conveniente dal punto di vista economico se si considerano i costi complessivi del ciclo del combustibile nucleare: la gestione dello smantellamento e dello smaltimento delle scorie e struttura.
- Il progetto potrebbe funzionare in una scala relativamente piccola, rendendolo più adatto per paesi senza un sistema adeguato di griglia di potenza elettrica.
- La sicurezza intrinseca e il trasporto in sicurezza del combustibile potrebbero rendere la tecnologia più adeguata ai paesi in via di sviluppo oltre che ad aree densamente popolate.

Svantaggi

Esiste un insieme di difficoltà tecniche generali.

- Ogni reattore avrebbe bisogno di un costoso acceleratore (nella fattispecie un sincrotrone) per generare i fasci di protoni.
- Se l'energia di 1 GeV non risulta problematica da raggiungere, lo è invece la potenza di circa 12 MW richiesta, proporzionale alla luminosità del fascio. Nel 2006, per studi di scienza dei materiali, è stata completata la Spallation Neutron Source (sorgente di neutroni a spallazione) che utilizza un fascio di protoni da 1,44 MW di potenza, con energia di 1 GeV. Si progetta di aggiornarlo a 5 MW di potenza.

Reattori di IV generazione

A fronte delle sperimentazioni passate, non sempre coronate da successo, di questi tipi di reattori, lo studio teorico di ulteriori evoluzioni è alla base delle proposte di un consorzio internazionale per la cosiddetta *4^a generazione*. Questa raggruppa 6 possibili futuri reattori, peraltro senza comunque considerare tutte le strade effettivamente percorribili (ad esempio l'uso del torio in reattori di 3^a generazione oppure reattori sottocritici). Non è pertanto detto che uno dei reattori definiti di 4^a generazione possa essere l'evoluzione preferibile e/o attuabile a livello tecnico, ambientale ed economico.

CAPITOLO 4

PROGETTO ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor)



Photo: ITER Organization/EJF Riche - August 2017

Si tratta di un progetto internazionale che si propone di realizzare un reattore a fusione nucleare di tipo sperimentale, in grado di produrre un plasma di fusione con più potenza rispetto alla potenza richiesta per riscaldare il plasma stesso. Il reattore stesso è progettato per essere equivalente a un reattore di potenza zero (netto). Nello specifico, ITER è un reattore deuterio-trizio in cui il confinamento del plasma è ottenuto in un campo magnetico all'interno di una macchina denominata Tokamak.

La costruzione è in corso a Cadarache, nel Sud della Francia, ad opera di un consorzio internazionale composto da Unione europea, Russia, Cina, Giappone, Stati Uniti d'America, India, Corea del Sud.

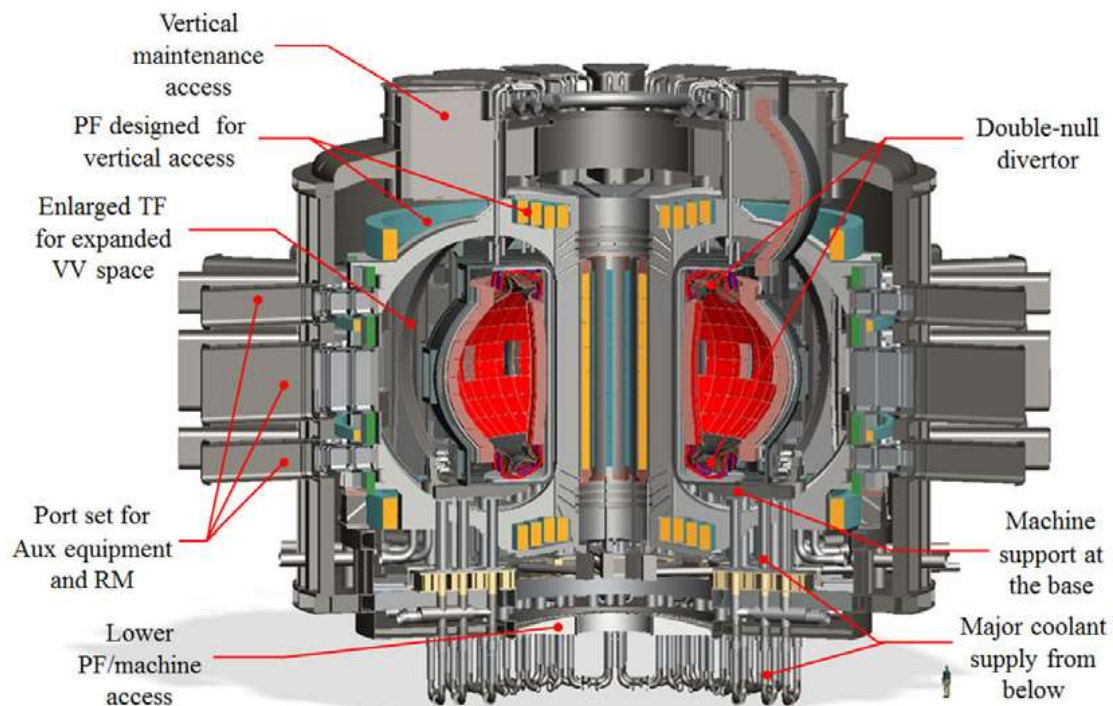
Inizialmente il progetto prevedeva l'accensione del Tokamak (la cosiddetta ignizione del Primo Plasma) per il 2019, a un costo complessivo di costruzione stimato di 10 miliardi di Euro. Nel 2009 i costi di costruzione sono stati rivisti al rialzo a 15 miliardi di Euro, con un costo operativo di circa 290 milioni di Euro all'anno (al cambio del 2010) una volta che il Tokamak sarà a regime.

Inoltre il 16 giugno 2016 il Consiglio Direttivo di ITER ha annunciato ufficialmente che la previsione iniziale per la data di ignizione del Primo Plasma è da spostarsi in avanti a più di 5 anni, indicando il Dicembre 2025 quale data più realistica. Il 17 novembre 2016 il Consiglio Direttivo ha annunciato che gli esperimenti di fusione deuterio-trizio veri e propri inizieranno solo a partire dal 2035.

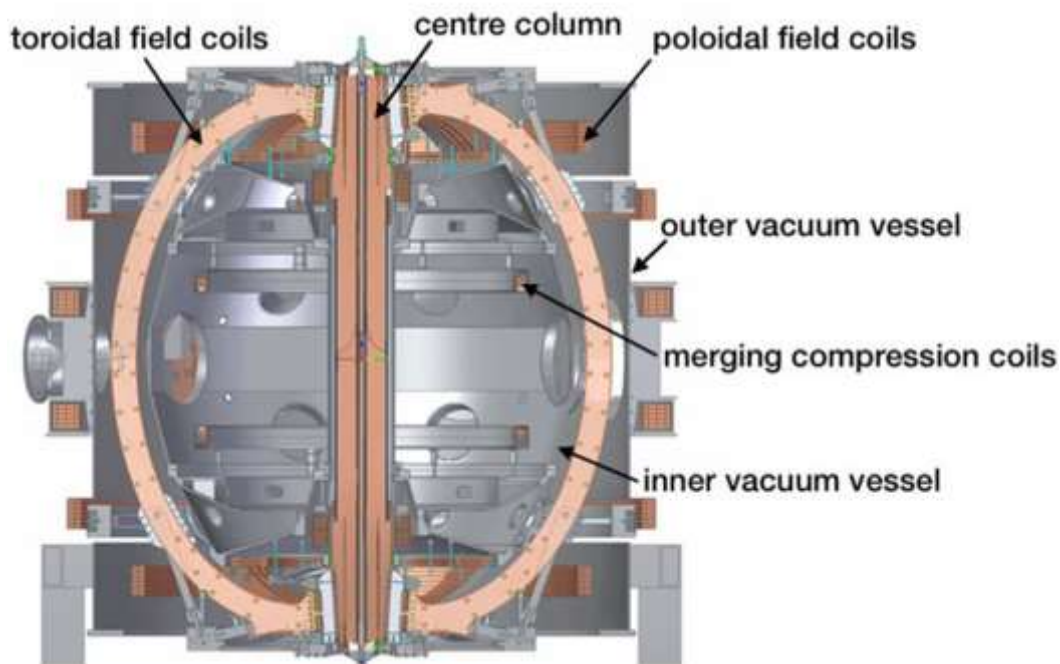
La durata operativa dell'impianto è prevista in circa 20 anni e si prevede che, già dal 2037, l'impianto inizierà la fase di disattivazione, della durata prevista di 5 anni.

Tokamak

Un **Tokamak** è una macchina sperimentale, in via di ottimizzazione, di forma toroidale ideata da fisici russi che, attraverso il confinamento magnetico di isotopi di idrogeno allo stato di plasma, crea le condizioni affinché si verifichi, al suo interno, la fusione termonucleare in maniera controllata allo scopo di estrarne l'energia prodotta, isolando il plasma dalle pareti del contenitore toroidale a vuoto grazie alla particolare struttura del campo magnetico in essa creato. Recentemente ottimi risultati sono stati raggiunti con i progetti FTU e JET. Rosee sono le prospettive introdotte con il progetto, giunto quasi alla versione definitiva, di ITER.



Sezione schematica della macchina (Tokamak)



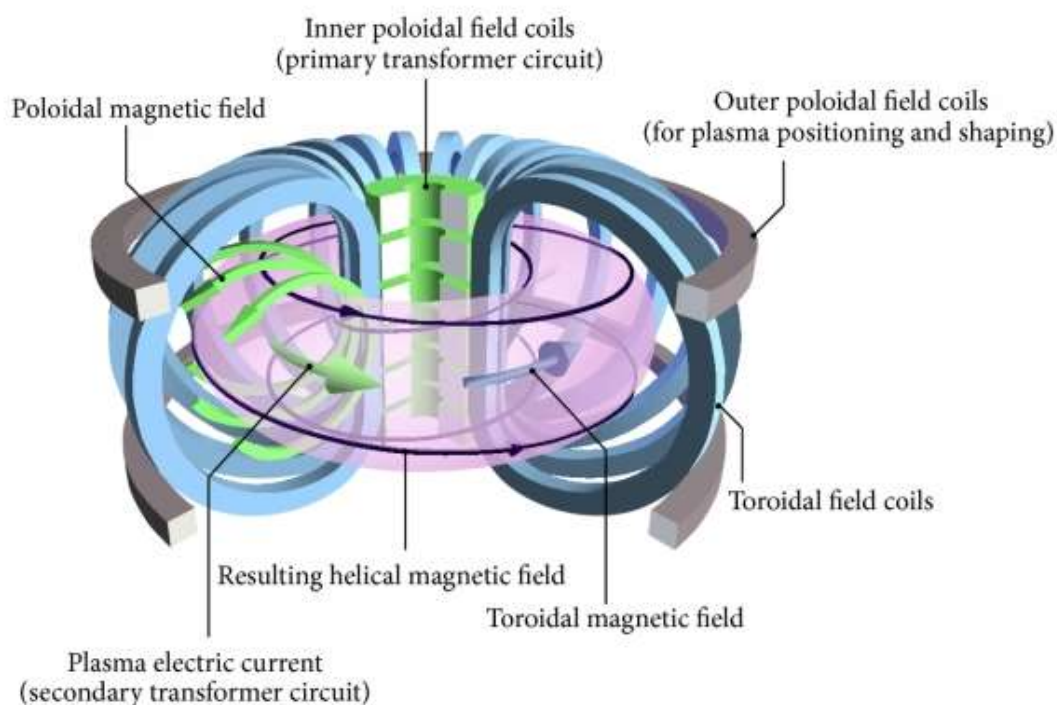
Sezione semplificata della macchina (Tokamak)

Descrizione

La miscela di gas presenti all'interno del Tokamak è generalmente composta da due isotopi dell'idrogeno: deuterio e trizio. La miscela di gas allo stato di plasma risulta essere completamente ionizzata pertanto controllabile, sfruttando la forza di Lorentz, attraverso degli opportuni campi elettromagnetici esterni.

I campi magnetici sono di tre tipi: campi toroidale e verticale indotti esternamente e campo poloidale generato dal plasma stesso. Il primo, generato per mezzo di bobine toroidali, permette di generare un campo diretto attorno all'asse di simmetria del toro che vincola le particelle cariche a fluire lungo quella direzione. Il secondo, generato per mezzo di bobine, permette il controllo della posizione del plasma all'interno del toro. Il terzo, assicura l'equilibrio del plasma.

Il plasma per raggiungere le condizioni di fusione termonucleare deve soddisfare particolari condizioni espresse nel dettaglio dal criterio di Lawson (anche se è più appropriato, nel dimensionamento dei Tokamak, usare il criterio di ignizione). Per il raggiungimento di queste condizioni un fattore importante è la temperatura del plasma, per l'innalzamento della quale viene trasmessa altissima energia al plasma attraverso varie tecniche, tra cui sono da citare: il riscaldamento ohmico, l'introduzione di particelle ad alta energia nonché irraggiamento di campi elettromagnetici alla frequenza di risonanza per mezzo di antenne a radiofrequenza (RF).



Schematizzazione dei campi magnetici

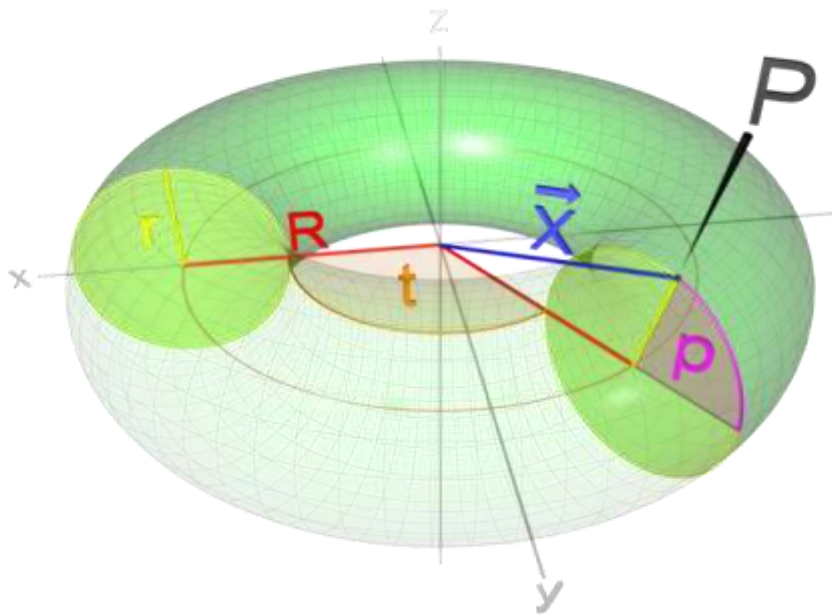
Dettagli di funzionamento

Il principio su cui si basa il funzionamento del gas prodotto dal plasma tokamacoso è che una particella carica immersa in un campo magnetico segue una traiettoria elicoideale (detta anche moto di ciclotrone) secondo l'equazione di Larmor, che definisce il raggio di Larmor

$$\rho = \frac{mv_{\perp}}{ZeB}$$

dove v_{\perp} è la velocità della particella perpendicolare al campo magnetico, m è la sua massa, B è l'intensità del campo magnetico, ed Ze è la carica dello ione (per l'elettrone, $Z = 1$ ed e è negativa). Quindi, poiché una particella (elettrone o ione che sia) non si può allontanare più di ρ dalla linea di campo, allora un campo magnetico risulta confinare in modo efficiente un plasma. Questo risultato viene di solito formalizzato, all'interno della fisica del plasma, come Teorema di Alfvén: il moto delle particelle è in qualche modo vincolato dalla dinamica delle linee di campo magnetico.

L'idea quindi è quella di realizzare delle linee di campo magnetico che si chiudano ad anello intorno a una forma geometrica a ciambella: in termini geometrici questa configurazione è definita toro. In questo modo, le particelle sono costrette a fluire lungo le linee del campo magnetico, percorrendo delle orbite ad anello intorno al buco del toro, e rimanendo pertanto confinate (vedi figura a destra, in alto). Il campo magnetico ad anello viene chiamato in linguaggio tecnico campo toroidale (il piano poloidale è il piano ortogonale alla direzione toroidale, vedi figura in basso a sinistra).



Coordinate su un toro: con P è indicato il piano poloidale; p è l'angolo poloidale, t l'angolo toroidale, r il raggio minore, R il raggio maggiore.

La situazione reale è abbastanza più complicata: disomogeneità del campo magnetico toroidale (intensità e curvatura) fanno sì che esistano dei moti di deriva delle particelle, rispetto alla direzione del campo magnetico, per esempio, la velocità di deriva dovuta a un gradiente di campo magnetico è dell'ordine di:

$$\frac{v_{\text{grad}}}{v_{\perp}} \simeq \frac{\rho}{R}$$

dove R è il raggio maggiore del toro. Poiché il raggio di Larmor ρ è in genere molto piccolo (frazioni di millimetro per gli ioni, e micron per gli elettroni), le velocità di deriva sono piccole. Tuttavia, è anche vero che una particella, per effetto di temperatura, ha una velocità propria molto grande: nel caso di un protone, questa velocità è $v_{\text{th}} = 9.79 \times 10^3 T^{1/2} [\text{eV}]$ cioè, per un plasma che abbia delle temperature fusionistiche ($T = 1 \text{keV}$) tale velocità è dell'ordine del centinaio di km al secondo. È quindi chiaro che una particella compirà un giro toroidale in una frazione di secondo (tipicamente, frazioni di μs).

Nel tempo di una scarica di plasma, quindi, una particella, per effetto della deriva di gradiente, potrebbe facilmente andare a sbattere contro le pareti del Tokamak.

La soluzione sta nell'incurvare ad elica le linee di campo toroidale, in modo che la velocità di deriva punti alternativamente verso l'interno o l'esterno della camera di scarica, e mediamente l'effetto si annulli. In termini più precisi, si introduce una **trasformata rotazionale** ι , cioè l'angolo che una linea di campo forma su un fissato piano poloidale, quando ha compiuto un giro toroidale.

Spesso, al posto della trasformata rotazionale, si introduce il **fattore di sicurezza**, definito come:

$$q = \frac{2\pi}{\iota}$$

esso è il numero di giri toroidali che devo compiere per fare un giro poloidale. Se cioè la linea di campo toroidale viene incurvata di un valore ι piccolo, allora il corrispondente valore di q è grande. Alternativamente (vedi ancora figura in alto a sinistra) si può definire q come il rapporto tra l'angolo toroidale Δt che devo compiere in direzione toroidale per fare un intero giro poloidale $p = 2\pi$, e l'angolo 2π stesso, cioè in formule:

$$q = \frac{\Delta t}{2\pi}$$

Per definizione di linea di campo si ottiene che:

$$\frac{Rdt}{d\ell} = \frac{B_t}{B_p}$$

dove $d\ell$ è la lunghezza percorsa lungo la linea di campo. Inserendo dentro la definizione di q si ha che:

$$q = \frac{B_t}{2\pi R} \oint \frac{d\ell}{B_p}$$

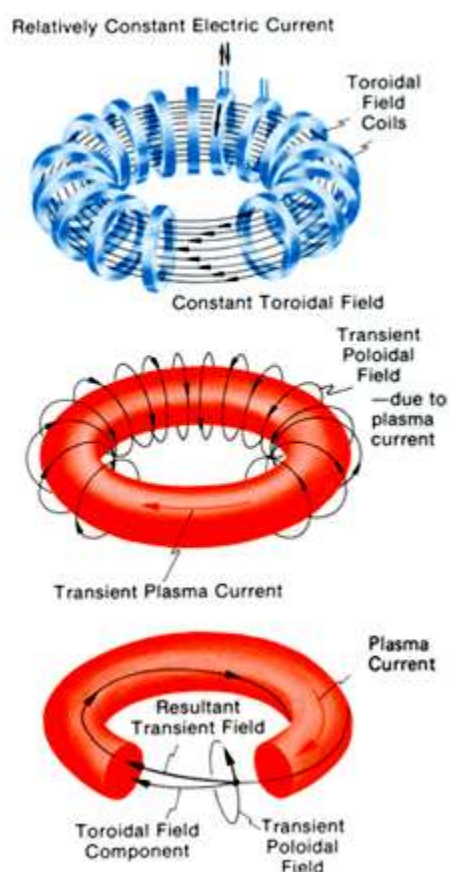
se approssimiamo il toro con un cilindro periodico, allora $d\ell = rdp$ (con p l'angolo poloidale) e allora:

$$q(r) = \frac{r}{R} \frac{B_t}{B_p}$$

In sostanza, per incurvare le linee di campo toroidale, occorre introdurre una componente del campo magnetico in direzione ortogonale: questa direzione è chiamata direzione *poloidale*, e il corrispondente campo magnetico si chiama **campo poloidale**. La condizione iniziale di introdurre una piccola trasformata rotazionale ι diventa una condizione su q del tipo:

$$q(r) > 1$$

il che equivale a introdurre un (piccolo) campo poloidale B_p . Un campo poloidale si può ottenere in modo semplice inducendo una corrente nella direzione toroidale, come mostrato in figura in alto (al centro). La combinazione dei due campi, toroidale e poloidale, produce come risultato delle linee di campo che sono eliche, con passo molto lungo (cioè, con $q > 1$).



La configurazione magnetica Tokamak: le linee del campo magnetico principale (o campo toroidale) si avvolgono ad anello intorno al buco del toro (figura in alto); il passaggio della corrente di plasma realizza il cosiddetto campo magnetico poloidale (al centro); le linee del campo magnetico totale sono quindi delle eliche con passo molto largo, che si avvolgono intorno al toro (in basso).

Accensione della corrente di plasma e scarica

In un Tokamak, come condizione iniziale viene creato un vuoto spinto o ultraspinto, mediante apposite pompe a vuoto. L'accensione della corrente di plasma nel contenitore toroidale avviene in tre tempi:

- si immette corrente nelle bobine di campo toroidale;
- in seguito, viene immessa una piccolissima quantità di gas (generalmente idrogeno o suoi isotopi) di cui si vogliono studiare le proprietà;
- si immette corrente nel solenoide centrale, che occupa il buco centrale del toro (vedi figura sopra), creando un flusso nel nucleo del Tokamak: esso costituisce il circuito primario di un trasformatore, di cui il toro costituisce il circuito secondario;
- la corrente nel primario viene fatta rapidamente calare, e questo crea una forza elettromotrice. Gli atomi neutri vengono ionizzati, si crea una scarica con elettroni via via più numerosi per effetto degli urti fra elettroni e atomi neutri;
- il gas non è più neutro, ma è diventato plasma: a questo punto la corrente elettrica, per effetto Joule, riscalda il plasma a temperature anche molto elevate (qualche milione di gradi).

Se il gas introdotto nel Tokamak è una miscela di deuterio e trizio, si possono allora studiare le reazioni di fusione termonucleare dei plasmi ricreando per certi versi l'ambiente che si ha all'interno delle stelle. La speranza è quella di ottenere l'ignizione del plasma, un fenomeno che si autososterrebbe, per poter estrarre energia da fusione nucleare, un'energia che non lascia scorie radioattive né è passibile di esplosioni o fughe di radiazione e in tal senso è un'energia completamente "pulita". Lavorare in condizioni di ignizione (ossia quella condizione operativa in cui la sola potenza delle particelle cariche confinate riesce a sostenere le perdite per conduzione, convezione e Bremsstrahlung) nonostante sembri vantaggioso dal punto di vista energetico, poiché non occorre fornire alcuna potenza di riscaldamento esterno per stabilizzare il plasma fusionistico, risulta sconveniente dal punto di vista del controllo del reattore poiché dipenderebbe esclusivamente dalle dinamiche (turbolente e stocastiche) del plasma. Di norma, dunque, si sacrificano i vantaggi della condizione di ignizione, fornendo comunque una parte di potenza di riscaldamento esternamente (potenza ausiliaria) per avere il controllo del plasma.

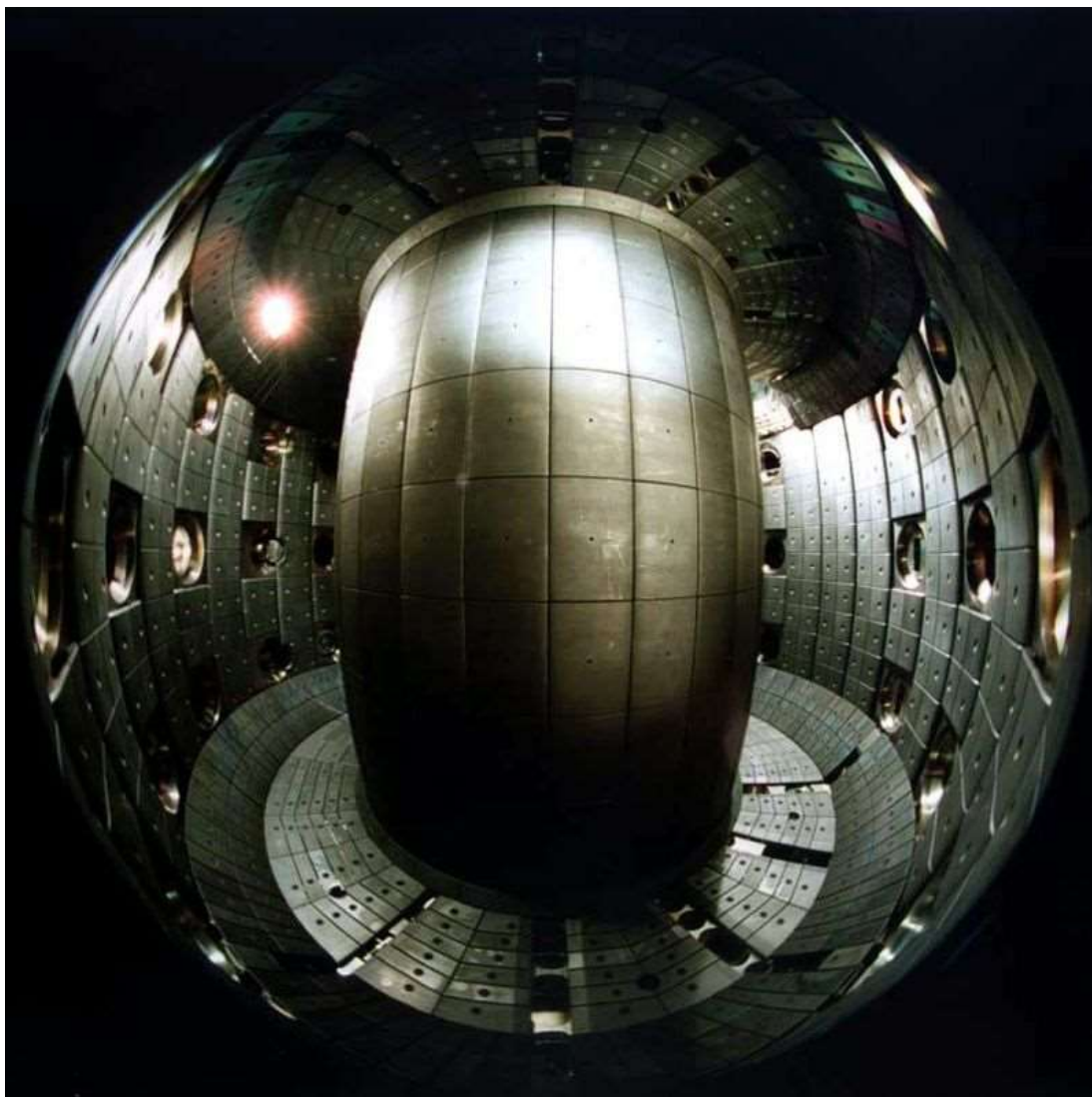


Immagine dell'interno della camera da vuoto dell'esperimento TCV, a Losanna. È evidente in primo piano il solenoide centrale, che occupa il buco centrale del toro.

Metodi di riscaldamento del plasma

Come indicato sopra, il metodo tradizionale per scaldare un plasma è quello di indurre una corrente elettrica nel toro (metodo che viene talvolta chiamato **riscaldamento ohmico**).

Tuttavia, nel Tokamak questo si scontra con la condizione fondamentale di stabilità $q > 1$, che si traduce nella condizione che *il campo magnetico toroidale sia molto grande rispetto alla corrente di plasma*; ossia, che la corrente di plasma I_P soddisfi la condizione

$$\mu_0 I_P < B_t \frac{2\pi a^2}{R}$$

dove μ_0 è la permeabilità magnetica del vuoto e a è il raggio minore del toro. La condizione scritta è una condizione molto stringente sulle possibilità del riscaldamento ohmico: nei Tokamak moderni è quindi necessario utilizzare una serie di metodi diversi, noti come *riscaldamenti addizionali*. Questo da un lato porta ad ottenere facilmente delle

temperature di interesse fusionistico; dall'altro, i riscaldamenti addizionali sono un problema per quanto riguarda l'efficienza di un futuro reattore (come per esempio evidenziato negli studi per ITER).

Una soluzione parziale a questo problema consiste nell'osservare che la condizione sulla corrente dipende da a/R , cioè l'inverso del cosiddetto **rapporto d'aspetto** R/a : è quindi conveniente operare a rapporti d'aspetto il più basso possibile, in modo da utilizzare la corrente di plasma più alta possibile. È questa la soluzione dei cosiddetti Tokamak sferici, o ad *alto campo*, come Alcator C-MOD, al MIT di Boston, o NSTX al PPPL di Princeton (dove "alto campo" si riferisce alla componente poloidale del campo magnetico).

Storia

La configurazione magnetica nota come 'Tokamak' è il risultato delle ricerche condotte nel 1950 dagli scienziati russi Andrej Sacharov e Igor' Tamm, anche se il nome più precisamente risale al 1957. Nell'ottobre 1950 essi completarono le prime valutazioni dei parametri necessari per un reattore nucleare a fusione: Igor' Kurčatov quindi li appoggiò quando, nel 1951, Stalin decise l'inizio degli studi sulla fusione nucleare in Unione Sovietica. L'idea base del Tokamak era infatti quella di confinare un gas ad alta temperatura, completamente ionizzato (allo stato di plasma), con campi elettromagnetici, per ottenere energia dalla fusione nucleare controllata.

In Occidente questa configurazione era ignota, in quanto le ricerche sulla fusione erano tenute segrete: nello stesso periodo, negli Stati Uniti Lyman Spitzer, ai laboratori di Princeton, in New Jersey, studiava la configurazione nota come Stellarator. Fu solo nel 1955 che gli Stati Uniti, alla Conferenza internazionale sull'uso pacifico dell'energia atomica a Ginevra, scoprirono l'esistenza del Tokamak, e solo alla Seconda conferenza di Ginevra (1958) furono resi noti i dettagli di come costruire una macchina basandosi sul principio del Tokamak.

Nel 1968, alla terza IAEA (Conferenza internazionale sull'uso e controllo del plasma e della fusione nucleare) a Novosibirsk, gli scienziati russi resero noto di avere raggiunto una temperatura degli elettroni di oltre 1000 eV in un tokamak (1 elettronvolt equivale a 11605 kelvin). Questo sbaragliò gli scienziati britannici ed americani, che erano lontani dal raggiungere tali prestazioni. Rimasero sospettosi finché i test furono effettuati con il laser, confermando la temperatura effettivamente raggiunta dai Russi.

Poiché tali prestazioni erano superiori a quelle ottenute fino ad allora, gli scienziati continuarono i test sulla fusione utilizzando il tokamak, anche se configurazioni alternative (come lo stellarator) sono ancora oggetto di studio. Il Tokamak è infatti considerato come una delle più promettenti vie per generare energia tramite fusione nucleare: alcuni fra i più grandi esperimenti di fusione, come il JET, FTU a Frascati e ASDEX in Europa, JT-60 in Giappone, TFTR, DIII-D e Alcator C-mod in USA sono dei Tokamak. È infine un Tokamak anche l'ambizioso progetto di proto-reattore nucleare a fusione ITER, la cui costruzione (a Cadarache, in Francia) è stata approvata il 21 novembre 2006.

Stellarator

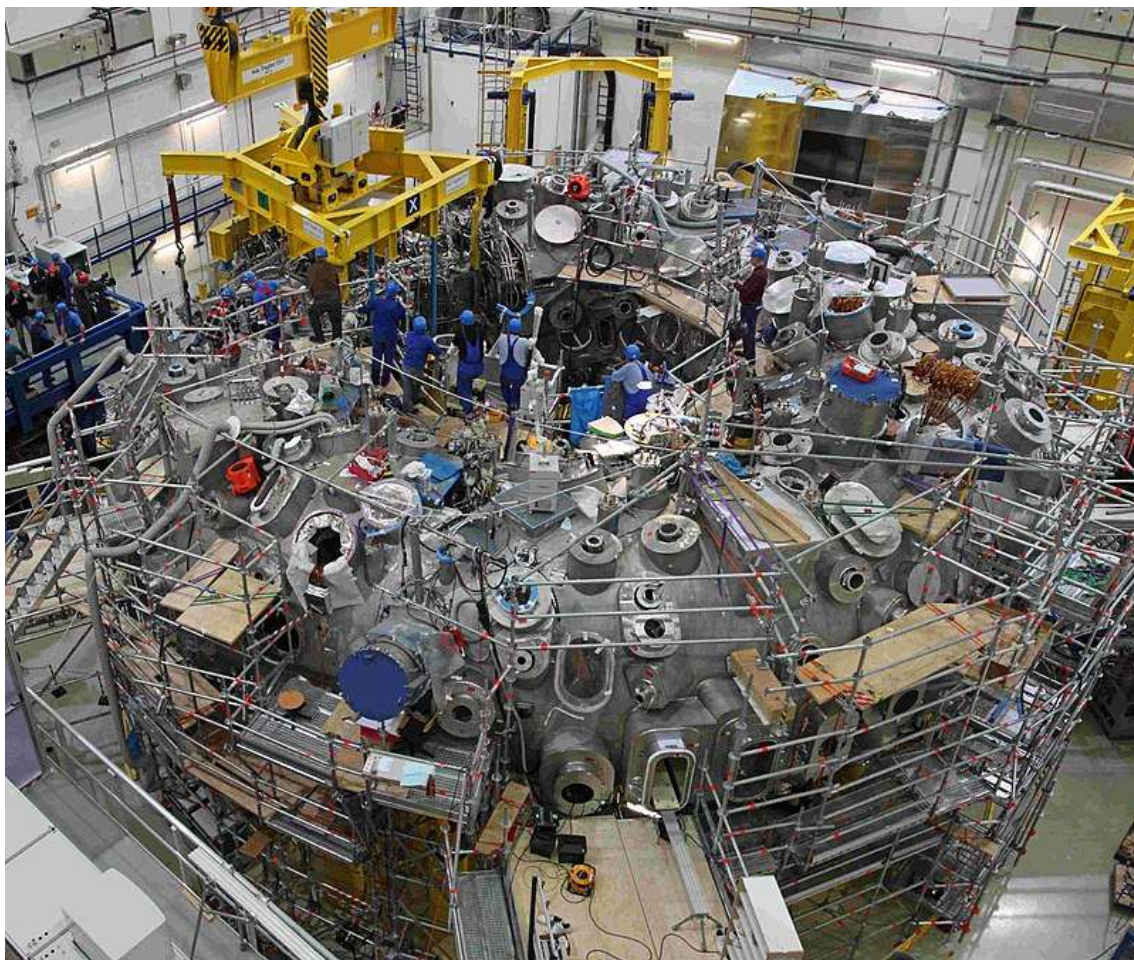
Uno **Stellarator** è uno strumento usato per confinare il plasma caldo con dei campi magnetici per sostenere una reazione nucleare di fusione controllata. Fu uno dei primi strumenti per il controllo della fusione, ideato da Lyman Spitzer nel 1950 e costruito l'anno successivo in quello che poi verrà chiamato Princeton Plasma Physics Laboratory (Laboratorio di fisica del plasma di Princeton).

Il nome si riferisce alla possibilità di sfruttare la fonte di energia del sole, una stella.

Gli Stellarator furono molto usati tra gli anni cinquanta e sessanta del Novecento, ma furono raggiunti migliori risultati con i progetti Tokamak, per cui questi ultimi furono preferiti negli anni settanta. Negli anni novanta gli Stellarator ridestarono nuovo interesse dopo alcuni problemi emersi con i Tokamak e furono costruite nuove macchine. Alcuni dei più importanti progetti sperimentali recenti sono il tedesco Wendelstein 7-X, lo statunitense Helically Symmetric Experiment (HSX) e il giapponese Large Helical Device.

PROGETTO Wendelstein 7-X

Wendelstein 7-X (W7-X) è uno Stellarator (reattore nucleare a fusione) costruito a Greifswald, in Germania, dal Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), la cui realizzazione, ultimata nel maggio del 2014, ha richiesto nove anni per oltre un milione di ore lavorative ed un miliardo di euro spesi.



Stellarator del Wendelstein 7-X in costruzione nel 2011

Sviluppo e Costruzione

Dalla data di fine costruzione, lo Stellarator è stato sottoposto a una serie di test che hanno verificato la corrispondenza del campo magnetico prodotto con quello desiderato (aspetto particolarmente delicato per uno Stellarator), pertanto, dopo il parere favorevole degli enti di controllo, ne è stata approvata l'accensione nel dicembre 2015.

Il 10 dicembre 2015 lo Stellarator ha prodotto il primo plasma usando il gas elio. Il plasma ha avuto una durata di un decimo di secondo ed ha raggiunto la temperatura di circa un milione di gradi centigradi.

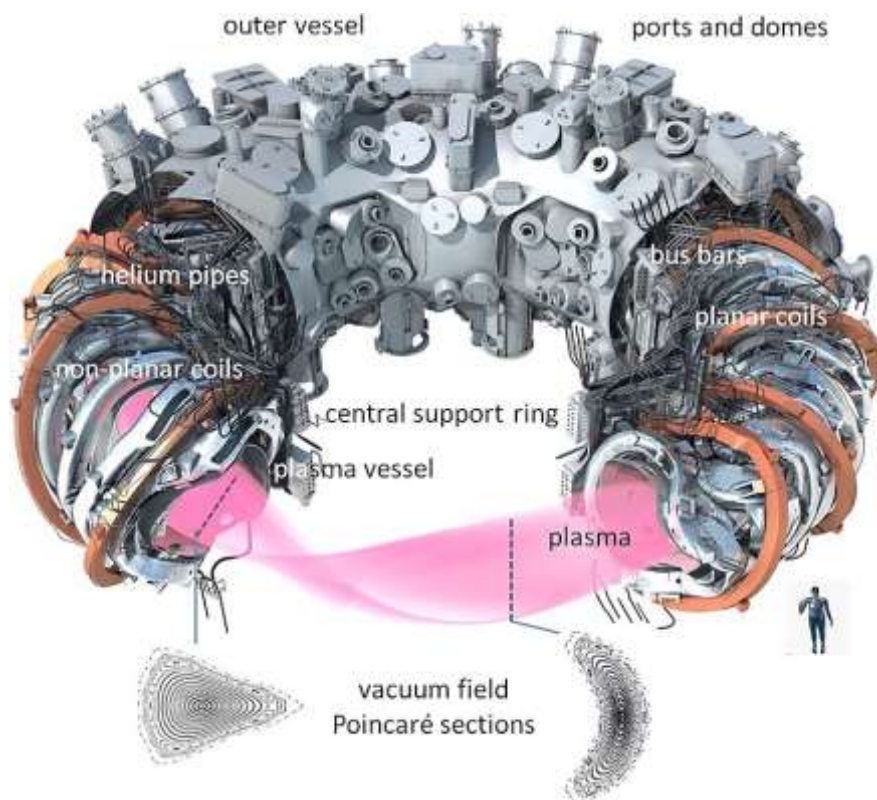
Il 3 febbraio 2016 è stato prodotto il primo plasma usando il gas idrogeno. Questa volta la temperatura raggiunta è stata di 80 milioni di gradi per una durata di un quarto di secondo.

Nel marzo 2016 si è conclusa con successo la prima fase sperimentale. Fino alla metà del 2017 è prevista una fase di aggiornamento della struttura dello Stellarator (modifica del divertore e installazione di piastrelle di protezione del recipiente) che consentirà di iniziare una seconda fase di sperimentazioni con una maggior potenza di riscaldamento e una maggior durata del plasma.

Nel giugno 2018 un'altra fase sperimentale ha portato il **Wendelstein 7-X** a raggiungere il record per gli Stellarator per ciò che riguarda il prodotto della temperatura del plasma, densità del plasma ed energia di confinamento raggiungendo un valore di 6×10^{26} gradi per secondo per metro cubo con una temperatura di circa 40 milioni di gradi e una densità di 0.8×10^{20} particelle per metro cubo. Nel contempo sono stati ottenuti impulsi del plasma della durata fino a 26 secondi.

Finalità e Studi

Gli Stellarator sono macchine costruite per studiare la produzione di plasmi destinati a dimostrare la fattibilità della fusione termonucleare controllata utilizzando, a differenza dei Tokamak, un campo magnetico che si adatti al plasma (cioè non forzando il plasma ad adattarsi al campo magnetico), ciò è ottenuto generando una corrente di plasma priva di campo magnetico proprio. In questo modo si ottiene automaticamente un plasma stabile, quindi operabile in stato stazionario. Il problema degli Stellarator, nei confronti dei Tokamak, è la geometria dei magneti, che non possono essere più modulari, ma, dovendo seguire l'evoluzione del plasma, sono differenti a seconda della posizione sulla periferia della macchina. In genere gli Stellarator sono costituiti da un certo numero di moduli, ognuno dei quali ha diversi magneti ognuno di forma differente dall'altro.



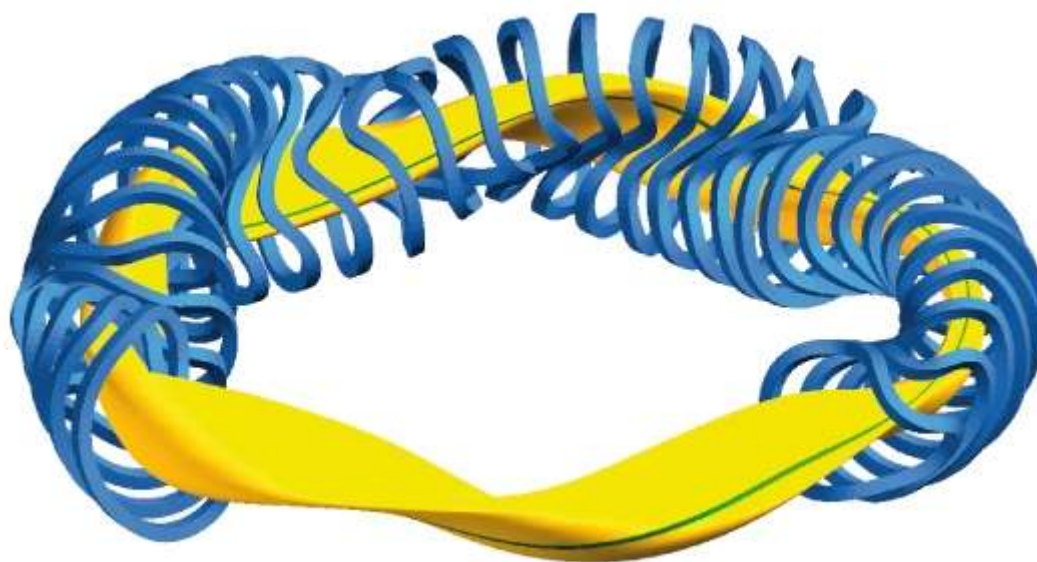
Schematic diagram of Wendelstein 7-X

Gli Stellarator Wendelstein

Gli Stellarator della serie Wendelstein sono stati costruiti dal *Max Planck Institut für Plasmaphysik* (IPP).

Il primi della serie furono: WI-A, WI-B, WII-A, WII-B; a cui seguì il primo W7-A.

Fece seguito il Wendelstein 7 AS (AS stava per "*Advanced Stellarator*") ed operò dal 1988 al 2002 dall'IPP nei laboratori a Garching, a pochi chilometri da Monaco. Dai risultati degli esperimenti con Wendelstein 7 AS fu deciso di sviluppare un nuovo Stellarator (Wendelstein 7-X) a Greifswald, nella Pomerania. Questa nuova macchina è destinata a dimostrare la stabilità del plasma generato dagli Stellarator. Lo Stellarator di Wendelstein 7-X è composto da 70 magneti superconduttori organizzati su cinque moduli strutturali e deve intrappolare il plasma riscaldato a più di 100 milioni di gradi centigradi, sette volte la temperatura nel nucleo solare.



Schema di confinamento magnetico del plasma

Lo scopo della sperimentazione sullo Stellarator Wendelstein 7-X è fornire i dati necessari alla valutazione dell'equilibrio del plasma sotto diversi aspetti (magnetoidrodinamico, influenza dei nuclei pesanti sulla stabilità del plasma), collisioni e trasporto turbolento, fisica tridimensionale del bordo del plasma (trasporto al divertore), riscaldamento e modelli di scenario.

Struttura e Componenti

I componenti principali dello Stellarator Wendelstein 7-X sono:

- Criostato e recipiente plasma (il primo serve a mantenere tutta la struttura a bassa temperatura per permettere il corretto funzionamento dei coil superconduttori che generano il campo magnetico).
- Coil superconduttori (generano il campo magnetico che confina il plasma)

- Struttura meccanica di supporto
- Divertore

Oltre a questi componenti, che formano il vero e proprio Stellarator, i principali sistemi ausiliari sono:

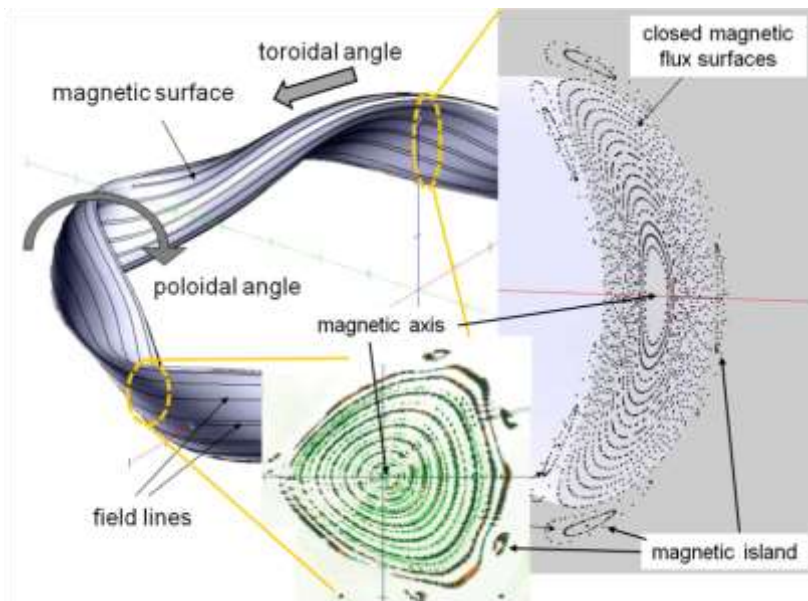
- Riscaldamento del plasma
- Sistemi di alimentazione elettrica
- Sistema di controllo macchina e diagnostiche sperimentali

I dati tecnici dello Stellarator Wendelstein 7-X sono:

- Raggio maggiore del plasma [m] 5,5
- Raggio minore del plasma [m] 0,53
- Campo magnetico [Tesla] 3
- Tempo di scarica [s] 1800 (stato stazionario con riscaldamento del plasma a microonde)
- Volume del plasma [m³] 30
- Riscaldamento del plasma [MW] 14
- Massa del plasma [mg] 5-30
- Composizione del plasma H-D (idrogeno e deuterio)
- Temperatura del plasma [MK] 60-100

W7-X consiste in 50 magneti superconduttori aplanari contorti, ciascuno alto 3,5 metri e pesante 6 tonnellate e altri 20 magneti superconduttori planari che consentono di regolare con precisione il campo magnetico. Tutti i magneti sono raffreddati a -270 gradi centigradi, 3 gradi al di sopra dello zero assoluto, mentre il plasma, distante appena un metro dai magneti, sarà riscaldato a 100 milioni di gradi centigradi.

La macchina Stellarator Wendenstein 7 X è stata accesa per la prima volta nel novembre 2015.



Stellarator magnetic field



Stellarator Wendelstein 7-X Planar-Spulen Vermessung

PROGETTO DEMO (abbreviazione di DEMOnstrating fusion power reactor)

DEMO (abbreviazione di DEMOnstrating fusion power reactor) è un prototipo di reattore nucleare a fusione studiato dal consorzio europeo Eurofusion come ideale successore del reattore sperimentale ITER.

E' concepito come l'ultimo reattore di ricerca sulla fusione nucleare prima della messa in opera dei reattori commerciali veri e propri nella seconda metà del XXI secolo. Gli studi su DEMO sono iniziati prima del 1995 e proseguiranno fino alla progettazione costruttiva del reattore, realisticamente prevista intorno al 2050.

A differenza del progetto ITER, che ha lo scopo di dimostrare la possibilità di ottenere plasma in grado di sostenere la reazione di fusione nucleare per un tempo abbastanza lungo (1000 secondi), lo scopo principale del progetto DEMO è quello di dimostrare esplicitamente la possibilità di generare energia elettrica tramite reazioni di fusione nucleare. Le caratteristiche del plasma di DEMO devono quindi essere più spinte di quelle del plasma di ITER, cioè tali da mantenere la stabilità della reazione di fusione per un tempo indeterminato.

Il consumo di trizio, molto maggiore di quello previsto in una macchina con plasma pulsato come ITER, richiede la presenza in DEMO di un mantello (blanket) triziogeno, cioè di una parte di macchina destinata a produrre trizio dalla cattura di un neutrone da parte del litio. Infatti il trizio, essendo un isotopo con un periodo di dimezzamento di circa 12 anni, deve essere prodotto in loco.

Descrizione

La reazione di fusione in DEMO sarà ottenuta per confinamento magnetico in una macchina tipo Tokamak (vedi la voce fusione nucleare). Dato che nello studio di DEMO sono previsti quattro modelli diversi, sono date le caratteristiche minima e massima previste per i vari modelli.

- Potenza elettrica della centrale: 1,33 - 1,55 GW
- Potenza generata dalle reazioni di fusione: 2,53 - 5,00 GW
- Raggio al baricentro del plasma: 6,10 - 9,55 m
- Raggio interno del plasma: 4,1 - 6,6 m
- Raggio esterno del plasma: 8,2 - 13,1 m
- Altezza totale del plasma: 8,6 - 12,3 m
- Campo magnetico toroidale sull'asse: 5,6 - 7,0 T
- Efficienza globale dell'impianto: 31% - 60%

Produzione di energia elettrica

Lo scopo di DEMO è di dimostrare la possibilità di produrre energia elettrica dalla reazione di fusione nucleare, mentre dimostrare l'economicità di questa forma di produzione di energia è lasciato a successive filiere di reattori. Tuttavia questi reattori dovranno sfruttare l'esperienza operativa di DEMO per raggiungere lo scopo di avere una produzione di energia elettrica a costi più bassi di quelli dell'energia prodotta da altre fonti (carbone, fissione nucleare). La densità di potenza (rapporto fra potenza generata e volume in cui viene generata questa potenza) della fusione nucleare è nettamente inferiore

a quella della fissione nucleare ed inferiore anche a quella della potenza ottenuta da combustibili fossili, quindi la fusione nucleare richiede strutture più voluminose e costose. Per ridurre i costi dell'energia si deve aumentare il rendimento termodinamico del ciclo di generazione dell'energia, cioè si deve aumentare la temperatura del ciclo (vedi ciclo di Carnot). Quindi come vettore termico (cioè come fluido che trasferisce l'energia da dove viene generata a dove viene trasformata in energia elettrica) non si può utilizzare acqua (come nelle centrali elettriche a combustibili fossili o nei reattori a fissione nucleare ad acqua - PWR e BWR), ma si devono usare metalli liquidi o gas. In DEMO si pensa di utilizzare come vettore termico Elio o una lega di Piombo con il 17% di Litio.

La lega di piombo con il 17% di atomi di litio (Pb-17Li) rappresenta un eutettoide, cioè una lega che fonde a temperature relativamente basse (vedi eutettico), la temperatura di fusione del Pb-17Li è di 235 °C, quindi il limite inferiore di temperatura per l'utilizzo di questa lega come vettore termico è di 250 °C, mentre il limite superiore, dato praticamente dalla resistenza meccanica dei materiali strutturali, è superiore a 600 °C nel caso di strutture in acciaio. Il Pb-17Li, essendo un conduttore elettrico, quando si muove in un campo magnetico, come quello generato in un reattore a fusione, è soggetto, oltre ai normali fenomeni fluidodinamici, anche a fenomeni magnetoidrodinamici, che possono aumentare sensibilmente la resistenza al movimento in queste condizioni, riducendo quindi la velocità con cui può muoversi nel Tokamak.

L'elio, essendo gassoso, ha caratteristiche di scambio termico molto basse, quindi può essere utilizzato solo tenendo alte velocità e pressione, la pressione a cui si fa riferimento negli studi di DEMO è di 8 MPa. Questa elevata pressione del gas limita la massima temperatura di impiego a circa 500 °C in strutture resistenti di acciaio, mentre può essere aumentata utilizzando come materiali strutturali metalli refrattari (particolarmente tungsteno).

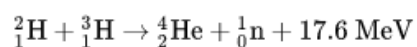
Il vettore termico, dopo essere stato riscaldato dalla reazione di fusione viene portato fuori dal recipiente di contenimento del vuoto (vacuum vessel - VV) e, nel caso del Pb-17Li, cede il calore ad un gas che viene utilizzato in una turbina, che, muovendo un alternatore, genera l'energia elettrica. Il passo intermedio dello scambio di calore con un gas per utilizzarlo in turbina naturalmente è assente nel caso dell'elio.

Componenti principali

Alcuni componenti, che in realtà sono fondamentali per il reattore a fusione, per DEMO non vengono ancora studiati in modo particolareggiato (recipiente di contenimento del vuoto, magneti) e, negli studi attuali, le loro caratteristiche sono estrapolate da quelle dei componenti corrispondenti di ITER. Di seguito sono presentati i componenti più significativi di DEMO che rappresentano sviluppi originali.

Prima parete

L'energia è prodotta nella macchina DEMO dalla reazione di fusione:



cioè ogni reazione provoca la formazione di una particella α (α) (nucleo di elio) e di un neutrone. Mentre i neutroni hanno un cammino libero nella materia relativamente elevato, le particelle α sono fermate in spessori di pochi centimetri di acciaio. Questo significa che circa il 19% dell'energia prodotta dalla reazione (cioè tutta quella che viene asportata dal plasma da parte delle particelle α) riscalda i primi centimetri di materiale solido che si trovano di fronte al plasma stesso. Questa zona, dove la densità di potenza è elevatissima, è indicata come prima parete. In DEMO la prima parete ha uno spessore di 25 mm ed è refrigerata con elio o con Pb-17Li.

Nel caso di refrigerazione usando He il materiale strutturale di riferimento è un acciaio ad alto contenuto di cromo, rinforzato con dispersione di ossidi nella parte più prossima al plasma. La prima parete è percorsa da canali orizzontali, in cui fluisce elio con una temperatura di ingresso di 300 °C ed una temperatura di uscita di 500 °C. Questo elio viene successivamente inviato in turbina insieme all'elio che ha refrigerato Blanket e divertore.

Invece, nel caso di uso di Pb-17Li, si prevede di usare strutture in materiale composito di fibre di carburo di silicio (SiC) in una matrice dello stesso materiale sotto forma ceramica. Questo per due motivi: il primo è che, dato che il SiC è un isolante elettrico, usando questo materiale la resistenza al movimento del Pb-17Li per fenomeni magnetoidrodinamici è molto limitata, il secondo è che, in questo modo, è possibile sfruttare la capacità del Pb17Li di asportare calore a temperature superiori a 700 °C, senza un decadimento eccessivo delle caratteristiche del materiale strutturale. I problemi collegati alla realizzazione di strutture massicce in composito a base di SiC sono in corso di studio.

Blanket

In un reattore a fusione nucleare il **Blanket** è lo strato della struttura di contenimento che circonda la prima parete e il divertore. Scopo principale del Blanket è la trasmissione dell'energia catturata dai due strati più interni della struttura di contenimento e la cattura dei neutroni prodotti dalle reazioni di fusione. La creazione di un Blanket resistente ed efficiente è uno dei maggiori ostacoli da risolvere per la costruzione di un reattore a fusione commercialmente sostenibile.

La trasmissione dell'energia ottenuta dai processi di fusione nucleare all'interno del reattore è operata essenzialmente facendo scorrere un fluido all'interno del Blanket. Il fluido esce dal Blanket e fa girare direttamente una turbina, oppure passa attraverso uno scambiatore di calore e riscalda un secondo fluido destinato a far girare la turbina per la produzione di energia elettrica. Il fluido che scorre nel Blanket non può essere acqua in quanto poco efficiente ai fini del rendimento termodinamico. Allo stato attuale degli studi sul reattore a fusione si prevede l'utilizzo di elio o di una lega di piombo e litio.

In alcune delle configurazioni teorizzate per un reattore a fusione è possibile utilizzare la cattura dei neutroni all'interno del Blanket per produrre nuovo combustibile da iniettare nella camera del plasma in cui avvengono le reazioni nucleari. Ad esempio, se il combustibile del reattore è una miscela deuterio-trizio circolante all'interno di un Tokamak potrebbe essere possibile costruire un Blanket all'interno del quale viene fatto circolare dell'elio.

Il reattore a fusione sperimentale ITER, in via di costruzione in Francia presso Cadarache, non prevede l'utilizzo di un Blanket nella produzione di combustibile. Si prevede che un Blanket di questo tipo sarà introdotto nel successore di ITER, il reattore a fusione di test DEMO che si prevede verrà costruito nei prossimi decenni.

Il Blanket di un reattore a fusione ha due funzioni fondamentali:

- generare il Trizio (T) che sarà successivamente usato nella reazione di fusione;
- trasferire ad un fluido (refrigerante) l'energia asportata dal plasma da parte dei neutroni.

Per svolgere la prima funzione è necessaria la presenza di un breeder (materiale fertile) di Li o di un suo composto, in DEMO si prevede di usare o Pb-17Li oppure ortosilicato di litio (Li_4SiO_4), che è un composto ceramico. Il Li_6 , quando è soggetto a un flusso neutronico, assorbe un neutrone e genera un nucleo di T e una particella α . Dato che per ogni reazione di fusione si forma un solo neutrone, è necessario aggiungere nel Blanket anche un materiale che, sotto flusso neutronico, emetta più neutroni di quelli che assorbe (moltiplicatore), allo scopo di compensare i neutroni che sfuggono dal ciclo (ad esempio quelli assorbiti dai materiali strutturali). Questo materiale, nel caso del Pb-17Li, è il piombo stesso mentre, per l'ortosilicato di litio, si usa come moltiplicatore il berillio. Come refrigerante si usa He o Pb-17Li. La struttura è prevista generalmente in acciaio ad elevato contenuto di Cr per avere la massima resistenza possibile a temperature elevate (fino a circa 600 °C). I modelli di Blanket previsti per DEMO sono quattro, ognuno con propri vantaggi e svantaggi.

L'unico Blanket che utilizza ortosilicato di litio/berillio è refrigerato da He e contiene i due materiali (entrambi solidi) sotto forma di letti di sferette (pebble bed). L'He fluisce a bassa velocità attraverso questi letti, asporta il T che si genera nell'ortosilicato di litio e lo conduce all'esterno del recipiente di contenimento. Qui il T è separato dall'He ed è utilizzato per alimentare la reazione di fusione. Altro He fluisce, con velocità di alcune decine di m/s, nelle griglie che separano i due letti di sferette (Be e ortosilicato) per asportare il calore prodotto dal rallentamento dei neutroni, entrando nel Blanket a 300 °C ed uscendo a 500 °C, questo He viene utilizzato direttamente in turbina per produrre l'energia elettrica.

Un differente modello di Blanket prevede l'uso di Pb-17Li che si muove a bassa velocità, con l'unico scopo di trasportare il T fuori dal Blanket ed arrivare all'impianto di separazione; in questa configurazione il Pb-17Li non può funzionare come refrigerante che, in questo caso, è He che scorre in canali a contatto con il breeder. L'He entra nel Blanket a 300 °C ed esce a 500 °C, per essere utilizzato direttamente in turbina. Il Pb-17Li, uscito dal Blanket a circa 300 °C, viene trattato per asportare il T che si è formato nel tempo in cui è stato soggetto al flusso neutronico.

Il terzo modello di Blanket prevede che parte del calore venga asportata direttamente dal Pb-17Li, che quindi deve circolare a velocità relativamente elevate e può essere soggetto a fenomeni magnetoidrodinamici importanti. Per ridurre gli effetti di questi fenomeni si interpone un inserto isolante in SiC fra il Pb-17Li e le pareti in acciaio che fungono da griglie di raffreddamento. Il Pb-17Li esce dal Blanket a 700 °C, e, dopo aver ceduto il

calore ad un flusso di He da utilizzare in turbina, viene purificato e reimpresso nel Blanket. L'elio, che esce dal Blanket a 500 °C, viene utilizzato direttamente in turbina a ciclo chiuso.

L'ultimo modello di Blanket prevede una refrigerazione basata unicamente su Pb-17Li, con temperature di uscita superiori a 1000 °C: a causa delle temperature così elevate questo modello non può avere strutture contenitive in acciaio (come invece si ha per gli altri tre modelli di Blanket). Si prevede che le strutture contenitive saranno fabbricate con un composito di fibre di SiC in una matrice dello stesso materiale.

Divertore

Nel plasma, oltre agli atomi di isotopi di idrogeno (deuterio e trizio) si trovano anche nuclei più pesanti, provenienti dai materiali strutturali o da fughe di aria o altri gas nel vuoto. Questi nuclei, se lasciati nel plasma, lo avvelenerebbero, facendolo spegnere in tempi estremamente ridotti. Per questo si sfrutta la loro massa, più elevata di quella degli isotopi di idrogeno, per portarli in una zona ben determinata del plasma, in cui vanno ad interagire con una struttura realizzata appositamente per estrarli dal plasma (divertore). Il divertore è soggetto a flussi termici localizzati estremamente alti, in ITER si prevede che il picco sia di circa 15 MW/m², questa potenza viene asportata con acqua a bassa temperatura (150 °C).

Il divertore previsto per DEMO ha la stessa geometria del divertore di ITER, tuttavia, dato che la potenza che viene asportata con il divertore varia dal 17% al 24% dell'energia totale prodotta nella reazione di fusione, una soluzione come quella di ITER (fluido a bassa temperatura) non è proponibile, quindi, per il raffreddamento del divertore, si utilizza He o Pb-17Li a temperature sufficientemente elevate perché il fluido possa essere usato per produrre energia in turbina, comunque in DEMO si prevede che i picchi di potenza possano essere ridotti a circa 10 MW/m². Anche nelle condizioni più favorevoli previste per DEMO, è necessario proteggere la struttura del divertore con un materiale che sia asportato dal plasma prima che questo interagisca direttamente con la struttura (sacrificial shield), che, nel caso di DEMO è tungsteno (W)

L'uso di He comporta, per poter asportare una potenza superficiale come quella prevista, che i flussi viaggino a velocità estremamente elevate (più di 100 m/s) e che ci siano strutture tali da favorire la turbolenza del moto, per avere coefficienti di scambio termico sufficientemente elevati. Comunque, anche in queste condizioni, le temperature locali del materiale strutturale possono salire anche sopra i 700 °C, quindi alcuni studi sono orientati a sostituire nel divertore l'acciaio con tungsteno o sue leghe.

Il problema della refrigerazione con Pb-17Li è sempre legato ai fenomeni magnetoidrodinamici, quindi il materiale strutturale previsto per il divertore (nel caso che il refrigerante sia Pb-17Li) è il SiC, sotto forma di composito in fibre entro una matrice dello stesso materiale. Restano i problemi, già accennati, di costruire strutture complesse con questo materiale.

Situazione degli studi su DEMO

Gennaio 2006: Gli studi di DEMO sono coordinati dall'EFDA (European Fusion Development Agreement), organismo dell'Unione europea, e vengono condotti in diverse nazioni europee. Oltre agli studi tecnici su Blanket/prima parete (si prevede che questi due componenti vengano integrati in un'unica struttura) e sul divertore sono in corso studi economici sul migliore utilizzo dell'energia di reazione e sulla migliore taglia dell'impianto. Infine sono in corso studi socioeconomici per affrontare il problema di insediare l'impianto senza suscitare l'opposizione della popolazione locale a questa nuova tecnologia. È previsto di provare in ITER modelli dei Blanket refrigerati ad He, mentre ci sono forti difficoltà per provare in ITER divertore e prima parete a causa dei problemi di sicurezza collegati alla presenza di gas ad alta temperatura.

Giugno 2007: L'Unione Europea e il Giappone firmano l'accordo per il cosiddetto Broader Approach alla fusione nucleare. Nato all'interno del progetto ITER e della durata di almeno 10 anni, il Broader Approach prevede che i due partner contribuiscano finanziariamente in parti uguali a una serie di progetti accessori utili allo studio dei plasmi previsti in ITER e, in prospettiva, anche di DEMO. I progetti finanziati dal Broader Approach sono: l'upgrading del Tokamak sperimentale giapponese JT-60 alla versione JT-60SA (da completarsi entro il 2020), la costruzione dell'International Fusion Materials Irradiation Facility (IFMIF) per il test di materiali sottoposti alle energie tipiche del plasma di ITER/DEMO, e infine la costruzione dell'International Fusion Energy Research Centre (IFERC) che include un centro di progettazione per DEMO, un centro di calcolo per simulazioni di plasma a larga scala e un centro di acquisizione in tempo reale dati operativi di ITER da remoto.

Novembre 2012: L'EFDA propone una roadmap per la costruzione di un reattore (DEMO) in grado di produrre qualche centinaio di Megawatt di potenza elettrica netta, da costruirsi subito dopo che ITER avrà dimostrato di essere in grado di generare un surplus di energia (poco dopo il 2030 secondo le previsioni). Per semplificare la costruzione, il design e l'architettura di questo reattore saranno molto simili a quelli di ITER, con la fase di progettazione impostata già a partire dal 2020. Grazie a questo approccio si prevede che DEMO possa diventare operativo all'inizio degli anni '40 del XXI secolo.

2014: il consorzio EUROfusion inizia la progettazione concettuale del DEMO europeo. L'ambizioso obiettivo è di realizzare l'elettricità da fusione entro il 2050.

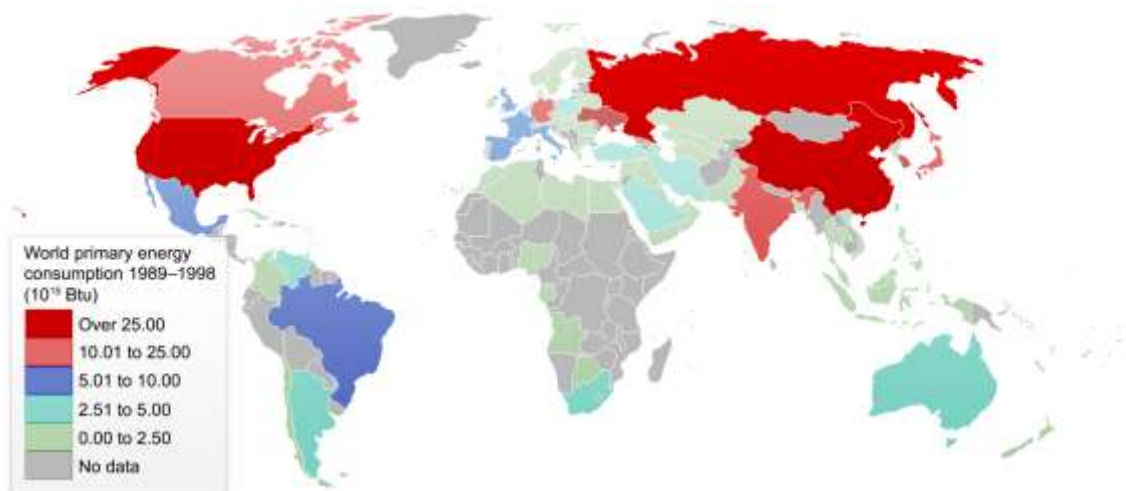
CAPITOLO 5

FONTI DI ENERGIA

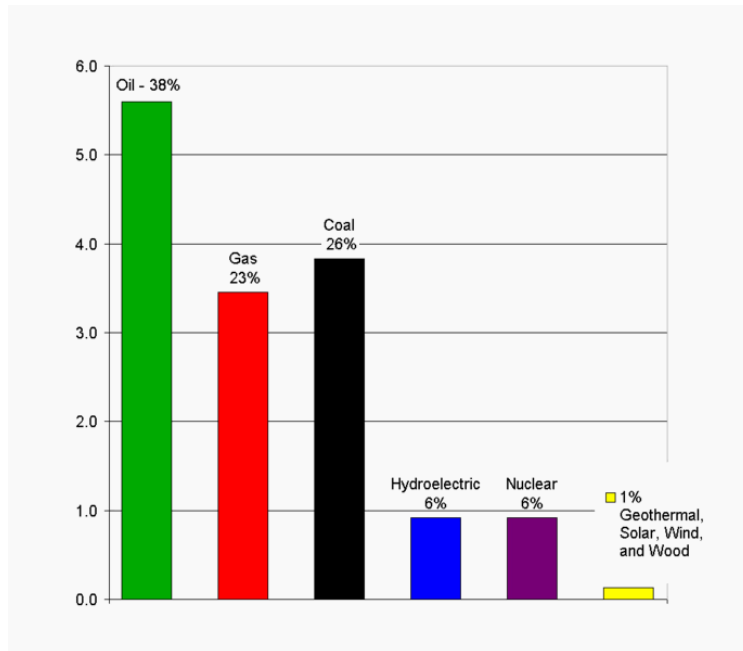
Le principali fonti di energia attraverso le quali è possibile produrre energia elettrica, energia termica o direttamente energia meccanica sono:

- Combustibili fossili
- Energia nucleare
- Energia idroelettrica
- Energia solare
- Energia eolica
- Energia geotermica
- Energia magnetica
- Energia mareomotrice
- Energia racimolata

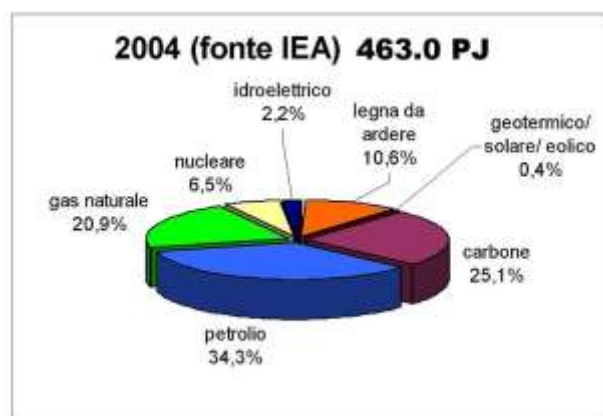
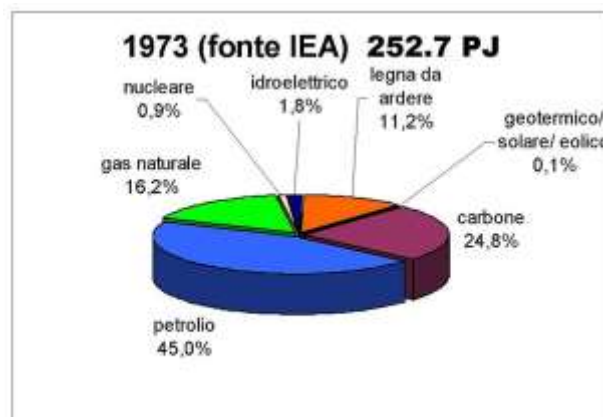
Le **fonti energetiche**, o **di energia**, sono le sorgenti di energia a disposizione dell'uomo. Possono essere utilizzate per eseguire un lavoro e/o produrre calore.



Consumo di energia nel mondo ripartito per nazione (dal 1989 al 1998). Unità di misura: 10¹⁵ Btu.



Consumo delle fonti energetiche nel mondo con riferimento al tipo di fonte energetica (dati del 2004).



Consumi energetici mondiali, per fonte, nel 1973 e nel 2004.

Fonte: International Energy Agency

Cenni storici

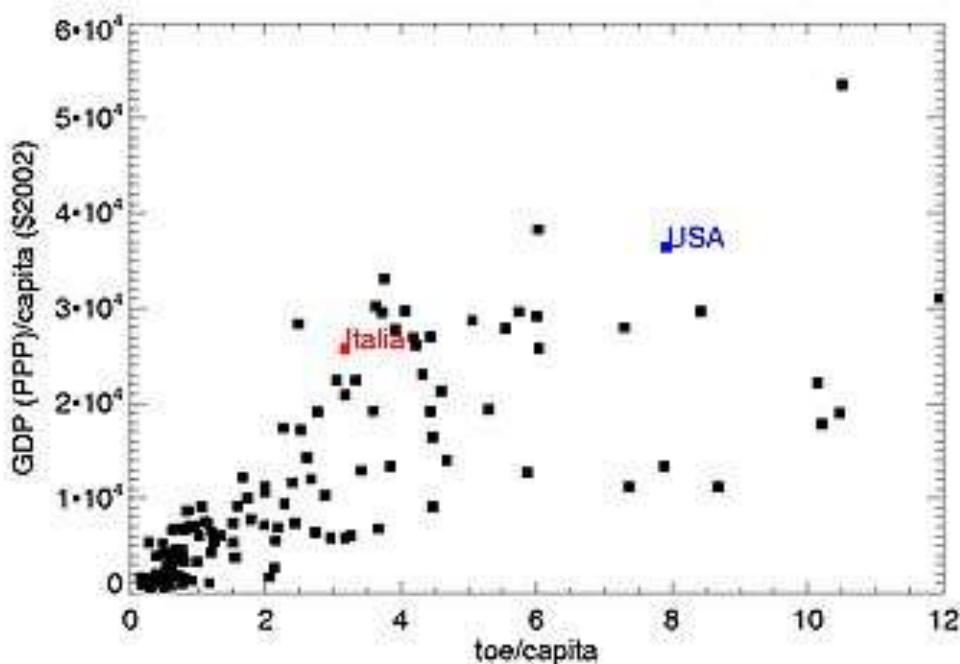
Nella preistoria e per gran parte della storia umana, fonti di energia utilizzabili dall'uomo furono: la forza umana e quella animale per produrre un lavoro, la combustione di legno o, più in generale, biomassa, per produrre calore.

Più tardi, la navigazione a vela e i mulini ad acqua e a vento, introdussero una prima diversificazione riguardo alle fonti energetiche.

La densità di energia prima del XX secolo in Occidente era ridotta: questo si traduceva, nelle società pre-industriali, in una bassa mobilità delle persone nel loro complesso, ridotta circolazione di merci, ridotta assistenza sanitaria, disponibilità discontinua di risorse alimentari, con periodiche carestie.

Oggi la presenza di fonti di energia abbondante e a basso prezzo ha permesso uno sviluppo notevole di infrastrutture e un'accelerazione del processo di industrializzazione; l'evoluzione della società umana richiede infatti un apporto di energia sempre maggiore e questo ha portato allo sviluppo di strutture sofisticate e alla produzione di energia e al suo immagazzinamento.

Un aspetto spesso trascurato è che le attività umane nelle moderne società richiedono un grande apporto di energia: l'istruzione nelle scuole, la sanità pubblica, i trasporti, la moderna agricoltura, richiedono quantità enormi di energia. Questo si può sintetizzare con un grafico (vedi figura sotto) dove si riporta il reddito pro-capite (a parità di potere d'acquisto - PPA), in funzione del consumo energetico per persona. L'anno è il 2004, ciascun punto rappresenta una diversa nazione. Tanto più alto è il tenore di vita, tanto più elevata è la quantità di energia pro capite: il caso estremo è quello del Lussemburgo, che consuma più di 10 tonnellate equivalenti di petrolio (**tep** o, in inglese, **toe**) e ha un reddito pro-capite di più di 50.000 dollari/anno.



Reddito pro-capite (a parità di potere d'acquisto PPA), in funzione del consumo energetico globale per persona (in toe), anno 2004. Fonte: International Energy Agency

In assenza di energia, le società industriali moderne non potrebbero sopravvivere. Un esempio è dato dall'Italia (quadrato rosso in figura): nel 2004 un italiano ha consumato in media 3 tonnellate equivalenti di petrolio, con un reddito medio di 25,000 dollari/anno. All'inizio del Novecento un italiano consumava meno di una tonnellata di petrolio all'anno, ma la società era prevalentemente contadina, e i tassi di analfabetismo e di mortalità infantile erano altissimi. Ancora oggi nel mondo in moltissime nazioni si vive con meno di 10.000 dollari all'anno, e corrispondentemente il consumo pro-capite di energia è meno di 0,5 tpe.

Nel corso del Novecento si è quindi assistito a un notevole incremento del consumo di energia, che è praticamente raddoppiato dal 1973 al 2004. Ciò pone dei problemi, sia dal punto di vista ambientale (ad esempio per l'effetto serra o lo smaltimento delle scorie), sia dal punto di vista geopolitico. La scelta di una fonte energetica è diventata un fatto socio-politico complesso ed importante, che dipende dalla disponibilità di risorse, dal costo di una fonte in relazione alle condizioni particolari di una nazione, dall'affidabilità delle centrali di produzione di energia e dalla protezione dell'ambiente.

Le fonti utilizzate oggi per la produzione di energia elettrica sono essenzialmente la combustione di **combustibili fossili** (carbone o idrocarburi), **l'idroelettrico**, **l'energia atomica da fissione**, **l'eolico**, **la geotermia** e **l'energia solare**.

[Risorse di energia nel mondo](#)

La maggior parte delle risorse energetiche del mondo ha come fonte primaria i raggi solari che colpiscono la superficie terrestre; quest'energia si è conservata indirettamente sotto forma di energia fossile (bitume, carbone, gas, idrati, petrolio) oppure come energia direttamente impiegabile (ad esempio i venti si formano in seguito a complessi fenomeni di riscaldamento nelle zone soleggiate e di convezione nelle zone fredde, il tutto abbinato alla rotazione terrestre). Anche l'energia idroelettrica deriva dall'energia solare che provoca l'evaporazione dell'acqua e conseguente condensazione quando le nuvole incontrano l'aria di fronti climatici freddi o alte montagne. Il vapore acqueo salendo in quota acquisisce una certa energia potenziale che cede in parte alle piogge ed ai corpi acquosi siti in quote elevate.

Un'altra fonte di energia, è quella geotermica, endogena e localizzata in specifiche aree del globo terrestre favorite da particolari aspetti di geologia regionale.

[Costante solare](#)

Il termine *costante solare* (in inglese *solar constant*) definisce la quantità di radiazione elettromagnetica solare che arriva per unità di superficie, misurandola a livello della superficie esterna dell'atmosfera terrestre, da un aereo perpendicolare ai raggi. La costante solare include tutti i tipi di radiazione solare, non soltanto la luce visibile. Il suo valore è stato misurato da satelliti a circa 1.366 watt per metro quadro, anche se può variare di circa lo 6,9% durante l'anno - da circa 1.412 W/m² a gennaio a 1.321 W/m² a luglio, questo dovuto alla variazione della distanza della terra dal sole, oltre ad una lieve variazione della luminanza solare di poche parti su mille da un giorno all'altro. Per l'intero globo terrestre, che ha una sezione di taglio di 127.400.000 km², la potenza fornita dall'energia solare è di 1.740×10^{17} Watt, con una variazione del +/- 3,5%.

Classificazione

La prima classificazione che deve essere fatta per le fonti di energia è tra le *fonti di energia primarie*, ovvero le fonti direttamente presenti in natura. Esse comprendono il petrolio, il carbone, il gas naturale, la legna da ardere o biomasse, i combustibili nucleari, l'energia idroelettrica, eolica, geotermica e solare, in ordine di importanza di sfruttamento attuale. Queste vanno distinte dalle *fonti di energia secondarie*, che sono fonti di energia non direttamente presenti in natura, ma fonti di energia derivate dalle fonti primarie. Le fonti secondarie comprendono ad esempio l'energia elettrica o l'idrogeno. Le fonti secondarie sono un prodotto di trasformazione delle primarie e non possono cioè essere considerate una risorsa naturale.

Le fonti si distinguono anche per esauribilità. Ne esistono quindi due tipi:

- *fonti esauribili o non rinnovabili*, oggi essenzialmente i combustibili fossili (petrolio, carbone, gas naturale) e nucleari (uranio);
- *fonti non esauribili o rinnovabili*, al presente essenzialmente le biomasse (ovvero legna da ardere), l'energia idroelettrica con un minore contributo dovuto all'energia eolica, geotermica e solare. Le rinnovabili a loro volta possono essere distinte in:
 - *rinnovabili classiche*, ovvero le biomasse, idroelettrico e il geotermico, già da tempo sotto sfruttamento;
 - le *non convenzionali*, ovvero l'eolico e il solare, sulle quali si concentrano i maggiori e più recenti sforzi di sviluppo.

Per ogni fonte energetica è importante considerare tre aspetti, che tra l'altro sono anche quelli che guidano dal punto di vista politico la scelta di una strategia di approvvigionamento energetico: la *disponibilità*, i *costi*, la *protezione dell'ambiente*.

Fattore di guadagno energetico

Uno dei parametri più importanti per la valutazione di una fonte di energia è il "fattore di guadagno energetico", o, in inglese, "Energy return over input" (**EROI** o **EROEI**). Esso viene definito come l'energia in uscita da una data fonte, divisa per l'energia spesa per ottenere una singola unità di quella fonte. Per esempio, l'energia ottenuta da un barile di petrolio, divisa per l'energia spesa per produrre quel singolo barile.

Seppure la definizione sia molto semplice, ci si rende subito conto che il calcolo da effettuare sia complesso, in quanto è una funzione del tempo, dipende dalla fonte di energia utilizzata, ecc. Inoltre, la valutazione dell'EROEI non è esente da criteri soggettivi e da valutazioni economiche e politiche.

È per esempio da segnalare che *non esiste a livello internazionale un accordo sui criteri di calcolo dell'EROI*, che quindi, a differenza di altri parametri, è sensibile a valutazioni soggettive. L'ultima valutazione, pubblicata su rivista scientifica internazionale, e quindi quanto meno soggetta a valutazione editoriale, è quella di Cleveland e coautori. Essi definiscono in modo molto preciso i loro criteri, tuttavia i calcoli si riferiscono al 1984, e quindi al giorno d'oggi hanno un valore relativo. D'altro lato, le valutazioni più recenti rispondono invece a criteri non condivisi pubblicamente.

Esternalità o costi esterni

Le valutazioni economiche di una fonte di energia usualmente contengono il reperimento e il trasporto di combustibili, la costruzione e il costo d'esercizio di una centrale, il riciclaggio delle scorie, lo smantellamento della centrale stessa a fine esercizio, e il deposito delle scorie e il loro eventuale riciclaggio (questo soprattutto per le centrali nucleari a fissione). L'accresciuta coscienza ambientalista degli ultimi anni ha però sensibilizzato l'opinione pubblica e i governi a un uso più consapevole delle fonti di energia, includendo nelle valutazioni economiche i cosiddetti "costi esterni" di una fonte di energia, cioè i costi associati a danni ambientali (effetto serra, emissioni di gas inquinanti, disastri ambientali). Un esempio è il ventilato utilizzo di eco-tasse per gli eccessi di emissione di CO₂, previsto dal Protocollo di Kyōto: esso rappresenta una prima presa di coscienza dei costi non diretti (esterni) nell'utilizzo dei combustibili fossili.

Il calcolo delle esternalità non è comunque facile: tuttavia, una stima non eccessiva per il carbone e il petrolio fornisce circa 5-6 centesimi di € per kWh prodotto, confrontabili quindi col costo convenzionale di un kWh (9 centesimi di € nel I trimestre 2007). Per il nucleare, idroelettrico, fotovoltaico ed eolico, il costo esterno è nettamente più basso, meno di 1 centesimo di € per kWh prodotto. C'è comunque da dire che per il nucleare, alcuni disastri come quello di Chernobyl hanno creato nell'opinione pubblica un diffuso dissenso verso l'uso di questa fonte di energia e maggior incertezza nel definire gli effettivi costi esterni. D'altro lato, anche lo sfruttamento di altre fonti di energia (petrolio, carbone, gas naturale, idroelettrico, ecc.) è stato caratterizzato da disastri non trascurabili ma in genere con un impatto solamente locale.

Le considerazioni sui costi esterni hanno comunque un ruolo sempre maggiore, corrispondente alla presa di coscienza che *non esistono fonti di energia che abbiano solo vantaggi*, ma l'utilizzo di una determinata fonte energetica implica sempre degli *svantaggi* sotto forma di perdita di energia utile (per es., sotto forma di calore, vedi il Secondo principio della termodinamica), oppure sotto forma di sotto-prodotti di una reazione chimica o nucleare.

Riserve di energia

Le risorse energetiche rimanenti nel mondo variano, ed è stato calcolato che le risorse di combustibili fossili totalizzino uno stimato di 0,4 Yottajoules (1 YJ = 10²⁴ J) e che le risorse disponibili di combustibile nucleare come l'uranio superino i 2,5 YJ. Le riserve di combustibili fossili dovrebbero essere di 0,6-3 YJ se le valutazioni delle riserve di clatrati di metano sono accurate e se il loro sfruttamento divenisse tecnicamente possibile.

Principalmente grazie al Sole, il mondo possiede anche un flusso di energia rinnovabile utilizzabile, che eccede i 120 petawatt (pari ad 8.000 volte gli utilizzi totali del 2004), o 3,8 YJ/anno, rendendo così teoricamente minuscole tutte le risorse non-rinnovabili.

Problema energetico

La società moderna è strettamente dipendente dall'energia elettrica e meccanica per cui il possibile esaurimento delle fonti di energia è visto con preoccupazione da scienziati e tecnici che cercano continuamente soluzioni che superino l'esaurimento di tali fonti con nuove fonti di energia e/o promuovendo politiche di maggiore efficienza energetica.

Fonti non rinnovabili

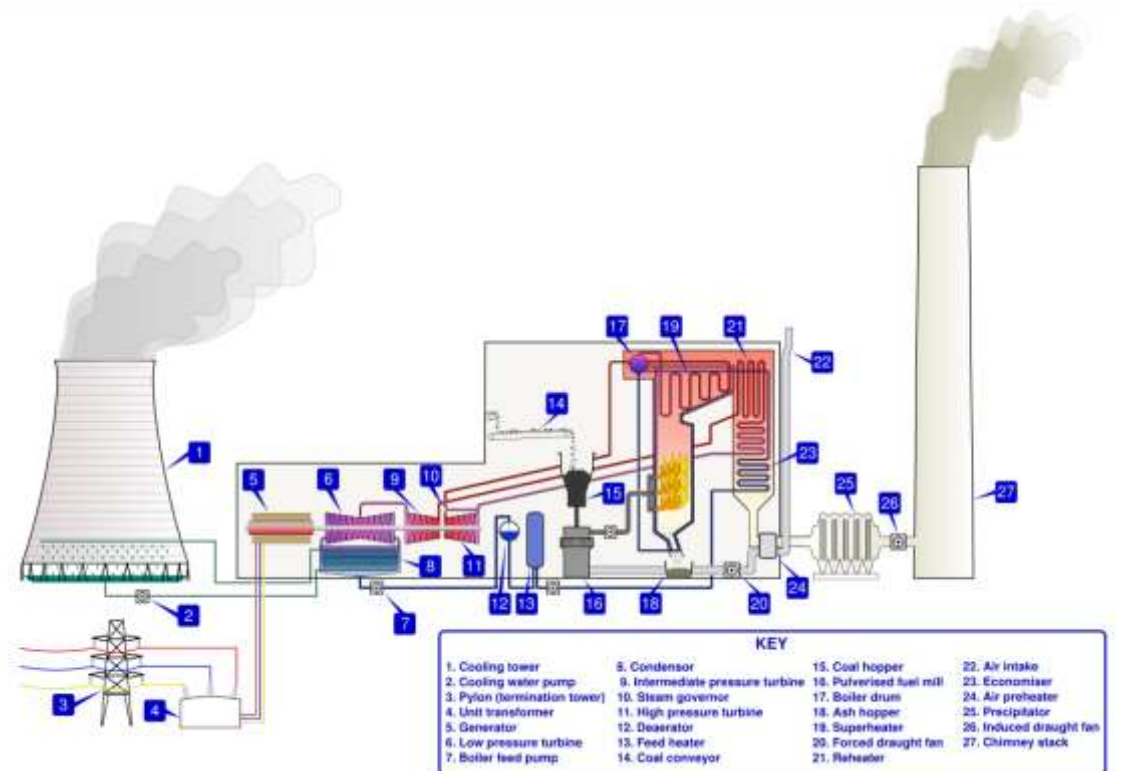
Le fonti energetiche oggi più utilizzate sono le fonti non rinnovabili, tra cui in particolare i combustibili fossili come petrolio, carbone e gas naturale, dai combustibili nucleari come l'uranio. La disponibilità di queste fonti è attualmente ancora abbastanza elevata e di conseguenza il costo relativamente basso. Tuttavia, per definizione stessa di energia non rinnovabile, esse sono associate a delle *riserve* finite, non inesauribili. Valutando le riserve, rispetto al consumo attuale di energia e al trend di crescita, ci porta a dovute preoccupazioni riguardo alla loro disponibilità futura, e di conseguenza alla crescita del loro prezzo sul mercato negli anni a venire. Di seguito, una tabella che riporta la stima delle riserve delle energie non rinnovabili (in Gtoe), da confrontarsi col consumo energetico attuale, 11 Gtoe nel 2004 e in rapida crescita.

Riserve mondiali di energie non rinnovabili (in Gtoe = 1000 Mtoe)	accertate	stimate
Carbone 36% Europa; 30% Asia; 30% Nord America	700	3400
Petrolio 65% Medio Oriente; 10% Europa; 10% Centro e Sud America; 5% Nord America	150	300 (+500 non convenzionale)
Gas naturale 40% Europa; 35% Medio Oriente; 8% Asia; 5% Nord America	150	400
Uranio (²³⁵U reattori termici) 25% Asia; 20% Australia; 20% Nord America (Canada); 18% Africa (Niger)	60	250
Uranio (²³⁸U reattori veloci)	3500	15000
Deuterio	--	5 × 10¹¹ *
Litio terrestre	--	21000 *
Litio (acqua marina)	--	4 × 10⁸ *

(*) Tecnologie la cui fattibilità scientifica, tecnica o industriale non è ancora stata appurata

La tabella risulta inquietante giacché, considerando ad esempio il caso del petrolio consumato per un 34% delle 11 Gtoe totali nel 2004, ovvero 3,8 Gtoe all'anno, e prendendo in considerazione le sole riserve petrolifere accertate di 150 Gtoe, risulterebbe che anche supponendo un consumo di petrolio costante rispetto al valore del 2004, resterebbero a disposizione solamente non più di 40 anni prima dell'esaurimento completo delle riserve petrolifere.

Combustibili fossili



Per quanto riguarda la fonte dei *combustibili fossili*, la combustione di carbone o idrocarburi quali metano o petrolio fornisce la massima quantità di energia, che è impiegata in parte per i sistemi di riscaldamento a combustione, in parte per il funzionamento di motori, ma specialmente per la produzione di energia elettrica, che è un tipo di energia che può essere trasferita a grandi distanze con bassa dissipazione ed è di facile impiego. Uno schema di una centrale elettrica che utilizza combustibili fossili è mostrato in figura: il combustibile viene bruciato in presenza di ossigeno, scalda l'acqua fino alla produzione di vapore, il quale fluisce attraverso una turbina.

La turbina è collegata al rotore di un generatore elettrico, che produce elettricità. Nel mondo, le centrali termoelettriche producono il 65% dell'elettricità mondiale: tuttavia, la combustione dà come sotto-prodotto l'anidride carbonica (CO₂) assieme ad altre sostanze inquinanti.

I vantaggi dei combustibili fossili, e del petrolio in particolare, sono l'alta densità di energia, il facile trasporto, e una larga disponibilità (almeno fino ad adesso). Il petrolio è poi utilizzato anche per fini non energetici (trasporti, riscaldamento e produzione di energia elettrica), e cioè: produzione di materie plastiche, fertilizzanti per l'agricoltura, e una serie di altre sostanze di largo uso (paraffina, vaselina, asfalto).

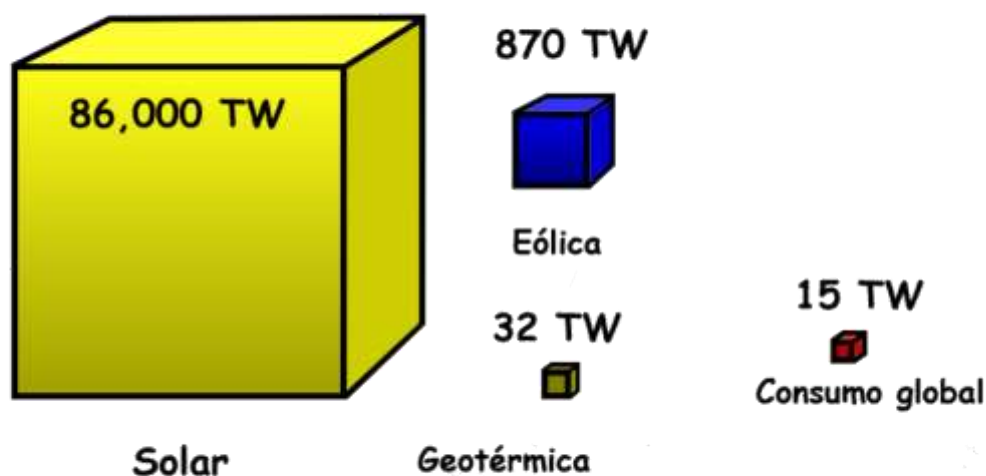
Gli svantaggi però sono numerosi: ogni anno nel mondo si consuma una quantità di combustibili fossili che la natura ha creato in milioni di anni. Le risorse stimate di combustibili fossili sono ancora enormi (soprattutto carbone), e possono soddisfare le domande energetiche mondiali ancora per almeno un centinaio di anni. Diversa è la situazione per il petrolio, che secondo le stime attuali potrebbe soddisfare le richieste energetiche per ancora 40 anni, per il cosiddetto "petrolio leggero", cioè quello che si estrae dai normali pozzi petroliferi. Tuttavia, i combustibili fossili presentano degli svantaggi ambientali notevoli. A parte la produzione di CO₂, la combustione di risorse fossili produce sostanze inquinanti, come ossidi di zolfo (SO₂ principalmente) e ossidi di azoto (NO_x). Secondo le stime dell'ONU (precisamente dell'Intergovernmental Panel on Climate Change), le riserve di combustibili fossili risultano sufficienti per creare problemi climatici imponenti (come l'effetto serra).

Un altro problema è la localizzazione geografica dei combustibili fossili: circa il 65 % delle risorse mondiali di petrolio sono localizzate nel Medio Oriente, ed entro 30 anni i depositi europei di gas naturale saranno esauriti. Per quanto riguarda il Nord America, la situazione del gas naturale è ancora più critica. Si aggiunga a questo che molti Paesi vogliono diventare meno dipendenti dall'estero per la loro domanda energetica. Nella Tabella che segue sono riportate le stime accertate di combustibili fossili e di Uranio, espresse in **Gtoe** (miliardi di tonnellate di petrolio equivalenti). Si tenga conto che il consumo energetico totale nel 2005 è stato di 11 Gtoe, così ripartiti: 2.7 Gtoe per il carbone, 3.8 per il petrolio, 2.3 per il gas naturale, 0.7 per il nucleare, 0.2 per l'idroelettrico, e solo 0.04 Gtoe per geotermico/solare/eolico. Con le riserve accertate di petrolio si potrebbe andare avanti per $150/3.8=39.4$, cioè circa 40 anni, come anticipato sopra. Per il carbone, la durata è circa $700/2.7=260$ anni.

Uno svantaggio notevole è pure il fatto che il passaggio, avvenuto nell'Inghilterra della fine del Settecento, da un'economia del legno a un'economia del carbone, ha comportato il passaggio da una fonte di energia esauribile, ma rinnovabile, a una fonte esauribile e non rinnovabile. Infatti, secondo alcuni geologi petroliferi, la diminuzione del petrolio disponibile avverrà molto prima che i cambiamenti climatici si facciano sentire seriamente: infatti, secondo la teoria del picco del petrolio sviluppata dal geologo statunitense Marion King Hubbert negli anni '50, la produzione annua di petrolio ha una forma a campana, con un picco di produzione mondiale che dovrebbe avverarsi negli anni fra il 2006 e il 2015. Secondo questa teoria quindi, l'imminente diminuzione della produzione di petrolio annua dovrebbe portare a cambiamenti geopolitici attualmente difficilmente prevedibili.

Fonti rinnovabili

Nel 2004, le energie rinnovabili fornivano attorno al 7% dell'energia elettrica consumata nel mondo, soprattutto rappresentate dalle classiche, idroelettrico e biomasse. Il settore delle energie rinnovabili è cresciuto significativamente dagli ultimi anni del ventesimo secolo, e nel 2005 il totale delle nuove inversioni era stimato attorno 38 miliardi (38×10^9) di dollari USA. La Germania e la Cina guidano la graduatoria, con investimenti di circa \$ 7 miliardi ognuna, seguiti dagli Stati Uniti, dalla Spagna, dal Giappone, e dall'India. Questo ha comportato l'aggiunta di 35 GW di energia rinnovabile di picco durante l'anno.



Energia rinnovabile disponibile per anno. Il volume dei cubi rappresenta la quantità di energia (in TW) geotermica, eolica e solare *in principio* disponibile ogni anno, ricordando tuttavia che è possibile recuperarne soltanto una minima parte. Il piccolo cubo rosso mostra proporzionalmente il consumo energetico globale per anno.

Legna da ardere e biomasse

La combustione di biomassa rappresenta, storicamente, la più antica forma di energia sfruttata dall'uomo. La combustione di legno o altri materiali organici facilmente disponibili rappresenta infatti la più antica maniera di produrre calore e quindi energia, ancora oggi con un peso preponderante nei Paesi più poveri del mondo.

Ultimamente, tuttavia, una rinnovata coscienza ambientale, unita ad una crescente preoccupazione per il reperimento delle risorse energetiche, hanno fatto tornare di attualità questa fonte anche nei paesi più industrializzati.

In tale ambito, la combustione di combustibili rinnovabili viene intesa come combustione di scarti di lavorazione dell'industria agroalimentare o del legno, nonché anche come combustione di biomassa a crescita stagionale appositamente coltivata. È da notare che per la normativa italiana di riferimento vengono considerati combustibile rinnovabile anche i rifiuti organici o inorganici urbani (rifiuti solidi urbani, o "RSU") o industriali. La UE considera invece "rinnovabile" solo la parte organica di tali rifiuti (ovvero gli scarti vegetali) ed ha pertanto aperto procedure di infrazione contro l'Italia per la violazione delle discipline in merito.

Attualmente in Italia tale fonte (anche grazie alla diffusione dell'incenerimento sovvenzionato dai contributi CIP6) è in forte crescita, seppur ancora con valori percentuali molto bassi (nel 2004, tale contributo è giunto infatti fino all'1,7% del fabbisogno energetico nazionale). Tali valori evidenziano comunque ancora una netta distanza rispetto agli altri Paesi UE, in particolare dell'Europa settentrionale.

Biomassa

Con il termine **biomassa** si indica generalmente un insieme di organismi animali o vegetali presenti in una certa quantità in un dato ambiente come quello acquatico o terrestre.

In letteratura il concetto di biomassa viene spesso sviluppato e trattato in modo differente a seconda del contesto in cui è inserito. Le biomasse sono particolarmente importanti in due diversi campi: quello ecologico e quello delle energie rinnovabili, dove rappresentano una fonte di energia di origine biotica.

Sviluppo storico del concetto

Dal punto di vista storico, il concetto di biomassa è stato introdotto negli anni venti del XX secolo. All'epoca, lo scienziato Vladimir Ivanovič Vernadskij (1863–1945) cercò di valutare quale fosse la massa di tutti gli esseri viventi.^[1] Egli presentò le sue stime per la prima volta nel 1922 o 1923, quando tenne le sue conferenze di geochimica a Parigi. Un saggio per la conferenza è stato pubblicato nel 1924 in francese. Dopo ulteriori considerazioni, Vernadsky ha fatto seguire un libriccino in lingua russa.

Nelle sue riflessioni, Vernadskij non usò ancora il concetto di "biomassa": esso fu introdotto un anno più tardi. L'introduzione di tale parola avvenne grazie allo zoologo tedesco Reinhard Demoll (1882–1960). Il termine è stato ripreso nel 1931 dall'oceanografo Lev Aleksandrovich Zenkevich (1889–1970):

«Con biomassa (Demoll) si indica la quantità di sostanza costituita da organismi viventi per unità di superficie o di volume.»

(Lev Aleksandrovich Zenkevich, *Fish-food in the Barents Sea. (Introduction). Reports of the first Session of the State Oceanographical Institute* (Mosca, 14-22 aprile 1931))

Zenkevich e prima di lui Demoll hanno definito biomassa quella massa che tutti gli organismi viventi di una particolare area possiedono insieme. Ecco la prima definizione del concetto di biomassa ecologica, che è ancora usato.

Zenkevich influenzò la prima pubblicazione scientifica in cui comparse per la prima volta nel titolo la parola biomassa. Questo studio fu opera di un russo. Nel 1934 il biologo acquatico Veniamin Grigor'evič Bogorov (1904–1971) pubblicò il suo studio *Seasonal Changes in Biomass of Calanus finmarchicus in the Plymouth Area in 1930*.

Bogorov si occupò della biomassa dei copepodi nelle acque di Plymouth. Egli individuò la biomassa di una data popolazione, vale a dire gli individui di una specie all'interno di una determinata area, che insieme formano una comunità riproduttiva. Dallo studio di Bogorov si evince che misurò la biomassa solo dopo che gli organismi catturati furono asciugati con cloruro di calcio. Misurò pertanto il loro peso secco. In tal modo Bogorov sviluppò una seconda definizione del concetto ecologico di biomassa, ovvero "massa a secco di tutti gli individui in una popolazione" (1934).

Biomassa come fonte energetica

La Direttiva Europea 2009/28/CE, ripresa da tutta la legislazione ad essa riferente, definisce la biomassa come "la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".

Le biomasse e i combustibili da esse derivati emettono nell'atmosfera, durante la combustione, una quantità di anidride carbonica più o meno corrispondente a quella che viene assorbita in precedenza dai vegetali durante il processo di crescita. L'anidride carbonica in atmosfera è il principale responsabile dell'effetto serra e quella accumulata nelle biomasse, anche se era già stata in atmosfera negli anni e nei decenni precedenti, al momento del taglio della biomassa era tutta assorbita in essa e quindi non concorrevano più all'effetto serra. Con la combustione delle biomasse tutta l'anidride carbonica in esse accumulata viene istantaneamente reimpressa in atmosfera e questa immissione è particolarmente pronunciata nel caso delle *biomasse forestali*, ossia nella combustione di alberi, magari d'alto fusto che hanno accumulato anidride carbonica per decine o centinaia d'anni, abbattuti appositamente per essere bruciati. Se tutti gli alberi abbattuti e bruciati verranno sostituiti da altri, essi nel corso dei decenni potranno riassorbire tutta l'anidride carbonica rilasciata nella combustione e ciò permette di dire ai fautori dell'uso energetico delle biomasse forestali che il loro impiego ai fini energetici non provoca il rilascio di nuova anidride carbonica.

Di contro le biomasse presentano i seguenti svantaggi:

- per necessità economiche di funzionamento è una forma opposta a politiche di minimizzazione della produzione dei rifiuti;
- sono richieste grandi aree a causa della bassa densità energetica;
- richiesta di utilizzo di fertilizzanti;
- problemi di logistica per la fornitura della risorsa;
- problemi di condizione ambientale/meteo;
- produzione annua non costante.

Classificazione

Le biomasse possono essere caratterizzate da 3 diversi criteri:

- il contenuto di acqua (biomassa fresca o secca)
- la sua origine (vegetale o animale)
- vitalità (presenza di organismi morti o vivi al suo interno)

A seconda della loro origine le biomasse si possono distinguere in:

- *Fitomassa*: la biomassa proviene da piante
- *Zoomassa*: la biomassa proviene da animali
- *Biomassa microbica*: la biomassa proviene da microrganismi.

Infine, in base alla vitalità, si può distinguere una *biomassa vivente*, costituita da organismi viventi, da una *biomassa morta* costituita da organismi morti.

Resa energetica delle biomasse vegetali

Le piante hanno la capacità di trasformare l'energia solare in energia chimica. Questo processo può avvenire mediante la seguente reazione di fotosintesi:

- Acqua + anidride carbonica + luce → glucosio + ossigeno

L'efficienza energetica globale della formazione di carboidrati è rappresentata dal rapporto tra la biomassa ottenuta e l'energia solare disponibile, con quest'ultima che dipende anche dalla quantità di radiazione intercettata e dall'efficienza della fotosintesi. L'efficienza energetica della fotosintesi dipende dal percorso seguito a livello biochimico (si possono distinguere tra piante di tipo C3 e di tipo C4).

Composizione delle biomasse

La biomassa è composta principalmente da organismi vivi o morti, e da una varietà di composti diversi. I composti quantitativamente più importanti dal punto di vista energetico possono essere raggruppati in tre classi:

- Carboidrati: rappresentano la maggior parte della biomassa e sono costituiti da carbonio, ossigeno e idrogeno. Essi possono essere monosaccaridi come il glucosio e il fruttosio, disaccaridi come il saccarosio, o polisaccaridi quali l'amido e la cellulosa;
- Grassi;
- Proteine.

Produzione di biomassa a scopi energetici

Le biomasse incidono sul 9% degli usi energetici primari nel mondo (55 milioni di TJ/anno).

I paesi in via di sviluppo ricavano il 38% del loro fabbisogno energetico dalle biomasse.

Biocarburanti

Dalla fermentazione dei vegetali ricchi di zuccheri, come canna da zucchero, barbabietole e mais, si può ricavare l'etanolo o alcool etilico, che può essere utilizzato come combustibile per i motori endotermici, in sostituzione della benzina. Dalle biomasse oleaginose (quali ad esempio la colza e la soia) si può ricavare per spremitura e transesterificazione il cosiddetto biodiesel.

Tramite opportuno procedimento è inoltre possibile trasformare le biomasse di qualsiasi natura in BTL (Biomass to liquid), un biodiesel, ottenuto da materiale organico di scarto o prodotto con colture dedicate.

Lo sfruttamento di nessuna di queste fonti può comunque prescindere da valutazioni sull'EROEI complessivo, ossia sul rapporto tra energia ottenuta ed energia impiegata nella produzione.

Ne esistono diversi: il bioetanolo, il biodiesel, il biometanolo, il biodimetiltere, gli idrocarburi sintetici, il bioidrogeno, gli olii vegetali.

Alcune conseguenze negative dal punto di vista socio-ambientale, legate alla produzione di biocarburanti, sono le seguenti:

- Utilizzo di terre coltivabili non per alimentare la popolazione ma per alimentare le macchine.
- Innalzamento del prezzo delle materie prime soprattutto nei paesi del Terzo Mondo. Fra i problemi quello di creare insicurezza alimentare.
- Se le tecniche di coltivazione sono monocolturali questo riduce la biodiversità, aumenta l'erosione del suolo e il rischio di insetti e batteri che distruggano le coltivazioni.

Short rotation forestry

Un tipo particolare di biomassa è quella legnosa o erbacea coltivata attraverso colture dalla veloce crescita, come il miscanto e il pioppo, per alimentare centrali elettriche a biomasse.

Fra le sperimentazioni in questo tipo di biomassa una risorsa molto promettente pare essere il miscanto. Secondo le stime dell'Environmental Research Institute del Galles, se il miscanto venisse piantato sul 10% delle aree coltivabili europee potrebbe fornire fino al 9% dell'energia elettrica consumata dall'intero continente. In Italia le sperimentazioni sul miscanto vengono condotte dall'ENEA in Sicilia.

Biogas

Oltre ai vegetali coltivati, anche i rifiuti vegetali e liquami di origine animale possono essere sottoposti a digestione o fermentazione anaerobica (cioè in assenza di ossigeno). La biomassa viene chiusa in un *digestore* (ad esempio realizzato con la tecnologia UASB) nel quale si sviluppano microrganismi che con la fermentazione dei rifiuti formano il cosiddetto biogas. Dopo il trattamento depurativo, questo può essere usato come carburante, combustibile per il riscaldamento o il raffreddamento e per la produzione di energia elettrica. Anche dai rifiuti raccolti nelle città si può ricavare energia.

Biomassa secca e legna ecologica

Acquisisce sempre più importanza e ogni anno cresce la produzione di legna ecologica e biomassa secca ottenute dallo sfruttamento razionale delle foreste. La biomassa secca e la legna ecologica per dirsi tali devono avere queste caratteristiche:

- abbattimento di piante già morte senza intaccare alberi vivi
- biomassa secca, foglie, rametti, scarti lavorazioni agricole, potature di parchi e giardini, metodo del ramo bello annuale
- sfruttamento razionale delle foreste metodo della matricina per piccole strisce di bosco o 1 pianta ogni 4
- salvaguardia alberi secolari, generi protetti, boschi storici, habitat, ecosistema
- lavorazione ecologica (sega a mano, sega elettrica, cippatrice elettrica, accetta, machete, scure)
- assenza di spese aggiuntive di costi energetici di trasporto via nave e via terra per migliaia di chilometri
- retribuzione 25 € per ogni ora di lavoro applicata

Utilizzo delle biomasse come fonte energetica

Dall'inizio del secolo l'utilizzo delle biomasse come combustibile per i riscaldamenti ha avuto un notevole incremento in Europa e in Cina, principalmente grazie al pellet. Nel 2010 in Europa si stima che siano state consumate 10 milioni di tonnellate di pellet che

nel 2020 queste raddoppieranno diventando più di 23. In Cina nello stesso arco di tempo si passerà da 1 milione di tonnellate a 10 milioni. Complessivamente a livello mondiale si passerà da 15 milioni di tonnellate nel 2010 a 45 milioni di tonnellate nel 2020. In Italia il consumo è passato da un utilizzo inferiore alle 100.000 tonnellate nel 1999 a più di 3.000.000 di tonnellate nel 2015.

Inquinamento

L'utilizzo della biomassa come fonte energetica per riscaldamento genera inquinamento. I principali composti inquinanti sono il PM_{2.5}, il PM₁₀, il monossido di carbonio, le diossine e i furani. La grande crescita delle biomasse ha reso significativo il loro contributo all'inquinamento globale. Per esempio in una nazione industrializzata come l'Italia negli ultimi quindici anni tramite severe norme ambientali l'inquinamento automobilistico di PM_{2.5} è passato da 50 migliaia di tonnellate (1990) a poco più di 20 migliaia di tonnellate (2012). Contestualmente l'inquinamento domestico (dovuto ai sistemi di riscaldamento) è passato da 30 migliaia di tonnellate (1990) a più di 60 migliaia di tonnellate (2012), vanificando quindi i progressi ottenuti sul fronte dei trasporti. L'inquinamento domestico è dovuto quasi integralmente al consumo di biomasse dato che la combustione di gas è una combustione estremamente efficiente che praticamente non genera PM_{2.5}.

Energia solare

L'energia solare è in realtà il motore di qualsiasi attività sulla Terra: anche il petrolio è indirettamente energia solare accumulata dalla fotosintesi di antiche piante, il cui materiale organico si ritiene si sia accumulato e trasformato sottoterra, durante intere ere geologiche. L'uso diretto dell'energia solare è basato sul fatto che il Sole a perpendicolo all'equatore invia 1366 W per metro quadro (costante solare). È una quantità di energia enorme: tuttavia, solo una parte può essere direttamente convertita in elettricità. È stato calcolato che, qualora si coprisse tutta la superficie terrestre di pannelli solari, l'energia messa a disposizione ogni anno sarebbe di ben 130 000 Gtep. Questo valore, relativo a solo un anno, è enorme se confrontato col valore totale (che una volta esaurito non è più rinnovabile) delle riserve di petrolio le quali ammontano a 150 Gtep per le accertate e a 300 Gtep (+500 se si considera anche il petrolio non-convenzionale) per le riserve stimate.

Fotovoltaico

Attualmente, l'energia del sole può essere catturata usando il **solare fotovoltaico**. Infatti, una cella fotovoltaica al silicio (Photovoltaic Cell-PV) converte il 18% di questa energia *direttamente in elettricità*: questo è un vantaggio notevole rispetto alle fonti di energia tradizionali, che devono contemplare il passaggio intermedio in energia termica, poi meccanica, e poi elettrica, attraverso il riscaldamento di acqua, produzione di vapore e azionamento di una turbina e un generatore elettrico, come nel caso dei combustibili fossili.

In Italia, un pannello fotovoltaico di 1 m² posto sul tetto di una casa produce mediamente 210 kWh all'anno, che è una frazione considerevole del consumo elettrico di una famiglia italiana media (circa 4100 kWh all'anno). Il valore dell'energia fotovoltaica utilizzabile aumenta andando verso sud, ma anche per pannelli posti in montagna poiché l'irraggiamento è maggiore rispetto ad una stessa latitudine in piano. Attualmente, il solare fotovoltaico produce solo lo 0.01 % dell'elettricità mondiale; uno dei maggiori ostacoli è il costo di un impianto: una casa che ipoteticamente funzionasse a energia fotovoltaica

(4100 kWh all'anno), richiederebbe un costo d'impianto dai 15,000 € ai 17,500 €. Attualmente all'utente finale la corrente viene erogata a 0,20 €/Kwh comprendendo imposta dell'erario, addizionali regionali ed IVA al 10%: l'impianto viene pertanto ripagato in venti anni assumendo che non aumenti il costo della bolletta. Ovviamente, anche l'economicità di un impianto fotovoltaico va confrontato con il costo medio di un kWh convenzionale: se tale costo dovesse aumentare, l'economicità degli impianti fotovoltaici aumenterebbe.

C'è da dire infine che il settore della tecnologia delle celle fotovoltaiche è in rapidissima espansione, e nuove tecniche di deposizione del silicio stanno rendendo questo settore energetico sempre più economico (nel 2007 si è raggiunta l'efficienza record del 42.5%). Accanto alla ricerca sulle celle tradizionali a semiconduttore, è in piena espansione anche lo studio di celle non-convenzionali, basate su molecole organiche, come i fullereni ("polymer-fullerene solar cells-PFSC), o su materiali coloranti organici comuni, come il succo di mirtillo (le cosiddette "dye solar cells" - DSSC). Allo stadio attuale delle conoscenze, queste celle fotovoltaiche organiche garantiscono il passaggio di correnti basse, e una limitata efficienza (5-6%), tuttavia il loro scarsissimo peso, la grande portabilità (sono praticamente delle strisce flessibili) ed il basso costo le rendono estremamente interessanti per uno sfruttamento futuro.



Esempio di parete di palazzetto dello Sport ricoperta di pannelli fotovoltaici: Tubinga.

Solare termodinamico

Invece di usare celle fotovoltaiche, l'energia del sole può essere utilizzata per produrre energia in un sistema termico (**solare termodinamico**). In questo tipo d'impianto, degli specchi parabolici concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore. Dentro il tubo scorre un fluido (detto *fluido termovettore* perché è adatto a trasportare calore), che assorbe l'energia e la trasporta in un serbatoio. Alla fine, il serbatoio è in contatto termico con uno scambiatore di calore, che genera vapore secondo gli schemi tradizionali visti più sopra per i combustibili fossili, per l'energia geotermica e per le centrali nucleari a fissione.

Nel progetto Archimede dell'ENEA, sviluppato in collaborazione con l'ENEL e fortemente sponsorizzato dal premio Nobel Carlo Rubbia come fluido termovettore si utilizza una miscela di sali fusi (60% di nitrato di sodio e 40% di nitrato di potassio) che permette un accumulo in grandi serbatoi di calore e una temperatura di esercizio molto elevata (fino a 550 °C) Per inciso, l'uso di sali fusi come fluido di scambio termico compare già da alcuni decenni come una soluzione tecnologica per il reattore nucleare a fusione per la produzione di energia. Anche in Spagna, ad Almería, è stato costruito un impianto termosolare con un principio simile.

I critici del solare termodinamico affermano che si tratta di una tecnologia presente da molti anni (anche in impianti imponenti, come per esempio quello di Kramer Junction in California), e che in tutto questo tempo non ha dato contributi significativi. Inoltre, il solare termodinamico non sarebbe esente da difficoltà progettuali, legate ad esempio al movimento per l'orientamento degli specchi verso il sole o alla loro pulizia.



Solare termodinamico: specchi parabolici vengono disposti in righe per massimizzare l'accumulo di energia solare nel minimo spazio possibile.

Energia eolica

L'energia eolica è una delle fonti di energia più antiche: i mulini a vento sono stati utilizzati fin dal settimo secolo d.C. per convertire l'energia del vento in energia meccanica; inoltre, le navi a vela hanno solcato gli oceani per secoli, fino all'avvento delle prime navi a vapore. Nei tempi moderni, le turbine eoliche sono utilizzate per produrre elettricità. Una turbina consiste in un grande rotore con tre pale, che viene messo in azione dal vento. L'energia eolica genera solo lo 0,3% del fabbisogno mondiale di elettricità, ma le sue capacità sono in aumento. Eolica è per il 20% l'elettricità prodotta in Danimarca, il 6% in Germania, e il 5% in Spagna. I vantaggi sono costi ridotti, tecnologia semplice, produzione di energia decentrata anche in aree remote (si pensi a piccole isole o a zone montuose impervie).

Gli svantaggi sono la localizzazione geografica (come nel caso della geotermia), ampi spazi necessari per una produzione centralizzata (circa 490 km² per un impianto da 1000 MW), e l'impatto ambientale: le turbine eoliche sono infatti rumorose e potenzialmente pericolose nel caso di rottura del rotore. Inoltre, non tutti gradiscono la loro presenza nel paesaggio. Talvolta sono stati segnalati problemi all'allevamento di bovini e ovini, causati dalla rumorosità degli impianti eolici (infatti, per la costruzione di tali impianti si privilegiano aree non coltivate e lontane da insediamenti urbani, come i terreni impiegati per la pastorizia).

Negli Stati Uniti, secondo i promotori dell'eolico, sembra che sia fattibile la convivenza delle cosiddette "fattorie eoliche" assieme alle più tradizionali fattorie, negli Stati a minore densità di popolazione, per es. il Minnesota.

In Europa è stata invece proposta la costruzione di centrali eoliche in mare, ma questo ovviamente complica la costruzione e la manutenzione, e aumenta quindi il costo di un kWh eolico rispetto a fonti di energia tradizionali. Nel caso italiano, la Puglia e la Sardegna sono state individuate come siti adatti allo sfruttamento dell'energia eolica.

Sono inoltre allo studio soluzioni innovative in grado di captare il vento d'alta quota (più costante ed intenso) garantendo alta efficienza di conversione e costanza della produzione. Tra queste il Kite Wind Generator, brevetto italiano.

Energia idroelettrica

L'*energia idroelettrica* usa l'energia potenziale di acqua posta in alta quota in bacini montani, che cadendo agisce su una turbina, producendo elettricità. Il principio è il medesimo di una centrale termoelettrica: la differenza è che il mezzo che fa girare la turbina è l'acqua, e non il vapore. Per aumentare la portata di acqua che agisce sulla turbina, è possibile costruire delle dighe, che accumulano acqua in modo da creare un bacino artificiale. L'acqua viene quindi incanalata in speciali tubi, detti condotte forzate, che convogliano l'acqua ad alta velocità contro le turbine. Questi sistemi possono essere molto grandi: la diga di Itaipú, fra il Brasile e il Paraguay, genera 14000 MW elettrici. È in operazione dal 1984.

Attualmente, il 16% dell'elettricità mondiale è di origine idroelettrica: uno degli svantaggi dell'energia idroelettrica però è proprio l'impatto ambientale e sociale della costruzione di dighe. Infatti, se l'impatto ambientale di piccole dighe non è grave, grandi dighe che creano grandi invasi non sono così innocue come potrebbero sembrare. In Cina, per esempio, quasi 2 milioni di persone dovranno cambiare abitazione, come effetto della costruzione della diga delle Tre Gole, sul fiume Yangtze. La presenza di dighe influisce

sulle specie animali presenti nel fiume, e anche sulle specie di pesci che si riproducono nei fiumi. Un altro svantaggio è che l'energia idroelettrica è geograficamente molto localizzata, e può essere utilizzata solo in Paesi montani o che dispongono di salti naturali, come grandi cascate.

Energia geotermica

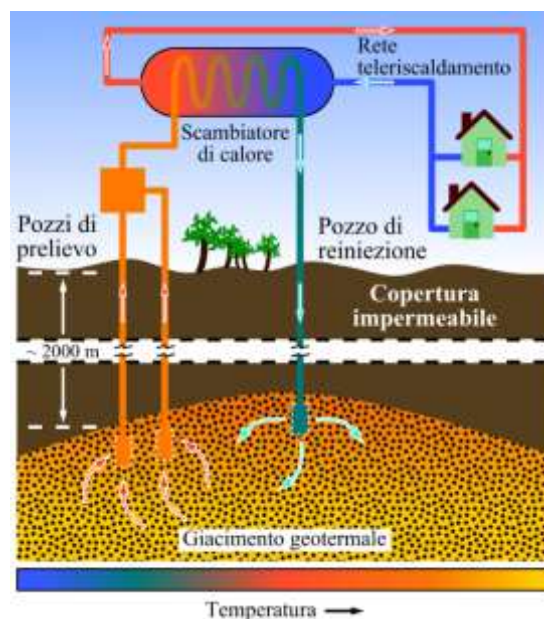
L'energia geotermica è l'energia generata per mezzo di fonti geologiche di calore e può essere considerata una forma di energia rinnovabile. Si basa sulla produzione di calore naturale della Terra (geotermia) alimentata dall'energia termica rilasciata in processi di decadimento nucleare di elementi radioattivi quali l'uranio, il torio e il potassio, contenuti naturalmente all'interno della terra. Penetrando in profondità, la temperatura diventa gradualmente più elevata, aumentando di circa 30 °C per km nella crosta terrestre.

Lo sfruttamento di questa fonte, nel caso di sorgenti geotermali ad alta entalpia, consiste nel convogliare i vapori provenienti dalle sorgenti d'acqua del sottosuolo verso apposite turbine adibite alla produzione di energia elettrica. E nel riutilizzare il vapore acqueo per il riscaldamento urbano, le coltivazioni in serra e il termalismo. Allo scopo di aumentare l'efficienza, si ricorre spesso all'immissione di acqua fredda in profondità attraverso pozzi, in modo da recuperare in superficie un flusso costante di vapore.

La prima dimostrazione di utilizzo dell'energia geotermica avvenne il 4 luglio 1904 in Italia per merito del principe Piero Ginori Conti che sperimentò il primo generatore geotermico a Larderello. L'Islanda è uno dei paesi a maggiore sfruttamento di energia geotermica.

L'energia geotermica può essere sfruttata anche nel caso di rinvenimento di aree a media entalpia, in pratica acqua calda nel sottosuolo, il cui calore viene sfruttato con scambiatori di calore, inoltre è possibile utilizzare il normale gradiente geotermico in applicazioni domestiche come per climatizzazione edilizia edilizio

L'energia geotermica rappresenta oggi meno dell'1% della produzione mondiale di energia. È inoltre una fonte di energia non omogeneamente distribuita geograficamente.



Schema della centrale geotermica di Ferrara

Energia marina o oceanica

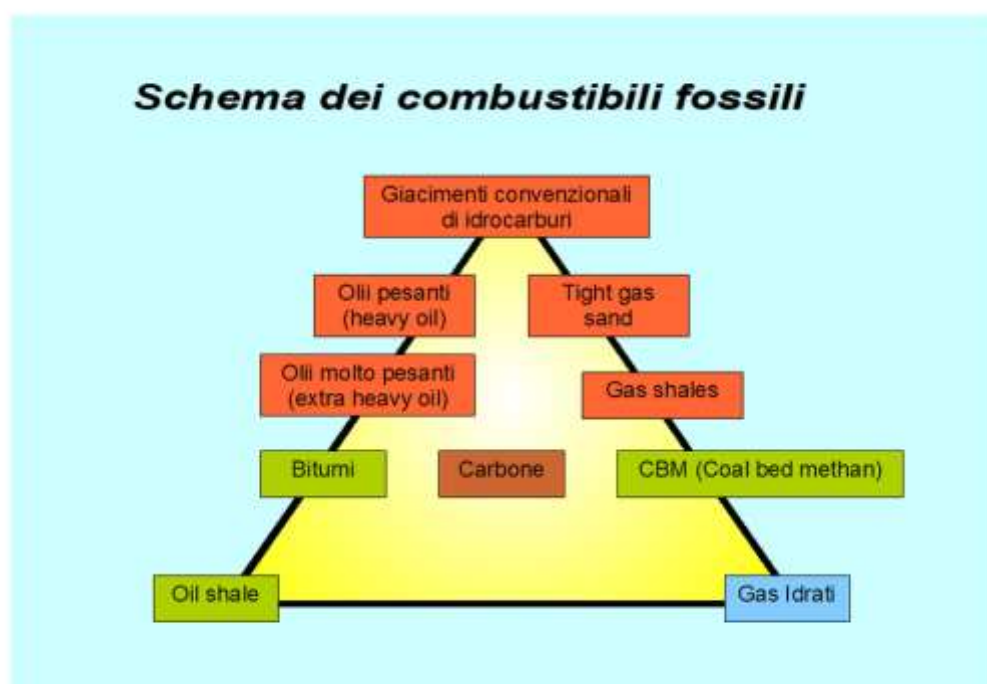
Con energia oceanica si intende l'insieme dell'energia racchiusa in varie forme nei mari e negli oceani. Questa immensa quantità di energia può essere estratta con diverse tecnologie: basate sull'energia cinetica dei fluidi (correnti, onde, maree) e sul gradiente (termico e salino). Al giorno d'oggi sono stati sperimentati molti sistemi di estrazione dell'energia ed alcuni sono già in uno stadio precommerciale.

CAPITOLO 6

COMBUSTIBILI FOSSILI

Si definiscono **fossili** quei combustibili derivanti dalla trasformazione, naturalmente sviluppatasi in milioni di anni, di sostanza organica, seppellitasi sottoterra nel corso delle ere geologiche, in forme molecolari via via più stabili e ricche di carbonio.

Si può affermare che i combustibili fossili costituiscono l'accumulo, sottoterra, di energia che deriva dal Sole, direttamente raccolta nella biosfera nel corso di periodi geologici, dalle piante tramite la fotosintesi clorofilliana e da organismi acquatici unicellulari come i protozoi e le alghe azzurre o indirettamente tramite la catena alimentare, dagli organismi animali.



Classificazione

La categoria dei combustibili fossili comprende:

- petrolio e altri idrocarburi naturali;
- carbone in tutte le sue forme (ad esempio torba e antracite);
- gas naturale.

Distribuzione geografica

Le principali riserve si trovano negli Stati Uniti, Europa occidentale (Regno Unito, Belgio, Francia e Germania), paesi dell'ex Unione Sovietica, Polonia, Cina, Australia, Giappone e India.

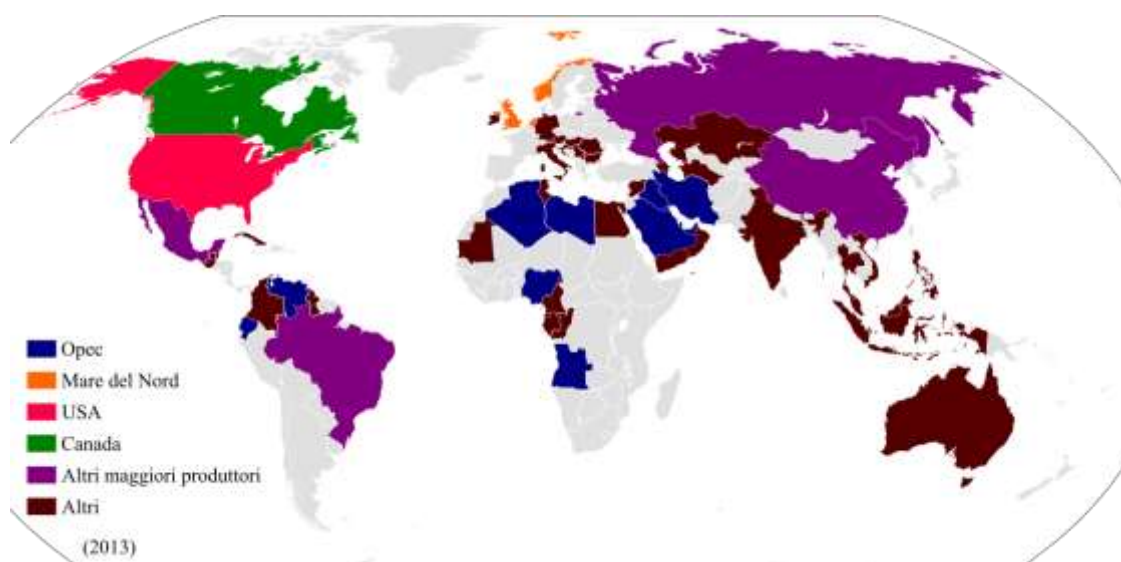
Le riserve di carbone nella loro globalità costituiscono il maggior accumulo di combustibili fossili ancora disponibili per lo sfruttamento. Nei depositi di carbone è possibile, in alcuni casi, il recupero di gas naturale associato ai livelli carboniferi (CBM, o metano da carbone) e oggi si valuta la possibilità del recupero di questo gas anche in giacimenti carboniferi non economicamente sfruttabili per l'estrazione del carbone e la combinazione dello sfruttamento di questo gas con lo stoccaggio sotterraneo di anidride carbonica.

Distribuzione riserve di petrolio

La geografia delle riserve attuali di petrolio è in evoluzione a causa dello sfruttamento e quindi esaurimento di molti giacimenti situati in aree da tempo sfruttate. Nel 2005 si è calcolato che circa il 27% del petrolio nel mercato provenisse da aree le cui riserve petrolifere erano in diminuzione, tra queste i giacimenti statunitensi e quelli nell'*offshore* del Mare del Nord (in acque inglesi, olandesi e norvegesi). In altri paesi la crescita economica è tale da trasformarli da esportatori di petrolio ad importatori, come la Cina. I maggiori accumuli convenzionali di petrolio (circa il 60% delle riserve mondiali) si trovano nell'area medio orientale (Arabia Saudita, Iraq, Kuwait, Iran, Siria, Emirati Arabi) e si ritiene, per le loro dimensioni che saranno gli ultimi ad esaurirsi. Altre regioni del mondo con grandi bacini petroliferi includono la Nigeria e l'*offshore* atlantico nigeriano ed angolano, il Venezuela e l'area del Mar Caspio.

Si stima che fino ad oggi siano stati estratti complessivamente circa 900-1000 miliardi di barili, mentre le riserve ancora estraibili si aggirano sui 1000-1500 miliardi di barili.

Oggi viene data importanza anche ai giacimenti di sabbie bituminose, abbondanti nello stato canadese dell'Alberta ed in Sudamerica, nell'area detta "Orinoco belt".



Mappa dei principali produttori di petrolio a livello mondiale.

Distribuzione riserve di gas naturale

Il maggior giacimento di gas si trova a Groningen nei Paesi Bassi, grandi riserve di gas si trovano in Siberia e in Algeria. Altre riserve di gas sono associate al petrolio nei giacimenti petroliferi diffusi nel mondo. All'inizio del XIX secolo lo scenario delle riserve mondiali di gas è mutato causa l'inizio dello sfruttamento massiccio dello shale gas. Tuttavia per il gas vi è il grosso problema del trasporto dello stesso dal luogo di estrazione a quello di utilizzo, e questo oggi rende problematica la commerciabilità, e quindi lo sfruttamento, di grandi volumi di gas che sarebbero estraibili e disponibili in aree logisticamente lontane dai potenziali centri di utilizzo del gas. Per ovviare a queste limitazioni sono in corso di sviluppo progetti di liquefazione del gas.

Sono in fase di esplorazione preliminare le ricerche sul possibile sfruttamento degli "idrati di metano" presenti lungo i margini della piattaforma continentale oceanica. Nel marzo 2013, al largo del Giappone, nella fossa di Nankai è stato effettuato, con una apposita nave per perforazione offshore, il primo test di produzione di gas da depositi di idrati di metano presenti entro i sedimenti marini. Il test, durato sei giorni, ha prodotto circa 120000 m³ di gas metano, liberato dall'idrato per riduzione di pressione ottenuta con pompa a fondo pozzo, attraverso un pozzo che è penetrato per circa 300 metri nei sedimenti sul fondo marino, con un sovrastante battente libero d'acqua di circa 1000 metri.

Utilizzi

L'utilizzo sistematico dei combustibili fossili risale alla fine del XVIII secolo con l'inizio della rivoluzione industriale in Europa e America del Nord, con il forte incremento di richiesta energetica da parte delle industrie; fino agli anni cinquanta il fabbisogno energetico era principalmente soddisfatto dall'utilizzo del carbone. La nascita stessa della rivoluzione industriale inglese venne favorita dalla presenza di numerosi giacimenti carboniferi, minerariamente sfruttabili, nel territorio nazionale e l'uso del carbone per il trattamento dei minerali ferrosi iniziò all'inizio del XVIII secolo.

L'utilizzo dei combustibili fossili come principale risorsa di energia è incrementata notevolmente nel XX secolo, nella seconda metà del quale si è osservata l'affermazione del petrolio come principale fonte energetica, rispetto al carbone troppo inquinante e in molti casi economicamente più gravoso nell'insieme dei costi di estrazione e trasporto all'utilizzatore finale; si stima che nel 1955 i combustibili fossili contribuissero al 52% del fabbisogno energetico mondiale, ed il loro apporto crebbe al 64% nel 1970.

Oggi i combustibili fossili provvedono a poco più dell'85% del fabbisogno energetico mondiale: di questo il petrolio contribuisce per il 40%, il carbone per il 26% e il gas naturale (in forte crescita di consumo) per il 23%. Un ulteriore 7% viene ricavato dall'energia nucleare; a questo proposito si osserva che per quanto l'uranio non possa essere considerato un combustibile fossile, come fornitore di energia faccia parte delle risorse naturali limitate e non rinnovabili.



Una centrale termoelettrica che sfrutta la combustione del carbone per produrre energia elettrica.

Vantaggi e svantaggi

I combustibili fossili sono oggi giorno la principale fonte energetica sfruttata dall'umanità, grazie ad alcune importanti caratteristiche che li contraddistinguono:

- sono "compatti", ovvero hanno un alto rapporto energia/volume
- sono facilmente trasportabili (la trasportabilità del gas naturale è funzione della distanza da compiere e della topografia delle zone attraversate con il gasdotto)
- sono facilmente immagazzinabili
- sono utilizzabili con macchinari relativamente semplici
- costano relativamente poco.

In particolare queste ultime due caratteristiche economiche hanno innescato un meccanismo di progettazione e costruzione di macchinari e sistemi di supporto ed infrastrutture per questa tecnologia, basata sull'utilizzo dei combustibili fossili, che ne ha reso il loro utilizzo ancor più interessante economicamente, facendo sì che lo sviluppo di macchine che possano sfruttare fonti energetiche alternative sia ancora molto lento e scarsamente stimolante fino al recente passato.

Hanno per contro importanti svantaggi:

- sono inquinanti, anche se con l'utilizzo di macchine moderne questo problema si è notevolmente ridotto. Una forma di inquinamento è data dalla diffusione in atmosfera di sostanze associate naturalmente a questi combustibili. Per esempio la liberazione di anidride solforosa (SO_2) responsabile del fenomeno delle piogge acide.
- Il loro utilizzo determina un incremento della quantità di CO_2 in atmosfera, un gas non direttamente inquinante, ma oggi considerato come il maggiore imputato del surriscaldamento globale. La quantità di CO_2 emessa dipende dal tipo di combustibile utilizzato, a parità di energia prodotta il carbone produce una quantità quasi doppia di anidride carbonica rispetto al gas naturale.

- non sono risorse rinnovabili, dato che il processo di fossilizzazione della sostanza organica è estremamente lungo e la quantità che oggi si fossilizza è trascurabile rispetto ai fabbisogni energetici della società in cui viviamo.

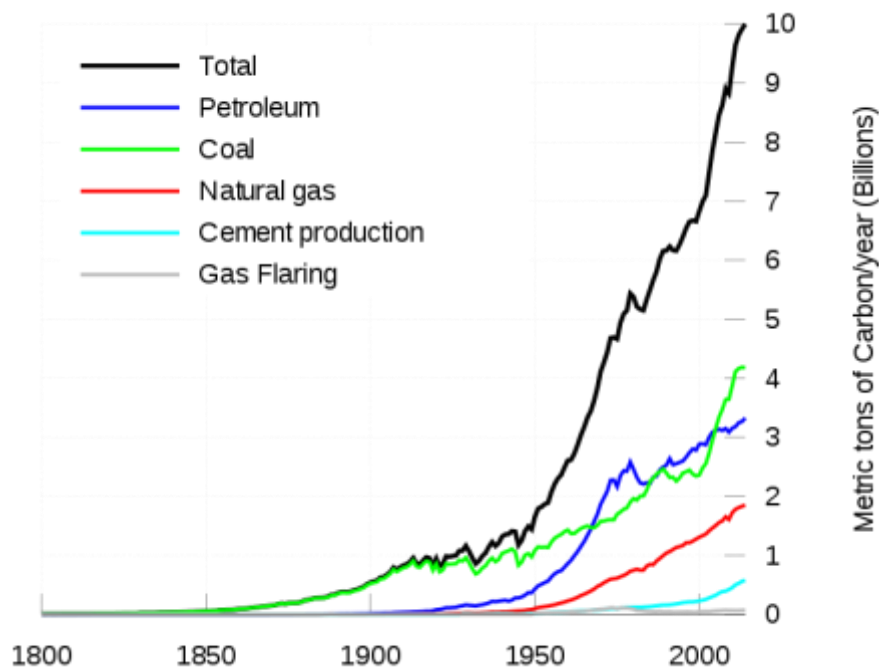
Questo comporta un progressivo esaurimento dei giacimenti e quindi delle scorte disponibili, a fronte di un progressivo e costante aumento della domanda di energia (con conseguente aumento dei prezzi). L'aumento dei prezzi, la consapevolezza che le scorte disponibili sono destinate ad esaurirsi ed una maggiore sensibilità verso le tematiche ambientali, ha accentuato le politiche di diversificazione delle fonti dei singoli paesi, favorendo lo sviluppo di sistemi di approvvigionamento energetico alternativi ai combustibili fossili.

Impatto ambientale

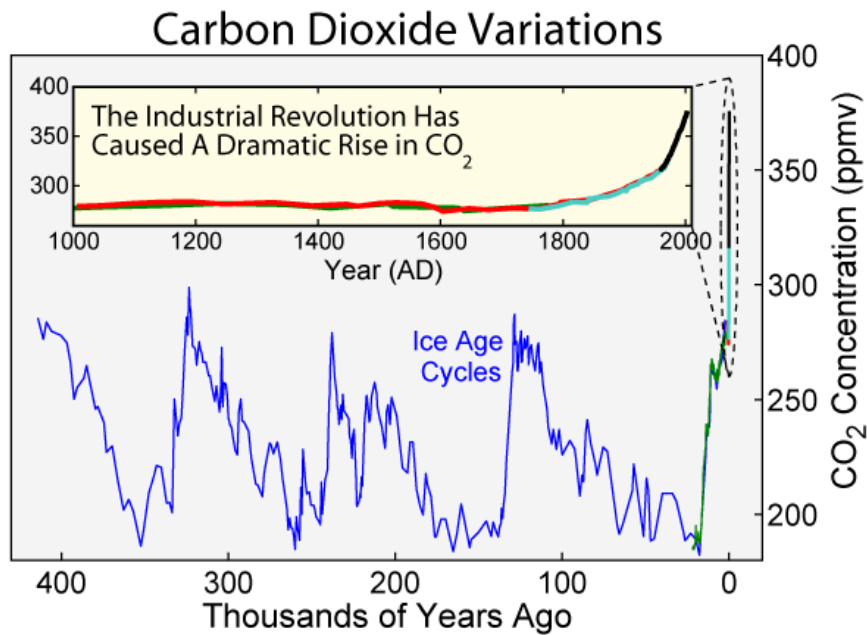
Gli Stati Uniti contengono meno del 5% della popolazione mondiale, ma a causa delle grandi case e delle automobili private, utilizzano più di un quarto della produzione mondiale di combustibili fossili. Negli Stati Uniti, più del 90 % delle emissioni di gas a effetto serra proviene dalla combustione di combustibili fossili. La combustione di combustibili fossili produce anche altri inquinanti atmosferici, come ossidi di azoto, biossido di zolfo, composti organici volatili e metalli pesanti.

Secondo Environment Canada:

«Il settore elettrico è unico tra i settori industriali nel suo grande contributo alle emissioni associate con quasi tutti i problemi di aria. La produzione di energia elettrica produce una grande quota di ossidi di azoto canadesi e le emissioni di biossido di zolfo, che contribuiscono allo smog, alle piogge acide e alla formazione delle polveri sottili. Essa è la più grande fonte industriale incontrollata delle emissioni di mercurio in Canada. Inoltre i generatori di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili rilasciano anidride carbonica, che può contribuire al cambiamento climatico. Inoltre, il settore ha un impatto significativo sulle acque e l'habitat e delle specie. In particolare, le dighe idroelettriche e i cavi di trasmissione hanno effetti significativi sulle acque e sulla biodiversità".»



Emissione globale di carbonio emesso sotto forma di anidride carbonica (CO₂) come conseguenza dell'uso dei combustibili fossili nel periodo 1800-2007.



Variazioni di anidride carbonica negli ultimi 400 mila anni, mostrando un incremento a partire dalla rivoluzione industriale.

Secondo la scienziata degli Stati Uniti Jerry Mahlman e USA Today: Mahlman, che ha realizzato il linguaggio IPCC usato per definire i livelli di certezza scientifica, afferma che un nuovo studio dà la colpa ai combustibili fossili con "certezza virtuale", che significa sicuro al 99%. Questo è un salto significativo da "probabile", o probabile al 66 %, nell'ultima relazione del gruppo nel 2001, dice Mahlman. Il suo ruolo nello sforzo

di quest'anno ha coinvolto il trascorrere due mesi nel rivedere le oltre 1.600 pagine di ricerca che sono servite per la nuova valutazione.

La combustione dei combustibili fossili genera acidi solforici, carbonici, e nitrici, che cadono sulla Terra come pioggia acida, che incidono negativamente sia sulle aree naturali che sull'ambiente costruito. I monumenti e le sculture in marmo e in pietra calcarea sono particolarmente vulnerabili, poiché gli acidi sciolgono il carbonato di calcio.

I combustibili fossili contengono anche materiali radioattivi, principalmente l'uranio e il torio, che vengono rilasciati in atmosfera. Nel 2000, circa 12.000 tonnellate di torio e 5.000 tonnellate di uranio sono state rilasciate in tutto il mondo dalla combustione del carbone. Si stima che nel corso del 1982, la combustione del carbone statunitense abbia rilasciato nell'atmosfera 155 volte la radioattività rilasciata nell'atmosfera dall'incidente di Three Mile Island.

La combustione del carbone produce anche grandi quantità di ceneri pesanti e ceneri volanti. Questi materiali sono utilizzati in un'ampia varietà di applicazioni per circa il 40% della popolazione statunitense.

La raccolta, la lavorazione e la distribuzione dei combustibili fossili possono anche creare problemi ambientali. I metodi di estrazione del carbone, in particolare l'estrarlo dalle vette delle montagne e dalle miniere a cielo aperto, hanno impatti ambientali negativi, e l'estrazione petrolifera offshore pone un rischio per gli organismi acquatici. Le raffinerie di petrolio hanno anche impatti ambientali negativi, tra cui l'inquinamento dell'aria e dell'acqua. Per il trasporto del carbone è necessario l'utilizzo di locomotive diesel, mentre il petrolio grezzo è tipicamente trasportato dalle navi cisterna, ognuno delle quali richiede la combustione di combustibili fossili aggiuntivi.

La normativa ambientale utilizza vari approcci per limitare queste emissioni, come - comando e controllo (che regola la quantità di inquinamento o della tecnologia utilizzata), incentivi economici o programmi volontari.

Un esempio di tale regolamentazione negli Stati Uniti è

«"L' "EPA" sta attuando politiche volte a ridurre le emissioni di mercurio presenti nell'aria. Secondo dei regolamenti per la diminuzione emanati nel 2005, le centrali a carbone dovranno ridurre le loro emissioni del 70 per cento entro il 2018."»

In termini economici, l'inquinamento da combustibili fossili è considerata come una esternalità negativa. La tassazione è considerata un modo per rendere i costi sociali espliciti, al fine di 'far internalizzare' il costo dell'inquinamento. Questo mira a rendere i combustibili fossili più costosi, riducendo in tal modo il loro utilizzo e la quantità di inquinamento ad essi associati, insieme con la raccolta di fondi necessari per contrastare questi fattori.

Secondo Rodman D. Griffin,

«"La combustione di carbone e petrolio ha salvato una quantità inestimabile di tempo e di lavoro, aumentando nel contempo sensibilmente gli standard di vita in tutto il mondo".»

Anche se l'uso dei combustibili fossili può sembrare vantaggioso per la nostra vita, questo atto sta svolgendo un ruolo di primo piano sul riscaldamento globale e si dice che sia pericoloso per il futuro.

Inoltre, questi inquinamenti ambientali hanno degli effetti negativi sugli esseri umani perché le particelle di combustibili fossili nell'aria causano problemi di salute quando respirati dalle persone. Questi effetti sulla salute sono:

- morte prematura,
- malattie respiratorie acute,
- asma aggravata,
- bronchite cronica,
- ridotta funzione polmonare.

A causa dei combustibili fossili quindi, i poveri, i denutriti, i molto giovani e i molto vecchi, e coloro con malattie respiratorie preesistente e altri problemi di salute, sono più a rischio.

CAPITOLO 7

ENERGIA IDROELETTRICA

L'**energia idroelettrica** è una fonte di energia alternativa e rinnovabile, che sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale, posseduta da una certa massa d'acqua ad una certa quota altimetrica, in energia cinetica al superamento di un certo dislivello; tale energia cinetica viene infine trasformata in energia elettrica in una centrale idroelettrica grazie ad un alternatore accoppiato ad una turbina.

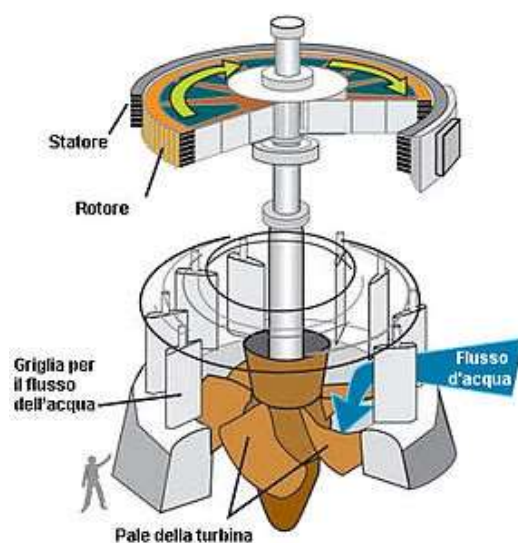
Descrizione

L'energia idroelettrica viene ricavata dal corso di fiumi e di laghi grazie alla creazione di dighe e di condotte forzate. Esistono vari tipi di centrale: nelle centrali a salto si sfruttano grandi altezze di caduta disponibili nelle regioni montane. Nelle centrali ad acqua fluente si utilizzano invece grandi masse di acqua fluviale che superano piccoli dislivelli.

L'acqua di un lago o di un bacino artificiale viene convogliata a valle attraverso condutture forzate, trasformando così la sua energia potenziale in energia di pressione e cinetica grazie al distributore e alla turbina. L'energia meccanica viene poi trasformata attraverso il generatore elettrico, grazie al fenomeno dell'induzione elettromagnetica, in energia elettrica. Per permettere di immagazzinare energia e di averla a disposizione nel momento di maggiore domanda, sono state messe a punto centrali idroelettriche di generazione e di pompaggio. Nelle centrali idroelettriche di pompaggio, l'acqua viene pompata nei serbatoi a monte sfruttando l'energia prodotta e non richiesta durante la notte cosicché di giorno, quando la richiesta di energia elettrica è maggiore, si può disporre di ulteriori masse d'acqua da cui produrre energia. Questi impianti permettono di immagazzinare energia nei momenti di disponibilità per utilizzarla nei momenti di bisogno.

Nonostante i notevoli vantaggi per quanto riguarda l'inquinamento, tuttavia la costruzione di dighe e grandi bacini o invasi artificiali, con l'allagamento di vasti terreni, apporta sempre e comunque un certo impatto ambientale che nei casi più gravi può provocare lo sconvolgimento dell'ecosistema della zona con grandi danni ambientali, come è successo con la grande diga di Assuan in Egitto, oppure rischi di tipo idrogeologico come accaduto nel disastro del Vajont.

La produzione di energia idroelettrica può avvenire anche attraverso lo sfruttamento del moto ondoso, delle maree e delle correnti marine. In questo caso si parla di energia mareomotrice.



Turbina idroelettrica, tipo Kaplan

Bacino idroelettrico

Il bacino idroelettrico serve a raccogliere le acque di un fiume in una conca artificiale, il cui elemento principale è la diga, e farne alzare la quota, per poterne in seguito utilizzare il dislivello per la generazione di energia elettrica. Dal bacino alla centrale dove sono situati i generatori, è presente una condotta forzata, ovvero un tubo che ha l'imbocco iniziale largo e quello terminale stretto, per favorire la velocità di uscita sulle pale delle turbine.

Diffusione e futuri sviluppi

L'energia idroelettrica è la principale risorsa alternativa alle fonti fossili usata in Italia e garantisce circa il 15% del fabbisogno energetico italiano. La sua importanza in passato fu molto più grande perché dagli inizi del XX secolo sino al primo dopoguerra l'energia idroelettrica rappresentava la grande maggioranza dell'energia prodotta in Italia arrivando anche a toccare punte di poco inferiori al 100%. Gli sviluppi futuri dell'idroelettrico riguarderanno il miglioramento della flessibilità degli impianti, ossia la capacità di mantenere efficienze elevate anche al variare della portata (ricordiamo che al momento gli impianti idroelettrici sono molto più efficienti degli impianti eolici e solari- circa 3-5 volte di più). Sono previsti anche sviluppi del settore micro idroelettrico, specialmente di impianti con ruota idraulica e Vite di Archimede, nonché impianti di pompaggio (che producono energia durante il giorno e che ripompano l'acqua nel bacino della diga di notte), e impianti che utilizzano l'energia delle onde e delle maree. Grandi sforzi sono in corso per minimizzare gli impatti ambientali (scale per pesci, turbine fish-friendly).

Centrale idroelettrica

Una **centrale idroelettrica** è un insieme di opere di ingegneria idraulica posizionate in una certa successione, accoppiate ad una serie di macchinari idonei allo scopo di ottenere la produzione di energia elettrica da masse di acqua in movimento.

L'energia prodotta dalle centrali idroelettriche è da classificarsi a tutti gli effetti come energia rinnovabile in quanto, almeno in teoria, l'acqua può essere riutilizzata infinite volte per lo stesso scopo senza subire un processo di depurazione. Il concetto di rinnovabilità è subordinato alla costanza del volume annuo degli afflussi integrali. Le centrali si classificano in base a diverse tipologie di impianto.

Classificazione in base al tipo - Centrali ad acqua fluente

L'acqua viene convogliata in un canale di derivazione (non una condotta forzata) e attraverso questo inviata alle turbine che ruotano grazie alla spinta dell'acqua, producendo così il movimento delle turbine, ognuna delle quali è accoppiata a un alternatore che trasforma il moto di rotazione in energia elettrica.

La velocità impressa dall'acqua alle turbine viene generata attraverso una differenza di quota, detta "salto", che si traduce in pressione idrodinamica alla quota in cui sono posizionate le turbine.

Classificazione in base al tipo - Centrali a bacino

A differenza delle "centrali ad acqua fluente" viene creato un lago artificiale, detto *bacino di carico*, per mezzo dello sbarramento di una gola fluviale con una diga, da cui partono delle condotte forzate, le quali vengono arricchite da un pozzo piezometrico (interposto prima della turbina) che smorza ed evita gli effetti dirompenti del colpo d'ariete (enormi sovrappressioni che si generano quando la turbina viene fermata tramite la chiusura della condotta). A valle è presente un *bacino di calma* dove le acque turbolente appena uscite dalla centrale vengono fatte placare prima della reimmissione nel flusso normale del fiume.

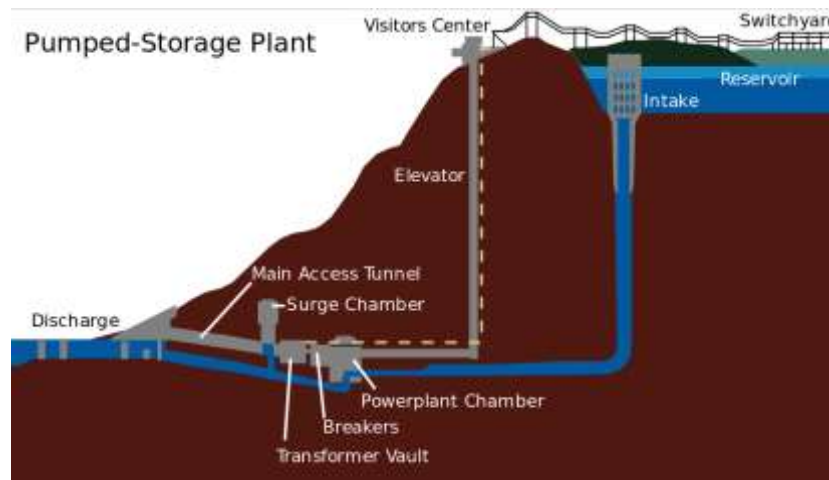
Classificazione in base al tipo - Centrali con impianto ad accumulazione

A differenza delle "centrali a bacino" le **centrali con impianti ad accumulazione** sono dotate di un bacino di raccolta anche a valle: l'acqua che ha generato energia elettrica durante il giorno passando nelle turbine può essere riportata dal bacino di valle al bacino di monte durante le ore di minor richiesta di energia (ad esempio di notte), mediante pompaggio, utilizzando per questa operazione l'energia elettrica in eccesso prodotta dalle centrali di tipo "sempre acceso" e non diversamente accumulabile. In altre parole il bacino di monte viene "ricaricato" durante la notte e le masse d'acqua riportate a monte possono quindi essere riutilizzate nelle ore di maggiore richiesta energetica.

In tali **impianti ad accumulazione** si realizzano gruppi ternari di macchine, ossia la turbina, la pompa e il macchinario elettrico che, essendo reversibile, funziona all'occorrenza da generatore o da motore. Nel caso l'impianto sia dotato esclusivamente di un bacino di monte e un bacino di valle (senza dunque una componente "fluente"), la

centrale viene detta **centrale idroelettrica a ciclo chiuso** o anche **stazione di pompaggio**. In taluni impianti è inoltre possibile sfruttare la reversibilità di talune turbine, come ad esempio la *turbina Francis*, che nel suo funzionamento inverso funziona da pompa, riducendo i costi di impianto e di manutenzione, a fronte di una accettabile perdita di rendimento.

Esistono installazioni di tale tecnologia in piccola scala, ovvero in edifici, anche se queste non risultano esser economicamente vantaggiose per le sfavorevoli economie di scala. Inoltre, per una capacità di stoccaggio significativa è necessario una cospicua riserva d'acqua che risulta essere un adattamento difficile in realtà urbane. Tuttavia, alcuni autori difendono la loro semplicità tecnologica e valutano il sicuro approvvigionamento di acqua richiesta come un'importante esternalità.



Esempio di una centrale idroelettrica dotata di impianto di pompaggio

Classificazione in base alla potenza

La potenza di un impianto idroelettrico dipende da due termini:

- il salto, o prevalenza: dislivello esistente fra la quota a cui è disponibile la risorsa idrica da sfruttare e il livello a cui la stessa viene restituita dopo il passaggio attraverso l'impianto
- la portata: la massa d'acqua che fluisce attraverso l'impianto nell'unità di tempo.

In base alla potenza nominale, si distinguono:

- microimpianti: potenza < 100 kW_p;
- mini-impianti: 100 kW_p – 1 MW_p
- piccoli impianti: 1 – 10 MW_p
- grandi impianti: potenza > 10 MW_p.

Gli impianti possono essere classificati anche in base alla caduta o salto (H):

- Bassa caduta: $H < 20 \text{ m}$
- Media caduta: $H = 20\text{--}100 \text{ m}$
- Alta caduta: $H = 100\text{--}1000 \text{ m}$

- Altissima caduta: $H > 1000$ m

Infine, possono essere classificati in portata (Q)

- Piccola portata: $Q < 10$ m³/s
- Media portata: $Q = 10 - 100$ m³/s
- Grande portata: $Q = 100 - 1000$ m³/s
- Altissima portata: $Q > 1000$ m³/s

Impianti mini-idro

Le maggiori possibilità di nuove installazioni idroelettriche sono attualmente su piccola scala, attraverso il ricorso a impianti classificabili come mini-idro, cioè con taglia inferiore a 10 MW (comprendono quindi i piccoli, mini e micro, secondo la classificazione precedente).

Nel 2003, secondo i dati del GRTN (*Gestore Nazionale Rete Trasmissione*), in Italia erano attivi:

- 1122 impianti da 0 a 1 MW
- 583 impianti da 1 a 10 MW

per una potenza installata di 2300 MW circa.

Il mini-idro è considerato, nei documenti programmatici sulle fonti rinnovabili, come uno dei settori dove è possibile operare maggiori sviluppi.

Alcuni fattori che rendono interessante questa categoria di impianti:

- *Copertura della domanda elettrica nazionale.* Pur essendo di limitata potenza unitaria, possono diventare complessivamente molto numerosi, e quindi apportare un contributo non trascurabile. Nell'attuale contesto di liberalizzazione del mercato elettrico contribuiscono inoltre positivamente alla generazione distribuita e all'ampliamento del mix energetico;
- *Salvaguardia dell'ambiente.* Gli impianti idroelettrici di piccola taglia sono caratterizzati da modalità costruttive e organizzative di scarso impatto sul territorio; inoltre possono essere gestiti, almeno per l'ordinario funzionamento, anche da piccole comunità (alcuni impianti, ad esempio, sono condotti dai gestori di rifugi alpini) ed anche integrati in un uso plurimo ed equilibrato della risorsa acqua;
- *Tutela del territorio:* la presenza di piccoli impianti sul territorio induce all'osservazione e manutenzione del territorio;
- *Tecnologia:* i mini-idro sono impianti idroelettrici che si basano sulle tecnologie consolidate degli impianti maggiori; nel caso delle taglie "micro" le tecnologie sono più innovative e stanno mostrando ampi margini di sviluppo;
- Costi di installazione e tempi di ritorno di investimento competitivi rispetto alle altre fonti di energia rinnovabili, grazie anche alle forme di incentivazione.

Configurazione di impianti mini-idro

La suddivisione per taglia degli impianti idroelettrici è basata sulla potenza installata, che è proporzionale al prodotto tra portata e salto idrico. Di conseguenza, gli impianti mini-idro non sono tutti quelli con i più bassi livelli di caduta o i più bassi livelli di portata. Ad esempio, un impianto di potenza prossima di 10 MW può essere realizzato sfruttando cadute medie e portate piccole, oppure cadute basse e portate medie.

Gli impianti mini-idro di potenza compresa tra 100 kW e 10 MW hanno configurazione simile agli impianti di taglia superiore.

La piccola taglia degli impianti impone che, per essere economicamente convenienti, i seguenti costi siano minimi:

- Investimenti iniziali:
 - Per i macchinari, sono stati sviluppati turbine idrauliche o gruppi completi composti da turbina, generatore ed apparecchiature di comando e controllo, con caratteristiche più o meno spinte di costruzione in serie. Per quanto concerne le opere civili, alcuni impianti, del tipo ad acqua fluente, sfruttano salti molto contenuti (da 2-3 m fino a 20-30 m), già disponibili in natura o opere preesistenti, simili alle traverse. In tali applicazioni si utilizzano turbine assiali (ad elica o Kaplan) ad asse verticale, che più si prestano a costruzioni di tipo standardizzato con possibilità di forti riduzioni dei costi. Esistono anche installazioni mini-idro che utilizzano salti medi, con turbine Francis ad asse orizzontale, Pelton, o a flusso incrociato.
 - Costi di gestione: per ridurre al minimo le spese di conduzione e di manutenzione, assicurando nel contempo la massima utilizzazione delle risorse idrauliche disponibili, i principali accorgimenti sono:
 - la realizzazione di impianti destinati a funzionare con esercizio automatico non presidiato, quindi senza personale di turno addetto alla conduzione;
 - la definizione attenta delle effettive, e sufficienti, condizioni funzionali da soddisfare, anche rinunciando a pesanti operazioni di adattamento del funzionamento dell'impianto a situazioni occasionali di esercizio;
 - la realizzazione della massima semplificazione degli schemi degli indispensabili automatismi, elettrici ed oleodinamici al servizio dei gruppi, attraverso una corretta progettazione coordinata degli impianti, al fine di ridurre il numero dei componenti, facilitare la ricerca e l'eliminazione dei guasti, contribuendo con ciò ad aumentare l'affidabilità;
 - l'accurata scelta ed adozione di componenti di elevata affidabilità correttamente installati e accuratamente messi a punto in ogni loro dettaglio prima di iniziare l'esercizio, al fine di ridurre per quanto possibile gli interventi per controllo e manutenzione ed evitare cause di guasto con la conseguente mancata produzione.

Microimpianti

Per quanto riguarda il "microidro", cioè gli impianti al di sotto dei 100 kW di potenza, il pregio non consiste tanto nel contributo energetico che possono dare al fabbisogno elettrico nazionale, quanto piuttosto nella valorizzazione della risorsa idrica a livello locale. Gli impianti micro-idroelettrici rappresentano una modalità di sfruttamento di una fonte energetica rinnovabile, che altrimenti andrebbe dispersa, con un bassissimo impatto ambientale.

I principali vantaggi sono i seguenti:

- sfruttano le risorse idriche minori, disponibili in molteplici siti, e la loro installazione è molto semplice
- necessitano di una limitata risorsa idrica per produrre energia elettrica
- producono energia elettrica vicino alle utenze attraverso una generazione distribuita
- sono poco ingombranti e relativamente semplici da trasportare.

Nell'ambito dei micro impianti si inserisce la Steffturbine.

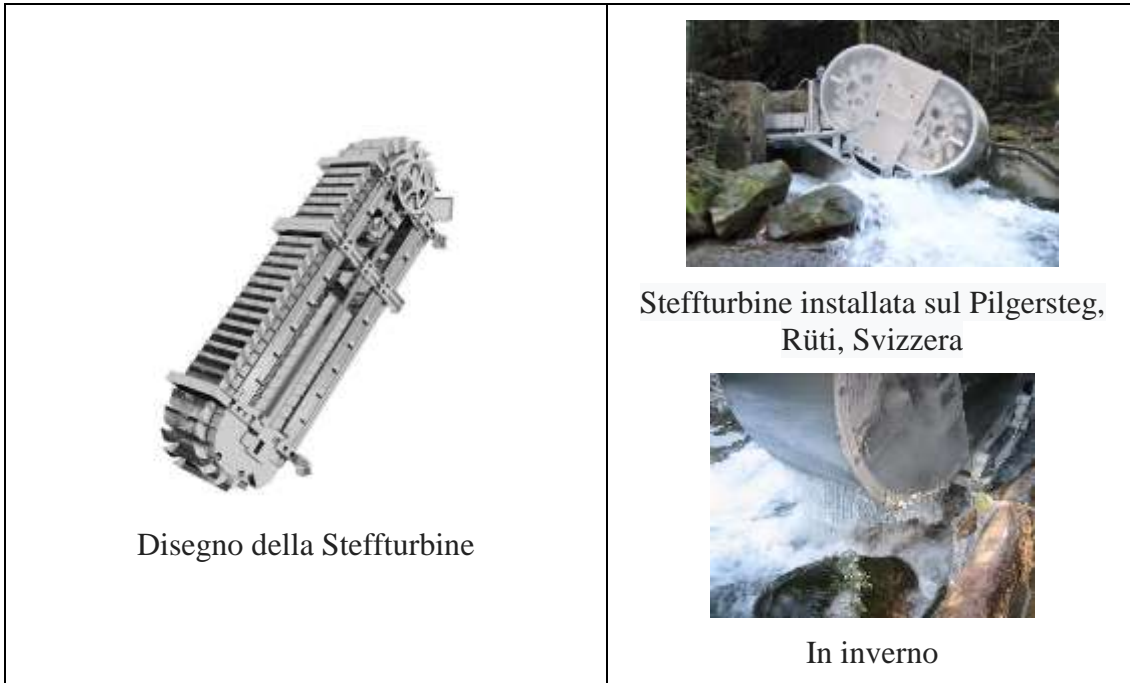
Steffturbine

La **Steffturbine** è una turbina destinata alla produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento dell'energia potenziale dell'acqua.

La Steffturbine si inserisce nell'ambito delle micro centrali idroelettriche e funziona con sistema costruttivo modulare. Un modulo può essere impiegato con salti da 3 a 5 metri e con portate che possono raggiungere 0,5 m³/s, con una produzione di energia fino a 12 kW. La turbina Steff è stata sviluppata dalla Walter Reist Holding AG e viene commercializzata sotto forma di sistema completo di generatore ed elettronica di potenza.

Il principio di funzionamento della Steffturbine è comparabile a quello di una ruota idraulica azionata da sopra, in quanto mossa essenzialmente dall'energia potenziale dell'acqua. Si basa su una catena di trasporto equipaggiata con pale profilate che scorre su due pignoni. Questi sono disposti in modo tale che l'acqua aziona la catena su un piano inclinato. Il grado d'inclinazione è funzionale al salto disponibile.

L'acqua affluisce alla turbina Steff attraverso un canale d'alimentazione. L'afflusso dell'acqua carica le pale. Le forze esercitate sulle pale mettono in movimento la catena attrezzata con rulli a basso attrito. Il movimento della catena aziona i pignoni della turbina. Un sistema di trasmissione collega un generatore al pignone superiore. Il generatore trasforma l'energia meccanica, derivante dalla forza dell'acqua in energia elettrica. L'elettronica di potenza modula la tensione ricevuta rendendola disponibile per i diversi modi operativi.



La Steffturbine è impiegabile per l'alimentazione della rete, per l'esercizio a isola o in reti interconnesse autarchiche. La costruzione meccanica non si differenzia in base ai singoli modi d'esercizio. Unicamente l'elettronica di potenza deve essere adattata. La Steffturbine può essere impiegata ovunque l'acqua scorra lungo una pendenza. Particolarmente in fiumi o bacini di raccolta, impianti di depurazione o livelli di sbarramento esistenti che devono essere sottoposti a interventi di rivitalizzazione. Inclinazione e lunghezza della Steffturbine vengono adattate alla situazione. La Steffturbine viene posizionata sopra la superficie dell'acqua. In questo modo l'ecosistema del corso d'acqua resta ampiamente intatto.

La turbina raggiunge la sua massima efficienza con inclinazioni tra 30° a 60°. Già in fase di prototipazione si era raggiunto un rendimento massimo pari all'86%. Attualmente il rendimento è pari al 92%.

Turbine per mini-idro

Nel mini-idro si utilizzano turbine concettualmente simili a quelle per impianti maggiori, progettate con opportuni accorgimenti. Le turbine applicate su questa taglia di impianti hanno le seguenti caratteristiche.

Un'altra soluzione per gli impianti mini-idro con bassissimi salti è la turbina VLH (*Very Low Head*), in grado di sfruttare salti a partire da 1,4 m.

Turbina a coclea (o vite di Archimede)

Funziona sul principio "inverso" della chiocciola di Archimede, brevettata di recente come turbina idroelettrica. È particolarmente adatta per operare in presenza di detriti, semplicità di installazione e manutenzione, bassi costi di impianto e gestione, possibilità di operare anche con portate minime d'acqua, quindi in corsi d'acqua con portata discontinua. Le turbine a coclea sono utilizzate per salti da 1 a 10 metri e portate d'acqua da 0,5 a 5,5 m³/s.

Turbina VLH (Very Low Head)

La turbina VLH (*Very Low Head*) è una turbina che si rivolge prevalentemente ad una ristretta gamma di salti (da 1,4 a 3,4 m) e portate (da 10 a 27 m³/s), è prevista anche una versione rinforzata per salti fino a 4,5 m. Ciò si traduce in una gamma di potenza per unità da 100 a 500 kW (a livello di rete). Oltre alla quasi unicità del range compreso dalla turbina VLH, questo tipo di installazione è particolarmente efficiente in siti dove è necessario sviluppare un impianto a basso impatto ambientale (turbina e generatore sono sommersi), con una riduzione sostanziale delle opere civili e la salvaguardia dei pesci.

Ruota idraulica

La ruota idraulica è una macchina a gravità che utilizza il peso dell'acqua (energia potenziale) e in parte l'energia cinetica per produrre energia. Le ruote dal basso possono essere utilizzate in siti con salti al di sotto dei 1,5 m e portate massime di 1 m³/s per metro di larghezza, le ruote dal fianco in siti con salti fino a 4 m e portate massime di 600 l/s per metro di larghezza e le ruote dall'alto per salti tra 3-6 m e portate massime di 100-200 l/s per metro di larghezza. I massimi rendimenti idraulici variano tra il 70 e l'85%.

Microturbina Pelton ad asse orizzontale o verticale

Molto simile alle turbine utilizzate negli impianti di taglia maggiore. Per il numero di giri relativamente basso, è adatta per impianti con salti d'acqua di qualche centinaio di metri. Di costruzione semplice e robusta, con ingombro ridotto ed un ottimo rendimento, lavora a pressione atmosferica e non pone problemi di tenuta. È dotata di pale a doppio cucchiaio, con un numero di getti fino a sei. Generalmente tutte le principali parti meccaniche sono realizzate in acciaio inox. Le turbine Pelton sono quelle maggiormente impiegate nei micro-impianti, perché meglio si adattano a sfruttare il potenziale connesso con portate limitate.

Microturbina Turgo

È una turbina con un'azione simile alla Pelton ed è adatta a salti da 30 a 300 m. È adatta per situazioni con notevoli variazioni di afflussi d'acqua e per acque torbide.

Microturbina a flusso radiale o incrociato

È utilizzata per impianti di piccola potenza, poiché è adatta per salti da pochi metri fino a 100 metri e per portate da 20 a 1000 litri/secondo. L'ingresso dell'acqua è radiale, con la particolarità di una doppia azione del fluido sulle pale. La trasmissione del moto al generatore è affidata ad una cinghia dentata. Generalmente i componenti metallici sono realizzati in acciaio inox. Il rendimento delle turbine a flusso incrociato è minore delle turbine Pelton, ma hanno una maggiore facilità costruttiva ed una migliore adattabilità ai piccoli salti.

Miniturbina Francis

La miniturbina Francis è una turbina a reazione valida per centrali con potenza attorno ai 100 kW. La concezione costruttiva è molto simile alle turbine per impianti di taglia maggiore. Il vantaggio di questa macchina consiste nello sfruttamento di tutto il salto disponibile, fino al canale di scarico. La costruzione complessa, l'alta velocità di rotazione che provoca attrito e usura, e taluni problemi di tenuta, rendono problematica l'installazione di queste turbine nei piccoli impianti.

Caratteristiche

Le centrali idroelettriche hanno la particolarità di poter essere attivate e disattivate in pochi minuti con l'immediata apertura delle saracinesche idrauliche, dando quindi la possibilità di coprire facilmente gli improvvisi picchi di richiesta che si possono verificare. Al contrario, gran parte delle centrali termoelettriche e nucleari hanno tempi di accensione più lunghi, anche di decine di ore, necessari per la regimazione termica del macchinario e sono pertanto una tipologia di impianti di tipo "sempre acceso" (o "di base").

Svantaggi

Un problema connesso alle centrali idroelettriche è il progressivo interramento in cui inevitabilmente vanno incontro, nel tempo, i bacini di accumulo. Per evitare ciò, questi devono essere periodicamente dragati.

Problemi ambientali possono essere costituiti dal fatto che gli sbarramenti (dighe) bloccano il trasporto solido dei fiumi (sabbie e ghiaie) alterando l'equilibrio tra l'apporto solido e l'attività erosiva nel corso d'acqua a valle (erosione del letto del fiume e, talvolta, "taglio dei meandri" per la maggiore velocità) fino al mare dove, per il diminuito o nullo apporto solido si assiste al fenomeno dell'erosione delle coste. Grandi bacini idroelettrici inoltre possono in alcuni casi avere impatti ambientali e socio-economici di diversa entità o gravità sulle zone circostanti (modifica del paesaggio e distruzione di habitat naturali, spostamenti di popolazione, perdita di aree agricole, ecc.) e lo studio di fattibilità deve essere particolarmente accurato soprattutto per quanto concerne l'analisi puntuale della geologia dei versanti e delle "spalle" su cui si attesterà la diga non tralasciando alcun particolare. Solo così si potranno evitare tragedie quali quella della valle del Vajont, che nell'autunno del 1963 cancellò la cittadina di Longarone e altri due centri del fondovalle causando 1970 vittime.

Tanti di questi problemi ambientali non si presentano negli impianti "MINI-HYDRO", che nella maggior parte dei casi non necessitano della costruzione di dighe.

Giurisprudenza

Il gestore di un impianto idroelettrico di potenza nominale superiore a 220 kW deve corrispondere agli enti pubblici locali (comuni, provincia e regione), delle imposte, i cosiddetti Canoni idrici, per la concessione e lo sfruttamento di acque pubbliche.

ALTERNATORE

L'**alternatore** è una macchina elettrica rotante basata sulla legge fisica dell'induzione elettromagnetica (o di Faraday-Neumann), che converte l'energia meccanica fornita dal motore primo in energia elettrica sotto forma di corrente alternata. Questo processo, denominato conversione elettromeccanica dell'energia, coinvolge la formazione di campi magnetici che agiscono come mezzo intermedio. La conversione elettromeccanica dell'energia è molto efficiente, con rendimenti normalmente prossimi al 100%.

La rete elettrica è, per la maggior parte, alimentata da alternatori, poiché tali generatori costituiscono il mezzo di conversione di energia presente nelle principali centrali elettriche.

Le macchine elettriche sono dispositivi atti a convertire una forma di energia in un'altra, almeno una delle quali sia elettrica, o a modificare le forme dell'energia elettrica. Si annovera in tale ultimo caso il trasformatore, che è una macchina magnetica, statica (senza parti mobili), volta a modificare i parametri dell'energia elettrica, nella forma particolare di corrente alternata. Macchine di conversione statica diverse dai trasformatori, basate su semiconduttori, non vengono di norma annoverate tra le "macchine elettriche", ma si parla invece di "convertitori statici".

Definizione

Per macchina elettrica si intende un dispositivo reversibile il cui funzionamento è basato sulle leggi:

- dell'induzione magnetica

$$\begin{cases} e(t) = -\frac{d\Phi}{dt} \\ \vec{E} = l(\vec{v} \times \vec{B}) \end{cases}$$

- delle azioni elettrodinamiche

$$\vec{F} = l(\vec{i} \times \vec{B})$$

Quindi la macchina elettrica è quel dispositivo in cui le trasformazioni energetiche coinvolgono, nello stato iniziale e in quello finale, l'energia elettrica e l'energia meccanica, oppure la sola energia elettrica.

Classificazione

Macchine		Rotanti	Statiche
Per c. a. monofase e trifase	sincrone	generatori motori compensatori	trasformatore regolatori ad induzione variatori di fase cicloconvertitori
	asincrone	motori generatori compensatori	
	a commutazione	motori monofase in serie convertitori di frequenza	
Per c. c.	a commutazione	generatori motori compensatori	chopper
Per c. c. e c. a.	a commutazione	motori universali convertitrici	raddrizzatori inverter

Le macchine dinamiche (con parti mobili) sono usualmente rotanti (presenza di statore e rotore) ma possono essere anche lineari (presenza di statore e traslatore). Esse sono basate su trasformazioni di energia ad opera del campo magnetico (macchine magnetiche) in tutti i casi tranne che nelle applicazioni microscopiche dove si preferisce affidare lo scambio energetico al campo elettrico (macchine elettrostatiche, nella quasi totalità dei casi macchine ultrasoniche). Le macchine magnetiche, in genere chiamate tout court macchine elettriche, sono classificate in tipi con caratteristiche funzionali e geometriche omogenee. I tipi di interesse odierno sono: Macchine a collettore (provviste di spazzole e collettore) in corrente continua (solo rotanti). Macchine a collettore (provviste di spazzole e collettore) in corrente alternata monofase (solo rotanti). Macchine asincrone. Macchine sincrone. Macchine speciali (altri casi).

Da un punto di vista costruttivo, didattico e di principio non c'è distinzione tra motore (entra energia elettrica) e generatore (entra energia meccanica). Distinzioni invece nascono a causa delle varie applicazioni che producono ulteriori differenziazioni.

Nel caso in cui sia l'ingresso che l'uscita siano di tipo elettrico si hanno i convertitori, in particolare nel caso della corrente alternata si ha il trasformatore. Nel caso in cui l'ingresso sia di tipo elettrico e l'uscita sia di tipo meccanico si hanno i motori, in particolare si parla di motori asincroni e motori sincroni per la corrente alternata e di motori in corrente continua per la corrente continua. Nel caso in cui l'ingresso sia di tipo meccanico e l'uscita sia di tipo elettrico si hanno i generatori, in particolare si parla di alternatori per la corrente alternata e di dinamo per la corrente continua. Le macchine elettriche si dividono inoltre in statiche, ovvero senza organi in movimento, caso del trasformatore, o rotanti, caso dei motori e dei generatori.

Cenni costruttivi

Una macchina elettrica comprende le seguenti parti fondamentali:

- struttura magnetica, o nucleo, in materiale ferromagnetico
- avvolgimenti
- strutture o materiali isolanti
- strutture meccaniche

Il nucleo e gli avvolgimenti costituiscono la parte attiva, mentre le strutture metalliche sono dette massa e normalmente non sono in tensione.

Il nucleo

I nuclei delle macchine elettriche sono realizzati mediante materiali magnetici i quali si possono suddividere in:

- Materiali diamagnetici

$\mu_r \leq 1$ presentano un permeabilità magnetica prossima, anche se sempre inferiore, all'unità

Il **diamagnetismo** è una forma di magnetismo che tutti i materiali mostrano in presenza di un campo magnetico. Si tratta di un effetto molto debole di natura quantistica, annullato se il materiale possiede altre proprietà magnetiche come il ferromagnetismo o il paramagnetismo. I materiali in cui il diamagnetismo si manifesta in maniera rilevante sono detti **materiali diamagnetici** e sono caratterizzati dal fatto che la magnetizzazione ha verso opposto rispetto al campo magnetico, quindi questi materiali ne vengono debolmente "respinti". In ambito non scientifico i materiali diamagnetici sono spesso semplicemente detti "non magnetici".

Nell'esperienza comune le sostanze che hanno comportamento diamagnetico sono l'acqua, la maggior parte delle sostanze organiche (DNA, oli, plastiche) e alcuni metalli come il mercurio, l'oro, il rame, l'argento e il bismuto.

Nel 1778 S. J. Brugmans per primo osservò che il bismuto e l'antimonio erano respinti dai campi magnetici. Tuttavia il termine *diamagnetismo* fu coniato da Michael Faraday nel settembre 1845, quando scoprì che tutti i materiali in natura possiedono una componente diamagnetica in risposta a un campo magnetico esterno applicato.

Il diamagnetismo si osserva in quei materiali le cui molecole non posseggono un momento di dipolo magnetico proprio, ma la cui magnetizzazione si realizza solo per il fenomeno della precessione di Larmor.

La relazione che lega i vettori **H** e **M** è proporzionalmente lineare:

$$\mathbf{M} = \chi_m \mathbf{H}$$

dove χ_m è la suscettività magnetica. Nei materiali diamagnetici la permeabilità magnetica relativa μ_r è minore o uguale a 1 e pertanto la suscettività magnetica $\chi_m = \mu_r - 1$ è una costante negativa: questo spiega perché i materiali diamagnetici sono "respinti" dal campo magnetico, cioè **M** e **H** hanno verso opposto.

I superconduttori possono essere considerati materiali diamagnetici perfetti nei quali $\chi_m = -1$. Essi sfruttano l'effetto Meissner per espellere il campo dal loro interno, ad eccezione di un sottile strato superficiale.

Diamagnetismo di Langevin

Il teorema di Bohr-van Leeuwen mostra che non vi può essere diamagnetismo in un sistema fisico puramente classico. Tuttavia la teoria classica per il diamagnetismo di Langevin, in cui l'elettrone è trattato come una carica che orbita attorno al nucleo e il cui moto costituisce una corrente microscopica, fornisce risultati in accordo con quelli ottenuti attraverso l'approccio (esatto) fornito dalla meccanica quantistica. Il modello di Langevin si applica a materiali contenenti atomi le cui shell elettroniche sono complete, quindi non vale per i metalli.

Un campo di intensità B applicato a un elettrone di carica e e massa m fornisce una precessione di Larmor con frequenza $\omega = eB/2m$ e il numero di rivoluzioni per unità di tempo è $\omega/2\pi$, sicché la corrente elettronica per un atomo di Z elettroni è:

$$I = -\frac{Ze^2 B}{4\pi m}$$

Il momento magnetico μ è uguale alla corrente per l'area della spira, che in questo caso è l'orbita dell'elettrone. Quest'area è data da $\pi \langle \rho^2 \rangle$, con $\langle \rho^2 \rangle$ la distanza media dell'elettrone rispetto all'asse z lungo il quale si suppone diretto il campo. Il momento magnetico è quindi dato da:

$$\mu = -\frac{Ze^2 B}{4m} \langle \rho^2 \rangle$$

Se la distribuzione di carica ha simmetria sferica si può supporre che le coordinate siano variabili indipendenti e identicamente distribuite, e in tal caso:

$$\langle x^2 \rangle = \langle y^2 \rangle = \langle z^2 \rangle = \frac{1}{3} \langle r^2 \rangle$$

dove $\langle r^2 \rangle$ è la distanza media degli elettroni dal nucleo. Quindi:

$$\langle \rho^2 \rangle = \langle x^2 \rangle + \langle y^2 \rangle = \frac{2}{3} \langle r^2 \rangle$$

Se N è il numero di atomi per unità di volume, la suscettività magnetica è:

$$\chi = \frac{\mu_0 N \mu}{B} = -\frac{\mu_0 N Z e^2}{6m} \langle r^2 \rangle$$

Diamagnetismo nei metalli

I metalli possiedono elettroni liberi e quindi il modello di Langevin non può esservi applicato. La teoria del diamagnetismo per un gas di elettroni è detta *diamagnetismo di Landau* e si basa sul campo generato dalla curvatura della loro traiettoria per mezzo della forza di Lorentz. Tale effetto è contrastato dal paramagnetismo di Pauli associato alla polarizzazione dello spin degli elettroni liberi.

Per identificare però se una configurazione elettronica è stabile, bisogna applicare la regola di Hund che afferma: che la disposizione più stabile degli elettroni in un sottolivello è quella con il maggior numero di spin paralleli. La disposizione degli

elettroni all'interno del carbonio ad esempio, soddisfa questa affermazione. Attenzione, perché gli spin paralleli, in accordo con Hund, rendono il metallo paramagnetico.

- Materiali paramagnetici

$\mu_r \geq 1$ presentano un permeabilità magnetica prossima, anche se sempre superiore, all'unità

OSS: I materiali diamagnetici e paramagnetici di fatto non modificano i campi magnetici che si manifestano nel "vuoto".

Il **paramagnetismo** è una forma di magnetismo che alcuni materiali mostrano solo in presenza di campi magnetici, e si manifesta con una magnetizzazione avente stessa direzione e verso di quella associata al campo esterno applicato al materiale paramagnetico stesso.

I **materiali paramagnetici** sono caratterizzati a livello atomico da dipoli magnetici che si allineano con il campo magnetico applicato, venendone debolmente attratti.

Descrizione

In particolare il paramagnetismo si osserva in quei materiali le cui molecole posseggono un momento di dipolo magnetico proprio, quindi si ha un effetto prevalentemente dovuto a polarizzazione magnetica per orientamento e trascurabile precessione di Larmor, come l'aria e l'alluminio. Nel caso dell'aria, l'effetto paramagnetico è a carico della molecola di ossigeno che possiede doppietti elettronici spaiati degli orbitali esterni responsabili dell'effetto. È per tale ragione che è possibile ritrovare ossigeno anche nelle profondità della terra (caverne verticalmente molto lunghe) e disciolto nell'acqua di mare anche oltre i 5000 metri.

Contrariamente ai materiali ferromagnetici (che pure sono attratti da campi magnetici), i materiali paramagnetici non conservano la magnetizzazione in assenza di un campo esterno applicato.

La relazione che lega i vettori \vec{M} e \vec{H} è lineare:

$$\vec{M} = \chi_m \vec{H}$$

dove \vec{M} è la Magnetizzazione del materiale, \vec{H} è il campo magnetico che investe il materiale e χ_m è la suscettività magnetica che per materiali paramagnetici è un numero puro positivo inversamente proporzionale alla temperatura. Le altre relazioni sono:

$$\vec{H} = \frac{\vec{B} - \mu_0 \vec{M}}{\mu_0}$$

$$\vec{B} = \mu_0 \vec{H} (1 + \chi_m) = \mu \vec{H}$$

dove $\mu = \mu_0 (1 + \chi_m) = \mu_0 \mu_r$ è la permeabilità magnetica assoluta e $\mu_r = 1 + \chi_m$ la permeabilità magnetica relativa al materiale.

Esempi di sostanze paramagnetiche

Alluminio, Bario, Calcio, Gadolinio, Ossigeno, Platino, Sodio, Stronzio, Tungsteno, Uranio, Magnesio, Tecnezio, Disprosio.

Esempi di composti paramagnetici

Molti ioni metallici sono dotati di proprietà paramagnetiche, anche alcuni non appartenenti al corrispettivo metallo con la stessa proprietà. Tra questi vi sono gli ioni manganese bi- e tetra-valenti (Mn^{2+}/Mn^{4+}), lo ione cromo trivalente (Cr^{3+}), lo ione nichel bivalente (Ni^{2+}) e tutti gli ioni trivalenti delle terre rare (come neodimio, gadolinio, terbio, disprosio, olmio, europio e tulio).

Molti complessi di coordinazione sono altresì dotati di questa proprietà. Alcuni esempi sono:

- esafluoruro di nichel (NiF_6)²⁻
- esafluoruro di cromo (CrF_6)⁴⁻
- tetracloruro di ferro ($FeCl_4$)²⁻
- esafluoruro di cobalto (CoF_6)³⁻
- octafluoruro di tantalio (TaF_8)³⁻
- octacianuro di molibdeno ($Mo(CN)_8$)⁴⁻

Anche solfuri di metalli come vanadio monosolfuro ed octasolfuro (VS e V7S8), titanio trisolfuro (Ti_2S_3) e molibdeno disolfuro (MoS_2) possiedono proprietà simil-metalliche e sono paramagnetici. Tra le leghe metalliche, escludendo quelle che contengono ferro, nichel e cobalto, vi sono il nitrato di tantalio (TaN), il tellururo di vanadio (V_4Te_5) e l'arseniuro di nichel coordinato con ioduro di cadmio ($NiAs/CdI_2$) che risultano paramagnetiche. Infine, anche l'acciaio inossidabile di tipo austenitico presenta caratteristiche paramagnetiche.

- Materiali ferromagnetici

$\mu_r \gg 1$ presentano una permeabilità magnetica relativa molto maggiore dell'unità. Questi materiali presentano il fenomeno della magnetizzazione residua e sono caratterizzati mediante le curve di magnetizzazione; si dividono in due gruppi:

- ferromagnetici dolci

vengono impiegati quando interessa limitare al massimo le correnti necessarie per produrre e controllare i flussi di induzione;

- ferromagnetici duri

sono caratterizzati da elevati valori della induzione residua e vengono impiegati quando interessa realizzare flussi magnetici costanti nel tempo e pertanto conviene ricorrere al magnetismo permanente che ha circuiti percorsi da corrente.

Il **ferromagnetismo** è la proprietà di alcuni materiali, detti **materiali ferromagnetici**, di magnetizzarsi molto intensamente sotto l'azione di un campo magnetico esterno e di restare a lungo magnetizzati quando il campo si annulla, diventando così magneti. Questa proprietà si mantiene solo al di sotto di una certa temperatura, detta temperatura di Curie, al di sopra della quale il materiale si comporta come un materiale paramagnetico. Per il ferro, ad esempio, questa temperatura è di circa 770 °C.

Nei materiali ferromagnetici la permeabilità magnetica relativa del materiale non è costante al variare dei campi, come invece avviene nei materiali diamagnetici e

nei materiali paramagnetici: la relazione tra il campo di induzione magnetica ed il campo magnetico non è quindi lineare, e nemmeno univoca. Il metodo di trovare le relazioni tra questi vettori è un metodo grafico e la legge seguita dall'andamento del campo magnetico segue il ciclo di isteresi.

Sono materiali ferromagnetici la magnetite, il ferro, il cobalto, il nichel, numerosi metalli di transizione e le loro rispettive leghe.

Il nucleo, al cui interno è presente un campo magnetico variabile nel tempo, è sede di correnti parassite che sono dannose perché associate a fenomeni dissipativi per effetto Joule. Altro problema che conduce a perdite nel nucleo, è l'isteresi magnetica. In molte applicazioni per porre rimedio a queste perdite si provvede a costruire il nucleo mediante l'affiancamento di lamierini di materiale ferromagnetico, impacchettati e tenuti mediante viti passanti opportunamente isolate.

Ciclo di isteresi

I materiali ferromagnetici sono caratterizzati da un particolare andamento $\mathbf{B} = \mathbf{B}(\mathbf{H})$ del campo magnetico in funzione del vettore di induzione magnetica. La relazione che li lega è scalare in un materiale isotropo, dal momento che in tal caso i campi assumono la medesima direzione (ma non necessariamente lo stesso verso). La rappresentazione grafica di tale funzione è detta *ciclo di isteresi*.

A partire dal momento in cui i campi sono nulli, e dunque è nulla la magnetizzazione del materiale, il campo magnetico aumenta seguendo la curva OH_m , detta *curva di prima magnetizzazione*, fino al valore massimo di H_m in cui \mathbf{B} aumenta proporzionalmente a $\mu_0 \mathbf{H}$.

In tali condizioni \mathbf{M} , l'induzione raggiunge il suo valore massimo, detto *valore di saturazione*.

Diminuendo la corrente, diminuisce di conseguenza \mathbf{H} , senza tuttavia ripercorrere la stessa curva, ma la curva $H_m B_r$. Per $\mathbf{H} = 0$ risulta quindi che il campo magnetico non ritorna ad avere un valore nullo, ma acquista un'intensità pari a $|\mathbf{B}| = B_r > 0$. Tale valore è detto *magnetizzazione residua*:

$$M_r = \frac{B_r}{\mu_0}$$

Il materiale mantiene quindi una proprietà magnetica anche senza la presenza di un campo magnetico esterno.

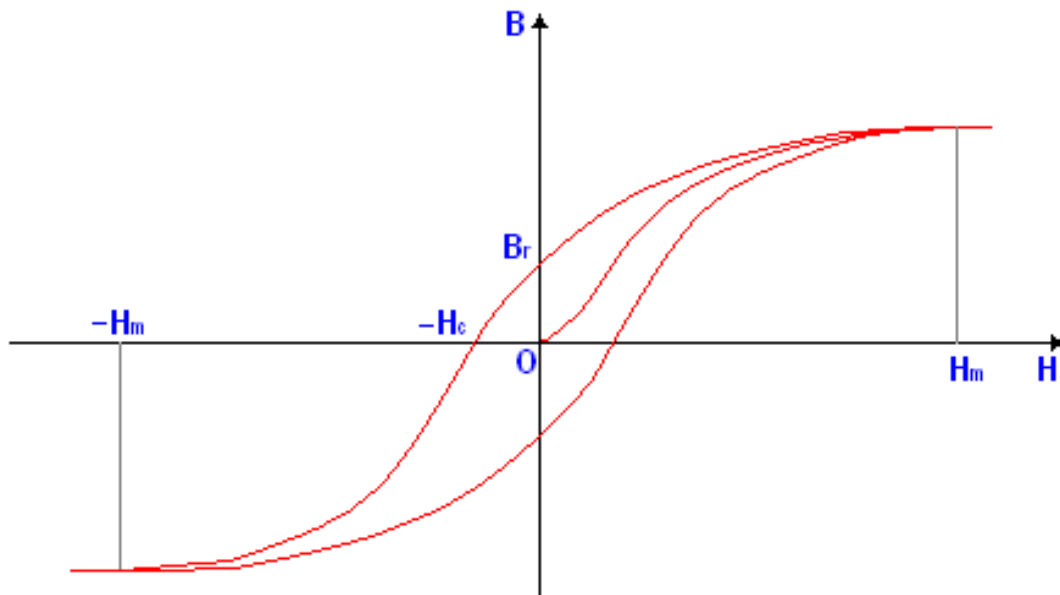
Invertendo la corrente, inoltre, \mathbf{H} e \mathbf{M} diventano negativi, e quando il campo magnetico è nullo si ha $|\mathbf{H}| = -H_c$. Tale valore è detto campo di coercizione.

Infine, diminuendo ulteriormente \mathbf{H} , anche \mathbf{B} diventa negativo fino al valore $-H_m$ in cui di nuovo i campi sono proporzionali e la magnetizzazione arriva al minimo assoluto. Ricominciando ad aumentare \mathbf{H} , si ha il ciclo chiuso.

La permeabilità magnetica in un dato punto della curva:

$$\mu = \frac{|\mathbf{B}|}{|\mathbf{H}|}$$

è pertanto determinabile a partire dalla relazione fra i campi, specificando a quale curva del ciclo di isteresi appartiene. Tale grandezza dipende quindi dalla "storia" del materiale, e perde sostanzialmente di significato nella caratterizzazione del materiale. Ogni materiale ferromagnetico segue il ciclo di isteresi: per cicli che via via sono più stretti il ciclo di isteresi si restringe via via fino a ritornare a zero. Questo significa che è possibile "smagnetizzare" il materiale ferromagnetico e riportarlo alla condizione iniziale in cui $\mathbf{H} = \mathbf{B} = \mathbf{M} = 0$.



Ciclo di isteresi per materiali ferromagnetici

Metodo di misura dei campi

Il metodo descritto dal ciclo di isteresi è quello di misurare il campo di induzione magnetica \mathbf{B} in funzione del campo magnetico \mathbf{H} . Si consideri un anello di materiale ferromagnetico di sezione A e raggio R costanti, avvolto da N spire percorse da corrente continua I . In questa situazione i campi sono circolari entro l'anello e sono trascurabili al di fuori di esso. In questo modo si calcola il valore di \mathbf{H} tramite il teorema di Ampere:

$$\oint_{\partial S} \mathbf{H} \cdot d\mathbf{l} = N I$$

e, poiché l'anello è assimilabile ad una circonferenza, l'integrale risulta:

$$H \cdot 2\pi R = N I$$

da cui:

$$H = \frac{N I}{2\pi R}$$

Nota la permeabilità magnetica relativa del materiale μ_r , è possibile calcolare il campo di induzione magnetica:

$$B = \mu_0 \mu_r H = \mu H$$

Questo sistema è quello che si usa in pratica per misurare i due campi, al variare dell'intensità di corrente, dal momento che:

$$H \cdot 2\pi R = N I$$

Una volta misurati \mathbf{H} e \mathbf{B} si può trovare il valore corrispondente di \mathbf{M} :

$$\mathbf{H} = \frac{\mathbf{B} - \mu_0 \mathbf{M}}{\mu_0}$$

Attraverso tale procedura è possibile ricavare sperimentalmente la curva di magnetizzazione, ovvero l'andamento del campo magnetico in funzione del vettore di induzione magnetica, e dunque il ciclo di isteresi.

Legge di Curie-Weiss

Pierre Curie fu il primo a scoprire che esiste una temperatura critica per ogni materiale ferromagnetico al di sopra della quale il materiale si comporta come paramagnetico. La suscettività magnetica segue la legge di Curie-Weiss:

$$\chi_m = \frac{C \rho}{T - T_c}$$

dove C è una costante caratteristica del materiale, ρ è la densità e T_c la temperatura di Curie in kelvin.

Modelli teorici

Il ferromagnetismo rappresenta uno dei principali problemi aperti della fisica dello stato solido, anche se esistono essenzialmente due modelli teorici che riescono a descriverlo: il modello di Ising e il modello di Weiss, basati entrambi sull'Hamiltoniana di Heisenberg, che tuttavia utilizzano grosse approssimazioni.

Hamiltoniana di Heisenberg

L'Hamiltoniana per una coppia di elettroni appartenenti ad atomi vicini è:

$$H = H_1 + H_2 + V_{12}$$

dove H_1 e H_2 sono le hamiltoniane dei singoli elettroni, e V_{12} l'interazione fra i due.

Per il Principio di Pauli, la funzione d'onda complessiva deve essere antisimmetrica, e quindi vi sono due possibilità:

$$\varphi_A = \psi_S(\mathbf{r}_1, \mathbf{r}_2) \chi_A(\sigma_1, \sigma_2)$$

oppure

$$\varphi_A = \psi_A(\mathbf{r}_1, \mathbf{r}_2) \chi_S(\sigma_1, \sigma_2)$$

dove il pedice A o S sta ad indicare una funzione antisimmetrica/simmetrica, ψ indica le funzioni d'onda spaziali e χ indica le funzioni d'onda di **spin**.

Le funzioni d'onda di spin per una coppia di elettroni sono:

$$\chi_S : \begin{cases} |++\rangle & [\mathbf{s}_z = 1] \\ \frac{1}{\sqrt{2}}(|+-\rangle + |-+\rangle) & [\mathbf{s}_z = 0] \\ |--\rangle & [\mathbf{s}_z = -1] \end{cases}$$

$$\chi_A : \frac{1}{\sqrt{2}}(|+-\rangle - |-+\rangle) \quad [\mathbf{s}_z = 0]$$

Le funzioni d'onda *spaziali* sono:

$$\psi_S : \frac{1}{\sqrt{2}}(\psi_1(\mathbf{r}_1)\psi_2(\mathbf{r}_2) + \psi_1(\mathbf{r}_2)\psi_2(\mathbf{r}_1))$$

$$\psi_A : \frac{1}{\sqrt{2}}(\psi_1(\mathbf{r}_1)\psi_2(\mathbf{r}_2) - \psi_1(\mathbf{r}_2)\psi_2(\mathbf{r}_1))$$

Effettuando il calcolo perturbativo su queste funzioni d'onda si ottiene:

$$E = \begin{cases} E_0 + J & \rightarrow \varphi_1 = \psi_S \chi_A \\ E_0 - J & \rightarrow \varphi_2 = \psi_A \chi_S \end{cases}$$

Dove J è l'integrale di scambio. L'hamiltoniana separa quindi gli stati con spin diverso, e per questo motivo Werner Karl Heisenberg trovò un operatore che distinguesse gli stati con spin diverso e che potesse quindi descrivere la precedente interazione. Tale operatore è:

$$\mathbf{s}_1 \cdot \mathbf{s}_2 = \begin{cases} -\frac{3}{4} & \rightarrow \varphi_1 \\ \frac{1}{4} & \rightarrow \varphi_2 \end{cases}$$

Da cui l'Hamiltoniana di Heisenberg:

$$H_{Heisenberg} = -2J\mathbf{s}_1 \cdot \mathbf{s}_2$$

Modello di Weiss

Il modello di Weiss propone di generalizzare la hamiltoniana di Heisenberg per un sistema con più elettroni utilizzando una approssimazione di campo medio: un elettrone risente di un'interazione dovuta alla media del campo generato dagli altri elettroni.

L'hamiltoniana del sistema diventa quindi:

$$H_{magn} = g_0\mu_B\mathbf{s}(\mathbf{r}) \cdot \mathbf{B} - \sum_{\mathbf{r}'} J(\mathbf{r} - \mathbf{r}')\mathbf{s}(\mathbf{r})\mathbf{s}(\mathbf{r}') = \mathbf{s}(\mathbf{r}) \cdot \left(g_0\mu_B\mathbf{B} - \sum_{\mathbf{r}'} J(\mathbf{r} - \mathbf{r}')\mathbf{s}(\mathbf{r}') \right) =$$

$$= \mathbf{s}(\mathbf{r})g_0\mu_B \left(\mathbf{B} - \frac{1}{g_0\mu_B} \sum_{\mathbf{r}'} J(\mathbf{r} - \mathbf{r}')\langle \mathbf{s}(\mathbf{r}') \rangle \right)$$

dove si è posto g_0, μ_B rispettivamente il fattore giromagnetico e il magnetone di Bohr.

Sostituendo il momento magnetico:

$$\mathbf{m} = -g_0 \mu_B \mathbf{s}$$

ed il vettore magnetizzazione:

$$\mathbf{M} = \frac{N}{V} \langle \mathbf{m} \rangle$$

si ha:

$$H_{magn} = -\mathbf{m}(\mathbf{r}) \left(\mathbf{B} + \sum_{\mathbf{r}'} \frac{J(\mathbf{r} - \mathbf{r}')}{(g_0 \mu_B)^2} \frac{V}{N} \mathbf{M} \right)$$

Quindi, in definitiva:

$$H_{magn} = -\mathbf{m}(\mathbf{r})(\mathbf{B} + \lambda \mathbf{M})$$

Si nota l'analogia con il paramagnetismo di Langevin, in cui si fa lo stesso studio a patto di sostituire il campo magnetico con un campo magnetico efficace dato da:

$$\mathbf{B} + \lambda \mathbf{M}$$

Esiste quindi una temperatura critica di Curie:

$$T_C = \frac{J_0 s(s+1)}{3k}$$

al di sotto della quale si manifestano gli effetti del ferromagnetismo. Le quantità s e k sono l'autovalore dello spin e la costante di Boltzmann, mentre J_0 è dato da:

$$\sum_{\mathbf{r}'} \frac{J(\mathbf{r} - \mathbf{r}')}{(g_0 \mu_B)^2}$$

Avvolgimenti

In una macchina elettrica gli avvolgimenti sono realizzati mediante opportune interconnessioni di bobine induttive.

Possono essere avvolgimenti induttori e indotti, ed essere posizionati indifferentemente su statore-rotore e viceversa. Si fa eccezione per i trasformatori in cui gli avvolgimenti sono detti primario e secondario.

Dal punto di vista costruttivo possono essere concentrati (poli salienti) e distribuiti (a gabbia).



Statore

Lo **statore**, in una macchina avente parti in movimento, è l'insieme delle parti fisse. Il termine è di uso comune nelle macchine rotanti, quali i motori elettrici, le turbine o altre macchine, in quanto contrapposto al rotore (parte mobile).

Lo statore ha la funzione di sostenere, almeno parzialmente, la macchina. Se abbiamo a che fare con una macchina motrice a fluido ad azione lo statore ha anche la funzione di far avvenire tutta l'espansione al suo interno, nelle macchine elettriche invece, è parte del circuito magnetico insieme al rotore e contiene gli avvolgimenti indotti o induttori

Tipo di statore e caratteristiche

Nelle macchine elettriche, lo statore può essere costituito in vari modi:

- *Magneti permanenti*, sistema usato nei motori in corrente continua, dove è costituito da magneti ed ha una superficie liscia.
- *Avvolto*, sistema usato nei motori in corrente alternata, nei motori universali, nel motore brushless e nel motore passo-passo, dove è costituito da lamierini in lega acciaio-silicio di spessore variabile da mezzo millimetro fino a svariati millimetri, o da acciaio massiccio, isolati tra di loro. Questo dipende da quanto lo statore viene interessato da flussi magnetici variabili nel tempo: più il flusso magnetico sarà variabile, minore sarà lo spessore dei lamierini. Questo perché la variazione di flusso nei materiali ferromagnetici (come l'acciaio) provoca la circolazione di correnti senza impieghi utili, chiamate correnti parassite e la perdita di energia dovuta alla magnetizzazione non lineare del materiale. Un'altra variabile è il numero di cave e quindi di matasse accolte: maggiore saranno le matasse e minore sarà la vibrazione dell'albero motore, questo perché si avrà un passaggio più morbido tra un campo magnetico di una fase elettrica a un campo magnetico della fase elettrica successiva.



Statore di un motore in corrente alternata

Motore brushless

Il **motore brushless** ("senza spazzole") è un motore elettrico a corrente continua (BLDCM, Brushless Direct Current Motor) o alternata (PMSM, Permanent Magnet Synchronous Motor) (dipende dalla configurazione di costruzione) avente il rotore a magneti permanenti e lo statore a campo magnetico stazionario (BLDCM) o rotante (PMSM). A differenza di un motore a spazzole non ha quindi bisogno di contatti elettrici striscianti (spazzole) sull'albero del rotore per funzionare. La commutazione della corrente circolante negli avvolgimenti dello statore, e quindi la variazione

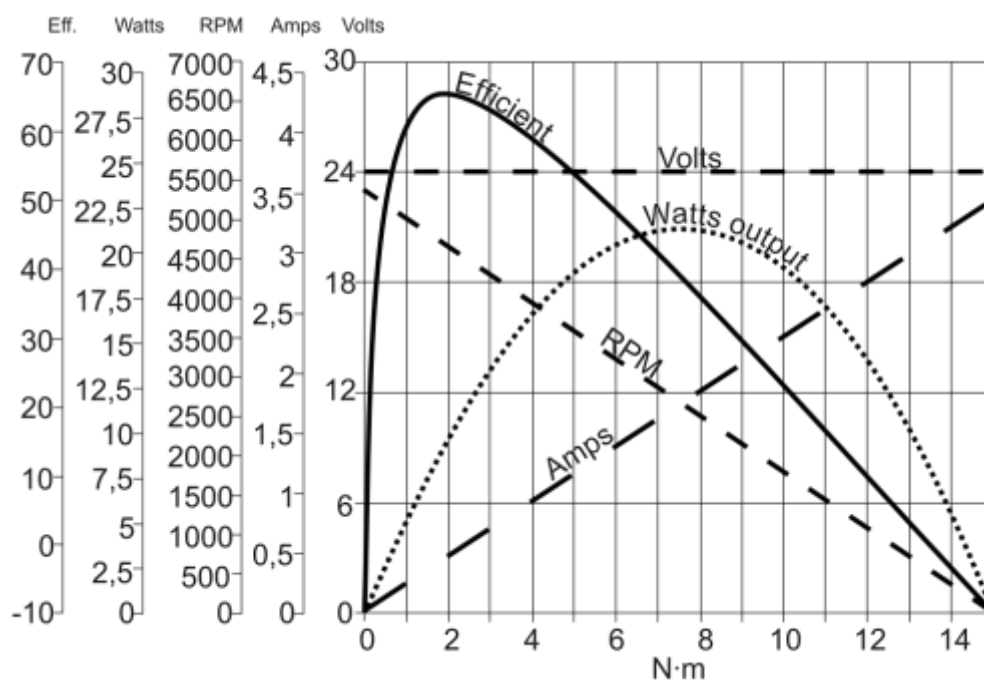
dell'orientamento del campo magnetico da essi generato, avviene elettronicamente. Ciò comporta una minore resistenza meccanica, elimina la possibilità che si formino scintille al crescere della velocità di rotazione, e riduce notevolmente la necessità di manutenzione periodica. Un motore molto simile è il motore passo-passo, che si differenzia dal motore brushless per il fatto che gli avvolgimenti dello statore non sono alimentati tutti contemporaneamente, ma in modo ciclico cosicché i campi magnetici da essi generati determinino una rotazione del rotore ottenendo un preciso posizionamento dello stesso.

Descrizione

In un motore a spazzole, il contatto meccanico delle spazzole con il collettore rotante sull'asse del rotore chiude il circuito elettrico tra l'alimentazione e gli avvolgimenti sul rotore invertendo periodicamente il verso di circolazione della corrente nelle spire degli avvolgimenti rotorici, realizzando così l'inversione delle forze elettrodinamiche che agiscono sulle spire stesse.

In un motore brushless il rotore è privo di avvolgimento ed è invece dotato di magneti permanenti, mentre il campo magnetico generato dagli avvolgimenti sullo statore è variabile. Poiché il motore funziona in corrente continua, per realizzare la rotazione del campo magnetico generato nello statore, un circuito elettronico, composto da un banco di transistor di potenza comandati da un microcontrollore che controlla la commutazione della corrente, comanda l'inversione di corrente e quindi la rotazione del campo magnetico. Dato che il controllore deve conoscere la posizione del rotore rispetto allo statore per poter determinare l'orientamento da dare al campo magnetico, esso viene solitamente collegato a un sensore a effetto Hall, come il Pick-up o a un più preciso resolver ad albero cavo.

Il rendimento di queste macchine è mediamente maggiore rispetto ai motori a corrente continua asincroni e il rendimento può arrivare a 0,98.



Curve caratteristiche di un motore brushless di potenza molto contenuta

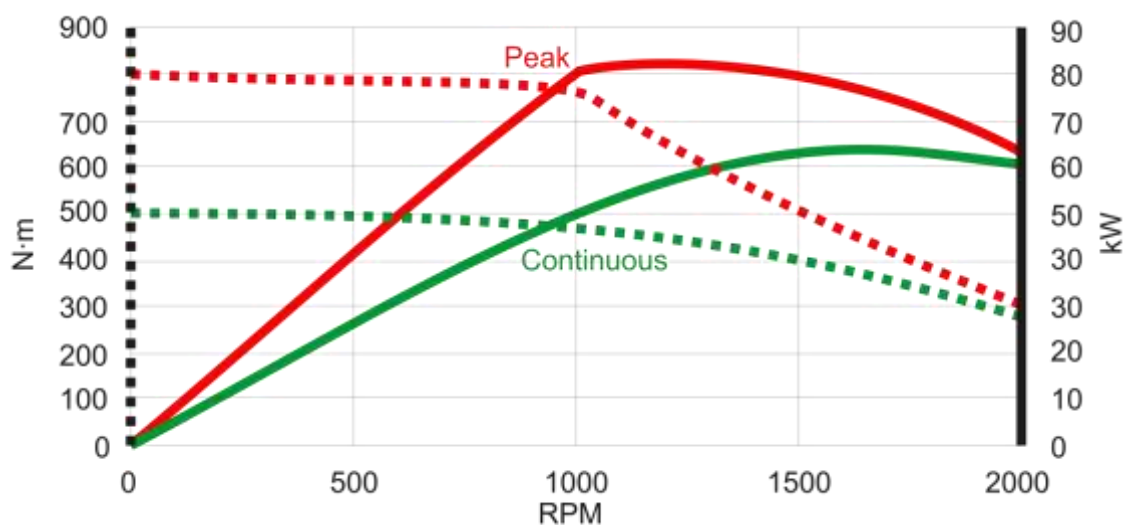
Applicazioni

Esistono applicazioni navali di tali motori con tecnologie a superconduzione che hanno potenze dell'ordine di MW. Ultimamente sono molto utilizzati in campo industriale e impiegati nelle macchine automatiche che necessitano di movimenti precisi e veloci con ingombri decisamente contenuti e grande versatilità, offerta anche da apparecchiature di controllo programmabili molto sofisticate che danno un completo controllo e diagnostica del motore.

Questa tipologia di motore viene utilizzata nella Formula E.

Recentemente, grazie alla spinta commerciale legata alla richiesta di prodotti ad elevata efficienza energetica nel settore civile, sono stati introdotti sul mercato del condizionamento e della refrigerazione, dove possono ottenere elevati benefici in termini di consumi a favore dei grandi utilizzatori (ad esempio: la grande distribuzione organizzata che li può installare sui ventilatori che operano sugli scambiatori dei banchi frigo; gli uffici di ampie dimensioni, che li possono montare nei fan coil utilizzati nei sistemi di condizionamento distribuito).

Con la diminuzione dei costi dei sistemi di controllo elettronici, prodotta da economie di scala, è divenuta di rilievo la maggiore convenienza e conseguente estensione di utilizzo dei motori brushless anche per l'azionamento di bicicli, motocicli, e autoveicoli a trazione elettrica.



Curve caratteristiche di un motore brushless in mozzo ruota, come si può notare le caratteristiche sono differenti a seconda del tipo di lavoro, se prolungato e costante nel tempo o del tipo impulsivo.

Vantaggi

Il primo notevole vantaggio riguarda la vita attesa del motore, dato che le spazzole sono il "punto debole" di un motore elettrico. L'assenza di spazzole elimina anche la principale fonte di rumore elettromagnetico presente nei motori elettrici in corrente continua.

L'ingombro è limitato rispetto alla potenza e soprattutto rispetto alla coppia che questi motori riescono ad erogare. In termini di efficienza, i motori brushless lavorano sempre in condizioni di rendimento ottimali. Non dovendo generare il campo magnetico rotorico

hanno efficienze maggiori. L'assenza di scintille è fondamentale quando il motore opera in ambienti saturi di composti organici volatili come i carburanti.

In questo tipo di motori i magneti permanenti sono posizionati sul rotore e sono realizzati con speciali materiali che permettono di avere un'inerzia rotorica molto bassa, cosa che permette di avere un controllo estremamente preciso sia in velocità sia in accelerazione.

Svantaggi

Il principale svantaggio di questo tipo di motori sta nel maggiore costo. A differenza dei motori a spazzole, infatti, il controllo viene effettuato elettronicamente da un controller, un dispositivo elettronico fornito dal costruttore del motore o da terze parti, quindi al costo del motore va aggiunto il costo del sistema di controllo. Per i motori a spazzole il "controllo" è realizzato da un potenziometro o un reostato (sistemi poco efficienti, ma estremamente economici) per la regolazione della velocità. La resistenza variabile, potenziometro o un reostato che sia, consente di variare l'intensità di corrente assorbita dai motori. Questo sistema di controllo può anche essere utilizzato per più motori analoghi in parallelo, mentre ogni motore brushless deve essere controllato da un suo dispositivo "controller".

Motore passo-passo

Il **motore passo-passo** spesso chiamato anche **step** o **stepper** è un motore elettrico sincrono in corrente continua pulsata con gestione elettronica senza spazzole (brushless) che può suddividere la propria rotazione in un grande numero di passi (step). La posizione del motore può essere controllata accuratamente senza dover ricorrere al controllo ad anello chiuso (feedback) se la taglia ed il tipo di motore sono scelti in modo adeguato all'applicazione.

È considerata la scelta ideale per tutte quelle applicazioni che richiedono precisione nello spostamento angolare e nella velocità di rotazione, quali la robotica, le montature dei telescopi ed i servomeccanismi in generale. Un motore simile è il motore brushless, che si differenzia per uno statore che viene alimentato perennemente in tutte le sue parti e non a rotazione, questo conferisce maggiori velocità di rotazione e potenze, ma non permette un controllo altrettanto preciso della posizione del rotore.

Vantaggi dei motori passo passo

- Se costruiti con tecnologia comune hanno un costo non elevato, relativamente ad altri tipi di motore con analoghe prestazioni.
- È possibile realizzare azionamenti di precisione controllati da computer in catena aperta, cioè senza utilizzare sensori di posizione o di velocità. Sono quindi utilizzabili con relativa semplicità e senza richiedere particolare potenza di calcolo.
- Hanno un'elevata robustezza meccanica ed elettrica: infatti non esistono contatti elettrici striscianti e, se necessario, possono essere realizzati anche in ambiente completamente stagno.
- È facile far compiere all'albero piccole rotazioni angolari arbitrarie in ambedue i versi e bloccarlo in una determinata posizione.
- La velocità di rotazione può essere molto bassa anche senza l'uso di riduttori meccanici.
- Hanno molto spesso momento d'inerzia piuttosto basso.

- Sono molto stabili nella posizione a rotore bloccato e non presentano pendolamenti come accade nei sistemi brushless.
- Se dimensionati bene non necessitano di alcuna taratura.

Difetti dei motori passo passo

- Richiedono sempre circuiti elettronici per il pilotaggio, in genere di tipo digitale.
- Hanno un funzionamento a scatti e producono vibrazioni, soprattutto ai bassi regimi e se si adottano le tecniche di pilotaggio più semplici.
- Il loro rendimento energetico dipende dalla tecnologia costruttiva adottata. La coppia misurata in Nm (Newton per metro), a parità di assorbimento in corrente, dipende spesso dal tipo di pilotaggio elettrico/elettronico adottato.
- Permettono una velocità di rotazione massima intorno a 1000-1500 rpm. Esistono tuttavia motori che raggiungono i 4000-5000 rpm tramite sistemi di retroazione ad anello chiuso. La loro caratteristica di coppia tuttavia scende quasi esponenzialmente al crescere della velocità.
- Producono molto calore già dopo pochi minuti di funzionamento.

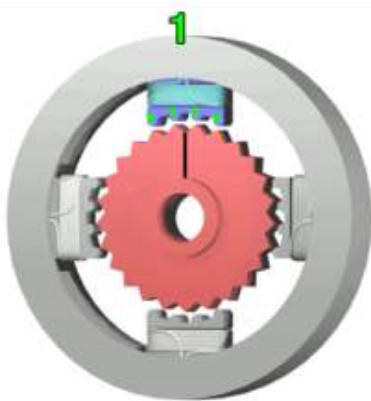
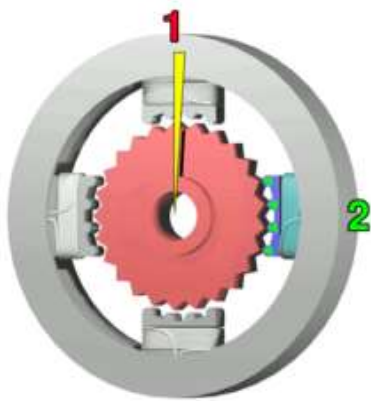
Il principio di funzionamento

I motori passo-passo sono motori che, a differenza di tutti gli altri, hanno come scopo quello di mantenere fermo l'albero in una posizione di equilibrio: se alimentati si limitano infatti a bloccarsi in una ben precisa posizione angolare.

Solo indirettamente è possibile ottenerne la rotazione: occorre inviare al motore una serie di impulsi di corrente, secondo un'opportuna sequenza, in modo tale da far spostare, per scatti successivi, la posizione di equilibrio.

È così possibile far ruotare l'albero nella posizione e alla velocità voluta semplicemente contando gli impulsi ed impostando la loro frequenza, visto che le posizioni di equilibrio dell'albero sono determinate meccanicamente con estrema precisione.

Esempio grafico con un motore a 100 passi

	
<p>L'elettromagnete in alto (1) viene eccitato, attraendo il dente più vicino di un attrezzo a forma di rotore metallico. Con il dente allineato all'elettromagnete 1, inizierà la rotazione verso l'elettromagnete 2.</p>	<p>L'elettromagnete in alto (1) viene spento e viene eccitato l'elettromagnete a destra (2), tirando il dente successivo leggermente verso destra. Questo processo produce una rotazione di 3.6° in questo esempio.</p>

<p>L'elettromagnete in basso (3) viene eccitato; si verifica un'altra rotazione di 3.6°.</p>	<p>L'elettromagnete a sinistra (4) viene eccitato, si ha un'altra rotazione di 3.6°. Quando l'elettromagnete in alto (1) sarà di nuovo eccitato, i denti del rocchetto dovranno ruotare nella posizione successiva; poiché vi sono 25 denti, occorrono 100 passi per realizzare una rotazione completa.</p>

La costruzione elettromeccanica

I motori passo-passo si dividono tradizionalmente in tre grandi gruppi: *motori a magnete permanente*, *motori a riluttanza variabile* e *motori ibridi*; questi ultimi sono i migliori. In realtà la quasi totalità di quelli oggi reperibili sono proprio del terzo tipo.



Struttura di un motore passo-passo

Un motore ibrido è costituito da un rotore e da uno statore; nella fotografia a lato è riportato un esemplare non particolarmente recente in cui si vede chiaramente la struttura.

Il rotore appare come una coppia di ruote dentate affiancate e solidali all'albero (i "denti" sono chiamati coppette) costituite da un nucleo magnetico (le due ruote sono permanentemente magnetizzate, una presenta la polarità nord e l'altra la polarità sud) e le coppette in materiale ferromagnetico. Il numero di denti è variabile, essendo 50 in assoluto il numero più frequente. I denti delle due ruote non sono allineati. Fra essi vi è uno sfasamento esattamente pari ad $1/2$ del passo dei denti: il dente di una delle due sezioni corrisponde quindi alla valle dell'altra. Nel rotore non sono presenti fili elettrici e

quindi manca completamente ogni connessione elettrica tra la parte in movimento e quella fissa. In genere il rotore è montato su cuscinetti a sfera, anche nei modelli economici.

Lo statore appare come il classico insieme di avvolgimenti ed il circuito magnetico è costituito da 4 o, più frequentemente, 8 "espansioni polari" (otto in quello mostrato nella fotografia). All'interno dello statore sono presenti piccoli denti che si affacciano esattamente a quelli del rotore o meglio, sono esattamente affacciati al rotore solo il gruppo di denti appartenenti ad una espansione polare e a quella opposta; le altre coppie sono sfalsate rispettivamente di $1/4$, $1/2$ e $3/4$ del passo dei denti. Avvolti intorno ai poli magnetici dello statore ci sono i fili che, opportunamente percorsi da corrente, generano il campo magnetico.

All'esterno sono evidentemente presenti le alimentazioni dei vari avvolgimenti; in pratica le fasi possono essere avvolte secondo due schemi:

- Sono presenti due soli avvolgimenti (avvolti su più espansioni polari) e quindi all'esterno arrivano due sole coppie di fili: in questo caso si parla di *motori bipolari* in quanto la corrente dovrà percorrere le fasi nei due versi al fine di creare gli opportuni campi magnetici.
- Sono presenti quattro avvolgimenti avvolti a coppie, in antiparallelo, sulle espansioni polari; all'esterno arrivano almeno cinque fili (spesso sono infatti presenti delle connessioni interne al motore tra le varie fasi). Si parla in questo caso di *motori unipolari* in quanto la corrente nella singola fase ha sempre lo stesso verso. È possibile creare due campi magnetici opposti semplicemente scegliendo in quale dei fili far passare la corrente.

Un tipo particolare di motore passo-passo è utilizzabile sia in configurazione unipolare sia in configurazione bipolare: si tratta di quelli a 6 o 8 fili.

Il numero di differenti posizioni di equilibrio presenti in una rotazione completa dell'albero è in genere indicato come passi per giro e dipende del numero dei denti del rotore e dai poli dello statore, non dal numero di fili uscenti o dal numero delle fasi. Il numero di passi per giro è spesso stampato sul contenitore ed espresso in gradi.

L'azionamento dei motori passo passo

L'azionamento dei motori passo passo viene realizzato con un computer, un PLC, un microcontrollore o un circuito elettronico. Sostanzialmente si collegano le bobine a dei transistor di potenza e i transistor a ciò che li comanda. Per i motori unipolari, che hanno quattro bobine A, An, B e Bn, la sequenza è: A-An-B-Bn (per un senso di rotazione) Bn-B-An-A (per l'altro). La corrente deve circolare nelle bobine sempre nello stesso verso. Per i motori bipolari, che hanno due bobine A e B, la sequenza è A-B-A*-B* (o B*-A*-B-A per il verso contrario di rotazione). Con * si indica che la corrente circola in senso opposto. I motori di questo tipo si scaldano molto perché la corrente circola anche dopo aver fatto il passo. Il vantaggio è quello di poter mantenere il motore bloccato nella posizione voluta.

Applicazioni

Queste caratteristiche li rendono adatti all'utilizzo nei lettori Floppy disk, CD, DVD, Disco rigido (HDD), nelle stampanti in 3D e anche nelle versioni più grandi nell'aeromodellismo, automodellismo e navimodellismo.



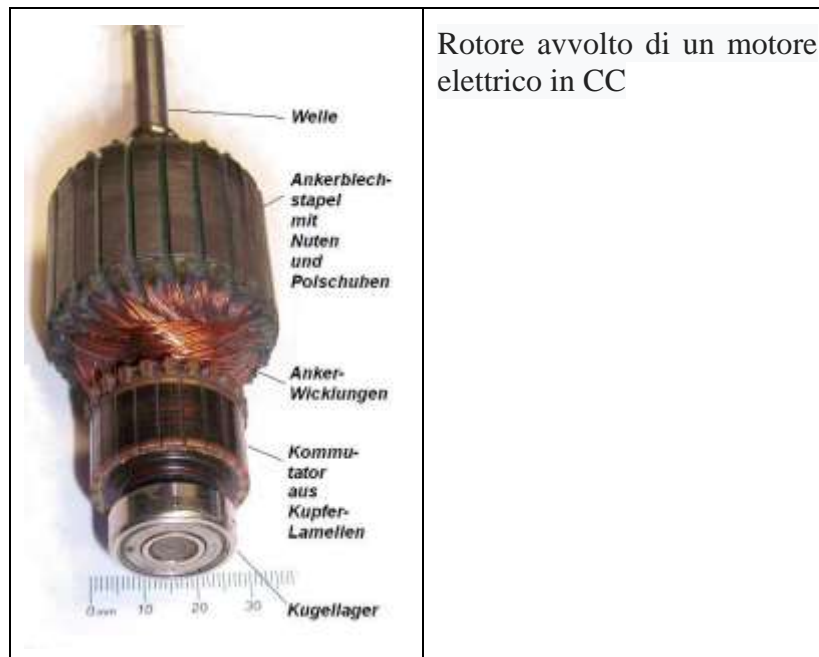
Motore passo-passo di un HDD


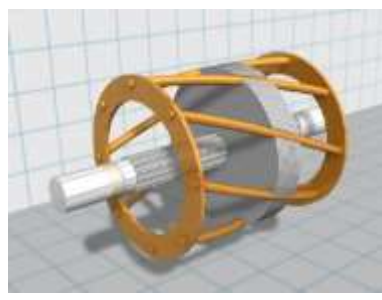

Rotore (in elettrotecnica)

Il **rotore** (definito anche come **indotto** nei motori in corrente alternata), in una macchina avente parti in movimento, è l'insieme delle parti rotanti. Il termine è di uso comune nelle macchine rotanti, quali i motori elettrici, le turbine o altre macchine, in quanto contrapposto allo statore (parte fissa).

Tipo di rotore

Il tipo di rotore cambia a seconda del tipo di motore elettrico. Il movimento avrà luogo in funzione della velocità angolare ω della coppia motrice e coppia resistiva ed il tutto sarà influenzato anche dagli attriti. Il grafico cartesiano descrive l'andamento delle coppie al variare della velocità angolare ω e viene chiamato caratteristica meccanica.



	<p>Rotore di un motore elettrico in AC</p>
	<p>Struttura della gabbia di scoiattolo</p>
	<p>Rotore bobinato di un motore elettrico in CC</p>

Motori in corrente alternata

L'indotto dei motori monofase, bifase e trifase, a seconda del loro tipo di funzionamento, può essere a:

1. **Gabbia di scoiattolo**; questo tipo di rotore viene utilizzato per il motore asincrono e a seconda del tipo d'accorgimenti adoperati, questi possono essere di varie tipologie:
 - *A gabbia resistente*, si tratta di una particolare conformazione del rotore a gabbia di scoiattolo (di solito è una versione a singola gabbia), che si differenzia per l'utilizzo degli anelli in acciaio inox di ridotto spessore, che oltre a permettere un'elevata coppia di spunto, che ha il suo valore massimo a rotore fermo (curva discendente), permette d'avere correnti d'assorbimento estremamente ridotte.
 - *A singola gabbia di scoiattolo*; rotore costituito da una singola gabbia, caratterizzata da barre d'alluminio equidistanti dall'albero motore, collegate in parallelo tra loro.
 - *A coppa*; tecnica costruttiva che permette grazie alla riduzione della quantità di metallo per il supporto delle barre della gabbia di scoiattolo, limitandone la semplice copertura e fissaggio a un solo lato all'albero motore (conferendone la forma a coppa), di risparmiare peso e inerzia, e di ridurre la resistenza meccanica del rotore.

- *A doppia gabbia di scoiattolo*; si differenzia dalla singola gabbia di scoiattolo perché utilizza una gabbia esterna ed una interna, questo accorgimento permette d'avere una migliore coppia ai bassi regimi di rotazione, infatti ai bassi regimi di rotazione il campo magnetico indotto è più vicino all'asse dell'indotto/rotore e utilizzando una gabbia di scoiattolo più piccola, quindi con barre più vicine all'albero motore e con una maggiore resistenza elettrica riesce a fruttare meglio questo campo magnetico indotto, che porta ad avere correnti indotte nelle gabbie di scoiattolo.
 - *A barre profonde*; si differenzia dai precedenti rotor menzionati sopra per via dell'utilizzo di una singola gabbia di scoiattolo, che possiede delle barre allungate verso l'asse di rotazione e questo permette d'avere una curva di coppia più lineare rispetto al sistema a doppia gabbia di scoiattolo, la quale è caratterizzata da un passaggio brusco con il cambio d'eccitazione della gabbia.
2. **Rotore avvolto con collettore ad anelli coassiali**; questo tipo di rotore viene utilizzato per il motore asincrono per poter regolare la resistenza dei circuiti rotorici tramite la variazione dei reostati che venivano collegati in serie agli avvolgimenti rotorici, aumentando la resistenza si migliora la coppia ai bassi regimi.
 3. **A espansioni polari**; questo tipo di rotore viene utilizzato per il motore sincrono o l'alternatore sincrono e le espansioni polari sono ottenute o tramite:
 - Magnet permanenti, in questo caso il motore o alternatore ha un albero motore con tante coppie polari quante sono le coppie polari statoriche, indifferentemente dal tipo di motore (trifase o monofase). Unica eccezione si ha negli alternatori trifase o bifase motociclistici, dove gli alternatori non sono dei veri alternatori trifase o bifase, ma sono tre o due alternatori monofase disposti equidistanti, soggetti a tre o due coppie polari, quindi si hanno tre o due onde sinusali non sfasate.
 - *Elettromagneti*, questi elettromagneti sono alimentati a seconda del motore/alternatore trifase o monofase tramite la rete trifase o monofase e tali espansioni devono essere una per fase e per coppia polare (quindi in caso di alternatore trifase a due poli si hanno tre elettromagneti, in caso di alternatore trifase a quattro poli si hanno sei elettromagneti).

Motori in corrente continua

L'indotto dei motori in corrente continua o universali può essere del tipo:

- **Magneti permanenti**; sistema utilizzato dal motore brushless e dal motore passo-passo
- **Avvolto**; sistema utilizzato dalla quasi totalità dei motori in corrente continua e dai motori universali, dove le varie matasse vengono eccitate in un determinato ordine tramite un collettore a spazzole.
- **Bobinato**; tecnica costruttiva che permette di risparmiare peso e inerzia grazie alla riduzione del metallo utilizzato per il supporto delle bobine e vincolarle a un solo lato all'albero motore (conferendone la forma a coppa), ma che riduce la resistenza meccanica del rotore.

Modi in cui può essere disposto un rotore

Il rotore può essere disposto in vari modi:

- **Interno**, questa è la disposizione più comune, in quanto permette una maggiore resistenza della macchina e migliore flessibilità d'utilizzo e sicurezza dell'operatore.
- **Esterno**, questa configurazione viene usata per gli alternatori a uso motociclistico, in modo che il rotore funga da volano, mentre per gli altri mezzi di trasporto si rimane nella soluzione classica.
- **Assiale**, questa configurazione è caratterizzata da rotore e statore di uguali dimensioni, posti l'un l'altro frontalmente, di modo che il rotore ruoti di fronte allo statore.

Gli isolanti

I materiali isolanti hanno la funzione di mantenere separati elettricamente conduttori in tensione. Devono presentare alta rigidità dielettrica, buona resistenza alle temperatura e stabilità in funzione della tensione a cui sono sottoposti.

Gli isolanti possono essere allo stato:

- gassoso (aria, idrogeno)
- liquido (oli minerali)
- solido (resine poliestere)

Rigidità dielettrica

In fisica la **rigidità dielettrica** è definita come il valore limite di campo elettrico, espresso comunemente in kV/mm (kilovolt su millimetro), oltre il quale si produce una conduzione di elettricità (scarica elettrica) attraverso il materiale dielettrico.

Se il campo elettrico supera tale valore, gli atomi o le molecole del materiale subiscono un processo di ionizzazione a valanga, che provoca un arco elettrico attraverso il materiale. A causa del calore e della pressione provocati dalla ionizzazione improvvisa il materiale subisce, se solido, alterazioni permanenti: può perforarsi, fessurarsi o anche incendiarsi.

La rigidità dielettrica determina il limite massimo di tensione sopportabile da un condensatore o da un cavo elettrico, oppure la distanza minima di separazione in aria che deve avere un conduttore in alta tensione per garantire l'isolamento.

Per molti materiali dielettrici, soprattutto se organici, la rigidità dielettrica a lungo termine è funzione della storia delle varie sollecitazioni (elettriche, termiche, meccaniche) sostenute dall'isolante nell'arco della intera vita. La rigidità si riduce man mano che il materiale dielettrico invecchia. Il valore della rigidità dielettrica è quindi funzione del tempo che si può così periodare: rigidità intrinseca, collasso elettromeccanico, streamer o arborescenza, collasso termico, tracciamento con degrado chimico fisico, scariche parziali.

Quando lo spessore di uno strato isolante si riduce a spessori di millesimi di millimetro, anche tensioni relativamente basse possono dare origine a campi elettrici elevatissimi e superare il valore di rigidità dielettrica. È questo il motivo per cui i circuiti integrati usati in elettronica sono particolarmente suscettibili di essere danneggiati da scariche elettrostatiche.

La determinazione del valore di rigidità dielettrica si effettua applicando valori progressivamente crescenti di differenza di potenziale tra due facce di un campione di dimensioni e forma standard di un materiale.

Nei fluidi, l'arco elettrico non ha effetti distruttivi (a meno che non si tratti di fluidi infiammabili o detonanti) e dopo la scarica il mezzo fluido ritorna isolante come prima, con identiche caratteristiche. La scarica elettrica può però provocare reazioni chimiche, per esempio la sintesi di ozono nell'aria. Per tensioni molto vicine alla rigidità dielettrica, nei fluidi si verifica l'effetto corona, dovuto al moto degli ioni presenti.

L'effetto corona o scarica effetto corona è un fenomeno per cui una corrente elettrica fluisce tra un conduttore a potenziale elettrico elevato ed un fluido neutro circostante, generalmente aria.

L'effetto si manifesta quando il gradiente di potenziale supera un determinato valore sufficiente a provocare la ionizzazione del fluido isolante ma insufficiente perché si inneschi un arco elettrico. Una volta ionizzato, il fluido diventa plasma e conduce elettricità. Il circuito elettrico si chiude quando la carica elettrica trasportata dagli ioni giunge lentamente al punto di potenziale di riferimento del generatore, solitamente la terra.

Se l'oggetto ad alto potenziale ha una parte appuntita, la densità di carica tende ad essere maggiore in quest'area, quindi il campo elettrico in corrispondenza risulta maggiore e l'aria circostante si porta ad un potenziale maggiore rispetto ad altre zone, per un fenomeno noto come potere disperdente delle punte, o "effetto punta". Per questo l'effetto corona può manifestarsi limitatamente in prossimità delle punte ma non su altre parti del conduttore. Da qui la ionizzazione può estendersi oppure no, in dipendenza dell'acutezza della punta. Se la ionizzazione continua ad aumentare invece di stabilizzarsi, si può aprire una via di plasma verso il punto a potenziale neutro fino all'innesco di una scintilla o di un arco.

La produzione dell'effetto corona implica generalmente l'utilizzo di due elettrodi, uno appuntito per aumentare la ionizzazione (la punta di un ago o un filo sottile) ed uno a bassa curvatura (una placca o la terra stessa).

Associato all'effetto corona si può avere emissione di luce, produzione di ozono e rumore caratteristico.

Rigidità dielettrica di alcuni materiali

Materiale	Rigidità dielettrica [kV/mm]
Aria secca a pressione standard	3
Acqua distillata	15
Olio minerale	7,5-16
Olio per trasformatori	12-17
Bachelite	10
Carta non trattata	6
Carta paraffinata	40-50
Gomma naturale	20-40
Mica	50-120
Polietilene	50
Politetrafluoroetilene	65
Porcellana	12-30
Vetro	25-100
Ossido di titanio	5

Strutture meccaniche

Sono tutte quelle parti che non sono in tensione ma che hanno funzione strutturale, come alberi, cuscinetti e carcasse.

Per la realizzazione di queste parti si utilizzano leghe di ferro con alta concentrazione di carbonio ($\geq 2,5\%$), ossia ghisa grigia per la costruzione delle carcasse, e ghisa malleabile per i pezzi di piccolo spessore e di forma complessa.

Per usi particolari con specifiche più spinte vengono impiegati acciai speciali.

Principio costruttivo

Il principio costruttivo e di funzionamento varia a seconda del tipo di generatore.

Generatore sincrono

La macchina è costituita da una parte cava fissa, chiamata statore, al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione, detta rotore.

Il rotore genera il campo magnetico rotante per mezzo di elettromagneti, in alternativa vengono utilizzati dei magneti permanenti che non necessitano di alimentazione. Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che sosterranno la corrente elettrica prodotta. La frequenza dei giri del

rotore è data dalla formula:
$$\text{Giri rotore/sec} = \frac{\text{Frequenza della corrente}}{\text{Numero di poli nello statore}}$$
. Unica eccezione si

ha negli alternatori trifase o bifase motociclistici, dove gli alternatori non sono dei veri alternatori trifase o bifase, ma sono tre o due alternatori monofase disposti equidistanti e soggetti a tre o due coppie polari per rotazione, quindi si hanno tre o due onde sinusoidali non sfasate.

La tipologia costruttiva varia notevolmente a seconda del tipo di macchina a cui sono accoppiati. Nel caso di alternatori siti in centrali idroelettriche, dove la turbina idraulica ruota a frequenze non troppo elevate, dell'ordine di poche centinaia di giri al minuto, l'avvolgimento rotorico sporge rispetto all'albero (si parla di macchina ad N "poli salienti"). La velocità dipende dalle caratteristiche della turbina idraulica ed è inversamente proporzionale al numero dei poli. Alternatori accoppiati a turbomacchine (turbine a gas o a vapore) hanno anche l'avvolgimento rotorico alloggiato in cave, ruotano a frequenze maggiori, comparabili con la frequenza di rete, e si distinguono ulteriormente per tipologia di raffreddamento, ad aria, acqua e ad idrogeno.

Il rendimento di questi alternatori è molto alto, intorno al 0,97 (97%) per scendere fino al 0,83 (83%).

Generatore asincrono

Nel caso invece si utilizzi come base un motore asincrono, tale motore viene utilizzato come generatore soltanto quando le potenze in gioco sono contenute e principalmente quando è collegato a una rete elettrica prevalente (rete nazionale), che è mantenuta in tensione da alternatori sincroni. Il motore asincrono per poter funzionare come generatore preleva energia reattiva dalla rete per magnetizzare il circuito rotorico (essendo i circuiti rotorici a gabbia di scoiattolo privi d'eccitazione), il rotore viene poi avviato tramite una sorgente energetica esterna (fonte meccanica) e portato in ipersincronismo (il rotore ruota più velocemente del campo magnetico dello statore), diventando generatore di energia. In questa condizione, mentre eroga potenza attiva verso la rete prevalente, assorbe contemporaneamente potenza reattiva per tenere alimentato il campo magnetico rotante. Secondo alcuni studi il rendimento di tali macchine dovrebbe essere attestato intorno a 0,6 (60%), per scendere fino a 0,4 (40%) risultando quindi molto inferiore in confronto al sistema sincrono, ma col vantaggio d'essere robusto e semplice da gestire, in quanto, in caso d'aumento della velocità dell'albero non si ha la sovralfrequenza (frequenza più elevata), ma fenomeni meccanici localizzati ad esempio nell'albero (come la frenatura).

Per far funzionare un generatore asincrono in isola (senza rete principale esterna in collegamento, ma essendo il solo generatore), si utilizzano dei condensatori collegati ai morsetti del motore, sia per l'uscita Trifase 220/380 con 3 condensatori 400 volt a stella 15 microfarad per kW, che per quella monofase a 230 V, con la tecnica del C-2C, due condensatori di cui il secondo ("2C") del valore doppio del primo ("c"), che forniscono la potenza reattiva necessaria al motore, permettendone il suo funzionamento come generatore. Il difetto di quest'applicazione è la necessità di un regolatore meccanico sul sistema di potenza (motore endotermico, turbina ecc) o elettronico a dissipazione situato a valle del motore/generatore asincrono in isola. Di conseguenza si avrà una frequenza e una tensione stabile al variare del carico elettrico allacciato. Questa tecnica si chiama IGC (*Induction Generator Controller*) ed è usata spesso nelle turbine idroelettriche anche oltre i 50 kW funzionanti in isola. Ovviamente servirà una resistenza elettrica (zavorra) atta a dissipare tutta la potenza prodotta. A volte sulle turbine idrauliche in isola si usa anche un misto tra le due tecniche, inutile dire che è assurdo usare tale sistema con motore

asincrono come generatore per un gruppo elettrogeno in isola: meglio un alternatore sincrono, infatti l'asincrono in isola si usa solo per le turbine idrauliche bi a bassa potenza, ma il carico dovrà essere prevalentemente resistivo, pena il rischio della diseccitazione, con conseguente perdita di tensione e aumento di velocità (fuga della turbina/motore primo). Gli asincroni si possono usare in parallelo alla rete che fornisce la tensione di eccitazione per le turbine idrauliche che cedono energia in parallelo alla rete nazionale.

Impieghi pratici

Sono molti gli utilizzi degli alternatori, che vengono impiegati in quasi tutte le centrali di produzione di energia elettrica le quali poi la trasformano in modo da consentirne il trasporto e la distribuzione per uso industriale e domestico. Il procedimento che alimenta meccanicamente l'albero dell'alternatore è simile a tutte le tipologie di centrali e si basa su una turbina o un motore endotermico. In questo caso rientrano quelle in grado di sfruttare l'energia potenziale, come le centrali idroelettriche, o l'energia termica del vapore, come le termoelettriche, le geotermiche e le termonucleari. In questi grandi alternatori, la tensione prodotta è nell'ordine di migliaia di volt, solitamente trifase alla frequenza di 50 Hertz (60 negli Stati Uniti e in pochi altri Paesi), che equivale a dire che l'alternatore deve compiere perennemente 50 giri al secondo indipendentemente dal carico a cui è sottoposto; al crescere o al diminuire del carico (ovvero degli utilizzatori collegati) non varia la velocità di rotazione, ma per mantenerla invariata è necessario aumentare o diminuire la portata della forza che lo fa muovere, questo perché ogni utilizzatore collegato aumenta la resistenza opposta al moto (forza contro-elettromotrice).

Grazie alla capacità raggiunta dall'industria elettronica nella miniaturizzazione dei componenti, l'alternatore ha progressivamente sostituito la dinamo nella produzione di energia elettrica nelle automobili ed in tutti gli altri veicoli a motore. Esso ha la funzione di mantenere carica la batteria, necessaria all'avviamento del motore ed alimentare tutte le funzioni elettriche di bordo. Poiché non esiste un mezzo per immagazzinare energia elettrica in corrente alternata, è presente un ponte raddrizzatore che ha la funzione di trasformarla in continua e consentirne così accumulo nella batteria. Anche nelle biciclette si è imposto l'uso di un piccolo alternatore, in sostituzione della dinamo, per alimentare i dispositivi di illuminazione.



Immagine storica: Alternatori utilizzati in una sala macchine di inizio Novecento (1909) di una centrale idroelettrica in Turkmenistan, (Impero Russo), per la produzione di energia elettrica.

Prove a vuoto e in cortocircuito

Queste prove (a vuoto e in cortocircuito) servono ad analizzare le caratteristiche dell'alternatore.

La prova a vuoto permette di ricavare la caratteristica di magnetizzazione e della f.e.m., per tale prova l'alternatore deve essere trascinato da un motore il quale deve vincere le perdite a vuoto del generatore, che ammontano allo 0,5÷4% della potenza nominale.

La prova in cortocircuito permette di ottenere la corrente di cortocircuito permanente, del rapporto di cortocircuito e il tracciamento della caratteristica di cortocircuito.

La forza elettromotrice (f.e.m.)

La **forza elettromotrice**, comunemente abbreviata in **f.e.m.**, è il rapporto tra il lavoro compiuto da un generatore elettrico per muovere le cariche (convenzionalmente positive) dal polo a basso potenziale al polo a potenziale più alto e l'unità di carica spostata. Sebbene la forza elettromotrice non sia conservativa, essa è numericamente uguale alla differenza di potenziale massima ai capi di un generatore elettrico sconnesso dal circuito elettrico.

La f.e.m. si differenzia da una differenza di potenziale, in quanto è sempre maggiore della differenza di potenziale utile presente quando il generatore viene connesso al circuito elettrico, dal momento che la resistenza interna del generatore riduce questa tensione. L'utilizzo della parola *forza* ha un significato differente da quello oggi generalmente accettato, cioè di forza in senso meccanico; essa, tuttavia, trova ancora applicazione, ad esempio, per esprimere la massima differenza di potenziale che un generatore di tensione produce fra i suoi poli o la differenza di potenziale fra gli elettrodi di una cella elettrochimica. In particolare, nel caso di una cella galvanica, la forza elettromotrice corrisponde alla differenza di potenziale che si instaura in corrispondenza dei morsetti della cella a circuito aperto (cioè in assenza di circolazione di corrente, ovvero all'equilibrio).

Cenni storici

Nel 1800, dopo un disaccordo professionale sulla risposta galvanica sostenuta da Luigi Galvani, Alessandro Volta sviluppò la nota pila voltaica, precursore della batteria, che produce una tensione costante ai suoi capi. Nei suoi studi Volta accanto ai concetti di "capacità" e di "quantità" usò per la prima volta il concetto di "tensione elettrica" per rendere conto delle proprietà intensive dell'elettricità.

Forza elettromotrice (f.e.m.) di un generatore

All'interno di un generatore elettrico si verificano processi che trasportano le cariche positive verso il polo positivo e le cariche negative verso quello negativo. Questi processi si oppongono alla repulsione fra cariche elettriche dello stesso segno. Essi possono essere di natura elettrochimica, elettromagnetica, termoelettrica, fotoelettrica, piezoelettrica e così via.

Il lavoro L necessario al trasporto delle cariche verso i rispettivi poli è direttamente proporzionale alla quantità di carica q ; la forza elettromotrice E è definita come quantità di lavoro compiuto per unità di carica, secondo la formula:

$$E = \frac{dL}{dq}$$

L'unità di misura SI della forza elettromotrice è il volt, la stessa che si impiega per misurare il potenziale e la tensione; l'unità di misura CGS è lo statvolt. Nelle formule, la forza elettromotrice viene indicata talora con le lettere f , e , E o V .

In un circuito chiuso, la differenza di potenziale ΔV misurata ai poli di un generatore reale risulta sempre leggermente inferiore alla forza elettromotrice del generatore per effetto della resistenza interna r_i dello stesso:

$$\Delta V = E - ir_i$$

Forza elettromotrice (f.e.m.) indotta

La forza elettromotrice indotta in un circuito chiuso è uguale all'opposto della variazione del flusso magnetico Φ_B che lo attraversa in una unità di tempo, come stabilisce la Legge di Faraday-Neumann-Lenz nella notazione di Newton:

$$E_B = -\dot{\Phi}_B$$

E per la definizione di induttanza elettrica $\Phi_B = LI$,

$$E_B = -d(LI)/dt$$

Il segno - è dovuto al fatto che la forza elettromotrice indotta si oppone alla variazione del flusso magnetico in virtù della legge di Lenz.

Nel caso in cui la variazione del flusso sia dovuta a una modifica meccanica del sistema, come ad esempio la riduzione dell'area di una spira, si parla di forza elettromotrice cinetica.

Funzionamento stazionario

L'alternatore, nella sua forma più semplice è composto da un solenoide investito da un campo magnetico vincolato a ruotare attorno ad un asse perpendicolare alle linee di campo. Consideriamo infatti le seguenti approssimazioni:

- circuiti magnetici lineari
- induzione magnetica al traferro radiale (equivalente a spessore del traferro trascurabile) e sinusoidale.
- arco di avvolgimento trascurabile
- frequenza meccanica rotorica costante $\dot{\omega} = 0$ (e pari per definizione di macchina sincrona alla frequenza di induzione)

Definiamo innanzitutto due coordinate generalizzate:

$$\theta = \cos^{-1} \left(\frac{\vec{B}_r \cdot \vec{R}_{s1}}{B_r R_{s1}} \right)$$

- l'angolo variabile del campo rotorico rispetto ad una fase statorica:

$$\omega t + \delta = \cos^{-1} \left(\frac{\vec{R}_r \cdot \vec{R}_{s1}}{R_r R_{s1}} \right)$$

Esprimiamo allora l'induzione magnetica rotorica vista dalla fase statorica:

$$B_r = B_{r \max} \cos(\theta - \omega t - \delta)$$

dove l'ampiezza (che per la bassa frequenza verifica la legge di Ampère, cioè senza corrente di spostamento):

$$B_{r \max} = \frac{\mu}{2d} N_r I_{r \max}$$

e quindi il flusso magnetico rotorico concatenato con la fase statorica di riferimento vale scegliendo la superficie semicilindrica interna dello statore:

$$\Phi_r = \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \vec{B}_r \cdot d(N_s \vec{h} \times \vec{R}\theta) = L_r(t) I_{r \max}$$

dove L_r è l'induttanza rotorica variabile, che risolvendo l'integrale vale:

$$L_r = \frac{\mu h R}{d} N_r N_s \cos(\omega t + \delta).$$

Corrispondentemente l'induzione magnetica di una fase statorica s_f su di un'altra è un'onda quadra di ampiezza:

$$2B_{sf} = \frac{\mu}{d} N_s I_{sf}$$

Poiché le spire occupano però di fatto un arco di avvolgimento non trascurabile, viene approssimata in serie di Fourier troncata al primo ordine:

$$B_{sf} = \frac{2}{\pi} \frac{\mu}{d} N_s I_{sf} \cos \theta_f$$

il coefficiente $2/\pi$ rende la media integrale del campo sinusoidale identica all'intensità del campo quadro:

$$\frac{2}{\pi} \int_0^{\frac{\pi}{2}} \cos \theta_f d\theta_f = \frac{2}{\pi}.$$

La corrente statorica è alternata con la stessa frequenza del campo rotore, quindi:

$$B_{sf} = \frac{2\mu}{2\pi d} N_s I_{sf \max} \cos \theta_f \cos(\omega t + \phi_f)$$

ed esprimendo ogni induzione nelle coordinate della fase di riferimento che ha angoli θ e φ , nel sistema a N_f fasi:

$$B_{sf} = B_{sf \max} \cos\left(\theta + \frac{2\pi f}{N_f}\right) \cos\left(\omega t + \phi + \frac{2\pi f}{N_f}\right)$$

con $B_{sf \max} = \frac{2\mu}{\pi d} N_s I_{sf \max}$.

In base alla seconda formula di Werner possiamo scomporre ogni induzione in due campi controrrotanti:

$$B_{sf} = \frac{B_{sf \max}}{2} \cos(\theta - \omega t - \phi) + B_{sf \max} \cos\left(\frac{4\pi f}{N_f} + \theta + \omega t + \phi\right)$$

Le induzioni sono sommabili se sono lineari; se inoltre le ampiezze delle correnti delle fasi statoriche sono uguali fra loro, lo saranno anche quelle delle induzioni magnetiche, quindi le possiamo portare fuori dalle sommatorie:

$$\begin{aligned} B_s &= \sum_{f=1}^{N_f} B_{sf} = \frac{B_{sf \max}}{2} \sum_{f=1}^{N_f} \cos(\theta - \omega t - \phi) + \frac{B_{sf \max}}{2} \sum_{f=1}^{N_f} \cos\left(\theta + \omega t + \phi + \frac{4n\pi}{N_f}\right) = \\ &= \frac{N_f}{2} B_{sf \max} \cos(\theta - \omega t - \phi) + \frac{B_{sf \max}}{2} 0 \end{aligned}$$

La prima è una sommatoria di termini costanti, la seconda invece risulta nulla perché i termini sono partizioni di due angoli giri in N_f parti.

Infine il flusso magnetico statorico concatenato la fase di riferimento vale:

$$\Phi_s = \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \vec{B}_s \cdot d(\vec{h} \times \vec{R}\theta) = L_s I_s(t)$$

dove L_{sb} è l'induttanza statorica L_s senza considerare la componente di dispersione L_{sd} , che risolvendo l'integrale vale:

$$L_{sb} = \frac{2\mu h R}{\pi d} N_s^2,$$

mentre I_s la corrente statorica totale riportata sulla fase, pari a:

$$I_s(t) = N_f I_{sf \max} \cos(\omega t + \phi),$$

Ora per il principio di sovrapposizione valido per circuiti magnetici lineari, e la legge di Faraday-Neumann-Lenz:

$$V(t) = -\dot{L}_r I_{r \max} - L_s \dot{I}_s = V_0 - L_s \dot{I}_s,$$

dove:

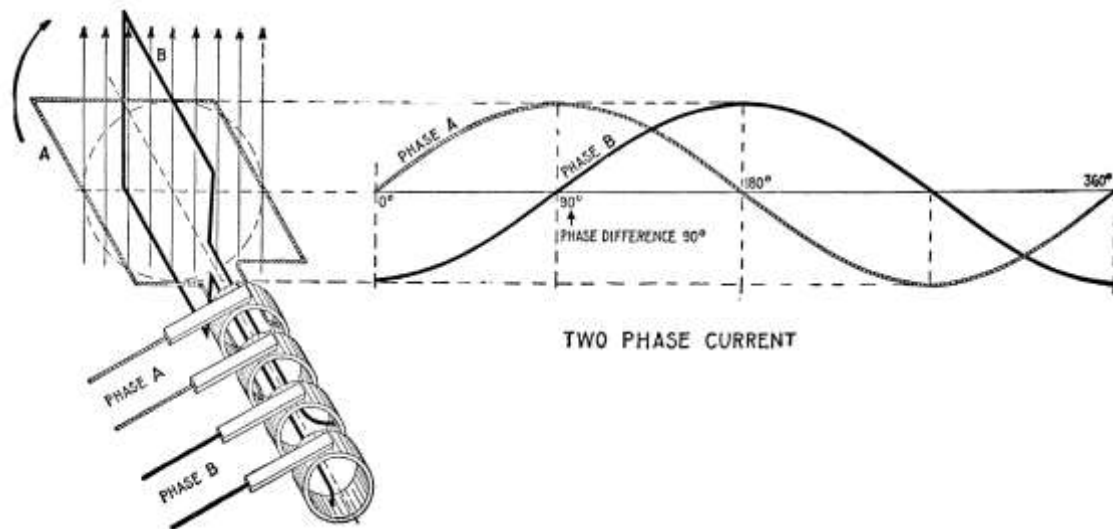
$$V_0 = \frac{\mu h R \omega}{d} N_r N_s I_{r \max} \sin(\omega t + \delta)$$

è detta tensione a vuoto dell'alternatore.

Eseguendo la trasformata di Fourier della precedente equazione, si ha:

$$V(\omega) = V_0 - jX_s(\omega)I_s(\omega),$$

dove $X_s = L_s\omega$, è la reattanza sincrona. Questo permette di delineare il circuito elettrico equivalente dell'alternatore.



Principio di funzionamento di un alternatore a 2 fasi.

Vantaggi tecnici rispetto ad una dinamo

I vantaggi tecnici nella produzione di energia elettrica rispetto alla dinamo sono sostanzialmente due:

- l'eliminazione di parti striscianti;
- la produzione di energia elettrica in corrente alternata anziché in corrente continua.

L'eliminazione delle spazzole, ovvero i contatti striscianti che hanno la necessità di un contatto meccanico con il collettore, riduce la quantità di parti necessarie alla sua costruzione e la necessità di una manutenzione periodica della macchina a causa del consumo delle parti in contatto. Benché la tecnologia negli anni abbia contribuito a migliorare le qualità meccaniche ed abbassare la resistenza elettrica nei materiali usati, il rendimento totale dalla macchina risente comunque delle frazioni di energia sottratte nella dinamo, per cui a parte i rari casi nei quali si renda necessario un utilizzo in corrente continua e non si possa utilizzare o risulti poco conveniente l'uso di un raddrizzatore, gli alternatori l'hanno sostituita quasi del tutto nel compito della produzione di energia elettrica.

CAPITOLO 8

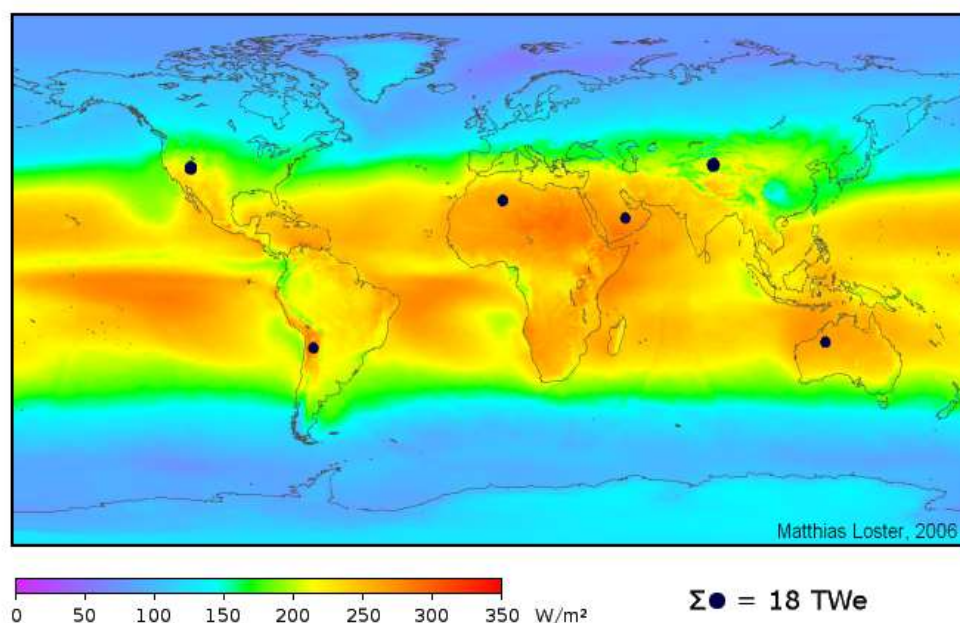
ENERGIA SOLARE

L'**energia solare** è l'energia associata alla radiazione solare e rappresenta la fonte primaria di energia sulla Terra.

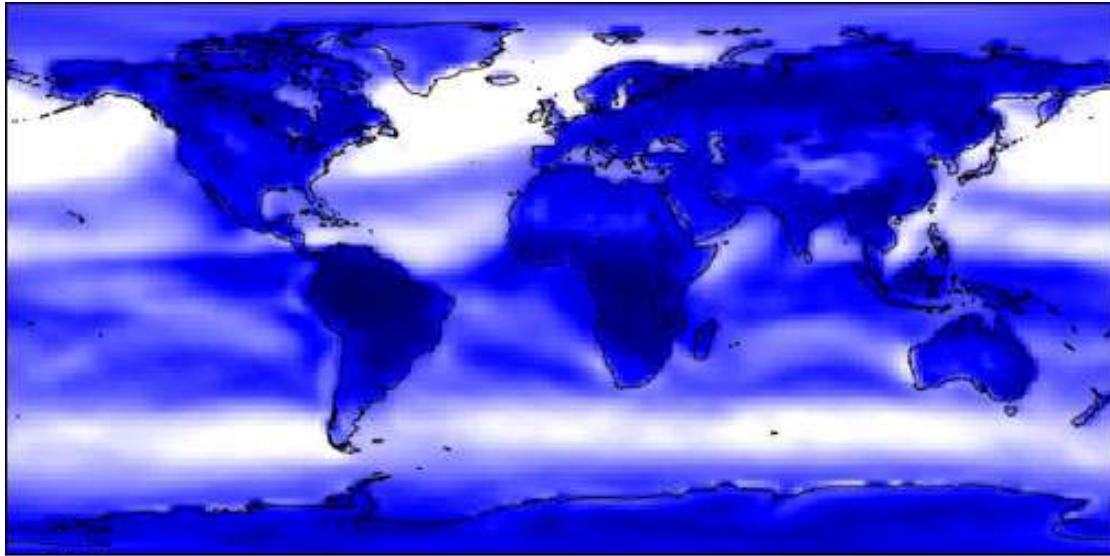
È, infatti, la forma di energia normalmente utilizzata dagli organismi autotrofi, cioè quelli che eseguono la fotosintesi, comunemente indicati come "vegetali" (da cui si originano anche i combustibili fossili); gli altri organismi viventi sfruttano, invece, l'energia chimica ricavata dai vegetali o da altri organismi che a loro volta si nutrono di vegetali e quindi in ultima analisi sfruttano anch'essi l'energia solare, se pur indirettamente.

Da questa energia derivano più o meno direttamente quasi tutte le altre fonti energetiche disponibili all'uomo quali i combustibili fossili, l'energia eolica, l'energia del moto ondoso, l'energia idroelettrica, l'energia da biomassa con le sole eccezioni dell'energia nucleare, dell'energia geotermica e dell'energia delle maree. Può essere utilizzata direttamente a scopi energetici per produrre calore o energia elettrica con varie tipologie di impianto.

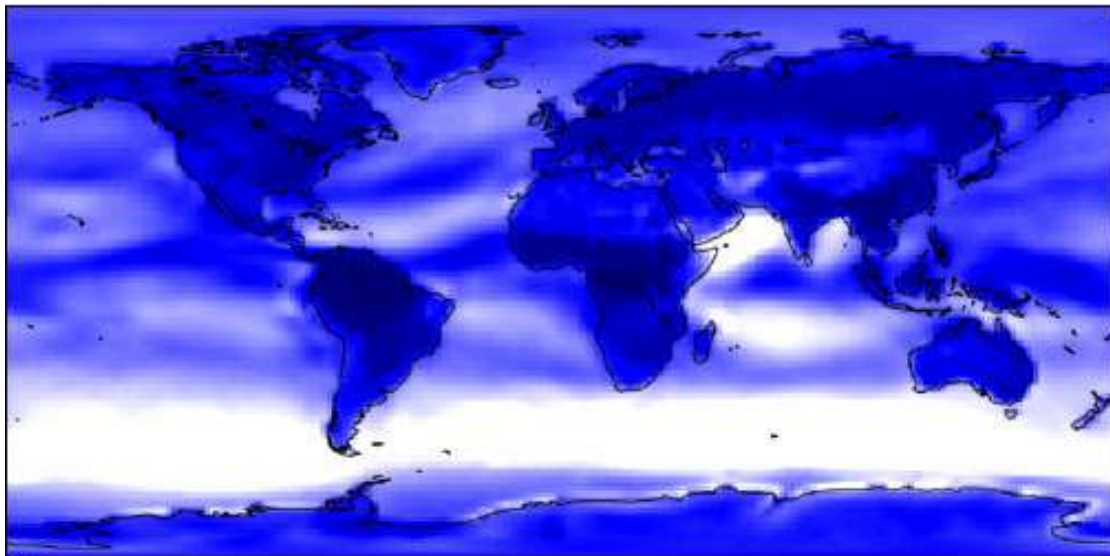
Sulla Terra il valore di tale energia (a livello locale o globale, giornaliera, mensile o annuale) si può calcolare come il prodotto tra l'insolazione media, l'eliofanìa nell'intervallo di tempo considerato e la superficie incidente considerata.



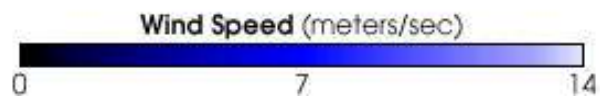
Risorse globali di energia solare. I colori sulla mappa indicano la potenza media che raggiunge la Terra, in un periodo di tre anni dal 1991 al 1993 (24 ore al giorno, tenendo conto anche della copertura nuvolosa indicata dai satelliti meteorologici). La scala è in watt per metro quadrato. L'area necessaria per fornire l'energia equivalente alla richiesta primaria di energia attuale è indicata dai dischetti scuri.



January

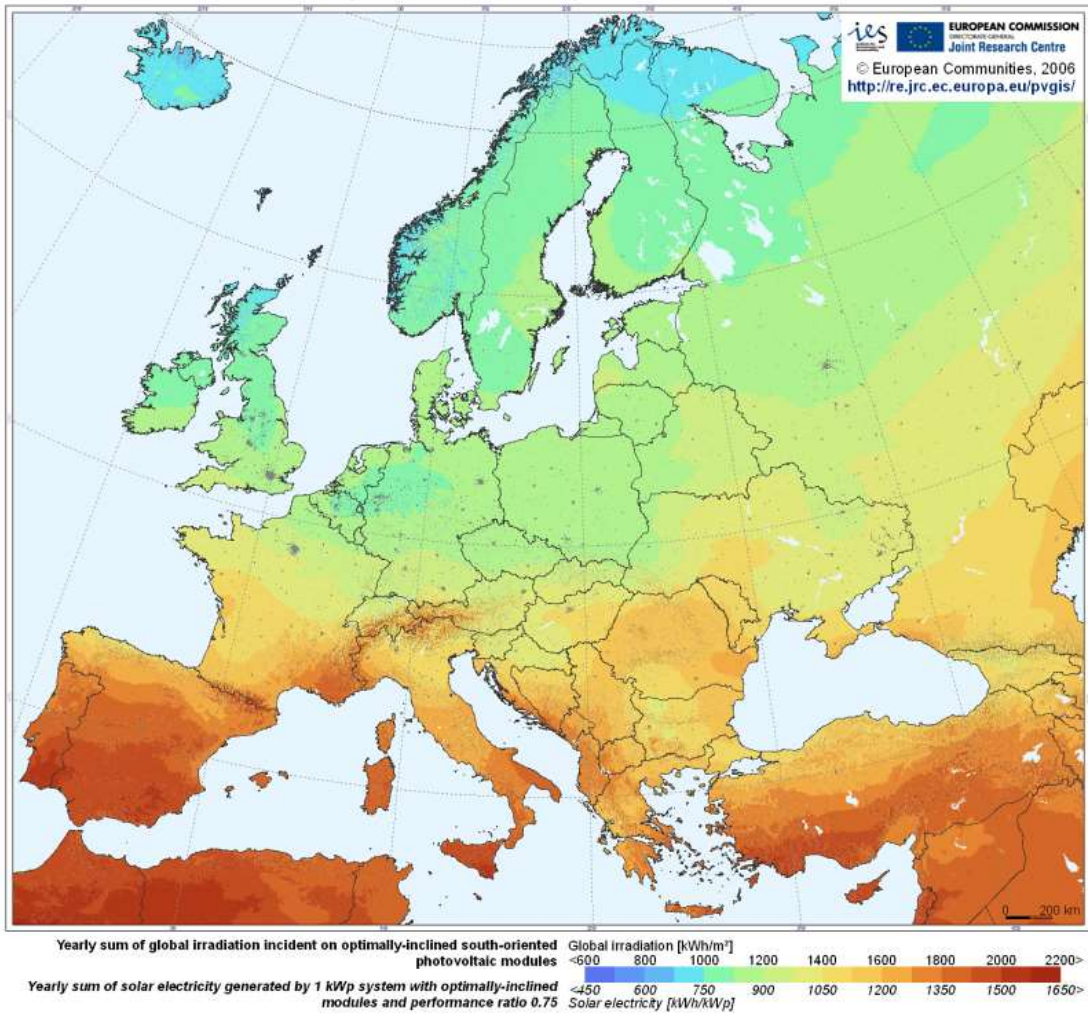


July



La velocità dei venti sulla Terra dipende strettamente dall'insolazione.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



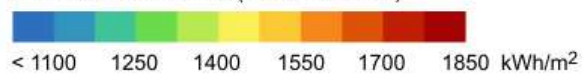
Insolazione media dell'Europa

Radiazione solare globale sul piano orizzontale

Italia



Media somma annuale (4/2004 - 3/2010)



0 50 100 km

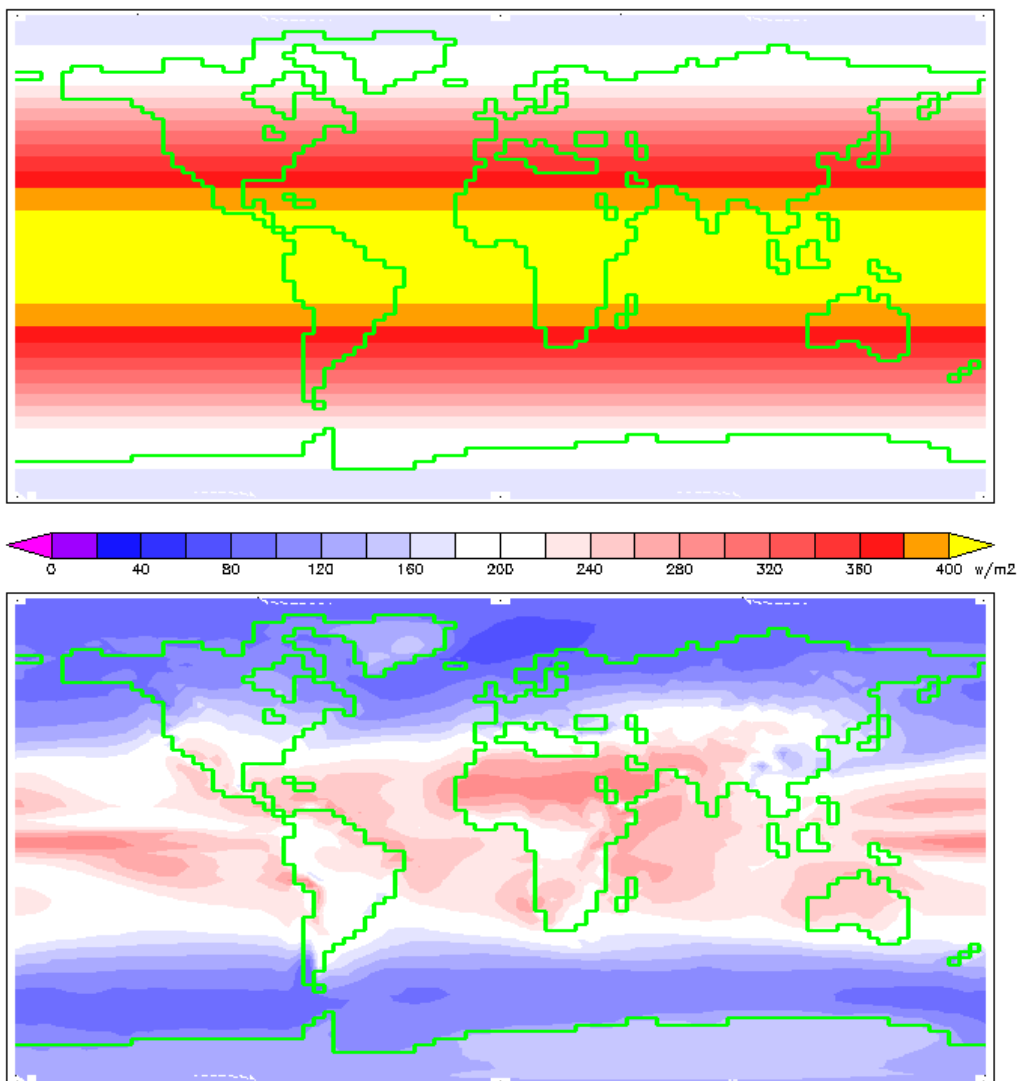
© 2011 GeoModel Solar s.r.o.

Insolazione in Italia

Insolazione

L'**insolazione** è la misura della quantità di radiazione emessa dal Sole che raggiunge una data superficie per unità di tempo. È espressa, come l'irradianza media, in watt al metro quadro (W/m^2) o kilowattora al metro quadro al giorno [$\text{kW}\cdot\text{h}/(\text{m}^2\cdot\text{day})$]; nel caso di sistemi fotovoltaici è spesso misurata anche come chilowattora all'anno per chilowattora di picco ($\text{kWh}/\text{kWp}\cdot\text{y}$). Il prodotto dell'insolazione media di un luogo in un certo intervallo di tempo per l'eliofanìa del luogo nello stesso intervallo di tempo fornisce invece la misura dell'energia solare totale incidente per metro quadro sul luogo stesso.

La superficie data può essere quella di un pianeta, o di un corpo terrestre all'interno dell'atmosfera del pianeta, o qualunque altro oggetto, incluse le sonde spaziali, esposte direttamente alla radiazione solare che si trovi al di fuori dell'atmosfera di un pianeta. Alcune delle radiazioni vengono assorbite dalla superficie, causando il riscaldamento dell'oggetto, mentre la rimanente parte viene riflessa; la quantità di quest'ultima dipende dalla riflettività e dall'albedo del corpo.



L'insolazione media annua alla sommità dell'atmosfera (sopra) e alla superficie.

Effetto di proiezione

L'insolazione di una superficie è tanto maggiore quanto maggiore è la superficie esposta direttamente ai raggi solari. Man mano che incrementa l'angolo compreso tra la normale alla superficie e la direzione dei raggi luminosi, l'insolazione si riduce in proporzione al coseno dell'angolo; tale legge è nota, in ottica, come *legge del coseno di Lambert*. Mediamente, nel corso dell'anno, i poli geografici ricevono un'insolazione minore rispetto a quella dell'equatore, poiché la superficie terrestre, ai poli, risulta più angolata ai raggi del sole rispetto all'equatore; per questo motivo, sulla Terra, le regioni polari risultano più fredde rispetto a quelle equatoriali.

L'insolazione sulla Terra

Il termine insolazione diretta definisce la quantità di radiazione solare che raggiunge direttamente la superficie terrestre attraverso l'atmosfera senza interagire con i gas atmosferici; l'insolazione diffusa è invece la quantità di radiazione solare che viene diffusa o riflessa dall'atmosfera.

Nel corso dell'anno la quantità di radiazione media che raggiunge la sommità dell'atmosfera terrestre è di circa 1395 watt al metro quadro; tale valore prende il nome di costante solare. L'energia radiante è distribuita lungo tutto lo spettro elettromagnetico, sebbene il picco energetico corrisponda alle lunghezze d'onda del visibile. Poiché la radiazione solare subisce un'attenuazione man mano che attraversa gli strati dell'atmosfera terrestre, l'insolazione della superficie terrestre si riduce a circa 1000 W/m², valore raggiunto in condizioni di tempo sereno quando il Sole si trova allo zenit (ovvero, i suoi raggi sono perpendicolari alla superficie terrestre).

Mentre la costante solare varia in base alla distanza Terra-Sole e ai cicli solari, la diminuzione del valore della costante tra la sommità dell'atmosfera e la superficie terrestre dipende dall'angolo di elevazione solare (che varia in base al momento della giornata e alla stagione), dalla copertura nuvolosa, dall'umidità e dall'inquinamento atmosferico.

Tralasciando la copertura nuvolosa, l'insolazione media della Terra è di circa 250 watt/m² per metro quadro [900 kWh/m²], tenendo conto della minore intensità di radiazione tra la mattina e la sera, e la sua quasi totale assenza durante la notte.

L'insolazione può essere espressa anche in *Sol*, un'unità di misura di flusso equivalente a 1000 W / m². L'unità non va però confusa col *sol*, che esprime la durata di un giorno solare in un altro pianeta (come Marte).

Applicazioni

L'insolazione è la principale variabile che regola l'equilibrio termico e il clima di un pianeta. Tale fattore è tenuto in considerazione nelle scienze astronomiche e planetarie, così come in edilizia, soprattutto nella progettazione di costruzioni adatte per un particolare clima.

L'effetto di proiezione trova utilizzi in architettura, soprattutto nella progettazione di edifici freschi d'estate e caldi d'inverno, grazie al collocamento di estese finestre verticali nel lato dell'edificio orientato verso l'equatore (il lato sud nell'emisfero boreale o il lato nord nell'emisfero australe): questo stratagemma rende più efficiente l'insolazione durante i mesi freddi, in cui il sole ha una bassa culminazione, e favorisce una minore insolazione durante i mesi caldi, in cui il sole raggiunge la culminazione massima (è da tener presente

che il moto apparente del Sole lungo la sfera celeste, detto analemma, varia nel corso dell'anno di 47°).

L'insolazione riveste inoltre una grande importanza dal punto di vista energetico, in quanto permette di appurare in che zona si possano installare gli impianti fotovoltaici. I pannelli fotovoltaici sono tarati in modo tale da determinare, in condizioni standard, i picchi di watt, che possono essere utilizzati, assieme al tasso di insolazione della zona, per determinare il rendimento che ci si attenderebbe dalla centrale fotovoltaica, insieme ad altri fattori come l'inclinazione, il monitoraggio e l'ombreggiatura (che talvolta viene inclusa nella stima dei picchi di watt). I valori di insolazione dipendono dalle varie regioni della terra e variano da 800 a 950 kWh/kWp•y in Norvegia sino a 2200-2400 kWh/kWp•y in Thailandia e Israele.

Nell'ambito dell'ingegneria civile e dell'idrologia, i modelli numerici sullo scioglimento delle nevi si basano su accurate osservazioni del tasso di insolazione; ciò permette delle stime precise del tasso al quale l'acqua liquida viene rilasciata da un blocco di ghiaccio in fusione. Le misure sul campo sono realizzate tramite l'utilizzo di un piranometro.

Descrizione

Dal punto di vista energetico si tratta di un'energia alternativa ai classici combustibili fossili, rinnovabile e pulita (energia verde) nonché una delle energie a sostegno della cosiddetta economia verde nella società moderna. Può essere opportunamente sfruttata attraverso diverse tecnologie e a diversi fini anche se in diverse sue tecnologie di sfruttamento soffre di variabilità e intermittenza di produzione ovvero non piena programmabilità dovuta ai cicli giorno-notte e alla copertura nuvolosa.

Mediamente il Sole irradia alle soglie dell'atmosfera terrestre 1367 W/m^2 , nota come costante solare e distribuita secondo lo spettro solare. Tenendo conto del fatto che la Terra è una sfera che oltretutto ruota, l'irraggiamento solare medio o insolazione è, alle latitudini europee, di circa 200 W/m^2 . Moltiplicando il valore della costante solare per quello della superficie perpendicolare all'emisfero terrestre esposto al Sole in un determinato istante, si ottiene una potenza superiore ai 50 milioni di GW (per poter fare un paragone, si tenga presente che la potenza media di una grande centrale elettrica si aggira attorno ad 1GW).

La quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è quindi enorme, circa diecimila volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso, ma poco concentrata, nel senso che è necessario raccogliere energia da aree molto vaste per averne quantità significative, e piuttosto difficile da convertire in energia facilmente sfruttabile con efficienze accettabili. Per il suo sfruttamento occorrono prodotti tecnologici in genere di costo elevato che rendono attualmente l'energia solare notevolmente costosa rispetto ad altri metodi di produzione dell'energia. Lo sviluppo di tecnologie che possano rendere economico l'uso dell'energia solare è un settore della ricerca molto attivo ma che, per il momento, non ha avuto ancora risultati rivoluzionari.

L'irraggiamento solare

Il valore dell'irraggiamento solare si può ottenere utilizzando la legge di Stefan-Boltzmann per il **corpo nero** (a cui si può assimilare una stella):

$$I = \sigma T^4$$

dove

$$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$$

e T è la temperatura assoluta (media) della superficie solare che è di circa 5780 K. Il calcolo fornisce il valore di $I = 6,33 \cdot 10^7 \text{ W}/\text{m}^2$ per la potenza termica specifica emessa dal sole.

Quella che arriva sulla superficie della Terra è solo una minima parte di questa e si può ottenere utilizzando la legge dell'irradiazione sferica cioè moltiplicando il precedente valore per il rapporto al quadrato tra il raggio solare medio che è di circa

$$6,95 \cdot 10^8 \text{ m}$$

e la distanza media Sole-Terra che è di circa

$$1,49 \cdot 10^{11} \text{ m}$$

Tecnologie

L'energia solare può essere utilizzata per generare elettricità (fotovoltaico) o per generare calore (solare termico). Sono tre le tecnologie principali per trasformare in energia sfruttabile l'energia del sole:

- il pannello solare termico sfrutta i raggi solari per scaldare un liquido con speciali caratteristiche, contenuto nel suo interno, che cede calore, tramite uno scambiatore di calore, all'acqua contenuta in un serbatoio di accumulo.
- il pannello fotovoltaico sfrutta le proprietà di particolari elementi semiconduttori per produrre energia elettrica quando sollecitati dalla luce.
- il pannello solare a concentrazione sfrutta una serie di specchi parabolici a struttura lineare per convogliare i raggi solari su un tubo ricevitore in cui scorre un fluido termovettore o una serie di specchi piani che concentrano i raggi all'estremità di una torre in cui è posta una caldaia riempita di sali che per il calore fondono. In entrambi i casi "l'apparato ricevente" si riscalda a temperature molto elevate (400 °C ~ 600 °C) (solare termodinamico)

Pannello solare termico

I collettori termici possono essere a circolazione naturale o a circolazione forzata; i primi utilizzano del liquido contenuto nei pannelli per consentirne la circolazione all'interno del sistema pannello di calore. In questo caso il serbatoio di accumulo che contiene lo scambiatore di calore deve trovarsi più in alto del pannello.

I sistemi a circolazione forzata invece utilizzano una pompa che fa circolare il fluido all'interno di scambiatore e pannello quando la temperatura del fluido all'interno del pannello è più alta di quella all'interno del serbatoio di accumulo, che, in questo caso, si

trova più in basso dei pannelli. Sistemi di questo tipo sono più complessi dal punto di vista dei controlli e delle apparecchiature impiegate (pompe, sensori di temperatura, valvole a tre vie, centraline di controllo), ma consentono di posizionare il serbatoio di accumulo, anche di grandi dimensioni, praticamente dove si vuole, ad esempio a terra e non sul tetto dove problemi di peso ne renderebbero difficile la collocazione.



Pannello solare termico

Modulo fotovoltaico

I moduli solari fotovoltaici, usando apposite celle fotovoltaiche, convertono la luce solare direttamente in energia elettrica. Questi moduli sfruttano l'effetto fotoelettrico e hanno una efficienza di conversione che arriva fino al 32,5% nelle celle da laboratorio. In pratica, una volta ottenuti i pannelli dalle celle e una volta montati in sede, l'efficienza è in genere del 13-15% per pannelli in silicio cristallino e non raggiunge il 12% per pannelli in film sottile. I prodotti commerciali più efficienti, utilizzando celle a multipla giunzione o tecniche di posizionamento dei contatti elettrici sul retro della cella (backcontact) raggiungono il 19-20%. Questi pannelli, non avendo parti mobili o altro, necessitano di pochissima manutenzione: in sostanza vanno solo puliti periodicamente. La durata operativa stimata dei moduli fotovoltaici è di circa 30 anni. Il costo dei pannelli è diminuito moltissimo negli ultimi anni e al 2015 esso risulta inferiore a 1 euro/Wp.

Un ovvio problema di questo genere di impianto è che l'energia viene prodotta solo durante le ore di luce e quindi non in modo continuo. Va rilevato che tuttavia la produzione da solare è maggiore proprio nei momenti di maggior richiesta, cioè durante il giorno e nelle stagioni calde, durante le quali può sopperire all'aumento di consumi dovuto agli impianti di ventilazione e condizionamento. Eccessi produttivi rispetto alla domanda locale possono essere distribuiti tramite la rete anche a zone molto remote, utilizzati per pompare acqua in serbatoi montani (accumulo gravitazionale), per caricare accumulatori, per produrre idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua ecc.

Grazie a una legislazione che ha previsto incentivi economici all'installazione di impianti fotovoltaici e la possibilità di vendere l'energia prodotta al gestore della rete di trasmissione, l'Italia è al primo posto al mondo per la potenza elettrica prodotta da energia fotovoltaica: tale quantità rappresenta l'8,0% della produzione energetica italiana. Il

secondo paese al mondo risulta la Grecia (7,4%) seguita dalla Germania (7,1%). L'International Energy Agency calcola ogni anno i dati mondiali aggregati sulla produzione mondiale di energia fotovoltaica.

Analoghe iniziative, comunemente note come Conto Energia o *Feed-in tariff*, sono state intraprese da diversi stati europei ratificanti il Protocollo di Kyoto, tra cui anche l'Italia, mediante il Decreto Interministeriale 28/07/2005 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 181 del 05/08/2005 e successivi aggiornamenti, comunemente noto come *Decreto Conto Energia*. Grazie a questa legislazione l'Italia in pochi anni ha superato i 17 mila MWp allacciati in rete, un valore di poco inferiore a quello degli Usa.



Modulo fotovoltaico cristallino

Pannello solare a concentrazione

Il pannello solare a concentrazione concentra i raggi solari su un opportuno ricevitore; attualmente il tipo più usato è quello a specchi parabolici a struttura lineare che consente un orientamento monodimensionale, più economico, verso il sole, e l'utilizzo di un tubo ricevitore in cui è fatto scorrere un fluido termovettore per il successivo accumulo di energia in appositi serbatoi. Il vettore classico è costituito da oli minerali in grado di sopportare alte temperature.

Nel 2001 l'ENEA ha avviato lo sviluppo del progetto Archimede, volto all'utilizzo di sali fusi anche negli impianti a specchi parabolici a struttura lineare. Essendo necessaria una temperatura molto più alta di quella consentita dagli oli, si è provveduto a progettare e realizzare tubi ricevitori in grado di sopportare temperature maggiori di 600 °C (contro quelle di 400 °C massimi dei tubi in commercio), ricoperti di un doppio strato CERMET (ceramica/metallo) depositato con procedimento di sputtering a sputtering.

I sali fusi vengono accumulati in un grande serbatoio coibentato alla temperatura di 550 °C. A tale temperatura è possibile immagazzinare energia per 1 kWh equivalente con appena 5 litri di sali fusi. Da tale serbatoio, i sali (un comune fertilizzante per agricoltura costituito da un 60% di nitrato di sodio (NaNO₃) e un 40% di nitrato di potassio (KNO₃)) vengono estratti e utilizzati per produrre vapore surriscaldato. I sali utilizzati vengono accumulati in un secondo serbatoio a temperatura più bassa (290 °C). Ciò consente la generazione di vapore in modo svincolato dalla captazione dell'energia solare (di notte o con scarsa insolazione). L'impianto, lavorando a una temperatura di regime di 550 °C, consente la produzione di vapore alla stessa temperatura e pressione di quello utilizzato nelle centrali elettriche a coproduzione (turbina a gas e riutilizzo dei gas di scarico per

produrre vapore), consentendo consistenti riduzioni di costi e sinergie con le stesse. Attualmente è stato realizzato un impianto con tali caratteristiche in Spagna e un impianto dimostrativo, su scala industriale, presso la centrale termoelettrica ENEL ubicata a Priolo Gargallo (Siracusa).



Gli specchi concentrano la luce sul tubo centrale termovettore

Utilizzi

Attualmente i pannelli solari vengono utilizzati per fornire acqua calda (solare termico) e riscaldamento ad abitazioni e piccoli complessi edilizi. Sono state realizzate centrali solari che, utilizzando turbine, convertono il calore immagazzinato in energia elettrica (solare termodinamico) ma questi prototipi non hanno trovato larga applicazione per la bassa resa di queste centrali rapportate con gli alti costi di gestione e con la discontinuità della fornitura elettrica.

I pannelli fotovoltaici vengono utilizzati in impianti isolati per alimentare dispositivi distanti dalle reti elettriche (sonde spaziali, ripetitori telefonici in alta montagna, ecc) o con richieste energetiche talmente ridotte che un allacciamento alla rete elettrica risulterebbe antieconomico (segnaletica stradale luminosa, parchimetri, ecc) e sconveniente dal punto di vista organizzativo. Ovviamente questi dispositivi devono essere dotati di accumulatori in grado di accumulare la corrente elettrica prodotta in eccesso durante la giornata per alimentare le apparecchiature durante le ore notturne e durante i periodi nuvolosi.

Vengono utilizzati anche in grandi impianti connessi in rete, sebbene la quantità d'energia erogata risulti variabile sia in ambito giornaliero che stagionale e quindi difficilmente prevedibile nonché non programmabile; tale discontinuità rende difficile soddisfare in ogni momento la domanda di corrente, a meno di una produzione con un largo margine di sicurezza al di sopra dei picchi annuali di domanda. Tuttavia, essendo però il picco di produzione degli impianti ad energia solare in estate esso riesce a controbilanciare la maggiore domanda domestica dovuta ai condizionatori.

L'installazione di pannelli fotovoltaici ha avuto il suo massimo sviluppo in Germania, grazie ad una legislazione favorevole per la quale chi produce energia in eccesso la rivende al fornitore elettrico, che l'acquista allo stesso prezzo per kWh. In pratica il cittadino paga in bolletta la differenza fra quanto consuma e quanto eroga all'ente elettrico. Se il saldo è positivo ottiene un accredito. Analoga legislazione è stata introdotta anche in Italia: il 19 settembre 2005 è entrato in vigore il cosiddetto "conto energia", DL 387/2003 (che recepisce la direttiva europea 2001/77/CE), giunto nel 2012 alla sua quinta riedizione.

Nel 2011 il solare ha fornito il 3,2% dell'energia elettrica prodotta in Italia (il 3% circa in Germania) e pertanto tale è da considerarsi non più trascurabile. Questo valore è salito all'8,0% nel 2013.

L'8 aprile 2010 è decollato in Svizzera il *Solar-Impulse* HB-SIA, il primo aereo ad energia solare.

Il tetto, il cofano e gran parte della carrozzeria del Sion sono coperti di celle in silicio monocristallino ad alta efficienza (soprattutto efficienti in condizioni di luce diffusa, dovrebbero comunque raggiungere il 100% della loro capacità potenziale con angoli di incidenza della luce fino a 70°), protette da uno strato di policarbonato.

Nel 2017 Regione Emilia Romagna tramite fondi Europei POR FESR ha finanziato un progetto che ha portato alla costruzione di un veicolo a propulsione elettrica, Emilia 4, che è riuscito a compiere più di 2780 Km, vincendo l'American Solar Challenge 2018, avvalendosi esclusivamente di energia fotovoltaica catturata da un pannello da 1,1 kW.

Criticità

Le principali criticità all'utilizzo di energia solare sono imputabili ai costi, all'efficienza e alla caratteristica intrinseca di intermittenza o non programmabilità di tale fonte energetica rispetto alle fonti energetiche convenzionali in quanto risente direttamente della copertura nuvolosa e della completa assenza durante la notte. Inoltre, per produrre i pannelli fotovoltaici occorre una grande quantità di energia, generata utilizzando spesso fonti non rinnovabili come il carbone, ed è stato calcolato che il settore del fotovoltaico inizierà a produrre più energia di quella consumata solo a partire dal 2015.

I sostenitori dell'energia solare sostengono invece un ridimensionamento dei costi ed un aumento dell'efficienza nel futuro prossimo in virtù delle economie di scala e del miglioramento tecnologico dei futuri sistemi solari. Riguardo l'assenza di tale fonte energetica durante la notte fanno altresì notare che il picco massimo di consumo elettrico si raggiunge in realtà durante il giorno, cioè proprio durante il massimo di produzione di energia da solare, in virtù dell'utilizzo di energia elettrica da parte dei processi produttivi industriali e quindi il problema sarebbe meno gravoso e risolvibile tramite ricorso alla tecnologia del solare termodinamico e/o all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Futuro

Attualmente la maggior parte degli studi si concentra su nuove generazioni di celle fotovoltaiche dotate di una maggior efficienza di quelle attuali o su celle fotovoltaiche dotate di un'efficienza simile a quella delle celle attuali ma molto più economiche. Studi più ambiziosi puntano alla realizzazione di centrali solari orbitanti. Queste centrali

dovrebbero raccogliere i raggi solari direttamente nello spazio e trasmettere la potenza assorbita sulla Terra per mezzo di microonde o raggi laser.

Sono in fase di sperimentazione prototipi di sistemi di cogenerazione fotovoltaica in cui si realizza la produzione simultanea di energia elettrica e termica.

ALBEDO

L'**albedo** (dal latino *albēdo*, "bianchezza", da *albus*, "bianco") di una superficie è la frazione di luce o, più in generale, di radiazione solare incidente che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il *potere riflettente* di una superficie. L'esatto valore della frazione dipende, per lo stesso materiale, dalla lunghezza d'onda della radiazione considerata. Se la parola *albedo* viene usata senza ulteriori specifiche, si intende riguardare la luce visibile. Si misura attraverso un albedometro.

L'albedo massima è 1, quando tutta la luce incidente viene riflessa. L'albedo minima è 0, quando nessuna frazione della luce viene riflessa. In termini di luce visibile, il primo caso è quello di un oggetto perfettamente bianco, l'altro di un oggetto perfettamente nero. Valori intermedi significano situazioni intermedie.

L'albedo della neve fresca arriva fino a 0,9. Il carbone ha un'albedo molto bassa. Una lavagna ha un'albedo di circa 0,15. L'albedo si può anche misurare in percentuale, ponendo 1 uguale a 100%. La Terra ha un'albedo media di 0,37-0,39, o equivalentemente del 37%-39%.

Relazione tra albedo e temperatura

La maggiore o minore radiazione incidente, e il conseguente rispettivamente minore o maggiore assorbimento, possono influenzare la temperatura di un corpo. È infatti sufficiente pensare alla radiazione IR che influenza direttamente le vibrazioni molecolari (e quindi la temperatura di un corpo), ma anche la frazione nel visibile assorbita può causare un aumento della temperatura: se infatti una molecola assorbe tale radiazione fotopromuove un elettrone ad uno stato energetico maggiore. Questo stato eccitato così formatosi può disattivarsi, tornando allo stato fondamentale, principalmente attraverso meccanismi non radiativi che prevedono la cessione di calore all'intorno in modo da disperdere l'energia acquisita con l'assorbimento di radiazione. In totale il processo di assorbimento ha quindi portato alla conversione di energia radiativa (per la legge di Bohr: $E=h\nu$, dove E è l'energia del fotone, h la costante di Planck e ν la frequenza della radiazione) in energia termica, portando anche ad un aumento dell'entropia del corpo seguendo il secondo principio della termodinamica.

Per dare un altro esempio, l'intero territorio dello stato del Belgio è considerevolmente più caldo dell'aperta campagna francese che si trova immediatamente a sudovest, a causa degli effetti di una differente albedo.

Le regioni più fredde della Terra, ricche di neve, oltre ad avere poca luce ne assorbono una parte trascurabile a causa dell'albedo della neve, ma la relazione tra temperatura e albedo è in realtà più evidente nelle regioni tropicali, perché i tropici ricevono molta più luce dal Sole.

Il fenomeno si mostra anche su scala minore. È esperienza comune che le persone che indossano abiti scuri d'estate sentono spesso più caldo di quelle che indossano abiti chiari.

Valori di albedo tipiche

L'albedo di una foresta di pini a 45° nord di latitudine, che copre interamente la superficie, è di appena il 9%, tra le più basse di un ambiente naturale di terraferma. Questo basso valore deriva in parte dal colore dei pini, e in parte dalle differenti riflessioni multiple della luce in mezzo agli alberi fino all'assorbimento totale, che diminuisce la quantità di luce riflessa verso l'alto.

Esempi di albedo

Superficie	Valore di albedo tipico
Asfalto fresco	0.04
Oceano aperto	0.06
Asfalto consunto	0.12
Foresta di conifere (In estate)	0.08, da 0.09 a 0.15
Latifoglie	0.15-0.18
Suolo libero	0.17
Erba verde	0.25
Sabbia del deserto	0.40
Cemento fresco	0.55
Ghiaccio oceanico	0.5-0.7
Neve fresca	0.80-0.90

L'albedo di un oceano, grazie al fatto che la luce penetra nell'acqua, è ancora più bassa: circa il 3,5%, ma può cambiare parecchio al variare dell'angolo di incidenza della radiazione.

I cespugli densi stanno tra il 9% e il 14%. Un prato è attorno al 20%.

Un terreno arido ha un'albedo che dipende dal colore del suolo, e può essere basso fino al 9% o alto fino al 40%, con i campi coltivati che si collocano attorno al 15%.

Un deserto o una grande spiaggia si collocano in genere attorno al 25%, con grandi variazioni dovute ai diversi colori della sabbia.

Le strutture urbane hanno valori di albedo molto diversi, perché le strutture artificiali spesso assorbono la luce prima che essa possa raggiungere la superficie. Nelle parti

settentrionali del mondo, le città sono spesso molto scure, e Edward Walker ha mostrato che la loro albedo media è di circa il 7%, con un piccolo incremento durante l'estate. Nelle nazioni tropicali, le città hanno un'albedo attorno al 12%. I differenti valori derivano direttamente da differenti materiali e stili di costruzioni.

La neve fresca appena caduta su un paesaggio uniforme ha un'albedo del 90%. Una distesa di neve compatta (ad esempio, le pianure dell'Antartide) si colloca attorno all'80%.

Poiché gli alberi sono così efficienti nell'assorbire energia luminosa (tramite fotosintesi e riflessioni multiple del fogliame e con variabilità tra le varie specie arboree), sembrerebbe logico aspettarsi un raffreddamento della Terra nel suo insieme tagliando le foreste. Gli effetti in realtà non sono così semplici, e ci sono prove sia pro che contro quest'ipotesi. Alcuni pensano che non sia vero perché, nelle regioni tropicali, il suolo libero ha un'albedo minore ed assorbe perciò ancora più calore degli alberi. Le foreste tendono inoltre a formare molte nubi sopra di esse (a causa dell'evapotraspirazione delle piante), e le nubi hanno un'albedo più alta. È però vero che ambienti senza alberi in regioni fredde, spesso coperti di neve, hanno un'albedo tra il 10% e il 50% più alta di regioni vicine, ma contenenti foreste, e che le temperature alle medie latitudini sono più fredde fino a 11 °C in regioni desolate. Vicino ai poli, la differenza tende a scomparire perché diminuisce molto l'ammontare totale di luce incidente.

Se un'area parzialmente coperta di neve si riscalda, la neve tende a fondersi, abbassando l'albedo e portando quindi a una fusione ancora maggiore. Quest'effetto è la base di partenza per i modelli che prevedono un forte riscaldamento dei poli e delle regioni coperte stagionalmente di neve a causa del riscaldamento globale.

In effetti, i pochi sostenitori rimanenti del vecchio piano dell'Unione Sovietica di sciogliere il Mare Glaciale Artico si basano soprattutto sull'argomento che, una volta sciolto il ghiaccio, le temperature non diventerebbero mai così fredde da farlo ghiacciare nuovamente. La loro teoria è probabilmente falsa, perché i modelli climatici hanno mostrato che le temperature rimarrebbero sotto lo zero per la maggior parte dell'anno. Una volta formatosi del ghiaccio in inverno, la sua alta albedo contribuirebbe a tenerlo freddo anche d'estate. La temperatura media del Polo Nord in luglio è stimata a circa -1 °C, e si pensa che senza una calotta di ghiaccio salirebbe a circa 6 °C.

Le nuvole sono un'altra sorgente di albedo che giocano un ruolo nei modelli di riscaldamento globale. Tipi differenti di nuvole hanno un'albedo molto differente, compresa in teoria tra 0% e 70%.

Non si sa se l'accumulo di particelle inquinanti scure possa avere l'effetto di diminuire l'albedo delle nuvole, contribuendo a scaldare la Terra. Durante gli incendi dei pozzi petroliferi del Kuwait nel 1991, le temperature nel deserto scesero in media di 7 °C durante i periodi di maggiore copertura. I dati sono quindi contrastanti.

Il particolato influisce anche sull'albedo. L'effetto di quest'ultimo è però tuttora ancora incerto. Le particelle riflettono la luce solare (effetto diretto) ma modificano indirettamente anche la dinamica delle nuvole (albedo e durata della vita, entrambi aumentano). Il particolato depositato sul ghiaccio può aiutare a scioglierlo più rapidamente diminuendo l'albedo come è stato osservato per alcuni ghiacciai.

CAPITOLO 9

FOTOVOLTAICO

Un **impianto fotovoltaico** è un impianto elettrico costituito essenzialmente dall'assemblaggio di più moduli fotovoltaici che sfruttano l'energia solare incidente per produrre energia elettrica mediante effetto fotovoltaico, della necessaria componente elettrica (cavi) ed elettronica (inverter) ed eventualmente di sistemi meccanici-automatici ad inseguimento solare.

Classificazione e tipologia

Gli impianti fotovoltaici sono principalmente suddivisi in 2 grandi famiglie:

- impianti "ad isola" (detti anche "stand-alone"): non sono connessi ad alcuna rete di distribuzione, per cui sfruttano direttamente sul posto l'energia elettrica prodotta e accumulata in un accumulatore di energia (batterie);
- impianti "connessi in rete" (detti anche grid-connected): sono impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione esistente e gestita da terzi e spesso anche all'impianto elettrico privato da servire;

Un caso particolare di impianto ad isola, detto "ibrido", resta connesso alla rete elettrica di distribuzione, ma utilizza principalmente le sue fonti, una sola, o può avere una combinazione, ad esempio, fotovoltaico, eolico, gruppo elettrogeno, anche con l'aiuto di un accumulatore. Qualora nessuna delle fonti sia disponibile o l'accumulatore sia scarico, un circuito collega l'impianto alla rete elettrica per la continuità della fornitura.

Dal punto di vista strutturale, va menzionata la posa "architettonicamente integrata" (noto anche con l'acronimo BIPV, Building Integrated PhotoVoltaics, ovvero "sistemi fotovoltaici architettonicamente integrati"). L'integrazione architettonica si ottiene ponendo i moduli fotovoltaici dell'impianto all'interno del profilo stesso dell'edificio che lo accoglie. Le tecniche sono principalmente:

- sostituzione locale del manto di copertura (es. tegole o coppi) con un rivestimento idoneo a cui si sovrappone il campo fotovoltaico, in modo che questo risulti affogato nel manto di copertura;
- impiego di tecnologie idonee all'integrazione, come i film sottili;
- impiego di moduli fotovoltaici strutturali, che svolgono anche la funzione di infisso, con o senza vetrocamera.

I costi per realizzare un impianto fotovoltaico integrato sono più alti rispetto a quello tradizionale, ma il risultato estetico è privilegiato dalla normativa del Conto energia, con il riconoscimento di una tariffa incentivante sensibilmente più elevata.

Impianti fotovoltaici ad isola (stand-alone)



Un esempio di piccolo impianto a isola formato da due soli moduli

Questa famiglia è al servizio di quelle utenze elettriche isolate da altre fonti energetiche, come la rete nazionale in C.A., che si riforniscono da un impianto fotovoltaico elettricamente isolato ed autosufficiente.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico ad isola sono generalmente:

- campo fotovoltaico, deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole;
- batteria di accumulo o accumulatore, costituita da una o più batterie ricaricabili opportunamente connesse (serie/parallelo) deputata/e a conservare la carica elettrica fornita dai moduli in presenza di sufficiente irraggiamento solare per permetterne un utilizzo differito da parte degli apparecchi elettrici utilizzatori. Con l'utilizzo di una centralina rear, si può triplicarne la durata in vita.
- domotica gestionale: una centralina tipo rear può commutare automaticamente l'energia fra varie fonti rinnovabili (pannelli fv, eolici, generatori ecc ecc) passando da uno all'altra o a batterie di accumulo ed infine anche al fornitore.
- regolatore di carica, deputato a stabilizzare l'energia raccolta e a gestirla all'interno del sistema in funzione di varie situazioni possibili;
- inverter altrimenti detto convertitore C.C./C.A., deputato a convertire la tensione continua (DC) in uscita dal pannello (solitamente 12 o 24/48 volt) in una tensione alternata (AC) più alta (in genere 110 o 230 volt per impianti fino a qualche kW, a 400 volt per impianti con potenze oltre i 5 kW).

Il campo fotovoltaico in genere impiegato per gli impianti ad isola è ottimizzato per una specifica tensione di sistema, valutata in fase di progettazione. Le tensioni più utilizzate sono 12 o 24 V. Conseguentemente, dato che la maggior parte dei moduli

fotovoltaici utilizzati in questa tipologia di impianti ha tensioni in uscita pari a 12 o 24 V, le cosiddette stringhe elettriche che formano il campo sono costituite da pochissimi moduli, fino al limite del singolo modulo per stringa. In quest'ultimo caso, in pratica, il campo fotovoltaico è costituito da semplici paralleli elettrici tra moduli, dotati di diodi di stringa per la protezione dalle cosiddette correnti inverse di cui tratteremo oltre.

L'accumulatore è in genere costituito da monoblocchi, o elementi singoli specificamente progettati per cariche e scariche profonde e cicliche. Negli impianti che devono garantire continuità di servizio anche alle più severe condizioni non sono, in genere impiegati accumulatori per uso automobilistico, che pur funzionando a dovere hanno bassa "vita utile" ossia tollerano un minor numero di cicli di carica e scarica rispetto ad accumulatori progettati e costruiti appositamente per questo tipo di impiego. Nel caso di installazioni degli accumulatori su palo o in altezza (per es. pubblica illuminazione o lampione fotovoltaico) non possono essere utilizzati accumulatori per uso automobilistico in quanto eventuali perdite di elettrolita (che è costituito da una soluzione altamente corrosiva) potrebbero causare danni a persone, animali e cose. In queste installazioni si utilizzano appositi accumulatori nel quale l'elettrolita liquido è sostituito da uno speciale gel.

Il regolatore di carica è un dispositivo elettronico che possiede le seguenti funzionalità minime:

- sezionamento automatico del campo fotovoltaico (inteso come insieme di tutti i moduli) dalla batteria di accumulatori nel caso in cui la tensione erogata dai moduli sia inferiore a quella minima di ricarica degli accumulatori (cielo molto coperto, notte, guasti, interruzioni per manutenzioni ecc.); in questo caso infatti i moduli si comporterebbero come dei carichi resistivi scaricando gli accumulatori;
- sezionamento automatico del campo fotovoltaico dagli accumulatori in caso di ricarica completa ed eventuale bypass della corrente prodotta dai moduli in modo da inviarla direttamente all'inverter nel caso ci sia richiesta di energia da parte degli apparecchi utilizzatori;
- sezionamento automatico del campo fotovoltaico dagli accumulatori in caso di scarica totale di questi ultimi (batteria ormai esaurita) ed eventuale bypass della corrente prodotta dai moduli in modo da inviarla direttamente all'inverter nel caso ci sia richiesta di energia da parte degli apparecchi utilizzatori.

Impianti fotovoltaici connessi in rete (grid-connected)

Questa famiglia identifica quelle utenze elettriche già servite dalla rete nazionale in AC, ma che immettono in rete tutta o parte della produzione elettrica risultante dal loro impianto fotovoltaico, opportunamente convertita in corrente alternata e sincronizzata a quella della rete, contribuendo alla cosiddetta generazione distribuita.

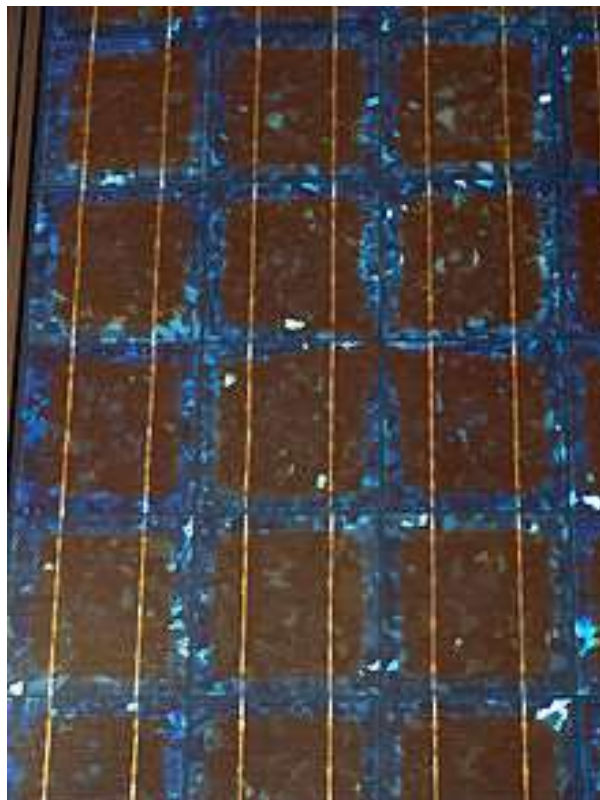
I principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete sono:

- campo fotovoltaico, deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole;
- cavi di connessione, componente spesso sottovalutata, devono presentare un'adeguata resistenza ai raggi UV ed alle temperature.
- quadro di campo, quadro in corrente continua costituito da eventuali diodi di blocco a protezione dalle possibili correnti inverse sulle stringhe, scaricatori per le

sovratensioni e interruttori magnetotermici e/o fusibili per proteggere i cavi da eventuali sovraccarichi.

- inverter, deputato a stabilizzare l'energia raccolta, a convertirla in corrente alternata e ad iniettarla in rete;
- quadro di interfaccia, installato a valle dell'inverter ed equipaggiato di componenti necessari all'interfacciamento con la rete elettrica secondo le norme tecniche in vigore. (la norma di riferimento è la CEI 0-21 per la BT e la CEI 0-16 per la MT)

Caratteristiche tecniche



Celle solari di un impianto fotovoltaico

La potenza nominale di un impianto fotovoltaico si considera generalmente come la somma dei valori di potenza nominale di ciascun modulo fotovoltaico di cui è composto il suo campo, e si intende come il valore in Watt di picco, indicato con il simbolo: W_p e multipli (kW_p , MW_p , ...). Una indicazione più puntuale della potenza utile è quella della potenza in alternata, ovvero dopo l'inverter (una indicazione della potenza netta, utile, dell'impianto), valore che si indica in W_{CA} (W_{AC} sulle pubblicazioni in lingua inglese) e multipli (kW_{CA} , MW_{CA} , ...). In tale frangente, la potenza di picco, ovvero lorda, si indica con W_{CC} (W_{DC} sulle pubblicazioni in lingua inglese), per indicare che si tratta della potenza in corrente continua.

La superficie occupata da un impianto fotovoltaico è in genere poco maggiore rispetto a quella occupata dai soli moduli fotovoltaici, che richiedono, per la tecnologia silicio policristallino e silicio monocristallino, circa $8 \text{ m}^2 / \text{kW}$ (per moduli di circa il 12-13% di efficienza esposti a Sud) ai quali vanno aggiunte eventuali superfici occupate dai coni d'ombra prodotte da ostacoli tipo (camini, antenne TV ecc.), se montati in modo

complanare alle superficie, invece se montati in modo non complanare si deve tenere conto dell'ombra che gli stessi pannelli producono e quindi la superficie impiegata è di circa 20 m²/kW.

Negli impianti su terreno o tetto piano, è prassi comune distribuire geometricamente il campo su più file, opportunamente sollevate singolarmente verso il sole, in modo da massimizzare l'irraggiamento captato dai moduli. Queste file vengono stabilite per esigenze geometriche del sito di installazione e possono o meno corrispondere alle stringhe.

In entrambe le configurazioni di impianto, ad isola o connesso in rete, l'unico componente disposto in esterno è il campo fotovoltaico, mentre regolatore, inverter e batteria sono tipicamente disposti in locali tecnici predisposti (es. cabina).

L'energia prodotta è tanto maggiore quanto più l'impianto gode di un'esposizione favorevole all'irraggiamento solare, che è funzione dell'eliofania e massima con determinati angoli di inclinazione rispetto ad un piano orizzontale al suolo e per esposizioni il più possibile verso sud.

Per massimizzare la captazione dell'irraggiamento solare si progettano e si realizzano moduli fotovoltaici ad inseguimento solare che adattano cioè l'inclinazione del pannello ricevente all'inclinazione dei raggi solari durante il giorno e la stagione.

Infine, occorre tenere presente l'“Efficienza del B.O.S.” (Balance of System), che nella lingua inglese significa considerare tutte le parti in gioco ed indica l'efficienza di tutta la catena che compone il sistema fotovoltaico, escluso i moduli stessi. Per BOS si intende l'insieme dei dispositivi e della componentistica elettrica/elettronica dell'impianto fotovoltaico, che trasferiscono l'energia prodotta dai moduli alla rete elettrica. Un valore accettabile è generalmente valutato intorno all'85%. In termini di potenze, un W_{CA} equivale al prodotto dell'efficienza citata per un W_{CC} (grosso modo il W_p).

Potenze e Conto Energia

La regolamentazione nazionale suddivide gli impianti fotovoltaici in vari gruppi, per dimensione, modalità di utilizzo e di posa. Prima in 3 gruppi:

- piccoli impianti: con potenza nominale inferiore a 20 kW;
- medi impianti: con potenza nominale compresa tra 20 kW e 50 kW;
- grandi impianti: con potenza nominale maggiore di 50 kW.

Questa classificazione è stata in parte dettata dalla stessa normativa italiana del Conto energia, tuttavia il 2° Conto Energia (febbraio 2007) definisce tre nuove tariffe incentivanti: da 1 a 3 kW, da 3 a 20 kW e oltre i 20 kW.

Con l'entrata in vigore del 4° Conto Energia (maggio 2011) vi è stato un'ennesima modifica alla normativa: la tariffa corrispondente per il 2012 è divisa per fasce di potenza, impianti su edifici od altri impianti e per semestre, es. nel 2° semestre per impianti su edificio fino a 3 kW avremo una tariffa pari a 0,252 €/kWh di energia generato. Le fasce per gli impianti su edificio sono diventate: da 1 a 3 kW, da 3 a 20 kW, da 20 a 200 kW (limite Scambio Sul Posto), da 200 kW a 1MW (limite piccoli), da 1 a 5MW e oltre i 5MW.

L'Stmg e il Testo unico della produzione elettrica definiscono i criteri di allacciamento per impianti fotovoltaici superiori a 1 kWp fino ad impianti di grandi dimensioni.

Negli ultimi anni ci sono state numerose critiche negative sia da parte di istituti di ricerca privati sia pubblici sulla necessità di proseguire con il conto energia a causa degli alti costi finanziari rispetto alla bassa produzione di potenza elettrica.

Il 6 luglio 2013 è terminato il 5° Conto energia senza l'emanazione di un nuovo piano di incentivi sull'energia prodotta, sostituito però dalla possibilità di detrazione fino al 50% delle spese di impianto come spese per ristrutturazioni edilizie e mantenendo la possibilità sia di vendere l'energia autoprodotta in eccesso oltre alla copertura parziale o totale dei propri consumi elettrici, sia di accedere al meccanismo dello scambio sul posto, fattori che secondo alcune analisi rendono l'investimento ancora conveniente in termini di tempi di ritorno dell'investimento e successivo guadagno.

Dimensionamento

Nell'ambito della progettazione, il dimensionamento di un impianto domestico si fa usualmente tenendo in conto:

- la potenza media desiderata o necessaria a coprire un certo fabbisogno (ad es. se si vuole solamente coprire parzialmente o totalmente i propri consumi elettrici (kWh/anno) (sottodimensionamento o dimensionamento pari al fabbisogno) oppure disporre di un surplus aggiuntivo di energia da vendere con relativo guadagno (sovradimensionamento);
- le condizioni di insolazione del luogo di installazione strettamente dipendenti dall'eliofanìa del posto a sua volta dipendente principalmente dalla latitudine, dall'esposizione, inclinazione e superficie disponibile, dalle condizioni medie di nuvolosità, dalle perdite (efficienza) dell'inverter.

Da tutti questi fattori si risale alla misura della superficie di pannelli fotovoltaici necessaria a soddisfare le specifiche di impianto in termini di produzione richiesta, pervenendo di conseguenza ad una primitiva stima complessiva del costo di impianto, cui andranno poi aggiunti i costi delle componenti elettriche ed elettroniche (cavi e inverter) e i costi di installazione.

In tutti i casi risulta necessaria una valutazione o studio di fattibilità economica che valuti la realizzabilità tecnica e la convenienza economica ovvero costi e ritorni dell'investimento in base all'energia elettrica annuale stimata prodotta e ai tempi inevitabili di dismissione dell'impianto (lifetime).

Fattibilità su larga scala



Una centrale fotovoltaica da 500 kWp

La valutazione del costo/efficienza

Il principale ostacolo all'installazione di questo tipo di tecnologia è stato, per lungo tempo, l'alto costo degli impianti stessi, e di conseguenza dell'energia prodotta. Tali limiti sono stati fortemente ridotti negli ultimi anni dalla produzione in massa, conseguenza diretta dell'incentivazione offerta alla produzione di energia solare che ha portato ad un sostanziale abbattimento dei costi.

La ricerca sul silicio amorfo ha dato risultati inferiori alle aspettative, mentre risultati migliori sono stati ottenuti, in via sperimentale su diversi altri materiali (grafite, diseleniuro di indio e rame CiS, tellururo di cadmio, ecc.) che però pongono problemi sulla loro disponibilità in termini di materie prime su larga scala. Secondo altri studi (effettuati nel 2004), per coprire il consumo energetico elettrico italiano sarebbero necessari circa 1900 km² pari allo 0,63% del territorio italiano (supponendo un fattore di capacità del 17,1% e 8 m² per kWp). In tale calcolo non è considerata l'eventuale area potenzialmente utile costituita da superfici verticali con esposizione appropriata appartenenti a edifici. L'investimento sarebbe dell'ordine di €500 miliardi.

Molte speranze si possono ragionevolmente riporre nel fotovoltaico, se integrato con gli altri sistemi di energia rinnovabile, (energia eolica, energia delle maree e energia da biomassa) nella sostituzione graduale delle energie a fonti fossili, le cui riserve sono limitate. Segnali di questo tipo provengono da diverse esperienze europee. In Germania in particolare, leader mondiale del settore, sono state avviate molte centrali elettriche fotovoltaiche utilizzando zone dismesse o tetti di grandi complessi industriali. Più discussa è viceversa l'installazione su aree agricole e collinari, in Italia è comunque vietata dal 2012 l'installazione di impianti fotovoltaici sulle aree agricole. Nei paesi particolarmente soleggiati, di cui l'Italia fa parte, per impianti a terra, in forte competizione al fotovoltaico è la tecnologia termoelettrica a concentrazione solare, in particolare nella versione, che appare prendere sempre più piede, con accumulo termico. Questa tecnologia, oltre ad utilizzare il Sole come fonte, risolve il problema della dispacciabilità, affrontato nel paragrafo seguente, che il fotovoltaico, attualmente, affronta con l'abbinamento a svariate soluzioni convenzionali: impianti idroelettrici a pompaggio e impianti turbogas.

La valutazione dell'intermittenza

Problema o limite intrinseco degli impianti fotovoltaici (e in genere anche delle altre tecnologie energetiche solari ed eoliche), è la sua aleatorietà e non programmabilità di produzione energetica, dovuta alla variabilità dell'irradiazione solare sia per la sua totale assenza notturna, sia in presenza di cielo nuvoloso, sia per le variazioni stagionali tra estate e inverno. Tali problematiche ne declassano in parte l'efficacia come fonte di approvvigionamento energetico ed allo stesso tempo rendono necessaria l'integrazione di tali impianti con altre forme di produzione o di accumulo energetico. Nonostante il consumo complessivo di energia elettrica registri dei minimi proprio di notte, riducendo il problema, anche nei momenti di minimo la domanda energetica rimane consistente (circa il 50% del massimo) ed inoltre il fotovoltaico manca il picco serale estivo, che può paragonarsi a quello diurno.

Queste problematiche sono risolte dalla rete elettrica potenziando la capacità di accumulo e di riserva, con nuovi impianti idroelettrici a pompaggio, stazioni di accumulo (tradizionalmente con accumulatori al piombo, ma oggi si aprono nuove tecnologie), la

flessibilità dei gruppi turbogas, anche di una centrale a ciclo combinato che si trovi ad essere ferma.

Per ridurre la necessità di questi onerosi investimenti, ed evitare sempre più il ricorso al termoelettrico, si pensa ad una rete elettrica "intelligente" (smart grid) che supporti una capacità di accumulo distribuita, in grado cioè di smaltire i flussi di energia intermittenti agli estremi della rete di distribuzione che genererebbero sovraccarichi o improvvisi cali di tensioni con ripercussioni sulla produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia stessa.

Si precisa che la rete attuale è già automatizzata, con complessi sistemi informatici, essendo necessari tempi di reazione, su variazioni complesse, non affrontabili umanamente.

La valutazione dei materiali e problemi ambientali connessi

Una delle questioni che riguardano un possibile utilizzo su vasta scala dell'energia fotovoltaica è relativa alla produzione di grandi quantità di moduli fotovoltaici, che comporterebbe la necessità di reperire quantità rilevanti di materie prime rare e meno rare per effetto della bassa densità energetica della tecnologia fotovoltaica rispetto alle tecnologie che sfruttano le fonti energetiche fossili (per esempio se si considera la densità di potenza riferita all'unità di superficie, una centrale a turbine a gas che utilizza metano, ha una densità di potenza variabile fra i 5.000 e i 15.000 W/m² - la densità di potenza del fotovoltaico non va oltre i 15 W/m²), considerando la sua caratteristica intermittente, e il dover lavorare, in fase di fabbricazione, anche grossi quantitativi di sostanze tossiche. Ad esempio, se si volesse produrre tutta l'energia elettrica di cui l'Italia necessita tramite l'energia fotovoltaica, per quanto riguarda le principali sostanze tossiche necessarie alla produzione di silicio di grado solare, si dovrebbero manipolare circa 10,4 milioni di tonnellate di acido cloridrico, 186.000 tonnellate di tetraclorosilano più altre sostanze cancerogene tipo cadmio, germanio e arsenico - mentre per quanto riguarda l'utilizzo di alcuni materiali rari, come ad esempio l'argento, si avrebbe bisogno di circa 18.600 tonnellate di pasta d'argento e circa 130.000 tonnellate di pasta Ag/Al (5,59 kg/m² di HCl, 0,10 kg/m² di SiCl₄, 0,01 kg/m² di pasta d'argento, 0,07 kg/m² di pasta Ag/Al); non vengono considerati in tale calcolo i materiali necessari alla costruzione degli inverter, all'adeguamento della rete elettrica (smart grid) a causa della produzione non programmabile e alla costruzione delle infrastrutture necessarie per lo stoccaggio dell'energia elettrica in eccesso non immediatamente consumata da utilizzare poi nei periodi di scarso soleggiamento (soprattutto nel periodo invernale e la notte) come ad esempio bacini idroelettrici di accumulo.

Nuovamente, questi limiti del fotovoltaico, aprono una possibilità alla tecnologia alternativa di accesso alla fonte solare, cioè la citata tecnologia del termoelettrico a concentrazione solare, detta anche solare termodinamico.

Diffusione - Mondo

A fine 2012 sono presenti nel mondo impianti fotovoltaici per una potenza totale di 125 GWp.

Diffusione - Europa

Quando la Commissione europea pubblicò nel 2002 il rapporto "European Photovoltaics Projects: 1999-2002", la capacità fotovoltaica installata nel continente era pari a circa

400 MWp, ma l'obiettivo del Libro Bianco europeo punta al raggiungimento di una capacità installata di almeno 3 GW entro il 2010, con un incremento annuo del 30% (1 GW alimenta istantaneamente circa 350.000 utenze domestiche).

Nel **2011** in Europa la **potenza fotovoltaica installata cumulativa è cresciuta di oltre il 50%**, con **21 GWp** connessi in rete prevalentemente nei tre principali mercati (Italia, Germania e Francia).

L'Italia è diventata il **maggior mercato mondiale con i 9 GWp di nuovi impianti fotovoltaici connessi in rete**, anche grazie agli incentivi Feed in tariff (FIT) veicolati in modo vantaggioso dal 3° Conto energia, in vigore nella prima parte dell'anno e poi ridotti senza vanificare la propensione alla richiesta di connessione nel 4° Conto energia, in forza durante la seconda parte dell'anno.

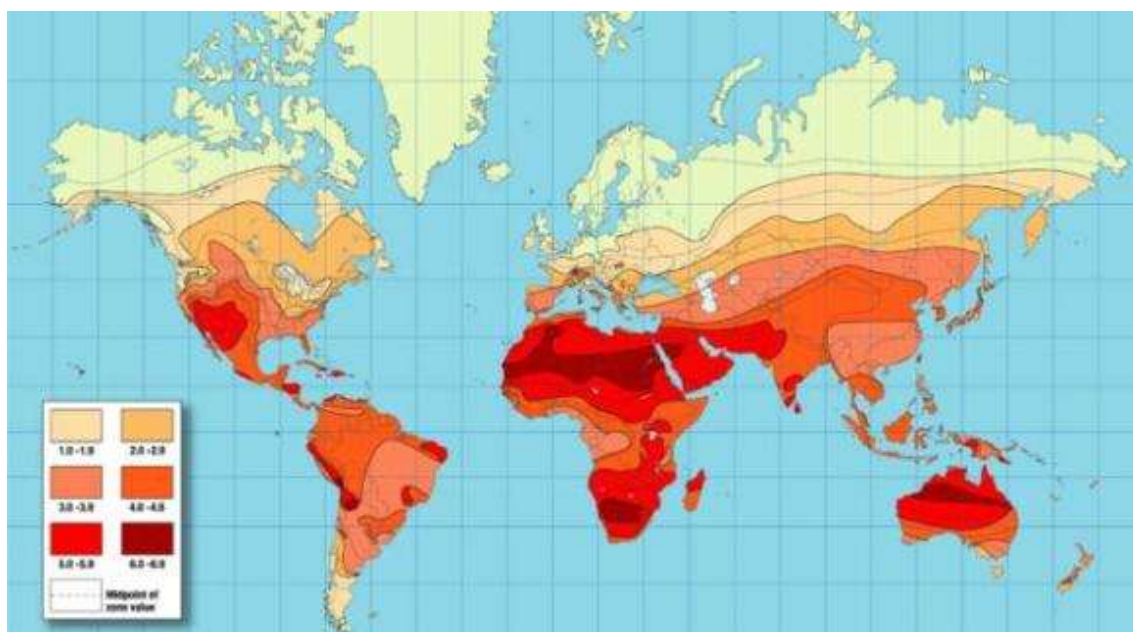
Malgrado la riduzione degli incentivi FIT abbia rallentato la crescita delle installazioni, in particolare nel primo trimestre, in **Germania** il mercato si è mantenuto sostenuto (7,5 GWp) al secondo posto della graduatoria mondiale, grazie a un robusto ultimo quarto dell'anno favorito anche dalla stabilizzazione degli incentivi.

Il **fotovoltaico francese** ha registrato un **record di connessioni in rete** (1,5 GWp), risultato che non trova però corrispondenza nel dato annuale delle nuove installazioni e beneficia degli impianti realizzati nel 2010, giustificandosi con l'aspetto negativo dei tempi molto lunghi dell'iter di connessione alla rete (fino a 18 mesi).

Anche in **Gran Bretagna** si è assistito a uno sviluppo senza precedenti del FV, con 700 MWp di nuova potenza installata, frutto di un sistema FiT introdotto nell'aprile del 2010 ma rapidamente rivisto al ribasso.

Tra gli **altri mercati europei**, molto condizionati in questa fase dall'indebolimento dei programmi statali di sostegno finanziario al settore, si segnalano due casi, uno in positivo e l'altro in negativo: il **Belgio**, in particolare il fotovoltaico fiammingo, che fa registrare un vero boom di nuovi impianti (550 MWp) pur in presenza di un depotenziamento degli incentivi; la **Repubblica Ceca** dove si verifica la scomparsa del FV (10 MWp di nuova potenza), dopo due anni crescita entusiasmante (2 GW).

Per quanto riguarda i **mercati extraeuropei**, sono da rilevare i risultati dei mercati **cinese**, in forte crescita (2 GWp installati e connessi) per gli incentivi FiT erogati a livello provinciale, **USA**, capace di raddoppiare le nuove connessioni (1,6 GWp) rispetto all'anno precedente, **giapponese**, con oltre 1 GWp di nuove connessioni in rete promosse da uno schema FiT rivisitato, e **australiano** (700 MWp).



Diffusione - Italia

Le stime del consumo elettrico italiano per il 2008 erano di 1,22 EJ. Nel 2008 in Italia sono stati prodotti circa 209 PJ da fonti rinnovabili, la maggior parte dei quali 150 PJ da fonte idroelettrica, in seconda battuta (21,5 PJ) da biomassa e rifiuti, da fonte geotermica (19,9 PJ), e da centrali eoliche (17,5 PJ). Per il fotovoltaico, al termine del 2010, risultava installata una potenza di picco pari a 3,470 GW, con una produzione di 6,84 PJ, valore quasi triplicato rispetto ai 2,14 PJ del 2009. Al 31 agosto 2012, secondo AtlaSole risultavano operativi circa 14,94 GWp di cui oltre 2300 MWp in Puglia, in particolare a Minervino Murge. Nel 2011 il fotovoltaico ha prodotto 10,668 TWh pari al 3,2% del consumo totale di energia elettrica. Tra il 1° gennaio e il 31 agosto 2012 sono stati prodotti 13,713 TWh pari al 6,2% del consumo di quel periodo.

Il costo del fotovoltaico

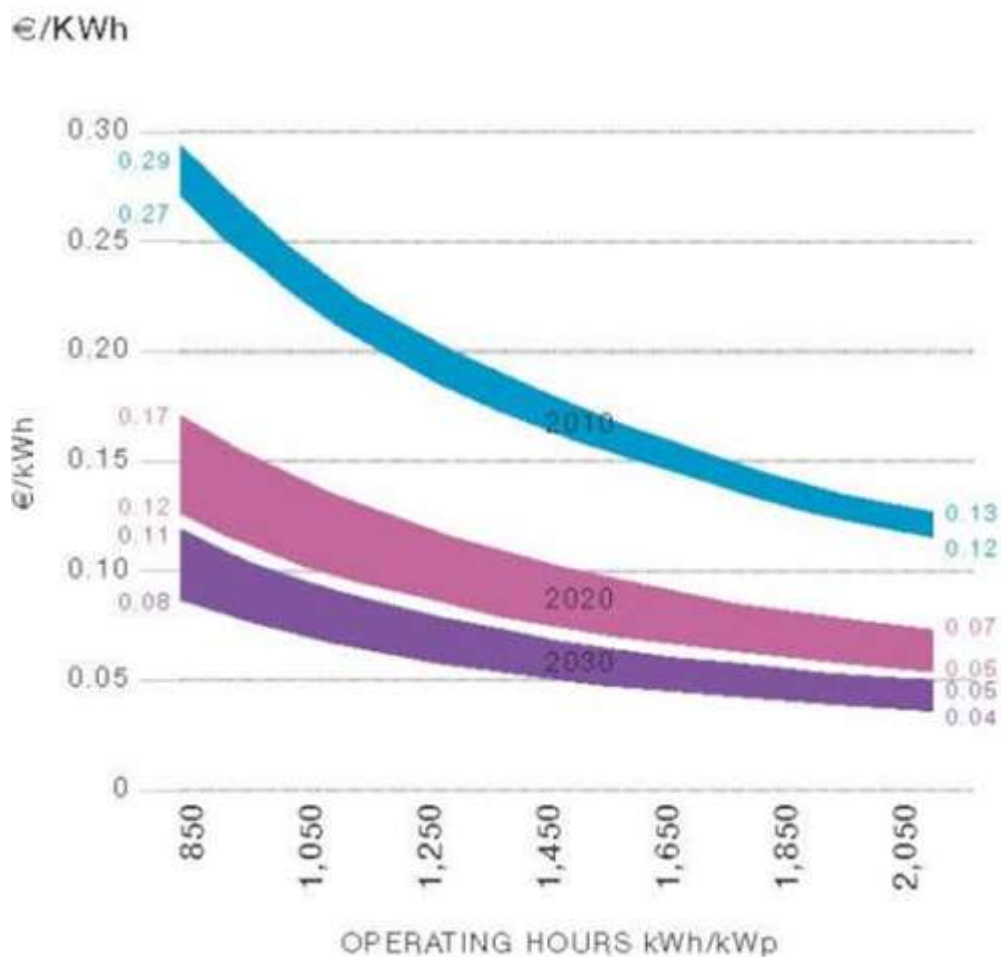
Nei trenta anni passati i **costi del fotovoltaico** si sono ridotti vertiginosamente. Il costo dei moduli è diminuito all'incirca del 22% a ogni raddoppio della capacità installata (in MW). Conseguentemente si sono ridotti in modo considerevole anche i costi di generazione dell'energia elettrica da FV.

Oggi in Europa i costi del kWh oscillano tra 0,15 € e 0,29 €, considerando il valore inferiore caratteristico di una località nel Sud con una insolazione operativa annuale di 1.650 h, e un'energia solare annuale disponibile di 1.900 kWh/m², mentre il valore superiore è tipico di una località scandinava con circa 850 h operative in un anno e con disponibilità energetica solare di 1.000 kWh/m².

Ancora più basso è il costo in zone medio-orientali o subsahariane, dove il kWh scende a 0.12 € e l'irraggiamento sale a 2.200 kWh/m². Le proiezioni prevedono ulteriori riduzioni dei costi dell'elettricità fotovoltaica che, secondo elaborazioni EPIA (fig. 3), dovrebbe scendere in fascia 0,05-0,17 €/kWh al 2020 e 0,04-0,11 €/kWh al 2030, a causa di fattori favorevoli quali l'innovazione tecnologica, l'ottimizzazione della produzione, le economie di scala, l'incremento del ratio performance, l'estensione del ciclo di vita dei sistemi PV, lo sviluppo degli standard e delle specifiche tecniche.

Si deve evidenziare che l'elettricità fv, nelle regioni meridionali europee, è già competitiva con la potenza erogata in ore di picco e prossima al costo dell'energia prodotta dalle centrali di banda (bulk power). La grid parity è ormai a portata di mano.

LEVELISED COST OF ELECTRICITY (LCOE)



source: Greenpeace/EPIA Solar generation VI 2010.

Fig. 3: Costo del kWp fotovoltaico calcolato in base al parametro LCOE. Fonte: Epia, Global market outlook for PV until 2015.

Tutti i GW solari del mondo

Qual è il Paese che produce più energia solare? Chi ha investito nelle tecnologie solari prima di tutti gli altri? Quale posizione occupa in classifica l'Italia?

Greenbyte, produttore di sistemi di controllo per centrali solari, riassume in un'infografica interattiva l'evoluzione del parco solare installato nel mondo dal 1992 al 2015, sulla base di dati propri e dei dati armonizzati di Solar Power Europe (la ex European Photovoltaic Industry Association) nel periodo 2006-2016.



Dallo "zero virtuale" degli anni dal '92 al '99', perché il dettaglio dell'infografica non rappresenta capacità complessive (per Paese) inferiori ai 25 MW, l'installato aumenta progressivamente fino ai 229 GW del 2015 (l'equivalente di altrettanti singoli reattori nucleari di taglia standard). Anno dopo anno, la mappa mostra che la Germania è stata la prima nazione al mondo a credere e investire fortemente nel solare. Oggi il primato è della Cina, con 43.381 MW installati: nella classifica, l'Italia occupa un buon quinto posto (18.612 MW), preceduta da Stati Uniti (25.600 MW), Giappone (34.151 MW) e Germania (39.695 MW).

[Gli impianti fotovoltaici più grandi al mondo](#)

Grandi impianti solari possono trasformarsi in opere architettoniche e ingegneristiche non solo funzionali e utili ma anche belle. E così, un parco solare può diventare un'attrazione turistica e mettere in moto, oltre ai posti di lavoro e allo sviluppo dell'economia legati all'energia pulita, anche altre attività, come quella turistica, che non hanno nessuna evidente connessione con il settore delle rinnovabili. Di seguito alcuni dei progetti che più di altri si sono distinti per aver saputo legare la necessità di ottenere energia pulita sfruttando il sole e il rispetto per l'ambiente, realizzando impianti che sono stati comunemente definiti "belli".



L'impianto fotovoltaico di Disney in Florida

L'impianto solare attualmente in fase di costruzione riprende la faccia iconica del più famoso dei suoi personaggi: Mickey Mouse. Un impianto da 5 MW e 48 mila pannelli che fornisce energia elettrica al Walt Disney World e al vicino Reedy Creek Improvement District.



L'impianto solare dell'aeroporto di Chattanooga nel Tennessee

Situato all'angolo sud-ovest dell'aeroporto di Chattanooga, questo impianto solare da 2,1 MW è stato costruito su uno spazio non utilizzabile per scopi aeronautici. Il complesso solare mette insieme due parchi solari: da un lato 3.948 pannelli solari che generano 255 watt per pannello e, dall'altro, altri 3.542 pannelli da 310 watt ciascuno. Insieme, i due impianti riescono a produrre l'85 per cento circa dell'intero fabbisogno energetico dell'aeroporto. Obiettivo dell'Autorità aeroportuale è di arrivare a installare 3 MW, in questo modo l'aeroporto diventerebbe energeticamente autonomo e carbon neutral.



La centrale fotovoltaica californiana Topaz Solar

Se lo si guarda dall'alto, il Topaz solar che copre parte di Carrizo Plain nel sud della California, ricorda la grafica retrò del vecchio Tetris dei videogiochi. È composto da 9 milioni di moduli fotovoltaici a film sottile estesi su 1900 ettari, una delle più grandi centrali fotovoltaiche al mondo. Entrato in funzione nel 2014, con i suoi 550 megawatt produce elettricità sufficiente ad alimentare circa 180 mila case. Secondo alcuni calcoli fatti dalla Nasa, grazie a questo impianto, ogni anno si evita di disperdere nell'atmosfera 407 mila tonnellate di anidride carbonica, equivalente a togliere 77 mila automobili dalla strada.



Il cuore della Nuova Caledonia

Non è ancora stato costruito ma sicuramente, una volta ultimato, diventerà il più bel parco solare al mondo. Ispirato alla Heart of Voh, un'area vicina che ha la naturale forma di cuore ed è popolata da una vegetazione di mangrovie. Il cosiddetto "Cuore della Nuova Caledonia" verrà realizzato nell'isola di Grand Terre, la più grande della Nuova Caledonia, nell'Oceano Pacifico sud-occidentale. Al termine dei lavori, i suoi 7.888 pannelli saranno in grado di fornire energia pulita a 750 case, risparmiando circa 2 milioni di tonnellate di emissioni di anidride carbonica durante la sua vita stimata in 25 anni.



Il Kagoshima Nanatsujima giapponese post fukushima

Nel sud del Giappone, a Kyocera, si trova l'impianto solare più grande del Giappone. Una centrale che con una capacità di 70 megawatt alimenta circa 22 mila case giapponesi. Dopo il disastro nucleare di Fukushima, questo progetto da 280 milioni di dollari americani rappresenta lo sforzo del Giappone a investire nell'energia pulita e rinnovabile. Il Kagoshima Nanatsujima non si distingue per essere futuristico o originale: ad esserlo è piuttosto la sua storia. È infatti uno dei pochi impianti solari aperti al pubblico: offre visite guidate e mostre scientifiche. Al suo interno è stata allestita una sala di osservazione circolare da cui i visitatori possono osservare l'impianto ma da cui possono anche godere del panorama che, da una parte, guarda alla baia di Kagoshima e, dall'altra, al vulcano Sakurajima, attirando così diversi turisti. È un modo forse insolito per far conoscere ed informare i cittadini sull'energia pulita, sui suoi benefici e sui modi utilizzati per produrla.

Il **fotovoltaico**, lo sappiamo tutti, è una tecnologia utilizzata per la generazione di energia elettrica mediante la conversione del calore dai raggi solari direttamente in energia elettrica. Nel mondo stanno proliferando sempre di più grandi impianti fotovoltaici e gli Stati incoraggiano l'uso di fonti verdi d'energia che non solo sono disponibili in larga scala ma aiutano l'ambiente riducendo l'inquinamento prodotto da combustibili fossili. Un certo numero di celle solari composte da materiale fotovoltaico sono utilizzate per fare un pannello solare e un certo numero di pannelli formano vere e proprie centrali fotovoltaiche. Di seguito trovate tra le più grandi centrali fotovoltaiche del mondo, vere e proprie stazioni solari che producono energia verde:

1) Centrale fotovoltaica a Solarpark Senftenberg - Germania: Questo impianto fotovoltaico è il più grande del mondo e si trova in Germania vicino alla città di Senftenberg.

Si tratta di una centrale fotovoltaica di 78 MW composta da 62 stazioni di inverter centrali e intorno 330.000 moduli solari cristallini. E' stato completato in soli 3 mesi ed è in grado di generare energia per circa 25.000 abitazioni. Tre banche tedesche hanno finanziato i 150 milioni di € di investimento per questo impianto di 78 MW. Oltre alla definizione di nuovi standard nella costruzione di grandi impianti fotovoltaici, questo progetto ha anche dimostrato che in confronto ad altri tipi di centrali elettriche, i grandi impianti fotovoltaici possono essere completati molto più velocemente. L'impianto è in grado di produrre energia a costi inferiori, nonostante il fatto che la sua posizione è climatica non ideale (ci troviamo in Germania dove i raggi del sole hanno un potere energetico inferiore all'Italia).



2) Centrale fotovoltaica a Sarnia – Canada

L'impianto fotovoltaico Sarnia si trova vicino a Ontario in Canada, con una capacità totale di circa 80MW è uno dei più grandi impianti fotovoltaici e moderni del mondo. Il progetto sviluppato da Enbridge è stato completato in due fasi, la prima fase di consegna a 20 MW è stata completata nel dicembre 2009 e la fase successiva che è in grado di erogare 60 MW è stata completata nel settembre 2010. La centrale Sarnia copre un totale di 950 ettari di terreno dei quali circa 966.000 mq di pannelli solari a film sottile. Il rendimento annuo atteso di questo impianto è di circa 120,00 MW. Per produrre la stessa quantità di energia in una centrale a carbone ci sarebbero voluti 39.000 tonnellate di CO₂ all'anno.



3) Centrale fotovoltaica a Lieberose – Germania

Il Parco Fotovoltaico Lieberose gestito dal Gruppo Juwi (che ha un contratto di 20 anni sul territorio) è al mondo il terzo più grande. La centrale fotovoltaica si trova a Lieberose, Brandeburgo, in Germania è entrata in funzione nel mese di ottobre 2009 e ha una capacità totale di 71,8 MW. Il parco solare è composto di 700.000 pannelli solari e garantisce elettricità a 15.000 case. I pannelli solari utilizzati sono ad alta efficienza energetica e convertono una gran parte dell'energia solare in energia elettrica.



Alcuni esempi di grossi impianti fotovoltaici nel mondo:

1. Topaz Solar Farm, 550 MW, in grado di produrre 1053,37 GWh nel 2014.
2. Desert sunlight solar farm, 550 MW, inaugurato nel febbraio 2015, utilizza pannelli a film sottile in CdTe.
3. Elecnor, 108 MW
4. Sarnia, 97 MW, che conta più di 420.000 moduli fotovoltaici.
5. Montalto di Castro, 84,2 MW, con oltre 276.000 moduli installati.
6. Solarpark Finsterwalde I,II,III - Finsterwalde, 80,7 MW
7. Rovigo, 70 MW
8. Olmedilla de Alarcón, 60 MWp

- Il più grande impianto su tetto è quello costruito sui tetti del Centro Ingresso Sviluppo Campano (CIS) in Nola, Napoli, con una potenza di 25 MW di picco.
- Il più grande impianto fotovoltaico architettonicamente integrato in funzione è quello sull'area Koris a Trissino (VI), con 8420 moduli per un totale di 1.98 MWp. L'integrazione architettonica consiste nell'impiego dei moduli fotovoltaici come copertura degli edifici grazie ad una struttura in acciaio inox con brevetto europeo di progettazione italiana. L'impianto è in funzione dal 25 maggio 2011 e produce circa 2.3 GWh di energia con il risparmio di 1200 ton di CO₂ all'anno.
- Il più grande impianto in facciata al mondo è quello costruito sulla sede del produttore di moduli fotovoltaici cinese Suntech Power, per un totale di 1 MWp su 6900 m². La stessa azienda detiene anche l'attuale record mondiale per capacità produttiva con 1 GWp/anno di moduli fotovoltaici prodotti e commercializzati.
- La giapponese Sharp deteneva il precedente primato fin dagli albori del fotovoltaico.



L'impressionante Pergola solare a Barcellona

- L'installazione fotovoltaica più spettacolare è forse la cosiddetta Pergola solare realizzata da un pool di aziende europee a Barcellona, Spagna, che raccoglie moduli fotovoltaici per un totale di 444 kWp su un'unica vela di 112 metri x 50 metri sospesa a mezz'aria (quasi un campo di calcio regolamentare).
- La più grande centrale fotovoltaica pubblica d'Europa si trova in Valle Sabbia con una fornitura prevista media di 8,9 MW (quella di picco è molto maggiore: viene già considerato il fattore di carico).
- La serra fotovoltaica più grande al mondo si trova a Villasor, provincia del Sud Sardegna. Su una superficie di 27 ettari, dotato di 84000 pannelli in un solo campo

solare e 134 serre, produce 20 MW. La centrale verde è stata realizzata con un investimento di 70 M€ dall'indiana Mbccl in collaborazione con il colosso americano GE.

- Curioso il caso del parco solare Scornicești (Romania) di Power Clouds, tra i pochi esempi al mondo di parco solare partecipato. Attualmente sono oltre 49 mila le persone che hanno aderito al progetto.

MODULO FOTOVOLTAICO

Un **pannello fotovoltaico** è un dispositivo optoelettronico in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica mediante effetto fotovoltaico. È composto da **moduli fotovoltaici**, a loro volta costituiti da celle fotovoltaiche ed è tipicamente impiegato come generatore di corrente in un impianto fotovoltaico.

Può essere meccanicamente preassemblato a formare un *pannello fotovoltaico*, pratica caduta in disuso con il progressivo aumento delle dimensioni dei moduli, che ne hanno di fatto incorporato le finalità. Può essere esteticamente simile al pannello solare termico, ma, pur avendo entrambi l'energia solare (radiazione solare) come fonte di energia primaria, hanno scopi e funzionamento differenti. Entrambi vengono talvolta indicati semplicemente con il nome generico di "pannello solare".



Due pannelli formati ognuno da 12 moduli fotovoltaici montati su supporti a inseguimento solare

Storia

Le principali tappe della tecnologia fotovoltaica:

- 1839 Il francese Alexandre Edmond Bécquerel nota che "della corrente elettrica è generata durante alcune reazioni chimiche indotte dalla luce". Scopre così l'effetto fotogalvanico negli elettroliti liquidi.
- 1883 L'inventore statunitense Charles Fritz produce una cella solare di circa 30 centimetri quadrati a base di selenio con un'efficienza di conversione dell'1-2 %.
- 1905 Albert Einstein pubblica la sua teoria sull'effetto fotoelettrico che gli porterà il premio Nobel per la Fisica nel 1921.
- 1963 La giapponese Sharp produce i primi moduli fotovoltaici commerciali.

Composizione di una cella fotovoltaica



Una cella fotovoltaica in silicio policristallino

La cella fotovoltaica, o cella solare, è l'elemento base nella costruzione di un modulo fotovoltaico.

Essa è un dispositivo elettrico che converte l'energia della luce direttamente in elettricità tramite l'effetto fotovoltaico.

I pannelli fotovoltaici comunemente in commercio, sono costituiti da 48, 60, 72 oppure fino a 96 celle ognuno.

Moduli

I moduli in silicio mono o poli-cristallini rappresentano la maggior parte del mercato; sono tecnologie costruttivamente simili e prevedono che ogni cella fotovoltaica sia cablata in superficie con una griglia di materiale conduttore che ne canalizzi gli elettroni. Ogni cella viene connessa alle altre mediante nastri metallici, in modo da formare opportuni circuiti in serie e in parallelo. La necessità di silicio molto puro attraverso procedure di purificazione dell'ossido di silicio (SiO_2 , silice) presente in natura eleva il costo della cella fotovoltaica.

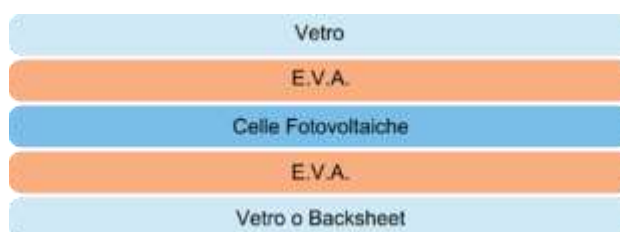
Sopra una superficie posteriore di supporto, in genere realizzata in un materiale isolante con scarsa dilatazione termica, come il vetro temperato o un polimero come il tedlar, vengono appoggiati un sottile strato di acetato di vinile (spesso indicato con la sigla *EVA*), la matrice di moduli preconnessi mediante i già citati nastri, un secondo strato di acetato

e un materiale trasparente che funge da protezione meccanica anteriore per le celle fotovoltaiche, in genere vetro temperato. Dopo il procedimento di pressofusione, che trasforma l'EVA in mero collante inerte, le terminazioni elettriche dei nastri vengono chiuse in una morsettiere stagna generalmente fissata alla superficie di sostegno posteriore, e il risultato ottenuto viene fissato ad una cornice in alluminio, che sarà utile al fissaggio del pannello alle strutture di sostegno atte a sostenerlo e orientarlo opportunamente verso il sole.

Costruzione del modulo fotovoltaico in silicio

Il modulo fotovoltaico in silicio è costituito da molti strati di materie prime detto laminato e dai materiali accessori atti a renderlo utilizzabile.

Laminato



Stratificazione del laminato

Il laminato viene preparato con i seguenti materiali:

- Vetro (i moduli costruiti in Italia abitualmente usano vetro da 4 mm di spessore)
- Etilene vinil acetato - EVA
- Celle mono o policristalline
- EVA (composto elastico utilizzato nei moduli fotovoltaici a protezione delle celle fotovoltaiche)
- Backsheet o Tedlar (copertura di fondo)

Il vetro viene usato come base su cui viene steso un sottile foglio di EVA. Al di sopra dell'EVA vengono posizionate le celle rivolte con il lato fotosensibile verso il basso, viene steso un altro foglio di EVA e quindi un foglio di materiale plastico isolante (PET o similare) oppure un'altra lastra di vetro. Il vetro è a basso contenuto di ferro per garantire una maggiore trasparenza ai raggi solari ed è temperato. Un vetro di questo tipo lascia passare circa il 91,5% dell'irraggiamento ricevuto.

Il tutto viene inviato al laminatore, o forno. Questa è una macchina nella quale, dopo esser stato creato il vuoto in pochi minuti, una piastra, posta a contatto, viene riscaldata fino a 145 °C per circa dieci minuti, in modo da favorire la polimerizzazione dell'EVA. Trascorso questo tempo, il prodotto finito viene estratto ed inviato alle lavorazioni successive, avendo raggiunto le caratteristiche richieste dalla sua installazione. Se la laminazione viene eseguita correttamente, il laminato è in grado di resistere alle intemperie per almeno 25/30 anni. Tutte le lavorazioni successive hanno lo scopo principale di rendere più comodo e pratico il suo utilizzo, incrementando, in realtà, di poco la resistenza nel tempo.

Tecnologie realizzative



Cella solare di silicio monocristallino

Dei molti materiali impiegabili per la costruzione dei moduli fotovoltaici, il silicio è in assoluto il più utilizzato. Il silicio viene ottenuto in wafer che vengono in seguito uniti tra loro a formare un modulo fotovoltaico.

Le tipologie costruttive delle celle fotovoltaiche più comuni sono:

- **Silicio monocristallino**: le celle presentano un'efficienza dell'ordine del 18-21%. Sono tendenzialmente costose perché tagliate da barre cilindriche, è difficile formare superfici estese senza sprecare materiale o spazio.
- **Silicio policristallino**: celle più economiche, ma meno efficienti (15-17%), il cui vantaggio risiede nella facilità con cui è possibile tagliarle in forme adatte ad essere unite in moduli.
- **Silicio amorfo depositato da fase vapore**: le celle hanno un'efficienza bassa (8%), ma sono molto più economiche da produrre (motivo per cui nel 2016 la quasi totalità dei pannelli per uso domestico è ancora di questo tipo). Il silicio amorfo (Si-a) possiede un bandgap maggiore del silicio cristallino (Si-c) (1,7 eV contro 1,1 eV): ciò significa che è più efficiente nell'assorbire la parte visibile dello spettro della luce solare, ma meno efficace nel raccoglierne la parte infrarossa. Dato che il silicio nanocristallino (con domini cristallini dell'ordine del nanometro) ha circa lo stesso bandgap del Si-c, i due materiali possono essere combinati creando una cella a strati, in cui lo strato superiore di Si-a assorbe la luce visibile e lascia la parte infrarossa dello spettro alla cella inferiore di silicio nanocristallino.
- **CIS**: le celle sono basate su strati di calcogenuri (ad es. $\text{Cu}(\text{In}_x\text{Ga}_{1-x})(\text{SexS}_{1-x})_2$). Hanno un'efficienza fino all'15%, ma il loro costo è ancora molto elevato.
- **Celle fotoelettrochimiche**: queste celle, realizzate per la prima volta nel 1991, furono inizialmente concepite per imitare il processo di fotosintesi. Questo tipo di cella permette un uso più flessibile dei materiali e la tecnologia di produzione sembra essere molto conveniente. Tuttavia, i coloranti usati in queste celle soffrono problemi di degrado se esposti al calore o alla luce ultravioletta. Nonostante questo problema, questa è una tecnologia emergente con un impatto commerciale previsto entro una decina di anni.
- **Cella fotovoltaica ibrida**: combina i vantaggi dei semiconduttori organici e di vari tipi di semiconduttori inorganici.

- **Cella fotovoltaica a concentrazione**: unisce alle tecnologie di cui sopra, delle lenti a concentrazione solare che aumentano sensibilmente l'efficienza. Rappresentano la nuova promettente generazione di pannelli ancora in fase di sviluppo.

Moduli cristallini

- **Silicio monocristallino**, in cui ogni cella è realizzata a partire da un wafer la cui struttura cristallina è omogenea (monocristallo), opportunamente drogato in modo da realizzare una giunzione p-n;
- **Silicio policristallino**, in cui il wafer di cui sopra non è strutturalmente omogeneo ma organizzato in grani localmente ordinati.

Moduli a film sottile

I moduli fotovoltaici a film sottile vengono realizzati tramite la deposizione del materiale semiconduttore su un supporto di tipo vetroso, per i pannelli rigidi da utilizzare all'aperto; oppure di plastica, nel caso di pannelli flessibili per utilizzi meno convenzionali.

Il modulo in film sottile viene realizzato in maniera monolitica e non richiede l'assemblaggio di più celle, come nel caso di pannelli in silicio cristallino, inoltre la quantità di materiale semiconduttore presente nel pannello risulta notevolmente inferiore rispetto ai pannelli realizzati con celle standard riducendo i costi di produzione, d'altro canto, il materiale depositato risulta avere una elevata difettosità e di conseguenza i pannelli in film sottile avranno un rendimento inferiore rispetto ai loro equivalenti monocristallini.

I moduli in film sottile si suddividono in varie categorie a seconda dei materiali semiconduttori depositati su di esso, fra i più diffusi troviamo:

- **Silicio amorfo**, in cui gli atomi di silicio vengono depositi chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno. Questa tecnologia impiega quantità molto esigue di silicio (spessori dell'ordine del micron). I moduli in silicio amorfo mostrano in genere una efficienza meno costante delle altre tecnologie rispetto ai valori nominali, pur avendo garanzie in linea con il mercato. Il dato più interessante riguarda l'EROEI, che fornisce valori molto alti (in alcuni casi arrivano anche a 9), il che attesta l'economicità di questa tecnologia.
- **Tellururo di cadmio (CdTe)**: sono i pannelli a film sottile più economici e col più basso rendimento termodinamico. A maggio 2011, il Consiglio d'Europa ha confermato che non esiste alcun divieto di produzione o installazione di questi pannelli, allo scopo di rispettare gli obiettivi prefissati in termini di energie rinnovabili ed efficienza energetica; contestualmente, data la sua documentata tossicità, ha inserito il cadmio nella lista dei materiali vietati nelle produzioni elettriche o elettroniche. Il divieto di utilizzo nella produzione di celle fotovoltaiche parte dal 2013 (modifica alla Direttiva: *Restriction of Hazardous Substances Directive* del 24 novembre 2010).
- **Solfuro di cadmio (CdS)** microcristallino, che presenta costi di produzione molto bassi in quanto la tecnologia impiegata per la sua produzione non richiede il raggiungimento delle temperature elevatissime necessarie invece alla fusione e purificazione del silicio. Esso viene applicato ad un supporto metallico per spray-coating, cioè viene letteralmente spruzzato come una vernice. Tra gli svantaggi legati

alla produzione di questo genere di celle fotovoltaiche vi è la tossicità del cadmio ed il basso rendimento del dispositivo.

- **Arseniuro di gallio (GaAs)**, una lega binaria con proprietà semiconduttive, in grado di assicurare rendimenti elevatissimi, dovuti alla proprietà di avere un gap diretto (a differenza del silicio). Viene impiegata soprattutto per applicazioni militari o scientifiche avanzate (come missioni automatizzate di esplorazione planetaria o fotorivelatori particolarmente sensibili). Tuttavia il costo proibitivo del materiale monocristallino a partire dal quale sono realizzate le celle, lo ha destinato ad un impiego di nicchia.
- **Diseleniuro di indio rame (CIS)**, con opacità variabile dal 100% al 70% ottenuta mediante fori ricavati direttamente nel film.
- **Diseleniuro di indio rame gallio (CIGS)**

Varianti proprietarie

- *Eterogiunzione*, letteralmente giunzione tra sostanze diverse, in cui viene impiegato uno strato di silicio cristallino come superficie di sostegno di uno o più strati amorfi o cristallini, ognuno dei quali ottimizzato per una specifica sotto-banda di radiazioni;
- *Silicio microsferico*, in cui si impiega silicio policristallino ridotto in sfere del diametro di circa 0,75 μm ingabbiate in un substrato di alluminio;

Delle tecnologie citate, soltanto l'amorfo e il microsferico permettono la flessione del modulo: nel caso dell'amorfo non vi è la struttura cristallina del materiale ad impedirne la flessione, nel caso del microsferico non è la cella (sfera) a flettersi, ma la griglia a nido d'ape su cui è disposta.

Dati tecnici

Prestazioni e rendimenti

In prima approssimazione, la potenza elettrica generata da un modulo si può derivare dalle seguente formula:

$$P = \eta I_0 \sin(\alpha) S$$

dove:

- I_0 è l'irradianza solare perpendicolarmente alla direzione dei raggi solari espressa in Watt/m^2
- α è l'angolo di inclinazione del modulo rispetto alla radiazione solare incidente;
- S è la superficie in m^2 del modulo;
- η è un fattore di rendimento.

In generale, dunque, le prestazioni per unità di superficie dei moduli fotovoltaici sono suscettibili di variazioni anche sostanziose in base:

- al rendimento dei materiali;
- alla tolleranza di fabbricazione percentuale rispetto ai valori di targa;
- all'irraggiamento a cui le sue celle sono esposte;
- all'angolazione o incidenza con cui la radiazione solare giunge rispetto alla sua superficie;

- alla temperatura di esercizio dei materiali, che tendono ad "affaticarsi" in ambienti caldi;
- alla composizione dello spettro di luce solare;
- alla banda spettrale di radiazione solare assorbita (valutata dalla risposta spettrale): le celle possono convertire in elettricità solo una banda di frequenze dello spettro della luce solare.

Si definisce rendimento o efficienza di un modulo fotovoltaico il rapporto espresso in percentuale tra energia captata e trasformata rispetto a quella totale incidente sulla superficie del modulo ed è dunque un parametro di qualità o prestazionale del modulo stesso; esso è quindi proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di altre condizioni. Come in tutti i sistemi di conversione energetica, l'efficienza del modulo fotovoltaico è sempre inferiore dell'unità (o 100%) per effetto di inevitabili perdite nel sistema reale.

L'efficienza ha ovviamente effetti sulle dimensioni fisiche dell'impianto fotovoltaico: tanto maggiore è l'efficienza, tanto minore è la superficie necessaria di pannello fotovoltaico per raggiungere un determinato livello di potenza elettrica. Inoltre, per motivi costruttivi, il rendimento dei moduli fotovoltaici è in genere inferiore o uguale al rendimento della loro peggiore cella.

In particolare, il miglioramento nell'efficienza di un modulo fotovoltaico si può ottenere attraverso un processo sempre più spinto di purificazione del materiale semiconduttore utilizzato (tanto più è puro tanto maggiore è la radiazione solare captata e convertita), oppure attraverso l'uso combinato di più materiali semiconduttori che coprano in assorbimento la maggior parte possibile di spettro della radiazione solare incidente. Tuttavia, tanto maggiore è l'efficienza, tanto maggiori tendono ad essere i costi in quanto più spinto e raffinato diventa il processo di fabbricazione delle celle.

A livello impiantistico, l'efficienza della cella dipende anche dalla temperatura della cella stessa. I dati qui sotto si riferiscono alla temperatura di cella di 25 °C; per le celle in Si cristallino, si può considerare una perdita di rendimento dello 0,45 % circa per ogni grado centigrado di aumento della temperatura; una cella in Si monocristallino, alla temperatura di 70 °C, ha una perdita di produzione di circa il 25%; questa temperatura è raggiungibile in condizioni di buona insolazione. Le celle a giunzione multipla (ad es. GaAs, InGaAs, Ge) hanno perdita molto più bassa (0,05 %/°C). Alcuni collettori a concentrazione per uso terrestre, derivati dal settore aerospaziale (Boeing - Spectrolab, CESI) ed a giunzione multipla, sfruttano caratteristiche di questo tipo ed hanno rendimenti nominali che superano anche il 40%; valori tipici riscontrabili invece nei comuni prodotti commerciali a base silicea si attestano intorno al:

19-21% nei moduli in silicio monocristallino;

16-18% nei moduli in silicio policristallino;

8.5% nei moduli in silicio amorfo.

Ne consegue dunque che a parità di produzione elettrica richiesta, la superficie occupata da un campo fotovoltaico amorfo sarà più che doppia rispetto ad un equivalente campo fotovoltaico cristallino.

A causa del naturale affaticamento dei materiali, le prestazioni di un pannello fotovoltaico comune diminuiscono di circa un punto percentuale su base annua. Per garantire la qualità

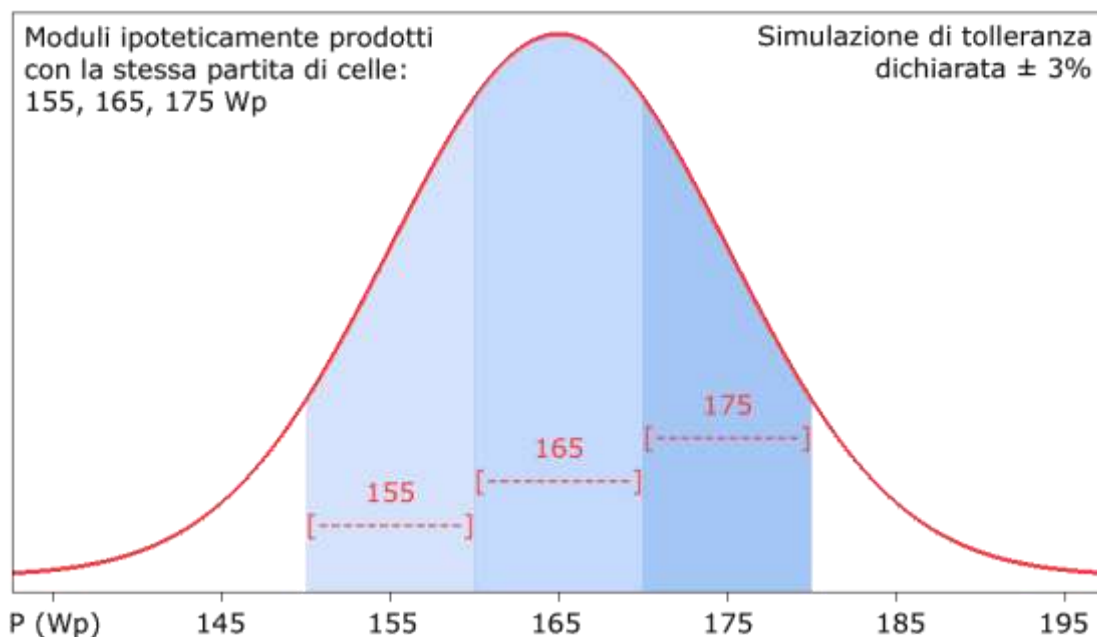
dei materiali impiegati, la normativa obbliga una garanzia di minimo due anni sui difetti di fabbricazione e anche sul calo di rendimento del silicio nel tempo, dove arriva ad almeno 20 anni. La garanzia oggi nei moduli di buona qualità è del 90% sul nominale per 10 anni e dell'80% sul nominale per 25 anni. Altre perdite di efficienza sono dovute all'inverter dell'impianto che ha efficienze dell'ordine del 90-95%.

Ad inizio 2012, si è raggiunto il nuovo record di efficienza pari a 33,9% ottenuta con pannelli fotovoltaici a concentrazione per scopi commerciali grazie anche all'uso di inseguitori solari.

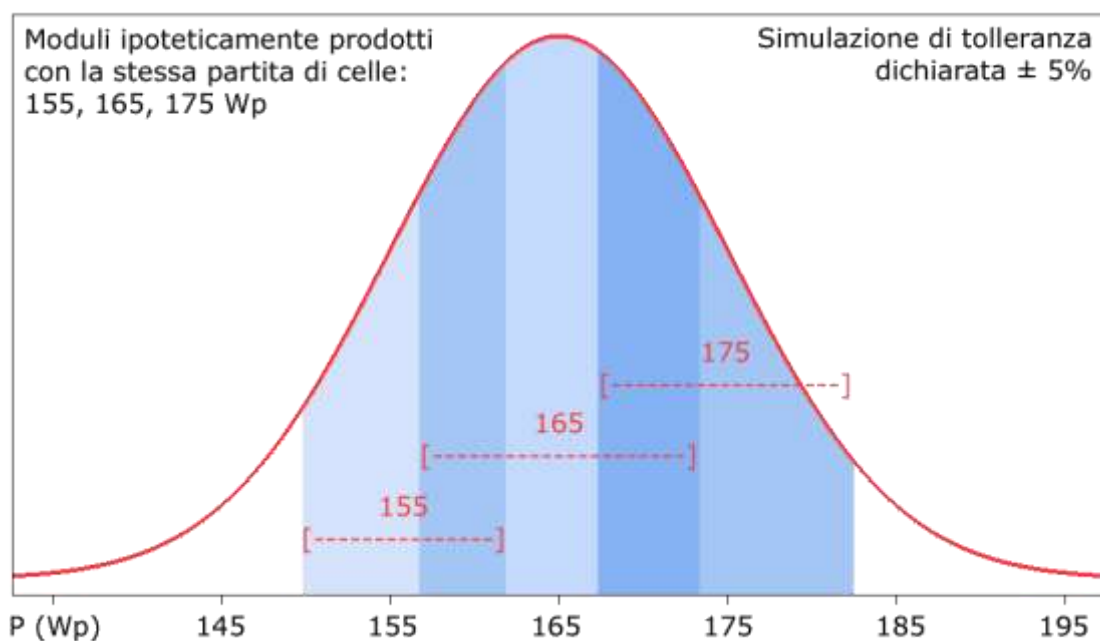
Volendo invece valutare il rendimento globale di un impianto costituito da pannelli + inverter, supponendo per i primi un rendimento del 20% e del 90% per il secondo, si avrebbe complessivamente un rendimento del $0,2 \times 0,9 = 0,18$ ovvero del 18% appena.

In altre parole, l'82% dell'energia proveniente dal sole non può essere convertita in elettricità: questo bassissimo rendimento complessivo di un impianto solare rappresenta al giorno di oggi uno dei problemi che andranno superati.

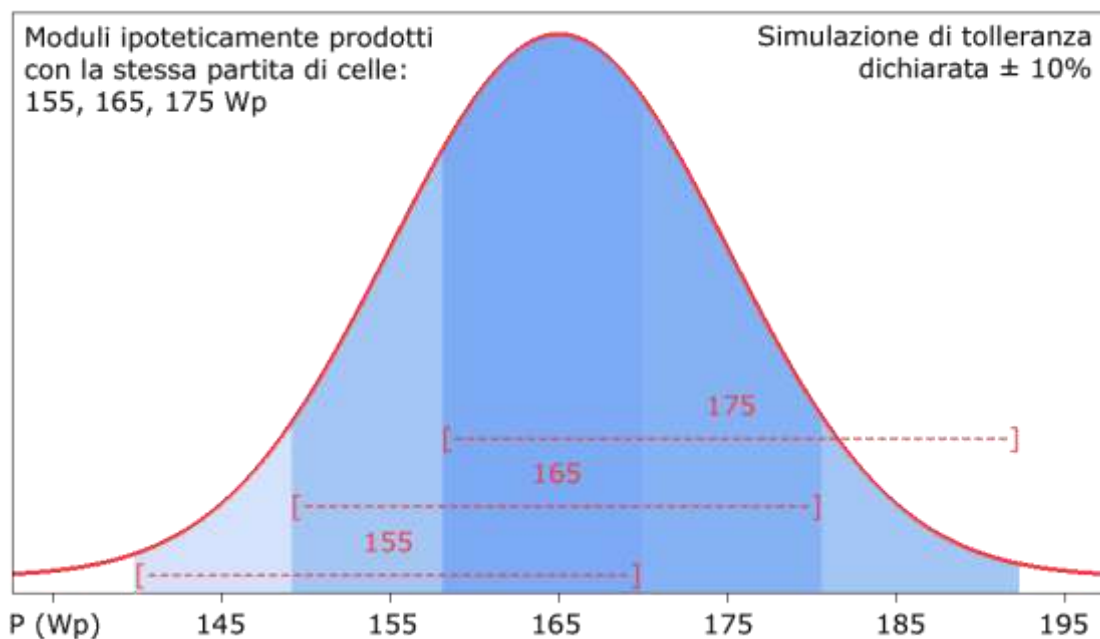
Tolleranza



Una simulazione con tolleranza $\pm 3\%$. Non sono presenti aree di sovrapposizione.



Una simulazione con tolleranza $\pm 5\%$. Sono presenti evidenti aree di sovrapposizione tra moduli diversi.



Una simulazione con tolleranza $\pm 10\%$. Sovrapposizione quasi totale delle aree di tolleranza, probabile indice di scarsa qualità.

La tolleranza di fabbricazione è un dato percentuale (generalmente variabile dal $\pm 3\%$ al $\pm 10\%$) che ogni produttore dichiara in relazione ai propri standard qualitativi di produzione. Tanto minore è la tolleranza dichiarata, tanto più stabili nel tempo e predicibili saranno le prestazioni elettriche del modulo, a parità di condizioni di utilizzo.

Nella maggior parte dei casi, i produttori realizzano più versioni dello stesso modulo, distinte in base alla potenza nominale, pur realizzandoli con le medesime celle, che vengono preventivamente raggruppate in famiglie prestazionali simili. L'obiettivo dell'operazione è gestire in modo più accorto possibile le celle elettricamente peggiori, che potrebbero inficiare le prestazioni dell'intero modulo.

In quest'ottica quindi, tanto più numerose sono le famiglie di celle uniformi, tanto minore potrebbe essere la tolleranza di fabbricazione garantita. Nella realtà di mercato, tuttavia, data la curva di Gauss che descrive la distribuzione statistica della qualità di tutte le celle fotovoltaiche di una data partita produttiva, le linee di separazione tra gruppi di moduli simili si ampliano a volte fino a costituire fasce piuttosto ampie.

Il produttore può così gestire la parte di produzione all'interno di queste fasce:

Declassando il prodotto in questione, per considerarlo entro la tolleranza positiva del modulo inferiore, con il risultato di perdere profitto;

Innalzando il prodotto, per considerarlo entro la tolleranza negativa del modulo superiore, con il risultato di marginalizzare di più a discapito della qualità effettiva del prodotto.

Dal punto di vista commerciale, il produttore si garantisce la liceità dell'operazione dichiarando una tolleranza di fabbricazione più ampia del necessario rispetto alle potenze nominali dei vari moduli realizzati. L'immediato effetto che questa pratica comporta è la ricaduta di cospicue quantità di moduli all'interno delle citate fasce a cavallo di due o più tolleranze di fabbricazione.

Alla luce di ciò, i moduli fotovoltaici qualitativamente migliori sono da ricercarsi tra quelli che combinano:

- una tolleranza negativa stretta (quella positiva può considerarsi trascurabile);
- una nulla o limitata area di sovrapposizione tra le fasce di tolleranza delle varie potenze dello stesso modulo.

L'artificio della tolleranza più ampia del necessario è una tecnica impiegata solo da produttori minori, a causa della sua facile individuazione (basta una brochure con la lista dei prodotti trattati e una calcolatrice) e del sospetto che inevitabilmente farebbe sorgere nei confronti del produttore.

La tolleranza di fabbricazione è un dato percentuale (generalmente variabile dal $\pm 3\%$ al $\pm 10\%$) che ogni produttore dichiara in relazione ai propri standard qualitativi di produzione. Tanto minore è la tolleranza dichiarata, tanto più stabili nel tempo e predicibili saranno le prestazioni elettriche del modulo, a parità di condizioni di utilizzo.

Nella maggior parte dei casi, i produttori realizzano più versioni dello stesso modulo, distinte in base alla potenza nominale, pur realizzandoli con le medesime celle, che vengono preventivamente raggruppate in famiglie prestazionali simili. L'obiettivo dell'operazione è gestire in modo più accorto possibile le celle elettricamente peggiori, che potrebbero inficiare le prestazioni dell'intero modulo.

In quest'ottica quindi, tanto più numerose sono le famiglie di celle uniformi, tanto minore potrebbe essere la tolleranza di fabbricazione garantita. Nella realtà di mercato, tuttavia, data la curva di Gauss che descrive la distribuzione statistica della qualità di tutte le celle fotovoltaiche di una data partita produttiva, le linee di separazione tra gruppi di moduli simili si ampliano a volte fino a costituire fasce piuttosto ampie.

Il produttore può così gestire la parte di produzione all'interno di queste fasce:

Declassando il prodotto in questione, per considerarlo entro la tolleranza positiva del modulo inferiore, con il risultato di perdere profitto;

Innalzando il prodotto, per considerarlo entro la tolleranza negativa del modulo superiore, con il risultato di marginalizzare di più a discapito della qualità effettiva del prodotto.

Dal punto di vista commerciale, il produttore si garantisce la liceità dell'operazione dichiarando una tolleranza di fabbricazione più ampia del necessario rispetto alle potenze nominali dei vari moduli realizzati. L'immediato effetto che questa pratica comporta è la ricaduta di cospicue quantità di moduli all'interno delle citate fasce a cavallo di due o più tolleranze di fabbricazione.

Alla luce di ciò, i moduli fotovoltaici qualitativamente migliori sono da ricercarsi tra quelli che combinano:

- una tolleranza negativa stretta (quella positiva può considerarsi trascurabile);
- una nulla o limitata area di sovrapposizione tra le fasce di tolleranza delle varie potenze dello stesso modulo.

L'artificio della tolleranza più ampia del necessario è una tecnica impiegata solo da produttori minori, a causa della sua facile individuazione (basta una brochure con la lista dei prodotti trattati e una calcolatrice) e del sospetto che inevitabilmente farebbe sorgere nei confronti del produttore.

Costi

Oltre ai problemi di efficienza e tolleranza un discorso a parte meritano i costi di realizzazione delle celle fotovoltaiche, dei relativi moduli e impianti. Per quanto riguarda le celle fotovoltaiche i costi sono gravati fino a circa il 33% dal materiale (ad es. silicio) comprendendovi gli inquinanti scarti di lavorazione e il costoso processo di purificazione; in generale sui costi del materiale di base pesa anche la sua reperibilità fisica in natura per riuscire ad ottenere un'economia di scala opportuna, e ciò riguarda i metalli droganti (indio, arsenico, germanio, tellurio, ecc) piuttosto rari, ma non per il silicio che è altresì abbondante sulla crosta terrestre; tuttavia il silicio seppur abbondante non si trova mai in forma metallica ma come silicato, la cui riduzione ad elemento metallico è uno dei processi più endoergonici di tutta l'industria metallurgica ovvero richiede il consumo di una spropositata quantità di energia.

Vanno aggiunti poi i restanti costi per i processi di realizzazione della cella fotovoltaica. Ragionando in termini di moduli fotovoltaici, ai costi della cella solare si devono aggiungere i costi della realizzazione dei moduli interi ovvero dei materiali assemblanti, della messa in posa a terra tramite materiali, dell'elettronica di potenza necessaria (inverter), della progettazione, della manodopera e della manutenzione. Sommato il tutto si giunge ad un costo indicativo di circa 0.75 €/Wp installato.

Considerando una producibilità media degli impianti installati in Italia pari a 1200 kWh/kWp all'anno, e che la vita di un impianto fotovoltaico è ormai superiore ai 20 anni, il costo dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici è indicativamente di 12/16 centesimi di euro per kilowattora prodotto, il che ci indica che questa tecnologia, che per diverso tempo ha avuto costi abbastanza superiori ad altre fonti energetiche, è ormai competitiva allo stesso livello delle altre fonti fossili. Come incentivo alla realizzazione di impianti

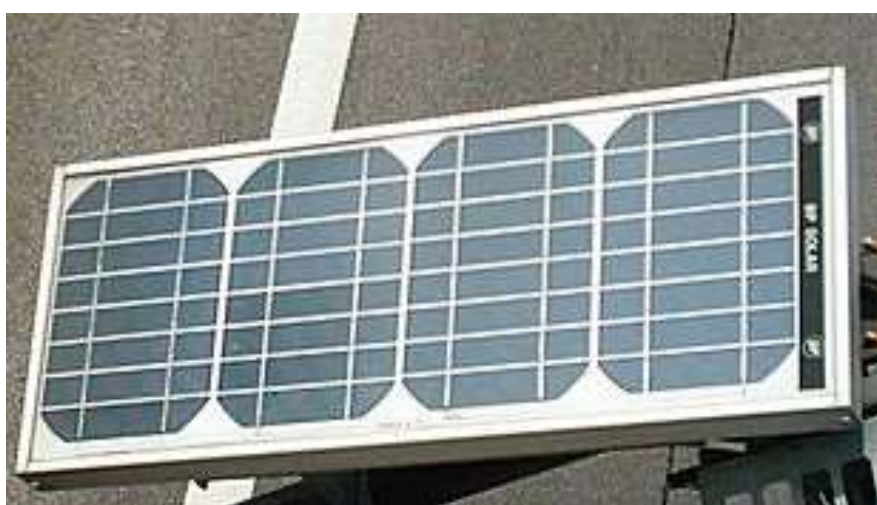
fotovoltaici è stato attivo in Italia fino al 2013 il sistema Conto Energia sostituito ora da sgravi fiscali sui costi d'impianto.

In definitiva il parametro complessivo di qualità che caratterizza un modulo fotovoltaico è il rapporto costo/efficienza o equivalentemente il costo per kilowattora prodotto.

Certificazioni

I moduli fotovoltaici, se impiegati in un impianto fotovoltaico connesso alla rete all'interno dell'Unione europea, devono obbligatoriamente essere certificati in base alla normativa IEC 61215, che ne determina le caratteristiche sia elettriche che meccaniche. Tra i test più importanti si cita quello per determinarne la potenza in condizioni di insolazione standard, espressa in watt picco (Wp).

Prodotti in commercio



Un modulo fotovoltaico in [silicio monocristallino](#)

I moduli fotovoltaici in silicio cristallino più comuni hanno dimensioni variabili da 0,5 m² a 2,0 m², con punte di 2,5 m² in esemplari per grandi impianti. Non vi è comunque particolare interesse a costruire moduli di grandi dimensioni, a causa delle grosse perdite di prestazioni che l'intero modulo subisce all'ombreggiamento (o malfunzionamento) di una sua singola cella.

La potenza più comune si aggira intorno ai 230 Wp a 32 V, raggiunti in genere impiegando 60 celle fotovoltaiche (il modulo da 60 celle in silicio policristallino è il più utilizzato in Italia e copre circa il 90% dei moduli). La superficie occupata dai modelli commerciali si aggira in genere intorno ai 7,2 m²/kWp, ovvero sono necessari circa 7,2 metri quadrati di superficie per ospitare pannelli per un totale nominale di 1.000 Wp. I migliori moduli in commercio raggiungono un'efficienza del 19,6% e richiedono quindi una superficie di 5,147 metri quadrati per 1.000 Wp.

Dopo un biennio di instabilità, i costi al cliente finale del modulo installato sul tetto si sono stabilizzati nella fascia 3,50/5,00 €/Wp a seconda delle dimensioni dell'impianto (ad aprile 2011). Va evidenziato che questo valore è suscettibile di scostamenti sostanziali a seconda del punto di rilevazione all'interno della filiera del prodotto. Il prezzo sopra indicato è da considerarsi come prezzo del modulo installato sul tetto di una residenza abitativa, mentre il prezzo dei moduli in silicio policristallino da 60 celle finito pronto ad essere installato di buona qualità si aggira tra i 1,50/2,00 €/Wp

Nei parchi solari il costo del modulo installato tende ad essere compreso tra i 2,50/3,50 €/Wp

La generale instabilità dei prezzi del biennio 2004/2005 era stata causata dall'improvviso squilibrio tra domanda e offerta conseguente al lancio contemporaneo delle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili da parte dei paesi ratificanti il Protocollo di Kyōto. Essendo il prezzo del modulo fotovoltaico in silicio mono o policristallino legato in gran parte al costo delle celle (le celle incidono per circa il 75% nel totale delle materie impiegate per la realizzazione del modulo) nei primi mesi del 2011 si è assistito ad un calo dei prezzi delle celle dovuto alla diminuzione degli incentivi da parte della Germania e dell'Italia.

Ricerca e innovazioni

La ricerca in campo fotovoltaico è indirizzata verso l'aumento del rapporto fra efficienza e costo del modulo fotovoltaico. Il basso valore di questo rapporto costituisce il limite più forte all'affermazione su grande scala di questa tecnologia energetica il che si traduce in un alto costo per kilowattora prodotto almeno nel periodo di ammortamento dell'impianto. Quindi la ricerca si indirizza verso la scoperta di materiali semiconduttori e tecniche di realizzazione che coniughino il basso costo con un'alta efficienza di conversione.

Presso l'Università di Toronto nel 2005 è stato inventato un materiale plastico che sfrutta nanotecnologie per convertire in elettricità i raggi solari anche nella banda dell'infrarosso, e che quindi funziona anche con il tempo nuvoloso. Gli autori della ricerca sperano che costruendo pannelli fotovoltaici con questo materiale si possano ottenere prestazioni cinque volte superiori al silicio, tanto che una copertura dello 0,1% della superficie terrestre sarebbe sufficiente a sostituire tutte le attuali centrali elettriche. Il materiale può essere spruzzato su una superficie, come un vestito o la carrozzeria di un'automobile.

Un'importante collaborazione fra ENI e MIT sta orientando gli investimenti nella costruzione di celle fotovoltaiche con materiali organici che ne aumentino il rendimento rispetto al 15-17% attuale del silicio.

La società cinese Suntech Power Holdings, una delle società leader al mondo, nel piano industriale di dicembre 2010 ha stimato di raggiungere nel 2015 un'efficienza di conversione su larga scala pari al 23%.

Nel 2013 la società Sharp ha prodotto delle celle che hanno fatto registrare il record di 43,5% di rendimento. Le celle sono composte da due o più elementi (ad esempio indio e gallio), mentre la struttura di base usa tre strati per il fotoassorbimento con arseniuro di indio e gallio. Il record è stato certificato da un organismo indipendente, il Fraunhofer Institute per l'energia solare.

Il neonato fotovoltaico organico consente un abbattimento dei costi, pur senza aumento di efficienza. Questa tecnologia usa pigmenti organici al posto dei semiconduttori inorganici e può sfruttare economiche tecniche realizzative di fotolitografia.

Nel 2013 uno studio pubblicato sulla rivista Science ha rivelato la possibilità di aumentare l'efficienza delle celle solari di circa il 15% rispetto alle tecnologie del momento, utilizzando semiconduttori policristallini con struttura di perovskite. Nel 2018 una azienda di Oxford (Regno Unito) e una di Redwood City (California) hanno iniziato a

commercializzare tale tecnologia con una efficienza di conversione di circa il 37% ed una riduzione dei costi di produzione.

RICICLAGGIO

La maggior parte dei componenti di un modulo solare possono essere riutilizzati. Grazie alle innovazioni tecnologiche verificatesi negli ultimi anni, fino al 95% di alcuni materiali semiconduttori o di vetro, così come vaste quantità di metalli ferrosi e non ferrosi impiegati nei moduli fotovoltaici possono essere recuperati. Alcune aziende private e organizzazioni non-profit, come PV CYCLE nell'Unione Europea, sono impegnate in operazioni di raccolta e riciclaggio alla fine del ciclo di vita dei moduli.

Da un modulo standard di 21 kg si possono recuperare circa 15 kg di vetro, 2,8 kg di plastica, 2 kg di alluminio, 1 kg di polvere di silicio e 0,14 kg di rame. Sono oltre 100 milioni i moduli fotovoltaici installati in Italia ed il grosso del mercato del riciclo dei moduli prenderà avvio tra alcuni anni, visto che il tempo di vita di un impianto fotovoltaico è di 20-25 anni. Con le nuove tecnologie da poco introdotte risulta tuttavia già vantaggioso sostituire i vecchi moduli con quelli di ultima generazione che garantiscono efficienze maggiori. Così già agli inizi degli anni novanta gli utilizzatori dei moduli fotovoltaici richiedevano ai produttori delle soluzioni di riciclaggio; visto che a quei tempi la mole di rifiuti da smaltire era molto limitata, gli sforzi dei produttori si focalizzarono sui tradizionali metodi di riciclaggio. Un esempio dei limiti tecnici di quel periodo è offerto dal **progetto di Pilkington Solar International** che durante gli anni novanta fallì poiché non riusciva a garantire un'adeguata purezza delle frazioni di materiali recuperate. Altri produttori misero a punto delle procedure di riciclaggio più specifiche che non si dimostrarono interessanti da un punto di vista economico; altre imprese si sono dimostrate riluttanti ad impegnarsi in tecnologie altamente specializzate. Il disassemblaggio dei moduli è un'operazione complicata dato che la loro struttura è progettata per resistere ai fenomeni atmosferici; una soluzione semplice ed economica è il trattamento dei moduli in un impianto di riciclaggio per vetro laminato o lo smaltimento in discarica della frazione residua, dopo aver separato la cornice di alluminio e aver effettuato un trattamento in un inceneritore di rifiuti municipali; tale approccio comporta però la perdita di preziose risorse.

Il riciclo dei moduli fotovoltaici avviene invece in tre passaggi: nel primo si separano meccanicamente il telaio in alluminio e le derivazioni elettriche. Nel secondo si separa l'EVA, il vetro e il Tedlar dalle celle, ciò può avvenire sia con processo termico (più semplice ma ha lo svantaggio di emettere i gas), sia per mezzo di un processo chimico. Nell'ultimo passaggio il silicio deve essere purificato dallo strato antiriflesso, dai metalli e dai semiconduttori p-n. Si ricorre ad un trattamento chimico o a una purificazione mediante laser che però ha un elevato costo, basse efficienze e tempi lunghi. Con il trattamento chimico lo svantaggio sta nella difficoltà di scegliere la composizione, la concentrazione e temperatura ottimale. Le soluzioni usate sono HF/HNO₃/H₂O, H₂SiF₆/HNO₃/ H₂O o H₂SiF₆/HNO₃/C₂H₄O₂. Attualmente solo tre sistemi per il riciclo dei pannelli fotovoltaici sono industrialmente realizzabili (i processi per le tecnologie a film sottile sono invece ancora in fase di sviluppo).

Il processo Deutsche Solar, una sussidiaria di SolarWorld, è composto da due fasi: un trattamento termico e uno chimico. La cornice viene separata manualmente ed i moduli vengono messi in un forno a 600 °C dove i componenti plastici (EVA e Tedlar) si decompongono e il vetro viene separato manualmente; i gas emessi vengono trattati in un

post-combustore e depurati. La lastra di vetro rivestita dallo strato di materiale semiconduttore è sottoposta ad un processo di sabbiatura con getto delicato, le polveri fini che si formano sono aspirate e trattate. Nella parte chimica del trattamento vengono rimossi lo strato di metallizzazione superiore e posteriore, lo strato di rivestimento antiriflettente e la giunzione p-n che rivestono il wafer. L'operazione consiste in bagni con l'utilizzo di diversi composti che dipendono dai materiali utilizzati per la costruzione della cella: i solventi principalmente utilizzati sono acido fluoridrico (HF), acido nitrico (HNO₃), acido acetico (CH₃COOH) ed il perossido di idrogeno (H₂O₂). È importante non danneggiare la cella per non perdere silicio. Le acque reflue vengono trattate in appositi impianti. Il recupero di silicio dalle celle rotte piuttosto che da quelle intatte si è dimostrato più vantaggioso dal punto di vista economico in quanto è difficile riuscire a salvare le celle per intero poiché gli spessori delle celle sono molto più sottili rispetto al passato (<0,2 mm); si è perciò abbandonato l'obiettivo di recuperare le celle per intero concentrandosi sul recupero di silicio. Un limite di questo processo è l'alto tasso di manualità presente nel ciclo produttivo che ne limita i vantaggi economici ed i ritmi di produzione. I wafer recuperati e quelli nuovi sono di ugual valore dal punto di vista delle caratteristiche elettriche; un'altra limitazione di questo processo è che non esiste una "ricetta universale" per il trattamento chimico: le celle solari di produttori differenti necessitano di trattamenti specifici. La percentuale recuperata in massa è pari al 95,7% e si ottiene un elevato grado di purezza delle singole frazioni di materiali recuperate. Un processo automatizzato è stato sviluppato da Sunicon, un'altra sussidiaria di SolarWorld.

Il processo SolarWorld prima separa meccanicamente le cornici in alluminio e le bandelle di rame; vi è poi la frantumazione e separazione con piastra vibrante che consente di separare il vetro dai frammenti di celle solari. Queste ultime subiscono un trattamento chimico per eliminare i rivestimenti e ricavare il silicio.

Il processo First Solar è specifico per i pannelli in cadmio-tellurio ed è diviso in due fasi: nella frantumazione a due passaggi il pannello privo di cornice viene ridotto a schegge di 4-5 mm, dove è previsto l'impiego di un sistema di aspirazione dotato di un filtro antiparticolato. I frammenti vengono inseriti per circa 4/6 ore in un tamburo di acciaio inox a rotazione lenta in cui si aggiungono dell'acido solforico diluito e del perossido di idrogeno per l'attacco chimico, il contenuto del tamburo viene poi versato lentamente in un dispositivo per dividere la parte solida, composta da vetro frantumato e pezzi di EVA, dalla parte liquida. I liquidi vengono poi trattati in modo da far precipitare i metalli disciolti. La parte solida passa per un vibrovaglio: i pezzi del vetro, più piccoli, sono separati da quelli più grossi costituiti da EVA ed il vetro viene sottoposto a risciacquatura. La soluzione utilizzata nell'attacco e l'acqua di risciacquo del vetro vengono pompate in un dispositivo di precipitazione, si ottiene così un fango ricco di metalli, inviato ad un fornitore per essere raffinati; i rifiuti liquidi devono essere trattati. La parte solida viene separata per flottazione rendendo la superficie del semiconduttore idrofobica: in questo modo le particelle di vetro si raccolgono insieme ai residui sul fondo ed i prodotti della flottazione vengono rimossi insieme alla schiuma.

Il processo RESOLVED si concentra sul riciclaggio dei moduli CIS e CdTe ed è basato su processi meccanici "ad umido": i moduli subiscono un pretrattamento termico a 450-500 °C, lo strato di EVA viene distrutto favorendo così la separazione delle lastre di vetro. Nei moduli CdTe lo strato fotoattivo si trova sul vetro anteriore mentre nei moduli CIS esso si trova sul vetro posteriore. La lastra di vetro rivestita dai materiali fotoattivi viene sottoposta ad un processo di sabbiatura a recupero con potenza molto bassa,

successivamente le polveri della sabbiatura vengono depurate, trattate per flottazione, processo che per i moduli danneggiati risulterebbe quasi impossibile; in questo caso si esegue un pretrattamento mediante frantumazione: il film semiconduttore viene rimosso dal vetro mediante un sistema di miscelazione dotato di una serie di lame rotanti in cui i materiali foto attivi, insieme a particelle molto fini di vetro, vengono rimossi. Il vantaggio è che non è necessario alcun uso di composti chimici. Nella miscela di materiali foto attivi la separazione dalle particelle di vetro avviene mediante flottazione.

A partire dal 1° luglio 2012 i produttori di pannelli fotovoltaici devono possedere l'attestato di adesione a un consorzio che garantisca il riciclo dei moduli fotovoltaici. In mancanza di tale adesione, comprovata dal relativo attestato da esibire all'atto della vendita, il produttore non potrà permettere al proprio cliente di usufruire degli incentivi. I requisiti che il consorzio/sistema deve soddisfare per garantire la gestione del fine vita dei moduli fotovoltaici installati sugli impianti in esercizio a partire dal 1° luglio 2012 sono stati stabiliti dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) nella terza revisione delle "Regole Applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal DM 5 maggio 2011", IV Conto Energia.

È dal 2010 che una Conferenza Europea annuale unisce insieme produttori, esperti di riciclaggio e ricercatori per guardare al futuro del riciclaggio di moduli fotovoltaici. Nel 2013 l'evento ha avuto luogo a Roma.

EFFETTO FOTOVOLTAICO

In fisica dello stato solido l'**effetto fotovoltaico** è il fenomeno fisico che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico incidente sul materiale.

Aspetti teorici

L'effetto fotovoltaico, osservato per la prima volta da Alexandre Edmond Becquerel nel 1839, costituisce una delle prove indirette della natura corpuscolare delle onde elettromagnetiche. La teoria fisica che spiega l'effetto fotoelettrico, del quale l'effetto fotovoltaico rappresenta una sottocategoria, fu pubblicata nel 1905 da Albert Einstein che per questo ricevette il Premio Nobel per la fisica nel 1921. Quando una radiazione elettromagnetica investe un materiale può, in certe condizioni, cedere energia agli elettroni più esterni degli atomi del materiale. Se l'energia ceduta è sufficiente, l'elettrone risulta libero di allontanarsi dall'atomo di origine. L'assenza dell'elettrone nell'atomo di origine viene chiamata lacuna. L'energia sufficiente per liberare l'elettrone dall'atomo di origine (per passare quindi dalla banda di valenza che corrisponde allo stato legato più esterno alla banda di conduzione ove non è più legato) deve essere almeno uguale (e quindi anche maggiore) alla banda proibita del materiale.

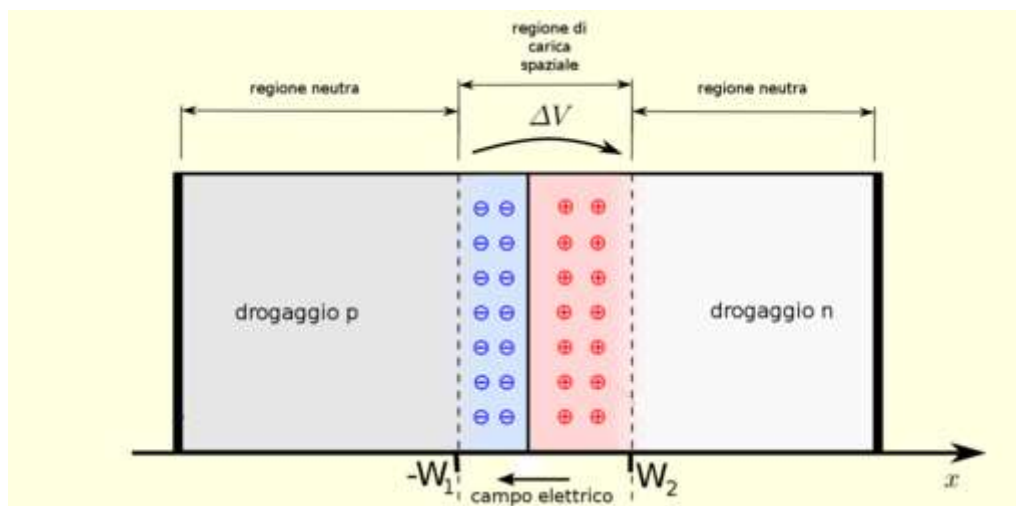
Nella fisica dei sistemi fotovoltaici viene definita la *risposta spettrale* assoluta $RS(\lambda)$, il rapporto tra la misura della corrente elettrica generata dalla cella fotovoltaica (misurata in A) e la potenza incidente (misurata in W). Normalmente questa misura viene fornita in termini spettrali, cioè in funzione della lunghezza d'onda (λ) della luce incidente sulla cella fotovoltaica in maniera del tutto analoga al concetto di risposta in frequenza.

L'utilizzo nelle celle fotovoltaiche

Questo fenomeno è alla base della produzione elettrica nelle celle fotovoltaiche. Il meccanismo di funzionamento si basa sull'utilizzo di materiali semiconduttori, il più utilizzato dei quali è attualmente il silicio.

Infatti, nel caso di materiali isolanti, il band gap risulta troppo elevato per poter essere eguagliato dall'energia del fotone incidente, mentre per i materiali conduttori l'energia del band gap è piccolissima, quindi a temperatura ambiente c'è una continua creazione e distruzione di coppie elettrone-lacuna e l'energia necessaria alla creazione viene fornita direttamente dalle fluttuazioni termiche. Quando un flusso luminoso investe invece il reticolo cristallino di un semiconduttore, si verifica la transizione in banda di conduzione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un egual numero di lacune che passa in banda di valenza. Si rendono pertanto disponibili portatori di carica, che possono essere sfruttati per generare una corrente. Per realizzare ciò è necessario creare un campo elettrico interno alla cella, stabilendo un eccesso di atomi caricati negativamente (anioni) in una parte del semiconduttore ed un eccesso di atomi caricati positivamente (cationi) nell'altro. Questo meccanismo si ottiene mediante drogaggio del semiconduttore che generalmente viene realizzato inserendo atomi del terzo gruppo come ad esempio il boro e del quinto gruppo (fosforo) per ottenere rispettivamente una struttura di tipo p (con un eccesso di lacune) ed una di tipo n (con un eccesso di elettroni).

Lo strato drogato con elementi del quinto gruppo, che hanno cinque elettroni esterni (o di valenza) contro i tre di quelli del terzo gruppo, presenta una carica negativa debolmente legata, costituita da un elettrone in eccesso per ogni atomo drogante. Nello stesso modo, nello strato drogato con elementi del terzo gruppo, che hanno invece tre elettroni esterni, si ottiene un eccesso di carica positiva, data dalle lacune degli atomi droganti. Il primo strato, a carica negativa, viene generalmente chiamato strato n, l'altro, a carica positiva, strato p, la zona di separazione è detta giunzione p-n.



Schematizzazione della giunzione p-n in un diodo

Va sottolineato che il materiale risulta essere globalmente neutro, dato che il drogaggio viene realizzato con atomi neutri (non ioni), quello che cambia è l'eccesso di elettroni nei

legami covalenti, da una parte, e il difetto degli stessi dall'altra. Mettendo a contatto i due materiali così ottenuti, si viene a verificare un flusso di diffusione di elettroni dalla zona n alla zona p e di lacune in direzione opposta, fino al raggiungimento dell'equilibrio elettrostatico, che determina un eccesso di carica positiva nella zona n, un eccesso di elettroni nella zona p e una regione intermedia detta regione di svuotamento (in inglese *depletion region*). Il risultato è un campo elettrico interno al dispositivo (tensione di *built-in*) che si estende a cavallo della regione di svuotamento, generalmente spessa pochi micrometri.

A questo punto, se viene illuminata con fotoni la giunzione dalla parte n, vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona n che nella zona p. Il campo elettrico di built-in permette di dividere gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri. Gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono quindi più tornare indietro, perché il campo impedisce loro di invertire la marcia. Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale il flusso di elettroni parte dallo strato n, a potenziale maggiore, verso lo strato p, a potenziale minore sin tanto che la cella resta esposta alla luce.

INVERTER

In elettronica un **inverter** è un apparato elettronico di ingresso/uscita in grado di convertire una corrente continua in ingresso in una corrente alternata in uscita e di variarne i parametri di ampiezza e frequenza. Esso è funzionalmente il dispositivo antitetico rispetto a un raddrizzatore di corrente.



Un inverter per un impianto solare autoportante installato a Spira, in Germania



Visione d'insieme degli inverter

Storia dell'inverter

Il primo a utilizzare la parola *inverter* nel settore dell'ingegneria elettrica fu David Chandler Prince che nel 1925 pubblicò un articolo sulla rivista *The General Electric Review*, nel quale illustrava il funzionamento dell'inverter nella conversione di corrente continua in corrente alternata monofase e a più fasi.

Applicazioni dell'inverter

Le applicazioni sono molteplici:

- nei gruppi di continuità convertono la tensione fornita dalla batteria in corrente alternata;
- nella trasmissione di energia elettrica convertono l'energia in corrente continua trasferita in alcuni elettrodotti per essere immessa nella rete in corrente alternata;
- nell'utilizzo di pannelli fotovoltaici, consente di trasformare la tensione continua in tensione alternata da poter utilizzare in ambito domestico o immettere sulla rete di distribuzione;
- per realizzare un'alimentazione switching, per la trasformazione in corrente continua, con notevoli vantaggi in termini di efficienza, di ingombro e di peso;
- in campo aerospaziale sono utilizzati per fornire agli apparati avionici degli aeromobili una corrente alternata altamente stabile anche se fornita da batterie (in caso di avaria elettrica);
- variazione di velocità nei motori elettrici.

Il tipo più semplice di inverter consiste in un oscillatore che pilota un transistor, il quale genera un'onda quadra aprendo e chiudendo un circuito. L'onda è quindi applicata a un trasformatore che fornisce all'uscita la tensione richiesta arrotondando in qualche misura l'onda quadra. Spesso al posto del transistor comune sono utilizzati dispositivi più efficienti quali il MOSFET, il tiristore o l'IGBT.

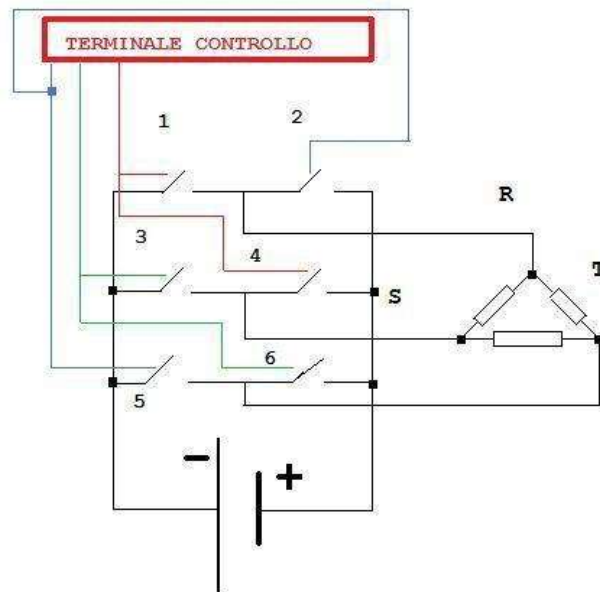
La forma d'onda quadra generata da questi dispositivi ha il problema di essere ricca di armoniche superiori, mentre l'onda sinusoidale della rete elettrica ne è priva. Ciò comporta una minore efficienza delle apparecchiature alimentate, maggiore rumorosità sia sonora sia elettrica, e seri problemi di compatibilità elettromagnetica.

Inverter più complessi utilizzano diversi approcci per produrre in uscita una forma d'onda quanto più possibile sinusoidale. Un circuito elettronico produce una tensione a gradini mediante modulazione di ampiezza di impulso (PAM) quanto più possibile vicina a una sinusoide. Il segnale, detto *sinusoide modificata*, viene livellato da condensatori e induttori posti all'ingresso e all'uscita del trasformatore per sopprimere le armoniche.

Gli inverter migliori e più costosi basano il loro funzionamento sulla modulazione di larghezza di impulso (PWM). Il sistema può essere retroazionato in modo da fornire una tensione in uscita stabile al variare di quella di ingresso. Per entrambi i tipi di modulazione la qualità del segnale è determinato dal numero di bit impiegati. Si va da un minimo di 3 bit a un massimo di 12 bit, in grado di descrivere con ottima approssimazione la sinusoide.

Nei motori asincroni, e a maggiore ragione nei motori sincroni, la velocità di rotazione è direttamente legata alla frequenza della tensione di alimentazione. Ovunque sia necessario nell'industria variare la velocità di un motore vengono usati inverter da corrente alternata a corrente alternata (CA-CA). In questi sistemi la tensione in entrata viene dapprima convertita in corrente continua da un raddrizzatore e livellata da condensatori, quindi applicata alla sezione di inversione. Di fatto trattasi quindi di sistemi "raddrizzatori-invertitori" anche se vengono comunque indicati solamente come "inverter" (vale a dire solamente "invertitori"). Lo scopo di questa doppia operazione è unicamente quello di variare la frequenza a piacere entro un intervallo prestabilito e non è necessaria la presenza di un trasformatore, poiché non è necessario variare il valore della tensione in uscita che rimane uguale a quella in ingresso. La frequenza di uscita è

determinata nei casi più semplici da un segnale analogico fornito all'inverter per esempio da un potenziometro, oppure da un segnale digitale inviato da un PLC.



**SISTEMA INVERTER A 3 FASI
(TRIFASE R S T) AZIONATO
A TRISTORI SCR
SEQUENZA DI AZIONAMENTO (COPPIE):
[1-4] [3-6] [5-2]**

INVERTER FOTOVOLTAICI PER IMMISSIONE IN RETE



Un inverter per immissione in rete: a sinistra gli ingressi di 2 stringhe, al centro l'uscita AC monofase.

Si tratta di un tipo particolare di inverter progettato espressamente per convertire l'energia elettrica sotto forma di corrente continua prodotta da modulo fotovoltaico, in corrente alternata da immettere direttamente nella rete elettrica. Queste macchine estendono la funzione base di un inverter generico con funzioni estremamente sofisticate e all'avanguardia, mediante l'impiego di particolari sistemi di controllo software e hardware che consentono di estrarre dai pannelli solari la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica.

Questa funzione prende il nome di MPPT, un acronimo di origine Inglese che sta per **Maximum Power Point Tracker**. I moduli fotovoltaici infatti, hanno una curva caratteristica V/I tale che esiste un punto di lavoro ottimale, detto appunto Maximum Power Point, dove è possibile estrarre la massima potenza disponibile.

Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione. Ci sono svariate tecniche di realizzazione della funzione MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Sebbene la precisione dell'MPPT sia estremamente importante, il tempo di assestamento lo è, in taluni casi, ancor più. Mentre tutti i produttori di inverter riescono a ottenere grande precisione sull'MPPT (tipicamente tra il 99-99,6% della massima disponibile), solo in pochi riescono a unire precisione a velocità.

È infatti nelle giornate con nuvolosità variabile che si verificano sbalzi di potenza solare ampi e repentini. È molto comune rilevare variazioni da 100 W/m^2 a $1\ 000\text{-}1\ 200 \text{ W/m}^2$ in meno di 2 secondi. In queste condizioni, che sono molto frequenti, un inverter con tempi di assestamento minori di 5 secondi riesce a produrre fino al 5%-10% di energia in più di uno lento.

Alcuni inverter fotovoltaici sono dotati di stadi di potenza modulari, e alcuni sono addirittura dotati di un MPPT per ogni stadio di potenza. In questo modo i produttori lasciano all'ingegneria di sistema la libertà di configurare un funzionamento *master/slave* o a *MPPT indipendenti*. L'utilizzo di MPPT indipendenti fornisce un vantaggio oggettivo in condizioni di irraggiamento non uniforme dei pannelli. Infatti non è infrequente che la superficie dei pannelli solari sia esposta al sole in modo difforme su tutto il campo. Questo perché disposto su due diverse falde del tetto, perché i moduli non sono distribuiti su stringhe di uguale lunghezza o a causa di ombreggiamenti parziali dei moduli stessi. In questo caso l'utilizzo di un solo MPPT porterebbe l'inverter a lavorare fuori dal punto di massima potenza e conseguentemente la produzione di energia ne sarebbe danneggiata.

Un'altra caratteristica importante di un inverter fotovoltaico, è l'interfaccia di rete. Questa funzione, generalmente integrata nella macchina, deve rispondere ai requisiti imposti dalle normative dei diversi enti di erogazione di energia elettrica.

In Italia, il CEI ha rilasciato la Norma CEI 0-21, attualmente giunta all'edizione 2. Questa normativa prevede una serie di misure di sicurezza tali da evitare l'immissione di energia nella rete elettrica qualora i parametri di questa siano fuori dai limiti di accettabilità.

RENDIMENTO DEGLI INVERTER

Il rendimento massimo di questa macchina statica è compreso tra 0,97 e 0,99, nel caso dei inverter per fotovoltaico, questi necessitano di una quantità minima di energia per

essere efficienti, circa il 10% della potenza massima generata dal pannello fotovoltaico, in quanto altrimenti essa si riduce velocemente fino a 0, generalmente i pannelli fotovoltaici lavorano per quasi tutta la loro vita a carichi parziali e per tale ragione è stato ideato il rendimento Europei, che tiene conto del rendimento di conversione ai diversi carichi e di diversi coefficienti che rappresentano il tempo medio della relativa potenza in ingresso ($0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%}$) questo permette una migliore espressione della curva di efficienza dell'inverter e del suo valore medio in ambito pratico.

INSEGUITORE SOLARE



Inseguitori a due gradi di libertà, Toledo, Spagna

Un **inseguitore solare** è un dispositivo meccanico-automatico atto ad orientare favorevolmente rispetto ai raggi del Sole un pannello fotovoltaico, un pannello solare termico oppure un concentratore solare, aumentando la potenza dell'energia solare captata e dunque la resa effettiva del dispositivo energetico. Un tipo di inseguitore solare è l'eliostato. Storicamente i primi sistemi solari ad inseguimento sono stati quelli presenti in orbita sui satelliti artificiali sui rispettivi pannelli solari.

Descrizione

Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Nel campo fotovoltaico i moduli montati a bordo di un inseguitore vengono generalmente disposti geometricamente su un singolo pannello, pratica che evita l'impiego di un inseguitore per ogni singolo modulo. Nel campo della concentrazione solare un inseguitore è utile a mantenere costante il punto di fuoco generato

dal paraboloide sull'elemento di canalizzazione del liquido da riscaldare. Tanto maggiore è l'allineamento perpendicolare con i raggi solari tanto maggiore sarà l'efficienza di conversione e l'energia prodotta a parità di superficie, tanto minore sarà la superficie di pannello solare necessaria a parità di potenza richiesta, tanto minori saranno i costi di impianto.

Vantaggi e svantaggi

In tutti i casi citati i lati negativi degli inseguitori solari si manifestano nei problemi meccanici a cui vanno inevitabilmente incontro con l'usura del tempo, con i conseguenti fermi impianto causati. I servomeccanismi degli inseguitori sono organi poco sollecitati, ma sottoposti per loro natura a condizioni atmosferiche gravose per almeno 20 anni. A questi limiti è necessario far fronte predisponendo un oculato programma di manutenzione sia su base temporale che a seguito di rilievi da effettuare in concomitanza con ogni fase di pulizia dell'impianto. Il consumo elettrico delle componenti elettroniche è trascurabile in un moderno sistema correttamente progettato, quello delle componenti meccaniche può essere sensibile solo in impianti di piccola potenza o che beneficiano di scarsa irradiazione per particolari condizioni orografiche o climatiche.

La manutenzione ordinaria è in genere semplice, e in campo fotovoltaico beneficia di una minor sensibilità dell'effetto fotovoltaico alla polvere depositata sulla superficie dei moduli, grazie al miglior angolo medio di incidenza dei raggi solari.

La casistica finora disponibile attesta come il campo di impiego più proficuo per gli inseguitori solari sia quello dei grandi impianti a terra. Anche per questo motivo in Italia gli inseguitori solari non hanno incontrato la diffusione presente in paesi di maggior estensione, come Germania o Spagna. Riconoscendo incentivi specifici agli impianti a concentrazione, in continuo progresso (NREL-validated world-record efficiency of 43.5 percent) e per i quali l'inseguimento è obbligato, il titolo IV del Quarto Conto Energia 2011 però favorirà un mutamento d'orientamento del mercato.

Classificazione

In base alle loro caratteristiche costruttive, gli inseguitori solari vengono suddivisi in base a:

- Gradi di libertà offerti;
- Alimentazione fornita al meccanismo di orientamento;
- Tipologia di comando elettronico.

Gradi di libertà

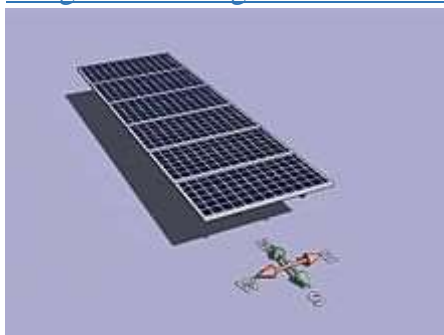
Gli inseguitori solari sono in grado di offrire al pannello una libertà di movimento mono o biassiale.

Inseguitori ad un grado di libertà - Asse X



Gli inseguitori di *tilt* (ovvero beccheggio) sono i più semplici da realizzare, e ruotano attorno all'asse est-ovest. Il pannello viene sollevato o abbassato (in genere manualmente due volte l'anno) verso l'orizzonte in modo che l'angolo rispetto al suolo sia statisticamente ottimale in base alla stagionalità. All'atto pratico un inseguitore di tilt viene realizzato impiegando profili meccanici telescopici in modo da sollevare o abbassare il pannello fotovoltaico rispetto all'orizzonte. Concettualmente simili al ripiano sollevabile di un banco di scuola, questi inseguitori offrono un incremento di produzione inferiore al 10%, tanto da giustificare raramente un servomeccanismo.

Inseguitori ad un grado di libertà - Asse Y

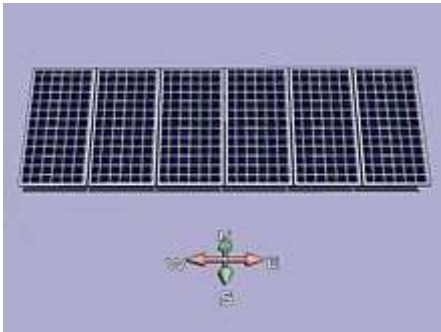


Gli inseguitori di rollio si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 60^\circ$. Questi inseguitori fanno apparire ogni fila di moduli fotovoltaici come uno *spiedo* orientato verso l'equatore. Questo tipo di inseguitore riesce ad avere prestazioni superiori rispetto agli inseguitori lungo l'asse X, e permette di aumentare la produzione di energia di un 15% circa, rispetto ad un sistema fotovoltaico fisso.

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta *backtracking*, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita

un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno.

[Inseguitori ad un grado di libertà - Asse Z](#)



Gli inseguitori di azimut (ovvero imbardata) dispongono di un grado di libertà con asse zenit-nadir. Per ottenere ciò il pannello viene montato a bordo di una base rotante servoassistita, complanare al terreno. L'incremento di produzione elettrica risultante è approssimativamente pari al 25%.

[Inseguitori ad un grado di libertà - Asse Polare](#)

Gli inseguitori ad asse polare si muovono su un unico asse inclinato rispetto al suolo e circa parallelo all'asse di rotazione terrestre. Tale asse è simile a quello attorno al quale il sole disegna la propria traiettoria nel cielo. L'asse è simile ma non uguale a causa delle variazioni dell'altezza della traiettoria del sole rispetto al suolo nelle varie stagioni. Questo sistema di rotazione del pannello attorno ad un solo asse riesce quindi a tenere il pannello circa perpendicolare al sole durante tutto l'arco della giornata (sempre trascurando le oscillazioni estate-inverno della traiettoria del sole) e dà la massima efficienza che si possa ottenere con un solo asse di rotazione.

[Inseguitori a due gradi di libertà](#)



Un inseguitore solare biassiale

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà, con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Con questi inseguitori si registrano aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 35%-40%, a fronte però di una maggior complessità costruttiva.

Alimentazione

In base all'alimentazione necessaria al movimento degli inseguitori, possiamo suddividerli in:

- inseguitori attivi, nel caso vengano messi in movimento da motoriduttori;
- inseguitori passivi, nel caso vengano messi in movimento da fenomeni fisici autonomi, quale la dilatazione termica di gas o quant'altro.

Tipologia di comando

Gli inseguitori attivi si distinguono a loro volta, in base alla tipologia del comando elettronico che pilota il movimento, in:

- astronomico, in cui il comando viene elaborato a partire dai dati delle effemeridi del sole riferite alle coordinate del sito d'impianto; questa tipologia di pilotaggio garantisce una maggior produttività riferita alla luce diretta ed è indispensabile nel caso si utilizzino moderne cellule CPV Concentrated photovoltaics, in cui rapporto superficie/radiazione solare intercettata va da 1:2 ad 1:400 e più (colloquialmente "2-400 e + soli");
- a rilevamento, in cui il comando è generato sulla base delle informazioni di un sensore, che individua la posizione del punto più luminoso nel cielo; questa tipologia di pilotaggio garantisce una maggior produttività nel caso si utilizzino le cellule tradizionali, in cui il rapporto superficie/radiazione solare intercettata è pari a 1:1 (colloquialmente: "un sole") e che sono efficienti anche in mancanza di luce diretta, perché in parte sensibili alla luce diffusa o riflessa.

A livello hobbistico, in particolare in territorio statunitense, data la relativa semplicità nel mettere in pratica il concetto di estrarre energia dai raggi solari, è diffusa l'usanza di sperimentare e realizzare, al fine di produrre acqua calda ed energia elettrica ad uso personale e per la propria abitazione, il fotovoltaico e i due tipi di concentratori solari: il paraboloide ed il forno a specchi; addirittura sono stati realizzati piccoli sistemi portatili, in definitiva i più semplici da realizzare. Anche la parte elettronica, costituita dal sensore di posizione del sole, necessario al pilotaggio dei motori per il movimento, è stata sviluppata in modo intelligente sfruttando componentistica per altri usi, economica ma efficace.

PALLONI FOTOVOLTAICI SOPRA LE NUVOLE

Un gruppo di ricerca franco-giapponese ha ideato dei palloni per catturare l'energia solare ad alta quota e produrre elettricità 24 ore al giorno. La “concezione” potrebbe diventare realtà entro i prossimi due anni.



Fonte: <https://www.focus.it/scienza/energia/palloni-fotovoltaici-nel-cielo>

Il laboratorio **NextPV**, specializzato nella ricerca in campo fotovoltaico, sta lavorando a speciali palloni aerostatici che possano catturare i raggi del Sole sopra le nuvole, producendo energia pulita giorno e notte grazie anche all'ausilio di una cella a combustibile.

NextPV è un gruppo franco-giapponese che coinvolge diversi partner, tra cui l'università di Tokyo e il Centro nazionale di ricerca scientifica d'Oltralpe (CNRS).

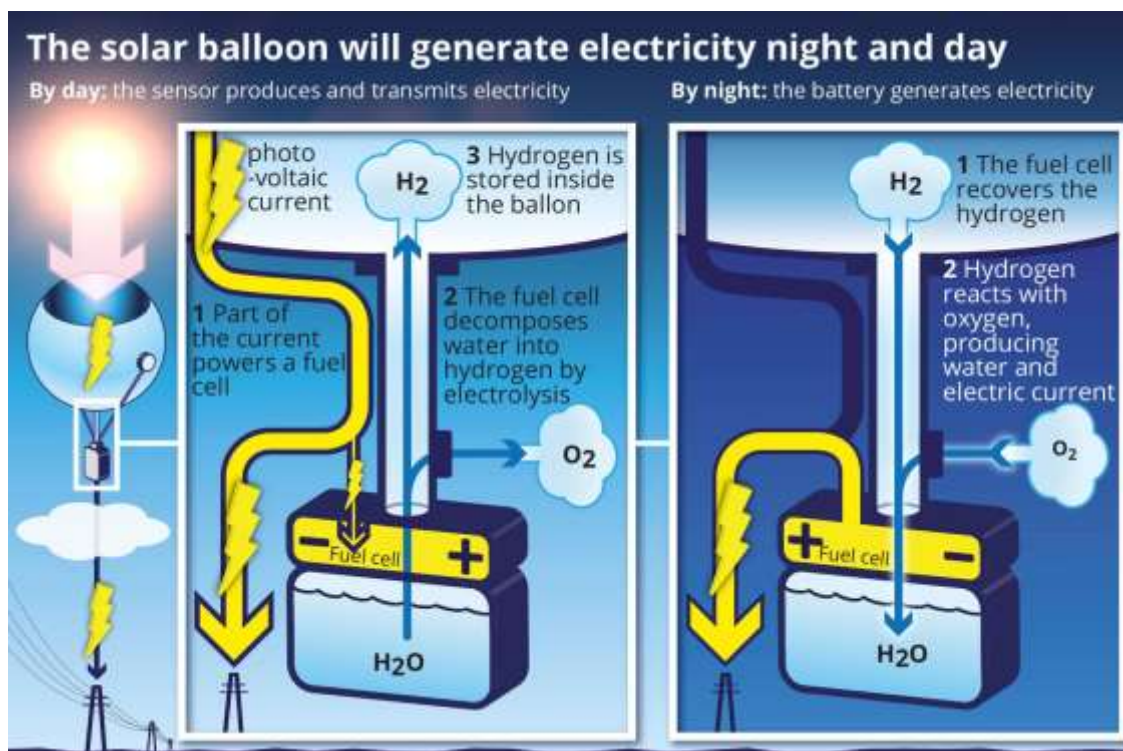
NextPV è un laboratorio congiunto internazionale di celle fotovoltaiche, gestito dal CNRS francese - Istituto di ingegneria e scienze dei sistemi (INSIS), Institute of Chemistry (INC), dall'Università di Bordeaux e dal Centro di ricerca per la scienza e la tecnologia avanzata (RCAST), Università di Tokyo.

[Pochi ostacoli, maggiore efficienza](#)

L'idea, non del tutto nuova, consiste nel montare i moduli fotovoltaici su palloni fluttuanti a circa 6 chilometri di altitudine, dove le radiazioni solari sono più dirette e le formazioni nuvolose quasi totalmente assenti. In questo modo i ricercatori stimano che sia possibile generare una quantità di corrente elettrica tre volte superiore a quella ottenibile con i pannelli posizionati al suolo.

[Anche di notte](#)

Per garantire la produzione di elettricità 24 ore al giorno **NextPV** ha pensato di utilizzare l'idrogeno come *vettore energetico*. In pratica, una cella a combustibile sfrutta l'energia in eccesso durante il giorno per scindere l'acqua (contenuta al suo interno) in idrogeno e ossigeno (elettrolisi). L'idrogeno viene così immagazzinato nel pallone fino al calare del buio, quando reagisce nuovamente con l'ossigeno atmosferico e con un processo inverso genera acqua ed elettricità pronta all'uso (vedasi immagine esplicativa qui sotto).



Fonte: <https://www.focus.it/scienza/energia/palloni-fotovoltaici-nel-cielo>

L'energia in eccesso viene immagazzinata "soffiando" idrogeno nel pallone. Di notte l'idrogeno rientra nel circolo per produrre corrente elettrica.

Fattorie solari nel cielo

I palloni fotovoltaici sono ancora in fase di "concezione", ma il team guidato da François Guillemoles prevede di costruire i primi prototipi funzionanti entro i prossimi due anni. Tuttavia bisognerà risolvere alcune sfide tecniche di un certo rilievo, tra cui la necessità di speciali cavi di collegamento, molto lunghi e capaci di convogliare l'energia prodotta in quota fino a terra.

A - Celle fotovoltaiche ad altissima efficienza

Oggi la grande promessa del fotovoltaico è lungi dall'essere realizzata. La tecnologia è al di sotto della metà della sua efficienza teoricamente raggiungibile anche nelle celle solari da laboratorio più performanti. E i moduli fotovoltaici commerciali in genere mostrano meno della metà dell'output di quelle celle campione del laboratorio. Tuttavia, il fotovoltaico sta già entrando nel mercato commerciale su larga scala ad un ritmo esponenziale crescente, con circa 20 gigawatt (20.000 MW) di implementazioni globali ora in atto.

Questa accelerata crescita del mercato è ora alimentata da sussidi governativi destinati a stimolare le prime installazioni fotovoltaiche e destinate a svanire negli anni futuri. Per affrontare i mercati sostenibili su scala terawatt previsti a più lungo termine, le prestazioni di costo del fotovoltaico devono essere aumentate di 5-10 volte. Tale miglioramento includerà necessariamente una maggiore efficienza di conversione energetica e riduzioni dei costi lungo tutta la catena di fornitura del fotovoltaico. Non solo le prestazioni di costo saranno influenzate, ma anche una maggiore efficienza ridurrà l'utilizzo di materie prime scarse e la concorrenza sull'uso del suolo.

La migliore efficienza di conversione attuale dei migliori dispositivi a giunzione singola è leggermente superiore al 25%, ma le multigiunzioni hanno dimostrato un'efficienza di conversione superiore al 40% in condizioni di laboratorio. Questi potrebbero ancora essere resi più efficienti, poiché il limite di efficienza di conversione è prossimo al 90% e dovrebbe essere effettuato a costi inferiori. Questi sono gli obiettivi del presente programma di ricerca.

1- Concetti e dispositivi di celle solari ad alta efficienza basati su eterostrutture III-V

Le multi-funzioni basate su III-V forniscono oggi i dispositivi fotovoltaici più efficienti. Tuttavia, poiché sono accatastati su singoli dispositivi impilati in modo epitassiale, ci sono molti vincoli nella loro realizzazione che ostacolano i progressi in termini di guadagni di efficienza e aumentano i costi di fabbricazione. Per aumentare le efficienze limitanti e aumentare la gamma di materiali che potrebbero essere utilizzati, **NextPV** sta lavorando su materiali alternativi, ad esempio nanostrutture per adattare le proprietà ottiche mantenendo costanti i parametri del reticolo, sviluppando tecniche di lift-off intelligenti e testando architetture alternative usando ad esempio specchi diecrici. Verranno inoltre esaminate da **NextPV** le architetture dei dispositivi meno sensibili ai difetti cristallini. Ciò comporterà un lavoro significativo sulle interfacce e la loro chimica, in cui la collaborazione tra IRDEP e gli altri partner della Federazione dei laboratori CNRS per la ricerca sul fotovoltaico e RCAST-UT sarà proficua.

2- Sono stati proposti concetti alternativi che evitino questi problemi e saranno esaminati.

Le celle solari a celle calde e le celle solari a bande intermedie sono attualmente oggetto di un'accurata analisi da parte di IRDEP e RCAST-UT.

3- Modellazione

La modellazione di materiali e dispositivi è una parte importante dell'interpretazione dei risultati sperimentali e della progettazione dei dispositivi. In termini di simulazione materiale delle strutture elettroniche, saranno sviluppati da **NextPV** metodi ab-initio per indagare le interfacce tra i composti III-V, compresi l'allineamento della banda e l'influenza della deformazione. Verranno inoltre studiate la stabilità della superficie durante la crescita e la stabilità dell'interfaccia nei dispositivi. In termini di dispositivi, le simulazioni condotte da **NextPV** saranno sviluppate congiuntamente per migliorare i codici attuali e in particolare includere tunneling, una migliore descrizione dell'interazione con i fotoni e l'inclusione di fononi e trasporto del calore.

4- Caratterizzazione

La caratterizzazione del dispositivo mediante tecniche di mappatura, fino alla scala sub- μm , sarà sviluppata congiuntamente. Particolarmente rilevanti sono le tecniche di fotoluminescenza e di elettroluminescenza, la caratterizzazione ottica come la riflettanza e l'ellissometria e i metodi basati su fotocorrente.

B - celle solari organiche e ibride

1- Obiettivi generali e impatto più ampio.

Le celle solari organiche e ibride sono emerse come un'alternativa praticabile ai dispositivi fotovoltaici (PV) mono - o policristallini a base di silicio, alleandosi con proprietà meccaniche desiderabili con processi di produzione bobina-bobina a basso costo e alta velocità. Il loro peso ridotto e la loro flessibilità li rendono ideali per l'integrazione in una varietà di ambienti e architetture reali e i recenti progressi hanno portato i primi prodotti sul mercato. Tuttavia, le prestazioni e la durata dei dispositivi fotovoltaici organici e ibridi devono essere ulteriormente migliorate prima che diventino competitive

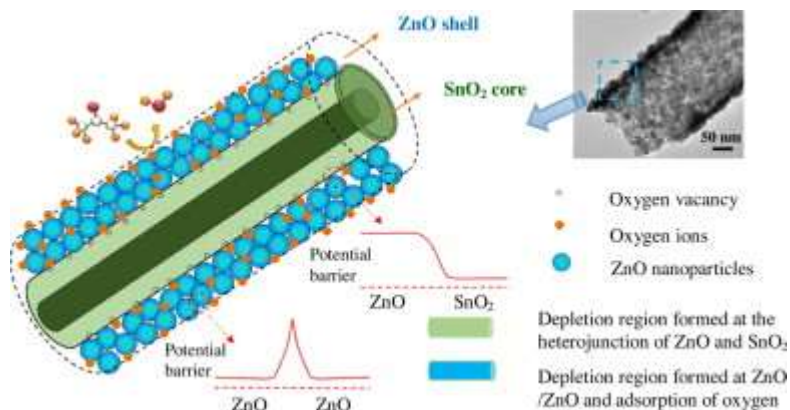
dal punto di vista economico e ambientale. Diversi concetti vengono perseguiti, basati su materiali organici (polimeri coniugati o molecole a basso peso molecolare) con efficienze di conversione dell'energia che raggiungono l'8%, o combinazioni di materiali organici e inorganici in celle solari sensibilizzate (DSC) che hanno raggiunto efficienze dell'11%. Si prevede che continui miglioramenti rendano tali dispositivi un'alternativa credibile e competitiva alle celle solari inorganiche nei prossimi anni, creando così le basi di un nuovo settore industriale per soddisfare le esigenze di un aumento del fabbisogno energetico e della diminuzione delle scorte di combustibile. In quello che è certo di diventare uno dei più grandi mercati globali del futuro, i gruppi di ricerca di Tokyo, Parigi e Bordeaux hanno deciso di unire le forze per affrontare le maggiori sfide dei progressi nel campo. Insieme, amplieranno la loro esperienza in polimeri organici coniugati per sviluppare mezzi di trasporto del foro, elaborazione a bassa temperatura di ossidi semiconduttori e coloranti organici pancromatici per i dispositivi DSC allo stato solido di prossima generazione, e utilizzare le conoscenze acquisite per migliorare prestazioni di dispositivi fotovoltaici completamente organici nanostrutturati basati su nuove geometrie di celle invertite.

2- Il problema di ricerca e la visione collaborativa.

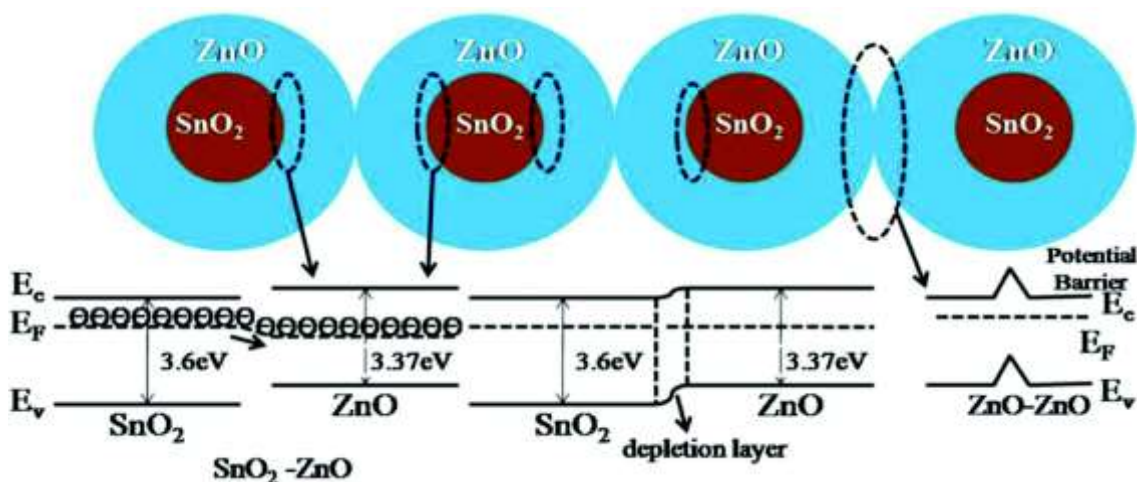
Gli attuali dispositivi PV ibridi ad alta efficienza (DSC) richiedono l'uso di un elettrolita liquido corrosivo, il che non è auspicabile per l'impiego su larga scala. Sostituirlo con un materiale conduttivo solido a base di polimeri senza deteriorare le prestazioni costituirebbe un importante progresso nel campo. Allo stesso tempo, i dispositivi PV polimerici trarrebbero grande beneficio dai miglioramenti nei materiali adatti per la fabbricazione di dispositivi di nuova generazione basati sulla geometria delle celle invertite. Il lavoro in entrambe queste aree può essere realizzato in un ambiente di ricerca transnazionale collaborativo che si basa sulla complementarietà reciproca dei team francesi e giapponesi combinando l'esperienza di Bordeaux nella progettazione e caratterizzazione di dispositivi nanostrutturati organici e basati su semiconduttori ibridi, l'esperienza di IRDEP in ambito elettrochimico caratterizzazione e fabbricazione, e la lunga esperienza di RCAST-UT nel portare i dispositivi DSC dal banco al mercato.

La natura "morbida" dei prodotti organici offre una migliore compatibilità meccanica con substrati flessibili adatti ai formati non planari richiesti per la fabbricazione di celle solari completamente integrate. Ancora più importante, la loro capacità di essere formulati sotto forma di inchiostri e trasformati utilizzando le tecnologie di stampa esistenti apre nuovi settori di applicazione e mercati grazie a costi di produzione inferiori abbinati a processi di produzione rispettosi dell'ambiente e sostenibili. Le attuali celle solari organiche all'avanguardia si basano su uno strato fotoattivo inserito tra un elettrodo di fondo trasparente a base di ITO depositato su vetro e un contatto posteriore metallico evaporato. Sebbene queste celle "a geometria standard" abbiano raggiunto efficienze pari o superiori all'8%, non soddisfano molti dei prerequisiti per un dispositivo commercialmente valido. Inoltre, lo sviluppo di tecnologie di fabbricazione senza vuoto che forniscono dispositivi efficienti su substrati flessibili o rigidi è essenziale e sarebbe considerato una strategia vincente se combinato con l'elaborazione della soluzione. Per risolvere questo problema, l'uso di celle solari organiche "a geometria invertita" che consentono l'uso di un elettrodo posteriore trattato in soluzione e presenta una maggiore stabilità operativa è altamente auspicabile. Il team di Bordeaux è stato impegnato nella transizione verso celle solari invertite, applicando il suo know-how nella progettazione di materiale semiconduttore organico nanostrutturato, modifica della superficie e caratterizzazione spettroscopica di dispositivi fotovoltaici organici.

Nel caso dei DSC flessibili, l'enfasi sarà posta sulla fabbricazione di celle solari ibride «semi-solid» o solide che coinvolgono un ossido semiconduttivo fotosensibilizzato su un substrato flessibile, insieme alla comprensione dei processi fisici coinvolti. In questo senso lo sviluppo di percorsi a bassa temperatura compatibili con substrati flessibili per la preparazione di nanoporosi ossidi semiconduttori nanocristallini come biossido di titanio (TiO₂), ossido di stagno (SnO₂), ossido di zinco (ZnO) o **core-shell SnO₂ @ ZnO**, è una vera sfida.



Fonte: www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925400515001161



Fonte: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2017/tc/c6tc05095f#!divAbstract>

Inoltre, per quanto riguarda la stabilità dei DSC, vi è una forte necessità nella sostituzione degli elettroliti liquidi organici impiegati nelle normali DSC. Fino ad ora, i DSC più efficienti si basano su TiO₂ nanostrutturato come un semiconduttore, complessi bipyridilici di rutenio (II) come sensibilizzanti ed elettroliti costituiti da solventi organici volatili con una coppia redox ioduro / triioduro. Nonostante l'efficienza promettente e la stabilità a lungo termine dei DSC, ci sono diversi fattori che limitano la loro applicazione industriale, in particolare la presenza di elettroliti organici volatili che possono evaporare, possono causare perdite e rendere difficile l'incapsulamento delle DSC e l'uso di ioduro / triioduro come coppia redox che limita le prestazioni del dispositivo (tensione a circuito aperto). Interessanti alternative agli elettroliti liquidi organici sono i materiali di trasporto

organico dei fori allo stato solido e i sistemi liquidi ionici a temperatura ambiente. Ad esempio, il materiale di trasporto del foro spiro-OMeTAD ha dato origine alle migliori efficienze che possono raggiungere il 4,5-5% con un'attenta messa a punto della struttura del colorante e gli additivi miscelati con il trasportatore di fori organico al fine di diminuire la ricombinazione. In tali dispositivi, il passaggio chiave è l'infiltrazione del trasportatore di fori nello strato di ossido nanoporoso. Fino ad ora, lo spessore del film ottimizzato del TiO₂ mesoporoso è solitamente di circa 2 µm, gli strati più spessi portano a prestazioni peggiori. Di conseguenza, per migliorare la capacità di raccolta della luce dei dispositivi, devono essere sviluppati coloranti ad alto coefficiente di estinzione. In questo contesto, il progetto di **NextPV** comprende la fabbricazione di cellule composte da strati nanoporosi di ossido semiconduttore trattati a bassa temperatura sensibilizzati con coloranti pancromatici e che includeranno un polimero coniugato che trasporta fori. Prima di tutto, il team di Bordeaux ha recentemente sviluppato da un lato una nuova lavorazione a bassa temperatura di strati nanometrici di TiO₂ e SnO₂ che coinvolgono l'illuminazione UV e, d'altra parte, nuovi coloranti organici "push-pull" che mostrano alto coefficiente di estinzione per efficienti DSC a elettrolita liquido.

Inoltre, alcuni polimeri coniugati di tipo p ampiamente impiegati che possono anche servire da materiali di trasporto dei fori in DSSC allo stato solido, hanno già attirato l'attenzione di alcuni gruppi. Ad esempio, polipirrolo, politiofene, policarbazolo, polianilina o polidiacetileni sono stati impiegati come materiali di trasporto di buche organiche in DSC a stato solido. Tuttavia, l'efficienza di conversione di tali dispositivi era relativamente bassa rispetto ai sistemi di elettrolita liquido. Ciò può essere dovuto a scarso contatto elettronico tra il colorante e il polimero trasportatore di fori causato dalla penetrazione incompleta del polimero nello strato di ossido nanoporoso. Pertanto la sfida principale del progetto sarà il controllo dell'interfaccia tra l'elettrodo semiconduttore modificato e i materiali di trasporto dei fori ottimizzando la struttura chimica di quest'ultimo per garantire un'affinità ottimale con lo strato poroso. Le proprietà idrofile-idrorepellenti dei materiali di trasporto dei fori saranno sintonizzate per migliorare l'affinità con l'ossido. Anche la polimerizzazione in-situ del polimero di trasporto dei fori appare un'alternativa interessante. Infatti è stato dimostrato che polimeri coniugati chimicamente polimerizzati o elettropolimerizzati possono dare risultati ragionevoli in presenza di vari anioni droganti.

A tale scopo, **NextPV** propone di progettare nuovi polimeri per il trasporto di fori basati sull'esperienza del gruppo di Bordeaux in questo campo (in particolare politiofeni e polimeri a base di PEDOT) e allo stesso tempo adatti coloranti pancromatici per SS-DSC. Infine, studi accurati dei processi elettronici che avvengono su ciascuna interfaccia saranno effettuati mediante spettroscopie risolte nel tempo.

Le competenze del gruppo di Tokyo nel campo delle DSC e dei gruppi di Bordeaux nel campo dei polimeri coniugati e dei DSC saranno altamente redditizi per il progetto stesso.

SUNHOPE: PALLONI SOLARI AD ELIO E CELLE A FILM SOTTILE

Molto spesso le **innovazioni tecnologiche** possono nascere anche da **visioni** che hanno dell'impossibile o che possono sembrare appartenenti a mondi fantascientifici, anche nel campo delle sistemi per la produzione delle energie rinnovabili.

Si può fare l'esempio di aerogeneratori eolici ispirati alla natura e che prendono, quindi, le configurazioni di fiori, oppure di pannelli dalla forma sferica che galleggiano nell'acqua.

Inoltre, un dato di fondamentale importanza rivela che le **tecnologie e le sperimentazioni** che permettono l'utilizzo dell'**energia solare** per la produzione di energia elettrica pulita sta avendo una **crescita esponenziale**. Rispetto alle produzioni e commercializzazioni sul mercato di questo genere di sistemi, le ricerche sono nettamente più numerose. Si rivela un **dato interessante e incoraggiante** soprattutto, nell'ottica delle politiche per la salvaguardia e tutela dell'ambiente.

Nell'ambito dell'**energia fotovoltaica** un nuovo ed interessante progetto appartiene a questa particolare linea di pensiero. Si tratta del **SunHope**, progettato da **Joseph Cory** e dal suo studio di architettura Geotectura.



(SunHope_Geotectura_Tecnologia fotovoltaica galleggiante ad elio e celle a film sottile)

Fonte: <http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/sunhope-palloni-solari-ad-elio-e-celle-a-film-sottile.html>

Nello specifico, si tratta di una **serie di "palloncini" gonfiati di elio e ricoperti di pannelli fotovoltaici a film sottile che sono in grado di galleggiare l'aria**. Questo nuovo sistema è ancora in fase di sperimentazione ma, da un primo sguardo, dimostra la sua totale innovazione.

Un sistema nuovo che potrebbe risolvere anche il **problema degli ingombri e del peso**, questioni che da sempre affliggono i tradizionali pannelli solari. Per l'installazione di questa tipologia di pannelli sono necessari grandi spazi e staffe per il loro ancoraggio.

Soluzioni verticali, sempre con l'uso di staffe e strutture di supporto, sono state brevettate dal MIT in forma di vere e proprie **torri verticali 3D**. Il **problema** di questa soluzione era l'**ombra portata** dalla stessa torre. Nel caso del **SunHope** si potrebbe rivelare un problema molto simile ma, essendo l'altezza di molti metri superiore, non si sono riscontrate carenze di questo genere.

SunHope è, quindi, una **struttura galleggiante nell'aria**. Questa è formata da una serie di palloni di diverso diametro che riescono ad alzarsi nell'aria perché contengono **elio**. L'elio è il secondo elemento naturale più diffuso nell'universo, dopo l'idrogeno, ed è facilmente reperibile nelle acque minerali e in alcuni gas. L'uso dell'elio è vario, ma principalmente si fa riferimento ai palloni aerostatici, alla refrigerazione per i magneti nei superconduttori e ancora nelle immersioni in profondità.

Un'altra **caratteristica molto importante** di **SunHope** è che questi palloni sono rivestiti con celle fotovoltaiche a film sottile. I **pannelli fotovoltaici a film sottile** sono delle strutture che si avvicinano molto alla tipologia di cella inorganica con struttura cristallina a base di silicio. La differenza fondamentale è che i pannelli a film sottile hanno uno **spessore estremamente ridotto** e sono in grado di **essere recettive alle radiazioni luminose anche in condizioni di luce diffusa**.

Anche la **forma** di **SunHope** è stata studiata per avere la **più alta recettività possibile**. La sua forma **sferica**, infatti, è in grado di catturare le radiazioni solari anche quando solo molto inclinate, ovvero durante alba e tramonto.

Altri esempi di sperimentazioni di celle solari dalla forma simile possono essere Sferasol della ditta italiana **Sun Power**, ovvero un pannello solare termico dalla forma completamente sferica. Questo si presenta come un elemento isolato ed indipendente e può essere facilmente installato e trasportato.

SunHope, dunque, attinge a tutte queste nuove tecnologie. Le ricerche iniziali hanno dimostrato che può arrivare ad **altezza di 3 metri e produrre circa 1KW di energia**, che corrisponde a **25 metri quadrati di pannelli solari tradizionali**. Anche il **costo è estremamente vantaggioso**, perché si aggira intorno ai 4.000 dollari a fronte dei 10.000 dei sistemi orizzontali.

Per il suo **funzionamento**, **SunHope** è collegato ad un filo elettrico e quindi ad un inverter. Il **problema** che lo studio **Geotectura** sta cercando di ovviare è quello che attinge alle **spinte del vento**.

CAPITOLO 10

SOLARE TERMODINAMICO

In ingegneria energetica un **impianto solare termodinamico**, anche noto come **centrale solare a concentrazione**, oppure **centrale solare termoelettrica**, è un tipo di centrale elettrica che sfrutta, come fonte energetica primaria, la radiazione solare, accumulandola sotto forma di calore per mezzo di tecniche di concentrazione solare, per convertirla, tramite una turbina a vapore, ottenendo una produzione di energia elettrica.

Deve il suo nome al fatto che, alla fase di captazione della energia solare incidente, già presente nei comuni impianti solari termici, aggiunge un ciclo termodinamico (tipicamente un Ciclo Rankine, ma si considerano anche implementazioni future basate sul Ciclo Brayton) per la trasformazione dell'energia termica raccolta, in energia elettrica, tramite un gruppo turbina a vapore più alternatore, come avviene nelle comuni centrali termoelettriche.



Nel solare termodinamico gli specchi parabolici vengono disposti in righe per massimizzare l'accumulo di energia solare nel minimo spazio possibile.

Caratteristiche

A differenza dei comuni pannelli solari termici per la generazione di acqua calda a fini domestici (con temperature inferiori a 95 °C), questa tipologia di impianto genera medie ed alte temperature (600 °C e oltre) permettendone l'uso in applicazioni industriali come la generazione di elettricità e/o come calore per processi industriali (cogenerazione).

La grande rivoluzione rispetto all'altra tecnologia solare di generazione elettrica (fotovoltaico) è però la possibilità di produzione di elettricità anche in periodi di assenza della fonte energetica primaria durante la notte o con cielo coperto da nuvolosità grazie alla possibilità di accumulo del calore in appositi serbatoi, ponendo almeno parziale rimedio ai limiti fisici di continuità/intermittenza imposti da tale tipo di fonte energetica.

Si tratta dunque di una tecnologia energetica alternativa e rinnovabile rispetto a quelle tradizionali basate su combustibili fossili e nucleari, il cui principio di funzionamento ha lontane origini storiche essendo fatta risalire a più di 2 millenni fa dall'idea di Archimede sugli specchi ustori.

Tipi di impianto e funzionamento

Gli impianti solari a concentrazione si dividono in quattro tipi: a collettori parabolici lineari, a collettori lineari a riflettore Fresnel, a torre di energia solare ed a riflettore parabolico circolare.

Impianto a collettori parabolici lineari

Questo tipo di impianto è formato da specchi parabolici (detti anche specchi a trogolo) - che ruotano su un solo asse - che riflettono e concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore posto nel fuoco del paraboloide.

Dentro il tubo scorre un fluido (detto fluido termovettore perché adatto ad immagazzinare e trasportare calore), che assorbe l'energia e la trasporta ad uno scambiatore di calore, per la produzione di vapore, e/o ad un serbatoio di accumulo, necessario se si vuole supplire ai momenti di scarsa o nulla insolazione (come la sera).

L'accumulo, se presente, può restituire il suo calore allo scambiatore di calore, che genera vapore tramite scambio termico; questo viene utilizzato per muovere uno o più turbine in cascata, collegate a loro volta a degli alternatori (il complesso turbina-alternatore è detto anche turboalternatore) per produrre così corrente elettrica.

Il fluido termovettore può essere *olio diatermico* (centrali di 1^a generazione) oppure, secondo gli sviluppi di questi ultimi anni, una miscela di sali che fondono alle temperature di esercizio della centrale e per questo detti *sali fusi* (centrali di 2^a generazione). L'olio diatermico ha lo svantaggio di dissociarsi a temperature superiori a 400 °C, che quindi rappresenta la temperatura limite per gli impianti con tale fluido termovettore.

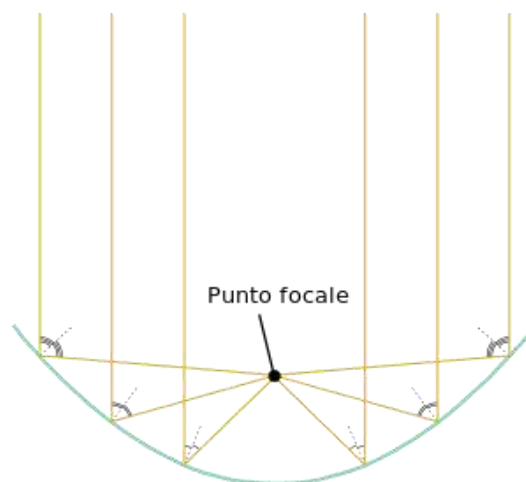
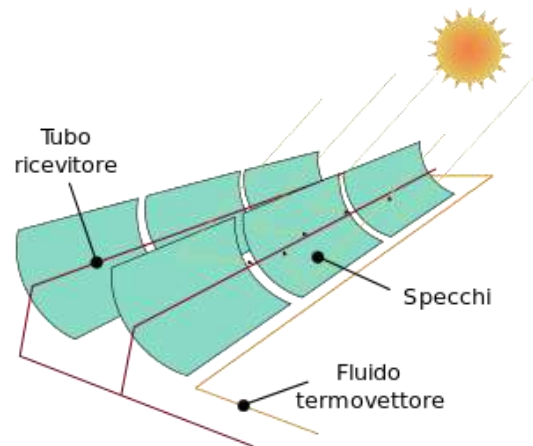
La temperatura più alta raggiunta dai sali fusi (fino ed oltre ai 550 °C) rispetto all'olio diatermico consente una migliore resa energetica in base al rapporto delle temperature tra serbatoio caldo ed il serbatoio freddo di cui al Ciclo di Carnot. La maggiore temperatura permette anche la possibilità di un agevole accoppiamento con centrali a ciclo combinato. La Centrale Termoelettrica a Ciclo Combinato Archimede di Priolo Gargallo da 750 MW_e è un esempio del genere.

Con l'utilizzo di miscele a sali fusi è possibile inoltre migliorare la capacità di accumulo termico dell'impianto, prolungandone la produttività anche fino a molte ore senza esposizione al sole. La Centrale Gemasolar è un esempio di implementazione che ottiene tra le maggiori autonomie di quelle esistenti, con fino a 15 ore di funzionamento a piena potenza nominale, senza radiazione solare.

Una volta "catturata" l'energia del Sole (sorgente) il processo di produzione ovvero conversione in energia elettrica è quindi del tutto analogo a quanto avviene in una comune centrale termoelettrica, ma senza emissioni di fumi.

In generale si possono definire un'efficienza di captazione del calore da parte degli specchi rispetto all'energia solare totale incidente (1^a conversione), un'efficienza nel trasporto del calore nel tubo centrale, un'efficienza nell'accumulo di calore nel serbatoio di accumulo, un'efficienza di conversione del calore accumulato in energia elettrica (2^a conversione) (sempre minori dell'unità per via di inevitabili perdite) e un'efficienza totale del totale rispetto alla fonte primaria di energia che si ottiene come prodotto delle varie efficienze precedenti.

Gli specchi concentratori sono completamente automatizzati in modo da inseguire costantemente il Sole nel suo moto apparente in cielo (sono detti per questo eliostati), massimizzando così la resa di captazione solare durante l'intero arco della giornata. In caso di forte vento è previsto l'abbassamento verso terra degli specchi in modo da evitare rotture, posizione utilizzata anche per pulire gli specchi.



Schema di funzionamento di un riflettore parabolico

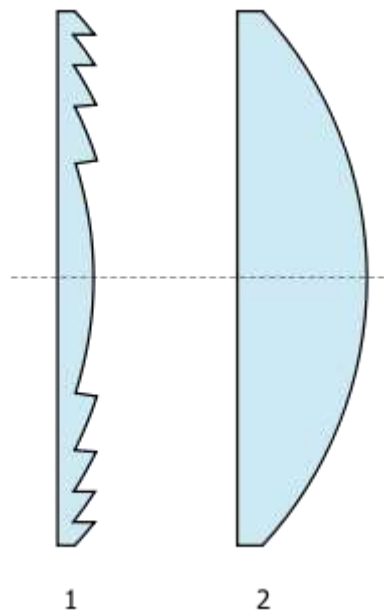
Impianto a specchi lineari a riflettore Fresnel

I riflettori Fresnel consistono in svariate strisce strette parallele di specchi piani inclinati opportunamente per concentrare la radiazione solare su tubi posti opportunamente in alto, sopra e parallelamente alle file di specchi piani. All'interno dei tubi abbiamo un fluido termovettore che opera poi come descritto nel tipo di impianto a specchi lineari parabolici. Il vantaggio di questo approccio è che permette una maggiore superficie riflettente a parità di area occupata ed inoltre gli specchi piani sono più economici dei riflettori lineari parabolici. Lo svantaggio è una minore efficienza ottica.

Lente di Fresnel

Una **lente di Fresnel** è un tipo di lente inventata dal fisico Augustin-Jean Fresnel nel 1827, originariamente per l'impiego specifico nei fari per la navigazione, caratterizzata da uno spessore totale ridotto che permette la costruzione di ottiche meno ingombranti. L'impiego venne esteso successivamente a molti altri campi come per esempio quello della fotografia con la costruzione di ottiche.

Struttura e principio



- 1) Sezione trasversale di una lente di Fresnel positiva
- 2) Sezione trasversale di una lente standard di eguale potere diottrico

La lente Fresnel permette la costruzione di ottiche di grande dimensione e piccola distanza focale senza l'ingombro, lo spessore ed il peso del materiale necessario per costruire una lente sferica convenzionale di equivalente potere diottrico.

Il risultato è ottenuto frazionando la lente sferica in una serie di sezioni anulari concentriche, chiamate anelli di Fresnel. Per ogni zona lo spessore della lente viene limitato, trasformando la curva continua in una serie di superfici con la stessa curvatura ma non continue. La figura sulla destra illustra chiaramente il concetto.

Vengono dette lenti di Fresnel, o lamine a zone di Fresnel, per estensione, oggetti di funzione analoga, operanti a lunghezze d'onda al di fuori dello spettro visibile, come quelle in uso nei microscopi a raggi X.

Impieghi

A causa della frammentazione che introduce nelle immagini, la lente Fresnel è utilizzata dove sia importante ridurre il peso dell'oggetto anche a scapito di una qualità nell'immagine ottimale. Le tecnologie meccaniche in continuo miglioramento e l'uso di migliori polimeri permettono, aumentando la densità delle serie di sezioni, di migliorare le caratteristiche ottiche dei diottri.

L'impiego più noto è nei fari, dove oltre alla lente sono spesso aggiunti prismi ottici per deviare altri raggi luminosi ed incrementare la luminosità complessiva della lampada. Le dimensioni delle lenti per i fari spaziano da 60 centimetri in diametro a $3,7 \times 1,8$ metri e oltre, con focale di 90 centimetri.

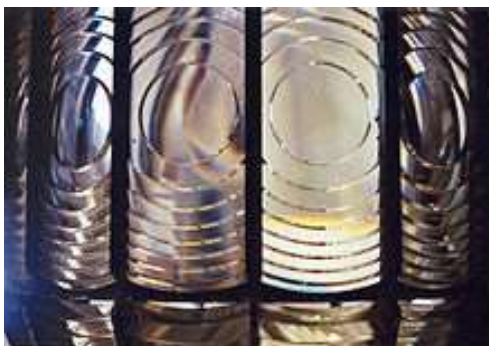
Lenti di Fresnel vengono usate nei settori più disparati, dai mirini di alcune fotocamere, ai visori per la realtà virtuale, a sistemi di ingrandimento per grandi superfici, come interi fogli, ai lunotti posteriori ad effetto grandangolare di veicoli, e in questo caso si tratta di lenti negative, ed altro.

Lenti più semplici ed economiche in plastica stampata sono usate nei proiettori di trasparenti (episcopio), come lenti di ingrandimento e nei sensori di rilevamento dei comuni sistemi di sicurezza. Il principio di Fresnel è impiegato anche in alcuni forni solari e per motore Stirling.

Lenti di Fresnel vengono usate per degli specchi piani nei concentratori lineari degli impianti solari termodinamici (chiamati CSP: Concentrated Solar Power), per concentrare tramite più lenti la radiazione solare tutta su unica linea di fuoco, scaldare un fluido ad alta temperatura e poi tramite turbina e alternatore generare energia elettrica. Le lenti di Fresnel permettono di avere una maggiore superficie riflettente a parità di area occupata ed inoltre gli specchi piani sono più economici dei riflettori lineari parabolici

Le costolature di vetro poste all'interno dei fari delle auto sono delle varianti della lente di Fresnel

Il principio della lente di Fresnel viene anche utilizzato per macchine di misura ottiche per rilievi di bordi di particolari meccanici, come ad esempio profili di ruote dentate.



La lente multipla di un faro

Impianto a torre di energia solare

Esistono anche centrali solari con un sistema di specchi riflettenti indipendenti che inseguono il sole e concentrano i suoi raggi su un ricevitore fisso posto alla sommità di una struttura a torre posta solitamente al centro dell'impianto. In questo caso si parla di impianto a torre centrale o centrale di energia solare a torre. Nel ricevitore al vertice della torre scorre il fluido termovettore che trasferisce il calore a un generatore di vapore, che alimenta un turboalternatore. Con questo sistema si possono raggiungere fattori di concentrazione, e quindi temperature, superiori rispetto ai collettori parabolici lineari.



Centrale solare a specchi con torre centrale Solucar PS10 da 11 MW che produce elettricità dal sole usando 624 specchi mobili chiamati eliostati.

Planta Solar 10 (PS10) è una centrale termosolare costruita a Sanlúcar la Mayor, vicino Siviglia, in Spagna. Questa centrale elettrica è formata da una torre situata al centro di una pianura coperta da 624 eliostati, essenzialmente specchi, ciascuno con una superficie di ben 120 m², che riflettono la luce solare verso un punto di fuoco posto in prossimità della sommità della torre. Il calore prodotto dalla concentrazione dei raggi solari riscalda le condutture dell'acqua presenti nella parte superiore della torre trasformando l'acqua in vapore acqueo. Il vapore prodotto fornisce fino a 11 MW di elettricità.

Nel 2009 è stato inaugurato l'impianto gemello Planta Solar 20.

Planta Solar 20 o PS20 è un impianto solare termico, di tipo a concentrazione solare per la produzione di energia elettrica che sorge nella località di Sanlúcar la Mayor, presso Siviglia, in Spagna. L'impianto, che sorge a fianco del suo predecessore (la torre PS 10, potente circa la metà), è la torre solare più potente al mondo con una potenza di 20 Megawatt.

Alta 165 metri, la torre produce elettricità attraverso il calore generato dalla riflessione di 1255 grandi specchi mobili detti eliostati.



Le torri solari PS10 (a sinistra) e PS20 (a destra).

Impianto a riflettore parabolico circolare

In questo tipo di riflettore, la radiazione solare viene riflessa su un fuoco centrale di tipo puntuale. L'inseguimento solare avviene con il movimento su due assi. In genere nel fuoco troviamo il lato caldo di un motore Stirling, ma è stato anche costruito un prototipo che utilizzava l'energia solare per dissociare l'ammoniaca, recuperando il calore in fase di ricombinazione dei composti in un apposito generatore di vapore, possibilmente raccogliendo il flusso dei composti dissociati anche da più riflettori parabolici, che poi alimentava un convenzionale ciclo termodinamico. Con questo sistema si raggiungono i massimi fattori di concentrazione, e quindi di temperature.



Impianto solare a riflettori parabolici circolari in India

Vantaggi e svantaggi

Nel 2008, il fisico italiano Rubbia ha stimato che un ipotetico quadrato di specchi di 40 000 km² (200 km per ogni lato) basterebbe per sostituire tutta l'energia derivata dal petrolio prodotta oggi nel mondo, mentre per alimentare un terzo dell'Italia bastava un'area che producesse la potenza di 15 centrali nucleari: vasta, in pratica, quanto all'area circoscritta dal Grande Raccordo Anulare.

Il vantaggio riscontrabile nell'immediato rispetto ad un tradizionale impianto fotovoltaico consiste in una produzione di energia più uniforme nel tempo, causa lo sfruttamento indiretto dell'energia solare anche di notte o in caso di cattivo tempo fino ad alcuni giorni grazie al sistema di accumulo del fluido termovettore e all'alta temperatura raggiungibile dai sali fusi (circa 550 °C).

Per far fronte ai periodi di scarso soleggiamento, specialmente nel periodo invernale e per impianti di grossa potenza, si è pensato di abbinare a questo tipo di impianti solari, dei sistemi di combustione tradizionali con cui poter mantenere la temperatura dei sali fusi oppure, come ad esempio nel caso del progetto Archimede, integrando l'impianto solare termodinamico con un impianto termoelettrico a ciclo combinato alimentato a metano. Un problema paventato per questo tipo di impianti e più in generale i sistemi energetici che sfruttano l'energia solare, sono le notevoli superfici libere da occupare in rapporto alla produzione elettrica. Ad esempio un impianto da circa 40 MW nominali di potenza elettrica in una zona con un DNI (*Direct Normal Irradiance*) attorno a 1800 kWh/m² anno (Sicilia), occupa circa 120 ettari di superficie. Ma questa caratteristica di essere una fonte diluita, è ancora più seria nel caso dell'idroelettrico; per citare un esempio, la costruzione dell'Impianto Idroelettrico di Glorenza eroga 105 MW_e utilizzando le acque provenienti dalla diga di sbarramento che hanno creato il lago artificiale di Resia, impegnando 6,6 km² di fertili terreni, ovvero 660 ettari. E l'opera non è stata fermata neanche dalla necessità di dovere allagare un intero centro abitato, di cui oggi sporge solo il campanile.

Ma la questione sulle superfici diventa oziosa se si considera l'ampia disponibilità in Italia, che per esempio, i fautori dei biocarburanti, stimano in 1-2 milioni di ettari di terreni incolti o marginali. Questa disponibilità di spazi è mantenuta anche ove è preferibile la costruzione di impianti solari, ovvero nel Sud Italia, che dispone di molte zone utilizzabili, come testimoniano i progetti già avviati. Seguendo questa linea si è ipotizzato anche la costruzione di vaste centrali solari-termodinamiche nelle aree desertiche del Nord Africa, in seguito ad accordi internazionali con Libia e Marocco (Progetto Desertec), laddove la disponibilità di spazio e condizioni climatiche relative all'insolazione media annua del tutto ottimali creerebbero situazioni particolarmente favorevoli alla produzione su vasta scala di energia elettrica: sembra che tale soluzione, unita alla realizzazione di reti di distribuzione elettrica a "corrente continua" e bassa perdita, possa arrivare a soddisfare anche l'intero fabbisogno energetico europeo. Occorre però tenere a mente che energia elettrica importata dalla Libia o dal Marocco è pur sempre energia di importazione, non meno dei combustibili fossili, con gli aspetti negativi conseguenti sulla bilancia dei pagamenti esteri.

Un altro svantaggio è che un siffatto sistema di produzione di energia, se fortemente centralizzato, risulterebbe facilmente soggetto ad attacchi di tipo vandalistico, in quanto, vista la superficie occupata, non potrebbe essere sorvegliato come accade con impianti di altro tipo. Tale obiezione appare però piuttosto strumentale, visto che l'attuale approvvigionamento energetico si basa su un sistema di poche, grandi centrali, e quindi

soggette allo stesso tipo di rischi di sabotaggio. Anzi, una centrale di questo tipo, proprio grazie alla sua struttura, sarebbe molto più veloce e più economica da riparare rispetto ad una comune centrale a turbogas.

Nonostante queste limitazioni si ritiene tuttavia che tali sistemi rappresentino comunque una svolta o un miglioramento sensibile all'interno del panorama di produzione energetico da fonte solare, la fonte primaria di energia sulla Terra.

Diffusione - Nel mondo

La prima centrale solare termodinamica venne realizzata sulla base delle teorie di Giovanni Francia pubblicate a partire dal 1965 sulla rivista scientifica *Sapere*. Francia realizzerà i suoi primi prototipi sperimentali a Sant'Ilario di Genova a partire dal 1967, pubblicandoli sulla rivista internazionale *Solar Energy Journal*. Nove anni più tardi, uno specifico gruppo di lavoro della Commissione Europea incaricato di condurre uno studio preliminare, preventivò tre anni per la costruzione ed il montaggio di un impianto funzionante denominato *Eurelios* (progetto di ricerca sulla generazione termoelettrica da concentrazione solare (TCS), da 1 MW), iniziato di fatto nel 1977 e concluso nel 1980 ad Adrano, in provincia di Catania, entrato in attività nel 1981 e rimasto in esercizio fino al 1991, scartato dall'ENEL nonostante il potenziale, per via della scarsa resa produttiva. Il pionieristico progetto di sfruttamento del sole per la produzione energetica di Francia e gli studi pubblicati, ritenuti ancora validi nonostante l'insuccesso siciliano, fecero da base ai successivi impianti statunitensi realizzati in California.

Al 1981 risale quindi il completamento del progetto *Solar-1*, costruito nel deserto del Mojave, a est di Barstow in California. *Solar-1* fu operativo dal 1982 sino al 1986. Fu distrutto da un incendio che mandò a fuoco l'olio che scorreva come fluido di trasferimento del calore all'interno dei tubi assorbenti su cui i raggi del sole venivano concentrati. Seguì *Solar-2* sempre in California. Dal 1985, il cosiddetto SEGS è operativo in California; è costituito da 9 impianti per una capacità totale di 350 MW.

Nel 2007 è entrato in servizio *Nevada Solar One*, con una potenza di 64 MW_e. A partire dal 2010 la Bright Source Energy ha iniziato il cantiere dell'*Ivanpah Solar Electric Generating Station* (ISEGS), la più grande centrale solare al mondo a torre e campo specchi, basata sull'impianto *Eurelios* e sui principi di Francia, attraverso un perfezionamento svolto nel campo sperimentale del 2008 nel deserto del Negev in Israele, con una potenza di 392,00 MW. La sua messa in esercizio, inizialmente prevista per il 2013, si procrastinò al 2014 con la denominazione di *Ivanpah Solar Power Facility* *e*. Nel gruppo di finanziatori appare anche la nota compagnia Google.

Nel 2013 è entrato in servizio *Solana Generating Station*, con una potenza di 280 MW_e e 6 ore di accumulo termico. Nel 2014 sono entrati in servizio, appunto, la *Ivanpah Solar Power Facility* *e* e il *Genesis Solar Energy Project* con una potenza di 250 MW_e. Sempre nel 2014 è stato commissionato il Crescent Dunes Solar Energy Project per 110 MW_e ed era in attesa del completamento della linea di trasmissione elettrica Mojave Solar Project per 280 MW_e. Per quanto riguarda invece gli impianti solari integrati, nel 2010, alcuni mesi dopo il progetto Archimede, è entrato in servizio Martin Next Generation Solar Energy Center, per una potenza termica teorica di 75 MW_{th}.

Tra il 2006 e il 2011 in Spagna sono state costruite oltre 30 centrali di questo tipo: con accumulo, come le Andasol 1, e senza accumulo termico, la maggior parte con una capacità di 50 MW, a causa del limite legislativo incentivante fino a potenze di 50 MW_e.

Attualmente la potenza solare termodinamica collegata alla rete elettrica spagnola ha raggiunto 2300 MW_e di potenza e nel solo mese di Giugno 2014 ha generato 715 GW·h di energia elettrica.

Negli Emirati Arabi Uniti, nel 2013 è entrato in servizio Shams solar power station con una potenza di 100 MW_e.

In India, nel 2013 è entrato in servizio Godawari Solar Project con una potenza di 50 MW_e.

In Algeria, nel 2011 è entrato in servizio Hassi R'Mel integrated solar combined cycle power station, un altro impianto solare integrato come il progetto Archimede, ma che apporta circa 60 MW_{th} alla centrale termoelettrica.

In Marocco, nel 2011 è entrato in servizio Ain Beni Mathar Integrated Thermo Solar Combined Cycle Power Plant, anche un impianto solare integrato, con un apporto di circa 60 MW_{th} alla centrale termoelettrica.

In Egitto, nel 2011 è entrato in servizio ISCC Kuraymat, un ulteriore impianto solare integrato, con un apporto di circa 40 MW_{th} alla centrale termoelettrica.

In Iran, nel 2011 è entrata in servizio la componente solare di Yazd integrated solar combined cycle power station.

In Sudafrica, nel 2014 è stato commissionato KaXu Solar One per una potenza di 100 MW_e.

Diffusione - In Italia

Nel 2005, Carlo Rubbia, Premio Nobel per la fisica, lasciò la presidenza dell'ENEA, in un periodo di contrasti con quanti non erano disposti a finanziare il solare termodinamico a concentrazione.

Nel dicembre 2007, il secondo Governo Prodi approva un piano industriale per costruire dieci centrali da 50 MW nel sud Italia.

Nel marzo 2008, il governo ha ricevuto il parere favorevole della Conferenza Stato-Regioni per avviare questa anche nel resto del territorio nazionale.

Nel progetto Archimede dell'ENEA, sviluppato in collaborazione con l'ENEL e fortemente sponsorizzato dal premio Nobel Carlo Rubbia, come fluido termovettore venne usata una miscela di sali fusi (60% di nitrato di sodio e 40% di nitrato di potassio) che permette un accumulo in grandi serbatoi di calore e una temperatura di esercizio molto elevata (fino a 550 °C) aumentando l'efficienza dell'impianto.

Nel luglio 2009 il Senato Italiano ha approvato due mozioni: la n.155, decisamente critica, presentata da parlamentari del Popolo della Libertà ed una seconda, la n.161 favorevole alla tecnologia solare termodinamica, presentata da parlamentari della Lega Nord Padania. Le due mozioni in contrasto sono state approvate dalla stessa maggioranza. La mozione n.155, è decisamente critica riguardo al solare termodinamico, ritenuta una fonte non completamente ecologica in quanto necessita di essere combinata a fonti non rinnovabili che ne garantiscano il funzionamento anche in assenza di sole, e poco efficiente sotto diversi punti di vista anche in confronto con la nuova politica di rilancio del nucleare. Nella mozione n.161, approvata dal Senato, i parlamentari ricordano che il recepimento della direttiva 2001/77/CE, con il DL n.387/2003 "... costituisce la base

legislativa per promuovere la produzione di elettricità attraverso il contributo delle fonti energetiche rinnovabili, *tra le quali anche il solare termodinamico*;" . Tra le parole approvate dal Senato, leggiamo che il solare termodinamico ha "raggiunto rilevanti progressi e innovazioni che permettono di accumulare il calore prodotto e renderlo disponibile quando richiesto". Questo sviluppo elimina la variabilità tipica delle tecnologie solari, come ancora presentato dal fotovoltaico. La mozione n.161 aggiunge che il solare termodinamico è "una tecnologia che interessa soprattutto i Paesi a forte insolazione, come il nostro ..." ricordando quindi che anche l'Italia è destinata al suo utilizzo. Viceversa nella mozione n.155 si sottintende che il solare termodinamico abbia difficoltà a trovare siti adeguati, che abbia bisogno di una fonte d'acqua per il raffreddamento, che non debba essere troppo lontana dalla connessione alla rete, che l'efficienza energetica difficilmente potrà superare il 25%, che per funzionare senza soluzione di continuità abbia bisogno di combustibile e quindi non sarebbe ecologica, e critica l'utilizzo della componente termodinamica dal punto di vista economico perché i costi non sarebbero comprimibili, essendo una tecnologia matura, che i costi di produzione siano nell'ordine dei 6 euro a watt, che i costi sono comunque elevati poiché gli impianti sono piccoli e non beneficiano di fattori di scala, che manca un sistema industriale in Italia, che i costi per essere ammortizzati in 20 anni devono essere inseriti in formule di cogenerazione con cicli combinati o impianti a carbone, che la tipologia è complessa e quindi non alla portata di piccoli imprenditori, che i primi impianti (n.d.r: SEGS per 350 MW nel deserto del Mojave) non sarebbero stati persuasivi, e quindi abbandonati, che conviene puntare più sulla tecnologia fotovoltaica, del consumo di biomasse e dell'eolico. Lo stesso presidente dell'ENEA Luigi Paganetto ha reagito sorpreso al contenuto della mozione, dichiarando "**Ritengo singolare che questo accada, perché sul solare termodinamico siamo leader del mondo**".

Questa affermazione venne provata il 15 luglio 2010, quando è stata inaugurata dall'ENEL a Priolo Gargallo in provincia di Siracusa la prima centrale a ciclo combinato integrata a solare (ISCC = Integrated solar combined cycle) del mondo con 15 MW_{th} di apporto termico solare costata 60 milioni di euro (Progetto Archimede) per la sola componente solare (campo solare). Lo scopo principale di questo progetto è di tipo dimostrativo e vuole sottolineare la grande potenzialità del solare termodinamico applicato alle centrali a turbo gas al fine di migliorarne l'efficienza.

Il 12 dicembre 2012 venne presentato alla Regione Basilicata il progetto di un impianto solare a tecnologia termodinamica ad uso industriale della potenza di 50 MWe presso Banzi in provincia di Potenza.

SOLAR PROJECT

I Solar Project **Solar One**, **Solar Two** e **Solar Tres** sono delle centrali elettriche basate sul solare termico e situate negli USA e in Spagna.

Solar One

Il **Solar One** è stato un progetto sperimentale per lo sfruttamento dell'energia solare termica nei pressi di Barstow - Deserto del Mojave in California. Esso fu il primo progetto sul vasta scala per la produzione di energia elettrica tramite l'energia solare termica. Il Solar One venne creato dagli sforzi congiunti del "Dipartimento dell'Energia" (DOE) degli Stati Uniti, la Southern California Edison, il LA Dept of Water and Power e dalla "Commissione per l'energia della California". Fu costruito a Daggett dove si trovano anche i SEGS I e II a circa 16 km a est di Barstow.

Il suo principio di funzionamento prevedeva la concentrazione dell'energia solare in un unico punto focale per ottenere così il calore necessario all'azionamento di una turbina a vapore e la conseguente produzione di elettricità. Per questo motivo la struttura è composta da centinaia di eliostati che, seguendo il percorso del Sole durante l'arco del giorno, riflettono la luce solare verso un ricevitore termoassorbente posto sulla sommità della torre centrale. Il trasferimento del calore verso le turbine a terra viene effettuato attraverso delle condotte riempite di olio sintetico (l'acqua, oltre certe temperature, raggiunge pressioni difficilmente gestibili) che alimentano un boiler dove viene effettivamente generato il vapore per la produzione di energia elettrica.

Alla fine degli anni settanta il Dipartimento per l'Energia degli Stati Uniti lanciò la gara d'appalto per lo sviluppo degli eliostati e vennero formulati numerosi prototipi e proposte. La preferenza venne data alla semplicità e rigidità di costruzione per contenere i costi di una produzione su larga scala ed ottenere il massimo rendimento e solidità delle strutture.

La centrale sviluppa una potenza di 10 MW di elettricità, utilizzando 1818 specchi di 40 m² ognuno, disposti su un'area di 51 ettari per una superficie specchiante totale di 72.650 m². Il Solar One fu completato nel 1981 ed è stato operativo dal 1982 al 1986. Venne poi riprogettato e prese il nome di Solar Two.

Solar Two

Nel 1995 il Solar One fu convertito nel **Solar Two** con l'aggiunta di 108 eliostati da 95 m² in un secondo anello portando il totale a 1926 specchi e ad una superficie di 82.750 m². Ciò diede al Solar Two la capacità di riflettere l'energia di 600 soli e produrre 10 MW. Il Solar Two utilizzava sali fusi (una combinazione di nitrato di sodio al 60 % e di nitrato di potassio al 40 %) come mezzo per la conservazione del calore anziché olio sintetico e acqua come il Solar One. L'inerzia termica dei sali fusi infatti aiutava il mantenimento del calore durante le brevi interruzioni di luce dovute al passaggio di nubi e permetteva in pratica lo stoccaggio del calore in grandi serbatoi per evitare che l'impianto rimanesse inattivo nelle ore notturne.

Il Solar Two rimase operativo fino al 1999 e, nel 2001, l'Università della California a Davis convertì la struttura in un telescopio Čerenkov in grado di misurare i raggi gamma che colpiscono la nostra atmosfera. Il suo nome attuale è C.A.C.T.U.S. o "Converted Atmospheric Cherenkov Telescope Using Solar 2".



Solar Two Power Tower Project



Uno degli eliostati del Solar Two fotografato nel 2003 con la torre centrale visibile sullo sfondo.

Gemasolar

In seguito al successo ottenuto dal Solar Two in questo nuovo metodo di produzione di elettricità, la Torresol Energy ha inaugurato nel maggio 2011 la centrale Gemasolar (precedentemente nota come Solar Tres) a Fuentes de Andalucía, in Spagna.

Questo impianto genera una potenza di 19,9 MW grazie a 2.650 eliostati disposti su una superficie di 185 ettari. Rispetto agli impianti precedenti questo dispone di un serbatoio per lo stoccaggio dei sali fusi (ad una temperatura di circa 500 °C) più grande che permette alla centrale di rimanere operativa fino a 15 ore senza irraggiamento solare.

La centrale fornisce energia a 25.000 abitazioni nella regione dell'Andalusia, permettendo un risparmio equivalente a 30.000 tonnellate all'anno sulle emissioni di CO₂.

Questioni sull'occupazione del suolo

Le centrali elettriche solari a torre come quelle del Solar Project sembrano essere enormi e occupare superfici eccessivamente vaste se paragonare al rendimento in termini di energia che esse producono ma in realtà esse rappresentano proprio il risultato opposto. Esse infatti coprono aree inferiori alle centrali idroelettriche (considerando i laghi artificiali che richiedono per il loro funzionamento) e alle centrali a carbone (che necessitano spesso di miniere a cielo aperto per la loro alimentazione). Il sito più adatto per queste centrali elettriche solari, risulta essere, inoltre, una zona che altrimenti non verrebbe sfruttata, come deserti e zone aride in generale.

Eliostato

L'**eliostato** è un dispositivo utilizzato per seguire il percorso del Sole durante l'arco del giorno, soprattutto viene utilizzato per concentrare il calore del Sole verso una caldaia che riscalda dell'acqua che diventa vapore e aziona una turbina che si collega ad un alternatore.



Un eliostato

Storia

Nonostante non ne sia l'inventore, la prima menzione di un eliostato viene fatta dal fisico olandese Willem 's Gravesande in un'opera del 1742. In essa la rotazione dell'eliostato è collegata a un meccanismo ad orologeria. Numerosi furono gli scienziati che contribuirono al perfezionamento dell'eliostato: tra questi vi fu anche il fisico Jean Thiébauld Silbermann.

Léon Foucault decise di utilizzare uno strumento simile, il siderostato, per l'osservazione della volta celeste, grazie all'introduzione della nuova tipologia di specchi con un elevato

indice di riflettività. Lo scopo era l'uso di grandi strutture fisse per l'esplorazione delle stelle che permettessero costi ridotti e minori difficoltà tecniche.

Utilizzo

Inizialmente queste strutture vennero impiegate per studiare la composizione della luce del Sole.

Gli eliostati vengono principalmente utilizzati in impianti che sfruttano l'energia solare con sistemi di concentrazione solare, ad esempio il Solar Project e la Centrale solare di Thémis, oppure nelle fornaci solari, come quella di Odeillo. Il loro impiego riguarda essenzialmente la focalizzazione in un unico punto di tutta la luminosità che riflettono.

SOLAR ENERGY GENERATING SYSTEMS (SEGS)

Il **Solar Energy Generating Systems**, o **SEGS** è composto da nove centrali solari in California nel Deserto del Mojave dove si trova la più alta insolazione degli Stati Uniti. I SEGS I-II (44 MW) si trovano presso Daggett, i SEGS III-VII (150 MW) presso Kramer Junction e i SEGS VIII-IX (160 MW) presso Harper Lake. La gestione della struttura è affidata alla FPL Energy che ne è anche comproprietaria. Era stata avviata anche la costruzione della centrale SEGS X, e pianificata la costruzione delle centrali SEGS XI e SEGS XII, tutte da 80 MW cadauna, ma l'azienda costruttrice, Luz Industries, mancò di ottenere i necessari finanziamenti e fece bancarotta nel 1991-1992.



Veduta aerea dei SEGS di Kramer Junction

Caratteristiche tecniche

La potenza totale dell'impianto è di 354 MWp rendendo, fino al 2014 (data di entrata in servizio della Centrale Solare di Ivanpah), i SEGS la maggiore struttura di centrali solari esistente al mondo. La seconda, in Spagna presso Olmedilla de Alarcón, infatti raggiungeva 60 MWp. La produzione lorda media degli impianti è di 75 MWe con un fattore di capacità del 21%. In più le turbine degli impianti continuano la produzione di energia elettrica anche di notte attraverso la combustione di gas naturale.

La FPL Energy dichiara che la centrale solare sia in grado di sopperire al fabbisogno energetico di 232.500 abitazioni ed evitare immissione nell'atmosfera di 3.800 tonnellate di sostanze inquinanti ogni anno che si sarebbero prodotte con le centrali elettriche alimentate con combustibili fossili.

La struttura conta 936.384 specchi e ricopre una superficie di 6,5 km². Se posizionati in fila, gli specchi parabolici si estenderebbero per 370 km.

Funzionamento

La centrale sfrutta pannelli solari a concentrazione assieme al gas naturale per la produzione di elettricità. La luce del Sole fornisce il 90% dell'energia mentre il gas naturale viene sfruttato solo quando questa non è sufficiente per soddisfare le necessità della Southern California Edison, il distributore di energia elettrica per il sud della California. Attualmente lavorano 95 addetti a Kramer Junction e 45 presso Harper Lake.



Veduta aerea ravvicinata: si notino alcuni eliostati infranti dalla forza del vento

Eliostati

Il funzionamento dell'intera struttura dipende dagli specchi dalla forma parabolica, detti eliostati, capaci di riflettere il 94% della luce solare a differenza di un normale specchio che ne riflette solo il 70% circa. Essi seguono automaticamente il Sole durante la giornata. La manutenzione degli eliostati comprende ogni anno la sostituzione mediamente di 3.000 di essi e la loro pulizia periodica è completamente automatizzata.

Conduzione del calore

Attraverso gli eliostati i raggi solari vengono riflessi sul tubo riempito di olio sintetico posizionato nel punto focale della parabola che raggiunge i 400 °C. La luminosità che si raggiunge infatti è dalle 71 alle 80 volte maggiore di quella normale. L'olio sintetico trasferisce poi il calore all'acqua che, bollendo, aziona le turbine a vapore secondo il ciclo di Rankine e genera energia elettrica. L'uso dell'olio, anziché dell'acqua, mantiene la pressione nell'impianto gestibile durante il trasferimento del calore.

Posizione geografica

I SEGS furono commissionati tra il 1984 e il 1991 e costruiti dalla Luz Industries.

Dati storici e operativi degli impianti SEGS

Impianto	Anno di costruzione	Località	Potenza netta delle turbine	Superficie	Temperatura dell'olio	Produzione solare lorda di elettricità (MWh)	
			(MW)	(m ²)	(°C)	1996	media 1998–2002
SEGS I	1984	Daggett	14	82.960	307	19.900	16.500
SEGS II	1985	Daggett	30	165.376	316	36.000	32.500
SEGS III	1986	Kramer Jct.	30	230.300	349	64.170	68.555
SEGS IV	1986	Kramer Jct.	30	230.300	349	61.970	68.278
SEGS V	1987	Kramer Jct.	30	233.120	349	71.439	72.879
SEGS VI	1988	Kramer Jct.	30	188.000	391	71.409	67.758
SEGS VII	1988	Kramer Jct.	30	194.280	391	70.138	65.048
SEGS VIII	1989	Harper Lake	80	464.340	391	139.174	137.990
SEGS IX	1990	Harper Lake	80	483.960	391	141.916	125.036

Sources: Solargenix Energy, KJC Operating Company, IEEE, NREL

SEGS produzione solare (MWh)

Anno	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	Tot.
1985	19.261									19.261
1986	22.510	25.085								47.595
1987	25.055	23.431	49.444	52.181						150.111
1988	16.927	38.914	61.475	64.762	62.858					244.936
1989	23.527	43.862	63.096	70.552	65.280	48.045	38.868			353.230
1990	21.491	39.156	69.410	74.661	72.449	62.690	57.661	114.996	5.974	518.488
1991	20.252	35.168	60.134	64.600	59.009	64.155	58.373	102.464	144.805	608.960
1992	17.938	32.481	48.702	51.007	55.383	47.087	46.940	109.361	129.558	538.457
1993	20.368	36.882	58.248	58.935	67.685	55.724	54.110	130.999	130.847	613.798
1994	20.194	36.566	56.892	57.795	66.255	56.908	53.251	134.578	137.915	620.354
1995	19.800	35.853	56.663	54.929	63.757	63.650	61.220	133.843	138.959	628.674
1996	19.879	35.995	64.170	61.970	71.439	71.409	70.138	139.174	141.916	676.090
1997	19.228	34.817	64.677	64.503	75.936	70.019	69.186	136.410	139.697	674.473
1998	18.686	33.836	70.598	71.635	75.229	67.358	67.651	137.905	119.732	662.630

SEGS produzione solare (MWh)

Anno	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	Tot.
1999	11.250	33.408	70.689	71.142	70.293	71.066	66.258	135.233	107.513	636.852
2000	17.235	31.207	65.994	63.457	73.810	68.543	64.195	140.079	128.315	652.835
2001	9.255	17.580	57.857	52.696	59.925	58.004	50.378	119.127	114.607	539.429
2002	11.381	16.009	51.131	59.169	65.741	58.964	54.463	120.884	113.824	551.566
2003	6.913	11.142	59.027	58.100	61.921	50.504	49.154	119.357	115.541	531.659
2004	8.421	14.582	64.413	62.006	67.717	53.618	50.479	124.089	123.605	568.930
2005	6.336	13.375	56.680	56.349	62.309	51.827	46.628	120.282	120.915	534.701
2006	5.559	7.547	51.721	52.439	53.471	45.076	42.050	117.451	117.310	492.624
2007	0	5.445	59.480	59.799	59.547	65.832	58.307	122.676	122.699	553.785
2008	10.705	28.040	69.012	69.338	69.316	67.156	65.185	135.492	150.362	664.606
2009	9.033	18.635	62.971	63.563	59.820	62.750	58.950	131.474	139.756	606.952
2010	10.648	22.829	60.029	63.084	54.328	63.576	58.836	155.933	163.899	653.162
2011	11.164	26.198	61.350	57.684	60.451	59.327	57.378	152.463	160.506	646.521
2012	11.666	25.126	56.877	62.414	62.877	56.082	54.147	145.247	164.203	638.639

SEGS produzione solare (MWh)

Anno	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	Tot.
2013	9.403	23.173	56.824	58.317	57.758	52.539	48.183	141.356	154.082	601.635
Totale	424.085	746.342	1.627.564	1.657.087	1.674.564	1.491.909	1.401.989	3.120.873	3.086.540	15.230.953

La centrale può anche utilizzare il gas naturale.

SEGS I-IX Produzione (MWh)

Anno	Gas naturale	Solare	Totale
2001	300.721	539.429	840.150
2002	318.761	551.566	870.327
2003	233.388	531.659	765.047
2004	169.907	568.930	738.837
2005	87.163	534.701	621.864
2006	120.928	492.624	613.552
2007	111.918	553.785	665.703
2008	81.605	664.606	746.211
2009	233.685	606.952	840.637

SEGS I-IX Produzione (MWh)

Anno	Gas naturale	Solare	Totale
2010	225.092	653.162	878.254
2011	242.063	646.521	888.584
2012	227.484	638.639	866.123
2013	74.803	601.635	676.438

NEVADA SOLAR ONE

La **Nevada Solar One** è una centrale solare termoelettrica con una capacità nominale di 64 MW ed una potenza lorda di 75 MW. Il progetto ha richiesto un investimento di 266 milioni di dollari e la produzione energetica stimata ammonta a 134 milioni di KWh all'anno.

È la seconda centrale energetica a solare termico costruita negli Stati Uniti negli ultimi 16 anni, ed il più grande impianto a solare termodinamico costruito al mondo dal 1991. Si trova al confine sudovest di Boulder City, Nevada. La Nevada Solar One non ha alcun rapporto con la Solar One (impianto solare in California), benché abbiano un nome simile.

Storia

L'impianto è stato collegato alla rete il 27 giugno del 2007, mentre la sua costruzione era iniziata 16 mesi prima. La centrale, complessivamente, ha una superficie di 1,60 km², dei quali i tre quarti sono occupati da collettori solari.

Tecnologia

Nevada Solar One usa più di 180.000 specchi lineari a profilo parabolico, che concentrano i raggi solari su tubi che corrono parallelamente agli stessi, lungo il punto focale degli specchi, e contengono un fluido riscaldabile (ricevitori solari); questo criterio funzionale è alternativo al concetto di "torre a concentrazione solare" che usa la Solar One in California. Questi speciali tubi rivestiti, fatti di vetro e acciaio, sono stati disegnati dalla Solel Solar Systems e dalla Schott Glass. Il controllo del movimento è stato curato da Parker Hannifin. L'impianto usa 18.240 di quei tubi lunghi 4 metri. Il fluido si riscalda fino a 390 °C, il calore si trasferisce all'acqua che diventata vapore e passa attraverso turbine per produrre energia elettrica.

Produzione

La produzione di Nevada Solar One è la seguente (valori in GW·h).

Anno	Solare	Fossile	Totale
2007	41,21	0,38	41,59
2008	122,69	0,91	123,31
2009	120,65	2,43	123,07
2010	133,00	1,16	134,16
2011	128,26	1,99	130,26

Anno	Solare	Fossile	Totale
2012	128,94	1,39	130,33
2013	112,79	2,31	115,10
2014	116,23	2,58	118,80

Viene fornita una integrazione tramite la combustione di gas naturale fino al 2% della produzione totale.

ANDASOL 1

Andasol 1 è la prima centrale ad energia solare prodotta da specchi parabolici (50 MW), vicino a Guadix, nella provincia di Granada, Spagna (insolazione: 2000 kWh/m² annuo). Inaugurata nel dicembre 2008, è attualmente il più grande impianto solare termodinamico in servizio al mondo ed è dotata di un sistema di accumulo del calore in grado di mantenere stabile la generazione elettrica per oltre 7 ore in presenza di fluttuazione della radiazione solare o durante le ore notturne. L'accumulo di energia termica è garantito da due serbatoi cilindrici di 14 metri d'altezza e 36 metri di diametro contenenti 28.500 tonnellate di sali fusi (molten salt). Il costo della costruzione è pari a 310 milioni di euro e copre la domanda energetica di circa 50.000 abitazioni.

La seconda centrale Andasol 2 è entrata in funzione nel 2009, mentre nel 2011 la terza Andasol 3, arrivando ad un totale di 150 MW.

Andasol 1 contribuisce, con la produzione di 157,4 milioni di kWh ogni anno, ad adempire agli impegni che la Spagna ha assunto a Kyoto per ridurre le emissioni. L'energia elettrica prodotta soddisfa il fabbisogno annuo di ben 315.000 persone e con la costruzione di Andasol 2 e Andasol 3, (altri 2 impianti identici ad Andasol 1 - per dimensione e produzione e tutti vicini tra loro), sarà in grado di produrre energia elettrica pulita per quasi un milione di persone.

Andasol 1 fornisce energia solare senza oscillazioni o interruzioni, grazie alle 7 ore di riserva, mantenendo la stabilità della griglia elettrica ed evita le emissioni in atmosfera di 152 milioni di chili di CO₂ ogni anno, proteggendo il clima e l'ambiente.



La centrale Andasol

Cronologia

Costruzione della centrale Andasol 1: da giugno 2006 a giugno 2008.

Costruzione della centrale Andasol 2: da marzo 2007 a marzo 2009.

Centrale Andasol 3: entrata in funzione a gennaio 2011.

IVAMPAH LA PIU' GRANDE CENTRALE SOLARE DEL MONDO

Il sistema di generazione elettrica solare Ivanpah è un impianto solare termico concentrato nel deserto del Mojave. Si trova alla base di Clark Mountain in California, attraverso la linea di stato da Primm, in Nevada. L'impianto ha una capacità lorda di 392 megawatt (MW). Distribuisce 173.500 eliostati, ciascuno con due specchi che focalizzano l'energia solare su caldaie situate su tre torri solari centralizzate. La prima unità del sistema è stata collegata alla rete elettrica nel settembre 2013 per un test di sincronizzazione iniziale. La struttura è stata aperta formalmente il 13 febbraio 2014. Nel 2014, era la più grande centrale termica solare del mondo.

La struttura, che costa 2,2 miliardi di dollari, è stata sviluppata da BrightSource Energy e Bechtel. Il più grande investitore nel progetto è NRG Energy che ha contribuito con 300 milioni di dollari. Google ha contribuito con 168 milioni di dollari. Il governo degli Stati Uniti ha fornito una garanzia di prestito di 1,6 miliardi di dollari e l'impianto è stato costruito su terreni pubblici. Nel 2010, il progetto è stato ridimensionato rispetto al suo progetto originale da 440 MW per evitare di disturbare l'habitat della tartaruga del deserto. Non si è trattato di una spesa particolarmente alta, se confrontata con quella necessaria per realizzare impianti tradizionali a carbone o nucleari, ma è bene ricordare che la

centrale produce molta meno energia elettrica, in proporzione. L'intero impianto produce complessivamente 392 megawatt di potenza, sufficiente in linea teorica per rifornire di elettricità 140 mila case. In compenso ha un bassissimo impatto per quanto riguarda le emissioni.

Ivanpah, che rappresenta quasi il 30% di tutta l'energia solare termica attualmente operativa negli Stati Uniti, è il più grande progetto solare del suo genere al mondo. Il progetto è il primo a utilizzare l'innovativa tecnologia a torre di energia solare di BrightSource per la produzione di energia elettrica, che comprende 173.500 eliostati che seguono la traiettoria del sole, il software di integrazione del campo solare e un generatore di vapore a ricevitore solare. Il progetto ha creato migliaia di posti di lavoro e, al culmine della costruzione, ha impiegato quasi 3.000 lavoratori e richiesto più di 8,35 milioni di ore di lavoro. Un totale di circa \$ 650 milioni di salari per la costruzione e le operazioni dovrebbe essere pagato nei prossimi 30 anni.

"Le innovazioni di Cleantech come Ivanpah sono fondamentali per stabilire la leadership americana nella tecnologia energetica su larga scala che manterrà la nostra economia globalmente competitiva nei prossimi decenni", ha affermato Tom Doyle, presidente di NRG Solar. "Vediamo Ivanpah che cambia il panorama energetico dimostrando che il solare su vasta scala non è solo possibile, ma incredibilmente vantaggioso sia per l'economia sia per il modo in cui produciamo e consumiamo energia. Che si tratti di partnership, sviluppo o investimento, NRG continuerà a fornire una gamma diversificata di soluzioni e tecnologie per portare gli Stati Uniti all'obiettivo finale di fornire energia pulita a prezzi accessibili e affidabili per tutti. "

Gli specchi utilizzati a Ivanpah hanno una altezza di 2 metri e sono larghi 3 metri, messi a cerchio intorno a 3 torri a concentrazione solare, alte 140 metri, necessarie per la produzione di vapore da cui ottenere energia elettrica. La centrale energetica occupa circa 14 chilometri quadrati e nella sua costruzione ci sono stati alcuni ritardi, dovuti soprattutto alle preoccupazioni delle associazioni ambientaliste per il suo impatto sull'habitat circostante.

L'energia solare sfruttata dalle unità 1 e 3 di Ivanpah viene venduta a Pacific Gas & Electric in base a due accordi di acquisto di energia a lungo termine, mentre l'energia elettrica dall'unità 2 viene venduta a Southern California Edison con un contratto simile.

Il sistema di generazione elettrica solare di Ivanpah è il più grande di 11 impianti solari operativi su scala aziendale in tre stati in cui NRG ha interessi di proprietà. Ivanpah è anche uno dei numerosi asset NRG che sono soggetti ad un accordo di diritto di prima offerta tra NRG e la sua controllata di proprietà pubblica, NRG Yield, Inc. (NYSE: NYLD).



Una veduta aerea del sistema di generazione elettrica solare di Ivanpah con la torre 3 in primo piano, la torre 2 al centro e la torre 1 sullo sfondo. Le torri sono circondate da 173.500 eliostati che seguono il percorso del sole.



Vista aerea di una porzione della centrale energetica Ivanpah



Vista aerea di parte degli eliostati presenti a Ivampah



Foto di una delle tre torri a concentrazione solare

Consumo di carburante fossile

L'impianto brucia il gas naturale ogni mattina per iniziare l'operazione. Il Wall Street Journal ha riportato: "Invece di far salire la fabbrica ogni giorno prima dell'alba bruciando un'ora di gas naturale per generare vapore, Ivanpah ha bisogno di più di quattro volte tanto." Il 27 agosto 2014, lo Stato della California ha approvato Ivanpah per aumentare il suo consumo annuale di gas naturale da 328 milioni di piedi cubici di gas naturale, come precedentemente approvato, a 525 milioni di piedi cubici. Nel 2014, l'impianto ha bruciato 867.740 milioni di BTU di gas naturale emettendo 46.084 tonnellate di anidride carbonica, che è quasi il doppio della soglia di inquinamento a cui le centrali elettriche e gli stabilimenti in California sono tenuti a partecipare al programma statale di cap e trade per ridurre le emissioni di carbonio. Se quel combustibile fosse stato utilizzato in un impianto a cogenerazione a gas a ciclo combinato (CCGT), avrebbe generato circa 124.000 MW • h di energia elettrica. La struttura utilizzava il gas e l'energia solare per produrre 524.000 MW • h di energia elettrica (più di quattro volte quella dell'impianto di CCGT di riferimento), operando al contempo ben al di sotto della produzione prevista. Nel 2015, la struttura ha mostrato numeri di produzione più elevati, con aumenti del Q1 del 170% rispetto allo stesso periodo del 2014.

Nel 2015 il consumo di gas naturale era sceso a 564,814 milioni di BTU, mentre la produzione di energia totale era aumentata a 652.300 MWh.

La struttura utilizza tre caldaie a tubi d'acqua di tipo Rentech tipo D e tre caldaie per la conservazione notturna. La Commissione per la conservazione e lo sviluppo delle risorse energetiche della California ha approvato per ciascuna pila "130 piedi di altezza e 60 pollici di diametro" e consumo di 242.500 piedi cubi/ora di carburante.

Impatto economico

BrightSource ha stimato che la struttura di Ivanpah fornirebbe 1.000 posti di lavoro al picco della costruzione, 86 posti di lavoro permanenti e benefici economici totali di 3 miliardi di dollari. Eletto Supervisore della contea di San Bernardino, Brad Mitzelfelt, che rappresenta la maggior parte del deserto del Mojave in California, ha dichiarato che "il progetto creerebbe posti di lavoro principalmente per Las Vegas e elettricità per la maggior parte a San Francisco". Il progetto ha ricevuto una garanzia di 1,6 miliardi di dollari da parte del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti. Secondo Synapse Energy Economics, il costo di costruzione stimato per l'impianto di 5.561,00 dollari per kW è sceso tra quello di realizzazione per centrali energetiche a carbone e le centrali nucleari, ma questo non spiega il fattore di capacità meno favorevole dell'energia solare.

Nel novembre 2014, gli investitori della struttura hanno richiesto una sovvenzione federale di 539 milioni di dollari per finanziare il loro prestito federale.

Prestazione

Le prestazioni di fornitura di energia elettrica a contratto di 640 GW • h / anno delle unità 1 e 3 e 336 GW • h dall'unità 2 sono state soddisfatte entro il 2017, a seguito di una produzione nettamente ridotta nei primi anni di attività, in particolare all'inizio su anno 2014.

Nel novembre 2014, l'Associated Press ha riferito che l'impianto stava producendo solo "circa la metà della produzione annuale prevista". La Commissione per l'energia della California ha rilasciato una dichiarazione che la incolpava di "nuvole, correnti a getto e condizioni meteorologiche". Le prestazioni sono migliorate nel 2015 a circa 650 GW • h. Tuttavia, NRG Energy ha dichiarato nel suo rapporto trimestrale di novembre che Ivanpah probabilmente non avrebbe rispettato i suoi obblighi contrattuali di fornire poteri a PG & E durante l'anno, aumentando il rischio di inadempienza nel suo Accordo di acquisto di energia. PG & E aveva un contratto per ricevere 640 GW • h / anno dalle Unità 1 e 3, mentre SCE doveva ricevere 336 GW • h dall'unità 2, ad un prezzo di circa 200 \$/ MW • h (20 ¢ / kW • h). Nel marzo 2016, PG & E ha accettato di non dichiarare l'impianto in stato di default per almeno quattro mesi in cambio di una somma non rivelata dai proprietari.

Nel giugno 2015, il Wall Street Journal ha riferito: "15 mesi dopo l'avvio, l'impianto produce solo il 40% [di quanto previsto, di oltre un milione di MW • h di energia elettrica ogni anno], secondo i dati del Dipartimento per l'energia degli Stati Uniti." Le prestazioni sono migliorate notevolmente nel secondo anno. CleanTechnica ha riferito, rispetto alle unità 1 e 3, che "nel 2015, i clienti di PG & E hanno ricevuto circa il 97% degli elettroni contratti da Ivanpah, il che rappresenta un notevole miglioramento rispetto al primo anno".

Entro il 2017, a causa di miglioramenti, l'impianto ha soddisfatto i requisiti di fornitura del contratto.

L'impianto di vapore è stato progettato per un'efficienza lorda del 28,72%. L'irraggiamento locale vicino all'area è di circa $7,4 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^2 / \text{giorno}$ (media annuale) per un flusso totale di energia solare nello spettro visibile di $2.717 \text{ MW} \cdot \text{h} / \text{m}^2$ all'anno.

Uno specchio eliostato è una superficie riflettente di 75,6 piedi quadrati (7,02 m²), per un totale di 151,2 piedi quadrati (14,05 m²) per eliostato. La superficie riflettente dell'impianto eliostato totale risulta in $173.500 \text{ eliostati} \times 14,05 \text{ m}^2 / \text{eliostato} = 2.437.144 \text{ m}^2$. In base all'irraggiamento, il flusso di energia solare intercettato è di $2.717 \text{ MW} \cdot \text{h} / \text{m}^2 / \text{anno} \times 2.437.144 \text{ m}^2 = 6.621.720 \text{ MW} \cdot \text{h}$ annuale. La resa termica, dopo aver preso in considerazione la riflessione, la trasmissione, la radiazione e le perdite di assorbimento, ha assunto circa il 55 per cento, risultando in una potenza termica assorbita dalle turbine a vapore di $6.621.720 \text{ MW} \cdot \text{h} \times 55 \text{ per cento} = 3.641.946 \text{ MW} \cdot \text{h}$. La produzione energetica prevista risultante sarebbe $3.641.946 \text{ MW} \cdot \text{h} \times 28,72\% \text{ di efficienza} = 1.045.967 \text{ MW} \cdot \text{h} / \text{y}$, arrotondamento fino a 1,05 TWh / anno. L'efficienza di conversione energetica complessiva = energia prodotta / energia solare intercettata = $1.045.967 \text{ MW} \cdot \text{h} / \text{anno} / 6.621.720 \text{ MW} \cdot \text{h} / \text{anno} = 0.15796$ o meno del 16%.

Questi calcoli sono teorici, perché la struttura è priva di un sistema di stoccaggio e ogni notte si raffredda, richiedendo un gradino di preriscaldamento ogni mattina. Se il preriscaldamento è fatto con gas naturale, i valori stimati sono possibili.

[Maggio 2016 incidente industriale](#)

Il 19 maggio 2016, un piccolo incendio è stato segnalato quando specchi disallineati riflettendo la luce solare in un livello della torre dell'unità 3 non progettato per raccogliere energia, ha richiesto la chiusura della torre per le riparazioni. Poiché un'altra delle tre unità di generazione di energia era già offline per la manutenzione programmata, l'impianto era rimasto in esercizio con solo un terzo della sua potenza installata in funzione. L'unità 3 è tornata operativa l'8 giugno 2016. Tutte e tre le unità sono tornate in funzione entro il 20 giugno 2016. La produzione di energia termica in California ha raggiunto il picco a 703 MW in quel giorno, rispetto a 452 MW del 7 giugno quando due unità erano offline.

[Premi](#)

Nell'agosto 2014, Ivanpah ha ricevuto il premio "Plant of the Year" dalla rivista POWER. Nel febbraio 2012, Ivanpah è stato insignito del progetto CSP (Concentrating Solar Power) dell'anno da Solar Power Generation USA.

[Impatto ambientale](#)

Il progetto ha generato polemiche a causa della decisione di costruirlo su un habitat desertico ecologicamente intatto. L'installazione di Ivanpah è stata stimata, prima dell'inizio delle operazioni, per ridurre le emissioni di anidride carbonica di oltre 400.000 tonnellate all'anno. È stato progettato per ridurre al minimo gli impatti sull'ambiente naturale rispetto ad alcuni impianti solari fotovoltaici, perché l'uso di eliostati non richiede il grading del terreno. La struttura è stata recintata per tenere fuori alcuni animali

selvatici terrestri. Tuttavia, gli uccelli dovevano affrontare il rischio di collisione con gli specchi eliostato o di bruciare nel flusso solare creato dal campo dello specchio.

Nel 2012, la National Parks Conservation Association (NPCA) ha pubblicato un rapporto sul progetto, citando preoccupazioni sull'acqua, danni alle risorse visive e impatti su importanti specie del deserto. Per conservare la scarsa acqua del deserto, LPT 550 utilizza il raffreddamento ad aria per convertire il vapore in acqua. Rispetto al raffreddamento a umido convenzionale, ciò comporta una riduzione del 90 per cento del consumo d'acqua. L'acqua viene quindi restituita alla caldaia in un processo chiuso.

Un altro potenziale problema è l'effetto dell'abbagliamento dello specchio sui piloti di aerei. Inoltre, "le torri di potenza hanno" unità riceventi "nella parte superiore su cui i campi speculari focalizzano la loro luce riflessa. Durante il funzionamento, queste unità del ricevitore diventano estremamente calde, in modo che si illuminino e appaiano molto luminose. Perché sono alte al di sopra del terreno, queste unità riceventi incandescenti saranno una distrazione visibile per le persone in molti dei KOP [Punti chiave di osservazione], compresi i viaggiatori che utilizzano I-15. "Secondo lo State of California, la Commissione per la conservazione e lo sviluppo delle risorse per lo sviluppo, in merito a questo progetto, "il progetto stesso è visivamente imponente e coprirebbe circa 4.000 ettari (1600 ettari), la maggior parte dei quali coperti da campi specchianti, di matrici speculari presenterebbe un forte contrasto strutturale con il carattere intatto e naturale del pavimento del deserto e salirebbe ad un'altezza di circa 140 metri, un ulteriore da 10 a 15 piedi [da 3,0 a 4,6 metri] sopra quell'altezza consisterebbe di illuminazione per soddisfare i requisiti Federal Aviation Administration (FAA)."

Tartaruga del deserto

Il progetto Ivanpah Solar è stato costruito su sei miglia quadrate di terra pubblica nel centro sud del deserto del Mojave. La costruzione del progetto è stata temporaneamente interrotta nella primavera del 2011 a causa dei sospetti impatti sulle tartarughe del deserto. La costruzione riprese quando il Servizio Fish and Wildlife degli Stati Uniti (USFWS) scoprì che il progetto non avrebbe messo a repentaglio la tartaruga del deserto in via di estinzione. BrightSource ha anche installato schermo per tenere la fauna selvatica fuori dalla zona. Nel 2010, il progetto è stato ridimensionato rispetto al progetto originale da 440 MW, per evitare di costruire sull'habitat della tartaruga del deserto.

Molte tartarughe del deserto trovate sul sito furono trasferite in altre parti del deserto del Mojave. Tuttavia, gli ambientalisti hanno sollevato preoccupazioni per il fatto che le tartarughe trasferite avessero più probabilità di morire a causa degli stress in gioco.

Uccelli

Durante il processo dell'impianto nel settembre 2013, sono stati trovati trentaquattro uccelli morti nella fabbrica. Quindici avevano penne pesantemente bruciate, che il personale della fabbrica chiamava "streamer" perché erano state bruciate in volo dall'intensa radiazione proveniente dagli specchi eliostato. Da febbraio a giugno 2014, un team di biologi che hanno monitorato il numero di morti di uccelli ha riportato un totale di 290.

Nell'aprile 2014, la USFWS ha riferito che 141 uccelli morti, tra cui falco pellegrino, barbagianni e beccaia gialla erano stati raccolti a Ivanpah nell'ottobre 2013. Quarantasette morti di uccelli erano attribuite al flusso solare. Secondo un rapporto della Associated Press, "Ivanpah potrebbe agire come una 'mega-trappola' per la fauna selvatica, con la luce brillante della pianta che attrae gli insetti, che a loro volta attirano gli uccelli che mangiano insetti che volano verso la morte nell'intensa concentrazione. Sono state prese in considerazione strategie di mitigazione dell'uccisione di uccelli, comprese tecnologie comprovate e sicure dal punto di vista ambientale come radar e LRAD aviatori per tenere lontani gli uccelli dal sito, coprire stagni per scoraggiare gli uccelli acquatici dal bighellonare e liberare ulteriori terreni intorno alla pianta per renderlo meno attraente e più visibile agli uccelli in volo. Alcune delle morti degli uccelli si sono verificate quando la pianta era in modalità standby e gli specchi erano concentrati sopra la torre. Questo problema è stato risolto diffondendo la messa a fuoco più ampia, al di sotto di un'intensità dannosa.

Nell'aprile 2015 il Wall Street Journal ha riferito che "i biologi che lavorano per lo stato hanno stimato che 3.500 uccelli sono morti a Ivanpah nell'arco di un anno, molti di loro sono stati bruciati vivi mentre volavano attraverso una parte della rata solare dove le temperature dell'aria possono raggiungere 1.000 gradi Fahrenheit [540 ° C]".

Alla fine del 2015, Brightsource ha rilasciato i risultati del primo anno intero di monitoraggio degli uccelli e dei pipistrelli nell'impianto solare di Ivanpah. La compagnia ha riferito che durante un anno di studio supervisionato dalla California Division of Wildlife, il numero di morti di uccelli osservati, aggiustate verso l'alto per spiegare le inefficienze del conteggio delle carcasse, erano circa 3.500 morti di uccelli all'anno causati dall'impianto solare di Ivanpah. L'impianto di Ivanpah ha provveduto a ridurre ulteriormente la mortalità degli uccelli.

Le prime notizie sulle vittime di alta aviazione sono state contestate da quando sono emersi i primi rapporti. Nel settembre 2014, ad esempio, Renewable Energy World ha suggerito "Con la sua pretesa di 28.000 uccelli morti da Ivanpah, l'Associated Press ha diffuso una notizia su ogni prima pagina in America, diffondendo l'allarme sugli impianti a energia solare concentrata (CSP), che non era a terra in realtà, ma sulla speculazione di un avversario."

Nel settembre 2016, i biologi federali hanno detto che circa 6.000 uccelli muoiono a causa di collisioni o immolazioni ogni anno mentre inseguono insetti volanti attorno alle torri della struttura.

Produzione

La produzione elettrica di Ivanpah Solar è la seguente (in megawattora, MW • h).

Ivanpah 1 (126 MW lordi)

Net electricity production (All) [MW-h]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	5,632	4,460	4,946	9,130	15,879	23,722	12,277	16,807	19,743	17,455	15,993	5,922	151,966
2015	4,448	16,471	20,010	25,261	12,360	25,126	19,575	23,404	21,333	11,613	16,230	13,904	209,975
2016	7,599	23,686	18,427	13,264	26,006	32,875	31,796	24,403	26,860	20,616	19,663	10,440	255,655
2017	11,310	11,699	12,283	11,656	28,709	34,797	21,742	23,437	24,803	28,777	14,736	15,577	239,526
2018	16,881	9,714	16,825	14,019	19,704	36,205	21,400	26,060	29,267	20,173	18,055	12,172	242,476
Total													1,099,598

Ivanpah 2 (133 MW lordi)

Net electricity production (All) [MW-h]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	2,167	1,304	5,604	9,596	13,020	15,825	14,350	12,812	14,446	18,157	15,350	6,632	129,263
2015	6,909	8,915	19,585	24,364	17,243	26,206	18,953	23,900	22,628	12,477	22,222	15,642	219,044
2016	10,070	17,615	19,436	5,626	0	9,359	33,366	25,281	25,916	20,389	21,012	11,590	199,682
2017	13,381	9,220	16,754	13,359	29,201	22,800	22,181	20,204	25,708	29,253	16,577	17,736	236,374
2018	13,536	16,429	20,399	21,254	29,246	39,354	20,599	28,467	32,364	21,375	20,436	13,595	277,054
Total													1,061,417

Ivanpah 3 (133 MW lordi)

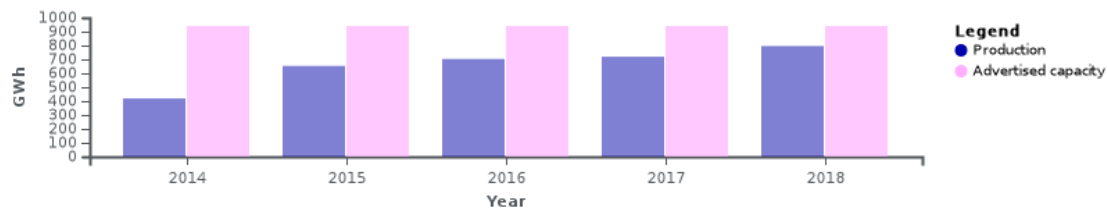
Net electricity production (All) [MW-h]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	2,686	3,866	9,409	6,107	15,885	24,728	9,340	14,451	9,562	20,401	15,834	5,587	137,856
2015	10,531	4,887	17,495	25,659	18,333	26,202	23,153	25,502	22,186	12,681	22,022	15,452	224,103
2016	7,770	25,953	20,546	19,539	17,430	23,487	33,667	15,947	29,437	20,307	21,377	12,242	247,702
2017	13,164	12,909	21,605	15,574	29,103	40,080	22,471	24,001	24,730	19,755	9,486	10,618	243,494
2018	18,456	17,820	19,957	26,787	27,468	40,177	21,198	24,047	30,075	20,848	19,360	10,093	276,326
Total													1,129,481

Ivanpah Totale (392 MW lordi)

Net electricity production (All) [MW-h]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	10,485	9,630	19,959	24,833	44,784	64,275	35,967	44,070	43,751	56,013	47,177	18,141	419,085
2015	21,888	30,273	57,090	75,304	47,906	77,534	61,681	72,806	66,147	36,971	60,474	44,998	663,122
2016	25,439	67,254	58,409	38,449	43,436	65,721	98,849	65,651	62,215	61,312	62,052	34,272	703,039
2017	37,805	33,828	50,642	40,585	57,013	97,677	66,394	67,542	78,241	77,785	40,801	43,931	719,398
2018	48,873	43,963	59,181	62,060	76,438	115,737	63,197	78,754	91,706	62,396	57,871	35,860	796,036
Total													3,296,680

Ivanpah è stato pubblicizzato come progettato per produrre 940.000 MW • h di elettricità all'anno, in base alla sua capacità nominale e al fattore di capacità presunta. Nel suo secondo anno di attività, la produzione di 653.122 MW • h di energia elettrica netta di Ivanpah è stata del 69,5% di questo valore, salendo dal 44,6% del primo anno. Al suo quinto anno, la produzione annuale era dell'84,7% del suo valore pubblicizzato.

Ivanpah produzione annua totale



Uso di combustibili fossili

Ivanpah Solar l'utilizzo di gas è il seguente, espresso in MMBtu come riportato.

Ivanpah 1

Natural Gas Consumption [MMBtu]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	31,760	18,369	9,703	22,767	27,198	59,739	37,609	24,261	24,387	14,670	NR	NR	270,463
2015	8,249	28,789	29,352	43,618	32,783	49,351	50,815	45,301	38,393	20,485	30,577	33,405	411,118
2016	25,620	37,072	52,382	27,248	53,663	59,477	59,281	48,803	38,492	32,974	24,621	21,420	481,053
2017	28,741	28,074	23,267	40,726	26,001	58,778	52,522	49,036	50,714	20,252	20,901	15,212	357,859
2018	36,314	15,816	35,324	24,067	30,421	70,159	63,494	71,117	35,154	29,440	11,153	n/a	422,479
Total													1,942,972

Ivanpah 2

Natural Gas Consumption [MMBtu]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	41,657	13,645	18,319	16,234	21,420	34,324	38,984	22,105	22,100	12,976	13,663	19,446	274,873
2015	14,630	19,544	32,438	29,600	42,063	49,999	39,171	43,540	39,894	24,949	33,994	37,370	407,192
2016	36,861	29,874	48,996	14,780	0	21,706	52,315	38,057	34,092	34,587	29,525	23,088	364,881
2017	28,550	26,091	34,818	60,626	30,140	40,428	43,744	23,295	42,716	28,157	24,962	19,038	402,165
2018	32,525	24,106	36,828	23,580	42,921	56,040	52,336	82,818	74,222	28,563	11,882	n/a	474,821
Total													1,923,932

Ivanpah 3

Natural Gas Consumption [MMBtu]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	29,309	18,498	22,532	13,624	25,321	56,292	33,508	26,337	21,487	15,390	NR	NR	262,298
2015	17,473	8,460	29,072	38,642	43,708	48,695	40,115	60,249	36,547	20,547	44,193	39,975	427,676
2016	36,645	41,799	52,801	42,714	27,006	41,573	52,577	22,031	33,361	34,512	29,580	29,875	444,474
2017	30,930	27,660	32,173	35,459	26,456	65,677	47,956	43,363	52,544	15,867	11,493	11,945	401,523
2018	36,667	28,583	57,746	53,768	7,086	59,954	21,139	35,930	36,435	21,661	5,918	n/a	364,887
Total													1,900,858

Ivanpah Totale

Natural Gas Consumption [MMBtu]													
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
2014	102,726	50,512	50,554	52,825	73,939	150,356	110,101	72,703	67,974	43,036	NR	NR	774,525
2015	40,352	56,793	90,862	111,860	110,554	148,045	130,101	149,090	114,834	65,981	108,764	110,750	1,246,886
2016	99,126	108,745	155,179	84,742	80,669	122,796	164,173	108,891	105,945	102,873	83,626	74,383	1,290,308
2017	80,221	81,825	90,258	136,811	82,597	164,883	144,222	115,694	145,974	64,276	56,958	46,195	1,217,912
2018	105,506	68,506	129,898	110,435	80,428	186,153	136,969	189,865	145,011	79,664	28,953	n/a	1,262,187
Total													5,790,918

NR = Not Reported - n/a = Not Available



IVANPAH SOLAR ELECTRIC GENERATING SYSTEM

INNOVATIVE. EFFICIENT. FORWARD THINKING.

The Ivanpah Solar Electric Generating System is an engineering marvel that delivers on the full promise of solar energy. Designed for low environmental impact, the world's largest solar thermal facility increases the supply of solar thermal energy produced in the U.S. by nearly 30 percent.



TECHNOLOGY AND DESIGN



347,000

Number of mirrors operating every day, installed on 173,500 heliostats



25%

Reduced land use through Ivanpah's three tower, optimized solar field system



100%

Nearly 100% of steam turbines water gets recycled back into the system



459 ft

Height of Ivanpah's three towers, equivalent to a 33-story building



4X

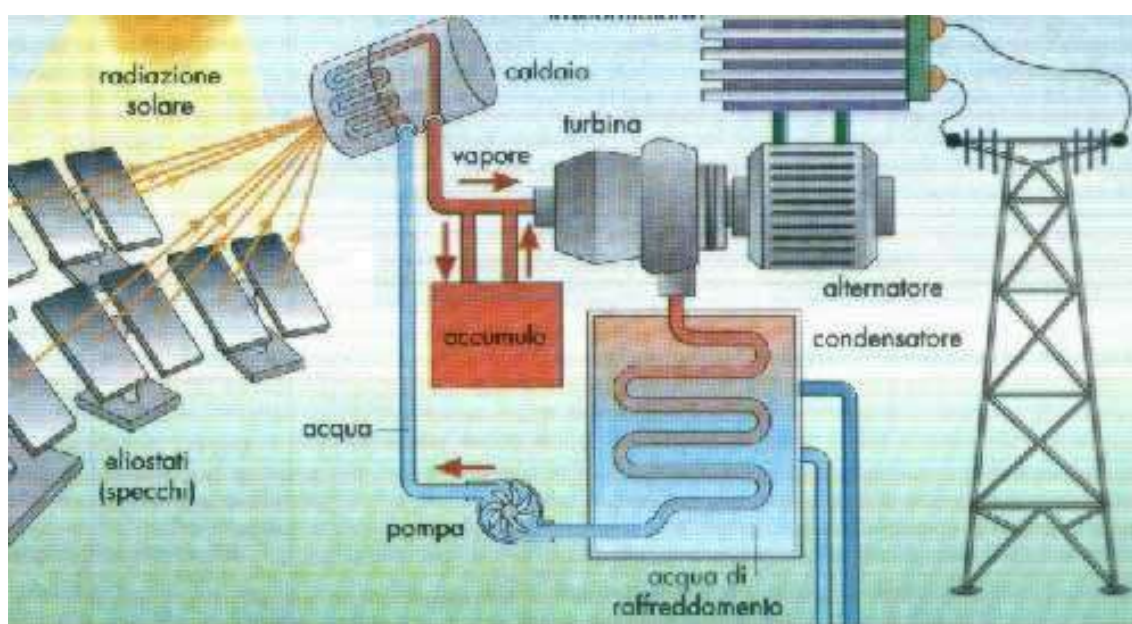
Comparable size of Ivanpah to New York's Central Park

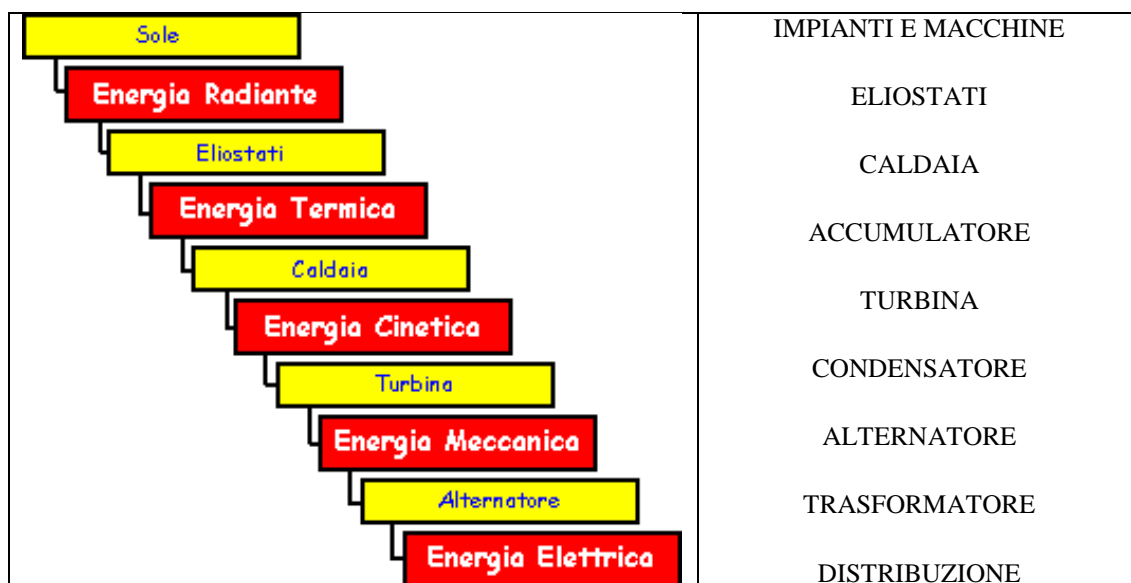


COME FUNZIONA UN SISTEMA TERMODINAMICO A TORRE

Il principio su cui si basa il sistema termodinamico a torre è la concentrazione della radiazione solare da parte di un sistema di specchi (detti eliostati) che inseguono il moto del sole e che convogliano i raggi sul ricevitore posto sulla sommità della torre, a 115 metri di altezza. Con il calore sviluppato (temperature comprese tra i 600 e i 1000°C) e accumulato per mezzo di un fluido si produce il vapore ad una sufficiente pressione per mettere in rotazione la turbina che trasmette la sua energia meccanica all'alternatore, consentendo a quest'ultimo la produzione di corrente elettrica. La corrente così prodotta viene poi inviata al trasformatore che la innalza di tensione e la immette nella rete di distribuzione. Le torri solari sono particolarmente adatte alla produzione centralizzata di energia nell'intervallo di potenza solare da 100 a 200 MW elettrici. Come per altre fonti rinnovabili anche per l'energia solare uno dei limiti da superare è l'irregolarità dell'energia disponibile, per cui i sistemi di accumulo sono un aspetto importante per l'evoluzione e la diffusione delle tecnologie sviluppate. L'energia prodotta dagli impianti termosolari può non essere limitata alle sole ore di insolazione e alle fluttuazioni dei passaggi nuvolosi. A tale scopo, due tecniche sono state già largamente collaudate. Esse offrono anche un migliore fattore di utilizzo dell'installazione e quindi un costo minore per la produzione di energia elettrica:

- **Accumulo dell'energia termica:** il calore prodotto viene usato per riscaldare un mezzo, dal quale, al momento opportuno, si estrae il calore per produrre l'energia elettrica. Questi dispositivi sono di basso costo, alta efficienza e permettono di mantenere l'impianto operativo durante i picchi della domanda e durante le ore notturne. Essi hanno anche il vantaggio di eliminare, in molti casi, le fluttuazioni dovute ai transienti (nubi).
- **Sistemi ibridi solare-metano:** durante i periodi prolungati di assenza di calore solare, l'energia mancante può essere data dal metano, con riduzione dei costi. Un sistema ibrido può essere economicamente conveniente anche per potenze solari più modeste.





CRESCENT DUNES – SOLAR RESERVE

Quando si parla di energie rinnovabili si pensa subito alle più classiche: fotovoltaico, eolico, idroelettrico, biomasse, ma esistono fonti rinnovabili ancora poco diffuse che presto potrebbero garantire l’approvvigionamento energetico sufficiente senza dover essere ostaggi delle condizioni climatiche. Cosa succede all’energia solare se manca il sole? E all’energia eolica se manca il vento? Semplice, non produrrebbero energia. Nonostante i progressi tecnologici, i nuovi materiali, la maggiore efficienza dei pacchi batteria, siamo ancora ben lontani dal poter garantire copertura energetica costante, a prezzi contenuti, a prescindere dalle condizioni meteo. Il solare termodinamico potrebbe essere la soluzione del problema. L’impianto Crescent Dunes della Solar Reserve nel deserto del Nevada ne è l’esempio. Qui migliaia di specchi fotovoltaici sono posizionati in modo tale da riflettere la luce del sole verso la grande torre centrale alta 200 metri all’interno della quale le temperature arrivano sino a 600 gradi. Nella torre grazie a dei materiali particolari, chiamati vettori termici, è possibile immagazzinare calore per generare energia elettrica tutte le volte che la rete lo richiede. Successivamente l’energia termica accumulata nei vettori viene trasformata in energia meccanica e poi in energia elettrica.

Grazie all’impianto realizzato da Solar Reserve è possibile avere un rendimento costante nel tempo, 24 ore su 24, senza dipendere dalla luce del sole a disposizione. Kevin Smith, C.E.O. della società americana, ha deciso di investire nell’energia solare termodinamica per non essere schiavo dei problemi che affliggono i classici impianti fotovoltaici. “Il punto non è tanto far conoscere al pubblico le virtù del solare a concentrazione – afferma Smith – quanto far passare il messaggio secondo cui, in termini di efficienza, tra pannelli solari e impianti termici non c’è confronto. Chi crede troppo nel potenziale delle batterie sarà costretto a ricredersi. Del resto, si può immagazzinare più energia con Crescent Dunes che mettendo insieme tutte le batterie al momento disponibili sul mercato”.

Ma come possiamo immaginare, se tutto fosse così semplice avremmo impianti a concentrazione in ogni parte del mondo. Il rovescio della medaglia di questa splendida

tecnologia è che se si vogliono minimizzare i costi, occorrono impianti molto grandi. Attualmente Solar Reserve ha all'attivo altri due impianti di questo tipo oltre a Crescent Dunes in Nevada, Redstone in Sud Africa e Copiapò in Cile (in fase di realizzazione).

L'impianto sudafricano, Redstone, ha una taglia di 100 Megawatt e soddisfa circa 200.000 abitazioni. Copiapò, in Cile, è in fase di realizzazione e quando sarà terminato garantirà energia a circa 560.000 nuclei famigliari. Sono proprio gli stati emergenti come Cile e Sud Africa i destinatari ideali di questa tipologia di impianto perché hanno grandi spazi a disposizione, l'irraggiamento solare necessario, hanno urgenza di grandi quantità di energia pulita e per raggiungere questo obiettivo, sono sostenuti da finanziamenti governativi nazionali.



L'energia solare di Crescent Dunes soddisfa 75.000 abitazioni

TURBODEN – IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI DI PICCOLA TAGLIA

In Italia c'è un'azienda bresciana che, al contrario di Solar Reserve che punta tutto su impianti a larga scala, si è specializzata in impianti solari termodinamici di piccola taglia: Turboden. La società bresciana ha realizzato il suo primo impianto pilota quarant'anni fa in Australia ed oggi grazie alle dimensioni ridotte dei suoi impianti, è riuscita a rendere il solare a concentrazione "accessibile" per spazi più ridotti. Questo cambiamento è stato reso possibile grazie all'utilizzo di specchi collettori di tipo diverso ma soprattutto grazie alle turbine ORC, Ciclo Rankine Organico. Il connubio di questi due aspetti ha reso possibile realizzare impianti da 10 Megawatt in 10 ettari. "Sono anni che si lavora a questa tecnologia, ma solo oggi si può parlare di fattibilità economica per questi impianti – dichiara Carlo Minini, Business Developer Manager di Turboden -. Le prime sperimentazioni con la nostra tecnologia sono state fatte con impianti pilota o dimostrativi

ormai molti anni fa. Oggi, invece, gli impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabile riescono a competere con nuove centrali alimentate ad esempio a carbone. Per il solare qualche volta significa dover ricorrere all'uso combinato – o ibridizzazione – con altre fonti di energia, o quantomeno a sussidi”.

Secondo Minini nonostante l'ottimismo legato al futuro del fotovoltaico, i sistemi di accumulo non sono ancora sufficientemente maturi per garantire una copertura dell'intera giornata. Secondo il manager italiano sono due gli aspetti su cui occorre lavorare per raggiungere la copertura energetica durante le 24 ore: sfruttare un mix delle fonti rinnovabili a disposizione e soprattutto ripensare la logica delle reti di distribuzione passando da una generazione centralizzata, dove poche gigantesche centrali (spesso a carbone) alimentano migliaia di case, ad una generazione distribuita, realizzando più impianti di taglia ridotta in prossimità dei punti di utilizzo.



Turboden, azienda del gruppo Mitsubishi Heavy Industries (MHI), leader nella tecnologia Organic Rankine Cycle (ORC) per la generazione elettrica distribuita da fonti rinnovabili e da calore di scarto, ha avviato a marzo 2018 il primo impianto solare termodinamico in

Italia, a Ottana in Sardegna, da 600 kWe. Il progetto è stato sviluppato dall'Ente Acque della Sardegna (ENAS) e finanziato con i fondi del PORFESR 2007-2013 della Regione Sardegna con l'obiettivo di valutare le prestazioni, l'efficacia e l'affidabilità della tecnologia del solare termodinamico di piccola taglia (potenza fino a 5MWe) per la generazione distribuita. In particolare l'intento è di studiare le potenzialità del CSP (Concentrated Solar Power) di piccola taglia con accumulo termico per la generazione programmabile di energia elettrica/termica nell'ambito di piccoli distretti energetici e dimostrare la replicabilità di tale soluzione in altri contesti industriali e in altre aree del Mediterraneo e del Medio Oriente. L'impianto è costituito da un campo solare basato sulla tecnologia dei collettori lineari Fresnel ad olio diatermico (fornito dall'azienda CSP-F del Gruppo FERA) con una superficie netta di circa 10.000 m², da una sezione di generazione elettrica costituita da un turbogeneratore ORC Turboden avente una potenza elettrica di circa 600 kWe, e da un sistema di accumulo di energia termica con capacità di 14 MWth che garantisce oltre 4 ore di funzionamento a carico nominale anche in assenza di irraggiamento solare.

“Si tratta del primo impianto solare termodinamico senza integrazione con altre fonti energetiche avviato in Italia”, dichiara Diego Maria Albrigo - Sales & Business Development Manager di Turboden, “Dopo anni di impegno per lo sviluppo di soluzioni tecniche innovative e di un quadro normativo favorevole, siamo orgogliosi di vedere i primi kWh prodotti da un impianto solare termodinamico realizzato da Turboden. Ci auguriamo che la nostra tecnologia trovi valida applicazione anche nei progetti di prossima realizzazione sul territorio nazionale”.

SISTEMI TERMODINAMICI

Con il **solare termodinamico** si arriva a produrre energia elettrica pulita mediante una serie di conversioni energetiche. Si parte dal calore, si passa per l'energia meccanica per poi arrivare alla produzione di energia elettrica. Grazie alla tecnologia del **solare termodinamico** le radiazioni solari vengono “concentrate” (infatti il **solare termodinamico** è chiamato anche **solare a concentrazione**) su un fluido che riscaldandosi riesce a generare energia meccanica che a sua volta produce energia elettrica. Sono diversi gli impianti che sfruttano il principio del **solare termodinamico**. A livello descrittivo questi impianti possono essere raggruppati in tre differenti categorie, abbiamo così:

- impianti **solari termodinamici** a collettori parabolici lineari,
- impianti **solari termodinamici** a torre centrale,
- impianti **solari termodinamici** dish-stirling.

I sistemi a collettori parabolici lineari sono tra i tipi di **impianti a concentrazione** più diffusi. Sono costituiti da file di collettori che, grazie alla loro particolare forma parabolica, riescono a riflettere le radiazioni solari fino a **concentrarle** su un tubo ricevitore. All'interno del tubo scorre un fluido termovettore, di solito il fluido è dato da un *olio minerale*, da *sali fusi* o da un *gas*, materiali che hanno la capacità di raggiungere temperature fino a 400 gradi. Con la **concentrazione** dei raggi solari sul tubo ricevitore avviene la prima conversione energetica: l'irraggiamento solare diviene energia termica che, trasportata e trasformata in vapore riesce ad attivare il ciclo a vapore e generare corrente elettrica con un rendimento termico che si aggira intorno ai 30-90 MW.

I sistemi solari a torre centrale riescono a **concentrare** le radiazioni solari utilizzando gli eliostati (specchi riflettenti disposti a cerchio). Gli eliostati sono in grado di seguire il movimento del sole e **concentrare** le radiazioni verso un ricevitore disposto su una torre. Trattandosi di un sistema **solare termodinamico**, c'è un fluido che raggiunge elevate temperature, produce vapore che azionando una turbina riesce a generare elettricità. In questo caso il fluido è posto in una caldaia collocata a livello del ricevitore (sulla torre).

I sistemi dish-stirling sono costituiti da “piatti” collegati a un motore, il cosiddetto *stirling*. Il piatto funziona da parabola riflettente che, inseguendo il movimento del sole concentra le radiazioni sul ricevitore (il motore “stirling”) a combustione esterna. Il ricevitore, posto sul punto focale (proprio dove si **concentrano** i raggi solari deviati dalla parabola), funziona con tutte le fonti di calore sfruttando le potenzialità di gas a ciclo chiuso. L'energia termica viene trasformata in meccanica e, in seguito, in energia elettrica mediante un alternatore.

SOLARE TERMODINAMICO STEM: COME FUNZIONA

Solare termodinamico stem, il primo impianto al mondo è stato inaugurato in Sicilia, a San Filippo del Mela in provincia di Messina, il 30 giugno 2016, un impianto innovativo che è destinato a non restare un episodio isolato green. Non un bagliore momentaneo, ma un raggio di sole che apre la pista ad un percorso di serio impegno per una **triplice sostenibilità: ambientale, sociale ed economica**. Oltre alla Sicilia, i protagonisti di questa nuova virtuosa avventura sono **A2A** e il **gruppo Magaldi**. Il nuovo impianto è stato installato nel complesso noto come **Polo Energetico Integrato**, già pronto dopo questo importante passo, ad essere protagonista di una graduale, necessaria e auspicabile trasformazione verso produzioni energetiche alternative e moderne. Ciò che rende speciale la tecnologia del **solare termodinamico Stem** e che garantisce il funzionamento continuo dell'impianto anche in assenza di irraggiamento, perché è semplicemente notte o perché il cielo è nuvoloso – sì, anche in Sicilia succede – è l'**uso della sabbia** con la tecnologia dei letti fluidi. Proprio la sabbia diventa il mezzo di accumulo dell'energia termica generata dalla **radiazione solare** e permette di avere la riserva per quando non splende il sole. Per i momenti “bui”. Si tratta di una **innovativa tecnologia di solare termodinamico brevettata e prodotta dal Gruppo Magaldi**, leader mondiale nella ricerca e produzione di soluzioni innovative nel campo di impianti industriali per la movimentazione di materiali ad alta temperatura ma in questo caso soprattutto applaudita per le sue eccellenze nell'ambito del settore energia solare. In particolare ad occuparsi del **Solare Termodinamico Stem** è stata la **neocostituita Magaldi Sun**. Ciò che d'ora in poi possiamo vedere funzionare in Sicilia è frutto della collaborazione tra il **Gruppo Magaldi** e **A2A**, la più grande multiutility italiana ai vertici nei settori energia, ambiente, calore e reti.

Caratteristiche dell'impianto

Ecco qualche numero per inquadrare meglio ciò che è stato inaugurato il 30 giugno 2016, a San Filippo del Mela, dopo circa un anno di lavori di costruzione.

La **produzione giornaliera di vapore è stata stimata pari a 20,5 tonnellate**, questo grazie ad un modulo, della capacità di 2 MW termici di energia, che prevede l'utilizzo di 786 eliostati. La **superficie totale** utilizzata per l'impianto Solare Termodinamico Stem è di circa **2,25 ettari**.

Grazie alle tecnologie innovative che il **Solare Termodinamico Stem** utilizza, possiamo scordarci l'impiego di olii diatermici o sali fusi: Stem "va a sabbia", e per le strutture non vedremo che specchi e acciaio. Sono in previsione ulteriori sviluppi progettuali sul sito e relativi investimenti, A2A assicura, pensando alla **continuità produttiva del sito industriale** sempre mantenendo questa linea luminosamente green.

Opinioni

Opinione comune è che il **Solare Termodinamico Stem** abbia aperto una nuova era, per la Regione Sicilia, per il Sud e per tutto lo Stivale, segnando una tappa importante del percorso del piano Strategico di A2A. Più che parlare di meta, per questo percorso intrapreso, si può parlare di un continuo inesorabile ed efficace procedere con lo sviluppo di tecnologie di generazione rinnovabile e con la riconversione di siti produttivi convenzionali.

L'**ecocompatibilità dei materiali impiegati**, il vetro né è la prova più evidente anche ai meno esperti, non è che una delle tante scelte pro ambiente che il **Solare Termodinamico Stem** e ciò che avrà intorno può vantare. Uno dei prossimi passaggi nella implementazione del Polo Energetico integrato sarà la realizzazione ad esempio di un impianto per la produzione di **energia da Combustibile Solido Secondario (CSS)**: l'iter autorizzativo presso gli enti competenti è già stato avviato. Intanto godiamoci la new-entry già davanti ai nostri occhi: "il **Solare Termodinamico Stem**".

Proprio come a pieno diritto ha fatto **Mario Magaldi, presidente del Gruppo Magaldi** che vede nella nuova "creatura" la testimonianza tangibile del costante impegno e dedizione della realtà che rappresenta, e che porta il suo nome, a sostegno dell'innovazione del **processo tecnologico e dell'ecosostenibilità**. Non si può tralasciare, anzi, si deve ben dare il giusto e meritato spazio al team di tecnici che hanno contribuito in modo prezioso fino a regalarci il **primato mondiale del Solare Termodinamico Stem** con il marchio del made in Italy.

Lo stesso vale per l'Ingegnere Gennaro De Michele, del **CNR** e per l'**Università di Napoli Federico II** che hanno collaborato con Magaldi e A2A accompagnandole nell'impresa. A2A, da parte sua, guardando a tutto ciò che dal **Solare Termodinamico Stem** appena realizzato in poi la terra di Sicilia potrà ospitare, ha ribadito la ferma intenzione di mantenere la linea della **sostenibilità, coniugando quella ambientale, con quella sociale e quella economica**.

Un tridente che punzecchia tutti gli appartenenti al settore a sfoggiare il medesimo fermo impegno tutto green. E non solo, anche schierato con il territorio. Infatti il **Solare Termodinamico Stem** del Polo rappresenta una reale opportunità per la **Valle del Mela e per la Sicilia**, ci si aspettano a breve, come promesso, benefici per la qualità dell'aria ma anche a livello sociale. Stem deve significare anche livelli occupazionali degni e **ricadute positive concrete per la Regione**.

SOLARE TERMODINAMICO, INAUGURATA LA PRIMA CENTRALE ENEA IN NORD AFRICA

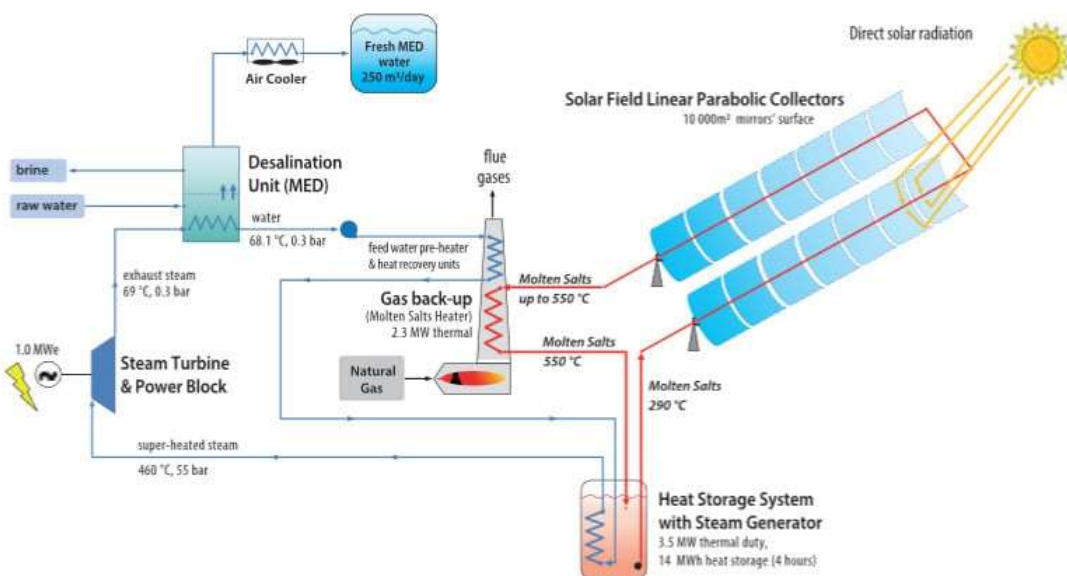
Basato sulla tecnologia ai sali fusi del premio Nobel Carlo Rubbia, l'impianto che sorge a 40 km da Alessandria d'Egitto (Costruito all'interno del campus della "Città della Scienza e della Tecnologia" di Borg-el-Arab), può fornire in modo stabile 5 MW di calore ad alta temperatura, fino a 1 MW di energia elettrica e circa 250 metri cubi al giorno di acqua dissalata.

L'impianto entrato in funzione nel 2017 è stato realizzato dal progetto **MATS** – Multipurpose Applications by Thermodynamic Solar – coordinato dall'Enea, dove in uno spazio di 10.000 metri quadrati sono stati installati 18 specchi parabolici lunghi ciascuno 100 metri.

La centrale è basata sulla tecnologia **ideata dal premio Nobel Carlo Rubbia e sviluppata dalla stessa Enea** con l'uso di **sali fusi** alla temperatura massima di 550°C come fluido di processo e un sistema di accumulo termico per distribuire l'energia anche in assenza di radiazione solare.

Combinato con altri combustibili 'tradizionali', l'impianto può fornire in modo stabile **5 MW di calore ad alta temperatura, fino a 1 MW di energia elettrica** e circa **250 m³ al giorno di acqua dissalata**, soddisfacendo i consumi di una comunità di oltre 1.000 abitanti. L'impianto è stato integrato nelle reti locali di distribuzione di elettricità, gas e acqua anche se può lavorare anche off-grid.





L'obiettivo del progetto, spiegato da Enea è di trasformare la regione semi desertica in un hub tecnologico, rafforzando la collaborazione scientifica tra Unione europea e sponda sud del Mediterraneo, e di **replicare** questa esperienza **in altre aree del Nord Africa e del Medio Oriente** per favorire e diffondere tecnologie innovative in una logica di cooperazione allo sviluppo, un settore in cui l'Enea è fortemente impegnata.

MATS è un consorzio che gode di un finanziamento internazionale di **22 milioni di euro**, di cui 12,5 dall'Unione europea; oltre che l'Enea ne fanno parte altri istituti di ricerca (il francese CEA, il tedesco Fraunhofer e gli egiziani ASRT e NREA), università (la britannica University of Cranfield) e partner industriali (tra i quali gli italiani Maire Tecnimont KT e Archimede Solar Energy per la realizzazione e fornitura dei componenti più innovativi e gli egiziani Orascom Construction Industries e Delft Environment).

All'inaugurazione dell'impianto hanno partecipato l'ambasciatore d'Italia al Cairo **Giampaolo Cantini** e l'ambasciatore Ue Ivan Surkos, presenti anche i **ministri egiziani** dell'Elettricità e Fonti rinnovabili, Mohamed Shaker, e dell'Università e Ricerca, Khalid Atef Abdul Ghaffar, e del presidente dell'Accademia per la ricerca scientifica d'Egitto (ASRT), Mahmoud Sakr.

Il progetto **MATS** permette la cogenerazione di calore e potenza elettrica nel range dei 1-5 MW termici combinando tecnologie altamente innovative per quanto riguarda i componenti, lo sfruttamento del calore in eccesso e l'integrazione con altre fonti di energia rinnovabili. In particolare l'impianto CSP si basa sull'utilizzo di una miscela di sali come fluido vettore del calore e per il suo immagazzinamento, secondo la tecnologia del Solare Termodinamico sviluppata negli ultimi 15 anni dall'ENEA. L'integrazione di diverse tecnologie, come schematizzato in Fig. 1, quali un nuovo sistema di accumulo termico integrato con il generatore di vapore, un dissalatore, un riscaldatore ausiliario a metano (o biometano), rendono l'impianto estremamente flessibile e capace di una produzione continua di calore e, quindi, di tutti i servizi richiesti, indipendentemente dalla effettiva disponibilità della radiazione solare.

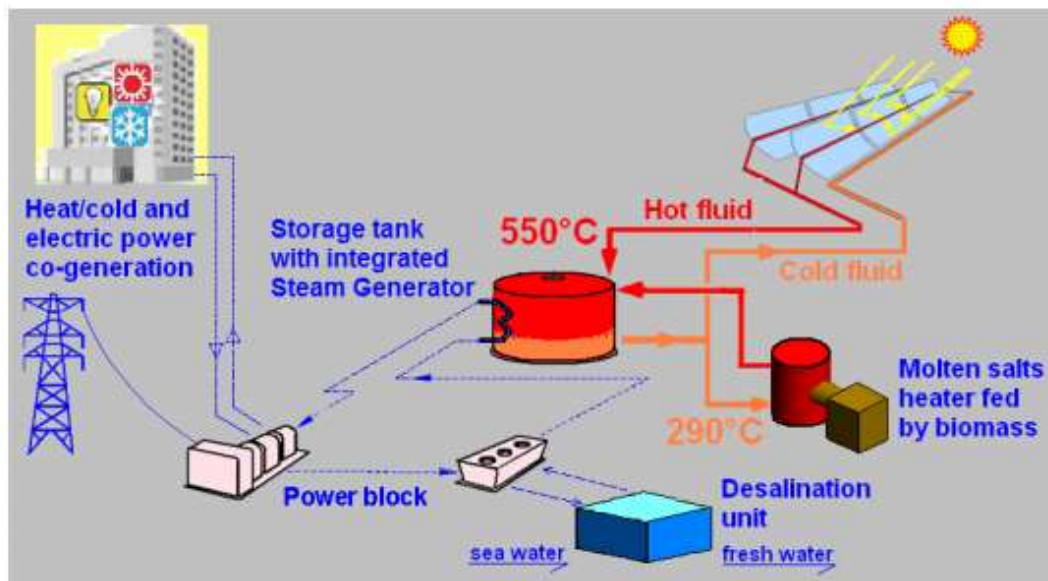


Figura 1. Schema concettuale dell'impianto MATS

In Fig. 2 sono riportati uno schema a blocchi dell'impianto e alcuni parametri di riferimento sulla capacità delle singole unità. Dallo schema riportato in Fig. 2 si può osservare come la elevata flessibilità comporta la messa in esercizio di diverse unità di processo e tecnologie mutuamente collegate. L'intero processo è controllato attraverso procedure sviluppate e implementate all'interno di un sistema di controllo automatico in grado di gestire l'efficiente funzionamento sia in condizioni ordinarie che di emergenza. La messa in funzione e la successiva gestione dell'impianto MATS sarà seguita localmente da personale egiziano che verrà opportunamente formato e sarà costantemente in contatto con i colleghi europei esperti delle tecnologie installate. La formazione del personale locale, il monitoraggio dell'impianto nonché la sua gestione e manutenzione avverrà sfruttando tecnologie di remotizzazione sviluppate in ENEA nel settore dell'ICT nell'ambito di diversi progetti europei e nazionali. Viene sviluppato un apposito simulatore di processo per prevedere le prestazioni dell'impianto. Tale simulatore, realizzato a partire dai modelli caratteristici per le singole unità e validato durante l'esercizio dell'impianto dimostrativo in Egitto, sarà uno strumento per studi di fattibilità, tra cui la valutazione di potenziali sviluppi commerciali della tecnologia applicata in contesti reali.

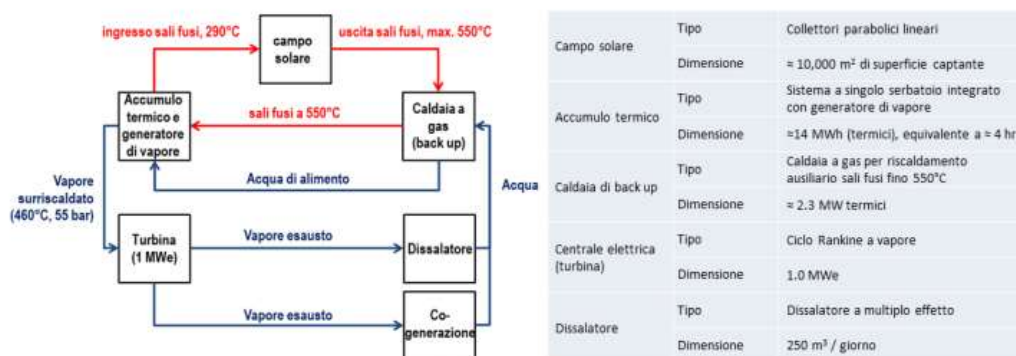


Figura 2. Schema a blocchi, tecnologia e parametri di riferimento dell'impianto MATS.

L'infrastruttura ICT di remotizzazione L'ENEA si caratterizza per una infrastruttura ICT che, appoggiandosi sulla rete interna ENEAGRID, permette l'accesso uniforme e trasparente a servizi distribuiti geograficamente sui sei centri di calcolo ENEA che ospitano computer ad alte prestazioni, server di visualizzazione, software scientifici, databases, strumenti di gestione e messa in sicurezza dei dati, strumenti per la formazione e il web. Al fine di mettere a sistema l'uso integrato di tecnologie e competenze a supporto della ricerca e dell'industria, L'ENEA ha realizzato una serie di "Laboratori Virtuali" tematici. Ogni Laboratorio Virtuale è dotato di un portale sia per l'accesso web alle risorse di calcolo che per essere da gateway per la strumentazione condivisa e da contenitore per i tool e gli stream delle audio/video conferenze. Gli utenti, previa autenticazione, possono partecipare via web attivamente alle campagne di acquisizione, visualizzare i dati ed interagire con il laboratorio durante l'esecuzione delle stesse, discutere dei risultati ottenuti con i partner dei progetti, interagire con il personale tecnico dell'impianto, accedere a documenti, pubblicazioni, software e tool di calcolo, ai dati sperimentali e visualizzare i risultati in tempo reale e, ove previsto, prendere il controllo da remoto di strumenti ed apparecchiature. Il protocollo Kerberos 5 e le Access Control Lists di OpenAFS concorrono nella costituzione di un sistema integrato di controllo delle autenticazioni verso l'intero sistema, e delle autorizzazioni sull'utilizzo delle risorse. L'accesso da remoto alle sperimentazioni e all'utilizzo delle risorse grafiche ed ai software per il calcolo scientifico disponibili sui supercomputer HPC ENEA avviene mediante l'interfaccia grafica FARO, sviluppata in ENEA. Per ragioni di sicurezza tutte le macchine di controllo ed acquisizione dati dei laboratori devono essere sconnesse dalla WAN e da Internet. Quindi impianti e strumenti vengono remotizzati interponendo una macchina "bridge" tra la LAN di laboratorio l'ambiente esterno che ha l'incarico di replicare i dati in AFS, di consentire la condivisione dei pannelli di controllo delle apparecchiature, di permettere la fruizione live dei dati in corso di acquisizione e di effettuare azioni di firewalling e routing quando agisce da "ponte" tra l'area riservata e Internet. Il controllo remoto della strumentazione viene invece ottenuto mediante appositi pad USB che comunicano via TCP/IP con la strumentazione nella LAN di laboratorio. La visualizzazione remota del desktop della macchina di controllo impianto della LAN e la visualizzazione di dettagli o inquadrature d'ambiente delle sale prove, avvengono attraverso lo stream di telecamere mediante tecnologia Flash (Adobe Connect e Adobe Flash Media Server). Il sistema di condivisione delle campagne di misura basato sull'architettura dominata E3S (ENEA Staging Storage System) rende i dati sperimentali fruibili in streaming da web e accessibili in tempo reale agli utenti autorizzati mediante

tecnologia Dataturbine, quindi salvati in aree di staging su OwnCloud periodicamente ed automaticamente sincronizzate su aree di storage in cartelle AFS/GPFS. La tecnologia E3S, mediante una piattaforma omogenea, consente, inoltre, di gestire, archiviare e condividere dati eterogenei prodotti da laboratori diversi geograficamente distribuiti su diversi siti e che lavorano su progetti comune. Per l'impianto MATS è stato sviluppato un Laboratorio Virtuale la cui infrastruttura dati è riportata in Fig. 3. L'architettura di remotizzazione è aperta e flessibile sia per seguire i cambiamenti che avverranno durante la vita dell'impianto e sia per replicarla su altri impianti anche di diversa tipologia. L'infrastruttura di Fig. 3 prevede che i dati acquisiti sull'impianto vengano trasferiti in un'area di storage, mediante la sincronizzazione con lo spazio dedicato in ENEAGRID. Una fase intermedia permette di arricchire i dati grezzi accoppiandoli con altre informazioni provenienti da elaborazioni sofisticate su super computer oppure con dati precedenti per analisi specifiche. Il Laboratorio Virtuale dedicato all'intero progetto permette l'accesso web all'infrastruttura di remotizzazione e ai dati nel cloud ENEA e realizza una sala controllo smart dell'intero impianto.

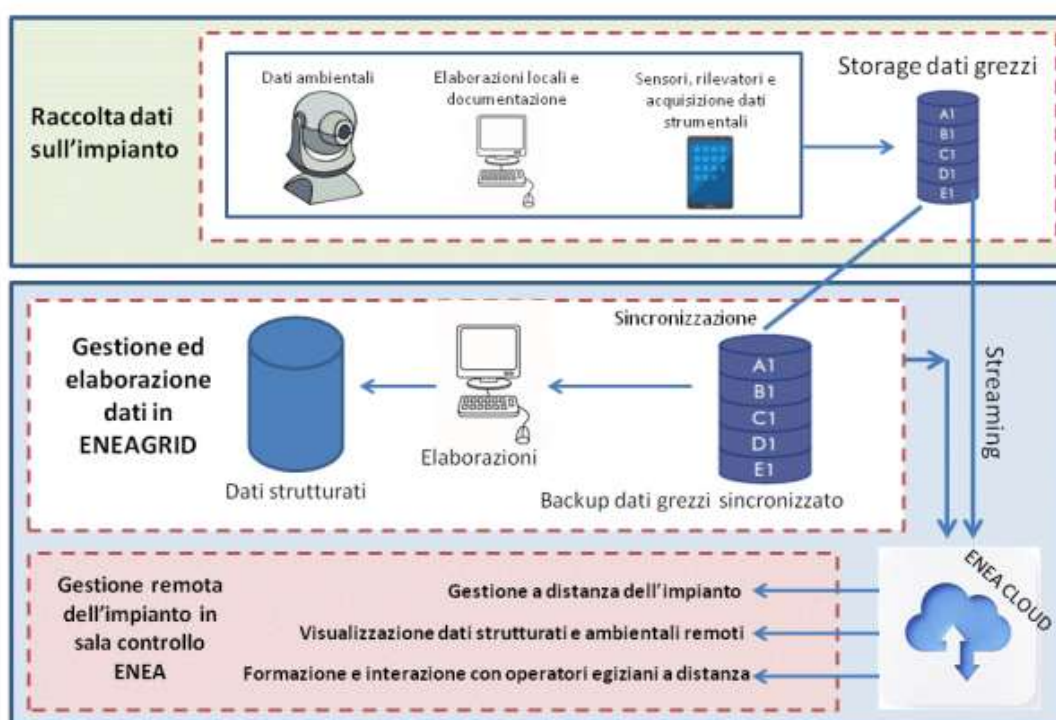


Figura 3. Schema dell'infrastruttura di remotizzazione

Conclusioni e prospettive

E' in fase di completamento e messa in esercizio un impianto ibrido solare in un contesto reale come quello Nord Africano. L'impianto dimostra la fattibilità di accoppiare diverse tecnologie energetiche per rispondere a precise richieste industriali ottimizzando le risorse a disposizione. Un sistema di monitoraggio remoto avanzato permette la gestione diretta e la manutenzione completa dell'impianto permettendo di ridurre costi e tempi di intervento.

L'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO PIU' GRANDE DEL MONDO

L'**impianto solare termodinamico** più grande del mondo si trova nel **deserto del Sahara**, vicino alla città di Ouarzazate (che significa *Porta del deserto*). Il suo nome è *Noor 1*.

Il **noor 1** è la **centrale solare termodinamica più grande del mondo**. Copre un'area di 2500 ettari. L'impianto fornisce energia elettrica pulita a circa un milione di persone. La costruzione dell'**impianto solare più grande del mondo** è iniziata nel 2013 alla presenza del re del Marocco *Mohammed VI*. Il progetto finale, oltre al **Noor 1**, prevede altri due impianti; mentre il Noor 1 è già in funzione, si aspetta l'allestimento del Noor 2, simile al primo e del Noor 3 che raccoglierà il calore solare riflesso dagli specchi in una torre. Si tratta di un sistema più efficiente simile alla torre solare spagnola divenuta operativa nel 2014.

Come funziona l'impianto solare termodinamico Noor

L'impianto è dotato da centinaia di specchi ricurvi, ognuno grande quanto un autobus. I grossi **specchi parabolici** sono disposti in file ordinate.

L'impianto sfrutta tre differenti tecnologie di **solare termodinamico**, ognuna con la sua capacità produttiva:

- un sistema a concentrazione solare da 160 MW;
- un impianto solare termodinamico a specchi parabolici da 300 MW;
- una serie di collettori parabolici a cilindro da 150 MW complessivi.

A differenza di quanto accade nel solare fotovoltaico, in una **centrale solare termodinamica** (o a concentrazione), la produzione elettrica non avviene in modo diretto mediante celle in silicio. La corrente elettrica viene generata sfruttando il calore e non l'irraggiamento solare in sé.

Con il solare termodinamico si immagazzina energia in forma di calore. Il calore è usato per riscaldare un fluido e produrre vapore. Il vapore va ad azionare una turbina meccanica che a sua volta è collegata a un generatore elettrico.

Paradossalmente, il solare termodinamico, per il suo meccanismo di produzione elettrica, può essere paragonato più all'energia eolica che all'energia solare fotovoltaica!

Gli specchi, proprio come degli enormi girasoli, si muovono per seguire il sole e convogliare il calore verso un *assorbitore*. Nell'assorbitore scorre il fluido in grado di raggiungere i 350 °C e cedere il calore accumulato per generare il calore. Gli specchi si muovono grazie a un eliostato o inseguitore solare intelligente.

Per massimizzare l'accumulo di calore, gli specchi si muovono e indirizzano l'energia solare verso i tubi nei quali scorre il fluido. La quantità in esubero di calore assorbito dal fluido, viene immagazzinato in un serbatoio di sale allo stato fuso.

Il sale fuso diviene una sorta di serbatoio energetico, un accumulatore di energia potenziale da usare per generare corrente elettrica anche dopo il tramonto del Sole. Grazie al sale fuso, è possibile produrre energia elettrica, in modo ininterrotto fino a otto ore dopo il tramonto.

Impianto solare più grande al mondo, costi

Con la fine del progetto ed il compimento dei tre impianti *Noor 1*, *Noor 2* e *Noor 3*, il Marocco vuole svincolarsi dall'importazione di combustibili fossili. L'obiettivo è quello di ottenere il 52% dell'energia elettrica da fonti rinnovabili entro il 2030.

L'impianto è stato finanziato al 60% dall'Unione Europea. Noor 1 ha già superato le aspettative in termini di energia prodotta e fa ben sperare per l'utilizzo – in futuro – del

surplus elettrico in Europa. Il Marocco è l'unico Paese africano ad avere una linea elettrica diretta con il Vecchio Continente.

L'energia elettrica pulita di origine *termodinamica* è ancora un prodotto relativamente caro, certamente un costo più elevato rispetto all'energia prodotta nei parchi eolici.

Mentre le centrali eoliche installate in posizione favorevole producono corrente elettrica a 5-8 centesimi di euro per kilowatt (un costo non molto superiore a quello dell'elettricità prodotta da una moderna centrale a carbone), l'elettricità di una **centrale termodinamica** costa ancora dai 16 e 22,5 centesimi per kilowatt prodotto.

Grazie all'avanzare delle tecnologie, si prevede un imminente cambiamento di rotta anche negli **impianti termodinamici** con la produzione di elettricità a basso costo. A lungo termine, infatti, non esiste una fonte di energia più conveniente e sostenibile del Sole. Il costo totale del progetto è stimato intorno ai 9 miliardi di dollari.





L'impianto solare di Ouarzazate visto dall'alto

LA CENTRALE ENEL A SOLARE TERMODINAMICO "ARCHIMEDE"

L'impianto solare termodinamico "Archimede", inaugurato ufficialmente nel luglio 2010, è stato sviluppato dall'Enel, in collaborazione con l'Enea, in Sicilia, presso la centrale elettrica di Priolo Gargallo (Siracusa), e rappresenta la prima sperimentazione al mondo della tecnologia a parabole lineari utilizzando i sali fusi come fluido termovettore e per l'accumulo multiorario del calore, che viene poi impiegato per produrre vapore e, tramite turbine mosse dal vapore, energia elettrica. Come tale, costituisce l'apparato più avanzato a parabole lineari che utilizza questa tecnologia. Il sistema verrà usato dall'Enel come prototipo per ulteriori applicazioni concrete di codesto approccio, considerato vincente. La potenza nominale dell'impianto è di circa 5 MW, l'efficienza teorica è del 15,1% e la sperimentazione condotta ha permesso di raggiungere nel giro di circa un anno dall'entrata in funzionamento del prototipo, con un'opportuna ottimizzazione del tutto, le specifiche previste dal progetto.

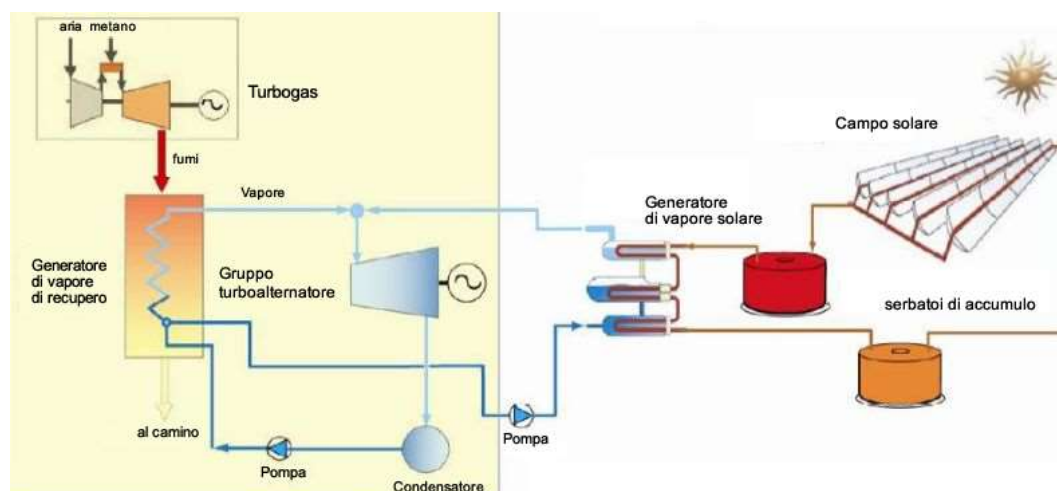




L'impianto solare termodinamico di Priolo Gargallo è installato in una zona che ha un'irradiazione normale diretta di 1936 kWh/m² l'anno, una delle più alte d'Italia. Il sistema è composto da 54 collettori organizzati in 9 stringhe. L'area complessiva degli specchi è di 30.600 m², mentre le tubazioni in cui scorre il fluido termovettore sono lunghe 5.400 metri. La produzione termica è di 28,3 GWh/anno. L'efficienza termica è del 48%. La potenza nominale è di 4,7 MW elettrici, la produzione elettrica netta è di 9,1 GWh elettrici/anno, mentre l'efficienza solare/elettrica è del 15,4%. Possiede due serbatoi di accumulo del calore con sali fusi, uno a 550 °C, l'altro a 290 °C, equivalenti a 80 MWh di energia accumulata, ovvero 6,7 ore di autonomia alla potenza nominale senza l'irradiazione diretta del Sole, maggiore ovviamente per potenze erogate più basse. Ha un generatore di vapore a 530 °C che alimenta una turbina a vapore collocato nell'ambito di un impianto a ciclo combinato utilizzante anche il gas.

Come funziona

L'impianto solare termodinamico "Archimede" di Priolo è costituito da un vasto campo di collettori parabolici che concentrano la luce solare su tubazioni percorse da un fluido composto da sali fusi, che raccolto in appositi serbatoi può essere utilizzato per alimentare un generatore di vapore (la tecnologia dei sali fusi è stata inventata dal premio Nobel per la Fisica Carlo Rubbia e sviluppata dall'Enea). In presenza del Sole, il fluido termico prelevato dal serbatoio freddo viene fatto circolare attraverso la rete dei collettori parabolici, viene riscaldato a una temperatura di 550°C e immesso nel serbatoio caldo. L'energia termica viene così accumulata. Da qui viene prelevata per produrre vapore ad alta pressione e temperatura, che viene inviato alla vicina centrale Enel a ciclo combinato, dove contribuisce alla generazione elettrica. In questo modo, la centrale può produrre energia elettrica in ogni momento della giornata ed in qualsiasi condizione meteorologica, fino all'esaurimento dell'energia immagazzinata.



La tecnologia dei ricevitori solari

I tubi dei ricevitori solari dell'impianto solare termodinamico di Priolo Gargallo sono uno dei fiori all'occhiello della tecnologia italiana in questo settore, insieme ovviamente ai sali fusi, di cui parleremo più avanti. Essi sono composti da: un tubo interno in cui scorre

il fluido termovettore, e che è in acciaio per poter resistere alla corrosione; un rivestimento del tubo in acciaio costituito da un film multistrato comprendente all'esterno uno strato ceramico con elevato potere anti-riflettente, uno intermedio di materiale nanocomposito ad elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare e uno inferiore di materiale metallico in grado di riflettere la radiazione infrarossa; un tubo esterno ad alto vuoto in vetro borosilicato dotato di un rivestimento antiriflesso sulle superfici interne ed esterne. Grazie a tutti questi strati e rivestimenti, i ricevitori in questione massimizzano l'assorbimento della radiazione solare e minimizzano l'emissività, per cui la conversione di energia solare in termica è assai elevata.

I sali fusi per il solare termodinamico

I sali fluidi utilizzati nell'impianto "Archimede" sono composti da una miscela di nitrati di sodio e potassio che hanno la proprietà di accumulare il calore per tempi prolungati modulando l'erogazione (anche di notte) dell'energia raccolta e di consentire di raggiungere una temperatura molto elevata (fino a 550°C), aumentando l'efficienza di conversione termico-elettrica dell'impianto a concentrazione solare in cui vengono utilizzati. La miscela di sali fusi è composta al 60% da nitrato di sodio ed al 40% di nitrato di potassio. Trattandosi di sostanze presenti nei fertilizzanti per l'agricoltura, non inquinano l'ambiente, sono disponibili in grandi quantità ed a basso costo, e non risultano corrosivi per i tubi ricevitori sotto vuoto. I normali impianti a parabole lineari invece di sali fusi usano fluidi composti da oli minerali o sintetici, che necessitano di un serbatoio di accumulo più grande e non possono raggiungere temperature superiori a 400°C, il che limita l'efficienza del ciclo vapore per la produzione di elettricità. In condizioni operative normali del campo solare, le temperature dei **sali fusi** variano tra i 290 e i 550 °C. In particolare, le proprietà tecniche dei **sali fusi** sono le seguenti:

Mistura di nitrati:

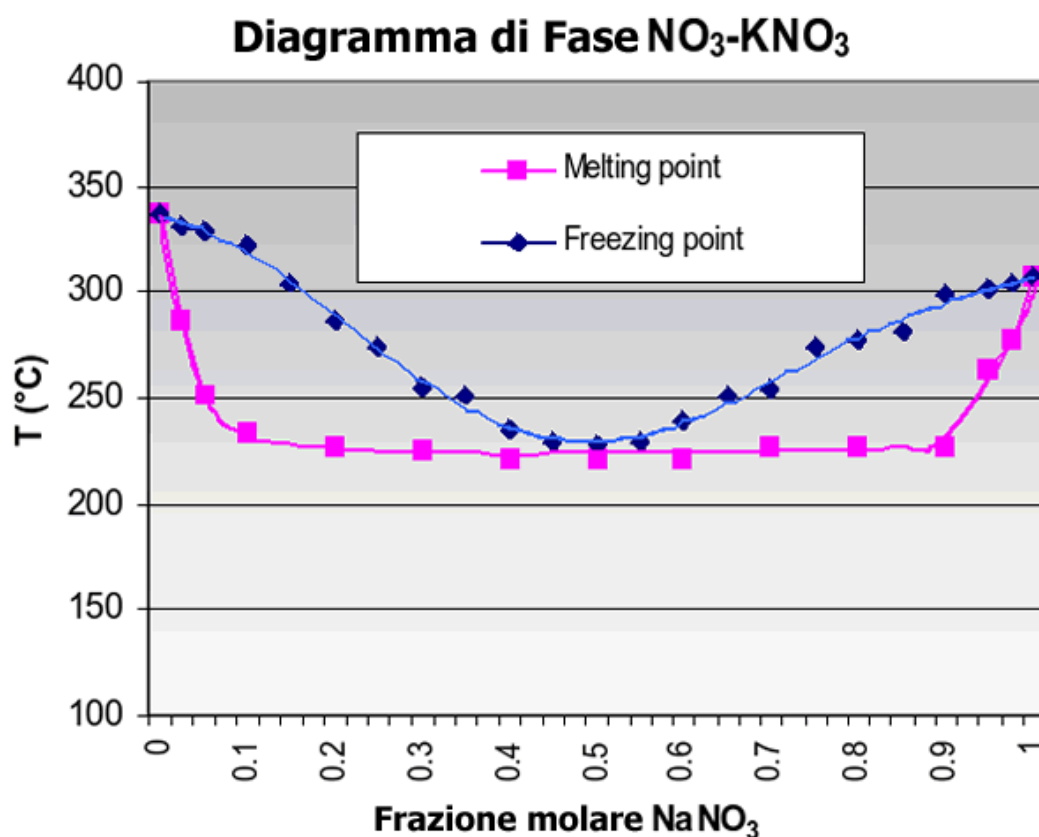
- Nitrato di Sodio (NaNO_3): 60%
- Nitrato di Potassio (KNO_3): 40%

Caratteristiche:

- Temperature operative 260-550 °C
- Non infiammabilità né tossicità
- Fluido a bassi costi
- Proprietà di buon trasportatore di calore
- Alto coefficiente di scambio termico
- Elevata capacità termica
- Elevata densità
- Bassa pressione operativa

Caratteristiche fisiche dei Sali:

- Temperatura di congelamento: 238°C
- Temperature di fusione: 221°C
- Calore di fusione: 161 kJ/kg
- Cambiamenti di volume dopo fusione: 4,6%



ARCHIMEDE SOLAR ENERGY (ASE)

Archimede Solar Energy S.r.l. che si trova a Massa Martana (PG) è tra i leader mondiali nella produzione di tubi ricevitori per centrali solari termodinamiche a collettori parabolici lineari. I ricevitori sviluppati e prodotti da **Archimede Solar Energy**, con il contributo di ENEA, sono progettati per operare ad elevate temperature (fino a 580°C) con diversi tipi di fluido termo-vettore. Il portfolio prodotti di ASE è infatti in grado di supportare tutti i fluidi utilizzati per il funzionamento delle grandi centrali solari termodinamiche oggi in esercizio. Dalle grandi centrali ad Olio diatermico, fino alle modernissime centrali a Sali Fusi. Ricevitori speciali per alta temperatura ed alta pressione (per applicazioni Direct Steam Generation) completano la gamma di prodotto. Gli elevati standard qualitativi utilizzati per la realizzazione dei ricevitori, garantiscono le più alte performance ottiche, termiche e di stabilità nel tempo per un esercizio efficiente dell'impianto solare.

Con una capacità produttiva attuale di circa 300MW equivalenti di componenti l'anno, realizzati nel più moderno stabilimento produttivo mai costruito, ASE conferma la leadership tecnologica mondiale grazie ad un prodotto, interamente Made in Italy, che rappresenta oggi il punto di riferimento sul mercato per prestazioni e qualità realizzativa.

[I ricevitori solari](#)

I ricevitori solari sono caratterizzati da un'elevatissima tecnologia realizzativa che assembla materiali eterogenei, come vetro ed acciaio, e rivestimenti nano compositi spettralmente selettivi. Grazie a tali rivestimenti, CERMET, e alla tecnologia dell'alto

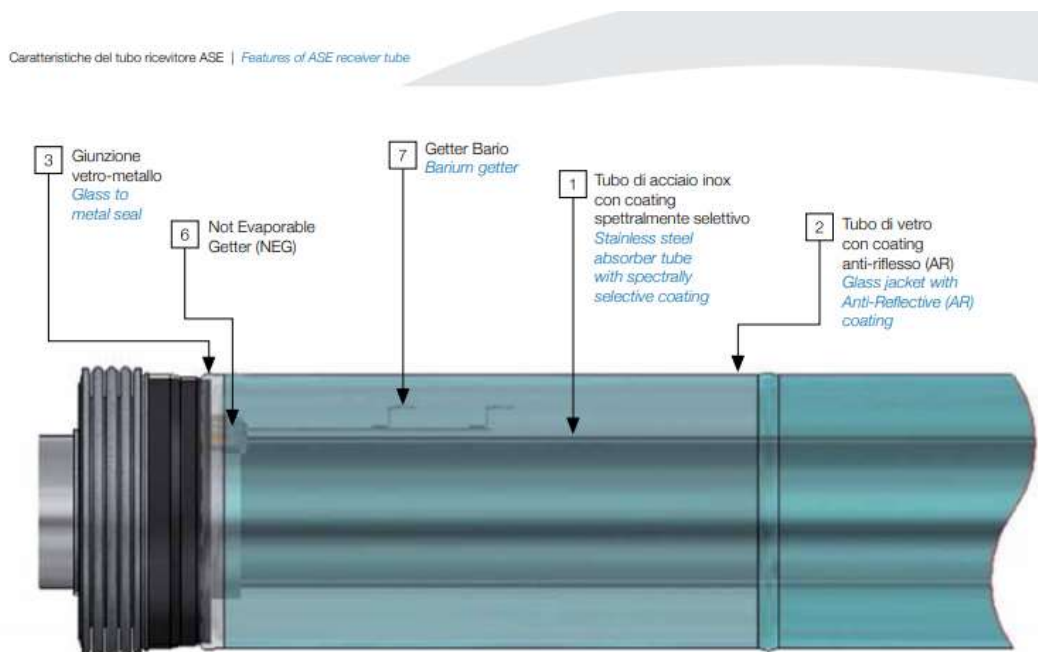
vuoto, i ricevitori ASE (Archimede Solar Energy) massimizzano l'assorbimento della radiazione solare minimizzandone l'emissività, garantendo un elevatissimo fattore di conversione dell'energia solare in energia termica.

Nel dettaglio, un ricevitore solare è composto da un **tubo interno**, nel quale scorre il fluido termo-vettore, realizzato in acciaio inox austenitico e selezionato per ottimizzare la resistenza alla corrosione nei confronti dei diversi tipi di fluido utilizzato nell'impianto termodinamico.

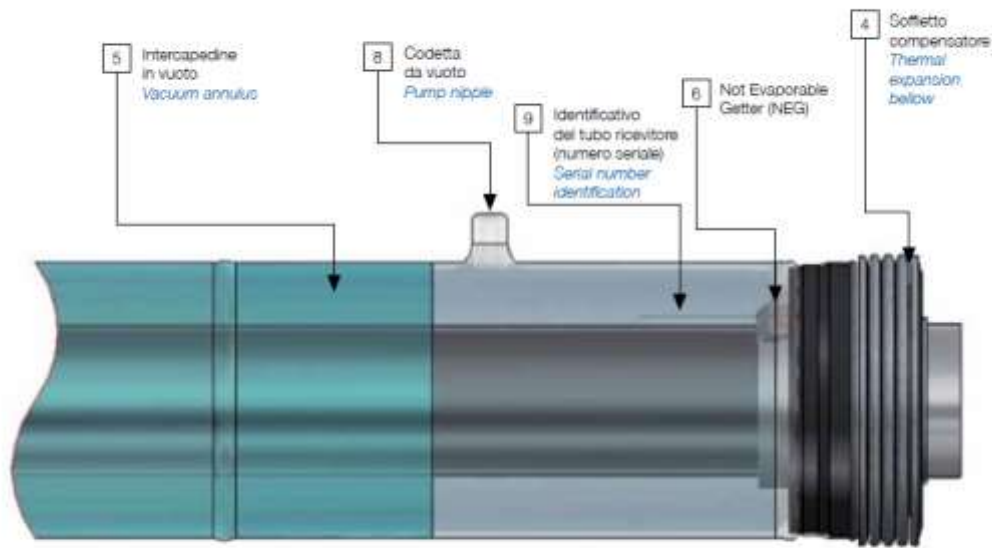
La superficie esterna del tubo di acciaio è rivestita da un sottile film multistrato, composto da uno strato superiore di materiale ceramico con alto potere anti-riflettente; uno strato intermedio di CERMET, sofisticato materiale nano composito ad elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare e da uno strato inferiore di materiale metallico in grado di riflettere la radiazione infrarossa.

Al fine di realizzare una cavità in alto vuoto per evitare le dispersioni termiche convettive, il tubo di acciaio è incapsulato in un **tubo esterno** in vetro borosilicato dotato di un rivestimento antiriflesso depositato sulle superfici interne ed esterne. Un trattamento idrofobizzante della superficie esterna, in grado di incrementare la resistenza del rivestimento antiriflesso agli agenti atmosferici, completa la tecnologia dell'involucro protettivo.

Alle estremità dei ricevitori, infine, vengono installati due soffietti metallici che hanno la funzione di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra vetro e acciaio permettendo il funzionamento ottimale del ricevitore sul collettore solare.



Caratteristiche del tubo ricevitore ASE



Features of ASE receiver tube



HCEMS-11 Sali Fusi

Principale caratteristica dell'**HCEMS-11** è l'utilizzo del coating spettralmente selettivo (fabbricato sotto licenza ENEA) con una composizione dedicata ed ottimizzata per il funzionamento nel range di temperatura di utilizzo della miscela di sali fusi (miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3), quindi tra $290\text{ }^\circ\text{C}$ a $550\text{ }^\circ\text{C}$. L'ottimizzazione del comportamento termo-meccanico e del comportamento nei confronti di fenomeni corrosivi del ricevitore, in funzione delle tipiche condizioni operative di circolazione dei sali fusi in un impianto solare termodinamico commerciale, ha portato alla scelta di uno spessore nominale del tubo di acciaio pari a 3 mm in accordo agli standard internazionali inerenti l'utilizzo di tubazioni in pressione. L'**HCEMS-11** utilizza pill getter posizionate nell'annulus in modo da consentire un funzionamento sicuro ed efficiente del ricevitore per tutta la sua vita attesa, assorbendo i gas residui desorbiti dalle superfici metallica e vetrata. Attualmente l'**HCEMS-11** è l'unico tubo ricevitore commercialmente disponibile per applicazioni ad alta temperatura in impianti solari termodinamici (fino a $550\text{ }^\circ\text{C}$ con utilizzo dei sali fusi come fluido termovettore): questo permette la generazione indiretta di vapore surriscaldato ad alta pressione e temperatura così come avviene nei tradizionali impianti termoelettrici (ciclo Rankine surriscaldato) alimentati da combustibile fossile.

Caratteristiche del tubo di acciaio:

Materiale	Acciaio inossidabile austenitico, elettrosaldato longitudinalmente, con superficie esterna lappata
Caratteristiche del materiale	Resistente alla corrosione in flusso di miscela binaria di sali fusi NaNO ₃ e KNO ₃
Dimensioni	Lunghezza 4060 mm, diametro esterno 70 mm, spessore 3 mm, a temperatura ambiente

Caratteristiche del tubo di vetro:

Materiale	Vetro Borosilicato
Trasmittanza della radiazione solare con coating anti-riflesso (%)	≥ 96.5% secondo standard ASTM [0.25...2.5μm]
Dimensioni	Lunghezza 3900 mm, diametro esterno 125 mm, spessore 3 mm

Caratteristiche foto-termiche del coating spettralmente selettivo:

Assorbanza solare	≥ 95.0% secondo standard ASTM [0.25...2.5μm]
Emissività termica	≤ 7.5% @ 400°C; ≤ 10.5% @ 550°C
Note	Il coating è stabile in vuoto fino a 600°C

Caratteristiche funzionali:

Peso del ricevitore	≈ 34 Kg
Fluido termo-vettore	Miscela binaria di sali fusi NaNO ₃ e KNO ₃
Stato fisico del fluido termo-vettore	Liquido
Massima condizione operativa	< 30 barg alla massima temperatura operativa di 580°C
Perdita termica	≤ 255 W/m at 400°C; ≤ 730 W/m at 550°C (in assenza di schermi di copertura dei soffietti)
Pressione nell'annulus	< 1.0 x 10 ⁻⁴ mbar
Vita attesa	25 anni
Lunghezza attiva di assorbimento (Labs/LHCE,nom)	0.961 per ogni temperatura del fluido termovettore
Note	Intervallo di temperatura operativa per miscela binaria di sali fusi NaNO ₃ e KNO ₃ : 290÷550°C

HCEOI-12 Olio

Il tubo ricevitore **HCEOI-12**, a differenza delle altre due tipologie di ricevitori, presenta un coating spettralmente selettivo (fabbricato sotto licenza ENEA) avente una composizione dedicata ed ottimizzata per il funzionamento fino a 400 °C, essendo questa la massima temperatura di utilizzo tipica degli oli diatermici usualmente utilizzati negli impianti solari termodinamici commerciali. L'ottimizzazione del comportamento termo-meccanico e del comportamento nei confronti di fenomeni corrosivi del ricevitore, in

funzione delle tipiche condizioni operative di circolazione degli oli diatermici in un impianto solare termodinamico, ha portato alla scelta di uno spessore nominale del tubo di acciaio pari a 2 mm in accordo agli standard internazionali inerenti l'utilizzo di tubazioni in pressione. L'**HCEOI-12** utilizza un tube getter posizionato nell'annulus in modo da consentire un funzionamento sicuro ed efficiente del ricevitore per tutta la sua vita attesa assorbendo i gas residui desorbiti dalle superfici metallica e vetrata. Il tube getter è stato inoltre progettato per catturare molecole di idrogeno liberate dal fluido termo-vettore e permeate nell'annulus attraverso il tubo di acciaio.

Caratteristiche del tubo di acciaio:

Materiale	Acciaio inossidabile austenitico, elettrosaldato longitudinalmente, con superficie esterna lappata
Dimensioni	Lunghezza 4060 mm, diametro esterno 70 mm, spessore 2 mm, a temperatura ambiente

Caratteristiche del tubo di vetro:

Materiale	Vetro Borosilicato
Trasmittanza della radiazione solare con coating anti-riflesso (%)	$\geq 96.5\%$ secondo standard ASTM [0.25...2.5 μm]
Dimensioni	Lunghezza 3900 mm, diametro esterno 125 mm, spessore 3 mm

Caratteristiche foto-termiche del coating spettralmente selettivo:

Assorbanza solare	$\geq 96.0\%$ secondo standard ASTM [0.25...2.5 μm]
Emissività termica	$\leq 8.5\%$ @ 400°C
Note	Il coating è stabile in vuoto fino a 600°C

Caratteristiche funzionali:

Peso del ricevitore	≈ 28 Kg
Fluido termo-vettore	Olio diatermico minerale o sintetico
Stato fisico del fluido termo-vettore	Liquido
Massima condizione operativa	< 37 barg alla massima temperatura operativa di 400°C
Perdita termica	< 265 W/m at 400°C (in assenza di schermi di copertura dei soffietti)
Pressione nell'annulus	< 1.0 x 10 ⁻⁴ mbar
Vita attesa	25 anni
Lunghezza attiva di assorbimento (Labs/LHCE,nom)	0.961 per ogni temperatura del fluido termovettore
Note	-

HCESHs-12 Direct Steam Generation

Il tubo ricevitore **HCESHs-12** utilizza un coating spettralmente selettivo (fabbricato sotto licenza ENEA) avente la medesima composizione applicata al ricevitore **HCEMS-11**, quindi dedicata ed ottimizzata per il funzionamento con temperatura massima del fluido termo-vettore fino a 550 °C. In particolare il tubo interno di acciaio dell'**HCESHs-12** presenta una geometria ed una resistenza termo-meccanica tali da ottimizzare le performance e la durata ai fini della produzione diretta di vapore ad alta pressione e temperatura. L'**HCESHs-12** è stato progettato per il funzionamento con vapore surriscaldato a pressioni superiori a 100 barg, quando la temperatura del fluido è di 550 °C, in accordo agli standard internazionali inerenti l'utilizzo di tubazioni in pressione. L'**HCEMS-12** utilizza pill getter posizionate nell'annulus in modo da consentire un funzionamento sicuro ed efficiente del ricevitore per tutta la sua vita attesa assorbendo i gas residui desorbiti dalle superfici metallica e vetrata.

Caratteristiche del tubo di acciaio:

Materiale	Acciaio inossidabile austenitico, senza saldatura, con superficie esterna lappata
Dimensioni	Lunghezza 4060 mm, diametro esterno 70 mm, spessore 5 mm, a temperatura ambiente

Caratteristiche del tubo di vetro:

Materiale	Vetro Borosilicato
Trasmittanza della radiazione solare con coating anti-riflesso (%)	≥ 96.5% secondo standard ASTM [0.25...2.5μm]
Dimensioni	Lunghezza 3900 mm, diametro esterno 125 mm, spessore 3 mm

Caratteristiche foto-termiche del coating spettralmente selettivo:

Assorbanza solare	≥ 95.0% according to ASTM standard [0.25...2.5μm]
Emissività termica	≤ 7.5% @ 400°C; ≤ 10.5% @ 550°C
Note	Il coating è stabile in vuoto fino a 600°C

Caratteristiche funzionali:

Peso del ricevitore	≈ 50 Kg
Fluido termo-vettore	Vapore surriscaldato
Stato fisico del fluido termo-vettore	Vapore
Massima condizione operativa	< 104 barg a 550°C
Perdita termica	≤ 255 W/m at 400°C; ≤ 730 W/m at 550°C (in assenza di schermi di copertura dei soffiotti)
Pressione nell'annulus	< 1.0 x 10 ⁻⁴ mbar
Vita attesa	25 anni
Lunghezza attiva di assorbimento (Labs/LHCE,nom)	0.961 per ogni temperatura del fluido termovettore
Note	L'acqua di alimentazione (fluido termo-vettore) deve essere opportunamente trattata al fine di minimizzare fenomeni corrosivi

CAPITOLO 11

CENTRALI TERMOELETTRICHE

Una **centrale termoelettrica** è un impianto che genera elettricità trasformando calore. Storicamente si trasforma il calore in elettricità trasferendo il calore ad un fluido di lavoro e poi trasformando l'energia di questo fluido in energia meccanica e quindi elettricità. La tipica centrale è divisa in più segmenti: una zona detta caldaia o combustore in cui il calore viene trasferito al fluido di lavoro, una turbina, un alternatore e un condensatore.

I principali cicli termodinamici sfruttati in queste centrali sono il ciclo Rankine, eventualmente surriscaldati, ed il ciclo Brayton-Joule, e loro eventuali combinazioni, anche se non sono assenti centrali dotate di motori a ciclo Diesel, o con altre tipologie di cicli.

Da un punto di vista della sorgente energetica praticamente qualunque sostanza può essere utilizzata per produrre energia elettrica, tra i carburanti più comuni si possono ricordare sicuramente il carbone, l'olio combustibile, il gas naturale, ma anche combustibili meno convenzionali sono utilizzabili ad esempio fanghi di depurazione o anche in certa misura ceneri di centrali di più piccola taglia.



La Centrale termoelettrica di Fiume Santo a Porto Torres.

Centrali termoelettriche a vapore

Queste sono caratterizzate dall'utilizzo di acqua, o altro liquido, che viene a trovarsi in due differenti fasi nel corso del ciclo di lavoro, spesso sotto forma di vapore e liquido. Negli ultimi anni sono andate diffondendosi anche tecnologie supercritiche che hanno portato all'assenza di una transizione di fase, propriamente detta, che precedentemente era la caratteristica di queste centrali. Queste centrali possono essere divise in varie sezioni: la linea di alimento, il generatore di vapore, la turbina e il condensatore. Nonostante la definizione piuttosto restrittiva sono possibili diversi tipi di cicli termodinamici che soddisfano queste richieste, in particolare quelli di gran lunga più diffusi sono i cicli Rankine e i cicli Hirn, ma nuovi tipi di cicli termodinamici, che alle volte vengono a trovarsi in una situazione intermedia tra i cicli a vapore e quelli a gas, come ad esempio i cicli transcritici a CO₂.

Linea di alimentazione

Prima di entrare nella caldaia, l'acqua alimentante subisce una fase di preriscaldamento e compressione. In ingresso nella caldaia infatti sono presenti diversi rigeneratori, ovvero, scambiatori di calore nei quali il vapore, parzialmente o completamente espanso, preriscalda il fluido di lavoro. Questo consente di entrare nel generatore di vapore a temperature più alte, risultando in maggiori efficienze dell'impianto. Spesso all'interno della linea di alimento è previsto un degasatore per ridurre la presenza di incondensabili nel fluido di lavoro. La compressione del fluido di lavoro può avvenire in una sola pompa allo scarico del condensatore, soluzione preferita nei piccoli impianti, o in più pompe o turbopompe opportunamente posizionate lungo tutta la linea di alimento, soluzione preferita nei grandi impianti.

Generatore di vapore

Nel generatore di vapore l'acqua a pressione costante viene portata al punto di ebollizione, subisce la transizione di fase e viene, spesso, surriscaldata sotto forma di vapore. Questo è ottenuto tramite uno scambiatore opportunamente progettato diviso in diversi banchi: l'economizzatore, l'evaporatore e il surriscaldatore. Questi possono scambiare o con un liquido, solitamente olio diatermico o acqua in pressione, o con i gas caldi prodotti da una combustione, questa è la configurazione più frequente per impianti di più grande taglia.

Per impianti particolarmente grandi gli scambiatori vengono posti nella camera di combustione stessa ottenendo anche uno scambio radiativo con le fiamme. Particolare attenzione viene posta nell'evitare surriscaldamenti degli scambiatori perché questo potrebbe risultare in una riduzione della loro vita utile o, peggio, in un loro cedimento strutturale che causerebbe considerevoli danni all'impianto. Per questo motivo è prassi avere a disposizione un attemperamento, ossia un'iniezione di acqua liquida nel vapore, prima dei banchi più a rischio.

Impianti supercritici

In impianti supercritici il liquido di lavoro non subisce più una transizione di fase vera e propria, essendo la pressione sopra al punto critico, ciò nonostante la struttura è simile, anche se le distinzioni tra le tre tipologie di banchi sono molto minori. Si notano comunque ancora tre zone: una a temperature relativamente basse dove il fluido di lavoro è liquido, una a temperature prossime al punto critico, e zone dove il fluido è allo stato gassoso. Tale soluzione, che prevede dunque il passaggio del fluido per uno stato

supercritico, è particolarmente utilizzata per centrali a vapore di grande taglia o per centrali di più piccola taglia con fluidi organici, in questo caso con l'obiettivo di approssimare meglio la curva di raffreddamento dei gas con cui si scambia calore.

Espansione del vapore in turbina

Il vapore in uscita dal generatore di vapore viene quindi mandato ad una macchina, solitamente una turbina o, più raramente, una macchina alternativa. La prima parte di espansione avviene spesso attraverso un'iniziale stadio ad azione, frequentemente sotto forma di alcuni stadi Curtis, per garantire la possibilità di parzializzare e regolare la turbina ai vari carichi. Successivamente seguono solo stadi a reazione vista la loro maggiore efficienza. Per impianti di grande taglia ad un certo punto dell'espansione il vapore viene rimandato al generatore di vapore per un surriscaldamento, questo per aumentare il lavoro estratto dalla turbina ed al contempo ridurre la presenza di condensato allo scarico della stessa, nel caso si usino fluidi poco complessi. Il vapore, surriscaldato o meno, continua quindi la sua espansione in turbina espandendosi e raffreddandosi, questo può causare un'eccessiva portata volumetrica che comporta speciali accorgimenti sia per quanto riguarda la struttura della palettatura sia, eventualmente, l'utilizzo di più corpi di turbina in parallelo. Nella zona a più bassa pressione, lavorando con liquidi semplici, ci si trova ad avere una parziale condensazione del fluido di lavoro, questo può essere estremamente deleterio per la turbina in quanto le goccioline di acqua liquida non seguono le stesse traiettorie del vapore risultando in un martellamento e danneggiamento delle palette. Finita l'espansione il vapore esce dalla turbina e viene mandato al condensatore, per fluidi semplici, o ad un desurriscaldatore seguito dal condensatore, per fluidi con campana di saturazione retrograda.

Durante l'espansione vi è, nei grandi gruppi a vapore ad acqua, un prelievo di vapore in diverse sezioni della turbina: tale vapore è poi utilizzato in scambiatori di calore per riscaldare l'acqua di ciclo prima del suo ingresso in caldaia. Inoltre le ingenti perdite di vapore dovute a trafiletti nelle varie sezioni discontinue della turbina (date le alte pressioni e temperature il sistema di tenuta stagna non è performante) vengono generalmente convogliate a uno scambiatore di calore e successivamente reinserite nel circuito; gli alti costi della demineralizzazione dell'acqua e del suo surriscaldamento giustificano l'utilizzo di tale recupero energetico e materiale.

Condensatore



Centrale termoelettrica che utilizza l'acqua di un lago per la condensazione del vapore nel condensatore.

Il condensatore è il componente in cui avviene la condensazione del fluido di lavoro. Come precedentemente suggerito questo strumento viene a trovarsi a pressioni decisamente basse in cicli ad acqua, mentre può essere a pressioni superiori, anche maggiori di quella atmosferica, per cicli alimentati con altri fluidi di lavoro. Nei cicli ad acqua, o comunque con fluidi con una bassa pressione alla temperatura di condensazione, è critico avere un condensatore in grado di evitare trafile di aria all'interno del condensatore, poiché l'ossigeno eventualmente entrato nel fluido di lavoro risulta particolarmente aggressivo una volta che il fluido di lavoro verrà portato ad alte temperature.

Conversione dell'energia meccanica in energia elettrica e sistema elettrico principale della centrale

L'espansione del vapore in turbina permette il trasferimento di energia meccanica alle schiere di pale rotoriche. La coppia resistente necessaria a stabilizzare la rotazione del rotore è assorbita dall'alternatore, un generatore trifase sincrono collegato direttamente al sistema elettrico principale della centrale e indirettamente, per mezzo delle stazioni di elevamento del voltaggio (trasformatore MV/AV del generatore e trasformatore AV/UV dell'unità di generazione) e degli interruttori posti nelle blindosbarre, alla rete di trasmissione dell'energia elettrica. Tale coppia resistente viene infatti convertita in energia elettrica tramite fenomeni di conversione elettromagnetomeccanica dell'energia presenti all'interno dell'alternatore. Inoltre il sistema di eccitazione del generatore sincrono a corrente continua, alimentato direttamente dalla corrente autoprodotta dal generatore mediante tre trasformatori monofase collegati ad un raddrizzatore a tiristori, permette una stabilizzazione del funzionamento dell'alternatore attorno al punto in cui il sistema compensa la potenza attiva richiesta dalla rete elettrica oppure assorbe o produce potenza reattiva, a seconda dei fenomeni di sfasamento presenti nella rete.

La demineralizzazione dell'acqua

L'acqua usata nei cicli delle centrali termoelettriche può essere sia acqua di mare che acqua dolce di falda o di fiume. In base alla provenienza essa subirà un diverso pretrattamento che nel caso di acqua salata prende il nome di dissalamento.

Il pretrattamento delle acque avviene in vasche con funzione di flocculazione e precipitazione di sostanze solide raggruppate in flocculi ottenuti tramite prodotti chimici. L'acqua si purifica dalle scorie solide e dalle sostanze impure.

Impianti con fluidi di lavoro complessi e miscele

Esistono applicazioni che sfruttano fluidi con elevata complessità molecolare, quindi con molecole a elevati gradi di libertà. La campana di saturazione di fluidi complessi è decisamente deformata rispetto a quella di fluidi più semplici, questo consente di avere un fluido allo scarico della turbina ancora allo stato vapore, che viene solitamente raffreddato inizialmente per mezzo di uno scambiatore fino alla sua temperatura di saturazione, eventualmente in un assetto cogenerativo o preriscaldando il fluido condensato.

Altre applicazioni sfruttano miscele di fluidi, opportunamente selezionati, per sfruttare particolari caratteristiche delle miscele derivanti. Le miscele, se correttamente sintetizzate e operate, possono infatti presentare curve di ebollizione e/o condensazione non isoterme, questo consente lo sfruttamento di particolari sorgenti termiche non isoterme, come ad

esempio i gas esausti di un impianto di piccola taglia, o un più facile dimensionamento di un recupero termico cogenerativo dalla fase di raffreddamento e condensazione.

Centrali termoelettriche a gas

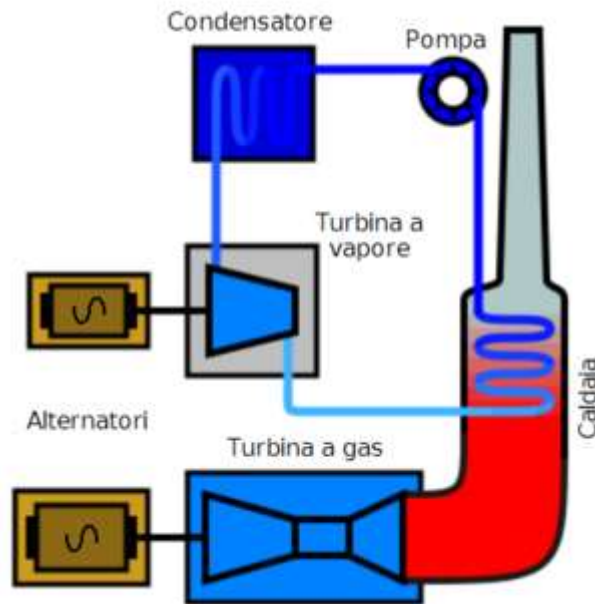
Questo tipo di centrali è caratterizzato dall'utilizzo di un fluido sotto forma di gas che non subisce transizioni di fase. Impianti di questo tipo sono solitamente costituiti da quattro sezioni: compressione del gas, riscaldamento del gas, espansione del gas, scarico o raffreddamento del gas. Tipicamente queste sezioni sono unite in un turbogas.

La compressione del gas avviene solitamente attraverso un turbocompressore assiale, o per impianti più piccoli radiale, è tipico avere i primi stadi statorici mobili per consentire il controllo della macchina in maniera più agevole. Durante la compressione è, per le macchine di grande taglia, prassi consolidata lo spillamento di aria da mandare poi al raffreddamento del combustore e della turbina. Il riscaldamento del gas può avvenire o tramite uno scambiatore, quando è necessario mantenere separata la combustione dal fluido di lavoro, o più comunemente in un combustore dove un combustibile viene bruciato nel fluido di lavoro, necessariamente aria o ossigeno. L'espansione avviene in una turbina solitamente completamente a reazione non essendo più necessaria una sua parzializzazione per il controllo della macchina, le prime schiere rotoriche e statoriche della macchina, essendo esposte a gas molto caldi vengono solitamente raffreddate, questo è un problema tipico delle macchine dotate di combustore. Nel caso di impianti operanti ad aria è anche presente un'importante sezione di filtraggio e purificazione dell'aria in aspirazione.

Filtraggio dell'aria

La presenza di contaminanti solidi nell'aria è un problema molto sentito nelle centrali a gas e causa l'installazione di specifici filtri di purificazione per evitare il loro ingresso nella macchina. Questi contaminanti potrebbero infatti fondersi per le elevate temperature raggiunte in turbina e andare a solidificarsi sulle palette della turbina causando, nel corso del tempo, un'eccessiva usura della macchina. Inoltre anche per turbine a temperature relativamente basse il particolato rischia comunque di entrare nei condotti di raffreddamento della turbina e intasarli causando locali surriscaldamenti della macchina che possono causare il cedimento strutturale della stessa.

La tecnologia del ciclo combinato gas-vapore



Schema di una centrale elettrica a ciclo combinato

Nell'intento di aumentare il rendimento energetico delle centrali termoelettriche si sta diffondendo negli ultimi anni l'uso dei cicli combinati gas-vapore. Il ciclo combinato gas-vapore si basa su di un turbogas composto da un compressore, calettato alla turbina e all'alternatore, che immette l'aria comburente, prelevata dall'atmosfera, nella camera di combustione. La miscela aria-gas immessa brucia nella camera di combustione ed i fumi di scarico vengono utilizzati per ottenere lavoro meccanico in turbina.

Una successiva caldaia a recupero utilizza gli stessi fumi caldi uscenti dalla turbina per generare vapore che viene in seguito fatto espandere in una turbina a vapore generando ulteriore lavoro. In genere le centrali a ciclo combinato hanno il vantaggio di un minor impatto ambientale in termini di emissioni, poiché sfruttano combustibili leggeri quali gas metano o gasolio oltre che un minor utilizzo di acqua per la condensazione.

Inoltre hanno un rendimento molto più alto delle centrali termoelettriche tradizionali, in quanto i fumi in uscita sono utilizzati per la creazione di vapore per creare nuovamente energia elettrica. Tale rendimento (elettrico) arriva a sfiorare il 60%. Nel caso in cui sia prevista la cogenerazione (energia elettrica e termica) a fronte di un rendimento di primo principio di circa 87% si vede un leggero calo del rendimento elettrico.

Abbattimento degli inquinanti

Tutte le centrali termoelettriche sono tenute a controllare le loro emissioni, questo è particolarmente rilevante per centrali di grandi dimensioni nelle quali si ha un'importante sezione di abbattimento degli inquinanti.

Abbattimento degli ossidi di zolfo

Gli ossidi di zolfo, che sono una delle cause delle piogge acide, sono tipicamente frutto della combustione del carbone e sono strettamente regolamentati. Vengono quindi

abbattuti, a seconda del momento in cui vengono rimossi si distinguono tre tipologie di rimozione: precombustione, in caldaia, postcombustione.

- L'abbattimento precombustione può avvenire solo in caso il carbone possa essere precedentemente trattato, come negli impianti IGCC, è quindi un processo piuttosto raro.
- L'abbattimento in caldaia avviene tramite l'iniezione di composti del calcio che vanno a legarsi con lo zolfo per dare gesso inerte.
- L'abbattimento post-combustione avviene tramite lo scrubbing dei fumi con una soluzione di composti del calcio che formano gesso, questa configurazione è preferita per impianti di grande taglia visto che il gesso viene prodotto puro, quindi vendibile, evitando grandi spese per lo smaltimento.

Abbattimento degli ossidi di azoto

L'abbattimento degli ossidi di azoto è un problema comune a tutte le centrali a combustione. Solitamente la loro produzione viene efficacemente limitata già all'origine tramite un apposito disegno dei combustori e un altrettanto studiata distribuzione delle correnti d'aria di alimento alla caldaia o al bruciatore, evitando porzioni di gas combustibili ad eccessivamente alte temperature. Qualora questo inquinante sia ancora rilevante vengono utilizzati degli appositi scrubber con ammoniaca o urea.

Abbattimento delle ceneri

L'abbattimento delle ceneri è un problema tipico delle centrali a carbone e a olio combustibile, visto che le centrali a gas utilizzano sia un combustibile già pulito sia aria filtrata. Il problema è inoltre legato alle sole ceneri leggere, che vengono trascinate dal flusso di aria verso la ciminiera. Le ceneri vengono quindi abbattute tramite una serie di filtri elettrostatici, cicloni e filtri a maniche di efficienza sempre maggiore per riportare le emissioni entro i limiti legali. Le ceneri più pesanti vengono invece rimosse facilmente dalla caldaia ed avviate ad un opportuno trattamento e successivamente in discarica. Particolari configurazioni impiantistiche di centrali avanzate, come le già citate IGCC, possono anche andare a fissare queste ceneri pesanti fondendole in un materiale di granulometria maggiore e più inerte, opportunamente riutilizzabile.

Cattura dell'anidride carbonica

Negli ultimi anni, all'abbattimento degli inquinanti tradizionali, grande attenzione è stata posta nell'abbattimento delle emissioni di anidride carbonica per il suo contributo all'effetto serra. Questa necessità ha spinto verso impianti sempre più efficienti e verso lo sviluppo e la sperimentazione di impianti con cattura e sequestro del carbonio. Le tecniche di separazione si dividono in tre gruppi principali:

- **Cattura pre-combustione** prevede la rimozione del carbonio e dal carburante alimentato alla centrale, che viene così a funzionare bruciando praticamente solo idrogeno.
- **Ossicombustione** prevede la combustione del carburante in atmosfera di ossigeno puro, così da poter poi separare facilmente l'anidride carbonica dagli altri componenti senza la grande diluizione tipica delle combustioni in aria.
- **Cattura post-combustione** prevede, con tecniche relativamente simili a quelle post-combustione per l'abbattimento degli ossidi di zolfo, di rimuovere l'anidride carbonica dal flusso allo scarico della centrale.

L'anidride carbonica separata a questo punto viene stoccata in giacimenti esausti o acquiferi profondi o, in maniera più economicamente conveniente, pompata in giacimenti attivi, secondo la tecnica del recupero forzato di idrocarburi, quest'ultima tecnica se combinata con pesanti tassazioni sulle emissioni è la più economicamente promettente.

Impianti in attività in Italia

In Italia sono presenti numerose centrali elettriche distribuite su tutto il territorio nazionale. Sono presenti sia centrali a vapore sia centrali a ciclo combinato. Anche per quanto riguarda la scelta del tipo di carburante troviamo una grande varietà di fonti: oltre alle classiche fonti energetiche come il carbone e il gas, troviamo centrali a biomasse e centrali che operano con scarti di raffineria, come la centrale di Sarroch. Sono invece assenti centrali termonucleari, visto l'esito dei referendum del 1987 e del 2011.

CICLO DI RANKINE

Il **ciclo di Rankine** è un ciclo termodinamico endoreversibile composto da due trasformazioni isoentropiche e due isobare. Il suo scopo è quello di trasformare il calore in lavoro. È alla base del progetto dei motori a vapore di qualsiasi tipo.

Caratteristiche

Questo ciclo è in genere adottato soprattutto nelle centrali termoelettriche per la produzione di energia elettrica ed utilizza come fluido motore l'acqua, sia in forma liquida che sotto forma di vapore o di gas, con la cosiddetta turbina a vapore. Per tale uso l'acqua è opportunamente demineralizzata e degasata.

Per contro sta cadendo rapidamente in disuso nell'ambito della trazione ferroviaria e della propulsione navale, soppiantato dal motore Diesel e dal motore elettrico: in particolare, nella propulsione navale è stato soppiantato progressivamente dalla turbina a gas con ciclo Brayton per le unità di medio tonnellaggio e dai motori diesel per le unità minori; è invece tuttora indispensabile per gli apparati motori ad energia nucleare (centrali di produzione elettrica, sottomarini e portaerei).

Utilizzi attuali minori, in rapida affermazione, sono la generazione elettrica o motrice isolata con potenze limitate (5 - 500 kW), con motori a vapore alternativi (a pistoni) di ultima generazione a ciclo chiuso, mediante utilizzo di materiali di alta tecnologia (superleghe, compositi, ceramiche) che hanno ovviato a sufficienza ai principali limiti dei motori a combustione esterna di questo tipo: scambio termico molto efficiente, avviamento (vaporizzazione) estremamente veloce, estrema semplificazione strutturale. Tale tecnologia non esclude anche l'utilizzo alla trazione meccanica dei mezzi medio - piccoli. Un indubbio vantaggio, analogo a tutti i sistemi di generazione esotermica, è il fatto che la sorgente di calore non è legata strettamente ad un combustibile specifico.

Il ciclo può essere:

"aperto", cioè con scarico di vapore in atmosfera (come avveniva nelle vecchie locomotive a vapore, che dovevano trasportare, oltre al carbone, anche l'acqua);

"chiuso", come nel caso delle centrali termoelettriche, anche a ciclo combinato. È possibile sfruttare il calore residuo della condensazione del vapore (cogenerazione), anche trasportandolo attraverso una rete di teleriscaldamento.

Nel secondo caso abbiamo che il ciclo si compone di quattro organi:

Pompa: estrae il liquido saturo dal condensatore e lo inietta nella caldaia. Le variazioni di entalpia, entropia e temperatura (attorno ai 30-35 °C) sono minime, aumenta invece la pressione (a partire da un valore iniziale generalmente di 0,05 bar) fino a diversi MPa; la potenza meccanica assorbita per il pompaggio del fluido è in genere trascurabile rispetto a quella erogata dalla turbina (indicativamente in rapporto 1/100)

Caldaia o Generatore di vapore: è uno scambiatore di calore tra i fumi di combustione e il liquido saturo che aumenta di temperatura fino a trasformarsi in vapore saturo e successivamente surriscaldato, la trasformazione è isobara (avviene a pressione pressoché costante).

Turbina: è l'organo in cui avviene la produzione di lavoro utile. Il vapore surriscaldato, ad elevata pressione ed entalpia, entra in una turbina alla massima temperatura del ciclo e si espande fino alla pressione minima del condensatore, con aumento del volume specifico e diminuzione della temperatura. Di solito fuoriesce come vapore saturo con titolo molto alto. La differenza tra la potenza di espansione e quella di compressione è la potenza meccanica netta ottenuta dalla conversione parziale del calore immesso dalla caldaia.

Per evitare l'usura delle palette negli ultimi stadi e, soprattutto, mantenere elevato il rendimento di espansione in turbina, si cerca di avere un titolo del vapor saturo il più elevato possibile (approssimativamente il rendimento della turbina cala di una quantità pari alla percentuale di liquido saturo di fine espansione). Si è soliti, per aumentare il rendimento del ciclo, anche "spillare" una certa portata di vapore (che può arrivare fino all'80%) per preriscaldare l'acqua in ingresso alla caldaia, con un metodo noto come rigenerazione termica.

Condensatore: è uno scambiatore di calore che condensa il vapore saturo, in uscita dalla turbina, a pressione e temperatura costanti cedendo calore a un pozzo termico, che può essere un lago, un fiume o l'atmosfera stessa.

Il vapore che esce dal condensatore come liquido saturo entra in seguito nella pompa per ripetere il ciclo.

Il ciclo di Rankine semplice prevede l'azione della pompa per elevare la pressione, quindi un riscaldamento isobaro fino ad ottenere vapore saturo secco quindi espanso in turbina e fatto poi condensare isotermodaricamente. Questo tipo di ciclo non può essere usato con espansione classica a turbina in quanto a fine espansione si ha un titolo di vapore troppo basso (inferiore al valore di 0,88, considerato limite): la presenza elevata di liquido va infatti a danneggiare le palettature degli stadi di bassa pressione della turbina; il ciclo veniva quindi utilizzato in applicazioni a bassa temperatura di vapore (circa 300 °C) oppure quando l'espansore era una macchina a pistoni (vecchie locomotive e navi).

Per elevare il titolo del vapore in uscita dalla turbina si ricorre perciò al ciclo Rankine a vapore surriscaldato.

Limiti di applicazione del ciclo Rankine ad acqua

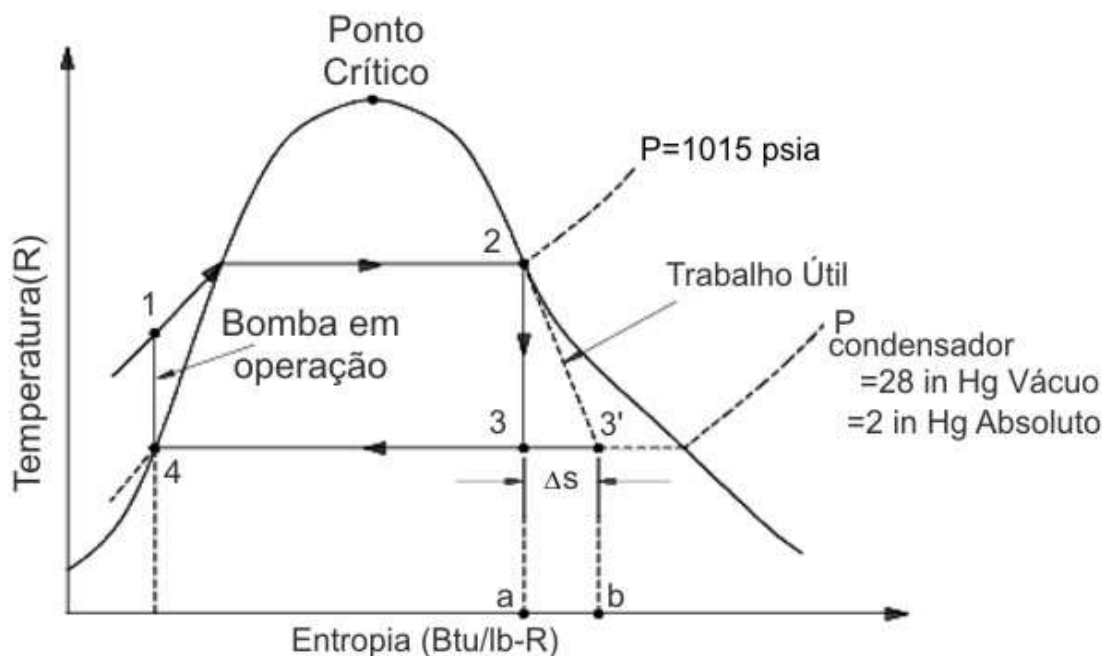
Esiste un limite nelle applicazioni del ciclo Rankine dovuto alla temperatura del vapore d'acqua quando si utilizzano involucri contenenti il fluido in acciaio, o con turbine in acciaio legato. L'acciaio subisce a temperature superiori a circa 565-580 °C una riduzione delle caratteristiche meccaniche (detta scorrimento viscoso). Tale riduzione è particolarmente aggravata in presenza di ionizzazione del vapore, (in particolare nelle centrali nucleari) dato che in tal caso si enfatizza la progressiva penetrazione dell'idrogeno atomico (H+) nel reticolo cristallino del metallo, causandone l'infragilimento.

RANKINE CON ALTRI FLUIDI

Il ciclo Rankine non è legato ad un fluido specifico, anche se l'acqua ed il suo vapore, opportunamente depurati, si sono rivelati abbastanza versatili.

Sono stati ipotizzati e realizzati cicli Rankine per fluidi organici (ORC), in cui si utilizzano liquidi organici come il toluene o altri idrocarburi a medio-basso peso molecolare, che hanno temperature di cambiamento di stato più basse, e questo, se da un lato permette un minore dislivello termico, e quindi una minore energia estraibile, permette anche di utilizzare potenzialmente fonti termiche di minor livello, come il calore raccolto da pannelli solari.

In egual maniera sono immaginabili applicazioni del ciclo con fluidi evaporanti a temperature superiori a quelle dell'acqua, come ad esempio con l'evaporazione di mercurio, ovviamente se saranno risolti i problemi legati a tali temperature di esercizio, ed alla azione di tali fluidi.



Ciclo di Rankine in un diagramma T-S

CICLO DI RANKINE A VAPORE SURRISCALDATO

Il **ciclo di Rankine a vapore surriscaldato** (detto anche **ciclo di Hirn**) è un ciclo termodinamico diretto a vapore che, rispetto al ciclo di Rankine semplice, presenta uno schema d'impianto del tutto analogo, tranne che per una modifica nella caldaia a vapore, alla quale è aggiunto uno stadio di surriscaldamento.

Fasi del ciclo

Il liquido saturo, dopo essere stato pompato a pressione elevata, va alla caldaia, in condizioni di liquido non saturo, per essere riscaldato a pressione costante in tre fasi:

1. riscaldamento del liquido;
2. vaporizzazione completa;
3. surriscaldamento del vapore.

Le prime due fasi sono comuni anche al ciclo di Rankine semplice, mentre la terza fase è caratteristica del ciclo di Rankine a vapore surriscaldato. Tutte e tre le fasi avvengono lungo la stessa isobara, cioè alla stessa pressione.

Vantaggi e svantaggi

Il fatto di operare a pressione costante permette di ottenere valori di titolo di vapore più elevati a fine espansione: un titolo inferiore a 0,88 infatti causerebbe danni alle palettature di bassa pressione della turbina, per presenza di liquido a causa dell'effetto di erosione.

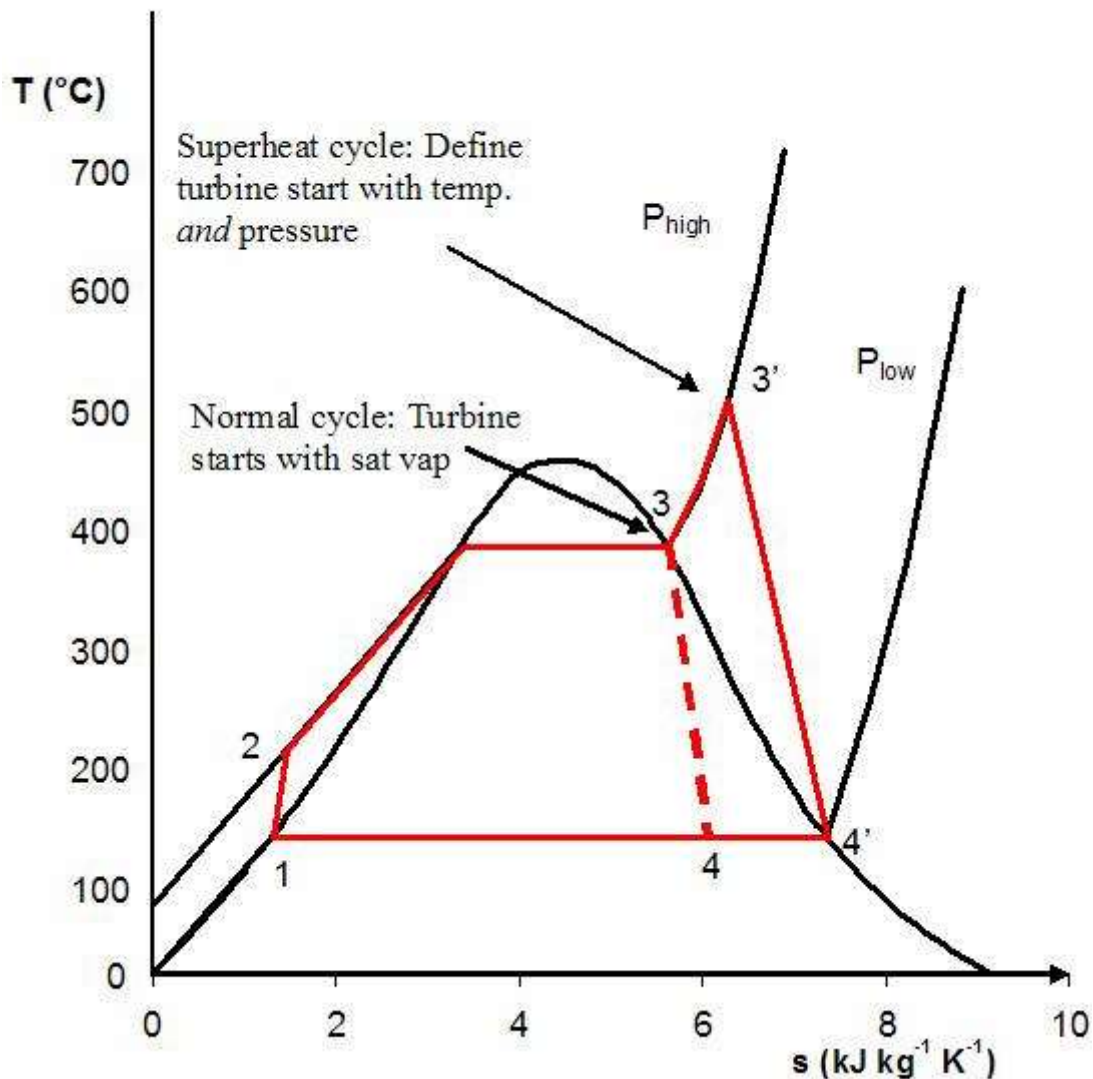
Questo surriscaldamento ha inoltre effetto benefico per altri aspetti sul ciclo: permette, infatti, di raggiungere un maggior rendimento termico e di diminuire il consumo specifico di vapore (a parità di portata di fluido motore, si ottiene una maggior potenza meccanica netta).

Questi benefici aumentano all'aumentare della temperatura di surriscaldamento. Quest'ultima tuttavia è soggetta, sia a vincoli di tipo economico a causa delle resa che ha una crescita non lineare, sia a vincoli di tipo tecnologico (che la limitano intorno ai 620 °C). Sebbene sia possibile produrre impianti che sopportino temperature anche superiori, l'aumento di rendimento non giustifica i costi di investimento necessari.

Anche questo ciclo non permette di sfruttare appieno le possibilità di produrre potenza meccanica. Infatti, all'aumentare della pressione della caldaia e fissate le temperature di inizio e fine surriscaldamento, si ha, sì, un aumento di rendimento, ma anche un pericoloso calo del titolo di vapore: già a pressioni relativamente basse, 8 MPa, il titolo a fine espansione risulta minore di 0,88.

Per evitare questo inconveniente e per sfruttare meglio la possibilità di produrre potenza meccanica, si ricorre al ciclo di Rankine a vapore risurriscaldato.

T-s diagram for steam



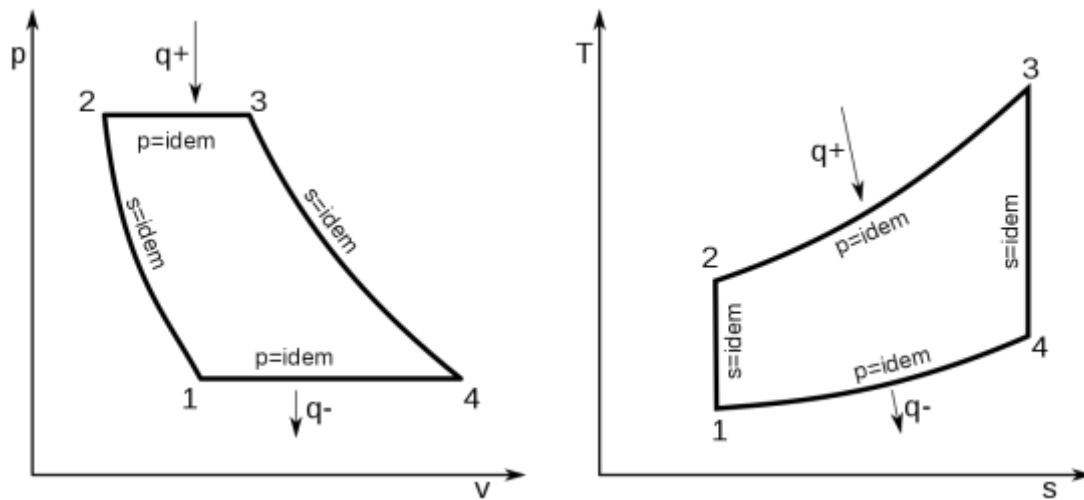
Rappresentazione su un diagramma T-S di un ciclo HIRN.

CICLO DI BRAYTON-JOULE

Il **ciclo di Brayton-Joule** è un ciclo termodinamico che costituisce il riferimento ideale per il funzionamento delle turbine a gas. Il ciclo è realizzato da una serie di organi meccanici rotanti operanti in serie a flusso libero, cioè con aspirazione e deflusso aperto verso l'ambiente esterno. Le trasformazioni coinvolte sono due isobare e due isoentropiche (o due adiabatiche se viene a cadere il vincolo dell'idealità).

Fu brevettato dall'ingegnere statunitense George Brayton nel 1872.

Caratteristiche tecniche



Il ciclo nei diagrammi pressione-volume e temperatura-entropia

Il ciclo si compone di quattro fasi:

1. compressione isoentropica del gas in un compressore rotodinamico, con scambio del lavoro negativo di ciclo
2. riscaldamento isobaro
3. espansione isoentropica del gas in una turbina, viene scambiato lavoro positivo di ciclo
4. raffreddamento isobaro

La totalità delle macchine reali a ciclo Brayton-Joule sono del tipo a combustione interna a ciclo aperto. Il compressore aspira aria dall'ambiente aumentandone la pressione senza scambi di calore con l'esterno; si inietta il combustibile il quale brucia elevando la temperatura del fluido, ma non la pressione che invece resta costante (aumenta il volume specifico); il fluido ad elevato contenuto entalpico espande in una turbina cedendo ad essa lavoro meccanico e diminuendo la propria pressione e temperatura; il fluido uscente dalla turbina a pressione ambiente si scarica nell'atmosfera raffreddandosi.

Rendimento

Il rendimento termodinamico ideale del ciclo di Brayton-Joule è ovviamente inferiore a quello del ciclo di Carnot operante tra le stesse temperature massima e minima ed aumenta all'aumentare del rapporto delle pressioni. Il rendimento, secondo la definizione generale, è:

$$\eta = 1 - \frac{1}{\beta^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}$$

dove β viene inteso come il rapporto di compressione:

$$\beta = \frac{p_2}{p_1}$$

con P_2 e P_1 rispettivamente le pressioni del gas lungo le trasformazioni isobare di riscaldamento e di raffreddamento.

È da ricordare che la formula del rendimento sopracitata è valida per qualsiasi ciclo termodinamico che ha politropiche a due opposte (e uguali) di cui almeno due sono isoentropiche.

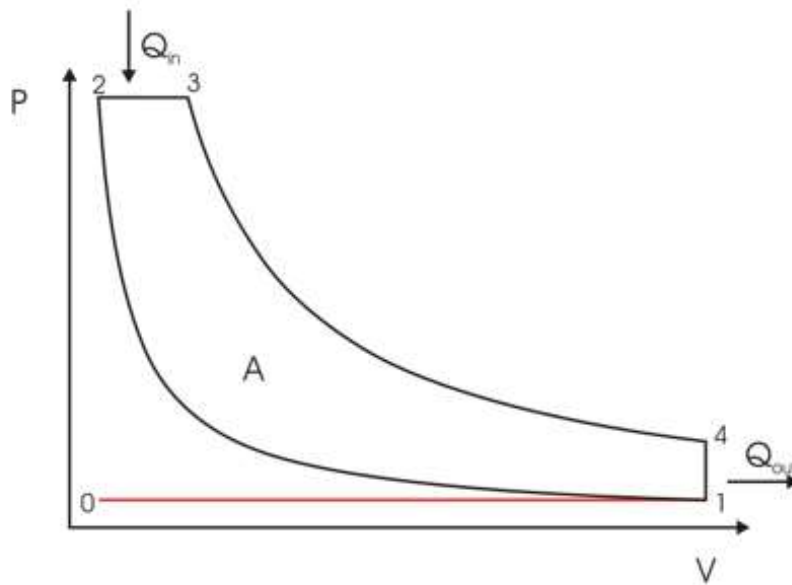
Utilizzo

Il ciclo Brayton-Joule è alla base di una buona fetta della produzione di energia elettrica e meccanica. In questi casi il ciclo è realizzato "alla lettera", ovvero si utilizza tutto il contenuto entalpico del fluido per produrre lavoro meccanico all'albero. Esistono molti schemi costruttivi, con l'uso di compressori assiali o radiali secondo la dimensione, con l'uso di uno o due alberi coassiali secondo l'uso, e altre differenze ancora. Un valore tipico per il rendimento reale di macchine fisse si aggira intorno al 35-38% per un ciclo base, mentre si può superare il 50% per un ciclo con interrefrigerazione, rigenerazione e postcombustione. Il rendimento energetico complessivo aumenta ancora se si sfruttano i cascami di calore (aria a circa 500 °C) per la cogenerazione o per un ciclo secondario a vapore (impianti combinati). Questi accorgimenti, ovviamente, fanno accrescere l'efficienza dell'intero processo ma lasciano inalterato il rendimento del ciclo Brayton-Joule.

Una destinazione radicalmente diversa è quella della propulsione aerea a turbogetto o a turbofan, dove l'espansione in turbina produce quel tanto di lavoro che basta ad azionare il compressore e l'eventuale fan (ventola). Il rimanente dell'energia contenuta nel fluido viene spesa per far accelerare il fluido stesso dentro un ugello e produrre di conseguenza una spinta in avanti che fa muovere l'aereo, un po' come avviene quando si lascia andare un palloncino aperto (spinta che invece è trascurabile per un impianto fisso, il quale deve rimanere ben ancorato al suolo). Tra le tante caratteristiche importanti delle turbine a gas (TAG) a ciclo aperto c'è quella di poter sviluppare elevate potenze specifiche ed un elevato rendimento di propulsione, il che le rende molto adatte alla propulsione aerea.

CICLO DIESEL

Il **ciclo Diesel** è un ciclo termodinamico per motori a combustione interna dove, a differenza del ciclo Otto, l'accensione della miscela non avviene attraverso una candela bensì per effetto dell'alta temperatura conseguente alla fase di compressione. Esso comprende 4 fasi o trasformazioni. L'idea di tale macchina termica fu di Rudolf Diesel che sviluppò successivamente il motore Diesel.



Ciclo termodinamico ideale di un motore Diesel

Ciclo Diesel

Il ciclo Diesel è composto da quattro trasformazioni:

- Trasformazione 1-2, trasformazione adiabatica: compressione (senza perdita di calore);
- Trasformazione 2-3, trasformazione reversibile isobara: il sistema assorbe calore dalla combustione (senza perdita di pressione);
- Trasformazione 3-4, trasformazione adiabatica: espansione;
- Trasformazione 4-1, trasformazione reversibile isocora: il sistema cede calore liberando i gas di scarico.

Rendimento

Il rendimento massimo di un ciclo diesel dipende dal rapporto volumetrico di compressione e dal rapporto volumetrico di combustione.

$$\eta_{term} = 1 - \frac{1}{\rho^{\kappa-1}} \left(\frac{\tau^{\kappa} - 1}{\kappa(\tau - 1)} \right)$$

Dove:

η_{term} è il rendimento termico

τ è il rapporto volumetrico di combustione $\frac{V_3}{V_2}$ (rapporto tra la fine e l'inizio dell'espansione volumetrica che avviene durante la combustione)

ρ è il rapporto volumetrico di compressione $\frac{V_1}{V_2}$

κ è il rapporto tra i calori specifici (C_p/C_v)

Componenti e funzionamento del motore Diesel

Componenti - Parti fisse:

- Basamento o monoblocco
- Testa o testata
- Carter o coppa
- Collettore di scarico
- Gruppo di sovralimentazione (turbina, compressore), che può non esserci ma attualmente è onnipresente

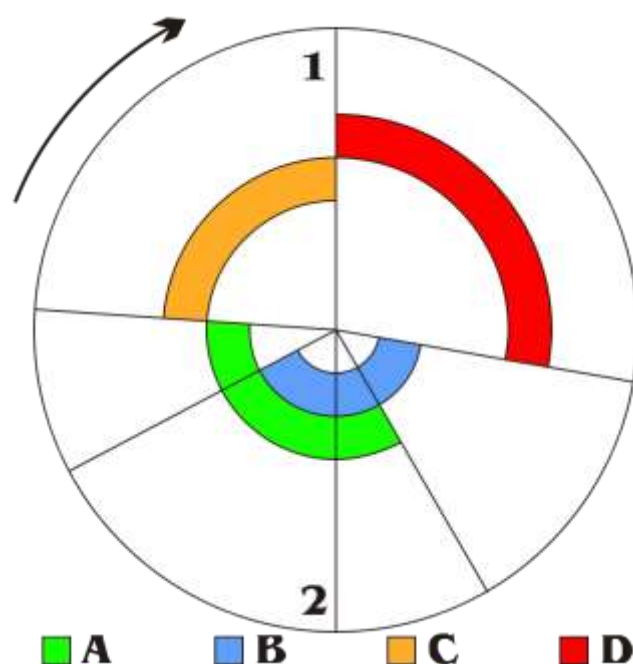
Componenti - Parti mobili:

- Pistone
- Biella
- Albero motore
- Albero a camme
- Distribuzione
- Pompa AC o Pompa C
- Alternatore
- Motorino d'avviamento
- Pompa dell'acqua dolce o salata (solo nei motori marini)
- Scambiatore di calore
- Pompa d'iniezione
- Iniettore
- Volano
- Valvola limitatrice di pressione, detta Wastegate, quando si ha una turbina a geometria fissa
- Pompa dell'olio

Diesel a due tempi

È un motore che oggi viene impiegato quasi esclusivamente per la propulsione delle navi, il suo ciclo (aspirazione-compressione-espansione-scarico) viene svolto in 360°, cioè un giro di albero motore esattamente come nei motori a due tempi.

Non a testa calda (unidirezionale)



Ciclo termico di un motore diesel 2T unidirezionale
1=PMS - 2=PMI

A= Lavaggio - B= Scarico - C= Compressione - D= Espansione

La caratteristica principale di un due tempi a ciclo Diesel è quella di avere un'apertura di scarico (detta *luce*) nelle pareti del cilindro (come nei motori a due tempi ad accensione comandata), questa luce è comandata nell'apertura e nella chiusura dal passaggio del pistone.

A causa della luce, questo tipo di motore non può creare il vuoto necessario per la fase di aspirazione, quindi al motore viene abbinata una pompa (compressore volumetrico o turbo compressore) che immette nel cilindro la quantità d'aria necessaria al lavaggio e al riempimento del cilindro, cioè alla sostituzione dei gas combusti con aria pura. In genere, lo scarico avviene attraverso una valvola a fungo (di grandi dimensioni, oppure attraverso più valvole) disposta sopra la testata del motore, e l'immissione dell'aria di lavaggio attraverso una o più luci poste alla base del cilindro.

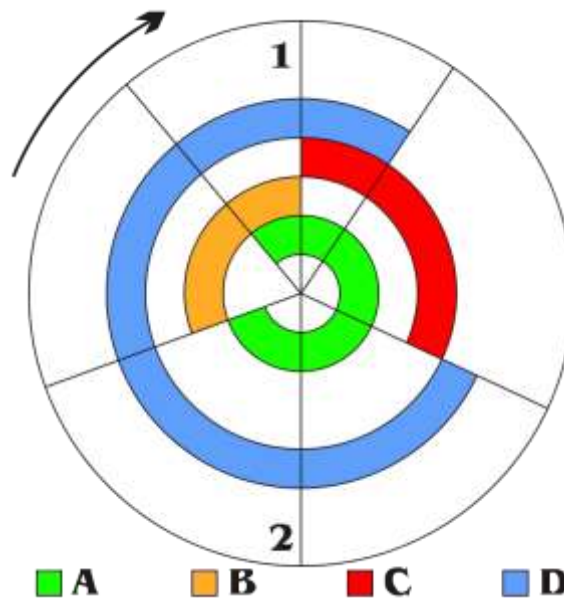
A testa calda

Differisce dal precedente per il fatto che per immettere aria nuova non utilizza una valvola a fungo, ma i travasi che vanno dal carter motore al cilindro, esattamente come nel motore a due tempi. Quindi sulla canna del cilindro saranno presenti minimo due luci, di cui una di scarico e una di travaso. Il motore a testa calda (detto anche semi-diesel), a differenza del motore Diesel propriamente detto, non può funzionare per autoaccensione del combustibile mediante la sola compressione (il rapporto di compressione è infatti più basso che nei Diesel), ma richiede un particolare accorgimento tecnico. La testata, infatti, è disegnata in modo da avere una parte non raffreddata che si mantiene sempre a temperatura corrispondente a quella del rosso scuro. Il combustibile viene iniettato all'interno di questa cavità (detta appunto testa calda) dove si accende per contatto con le pareti incandescenti. I motori a testa calda, per il primo avviamento, avevano quindi bisogno di accessori particolari, come un bruciatore a benzina, kerosene o a gas (GPL) da

utilizzare per il pre-riscaldamento della testata stessa, senza il quale l'avviamento non poteva essere effettuato. I vantaggi principali del motore a testa calda erano la grande semplicità costruttiva e di manutenzione, con la conseguente robustezza. Tra gli svantaggi vanno menzionati la possibilità della produzione di crepe sulla testata dovute al notevole stress termico cui era assoggettata, nonché l'aumento del consumo ai carichi parziali rispetto a quello a pieno carico.

Tale motore, per poter utilizzare un compressore volumetrico o turbo compressore, deve avere il condotto d'aspirazione che non passi per il carter, quindi che termini direttamente come una luce di travaso. Veniva usato soprattutto nei trattori o anche in applicazioni marine (motobarche o pescherecci).

Diesel a quattro tempi



Ciclo termico di un motore 4T
1=PMS - 2=PMI

A= Aspirazione; - B= Compressione; - C= Espansione; - D= Scarico;

A differenza dei motori a ciclo Otto alimentati a benzina, dove la trasformazione avviene a volume costante, nel Diesel avviene a pressione costante. Il suo ciclo viene svolto in 720° cioè in due giri di albero motore. Non esistono luci ma un sistema di distribuzione costituita solitamente dal bicchierino, dall'asta, dal bilanciere e dal suo albero. L'albero a camme mediante, appunto, camme, spinge verso l'alto il bicchierino nel cui interno è appoggiata l'asta di punteria; il bilanciere riceve così la spinta necessaria a premere dalla parte opposta la valvola che così facendo riesce ad aprirsi. Quando l'albero a camme inizia un nuovo giro, la valvola si chiude mediante una molla di richiamo. Esistono quindi valvole d'aspirazione e valvole di scarico. Vi sono tante camme quante valvole: normalmente le camme esistenti sono una per ogni valvola, ma nei motori reversibili (motori che possono essere avviati in senso contrario) ci sono due camme per ogni valvola: una camma di marcia avanti e una camma di marcia indietro.

L'albero a camme serve quindi a comandare le valvole. Situato quasi sempre all'interno del basamento, in certi motori lo si trova anche in testa. Se l'albero è interno gli si ricava

un eccentrico per la pompa AC (alimentazione - carburante) e un ingranaggio a denti obliqui per la pompa dell'olio e per lo spinterogeno (quest'ultimo solo nei motori a benzina). Se l'albero a camme è in testa allora esiste un mezzo albero con l'eccentrico e l'ingranaggio a denti obliqui.

Si noti che il limite di giri di un motore a benzina (4 tempi) è determinato dal tempo di chiusura della valvola. Il limite di giri di un motore Diesel (4 tempi) è determinato dal tempo necessario per la combustione. Ad esempio un diesel a 2000 rpm ha disponibili per l'iniezione e la combustione 0,0025 sec.

Precamera di combustione

Nei veicoli con motore Diesel la precamera di combustione è stata usata, per lungo tempo, per smussare le ruvidezze di questo motore e renderlo compatibile con le aspettative di confortevolezza richieste normalmente da un'automobile. Il carburante infatti nei motori a iniezione indiretta non viene iniettato nella parte superiore del cilindro, ma in una piccola precamera ricavata nella testata che ha un'uscita sul cielo del cilindro.

La combustione inizia così nella precamera e con l'espansione dei gas prosegue nel cilindro. Lo scopo è evitare che si generino picchi di pressione che rendono il motore molto rumoroso, trasmettendo forti vibrazioni al telaio.

Nella testata del motore, è disposto l'apposito alloggiamento per la *candeletta*, una resistenza ad incandescenza che non serve per accendere la miscela come nei motori a benzina, ma permette la combustione preriscaldando l'aria o le pareti della precamera.

Iniettori

Gli iniettori sincronizzano l'immissione del carburante con la fase del motore e ne dosano la quantità. Il carburante immesso viene finemente polverizzato e, a contatto con l'aria della camera di combustione (che nella fase di compressione è di circa 600-700 °C) provoca la combustione della miscela e la successiva *fase di espansione*.

Le tubazioni degli iniettori, che trasportano il combustibile devono avere tutte la medesima lunghezza, questo per evitare sfasamenti nell'iniezione. Per questo motivo, le tubazioni che raggiungono gli iniettori sulle teste più vicine alla pompa, a volte, risultano avvolte su loro stesse.

Pompa d'iniezione

Ha il compito di portare il gasolio agli iniettori innalzando la pressione del carburante. In questo modo la pressione vince il precarico della molla che tiene chiuso l'iniettore e il gasolio viene iniettato nel cilindro. La pompa di iniezione è collegata alla distribuzione (talvolta anche mediante un alberino o asse), con una certa sincronia rispetto all'albero motore e all'albero a camme. La sincronia di questi organi del motore si chiama "fase". Le pressioni di esercizio vanno dai 200-250 bar dei motori a precamera ai 1800-2000 dei sistemi a iniettore-pompa.

La sovralimentazione

Per sfruttare ancor di più la potenza specifica (detto anche rapporto cavalli-litro) del motore Diesel spesso si ricorre al sistema della sovralimentazione. Questo sistema è quasi sempre utilizzato nei motori a ciclo Diesel moderni. Lo scopo di questo sistema è quello di introdurre una maggior quantità d'aria all'interno della camera di scoppio per poter bruciare una maggior quantità di combustibile per ogni ciclo.

Per ottenere questo risultato si ricorre ad un turbocompressore (ma è possibile impiegare anche compressori centrifughi o volumetrici azionati dal moto dell'albero motore, seppur siano ormai soluzioni in disuso), collegato mediante tubazioni al collettore di aspirazione: esso comprime l'aria che verrà immessa poi nel cilindro. Il compressore centrifugo è trascinato dalla turbina a gas di scarico calettata sullo stesso asse (o alberino), che espande i gas combusti in uscita dal cilindro del motore. Bisogna tener presente che dall'altra parte del compressore centrifugo è situato un apposito filtro per l'aria. L'aria quindi che viene aspirata dopo essere stata compressa dal compressore passa per l'intercooler, in molti casi aftercooler (che dissipa il calore ceduto all'aria durante la fase di compressione al fine di aumentarne ulteriormente la densità) e poi per il collettore di aspirazione e viene immessa nella camera di scoppio ove avverrà il ciclo di combustione. Se la pressione in mandata è eccessiva si potrebbero creare danni al motore, per cui nelle turbine a geometria fissa s'interpone una valvola chiamata wastegate, che ha il compito di aprirsi (mediante un attuatore pneumatico azionato, tramite un diaframma e una molla tarata, dalla pressione della stessa aria di sovralimentazione, oppure un attuatore più complesso controllato da una centralina elettronica), appunto in queste circostanze, e deviare parte dei gas di scarico prima che passino attraverso la turbina, evitando quindi che il regime di rotazione dell'albero delle giranti e quindi la pressione di sovralimentazione superino un valore critico; nelle turbine a geometria variabile tale accorgimento è assente in quanto la velocità di rotazione della turbina, e quindi la pressione di sovralimentazione, vengono gestite direttamente dalla centralina del motore variando opportunamente la geometria interna della chiocciola della turbina tramite il movimento di sezioni che modificano l'angolo di incidenza del flusso dei gas di scarico sulla girante o la velocità di tale flusso. Tale soluzione ha anche, come conseguenza, una notevole riduzione del ritardo del turbo, garantendo una più pronta risposta del motore ai bassi regimi. La maggiore sovralimentazione possibile sin dai bassi regimi, inoltre, influisce positivamente sulla curva di coppia, e la minor perdita di carico ai regimi più alti, resa possibile dall'uso di una chiocciola della sezione di scarico più grande, riduce la perdita di potenza determinata dall'uso di una chiocciola piccola.

ACQUA

I cambiamenti di stato dell'acqua

L'acqua è una delle pochissime sostanze esistenti (insieme a gallio, bismuto e antimonio) in cui il processo di solidificazione avviene con un aumento di volume specifico (pari a circa 0,087 L/kg, alla temperatura di 0 °C (273,15 K) alla pressione di 1 atm), mentre il suo punto di ebollizione è a 100 °C (373,15 K). Ciò comporta che alla diminuzione della temperatura, la pressione corrispondente al passaggio di stato solido-liquido aumenti sensibilmente: si ha una pendenza negativa della linea di passaggio solido-liquido nel diagramma di fase pressione-temperatura. In particolare, per ogni centesimo di grado Celsius (0,01 °C) di diminuzione della temperatura si ha un aumento della pressione di fusione di circa una atmosfera. Questa relazione è verificata fino alla pressione di 2070 atm e alla temperatura di -22 °C, oltre la quale si hanno altri stati allotropici.

Alla pressione atmosferica (1 atm) l'acqua bolle alla temperatura di 100 °C. Come per tutte le altre sostanze, durante la trasformazione è necessario fornire una certa quantità di calore (detto calore latente), che nel caso dell'acqua è più elevato di ogni altra sostanza nota: a condizioni di 0 °C e di 1 atm questo calore di vaporizzazione è infatti pari a 2501 kJ/kg. Fra i 90 °C e i 250 °C vale la regola empirica per cui la pressione di vaporizzazione p_{vap} (in bar) è pari alla quarta potenza della centesima parte della temperatura di vaporizzazione T_{vap} (in gradi Celsius):

$$p_{vap} = \left(\frac{T_{vap}}{100} \right)^4$$

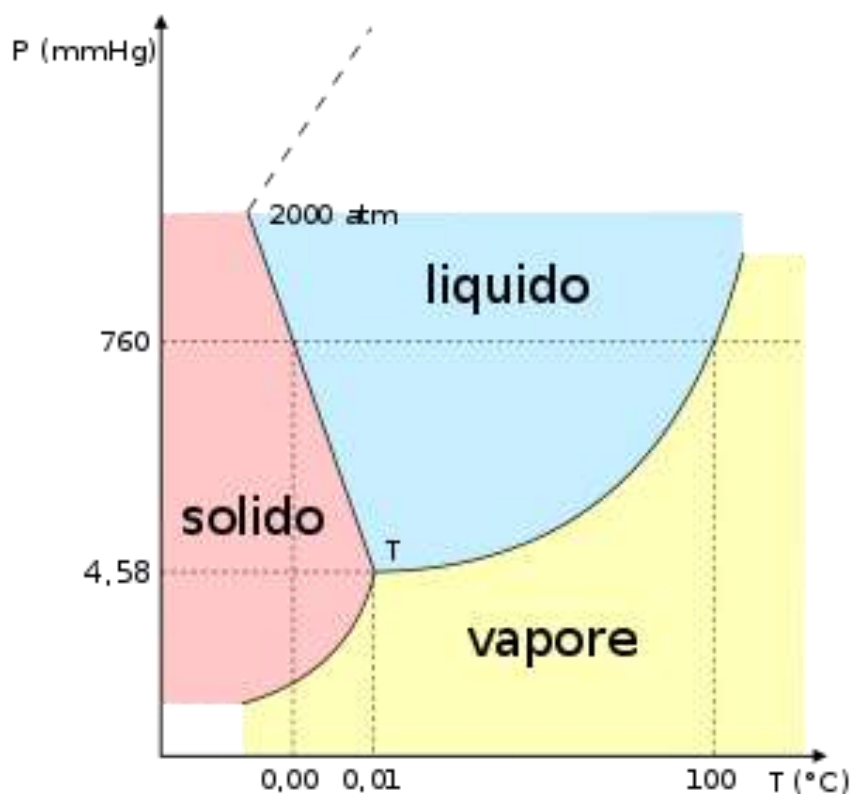
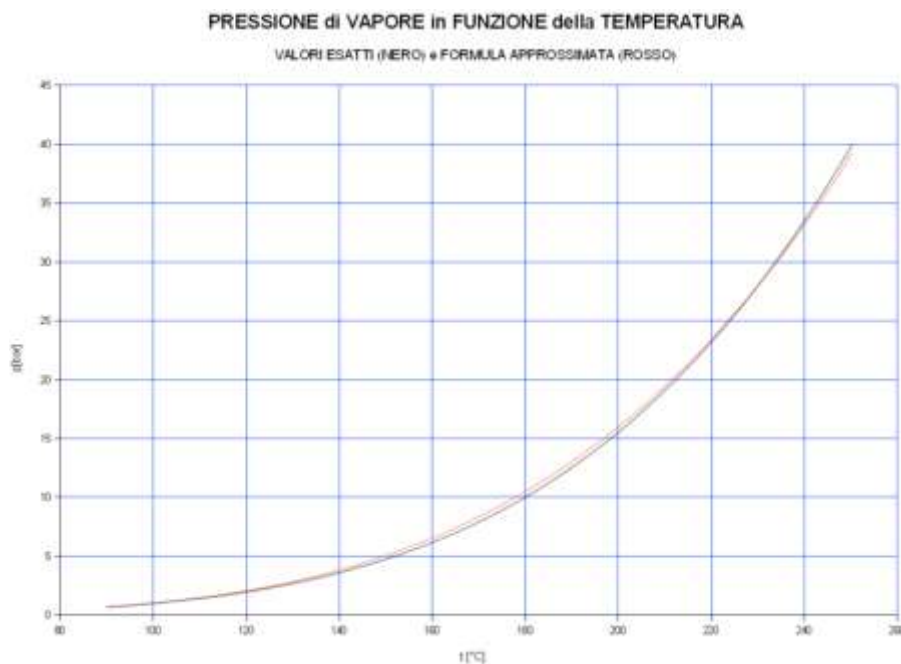


Diagramma di fase dell'acqua



Pressione di vapore dell'acqua

Il **vapore** è uno stato fisico della materia, definibile come stato aeriforme a temperatura inferiore alla propria temperatura critica. Nel linguaggio comune, *vapore* è utilizzato come sinonimo di vapore acqueo, anche detto *vapore d'acqua*.

In chimica fisica si parla di **temperatura critica** in differenti ambiti; nel caso della transizione di fluidi si definisce critica la temperatura al di sopra della quale una sostanza non può esistere allo stato liquido. Nel caso della transizione superconduttiva si definisce critica la temperatura al di sotto della quale il materiale diviene superconduttore.

Più in generale si può chiamare temperatura critica quella temperatura alla quale avviene una transizione di fase.

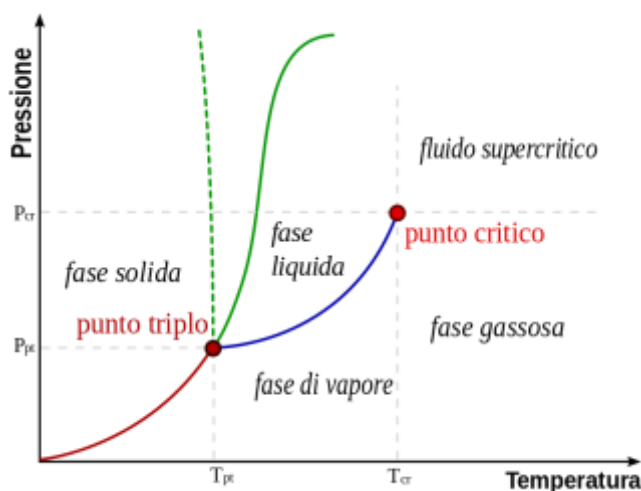


Diagramma delle fasi - la linea verde tratteggiata è caratteristica del comportamento anomalo di alcune sostanze come l'acqua.

Come già detto, nel caso dei fluidi, si definisce temperatura critica la temperatura al di sopra della quale una sostanza non può esistere allo stato liquido, neanche essendo sottoposta a compressione. Definita per la sostanza allo stato gassoso l'equazione di stato di van der Waals:

$$\left(p + \frac{n^2 a}{V^2}\right)(V - nb) = nRT$$

e tracciate sul diagramma di Clapeyron ($p - V$) le curve corrispondenti alle temperature costanti, si ottiene che esse sono decrescenti per valori superiori a una data T_c , mentre al di sotto di questa non sono monotone. Evidentemente quelle inferiori non possono descrivere bene il comportamento del gas, ammettendo compressioni isoterme con diminuzione della pressione. Per cui nell'area sottostante la curva T_c la sostanza si presenta anche in forme non gassose (ovvero in forma liquida, o in una coesistenza delle due fasi), e il grafico sperimentale non corrisponde a quello di van Der Waals.

Dalla T_c in su invece la sostanza esiste solo sotto forma di gas, e pertanto la temperatura detta è quella critica.

Si ricava che:

$$T_c = \frac{8a}{27Rb}$$

Il rapporto tra la temperatura e la temperatura critica prende il nome di **temperatura ridotta** ed è una quantità adimensionale.

La temperatura ridotta è utilizzata dal teorema degli stati corrispondenti per il calcolo del fattore di comprimibilità di un gas o di una miscela gassosa.

Sostanza	Temperatura critica (°C)	Temperatura critica (K)	Pressione critica (atm)	Pressione critica (MPa)
Argon	-122,4	150,8	48,1	4,870
Bromo	310,8	584	102	10,340
Cloro	143,8	417	76,0	7,700
Fluoro	-128,85	144,3	51,5	5,220
Elio	-267,96	5,19	2,24	0,227
Idrogeno	-239,95	33,2	12,8	1,297

Sostanza	Temperatura critica (°C)	Temperatura critica (K)	Pressione critica (atm)	Pressione critica (MPa)
Kripton	-63,8	209,4	54,3	5,500
Neon	-228,75	44,4	27,2	2,760
Azoto	-146,95	126,2	33,5	3,390
Ossigeno	-118,55	154,6	49,8	5,050
CO ₂	30,95	304,1	72,8	7,377
Xeno	16,55	289,7	57,6	5,840
Litio	2 949,85	3223	65,2	6,700
Mercurio	1 476,9	1 750	1 587	172
Ferro	8 227	8 500		
Oro	6 977	7 250	5 000	530
Alluminio	7 577	7 850		
Tungsteno	15 227	15 500		
Acqua	373,936	647,096	217,7	22,059

Dal punto di vista fisico gas e vapore si distinguono perché il gas non può in alcun modo essere condensato (cioè ridotto allo stato liquido) se non dopo essere stato portato a temperatura inferiore a quella critica. Ad esempio l'aria può essere compressa sino a migliaia di atmosfere di pressione rimanendo gas; per renderla liquida è necessario che la sua temperatura sia minore di circa -150 °C.

Data la caratteristica delle sostanze pure di avere un'evaporazione isotermica, un vapore può trovarsi in equilibrio con la fase liquida (ossia alla temperatura di ebollizione della sostanza alle condizioni di pressione date): si parla in tal caso di vapore saturo. Se la temperatura del vapore è superiore a quella di ebollizione, si parla di vapore surriscaldato.

La temperatura del vapore acqueo varia in base al variare della pressione del vapore stesso e, in condizione di vapore saturo, assume i seguenti valori:

Pressione (bar)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Temperatura (°C)	100	120	134	144	152	159	165	171	175	180	184	188	192	195	198	201	204	208

L'acqua nell'industria

L'acqua è solo seconda come capacità termica molare specifica rispetto a qualsiasi sostanza nota, subito dopo l'ammoniaca. Per questa sua caratteristica, viene molto usata come mezzo di trasporto ed accumulo del calore. L'acqua è usata in numerosi processi ed apparecchiature industriali, quali ad esempio il motore a vapore, i generatori di vapore, gli scambiatori di calore ed i radiatori, nonché nei processi dell'industria chimica. Infatti, grazie alle sue proprietà chimiche, l'acqua costituisce l'ambiente di reazione e dissoluzione di molte sostanze, e, per le sue caratteristiche termiche, è un ottimo fluido trasportatore di calore. Inoltre l'acqua viene impiegata per la produzione di energia nelle centrali idroelettriche. Il vapore acqueo è utilizzato per alcuni processi nell'industria chimica. Un esempio è la produzione di acido acrilico. Il possibile effetto dell'acqua in queste reazioni include l'interazione fisico-chimica dell'acqua con il catalizzatore e la reazione chimica dell'acqua con gli intermedi di reazione.

Il fabbisogno d'acqua dell'industria viene soddisfatto con prelievi di acque di origine superficiale (dal ridotto contenuto salino ed un basso tenore in ossigeno a causa dell'inquinamento), profonda (maggiori contenuti di anidride carbonica), o molto più raramente di origine atmosferica (in genere corrosive a causa dei gas disciolti); solo in particolari casi si ricorre all'acqua di mare.

Si effettuano perciò trattamenti di natura meccanica, fisica o chimica, in relazione allo stato ed alle dimensioni dei contaminanti, per rendere l'acqua utilizzabile nei processi industriali.

I trattamenti per le acque industriali sono molteplici, e comprendono le operazioni di:

- Flocculazione e coagulazione
- Neutralizzazione, precipitazione
- Trattamenti di ossido-riduzione
- Disinfezione
- Addolcimento
- Decarbonatazione
- Desilicazione
- Demineralizzazione
- Deferrizzazione e demanganizzazione
- Trattamenti anticorrosione (ad esempio eliminazione dei gas disciolti)
- Sedimentazione (sfrutta la legge di Stokes)
- Flottazione
- Filtrazione

Una forma di inquinamento è rappresentata dallo scarico nell'ambiente di acque residue di processi industriali non opportunamente trattate (*inquinamento chimico*) o di acque di raffreddamento (*inquinamento termico*).

COGENERAZIONE

La **cogenerazione** è il processo della produzione contemporanea di energia meccanica (solitamente trasformata in energia elettrica) e di calore. Il calore è utilizzabile per riscaldamento di edifici e/o per processi produttivi-industriali.

Introduzione

Lo spettro delle prestazioni di tipo elettrico e termico riguardanti gli impianti di cogenerazione variano da pochi a centinaia di kilowatt. Dall'anno 2000 circa sono a disposizione sempre di più sul mercato impianti delle dimensioni di una lavatrice, le cosiddette mini e micro centrali elettriche a cogenerazione per case unifamiliari, piccole imprese e hotel. Nel 2009 è partito un progetto da parte di VW che prevede l'installazione di 100.000 piccoli impianti di cogenerazione, con prestazioni complessive di circa 2 GW.

Solitamente un impianto a cogenerazione è composto da:

- Motore primo;
- Generatore elettrico;
- Impianto motore;
- Recuperatori di calore;

Se si dovessero suddividere per motori primi, potremmo distinguere:

- Impianti turbogas;
- Impianti turbovapore;
- Motori alternativi a combustione interna

Un esempio

Un esempio è dato dal funzionamento di un'automobile: la potenza prelevata dall'albero motore è usata per la trazione e la produzione di elettricità, il calore sottratto ai cilindri per il riscaldamento dell'abitacolo e la pressione dei gas di scarico per muovere la turbina di sovralimentazione. Lo sfruttamento di calore e pressione non comporta un aumento dei consumi poiché sono *scarti* del processo di conversione da energia chimica ad energia meccanica attuato dal motore.

Il loro sfruttamento consente di trasformare l'energia primaria immessa (il combustibile fornisce energia chimica) in forme diverse di energia secondaria prodotta (movimento, calore). Un sistema che opera la cogenerazione è detto co-generatore.

Uno dei primi esempi di diffusione della cogenerazione su piccola scala in Italia è stato il TOTEM realizzato nel 1973 dall'ing. Mario Palazzetti, del Centro Ricerche Fiat.

Impieghi della cogenerazione

L'energia termica può essere utilizzata per uso industriale o condizionamento ambientale (riscaldamento, raffreddamento).

La cogenerazione viene realizzata in particolari centrali termoelettriche, dove si recuperano l'acqua calda o il vapore di processo e/o i fumi, prodotti da un motore primo

alimentato a combustibile fossile (gas naturale, olio combustibile, ecc.) o da combustibili organici non fossili (biomasse, biogas, gas di sintesi, o altro): si ottiene così un significativo risparmio di energia rispetto alla produzione separata dell'energia elettrica (tramite generazione in centrale elettrica) e dell'energia termica (tramite centrale termica tradizionale).

Un particolare campo dei sistemi di cogenerazione è quello della trigenerazione.

Definizione di efficienza

L'efficienza può essere espressa in diversi modi, che non sempre portano ad un corretto confronto tra i vari impianti. Si illustrano allora le definizioni adottate dall'Environmental Protection Agency (EPA).

L'efficienza di un processo semplice è il rapporto tra energia conservata, al termine del processo, ed energia immessa.

Dato che i sistemi di cogenerazione producono sia elettricità, sia calore, la loro efficienza totale è data dalla somma dell'efficienza elettrica e dell'efficienza termica. Per esempio un impianto che utilizza 100 MWh di metano per produrre 40 MWh elettrici e 40 MWh termici ha un'efficienza elettrica e termica del 40% ed un'efficienza globale dell'80%.

L'EPA usa preferibilmente un'altra definizione di efficienza nota come «efficacia nell'utilizzazione di combustibile», rapporto tra l'uscita elettrica netta ed il consumo di combustibile netto (che non tiene conto del combustibile usato per produrre energia termica utilizzabile, calcolato assumendo un'efficienza specifica della caldaia dell'80%). Il reciproco di questo rapporto è la *quantità netta di calore*.

Esistono anche altri indici di valutazione delle prestazioni di un impianto cogenerativo: il primo tra tutti è il cosiddetto IRE, *indice di risparmio energetico*. Tale indice è definito come il rapporto tra la differenza di potenze assorbite dagli impianti singoli per la produzione di energia elettrica e termica separatamente, meno quella assorbita dall'impianto cogenerativo, fratto la potenza assorbita dagli impianti separati essendo questa potenza valutata in termini di combustibile a parità di potenza elettrica e termica prodotta dai rispettivi impianti. Tale indice dà l'idea di quanta energia possa essere risparmiata con tali impianti; è possibile tramite semplici calcoli analitici dimostrare che tale indice è dipendente dai rendimenti di riferimento dei singoli impianti definiti questi ultimi come i rapporti rispettivi tra la potenza elettrica su potenza assorbita e potenza termica su potenza assorbita.

Altri indici importanti sono l'indice elettrico definito come il rapporto tra la potenza elettrica erogata e la potenza termica prodotta del medesimo impianto cogenerativo, il coefficiente di utilizzo inteso come somma dei rapporti tra la potenza elettrica e la potenza assorbita e la potenza termica e quella introdotta.

Tutti questi coefficienti sono però relativi ad un determinato istante intervenendo in essi le potenze, e per questo tali indici sono utili a determinare i valori di targa dell'impianto vale a dire i valori di massime prestazioni di impianto.

Molto spesso conviene riferirsi ad un periodo di tempo finito e valutare gli indici in tale periodo: ciò equivale a valutare gli indici in termini di rapporti energetici più che di potenze, tali valutazioni sono importanti perché permettono di stabilire dove è più conveniente realizzare un dato progetto di impianto cogenerativo, in funzione dei consumi energetici che in tali zone si ottengono.

Infine, l'indice di risparmio economico che è definito come il rapporto tra i costi che si avrebbero comprando energia dall'esterno meno i costi che si hanno comprando combustibile per alimentare l'impianto cogenerativo che si vuole costruire e che produce un'uguale quantità di energia che si vuol comprare, fratto il costo dell'energia che si vuol comprare. Tale indice permette di valutare la convenienza economica che un simile progetto comporta, naturalmente una corretta e completa valutazione economica implica un calcolo di spese per il mantenimento dell'impianto e relativi investimenti.

L'efficienza energetica della cogenerazione

La cogenerazione è una tecnologia che consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva di un sistema di conversione di energia. Ma per spiegarne il motivo occorre analizzare i rendimenti.

Il coefficiente di rendimento è caratteristico per ogni tipo di motore e rappresenta il rapporto tra la resa energetica che ne deriva ed il combustibile introdotto. Nel motore di una automobile indica il rapporto tra i chilometri percorsi e la quantità di idrocarburi introdotti; nei grandi motori per la produzione di energia elettrica il coefficiente indica il rapporto tra chilowattora prodotti e il combustibile consumato.

Questi rapporti sono caratteristici per ogni tipo di motore. Ad esempio i motori di auto a benzina presentano rendimenti che oscillano tra il 20 e il 30 per cento; auto con motori diesel tra il 25 e il 35 per cento, il restante diventa calore disperso.

I grandi motori hanno un'efficienza maggiore e, pur generalizzando molto, si può affermare che per i motori termoelettrici, il coefficiente di rendimento è discretamente alto e può raggiungere un 55%. Ma il medesimo motore quando produce in cogenerazione presenta coefficienti che raggiungono l'85%, perché il potere calorifico del combustibile è utilizzato al meglio, con un'effettiva ottimizzazione dei processi.

Naturalmente gli investimenti per adattare i motori di una centrale termoelettrica alla cogenerazione sono notevoli, ma qualora sia possibile creare una rete di teleriscaldamento, i risultati sono sempre vantaggiosi. Va considerato infatti il periodo di utilizzo di queste macchine, che arriva anche a 30-40 anni.

Tipologie di impianti cogenerativi



La centrale termoelettrica a cogenerazione di Ferrera Erbognone (PV)

(precisando che ai tempi degli interventi ero consulente di MADE HSE del Gruppo Marcegaglia, fornitore dei corpi caldaia ad asservimento delle unità turbogas tramite la società NE-CCT S.p.A. di Cardano al Campo, facente parte del Gruppo Marcegaglia, per la quale ero a supporto per tematiche di sicurezza ed ambientali in cantiere durante le fasi di installazione).



Unità turbogas di grande potenza, installate presso i siti produttivi Polimeri Europa di:

Mantova - Ferrara - Ravenna - Brindisi

(precisando che ai tempi degli interventi ero consulente di MADE HSE del Gruppo Marcegaglia, fornitore dei corpi caldaia ad asservimento delle unità turbogas tramite la società NE-CCT S.p.A. di Cardano al Campo, facente parte del Gruppo Marcegaglia, per la quale ero a supporto per tematiche di sicurezza ed ambientali in cantiere durante le fasi di installazione).



Dati presi da dichiarazione ambientale 2018 s.e.f.
https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/operations/mid-downstream/DAMB_SEF_2018.pdf

Si menzionano ulteriori centrali energetiche che nel corso dei primi anni 2000 hanno subito revamping e profonde trasformazioni, con installazione di unità turbogas di grandi dimensioni:

- Centrale termoelettrica di Turbigo, (precisando che ai tempi dell'intervento ero consulente di MADE HSE del Gruppo Marcegaglia, fornitore dei corpi caldaia ad asservimento delle unità turbogas tramite la società NE-CCT S.p.A. di Cardano al Campo, facente parte del Gruppo Marcegaglia, per la quale ero a supporto per tematiche di sicurezza ed ambientali in cantiere durante le fasi di installazione).
- Centrale termoelettrica Levante di Piacenza (precisando che ai tempi dell'intervento ero Safety Engineering per conto di ANIT S.p.A., installatore meccanico dei corpi caldaia ad asservimento delle unità turbogas, della società STF S.p.A. di Magenta,).
- Centrale termoelettrica di Tavazzano.

Sito petrolifero Erg-Nuce Nord di Priolo, (precisando che ai tempi dell'intervento ero consulente di MADE HSE del Gruppo Marcegaglia, fornitore dei corpi caldaia ad asservimento delle unità turbogas tramite la società NE-CCT S.p.A. di Cardano al Campo, facente parte del Gruppo Marcegaglia, per la quale ero a supporto per tematiche di sicurezza ed ambientali in cantiere durante le fasi di installazione).

Il più comune esempio di impianto cogenerativo è quello realizzato con turbogas/motore alternativo e caldaia a recupero. I fumi del turbogas o del motore alternativo vengono convogliati attraverso un condotto fumi nella caldaia a recupero. Il recupero può essere semplice, qualora non esista un postbruciatore, o un recupero con postcombustione in caso contrario. I fumi in caldaia permettono di produrre acqua calda, vapore saturo o vapore surriscaldato. Solitamente si utilizza acqua calda per scopi di riscaldamento, vapore saturo per utenze industriali e vapore surriscaldato per turbine a vapore e utenze.

In definitiva si ottiene produzione di energia elettrica attraverso l'alternatore accoppiato al turbogas ed eventualmente attraverso l'alternatore accoppiato al turbovapore, e produzione di energia termica sotto forma di vapore, sfruttato poi dalle utenze connesse.

In presenza di turbovapore si ottiene un ciclo combinato in cui la dispersione energetica è minima e consiste in maggior parte nel calore immesso in atmosfera dai fumi in uscita dalla caldaia a recupero.

Per quanto riguarda il fluido evolvente, questo è solitamente l'acqua che, in molti casi, raggiunge lo stato di vapore surriscaldato, ma in altri può raggiungere temperature non sufficientemente alte. Per questo motivo vi sarà bisogno di scambiatori di calore intermedi per aumentarne la temperatura.

Più raramente il fluido evolvente è l'aria che presenta però il difetto di avere un coefficiente di scambio termico convettivo troppo basso e quindi sono richieste superfici di scambio termico ben più elevate.

Per quanto riguarda i motori a combustione interna, generalmente solo il 33% dell'energia totale disponibile viene trasformata in energia meccanica, il resto in parte perduta a causa dell'irreversibilità presenti nel motore pari ad un altro 33% dell'energia totale ed infine l'ultimo 33% viene emessa nell'ambiente esterno sotto forma di energia termica che va in definitiva perduta.

Per recuperare tale calore altrimenti perduto si utilizzano diversi scambiatori di calore: un primo scambiatore che permette il raffreddamento dell'olio lubrificante, è disponibile a bassa temperatura (non oltre gli 80 °C), un altro scambiatore per il raffreddamento dell'acqua destinata a refrigerare il motore stesso, ed infine un ultimo scambiatore posto allo scarico del motore che permette di innalzare di molto la temperatura del fluido di scambio termico generalmente, come è stato detto, acqua, che per questo ulteriore scambio termico può arrivare allo stato di vapore surriscaldato. Attraverso tali impianti è possibile produrre energia elettrica e termica. A parte il costo degli scambiatori questo non costituisce una complicazione eccessiva di impianto perché tali motori hanno bisogno per funzionare comunque di un sistema di raffreddamento altrimenti si rischia il surriscaldamento del motore stesso.

Infine, fluidi evolventi particolarmente usati sono gli olii diatermici derivati dal petrolio, che hanno la caratteristica di mantenersi liquidi a pressione atmosferica fino a temperature di 300 °C, ed hanno un punto di solidificazione molto inferiore rispetto all'acqua, cosa che impedisce che gelino nelle condotte.

Piccola cogenerazione (e microcogenerazione)

La cogenerazione con potenza elettrica inferiore ad 1 MW si definisce *piccola cogenerazione*, quella con potenza inferiore a 50 kW *microcogenerazione*, e viene effettuata tramite motori alternativi a combustione interna, microturbine a gas o motori a ciclo Stirling. La differenza principale tra la piccola cogenerazione e la microcogenerazione consiste nel fatto che nella piccola cogenerazione l'energia termica è un prodotto secondario, mentre la microcogenerazione è diretta principalmente alla produzione di calore e secondariamente di energia elettrica.

Motore Stirling

Il **motore ad aria calda di Stirling** o più semplicemente **motore Stirling** è un motore alternativo a combustione esterna, inventato da Robert Stirling nel 1816. Il funzionamento del motore è descritto dal ciclo Stirling.

Il motore Stirling è una evoluzione dei motori ad aria calda che erano usati in Inghilterra durante la prima rivoluzione industriale. In particolare, l'invenzione di Stirling riguardò l'adozione di un recuperatore di calore, dispositivo che consentì di migliorare notevolmente il rendimento del motore.

Evoluzione storica

All'inizio del 1800, in Inghilterra i motori ad aria calda competevano con il motore a vapore per fornire energia meccanica ai macchinari industriali (in opifici e miniere) della prima rivoluzione industriale.

Benché i motori a vapore avessero caratteristiche migliori di quelli ad aria, il motore ad aria presentava il vantaggio di essere meno pericoloso, dato che le prime realizzazioni di motori a vapore, a causa dell'utilizzo di materiali allora disponibili, tecnologicamente scadenti, erano soggette a devastanti esplosioni delle caldaie.

Questo fatto consentì in una prima fase, il successo del motore Stirling nelle applicazioni commerciali, tuttavia il perfezionamento dei motori a vapore e la disponibilità di materiali via via più affidabili resero lo Stirling poco conveniente e, di conseguenza, il suo uso fu abbandonato.

Con lo sviluppo dell'elettronica, l'uso dei primi apparecchi radio e lo sviluppo dell'aviazione, nel 1950 si ebbe una seconda vita del motore Stirling. La Philips, industria olandese produttrice di apparecchi radio, realizzò il Philips MP1002CA (detto Bungalow Set), un piccolo generatore elettrico basato su di una unità Stirling a combustione di petrolio, che veniva usato per alimentare radio-trasmittenti e riceventi dislocate in postazioni remote, prive di alimentazione elettrica. Si trattava di un generatore con una potenza di circa 200 watt, per la cui realizzazione venne utilizzata tecnologia allora all'avanguardia, con uso anche di leghe leggere, ottenendo un buon compromesso tra praticità e costo. L'esigenza di tale generazione elettrica era particolarmente sentita per alimentare apparecchi radio (allora dotati di valvole termoioniche dal consumo elevato), necessari per collegare stabilmente i campi di aviazione della rete aerea civile in costituzione (in prima fase per il servizio postale) posti in luoghi remoti e senza attrezzature.

La Philips proseguì l'evoluzione dello "Stirling" fino alla prima metà degli anni '70, realizzando anche un autobus con propulsore ad aria calda della potenza di 200 CV, presentato al Salone di Bruxelles nel gennaio del 1971.

Nel 1960 l'adozione del transistor nei circuiti elettronici rese sufficiente l'alimentazione con potenze elettriche limitate, ottenibili con semplici batterie di accumulatori di piccola dimensione e questo causò l'abbandono del motore Stirling.

Altre applicazioni del motore Stirling sono state realizzate in seguito, e sviluppate attualmente con motori di diversa taglia, ottenendo discreti o buoni successi tecnici, ed in qualche caso anche commerciali per mercati di nicchia. Tra queste la più promettente sembra essere l'utilizzo del motore Stirling come generatore elettrico abbinato a un campo di specchi a concentrazione come fonte di calore ecologica.

Il motore

Il motore funziona a ciclo chiuso utilizzando un gas come fluido termodinamico, solitamente aria o azoto, oppure, nelle versioni ad alto rendimento, elio o idrogeno. Quando è raggiunta una sufficiente differenza di temperatura tra il suo punto caldo ed il punto freddo, si innesca una pulsazione ciclica (opportunamente avviata all'inizio), normalmente trasformata in moto alternato da pistoni. La pulsazione perdura fino a quando si continua a mantenere la differenza di temperatura, somministrando calore al punto caldo e sottraendone al freddo.

La rigenerazione

Un elemento innovatore dell'invenzione di Stirling pubblicata nel brevetto del 1816 rispetto ai preesistenti motori ad aria calda è il rigeneratore. Si tratta di uno scambiatore di calore interposto nel flusso alternato del fluido tra punto caldo e punto freddo che, riducendo la quantità di calore scambiato con la sorgente a parità di lavoro prodotto, aumenta l'efficienza del ciclo.

Il rigeneratore consiste normalmente in un condotto parzialmente riempito di materiale con una elevata superficie (per es. un sottile filo metallico) ove catturare una parte significativa del calore contenuto nel gas caldo nella fase del ciclo in cui si sposta dal punto caldo verso il refrigeratore. Quando il gas refrigerato di ritorno attraversa il rigeneratore assorbe il calore precedentemente ceduto, ritornando al punto caldo preriscaldato. Il recupero di calore trattenuto dal rigeneratore aumenta l'efficienza del motore.

I più comuni materiali per lo scambio termico sono: lamine o lane metalliche sottili e "garze" metalliche impilate; i materiali usati sono di norma metalli chimicamente stabili e resistenti al calore, quali acciaio inossidabile, nickel o sue leghe.

Varianti

Nel motore di Stirling si realizza una oscillazione ciclica nella pressione del fluido confinato che un adeguato dispositivo può trasformare in energia meccanica. Esistono molte varianti dell'idea originale del motore Stirling, come ad esempio il motore Stirling-Ringbom, in cui il dislocatore si muove trascinato dal fluido senza essere rigidamente connesso al pistone di lavoro. In un'altra variante del motore Stirling, senza parti meccaniche in movimento, si innesca una fluttuazione spontanea del fluido alimentata dalla differenza di temperatura fra punto caldo e punto freddo (motore termoacustico). Per produrre energia elettrica le oscillazioni del fluido possono essere trasferite a generatori elettrici lineari, oppure a piastre piezoelettriche. Un vantaggio di tale tipo di motore è la estrema semplificazione meccanica e strutturale.

Il ciclo di Stirling è reversibile: fornendo energia meccanica si può trasferire calore da una superficie fredda ad una calda realizzando una pompa di calore. Un'applicazione pratica, forse la più diffusa del ciclo di Stirling, è la macchina frigorifera di Stirling.

Vantaggi del motore Stirling rispetto ai motori a combustione interna

Il motore Stirling è a combustione esterna, il che significa che il calore viene trasmesso al fluido di lavoro attraverso uno scambiatore; l'assenza di contatto diretto fra la miscela dei gas combusti e tutte le parti meccaniche in movimento ne riduce l'usura, la necessità di lubrificazione e la conseguente manutenzione.

Il motore inoltre non ha valvole e non subisce scoppi, quindi è costruttivamente più semplice, con vibrazioni più facilmente controllabili e molto meno rumoroso di un motore a combustione interna.

La somministrazione del calore per combustione può avvenire in maniera continua ed uniforme, con rapporto stechiometrico aria-combustibile ottimale e conseguenti vantaggi di economia e di combustione completa.

Il motore può essere alimentato con una qualsiasi fonte di calore, per esempio mediante la combustione di legna, carbone, gas, biogas, combustibili liquidi, e anche energia solare, energia nucleare: esistono esempi commerciali che fanno uso di alcune delle fonti citate.

Svantaggi del motore Stirling rispetto ai motori a combustione interna

La combustione esterna, richiedendo scambiatori di calore sia al punto caldo sia al punto freddo, rende il motore di Stirling in generale più ingombrante e pesante di un generico motore a combustione interna a parità di potenza erogata. L'inerente inerzia termica di un motore a combustione esterna ne rende l'avviamento lento, di conseguenza il motore di Stirling non è adatto ad applicazioni che richiedano avviamenti rapidi o rapide variazioni di regime. Mescolare all'interno del motore aria e liquidi lubrificanti combustibili può produrre miscele esplosive a causa dell'ossigeno contenuto nell'aria, un pericolo che si accentua nei motori ad alta pressione. Il problema è stato risolto con l'utilizzo di gas di lavoro riducenti (idrogeno) o neutri (elio, azoto) o senza l'uso di lubrificanti convenzionali.

Utilizzi moderni

Il motore Stirling, per il suo ingombro, e per la sua inerzia all'avvio ed alla variazione di regime, per la costrizione di funzionamento ad un unico regime, non è adatto ad usi diversi dalla erogazione continua ed uniforme di lavoro e calore. Non è quindi adatto direttamente per l'autotrazione.

Essendo voluminoso e pesante, il motore Stirling è adatto alla generazione in postazione fissa per potenze dai 5 ai 100 kW elettrici, intervallo di consumo che lo rende adatto ad un'utenza domestica o per piccole comunità, da una famiglia ad un piccolo condominio. Al di fuori di tali valori, altri tipi di generazione sono maggiormente convenienti: ciclo Otto (motori a benzina), ciclo Rankine, e derivati (turbine a vapore), ciclo Brayton-Joule (turbina a gas), e ciclo Diesel (motore diesel). In particolare, l'adozione di materiali e tecniche costruttive sofisticate e la miniaturizzazione delle parti con tecnologie consolidate hanno reso la turbina a gas un micidiale concorrente.

La convenienza del motore Stirling è soprattutto legata alla possibilità di utilizzare in loco, oltre che l'energia elettrica generata, il calore "di scarto" prodotto - in valore di circa il triplo o il quadruplo del valore della potenza elettrica - ad uso riscaldamento; trova inoltre congiuntura favorevole nella possibilità di usare combustibili o sorgenti di calore a disposizione localmente ed altrimenti non utilizzabili quali gas effluenti di scarico caldi, combustione di legna, carbone, biogas, ed inoltre energia solare.

Sommergibili

Utilizzi tecnici di media potenza si sono avuti con moduli produttivi per mantenere su tempi lunghi il livello di accumulo dell'energia elettrica nei sommergibili militari svedesi a propulsione convenzionale della Classe Västergötland: la produzione di calore con combustione in ambiente controllato (usando in immersione come comburente scorte di ossigeno liquido) permette la continua erogazione di energia elettrica ad usi di propulsione e di altro tipo, consentendo di prolungare la autonomia delle immersioni profonde da poche ore a diverse settimane. È evidente che in queste applicazioni il peso del motore non è fattore negativo; inoltre è un ulteriore vantaggio la disponibilità dell'acqua quale refrigerante.

Tecnologie per il mondo sviluppato, per il terzo mondo, e per alte tecnologie

La sorgente di calore può essere di qualsiasi natura, il che rende il motore Stirling utilizzabile in un gran numero di contesti.

Mentre appaiono evidenti i vantaggi di utilizzare, nei paesi maggiormente sviluppati, combustibili ottenuti da gassificatori (tecnologia attualmente matura) e biogas, con filiere di materiali ampiamente disponibili e ad oggi spesso non utilizzati, per il terzo mondo appare di enorme importanza avere comunque anche solo una modesta forza motrice, (per trebbiare, per pompare acqua, ecc.), quando i prodotti che alimentano il motore possono essere la combustione di materiali eterogenei disponibili in loco come pula di riso o di altri cereali trebbiati, sterco di bovini seccato, paglia, torba, sterpi, segatura di legno o cippato. Tali combustibili svincolano completamente la tecnologia dai combustibili fossili convenzionali.

Sono numerosissimi i dispositivi di riscaldamento domestico ed industriale di piccola, media o grande taglia che producono calore come prodotto di scarto, tipicamente sotto forma di gas combustibili con temperature dai 100 ai 500 °C. L'energia sotto forma di calore

contenuta in tali gas può essere almeno in parte recuperata da scambiatori e generatori Stirling. Con macchinari Stirling di maggiore mole, ma tecnologicamente più economici, è possibile valutare la praticabilità del recupero energetico anche di effluenti a temperature inferiori.

È stata proposta la applicazione di motori Stirling alla generazione elettrica ottenuta da calore di centrali nucleari. Il raffreddamento del nocciolo del reattore è previsto, in alcune "filiera" nucleari, che sia ottenuto con circolazione di sodio liquido, che ha un elevato contenuto calorico, ma è radioattivo per induzione, ed inoltre incendiario, esplosivo ed aggressivo in caso di accidentale contatto con aria atmosferica (umida) o con l'acqua. La pericolosità intrinseca ha portato all'abbandono di tale filiera, preferendo il raffreddamento del nocciolo radioattivo con acqua, gas, o acqua pesante. L'adozione di motore Stirling ad aria o a gas secchi in luogo di motori a vapore d'acqua (turbine a vapore) eviterebbe almeno il rischio dell'accidentale contatto tra sodio ed acqua negli scambiatori di calore.

Utilizzi avanzatissimi della tecnologia del motore termoacustico Stirling sono stati realizzati dalla NASA allo scopo di fornire energia elettrica a satelliti nello spazio profondo in carenza di radiazione solare, in tal caso la sorgente di calore è la emissione termica di radioisotopi, il punto freddo è semplicemente lo spazio.

Il vero grandissimo successo del ciclo Stirling (inverso) si ha con la macchina frigorifera di Stirling, che è l'unica macchina veramente adatta per la refrigerazione di fluidi nel campo di temperatura che va dai -30 , -40 °C fino ai -200 °C (73 K) perché non si avvale di evaporazione di fluidi.

Motore Stirling con gassificatore

L'integrazione fra il motore Stirling e il processo della gassificazione permette l'utilizzo della biomassa come combustibile per la produzione di energia. L'utilizzo della biomassa permette di avere un ciclo di produzione ad impatto nullo sulle emissioni di CO₂, (si rilascia in atmosfera il carbonio che biologicamente era stato inglobato, prelevandolo dalla atmosfera, nelle sostanze che vengono combuste); questo diviene molto interessante dato che non è introdotto nel sistema nuovo carbonio di origine fossile. Il motore Stirling può diventare così una tecnologia da valorizzare per facilitare il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto. L'organizzazione di questo tipo di impianto prevede l'articolazione di cinque componenti principali:

- deposito della biomassa
- gassificatore
- caldaia
- motore Stirling
- accumulatore termico o volano termico

Tramite un sistema di coclee la biomassa (cippato legnoso) viene portata all'ingresso del gassificatore in cui la biomassa viene trasformata in syngas che, estratto dall'alto viene portato alla camera di combustione.

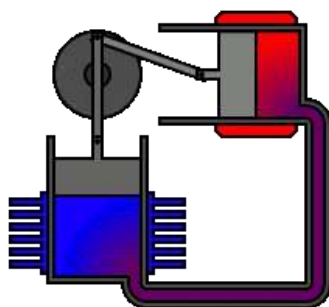
Nella camera di combustione si raggiungono temperature tra gli 800 e i 1250 °C e il motore Stirling è a diretto contatto con la fiamma stessa, andando a costituire un corpo unico fra caldaia e motore Stirling.

L'ultimo elemento è costituito dall'accumulatore termico che permette di utilizzare l'energia termica del ciclo di produzione per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento, ottimizzando così la resa energetica. La massima ottimizzazione si ottiene facendo funzionare l'impianto solo nei periodi in cui c'è la richiesta di energia termica. Per impianti di piccola taglia, si riesce ad avere una potenza elettrica di 35 kW e una potenza termica di 140 kW.

Nel 2008, in Provincia di Bologna si è realizzato il primo progetto italiano sperimentale di questo tipo, a servizio del complesso scolastico del comune di Castel d'Aiano, che utilizza il cippato come combustibile di partenza. Il percorso intrapreso prevede la realizzazione di altri impianti analoghi nello stesso comune.

L'impianto è stato realizzato grazie all'azione del centro CISA che, nato nel 2005 come consorzio fra Provincia di Bologna, Fondazione Cassa di Risparmio di Bologna e ISSI (Istituto Sviluppo Sostenibile Italia), si propone come promotore di iniziative legate alla diffusione delle energie rinnovabili e del risparmio energetico, con l'obiettivo finale di creare il Distretto delle Energie Sostenibili dell'Appennino bolognese.

Configurazioni di funzionamento - Configurazione Alfa

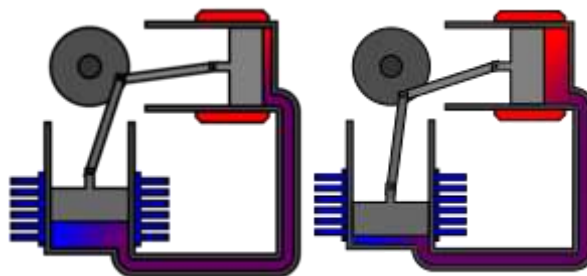


Il motore Stirling in configurazione Alfa risulta forse più comprensibile nel suo funzionamento, che si può considerare basato su 4 fasi:

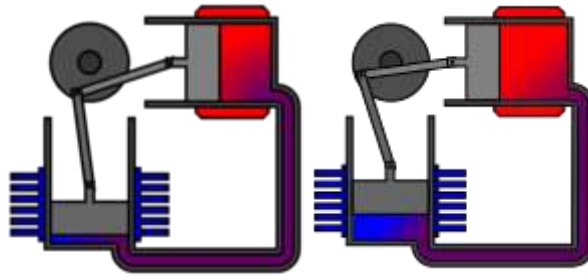
- spinta
- riscaldamento
- espansione
- raffreddamento

Nel dettaglio:

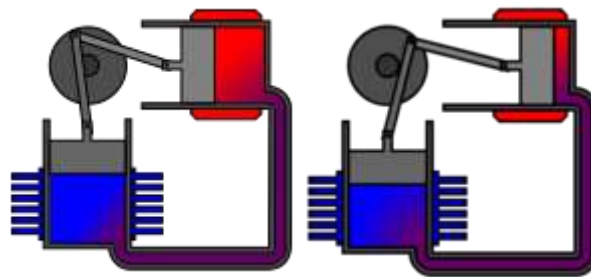
il pistone in basso **spinge** l'aria verso il pistone in alto, che quindi si sposta, lasciando entrare l'aria;



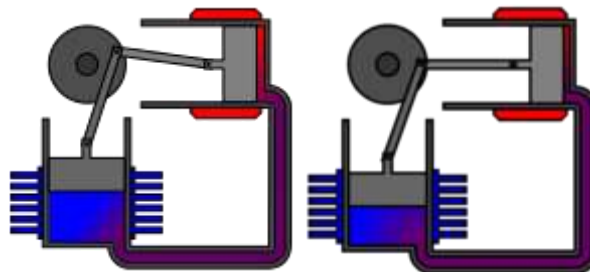
l'aria si scalda, si espande, e quindi "torna" indietro verso il pistone in basso, che quindi si sposta;



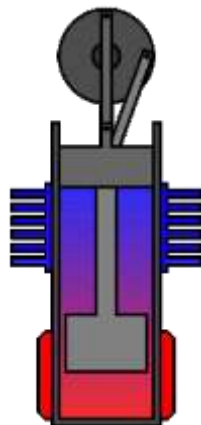
lo spostamento del pistone in basso fa arrivare l'aria calda a contatto col dissipatore di calore, che quindi si raffredda, e di conseguenza si contrae, facendo spostare verso destra il pistone in alto;



lo spostamento verso destra del pistone in alto, aiutato dall'inerzia accumulata dal volano, fa sì che il perno, continuando a girare, faccia abbassare il pistone inferiore, spingendo di nuovo l'aria verso il pistone in alto, e il ciclo ricomincia.



Configurazioni di funzionamento - Configurazione Beta



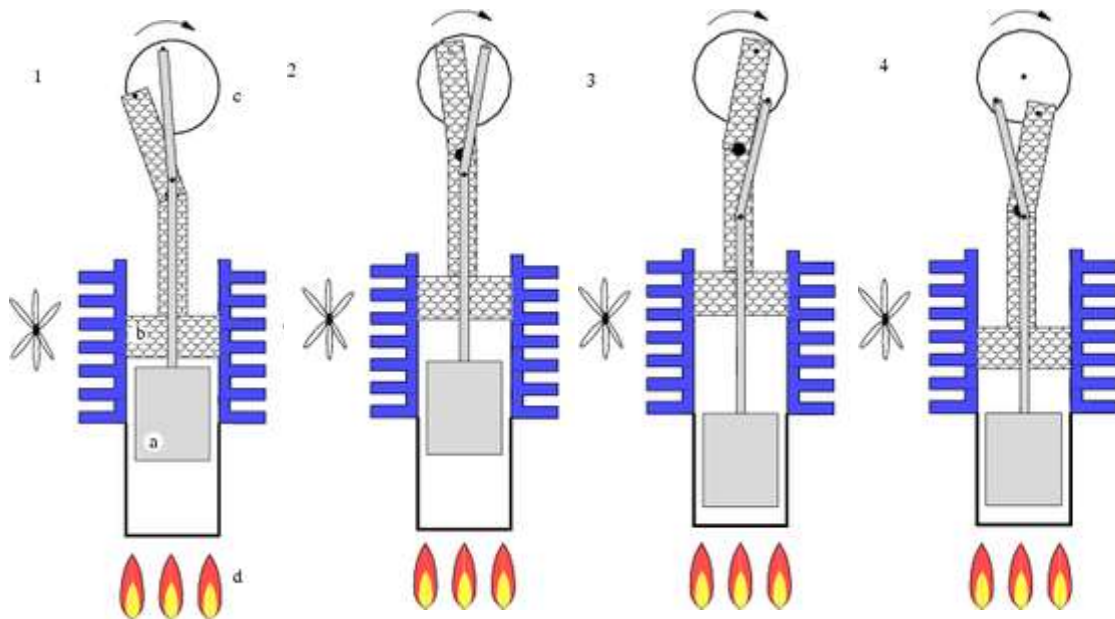
Esistono differenti possibilità per la configurazione relativa tra pistone motore e dislocatore. Nella più semplice il ciclo di funzionamento può essere riassunto nelle fasi illustrate di seguito (configurazione Beta).

Consideriamo un sistema cilindro più pistone. La testata del cilindro è collegata ad una camera dotata di una parete calda mentre il corpo del cilindro ad una parete fredda.

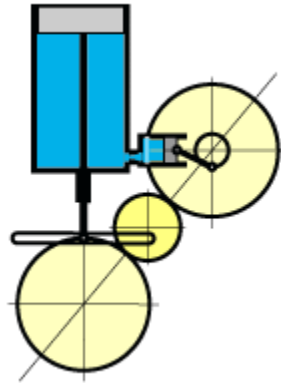
All'interno della camera è collocato il dislocatore, che è costituito da un materiale isolante, non a tenuta, in grado di coprire alternativamente la parete calda e la parete fredda.

Il ciclo compiuto dal motore è allora il seguente:

- il dislocatore (a) copre la parete fredda (e) della camera;
- Il gas della camera, essendo riscaldato, si espande;
- Il pistone (b) si muove verso l'esterno della camera (in questo caso verso l'alto): nel suo moto spinge la giunzione (c) che ruota e che a sua volta sposta il dislocatore sulla parete calda (d), isolando dal calore la camera che inizia a raffreddarsi;
- Il gas si contrae richiamando il pistone;
- Il pistone si muove verso l'interno (in questo caso verso il basso): analogamente a prima, nel suo moto, sposta il dislocatore sulla parete fredda.



Configurazioni di funzionamento - Configurazione Gamma



La configurazione Gamma è sostanzialmente analoga alla Beta, ma con la variante di non avere i pistoni coassiali, che invece possono essere a corsa parallela affiancata ovvero (come descritto nello schema delle configurazioni) perpendicolare, ma comunque cercando di minimizzare gli spazi volumetrici "morti" tra i due pistoni. La configurazione Gamma (ad assi paralleli) semplifica la lubrificazione degli assi, e diminuisce le perdite per trafiletti ed attriti delle tenute, con un modesto incremento degli spazi volumetrici morti rispetto al Beta. Il leverismo rappresentato per il Gamma (a perno imboccolato su asola) non è necessariamente quello ottimale, esistendo comunque la possibilità di adottare sistemi biella-manovella, o di altro tipo.

In tutte le configurazioni descritte si utilizza sempre un volano posizionato sull'asse di rotazione, che accumula energia durante le fasi attive e la rilascia in quelle passive, cioè nelle quali il motore fa il lavoro passivo di trasferimento del fluido. Il volano rende possibile il moto rotatorio sostanzialmente uniforme.

Impianti pressurizzati

La pressurizzazione aumenta semplicemente la massa volumica del gas di lavoro, e quindi il possibile trasferimento di calore, a parità di cilindrata; l'aumento di pressione (con un adeguato aumento di energia termica) è approssimativamente proporzionale all'aumento di energia erogabile.

La adozione di motori in pressione, (pressurizzati) presume una perdita dovuta alla compressione passiva di pompaggio del fluido presente nel carter, che obbligatoriamente, in tal caso, deve essere confinato; tale pompaggio, se pure limitato, è minimizzato ed addirittura trasformato in funzionale mediante la adozione di motori pluricilindrici con carter in comune.

L'uso dei vari gas

L'uso dei vari gas come fluidi di lavoro è determinato da due criteri di notevole importanza:

- dimensione delle molecole del gas
- inerzia del gas

Il motore Stirling utilizza una oscillazione ciclica di un gas in ambiente confinato; in tali condizioni appare evidente la necessità di ridurre al massimo il volume del gas di lavoro, (riduzione degli spazi morti) per rendere più incisiva la azione dell'onda di pulsazione. D'altra parte nel volume dove avviene la pulsazione devono verificarsi importanti scambi di calore, con l'esterno e con le superfici di rigenerazione (recupero del calore); in soluzioni non banali tali scambi sono resi possibili (senza aumentare i volumi), aumentando notevolmente le superfici di scambio, con l'adozione di finissime alettature, metalli porosi, radiatori a tubi sottili.

Pur essendo l'aria e l'azoto ambedue gas a peso molecolare elevato (e quindi ottimi vettori per il calore) la loro notevole dimensione molecolare eleva l'attrito per il flusso del gas in vani molto stretti, tale attrito, con vani di passaggio inferiori a misure dell'ordine del millimetro ad alta velocità, finisce col vanificare le possibilità di alto potenziale di trasporto del calore di tali gas.

Per contro l'elio ed ancor più l'idrogeno con dimensione molecolare molto piccola, fluiscono in fori o vani sottilissimi con attriti molto ridotti; il flusso in tali vani permette quindi di elevare moltissimo la superficie di scambio senza aumentare i volumi; lo scambio di calore, così grandemente elevato, può ampiamente compensare il modesto peso molecolare (e contenuto termico) di tali gas. L'adozione di gas diversi dall'aria rende peraltro obbligatorio il confinamento (pressurizzato) dei gas; il confinamento in pressione aumenta la densità del gas, e quindi anche la loro capacità termica.

Il confinamento del fluido di lavoro (specie quando non è l'aria) rende in ultima analisi conveniente la realizzazione di un motore "in guscio" cioè completamente racchiuso (motore e generatore elettrico) in un involucro pressurizzato, dato che le tenute meccaniche di eventuali assi motori fuoriuscenti dall'involucro produrrebbero continue perdite di fluido. Altra possibilità è la realizzazione sempre in guscio chiuso, ma con giunto magnetico e generatore esterno.

Per quanto concerne l'elio, la sua inerzia costituzionale lo rende sicuro nel caso di contatto con lubrificanti oleosi; anche l'idrogeno, purché sia evitato il contatto con l'aria ed essendo esso un agente riducente, è relativamente inerte se messo a contatto con i lubrificanti oleosi. Anche l'azoto è inerte. L'aria è invece un ossidante e, ad alta temperatura, è comburente.

Particolarità

Il motore Stirling è di difficilissima progettazione teorica. È senz'altro meglio "progettabile" procedendo in maniera empirica, usando come base i motori esistenti e funzionanti con buon rendimento; ne esiste una buona varietà (spesso coperti da brevetti di maggiore o minore validità). Questo significa che i costruttori raggiungono la tecnologia adeguata per approssimazioni sperimentali successive, per cui i modelli costruiti sono essi stessi i depositari della tecnologia, in assenza di una possibile teoria dichiarata soddisfacente, se si eccettuano i normali principi della termodinamica, che in tali termini descrivono ben poco.

Un'ulteriore difficoltà è data dalla "non scalabilità" della tecnologia, trattandosi di una pulsazione ciclica di un gas confinato, per massa, pressioni e temperature variabili, la modifica di alcuni parametri, non ultimo quello dimensionale, porta fatalmente a risultati inattesi, come la compromissione del funzionamento efficace.

La gamma di "possibili configurazioni" è notevolissima, sia per campo di temperatura che per forma e, quindi, non è possibile definire una struttura schematica di base come avviene ad esempio per il motore a combustione interna; nei casi estremi, se consideriamo due diverse configurazioni possibili, forma e struttura completamente diversi rendono molto difficile credere che si tratti di cose anche solo lontanamente paragonabili.

La costruzione sperimentale di motori efficienti e di buon rendimento, insieme con l'accurato esame dei parametri empirici in gioco – essendo in possesso di discrete conoscenze termodinamiche, metallurgiche e meccaniche – "indirizza" comunque drasticamente alla necessità di procedere con materiali e tecnologie di alto profilo (materiali speciali, alte temperature, alte pressioni).

In sintesi: con il motore Stirling, se si vogliono raggiungere rendimenti termodinamici significativi (rispetto ad altre tecnologia di motori), è poco pratico, poco consigliabile e, spesso, anche ben poco competitivo procedere utilizzando materiali e tecnologie modeste. Se, viceversa, ci si accontenta di risultati molto modesti e che non inferiscano neppure marginalmente col concetto di potenza, si possono costruire molto facilmente motori "con lattine e filo di ferro".

[I vantaggi della piccola cogenerazione](#)

In estrema sintesi i vantaggi della piccola cogenerazione sono:

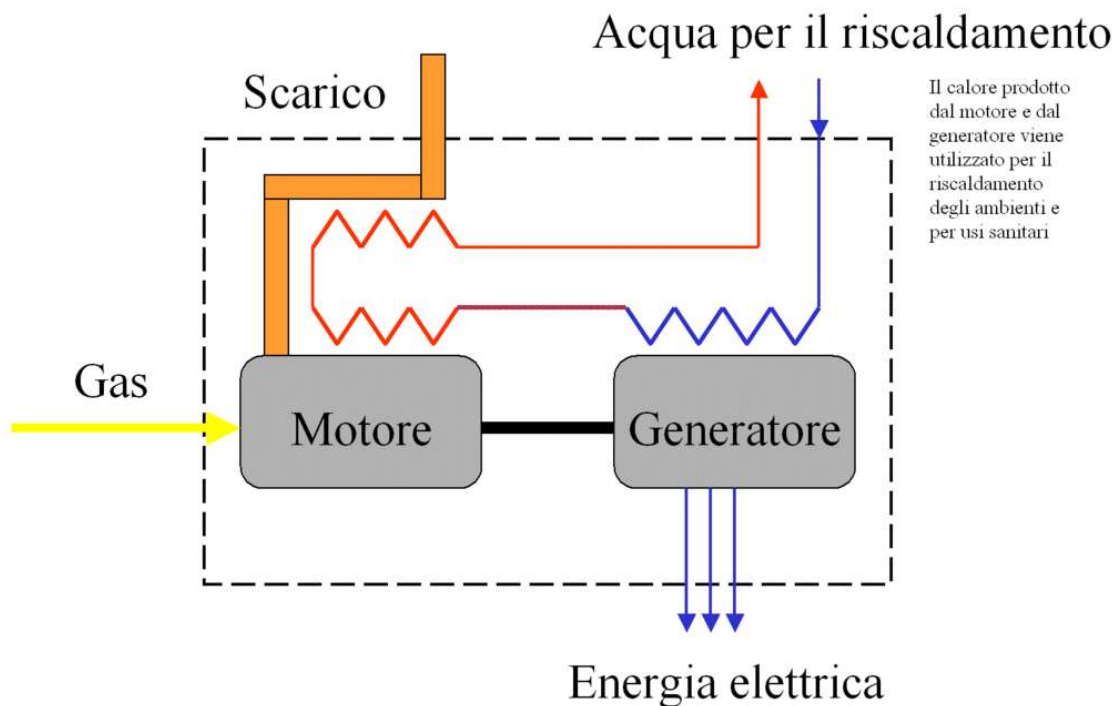
- impiego di energia termica altrimenti inutilizzata, con un conseguente risparmio di combustibile;
- minore inquinamento atmosferico;
- filiera di distribuzione elettrica notevolmente più corta, con una netta riduzione delle perdite sulla linea;
- riduzione delle infrastrutture (centrali e linee elettriche).

MICROGENERATORI

- TOTEM (cogeneratore)
- BlueTENDER (cogeneratore)

[TOTEM \(cogeneratore\)](#)

Il **TOTEM** acronimo di **Total Energy Module** è il primo esempio di cogeneratore ideato e brevettato in Italia nel 1977 dall'ing. Mario Palazzetti, presso il Centro Ricerche Fiat e sviluppato in Fiat Auto dal Progetto TOTEM diretto dal Dr. F. Dal Bo, sotto la direzione tecnica dell'ing. Francesco Paolo Ausiello.



Scopo del progetto era quello di ottenere un apparato in grado di generare calore ed energia elettrica ottimizzando il rendimento. Utilizzava il motore di una 127, di 903 cm³, modificato per funzionare a gas o biogas. Il motore azionava un alternatore di 15 kW che forniva all'utenza l'energia elettrica.

Il calore generato dal motore, solitamente disperso mediante i gas di scarico ed il corpo del motore stesso, veniva invece utilizzato per scaldare l'acqua usata poi per il riscaldamento degli ambienti e per usi sanitari. L'accurata progettazione consentiva un recupero del 90% dell'energia introdotta con il combustibile e la sua modularità consentiva l'installazione di molteplici unità controllate elettronicamente.

Con 15 kW, la potenza elettrica generata da un singolo modulo poteva bastare a soddisfare il fabbisogno medio di 5-10 appartamenti, mentre con il calore di 33.500 chilocalorie/h sviluppato dal sistema si potevano riscaldare un paio di appartamenti.

La FIAT produsse il TOTEM in piccole quantità fino al 1985, in alcune versioni destinate al puro parallelo in rete o in versioni stand alone, ove alla funzione di cogeneratore si affiancava anche quella di generatore di emergenza. La versione a biogas si diffuse in congiunzione con i primi impianti di produzione dei biogas da rifiuti zootecnici. Le quantità prodotte toccarono qualche migliaio di unità, raggiungendo sostanzialmente tutti i paesi del Nord Europa e con installazioni pilota in USA presso la Brooklyn Union di New York. Dal 1986 la proprietà del progetto subì vari passaggi di mano senza mai diventare una vera alternativa all'utilizzo delle caldaie da riscaldamento.

Il TOTEM è stato acquistato ed utilizzato in numerosi esemplari da aziende municipalizzate di molte città, ad esempio dal comune di Vicenza. Dopo una ventina d'anni di esercizio i TOTEM utilizzati in quest'ultima città sono ancora in funzione. Nel 2007 il Centro Ricerche Fiat ha presentato, in una pubblicazione scientifica, una nuova versione del TOTEM a velocità variabile della potenza nominale di 120 kWe.

Negli anni 2000 sono stati messi a punto sistemi più avanzati come il TANDEM (acronimo di Thermal And Electrical Machine), in grado di fornire rendimenti migliori.

Ad ottobre 2014 la società italiana asjaGen S.r.l., oggi ASJA AMBIENTE ITALIA spa, anche grazie ad una collaborazione industriale con Fiat Chrysler Automobiles, FPT Industriale Magneti Marelli, ha riproposto sul mercato il TOTEM. Unico micro cogeneratore in commercio 100% italiano che ripresenta con soluzioni innovative un marchio fortemente evocativo che ha scritto la storia della micro cogenerazione nel passato.

Oggi, in Germania e non solo, vengono prodotti e commercializzati micro cogeneratori concettualmente analoghi al TOTEM, con taglie che vanno da 2 kW a 50 kW e vengono utilizzati in svariate applicazioni, dai piccoli appartamenti alle fabbriche di una certa dimensione. Nel 2009 c'è stato un accordo tra la compagnia energetica Lichtblick e l'azienda costruttrice di automobili Volkswagen per poter sviluppare il progetto Ecoblue che prevedeva lo sviluppo e conseguente installazione a partire dal 2010 di circa 100.000 impianti nella sola città di Amburgo. Ogni singolo micro-cogeneratore era previsto fosse collegato in rete al fine di creare una centrale virtuale a "sciame" di 2.000 MW complessivi. Il progetto è stato successivamente fortemente ridimensionato, ed oggi si annoverano circa 5.000 Ecoblue installati. Malgrado tutto, la Germania vanta il maggiore mercato mondiale di micro-cogeneratori, con volumi di circa 5.000 nuove installazioni all'anno e un complessivo di circa 300.000 macchine installate. In parallelo, stanno recentemente nascendo nuovi mercati in UK, Paesi Bassi ed Olanda.

Il mercato in Italia, oggi di poche centinaia di pezzi all'anno, si prevede possa ampliarsi notevolmente nei prossimi anni, grazie agli importanti risparmi che i micro cogeneratori possono garantire agli utenti finali (tipicamente centri benessere, piscine, hotel, ristoranti, case di cura, piccole industrie alimentari, ecc).

Da qualche anno una piccola compagnia in provincia di Bergamo, GreenWatt s.r.l., si è affacciata sul mercato della micro-cogenerazione, riuscendo a realizzare una piccola gamma di macchine che vanno dai 6 ai 7.5kW elettrici, ovvero dai 16 ai 20kW termici, ottenendo buoni risultati prestazionali malgrado l'impiego di motori con cilindrata decisamente maggiore rispetto alle potenze meccaniche sviluppate. Tutto sommato queste macchine sono sul mercato da circa 4 anni con buoni risultati e buone affidabilità. Questa piccola società sviluppa anche prodotti custom per applicazioni in parallelo rete, isola o integrati con altre soluzioni, riscuotendo molto interesse.

La strada è comunque lunga per poter vedere queste macchine sul mercato Italiano ed Europeo, anche se la tendenza nell'ultimo anno (2017) è stata quella di comprendere il prodotto, vedendo così un timido aumento della domanda, almeno per le potenze piccole (<10 kW elettrici).

Curiosità

- Se si entra nel sito del Centro Ricerche Fiat e si esegue la ricerca della keyword *TOTEM* non si ottiene alcun risultato. Tuttavia è possibile trovare un riferimento al TOTEM nel documento, in formato PDF, *CRF – 30 anni in pillole*, scaricabile dalla home page del sito. In esso si trova la cronologia di massima delle tappe fondamentali del centro. L'anno indicato per la realizzazione del TOTEM è però il 1978.

- La prima uscita pubblica del TOTEM avvenne al salone dell'auto di Torino del 1976 in uno stand dedicato. La prima citazione pubblica del TOTEM proviene invece dal settimanale tedesco *Stern* del 20 gennaio 1977, che, visto il salone, inviò un'équipe per intervistare il team di sviluppo e spiegare meglio per il largo pubblico l'impatto della microgenerazione.
- Un modello di TOTEM è conservato presso il Museo Nazionale della Scienza e della Tecnologia Leonardo da Vinci di Milano.

BlueTENDER (cogeneratore) - Volkswagen, la “microgenerazione a stormo”

Nel 2010 la trasmissione Report, curata da Milena Gabanelli, aveva informato di un interessante progetto di micro generazione domestica, distribuita, che **Volkswagen**, con la consociata compagnia energetica **Lichtblick di Amburgo**, stava lanciando in quella città, con micro generatori domestici, denominati “**EcoBlue**” e derivati da motoristica automobilista della grande casa tedesca. In quel progetto, era ben presente una matrice italiana, dal momento che lo spunto era partito nel lontano 1973 dal Centro Ricerche FIAT, coordinato dall'ingegner Mario Palazzetti, il quale fu l'ideatore originario del progetto TOTEM (Total Energy Module), che utilizzando un motore da 903 cc di una FIAT 127, proponeva un modello di cogenerazione domestico di calore ed elettricità alimentato a metano, del quale furono prodotte alcune unità nel periodo dal 1975 al 1985, molte delle quali ancora funzionanti al 2013. Quel progetto ebbe una storia molto avventurosa, dal momento che fu venduto da FIAT alla storica azienda termotecnica mantovana della Belleli, che però, successivamente ad una travagliata vicenda aziendale arrivò al fallimento, con il risultato che il vecchio progetto passò così di mano alla Volkswagen che in tempi più recenti lo ha invece adeguatamente sviluppato. Fa veramente un po' di tristezza, oggi, con il mercato automobilistico in netta flessione ed alla ricerca di nuovi impulsi per riconvertirsi, rilevare una chiusura di FIAT, azienda automobilista nazionale per eccellenza, anche verso questa interessante prospettiva, nata proprio a Torino moltissimi anni prima. Tutto questo in un contesto nel quale Fiat si ostina sul settore auto marginalizzando i sistemi di motorizzazione più innovativi e sostenibili come l'ibrido e l'elettrico, a vantaggio, come dichiarato dall'A.D. Marchionne, dei veicoli di lusso. Ma torniamo ad Amburgo, per aggiornarci, su cosa, dal 2010, Volkswagen e l'operatore energetico LichtBlick hanno fatto per entrare nella fase di mercato, denominata “ZuhauseKraftwerke” (“centrale elettrica a casa”), un micro-cogeneratore a gas, alimentabile anche a biogas, basati sui motori utilizzati nel Caddy (veicolo commerciale) e nella Touran, capace di generare calore ed energia elettrica per il residenziale, con l'obiettivo di installare nella stessa città tedesca ben centomila unità, determinando una grande centrale virtuale distribuita da 2.000 MW, tele gestita da remoto, con una integrazione secondo un concetto di rete intelligente o “smart-grid”, dal momento che i micro impianti sono tutti interfacciati ed inseriti in una architettura di gestione a rete. Una logica fortemente distribuita che si sposa perfettamente con la non programmabilità di eolico e fotovoltaico. L'abbandono, del progetto TOTEM da parte di Fiat, assume oggi connotati ulteriori, visto lo sviluppo che proprio su quelle basi sta facendo la concorrente Volkswagen, che ricorda un collaboratore dell'Ingegnere Palazzetti, l'ingegnere Francesco Paolo Ausiello, e che ha diretto, a sua volta il progetto TOTEM, al Centro Ricerche Fiat. L'ingegner Ausiello, sottolinea il grande contenuto innovativo di TOTEM degli anni '70, prima del suo abbandono del 1982, da parte di FIAT, a cominciare dalla prima accensione elettronica, un inverter commissionato

direttamente al MIT (Massachusetts Institute of Technology), un innovativo sistema di protezione per il parallelo con la rete. Interessanti già a quel tempo, gli ambiti applicativi come i settori delle grandi comunità come quello ospedaliero, o il turistico-alberghiero con installazioni in strutture dell'Europa continentale come Olanda e Germania. Come ricorda Ausiello, la convenienza di installazione di un microcogeneratore, si colloca laddove c'è un fabbisogno di calore abbastanza costante e consistente, trovando però ottimi risultati in aziende agricole che abbiano produzione di biogas, vale a dire il settore trainante delle agroenergie anche in Italia. Importante ricordare, secondo Ausiello, come il ventaglio applicativo di un microcogeneratore del genere, oggi si sia considerevolmente ampliato, alla luce delle enormi innovazioni tecnologiche intervenute e delle riduzioni di costi, molte delle quali intervenute proprio nel settore automobilistico, come nuovi inverter, centraline elettroniche e computer di bordo, sempre più performanti, per non parlare poi delle novità intervenute sul fronte della liberalizzazione del mercato elettrico e dei diversi contesti incentivanti intervenuti. L'informatica e la sistemistica delle reti elettriche poi, sta oggi facendo il resto, proponendo il micro generatore come un nodo di una rete molto vasta, ripercorrendo quelle logiche così evolute già utilizzate nelle precedenti rivoluzioni dell'informatica e di Internet e delle telecomunicazioni. E' proprio in quest'ultimo aspetto che il progetto tedesco, assume maggiore rilievo, dal momento che il sistema ZuhauseKraftwerke di Volkswagen e LichtBlick è predisposto per essere integrato in una rete informatica, e dotato di un software dal nome suggestivo denominato "SchwarmDirigent" (Gestore dello Stormo), capace di coordinare migliaia di microcogeneratori in funzione delle esigenze generali della rete e delle utenze domestiche in cui sono installati. Un software davvero evoluto, che utilizza dai provenienti dai sistemi di trading dell'elettricità, dal mercato elettrico spot e dal sistema di accumulo di calore di ogni singola unità, finalizzato ad ottimizzare la produzione di energia. Oggi in Germania, sono installati circa 700 microcogeneratori, gestiti in maniera coordinati via software, che gestisce anche alcuni impianti eolici non programmabili. Si tratta di un progetto pilota denominato "SchwarmStrom", ("energia dello stormo"), con l'obiettivo di arrivare a coordinare 100 mila micro generatori ZuhauseKraftwerke, arrivando a gestire una centrale a gas virtuale e diffusa da 2.000 MW di potenza. Il futuro del progetto pilota è in questo momento subordinato alla installazione dei nuovi microcogeneratori, ad oggi installati ancora in numero inferiore al previsto, visto anche il cambio di modello di business utilizzato nella commercializzazione. Si è passati infatti da una promozione del prodotto basato su una sorta di leasing che, a fronte di un contributo per l'installazione di 5mila euro, LichtBlick si occupava di tutto e continuava a fornire energia al cliente, ad uno dove invece, si è passati a un modello di vendita normale, con un costo, non troppo economico, di circa 28mila euro, pur considerando che la macchina, che vede la sua collocazione ideale per il fabbisogno di condomini o grandi abitazioni, consegue risparmi di circa il 40% dei costi di energia elettrica e gas. Sicuramente un progetto ed un prodotto da seguire con grandissimo interesse, anche in funzione del grande ruolo che la cogenerazione e la micro cogenerazione è destinata a recitare, nel nuovo modello energetico, gestito dalle "smart grid", che potrebbe, chissà, rimettere in moto gli interesse dell'industria automobilistica nazionale.



La trigenerazione

La trigenerazione implica la produzione contemporanea di energia meccanica (elettricità), calore e freddo utilizzando un solo combustibile, infatti una centrale di trigenerazione è "in grado di produrre energia elettrica, termica e frigorifera in maniera combinata, garantendo una significativa riduzione dell'uso dei combustibili fossili e delle emissioni di CO₂ equivalenti". Si ottiene ciò perché le tradizionali centrali termoelettriche convertono soltanto 1/3 dell'energia del combustibile in elettricità, mentre il resto viene perso sotto forma di calore. Ne consegue l'esigenza di incrementare l'efficienza della produzione elettrica. Un metodo che va in questa direzione è la produzione combinata di calore ed elettricità (nota anche con l'acronimo inglese **CHP**, da *combined heat and power*) dove più di 4/5 dell'energia del combustibile è convertita in energia utilizzabile, con benefici sia finanziari che economici.

I sistemi di trigenerazione

I sistemi di co-trigenerazione possono essere studiati e prodotti per funzionare con qualsiasi fonte primaria di calore. Questi sistemi oggi sono tecnicamente maturi ed economicamente convenienti per poter essere adottati diffusamente, tra le molteplici configurazioni possibili citiamo:

- sistemi di cogenerazione con combustibili fossili;
- sistemi di trigenerazione con combustibili fossili;
- co-trigenerazione con sistemi termosolari;
- co-trigenerazione con biogas;
- sistemi ibridi di cogenerazione e trigenerazione.

Cogenerazione di calore con celle a combustibile

Attualmente è possibile produrre idrogeno gassoso dal metano della rete pubblica oppure dal biogas (previa desolfurazione, perché l'H₂S "avvelena" le membrane a scambio protonico) con un processo di reforming che impiega vapor d'acqua. L'idrogeno è fatto reagire con l'ossigeno atmosferico in una membrana a scambio protonico per produrre corrente elettrica continua. Il calore può essere recuperato per il riscaldamento di ambienti, dell'acqua corrente, disinfezione a getto di vapore, ecc.

TURBINA A VAPORE

Una turbina a vapore è una macchina che sfrutta l'energia termica di vapore in pressione, generato a monte da una caldaia, convertendola in lavoro meccanico utile tramite una trasformazione termodinamica di espansione.



Montaggio di una turbina a vapore Siemens.

Generalità

La turbina a vapore, grazie alla più alta efficienza termica ed al miglior rapporto potenza-peso, ha completamente sostituito la macchina a vapore, che era un motore alternativo inventato da Thomas Newcomen e poi significativamente migliorato da James Watt. Da un punto di vista termodinamico la massima efficienza si ha quando l'espansione del vapore rappresenta un processo ideale (trasformazione reversibile) in cui la pressione del vapore diminuisce, diventando lavoro meccanico, in un numero infinito di stadi. La macchina alternativa di Watt era a singolo stadio, e i perfezionamenti successivi hanno utilizzato al massimo due o tre stadi (doppia e triplice espansione). Invece le moderne turbine a vapore raggiungono un'elevata efficienza termica proprio grazie alla presenza di un maggior numero di stadi in serie.

Le turbine a vapore sono costose e richiedono processi di fabbricazione avanzati e materiali di alta qualità. Inoltre esse hanno elevata efficienza quando operano a regimi dell'ordine delle migliaia di giri/min, quindi se il carico deve ruotare a regimi più bassi è necessario un riduttore. Se la potenza installata è alta, però, gli alti costi di investimento sono compensati dal fatto che la turbina a vapore consuma meno combustibile, richiede meno manutenzione ed è di dimensioni più contenute rispetto ad un motore alternativo di pari potenza.

Le turbine a vapore possono essere usate per produrre energia elettrica, accoppiate a generatori, spesso senza la necessità di riduttori. In questo caso esse operano a regimi

ideali, in quanto i generatori devono ruotare ad una velocità costante (3000 giri/min per reti a 50 Hz e 3600 giri/min per reti a 60 Hz – in alcuni casi, specie in impianti nucleari, si utilizzano generatori a 4 poli che ruotano a velocità dimezzata). Inoltre la turbina a vapore, essendo una macchina rotativa, è vantaggiosa come motore di un generatore elettrico, in quanto non richiede alcun organo meccanico che trasformi il moto alternativo in rotativo.

Un altro tipico campo di applicazione per le turbine a vapore è in impianti come raffinerie, cartiere, impianti di dissalazione e altri impianti in cui sono necessarie elevate quantità di vapore di processo. Si può progettare l'impianto in modo tale da avvalersi della turbina a vapore per ottenere una sinergia tra la produzione di vapore e quella di energia elettrica o lavoro meccanico.

Infine le turbine a vapore sono utilizzate come motori marini sulle navi, in cui i limitati ingombri sono un vantaggio. Sono state realizzate anche locomotive propulse da turbine a vapore, ma la loro diffusione è stata molto limitata.



Turbina Parsons del cacciatorpediniere polacco *ORP Wicher* (Hel, Polonia).

Storia

Il primo motore a vapore della storia era poco più che un giocattolo: l'eolipila, un'invenzione di Erone di Alessandria. Un altro apparecchio, progenitore della turbina a vapore, fu creato dall'italiano Giovanni Branca nel 1629. La turbina a vapore moderna fu inventata da un anglo-irlandese, Charles Algernon Parsons, nel 1884. Il suo primo modello era accoppiato con una dinamo che produceva 7,5 kW di elettricità. Poco dopo l'americano George Westinghouse ottenne la licenza e progettò un'analoga turbina più grande. Successivamente furono sviluppate altre varianti progettuali che resero la turbina a vapore più fruibile.

Un'innovazione importante fu data dalla turbina "de Laval", inventata da Gustaf de Laval e basata su degli ugelli che acceleravano notevolmente il vapore (a velocità supersoniche) prima di introdurlo nella sezione palettata. Tale accelerazione avveniva in base al teorema di Bernoulli, che afferma che la velocità di un fluido può essere aumentata a spese della sua pressione. Questo portava ad una soluzione progettuale semplice e poco costosa, che, rispetto alle turbine precedenti, permetteva un maggior sfruttamento dell'energia del vapore, aumentandone il rendimento e la potenza. Anche la turbina di Parsons si rivelò facile da riprogettare in scala più grande. Durante la vita di Parsons, la potenza di una unità fu incrementata di 10.000 volte.

Classificazione delle turbine a vapore

La taglia delle turbine a vapore varia da unità molto piccole (la potenza minima è di circa 1 kW) a grandi turbine che producono fino a 1.650 MW. Solitamente le turbine di potenza più limitata sono utilizzate come motori per macchine operatrici come pompe o compressori, mentre le turbine più grandi trovano applicazione nella produzione di energia elettrica. Le turbine a vapore moderne sono classificate sulla base di diversi criteri.

Condizioni del vapore all'ammissione ed allo scarico

Secondo questo tipo di classificazione, le turbine possono essere a condensazione, a contropressione, a risurriscaldamento, ad estrazione.

Le turbine a contropressione sono largamente utilizzate in applicazioni di processo. La pressione di scarico solitamente è controllata da una valvola di regolazione per soddisfare le esigenze del processo. Si trovano in raffinerie, cartiere, impianti di dissalazione e altri impianti in cui sono necessarie elevate quantità di vapore di processo.

Le turbine a condensazione trovano applicazione nelle centrali termoelettriche. Queste turbine, grazie alla presenza di un condensatore a valle, scaricano il vapore ad una pressione notevolmente inferiore rispetto a quella atmosferica. Tipicamente il titolo del vapore allo scarico è superiore al 90%. Questo aumenta la differenza di entalpia tra ammissione e scarico e quindi, a parità di condizioni all'ammissione, la potenza disponibile. Il titolo deve necessariamente rimanere elevato, poiché la presenza di goccioline d'acqua presenti nel vapore saturo, che hanno una elevata energia cinetica, può portare al danneggiamento delle pale. Per evitare ciò si ricorre al surriscaldamento che permette alla turbina di operare con un maggiore salto entalpico e al vapore di restare sopra il limite del 90% di saturazione.

Anche le turbine a risurriscaldamento trovano applicazione quasi esclusivamente nelle centrali termoelettriche. In queste turbine il vapore in uscita dalla sezione di alta pressione è riportato in caldaia, dove viene nuovamente riportato in condizioni surriscaldate. Il vapore poi rientra nella sezione di media pressione, in cui continua l'espansione. È anche possibile più di un risurriscaldamento.

Le turbine ad estrazione sono caratterizzate da spillamenti di vapore da uno o più stadi di turbina. Negli impianti industriali, il vapore spillato è utilizzato in accordo alle esigenze di processo. Nelle centrali termoelettriche esso è invece usato per pre-riscaldare l'acqua all'ingresso in caldaia, al fine di migliorare l'efficienza termica complessiva del ciclo. La portata degli spillamenti può essere controllata mediante valvole.

Disposizione dei corpi o degli alberi

Nelle centrali termoelettriche esistono configurazioni a singolo corpo, "tandem compound" e "cross compound".

Le unità a singolo corpo sono le più semplici. L'energia è fornita mediante un solo albero accoppiato ad un generatore elettrico.

La configurazione "tandem compound" è costituita da due o più corpi separati, i cui alberi formano un'unica linea d'asse e sono accoppiati meccanicamente tra loro, azionando un solo generatore.

Anche la configurazione "cross compound" è costituita da due o più corpi separati, ma gli alberi non formano un'unica linea d'asse e solitamente operano a velocità diverse, accoppiati a più di un generatore. Questa configurazione trova applicazione, tipicamente, in centrali termoelettriche o nucleari di taglia elevata.

Principio di funzionamento

Nel caso ideale, l'espansione del vapore all'interno della turbina è isoentropica, ovvero avviene ad entropia costante dall'ammissione allo scarico. Il caso ideale è puramente teorico perché potrebbe verificarsi solo in totale assenza di perdite (per attrito, turbolenza, etc.). A causa di tali perdite, che si verificano in qualunque processo termodinamico reale, l'entropia del vapore aumenta durante l'espansione in turbina. L'espansione isoentropica è quindi presa come termine di paragone per determinare l'efficienza isoentropica di una turbina reale. Tale parametro, a seconda del tipo di applicazione e taglia di turbina, può variare dal 20 al 90%.

In termodinamica, una **trasformazione isoentropica** è una trasformazione che avviene a entropia costante.

Una trasformazione adiabatica reversibile è anche isoentropica. Infatti essendo reversibile varia l'entropia in misura uguale all'integrale di Clausius, che, nel caso adiabatico, vale zero.

La trasformazione isoentropica è un caso ideale, un caso limite. Nella realtà, e cioè per macchine che svolgono trasformazioni irreversibili, l'entropia tende ad aumentare per la presenza di irreversibilità di prima specie, derivanti da fenomeni dissipativi come l'attrito, e di seconda specie legate alla presenza di reazioni chimiche o elettromagnetiche presenti nel sistema.

Stadi di turbina a vapore

Il vapore espande in turbina attraversando diversi stadi in successione. Questo accorgimento serve a migliorare l'efficienza complessiva della turbina. Ogni stadio è costituito da due schiere di pale: le pale statoriche (o ugelli) sono fisse e solidali alla cassa della turbina, mentre le pale rotoriche sono mobili e sono solidali all'albero. Nel loro insieme, le parti fisse a contatto con il vapore sono dette "statore", mentre l'insieme costituito dall'albero e dalle parti ad esso solidali è detto "rotore". Gli stadi sono caratterizzati dalla modalità con cui il vapore cede la propria energia all'albero, ed in base a questo sono definiti "ad azione" o "a reazione". Tipicamente, per ottimizzare non solo le prestazioni ma anche i costi, in una singola turbina a vapore si succedono stadi ad azione ed a reazione.

Stadi ad azione

Uno stadio ad azione è costituito da ugelli fissi che causano l'espansione del vapore, creando getti ad alta velocità ed energia cinetica, con direzione fortemente angolata rispetto all'asse della macchina. Quando i getti incontrano la palettatura rotorica, essa ne varia fortemente la direzione grazie all'apposito profilo concavo, ed il vapore cede parte della propria energia cinetica sotto forma di lavoro meccanico di rotazione dell'albero. Il salto di pressione avviene quasi interamente negli ugelli, mentre è pressoché nullo tra monte e valle della palettatura rotorica.

Stadi a reazione

In uno stadio a reazione, non soltanto le pale statoriche, ma anche quelle rotoriche hanno un profilo tale da costituire un ugello convergente in ogni interstizio. Quindi il flusso di vapore aumenta la propria velocità relativa alle pale, non solo nello statore, ma anche nel rotore. Il salto di pressione è meno brusco rispetto allo stadio ad azione, ed è ripartito tra statore e rotore.

Gli stadi a reazione, paragonati a quelli ad azione, presentano il vantaggio di un rendimento più elevato, ma per funzionare correttamente possono sostenere salti di pressione più ridotti. Per questa ragione, a parità di salto di pressione, una turbina interamente a reazione ha necessità di un maggior numero di stadi complessivamente. Inoltre, poiché il decremento di pressione è più graduale, la cassa deve essere in grado di supportare pressioni più elevate. Per queste ragioni le turbine a reazione sono più costose.

Solitamente le grandi turbine a vapore sono costituite da stadi ad azione nelle sezioni di alta pressione, seguiti da stadi a reazione nelle sezioni successive. Questa soluzione progettuale realizza un compromesso tra esigenze di efficienza e di costo, in quanto pochi stadi ad azione riducono repentinamente la pressione, limitando dimensioni e caratteristiche strutturali degli stadi a valle.

Esercizio e manutenzione

In condizioni di turbina ferma si utilizza solitamente un viratore, un dispositivo che fa ruotare lentamente la macchina, attorno ai 200-300 rpm, al fine di evitare (soprattutto quando viene fermata ed è ad alta temperatura) deformazioni deleterie dell'albero, il viratore si disinserisce una volta che la turbina viene "armata" e comincia a ruotare. La prima fase di avviamento della turbina è chiamata "rullaggio"; in questa condizione le valvole di regolazione della turbina vengono leggermente aperte in modo da far aumentare di giri la turbina, secondo una rampa di velocità e temperatura stabilita dal costruttore della macchina stessa. Questa procedura consente un riscaldamento graduale ed uniforme della macchina. Successivamente le valvole vengono aperte (in maniera graduale) ed il vapore addotto con portate più elevate fa aumentare la velocità della macchina fino a quella nominale.

La tecnologia delle turbine a vapore è ormai considerata matura e le avarie sono piuttosto rare. Le prescrizioni per la manutenzione delle turbine a vapore sono quindi piuttosto contenute. La presenza accidentale ed eccessiva di acqua nel vapore provoca erosione precoce delle pale, a causa dell'impatto ad elevata velocità. Questo può causare sbilanciamenti, e quindi eccessive vibrazioni del rotore, che possono avere conseguenze anche sui cuscinetti reggispira. Il problema può essere ridimensionato usando acqua distillata nel vapore che, essendo priva di sali, limita notevolmente i danni alle pale. Essendo l'acqua distillata un "liquido prezioso", è ormai frequente l'uso di uno scambiatore chiamato più comunemente condensatore: scaricando a pressione vicina allo zero si evita così il saturarsi del vapore negli stadi di bassa pressione col relativo presentarsi di goccioline di acqua "sparate" da stadio a stadio per l'alta velocità assunta dal fluido tra le pale. Questo ha il compito di far tornare il vapore allo stato liquido attraverso la cessione di calore. Altra comune prescrizione è l'utilizzo di materiali di riporto sui profili di ingresso delle pale, soprattutto nel caso di turbine a condensazione (scarico connesso a condensatore) o, in altri casi, di particolari trattamenti termici allo scopo di innalzarne le caratteristiche di durezza.

Regolazione e controllo della turbina a vapore

La presenza di un sistema di controllo della turbina è essenziale, perché assicura che le sequenze previste in qualunque regime transitorio siano seguite senza possibilità di errori o forzature. Questo mette al riparo dagli effetti di eventuali manovre errate, che potrebbero causare danni alla macchina e potenzialmente anche situazioni di pericolo. Inoltre il sistema di controllo, a regime, è preposto alla regolazione della velocità e della potenza ed al monitoraggio dei parametri operativi della turbina. In caso di anomalie, il sistema di controllo è programmato in modo da fornire segnali di allarme all'operatore e cercare di riportare automaticamente la macchina in condizioni di controllo, oppure ad arrestarla in caso d'emergenza.

TURBINA A GAS (TURBOMACCHINA)

La **turbina a gas** è una turbomacchina motrice a fluido comprimibile, in particolare gas, usato principalmente nei gruppi turbogas.

Storia

Le turbine a gas nella loro forma moderna furono concepite e brevettate intorno al 1890, ma fu solo alla fine degli anni trenta che si ebbero le prime realizzazioni pratiche, con il primo impianto per la produzione di energia elettrica basato su un ciclo a gas che venne realizzato nel 1939 in Svizzera dalla Brown-Boveri. Negli anni successivi si ebbe un sempre più diffuso utilizzo di queste macchine in cicli Joule-Brayton in particolare in applicazioni per il trasporto aereo.

Turbine a gas assiali per alte temperature

Le turbine a gas assiali sono spesso la prima scelta per l'espansore di un ciclo Joule-Brayton per produzione stazionaria di potenza per grandi taglie e per propulsione. La maggior parte delle turbine a gas in queste condizioni prevedono una temperatura di ingresso molto alta rispetto al punto critico del fluido di lavoro, e spesso considerevoli anche per i materiali di costruzione della turbina stessa. Questa alta temperatura è frequentemente richiesta per aumentare l'efficienza del ciclo termodinamico, ma causa problemi non indifferenti nella realizzazione della macchina stessa. Le alte temperature a cui sono esposti i materiali può infatti causare fenomeni di scorrimento viscoso. Per ridurre questi problemi tre strategie vengono solitamente seguite:

- Raffreddamento della palettatura
- Miglioramento dei materiali
- Applicazione di rivestimenti a barriera termica

Queste da sole o in combinazione tra di loro consentono la riduzione della temperatura dei materiali consentendo una più lunga vita utile o una maggiore temperatura di utilizzo della macchina.

Raffreddamento

La palettatura sia statorica sia rotorica così come i dischi della turbina possono essere raffreddati facendoli interagire con una portata di fluidi freddi, solitamente aria o vapore a seconda delle necessità e della disponibilità. Questa interazione può avvenire senza che il fluido refrigerante entri a contatto con il fluido di lavoro, in tal caso è definito raffreddamento a circuito chiuso, o miscelando, anche successivamente, il refrigerante con il fluido di lavoro.

Tipicamente la palettatura, che è la componente più critica da raffreddare, per macchine ad aria o gas combustibili è raffreddata con un ciclo aperto in cui il fluido refrigerante prima scorre all'interno del singolo componente poi viene scaricato da appositi ugelli posti sull'area esposta ai gas della paletta. In questo modo vengono garantiti due differenti tipi di raffreddamento: il raffreddamento convettivo, nel quale il fluido refrigerante scambia calore con le componenti della macchina, e un raffreddamento a film, nel quale il fluido refrigerante forma uno strato limite termico più freddo in prossimità della paletta eventualmente portato alla condizione estrema di raffreddamento per traspirazione nel quale la palettatura si comporta come un mezzo poroso attraverso il quale esce il liquido di raffreddamento. Per alcuni particolari dettagli soggetti ad alti carichi termici, come i bordi d'attacco della palettatura, l'utilizzo di tecniche di raffreddamento per impingement.



Paletta di turbina a gas usata. Sono ben visibili i fori di uscita dell'aria di raffreddamento

L'utilizzo di vapore, quando disponibile, è preferibile da un punto di vista termico visto i migliori coefficienti di scambio termico ed il più elevato calore specifico del vapore che consente di rimuovere più calore a parità di massa e salto termico del fluido refrigerante. Tuttavia l'utilizzo di vapore richiede l'accoppiamento con una caldaia e quindi questo metodo è ristretto all'utilizzo del gruppo turbogas in ciclo combinato, ma questo causa un prolungamento dei tempi di accensione dell'impianto che risulta in un grande svantaggio per i ridotti tempi di accensione che rendevano attraente l'utilizzo di un turbogas. Ma d'altra parte consente un grande incremento di efficienza dell'impianto soprattutto se in ciclo chiuso: il vapore può essere riscaldato e poi inviato ad una turbina a vapore in grado di estrarre potenza utile dal flusso.

Materiali

Per ovviare al problema del surriscaldamento dei materiali una scelta è quella di utilizzare materiali in grado di resistere a temperature più alte. I materiali ceramici offrirebbero

un'ottima alternativa ai metalli per le alte temperature e per la loro resistenza alla corrosione, problematica accelerata dalle alte temperature raggiunte. Tuttavia lo stato di trazione delle palettature associato alla presenza di un forte momento flettente sulle palette rende poco consigliabile l'utilizzo di materiali ceramici a causa della loro ridotta capacità di resistenza a trazione. Per questo motivo sono attualmente in uso leghe speciali metalliche, come gli Inconel, in grado di resistere alle alte temperature ed alla corrosione.

Nonostante i citati problemi dello stato di sforzo della palettatura, l'interesse verso i materiali ceramici ha portato al loro sfruttamento sotto forma di un relativamente sottile strato ceramico attorno alle palette, questo sia aiuta a ridurre il carico termico sulla componente metallica sia aiuta ad incrementare la resistenza alla corrosione, senza tuttavia andare a compromettere significativamente la resistenza agli sforzi.

Inconel

Inconel è un marchio registrato dell'azienda statunitense Special Metals Corporation e fa riferimento alla famiglia delle superleghe a struttura austenitica a base di nichel-cromo. Altri nomi commerciali usati per indicare questa lega sono **Chronin**, **Altemp**, **Nickelvac** e **Nicrofer**.

L'Inconel è una lega, principalmente a base di nichel (48%-72%) e cromo (14%-29%). Presenta un'ottima resistenza all'ossidazione alle alte temperature ed alla corrosione; per queste sue caratteristiche viene impiegato in parti di turbine a gas, nel settore petrolifero (per esempio per il rivestimento interno dei tubi), negli inceneritori di rifiuti RSU/industriali tossico-nocivi, per la protezione dei tubi di caldaia a recupero, fissato con saldatura o con termal spray, per la realizzazione delle scatole nere degli aerei e nell'industria chimica.

Composizione

Inconel	Elementi (% di contenuto in massa)																
	Nichel	Cromo	Ferro	Molibdeno	Niobio	Cobalto	Manganese	Rame	Alluminio	Titanio	Sticio	Carbonio	Zolfo	Fosforo	Boro	Tungsteno	Tantalio
600	72.0	14.0-17.0	6.0-10.0				1.0	0.5			0.5	0.15	0.015				
625	58.0	20.0-23.0	5.0	8.0-10.0	3.15-4.15	1.0	0.5		0.4	0.4	0.5	0.1	0.015	0.015			
690	60.4	29.03	8.86	0.39	0.2		0.15	0.17	0.08	0.35	0.32						
718	50.0-55.0	17.0-21.0	11.5	2.8-3.3	4.75-5.5	1.0	0.35	0.2-0.6	0.55-1.15	0.3	0.35	0.08	0.015	0.015	0.006		
X-750	>70.0	14.0-17.0	5.0-9.0		0.7-1.2			0.4-1.0	2.25-2.75								
751	≥ 70.0	14.0-17.0	5.0-9.0		0.7-1.2		≤ 1.0	≤ 0.5	0.9-1.5	2.0-2.6	≤ 0.5	≤ 0.1	≤ 0.01				
939	48.0	22.5			1.0	19.0			1.9	3.7						2.0	1.4

Caratteristiche

Nella lega X-750 le proprietà fisiche sono:

Inconel	Densità	Modulo di elasticità longitudinale	Modulo di elasticità tangenziale	Resistenza a Trazione	Temperatura di lavoro
X-750	8,28 g/cm ³	218 GPa	75,8 GPa	1350 - 1750 MPa	-200 - 370 °C

Turbine a gas radiali

In particolari condizioni di utilizzo può essere di interesse l'utilizzo di turbine radiali anziché assiali per garantire un maggiore salto entalpico con un minor numero di stadi. Questo tipo di turbine vengono usate ad esempio in microturbine a gas, dove la ridotta dimensione consente una grande riduzione di costi mentre la ridotta efficienza non causa

eccessive perdite del ciclo. Queste macchine non sono però esenti da problematiche di surriscaldamento: la particolare struttura ed il percorso del fluido di lavoro rende infatti difficile l'utilizzo di circuiti di raffreddamento sofisticati.

GRUPPO TURBOGAS

Il **turbogas**, detto anche **turbina a gas** (in quest'ultimo caso da non confondere con l'omonima macchina), è un motore a combustione interna utilizzato per trasformare mediante turbomacchine l'energia chimica del combustibile. L'energia estratta viene resa disponibile sotto forma di potenza all'albero, aria compressa, spinta o una loro combinazione ed è utilizzata per muovere aerei, treni, navi, generatori o anche carri armati.

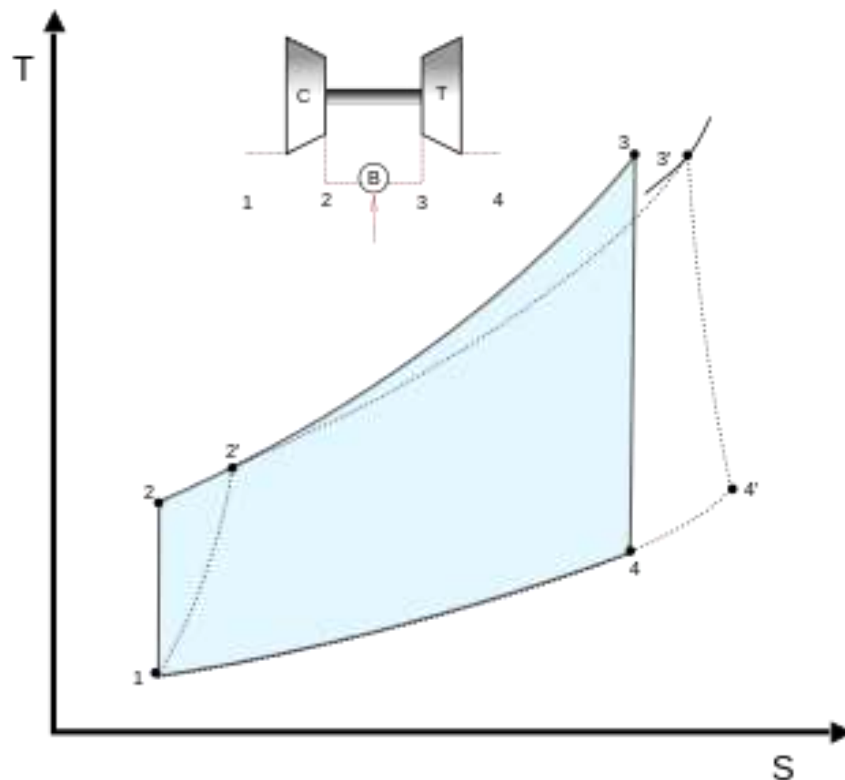
Il gruppo turbogas, nella sua configurazione più semplice, è costituita da un compressore calettato sullo stesso albero di una turbina e da una camera di combustione situata tra questi due componenti. L'insieme compressore-turbina-albero è detto *gruppo* (in inglese *spool*). In un motore possono essere presenti più gruppi (in genere due, più raramente tre) che ruotano a velocità differenti in modo da ottimizzare il rendimento di compressione.

Il principio di funzionamento è il seguente: l'aria è aspirata e compressa dal compressore che la immette in camera di combustione. Qui viene miscelata al combustibile che, con la sua ossidazione, innalza l'entalpia della corrente gassosa che prosegue il suo percorso passando negli stadi della turbina dove ha la possibilità di espandersi, cedendo energia alla turbina stessa. La turbina trascina il compressore e l'energia netta risultante viene utilizzata direttamente come energia meccanica nel campo delle applicazioni industriali, ad esempio per trascinare macchine, nel campo della propulsione aeronautica per trascinare eliche (turboalbero, turboelica) o per fornire la spinta (turbogetto, turboventola), oppure, in campo energetico, trasformata in energia elettrica mediante un alternatore accoppiato alla turbina.

Da un punto di vista termodinamico, il funzionamento ideale delle turbine a gas è descritto dal ciclo Brayton, in cui l'aria è compressa isoentropicamente, la combustione avviene a pressione costante e l'espansione nella turbina avviene isoentropicamente fino alla pressione di aspirazione.

Nel ciclo reale si ha invece:

- Compressione non isoentropica – dato un certo rapporto di compressione, l'entalpia allo scarico del compressore è più alta rispetto a quella ideale (è necessario un maggiore lavoro di compressione per ottenere la stessa pressione di uscita).
- Espansione non isoentropica - dato un certo rapporto di compressione, l'entalpia allo scarico della turbina è più alta rispetto a quella ideale (minore lavoro di espansione disponibile a parità di pressione di uscita).
- Perdite di carico in camera di combustione – riducono il salto di pressione disponibile per l'espansione e quindi anche il lavoro utile.



Confronto sul piano T-S tra un ciclo Brayton ideale (linea continua) e reale (linea tratteggiata).

C: Compressore - T: Turbina - B: Camera di combustione

Principio di funzionamento

Come per qualunque macchina termica, un'alta temperatura di combustione produce un alto rendimento, come dimostrato dal ciclo ideale di Carnot, col quale si dimostra che il rendimento è tanto più elevato quanto più è alta la differenza tra temperatura massima e minima del ciclo. Il fattore limitante è la capacità dei materiali che costituiscono la macchina (acciaio, superleghe a base nichel e materiali ceramici) di resistere allo scorrimento viscoso (*creep*), tipico delle alte temperature, e delle sollecitazioni meccaniche cui si trovano ad operare. La ricerca si è dunque concentrata verso tecniche volte al raffreddamento dei componenti, le quali consentono alle palette più sollecitate, quelle della turbina, di resistere continuamente a temperature superiori a 1 500 °K.

In molte applicazioni si cerca anche di recuperare il calore allo scarico, altrimenti dissipato. I rigeneratori sono scambiatori di calore che trasferiscono il calore dei gas di scarico all'aria compressa, prima della combustione. Nella configurazione del ciclo combinato, la caldaia a recupero trasferisce il calore ad un sistema che alimenta una turbina a vapore. Nel caso della cogenerazione il calore recuperato serve per produrre acqua calda. Gli impianti che sfruttano questo recupero di calore sono definiti impianti combinati, in quanto combinano il ciclo Brayton-Joule del turbogas con quello Rankine della turbina a vapore.

In generale, al diminuire della taglia della turbina aumenta la velocità di rotazione dell'albero (o degli alberi), in quanto la velocità tangenziale delle pale è un limite progettuale. I motori aeronautici operano intorno ai 10.000 giri/min (sezione di alta pressione) e le microturbine intorno ai 100.000 giri/min.

Componenti principali – Compressore

Il compressore è il componente del motore che innalza la pressione del fluido in ingresso riducendone il volume. Nelle turbine a gas può essere di tipo assiale o centrifugo. L'energia necessaria al suo funzionamento è fornita da una turbina a cui è collegato mediante un albero motore.

Normalmente una parte dell'aria trattata dal compressore viene "spillata" per poter essere utilizzata nel raffreddamento delle zone più calde del motore (tipicamente la turbina) o, in applicazioni aeronautiche, dall'impianto di condizionamento e pressurizzazione.

Le palette dei primi stadi del compressore assiale, specialmente nei motori aeronautici che devono resistere all'impatto con volatili, sono spesso costruite in titanio per ridurre le masse in rotazione ed aumentarne la resistenza meccanica. Negli ultimi stadi, in cui la temperatura aumenta a causa della compressione adiabatica, sono invece impiegate leghe al nichel.

Il compressore, a differenza della turbina, trovandosi ad operare in un gradiente di pressione avverso (la pressione aumenta durante l'avanzamento del flusso), ha numero di stadi molto maggiore di quello della turbina pur operando praticamente sullo stesso salto di pressione. I profili delle palette sono a bassa curvatura, per evitare il distacco della vena fluida ed ogni stadio consente un rapporto di compressione modesto.

I primi stadi del compressore (ed in particolare il fan nei turboventola) hanno le palette svergolate, cioè con un angolo di calettamento variabile dalla radice verso l'estremità per adeguare la direzione d'ingresso del fluido alla diversa velocità periferica.



Stadi rotorici di un compressore di alta pressione.

Componenti principali – Camera di combustione

Nella camera di combustione l'energia chimica posseduta dal combustibile (generalmente cherosene o metano) viene rilasciata mediante la sua combustione con l'ossigeno presente nell'aria compressa fornita dal compressore, innalzando la temperatura (e quindi l'entalpia) dei gas combusti. La temperatura di fiamma per una combustione a titolo stechiometrico è di circa 2200 °C, ben al di sopra di quella sopportabile dai materiali che costituiscono la turbina. Per questo motivo solo una parte (meno della metà) dell'aria partecipa alla combustione, mentre la rimanente è usata per abbassare la temperatura del flusso che investe la turbina diluendo i gas combusti.

Componenti principali – Turbina

La turbina è il componente critico del motore. La temperatura dei gas provenienti dalla camera di combustione può arrivare, nei motori più recenti, anche a 1600 °C. La rapida rotazione della turbina, poi, induce ulteriori stress meccanici alle palette che, accoppiati alla sollecitazione termica, innescano problemi di scorrimento viscoso (o *creep*).

Le moderne palette dei primi stadi di turbina sono oggi costruite facendo largo uso di superleghe e tecniche metallurgiche avanzate come la solidificazione direzionale o le strutture monocristalline che consentono ai materiali di sopportare temperature di 800-900 °C sotto sforzo.

Oltre all'utilizzo di materiali dalle prestazioni sempre più alte, le palette vengono protette con la tecnica del raffreddamento e del rivestimento ceramico.

Il raffreddamento può avvenire in due modi: interno o per *film cooling*. Nel primo caso, dell'aria spillata dal compressore viene immessa in palette cave, operando quindi un raffreddamento dall'interno. Nel *film cooling* la palettatura presenta dei piccoli forellini, opportunamente orientati, attraverso i quali aria spillata da uno stadio di compressione (a pressione superiore a quella dello stadio di turbina che andrà a raffreddare) che passa nella paletta cava raffreddandola dall'interno, fuoriesce e segue una direzione che gli permette di essere aderente alla superficie della lama e di creare uno strato che faccia da isolante tra i gas incandescenti e la superficie della pala. Nel raffreddamento per *traspirazione*, attualmente in fase sperimentale, il passaggio dell'aria non avviene tramite fori, ma sfruttando la porosità stessa del materiale.

I rivestimenti, applicati soprattutto nei motori aeronautici, permettono di esporre il componente a temperature sempre maggiori (fino a 1600 °C) e sono composti da materiali ceramici. Naturalmente il costo lievita con l'aumentare della tecnologia applicata.

I rivestimenti vengono applicati principalmente in due modi: PVD (Physical Vapour Deposition) o, CVD (Chemical Vapour Deposition).



Primo stadio statorico della turbina di alta pressione di un motore CFM56-3.



Una paletta di un primo stadio di turbina. Si notino i fori per il raffreddamento sul bordo d'attacco, ventre e bordo d'uscita.

Componenti principali – Cuscinetti

Gli alberi sono sostenuti da cuscinetti lubrificati e raffreddati da olio e possono essere a sfere (in grado di sopportare carichi assiali e radiali) e a rulli (resistenti ai soli carichi radiali). Recentemente è stata introdotta una nuova tipologia di cuscinetti in cui la

lubrificazione con olio viene sostituita da un cuscinio d'aria generato e mantenuto dalla rapida rotazione del cuscinetto stesso. Questo nuovo cuscinetto non ha bisogno di raffreddamento pur se utilizzato in aree dove sono presenti alte temperature come le turbine.

Usi principali

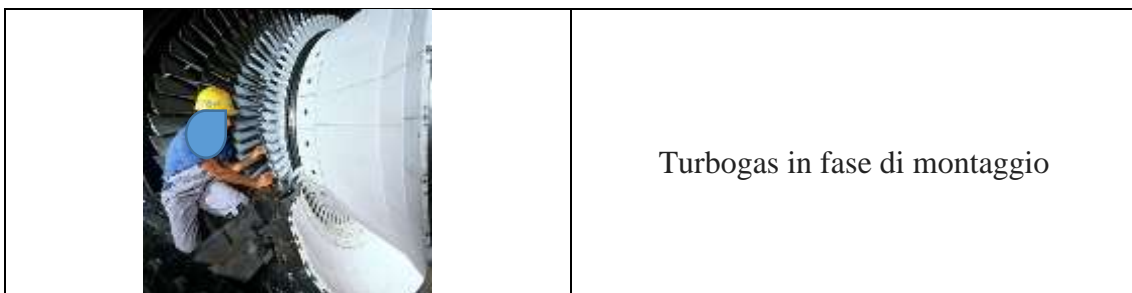
Le caratteristiche delle turbine a gas le rendono adatte alla produzione di grandi quantità di energia con ingombri assai limitati. Un utilizzo naturale è quindi quello della propulsione, soprattutto aerea e marina.

Nella propulsione aerea, la turbina trova impiego nei turboreattori, dove ha il compito di generare una spinta sia direttamente (come nel turbogetto), che indirettamente (muovendo un'elica come nel turboelica). Sui velivoli possono essere installate anche delle unità di potenza ausiliarie (APU) dedicate alla produzione di energia elettrica, aria compressa o pressione idraulica per alimentare gli impianti di bordo quando i motori principali sono spenti.

Un impiego importante, di sviluppo piuttosto recente, è nella generazione elettrica nelle cosiddette *centrali a ciclo combinato*, in cui la generazione è ottenuta sia da alternatori mossi da turbine a gas, sia da generatori mossi da turbine a vapore, a loro volta azionate da vapore generato in caldaie che sfruttano il calore residuo dei gas di scarico delle turbine a gas. In questo caso, lo svantaggio energetico della turbina è ampiamente compensato dal recupero di energia che si ha nella caldaia, e si arriva a rendimenti globali attorno al 60%.

La taglia delle turbine industriali va da impianti mobili trasportabili su camion a grandi macchine di elevata complessità, del peso di oltre 400 tonnellate. Le turbine di potenza delle macchine industriali più grandi operano a 3000 o 3600 giri/min, in accordo alla frequenza elettrica della rete, evitando così la necessità di un riduttore.

Gli impianti di cui queste turbine sono il motore primo possono essere particolarmente efficienti (fino al 60%) quando il calore dei gas di scarico è recuperato da una caldaia che produce vapore, successivamente espanso in una turbina a vapore in un ciclo combinato. Le turbine a gas in ciclo semplice richiedono un costo di investimento minore rispetto a cicli combinati, centrali convenzionali a carbone o impianti nucleari e possono essere progettate per generare grandi o piccole potenze. Inoltre il tempo di costruzione può andare da poche settimane ad alcuni mesi, mentre gli altri tipi di impianto richiedono anni. Un altro vantaggio delle turbine a gas in ciclo semplice è la capacità di accensione e spegnimento in tempi dell'ordine dei minuti, consentendo quindi di far fronte a picchi di richiesta. Le grandi turbine a gas in ciclo semplice possono produrre una potenza di molte centinaia di megawatt e raggiungere un'efficienza termica del 40%.



MICROTURBINE

Le microturbine stanno raggiungendo una notevole diffusione nell'energia distribuita e nelle applicazioni di cogenerazione. La taglia va da unità che possono essere tenute in una mano e producono meno di un kilowatt a sistemi di taglia commerciale che producono decine o centinaia di kilowatt. Parte del loro successo è dovuto al progresso in campo elettronico, che consente esercizio e connessione alla rete elettrica anche in assenza di un operatore. La tecnologia dell'elettronica di potenza elimina la necessità di sincronizzare il generatore alla rete. Questo permette, per esempio, di progettare un generatore sullo stesso albero della turbina e di utilizzarlo anche come motore di lancio, invertendone la commutazione tramite dispositivi elettronici (inverter).

I sistemi con microturbine hanno molti vantaggi rispetto ai generatori azionati da motori alternativi, come l'alta densità di potenza (rispetto all'ingombro ed al peso), bassissime emissioni e poche, o una sola, parti in movimento. Le microturbine progettate con cuscini ad aghi e raffreddamento ad aria operano senza olio, refrigeranti ed altri fluidi pericolosi. Per contro, i motori alternativi rispondono più velocemente alle variazioni di carico.

Le microturbine possono utilizzare la maggior parte dei combustibili commerciali, come il gas naturale, il propano, il gasolio ed il cherosene. Inoltre possono essere alimentate con biogas, come quello prodotto da terra di riporto o da impianti di trattamento acque di scarico. Le microturbine consistono di solito in un compressore centrifugo ad una girante, una turbina centripeta a singolo stadio e da un rigeneratore. I rigeneratori sono difficili da progettare e costruire perché operano in presenza di alte pressioni e temperature. Il calore dei gas di scarico può essere usato per il riscaldamento dell'acqua, per processi di essiccamento o per refrigeranti ad assorbimento, che creano aria fredda per il condizionamento ambientale utilizzando calore anziché energia elettrica. Tipicamente l'efficienza di una microturbina in ciclo semplice varia dal 25 al 35%. In un impianto di cogenerazione si possono raggiungere rendimenti di primo principio complessivi superiori all'80%

Turbine di questo genere sono impiegate come motori dei compressori di sovralimentazione dei motori endotermici per uso automobilistico e marino.

Le macchine aventi potenza inferiore alla decina di kW sono indicate spesso in letteratura come *ultramicroturbine a gas*. Tali micromacchine sono oggetto di studio da parte degli enti ed università scientifiche di tutto il mondo, essendo la loro applicazione molto vasta sia in ambito bellico, che per quanto riguarda l'industria dei giocattoli.

UNITA' DI POTENZA AUSILIARIE

Le Unità di Potenza Ausiliarie (denominate APU - *Auxiliary Power Units*) sono piccole turbine a gas progettate come fonte di energia ausiliaria per macchine più grandi, solitamente aeroplani. Vengono accese per prime con l'energia elettrica delle batterie, e sono adatte a fornire aria compressa per la ventilazione della cabina (con un'opportuna progettazione del compressore), potenza per l'avviamento dei motori dell'aeroplano e potenza elettrica e idraulica.

Esse non devono essere confuse con le Unità di Propulsione Ausiliarie, anch'esse abbreviate con l'acronimo APU nella dizione inglese, che sono invece motori elettrici ausiliari utilizzati su alcune fregate per manovre e in caso di emergenza, se i motori principali sono fuori uso.

PROCESSI DELLA TECNOLOGIA

La tecnologia delle turbine a gas ha costantemente progredito nel tempo e continua ad evolversi. La ricerca è attiva nella produzione di turbine a gas ancora più piccole.

La progettazione computerizzata, in particolare la fluidodinamica computazionale (CFD) e l'analisi agli elementi finiti, al pari di progressi nella tecnologia dei materiali, hanno permesso rapporti di compressione e temperature sempre più elevati, combustione più efficiente, miglior raffreddamento dei componenti e limitate emissioni inquinanti. In aggiunta, cuscinetti ad aghi adatti alle turbine a gas sono stati introdotti in commercio a partire dagli anni novanta. Questi cuscinetti possono resistere a più di 100.000 cicli di avviamento e fermata ed hanno eliminato la necessità del sistema di lubrificazione.

Su un altro fronte, la microelettronica e l'elettronica di potenza hanno permesso il lancio commerciale di microturbine per l'energia distribuita e la propulsione di veicoli terrestri. Un eccellente esempio è costituito dalla linea di microturbine della Capstone, che non richiedono il circuito di lubrificazione e possono marciare per mesi senza la supervisione di un operatore.

CENTRALI TERMOELETTRICHE A CICLO COMBINATO

Una **centrale termoelettrica a ciclo combinato** è una centrale termoelettrica in cui sono presenti due macchine termiche in serie, aumentando così il rendimento termodinamico rispetto ad entrambi i cicli isolati.

Descrizione

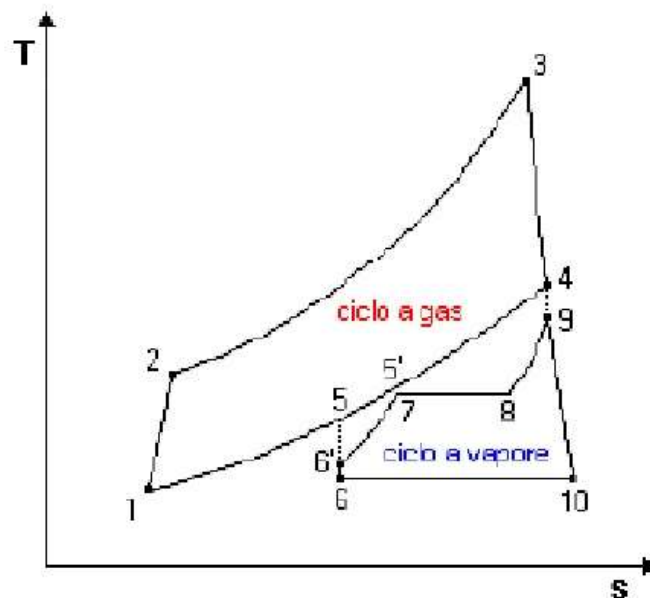
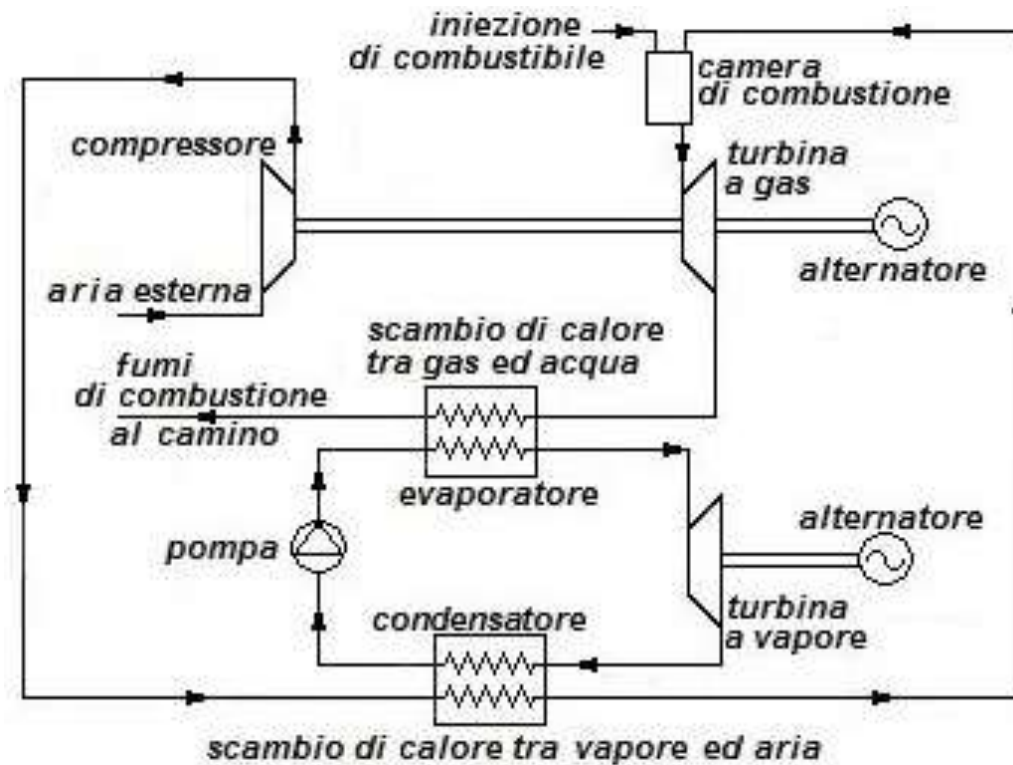


illustrazione nel piano T-s di un ciclo combinato

Il primo fluido è un gas, generalmente aria, che percorre un particolare ciclo termodinamico denominato Ciclo di Brayton-Joule, composto da due trasformazioni

adiabatiche e da due trasformazioni isobare. Il secondo fluido, invece, è acqua che percorre un ciclo termodinamico denominato Rankine caratterizzato dal cambiamento di stato del fluido in questione: dapprima esso si trova allo stato liquido e nella caldaia a recupero passa poi allo stato di vapor d'acqua. Il ciclo è pertanto composto da due trasformazioni adiabatiche e da due trasformazioni isobare (in corrispondenza del cambiamento di stato le trasformazioni isobare risultano anche isoterme).



Schema di un ciclo combinato.

Il funzionamento di una centrale a ciclo combinato può essere fisicamente interpretato come l'accoppiamento di due centrali più semplici: una centrale a gas e una centrale termoelettrica tradizionale. In una centrale a gas, infatti, il fluido operativo (aria) opera a temperature molto elevate, e quindi anche nella sezione di "scarico" del calore verso l'esterno i prodotti della combustione emessi hanno un contenuto termico ancora considerevole, in quanto si trova ancora a temperatura elevata, e sono quindi potenzialmente e ulteriormente sfruttabili.

In una centrale a ciclo combinato i gas di scarico, emessi dal ciclo Joule, dopo essere passati in turbina a gas ed aver prodotto quindi lavoro meccanico, vengono convogliati all'interno di uno scambiatore di calore e utilizzati quindi per effettuare la fase di riscaldamento (e quindi evaporazione) dell'acqua all'interno del ciclo Rankine, che opera usualmente a temperature decisamente inferiori rispetto ad un ciclo a gas. Il vapore ottenuto da tale ciclo viene poi espanso in una successiva turbina a vapore producendo ulteriore lavoro meccanico. Proprio questa differenza di temperature caratteristiche tra i due cicli termodinamici consente il riutilizzo del calore di scarico del ciclo Joule come calore di evaporazione a favore del ciclo Rankine.

Impianti di questo tipo sono detti *unfired*, e cioè con caldaia a recupero senza bruciatori ausiliari; in questo caso si ha una netta prevalenza della potenza del turbogas rispetto a

quella dell'impianto a vapore. Viceversa si ottiene con impianti di tipo *fired*, in cui i gas di scarico della turbina sono usati come comburente nei bruciatori della caldaia, che genera vapore di caratteristiche simili a quelle dei grossi impianti a vapore

I vantaggi di questo tipo di tecnologia sono molteplici ma, in particolare, è importante sottolineare il minor consumo di combustibile fossile a parità di energia prodotta, in quanto solo la fase di riscaldamento del ciclo a gas viene effettuata per mezzo della combustione di Gas naturale (o altri combustibili), mentre la parallela fase di evaporazione nel ciclo Rankine avviene per mezzo del recupero del calore disponibile nei gas di scarico della centrale a gas. Impiegando una minor quantità di combustibile aumenta quindi il rendimento dell'impianto e cioè il rapporto tra lavoro ottenuto ed energia consumata (sotto forma di combustibile).

Per una centrale termoelettrica tradizionale, infatti, il rendimento oscilla intorno a valori del 40% mentre in una moderna centrale a ciclo combinato il rendimento supera sempre il 50% con punte del 60%.

REPOWERING

Il repowering è una tecnica che permette di migliorare le prestazioni di impianti a vapore esistenti tramite l'installazione di un gruppo turbogas riutilizzando una parte o la totalità dei macchinari già operativi.

Il *feed water repowering* consiste nel preriscaldare l'acqua di alimento dell'impianto a vapore con il recupero dei gas di scarico della turbina a gas utilizzando gli scambiatori rigenerativi e sopprimendo così gli spillamenti di vapore in turbina. Tale tecnica è utilizzabile solo se la turbina a vapore di bassa pressione e il condensatore possono lavorare a portata maggiorata vista la rimozione degli spillamenti. Si tratta di una tecnica non ottimale dal punto di vista termodinamico poiché lo scambio termico avviene a temperature molto differenti. Il rendimento aumenta di circa 2 punti percentuali, tuttavia le modifiche all'impianto sono minime e fanno della brevità e semplicità d'installazione il suo punto di forza.

Nella tecnica detta di *heat recovery repowering* invece i gas di scarico della turbina a gas vengono usati per produrre il vapore che alimenta la turbina in una caldaia a recupero che sostituisce completamente il generatore di vapore. Si tratta quindi di una soluzione di tipo *unfired* utilizzabile solo se la potenza del turbogas risulti adeguatamente maggiorata di quella del gruppo a vapore, quindi principalmente per centrali termoelettriche esistenti di piccola entità (circa 150 MW o meno). A fronte di un incremento di potenza molto elevato (circa il 200%) il rendimento aumenta fino a raggiungere valori del 50% rappresentando così una soluzione molto efficiente dal punto di vista energetico ma che prevede drastiche modifiche all'impianto.

Una tecnica intermedia detta di *boiler repowering* prevede l'utilizzo dei gas di scarico della turbina a gas (con contenuto di ossigeno di circa il 15%) come comburente nei bruciatori dell'impianto a vapore in sostituzione o in integrazione all'aria primaria. L'apporto entalpico dei gas di scarico risulta elevato riducendo così la portata di combustibile richiesto a parità di potenzialità della caldaia. L'aumento di potenza è di circa il 40% e questa soluzione risulta la più prestazionale delle tre^[1]. Richiede però modifiche all'impianto più rilevanti, a cui seguono ovviamente maggior costo di installazione e un tempo di fermata maggiore.

CAPITOLO 12

VENTO

In meteorologia il **vento** è il movimento di una massa d'aria atmosferica da un'area con alta pressione (*anticiclonica*) a un'area con bassa pressione (*ciclonica*). In genere con tale termine si fa riferimento alle correnti aeree di tipo orizzontale, mentre per quelle verticali si usa generalmente il termine correnti convettive che si originano invece per instabilità atmosferica verticale. Innumerevoli gli autori classici che si sono occupati di questo fenomeno atmosferico. Scrive Lucrezio: "*Esistono dunque di certo, s'anche invisibili, i venti: essi flagellano il mare: essi la terra, le nubi essi, che con improvviso turbine squarciano e spazzano via*". Per Seneca "*Il vento è aria che spira*".

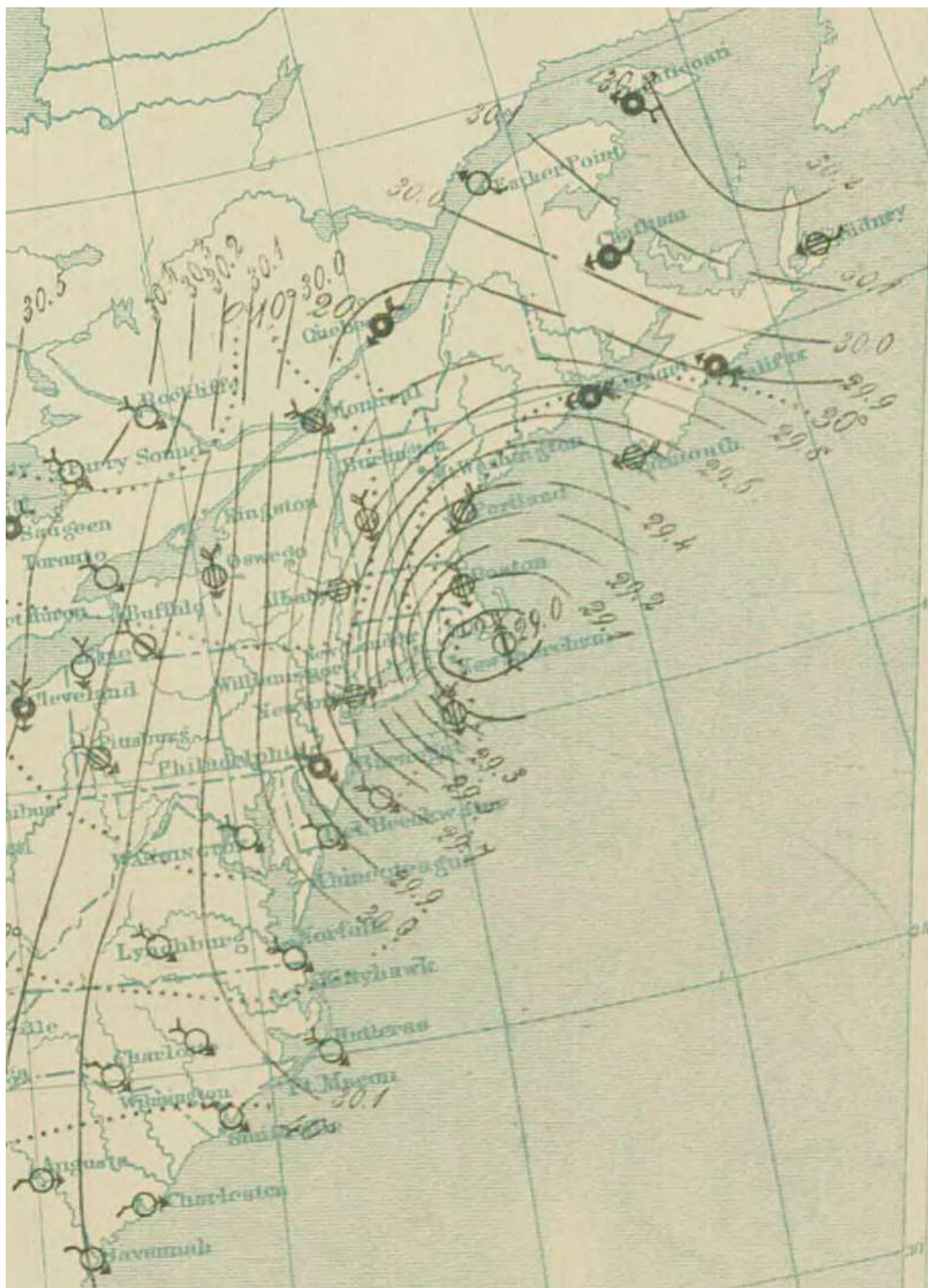
Cause

Il vento è causato dalle differenze di pressione atmosferica che spingono l'aria da zone di alta pressione a zone di bassa pressione per effetto della forza di gradiente. Il flusso d'aria non corre in maniera diretta da un punto all'altro, cioè con la stessa direzione della forza di gradiente, ma subisce una deviazione dovuta alla forza di Coriolis (o effetto di Coriolis) che tende a spostarlo verso destra nell'emisfero settentrionale e verso sinistra nell'emisfero meridionale. A causa di questo effetto, che non è presente all'equatore, il vento soffia parallelamente alle isobare (vento geostrofico). Tuttavia alle basse quote (meno di 600 m) è necessario tenere conto che l'attrito con la superficie terrestre può modificare la direzione del vento di circa 10° sopra il mare e 15–30° sopra la terra, rendendo il percorso dall'alta pressione alla bassa pressione più diretto e la penetrazione del vento nelle aree di bassa pressione più profonda.

I venti definiti da un equilibrio di forze fisiche vengono usati nella scomposizione e analisi dei profili del vento. Sono utili per semplificare l'equazione del moto atmosferico e per ricavare dati qualitativi sulla distribuzione orizzontale e verticale dei venti.

Globalmente le due forze maggiori della circolazione atmosferica sono il differenziale di riscaldamento tra equatore e poli (la differenza nell'assorbimento dell'energia solare che genera la forza di buoyancy) e la rotazione del pianeta. Al di fuori dei tropici e dell'attrito causato dalla superficie terrestre, i venti su larga scala tendono ad avvicinarsi al bilancio geostrofico. Una nuova, controversa teoria suggerisce che il gradiente atmosferico sia causato dalla condensazione dell'acqua indotta dalle foreste che incentivano l'assorbimento dell'umidità dall'aria dei litorali.

Il vento termico è la differenza nel vento geostrofico tra due livelli dell'atmosfera. Esiste solo in un'atmosfera con gradienti di temperatura orizzontali. Il vento ageostrofico è la differenza tra vento reale e geostrofico, che è correlato alla creazione dei cicloni. Il vento di gradiente è simile al vento geostrofico ma include anche la forza centrifuga (o accelerazione centripeta).



Analisi superficiale della grande tempesta del 1888. Le aree con una maggior concentrazione di isobare indicano venti più forti.

Misurazione

La direzione del vento generalmente viene espressa in base alla direzione da cui soffia. Ad esempio un vento *settentrionale* soffia da nord verso sud. La direzione del vento si misura con le banderuole; negli aeroporti le maniche a vento indicano la direzione del vento permettono di stimarne la velocità in base all'angolazione assunta dalla manica. La velocità è misurata dagli anemometri, solitamente servendosi di eliche o coppe rotanti. Quando è necessaria una maggior precisione (come nel campo della ricerca) il vento può essere misurato tramite la velocità di propagazione degli ultrasuoni o dall'effetto della ventilazione su resistenze di fili riscaldati. Un altro tipo di anemometro usa i tubi di Pitot, che, sfruttando il differenziale di pressione tra un tubo interno e uno esterno che viene esposto al vento, permettono di determinare la dinamica della pressione, che viene poi usata per calcolare la velocità del vento.

In tutto il mondo la velocità del vento, o meglio la sua intensità, viene misurata a dieci metri di altezza e calcolando la media su dieci minuti di misurazione; negli Stati Uniti la media viene fatta su un minuto per i cicloni tropicali, e su due minuti per le osservazioni meteorologiche, mentre in India viene generalmente misurata in tre minuti. I valori calcolati sulle medie di un minuto sono generalmente il 14% più alti di quelli calcolati sulle medie in dieci minuti. Un breve soffio di vento ad alta velocità è chiamato raffica. Una definizione tecnica della raffica è: la massima che eccede di 10 nodi (19 km/h) la velocità del vento misurata in dieci minuti. Un groppo è un raddoppio della velocità del vento sopra una certa soglia che dura per un minuto o più.

Per misurare i venti in quota vengono usate radiosonde che vengono monitorate con il GPS, navigazione radio o il radar. In alternativa il movimento del pallone aerostatico a cui la radiosonda è attaccata può essere monitorato da terra usando un teodolite. Le tecniche di telerilevamento del vento includono il SODAR, il doppler lidar e i radar, che possono misurare l'effetto Doppler della radiazione elettromagnetica diffusa o riflessa da aerosol o molecole. Radiometri e radar possono essere usati per misurare l'irregolarità della superficie degli oceani dallo spazio o dagli aerei, che può essere usata per stimare la velocità del vento vicino alla superficie dell'acqua. Le immagini dei satelliti geostazionari possono essere usate per misurare i venti nell'atmosfera basandosi sulla distanza percorsa dalle nuvole tra un'immagine e la successiva. L'ingegneria eolica studia gli effetti del vento su ambienti urbanizzati, e quindi su edifici, ponti e altri manufatti.

La velocità del vento dipende dal *gradiente barico*, cioè dalla distanza delle isobare, e può essere espressa in metri al secondo (m/s), chilometri all'ora (km/h) e nodi. L'intensità del vento aumenta in media con la quota per via della diminuzione dell'attrito con la superficie terrestre e la mancanza di ostacoli fisici come vegetazione, edifici, colline e montagne. Il complesso dei venti e delle correnti aeree atmosferiche dà vita alla circolazione atmosferica.



Una manica a vento



Un anemometro con segnamento

Scale di misurazione

Tradizionalmente la scala di Beaufort fornisce una descrizione empirica dell'intensità del vento basata sulle condizioni del mare. Originariamente composta da 13 livelli, negli anni quaranta ne sono stati aggiunti altri 5, tutti relativi agli uragani, arrivando così a 17. La scala contiene termini generali per definire i venti di differenti velocità medie come brezza, burrasca, tempesta e uragano, talvolta preceduti da aggettivi come moderato, fresco, forte, che vengono usati per differenziare la forza del vento all'interno della stessa categoria. La terminologia per i cicloni tropicali differisce da una regione all'altra del mondo. La maggior parte dei bacini oceanici usa la media della velocità del vento per determinare la categoria del ciclone.

La scala Fujita avanzata (in inglese Enhanced Fujita), un aggiornamento della scala Fujita, è composta da 6 gradi (da EF0 a EF5) e viene usata per misurare l'intensità dei tornado usando come metro di giudizio i danni provocati alle abitazioni.

Qui sotto una comparazione tra le diverse classificazioni usate globalmente dal Regional Specialized Meteorological Centers:

Classificazioni generali del vento			Classificazioni dei cicloni tropicali (medie calcolate su 10 minuti)					
Scala di Beaufort	Media 10 minuti (in nodi)	Termine generale	Nord Oceanico Indiano IMD	Sud-Ovest Oceano Indiano MF	Regione Australiana Sud Pacifico BoM, BMKG, FMS, MSNZ	Sud-Ovest Pacifico JMA	Sud-Ovest Pacifico JTWC	Nord-Est Pacifico e Nord Atlantico NHC & CP HC
0	<1	Calma	Area di bassa pressione	Anomalia tropicale	Depressione tropicale	Depressione tropicale	Depressione tropicale	Depressione tropicale
1	1-3	Bava di vento						
2	4-6	Brezza leggera						
3	7-10	Brezza tesa						
4	11-16	Vento moderato						
5	17-21	Vento teso	Depressione					

6	22-27	Vento fresco									
7	28-29	Vento forte	Profonda depressione	Depressione tropicale							
	30-33										
8	34-40	Burrasca	Tempesta ciclonica	Tempesta ciclonica moderata	Ciclone tropicale	Tempesta ciclonica	Tempesta ciclonica	Tempesta ciclonica			
9	41-47	Burrasca forte									
10	48-55	Tempesta									
11	56-63	Tempesta violenta	Tempesta ciclonica violenta	Tempesta ciclonica violenta	Ciclone tropicale	Tempesta tropicale violenta					
12	64-72	Uragano	Tempesta ciclonica molto violenta	Ciclone tropicale	Ciclone tropicale violento		Tifone	Uragano			
13	73-85							Uragano			
14	86-89							Uragano maggiore			
15	90-99			Ciclone tropicale intenso	Ciclone tropicale violento			Tifone			
16	100-106										
17	107-114			Super tempesta ciclonica	Ciclone tropicale molto intenso	Ciclone tropicale violento				Super tifone	Uragano maggiore
	115-119										Uragano maggiore
	>120	Uragano maggiore									

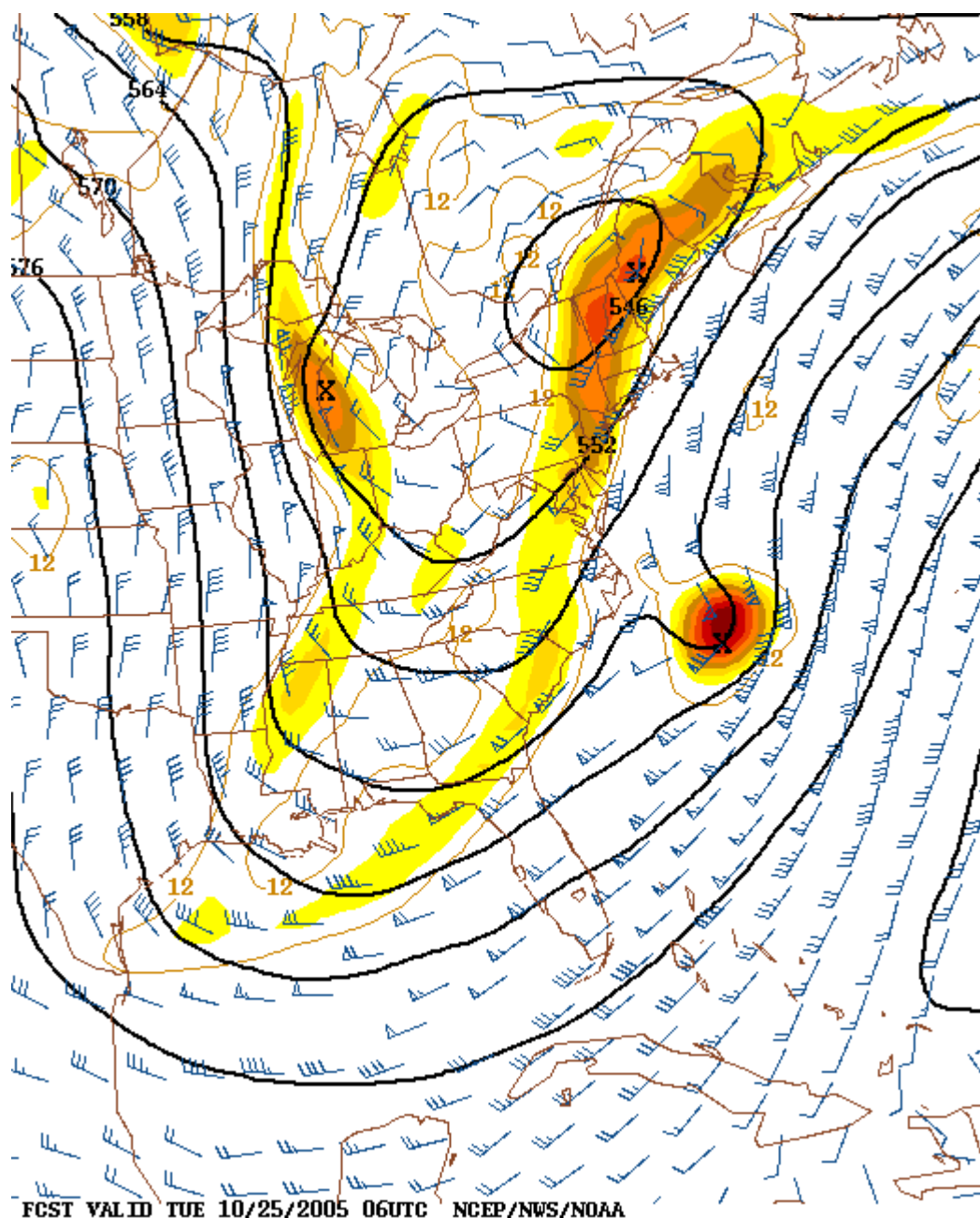
Legenda dei simboli del vento

I simboli stampati sulle mappe meteorologiche usano un ardiglione per mostrare sia la direzione sia la velocità del vento, quest'ultima deducibile dal numero di bandiere attaccate all'ardiglione stesso:

Simbolo	Descrizione	Velocità del vento
	Calma	
	Mezza bandiera	5 nodi (9 km/h)
	Bandiera intera	10 nodi (19 km/h)
	Pennone	50 nodi (93 km/h)
Esempi		
	65 nodi (120 km/h) di vento	
	25 nodi (46 km/h) di vento	

La direzione del vento è data dalla direzione verso cui è rivolto l'ardiglione. Quindi, un vento nord-orientale sarebbe illustrato da una linea che si estende verso nord-est, con il numero di bandiere a indicare la velocità del vento situate sull'estremità nord-orientale dell'ardiglione. Questi simboli permettono di fare un'analisi delle linee della velocità del vento (linee che uniscono punti con la medesima velocità del vento); queste ultime sono

particolarmente utili nell'individuare la posizione delle correnti a getto nelle mappe della pressione costante, e vengono generalmente posizionate a 300 o più hPa.

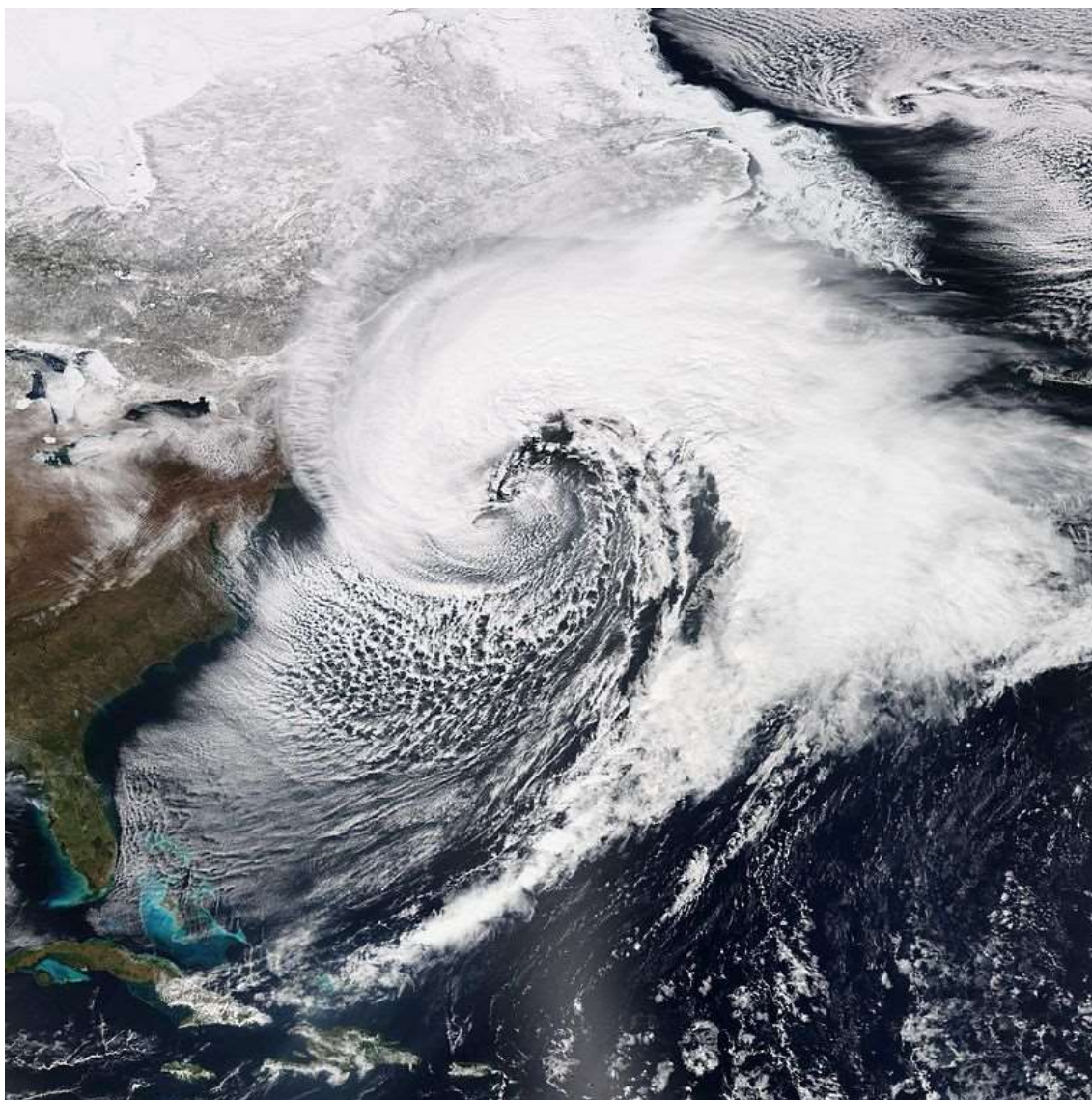


Mappa della circolazione dell'aria tipica del noreaster

In meteorologia i **Noreaster** sono cicloni extratropicali che si sviluppano lungo la costa orientale degli USA soprattutto tra la fine dell'autunno e inizio primavera e la cui intensità, generalmente marcata, è data dalle forti differenze di temperatura e umidità fra l'aria fredda che in quei mesi comincia ad irrompere dal Canada e l'aria caldo umida che è presente sull'oceano Atlantico, che ancora ritiene il calore accumulato nei mesi estivi; il suo caratteristico nome è dato dal fatto che i forti venti che si sviluppano sulla costa orientale degli USA si dispongono da Nord-Est. Il centro della depressione si colloca

poco al largo e la tempesta nel suo movimento di traslazione tende a seguire la linea di costa verso Nord.

I Noreaster avvenuti e storicamente più conosciuti sono stati la "Tempesta perfetta" (o "burrasca di Halloween" o Noreaster di Halloween) dell'ottobre 1991 ed il "Blizzard del '93", del marzo 1993.



Notevole tempesta nel Marzo 2014

[Classificazione e nomenclatura dei venti](#)

I venti si classificano in costanti, periodici, locali e ciclonici.

Venti costanti

I **venti costanti** sono quelli che soffiano tutto l'anno sempre nella stessa direzione e nello stesso senso. Tra questi vi sono gli alisei, che si generano nelle zone anticicloniche tropicali e convergono verso quelle equatoriali. I venti extratropicali spirano nelle fasce equatoriali dove, per effetto del riscaldamento, si formano masse ascendenti di aria calda

e umida. I venti occidentali spirano tra i 35° ed i 60°. I venti costanti sono tre, partendo dal polo nord verso il circolo polare artico i venti polari nord orientali, dal tropico del cancro al circolo polare artico i venti tropicali sudoccidentali dal tropico del cancro all'equatore sono gli alisei nord orientali, nello stesso modo nel emisfero sud, dall' tropico del capricorno all'equatore gli alisei sudorientali, dal tropico del capricorno al circolo polare antartico i venti tropicali nordoccidentali e dal polo sud al circolo polare i venti polari sudorientali.

Venti periodici

Si dicono **venti periodici** quelli che invertono periodicamente il loro senso. Il periodo può essere stagionale, importanti sono monsoni o etesi o anche semplicemente diurno come nel caso delle brezze. I monsoni sono caratteristici dell'Oceano Indiano e dei mari della Cina. Nel semestre estivo, tra aprile e ottobre, spirano dall'Oceano verso terra mentre durante quello invernale tra novembre e aprile soffiano dal continente verso il mare. Gli etesi soffiano durante l'estate dal Mar Egeo verso l'Egitto e sul percorso inverso durante l'inverno. Tra le brezze si riconoscono tre tipologie: brezze di mare e di terra, di lago e di riva e brezze di monte e di valle. Nelle prime due il vento soffia dalla superficie d'acqua verso terra durante il giorno e sul percorso inverso durante la notte. Le brezze di monte e di valle soffiano invece dalla valle alla montagna durante il giorno e dalla montagna alla valle durante la notte.

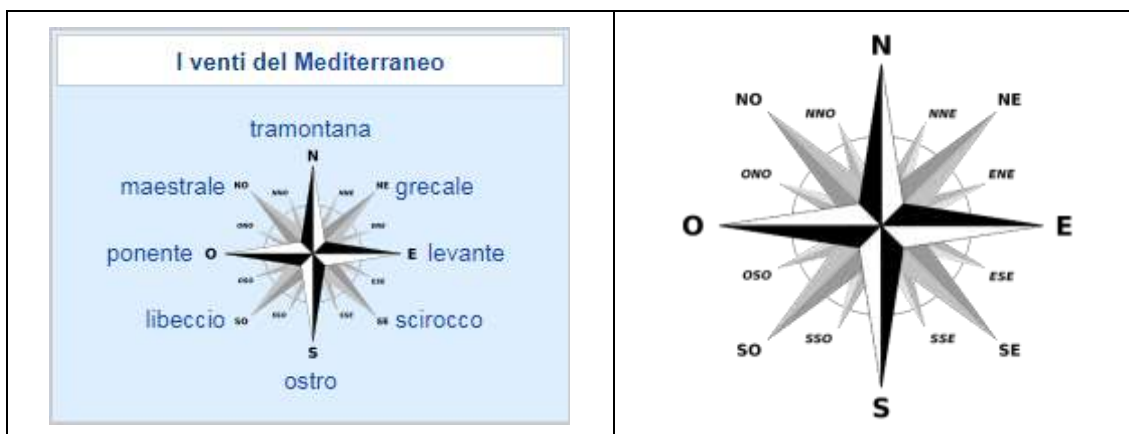
Venti anabatici e catabatici

I venti catabatici sono venti discendenti da un pendio montuoso (ad esempio nei meccanismi di foehn) o da un plateau (es. in Groenlandia o in Antartide). All'opposto sono venti anabatici quelli che salgono verso l'alto di un pendio (es. sempre durante meccanismi di foehn).

Venti locali

I **venti locali**, tipici delle zone temperate dove soffiano irregolarmente quando si vengono a creare zone cicloniche e anticicloniche sono moltissimi e spesso legati alla nomenclatura locale, a seconda delle zone in cui si generano.

Nell'area interessata dal mar Mediterraneo si usa classificare i venti a seconda della direzione da cui provengono sulla base schematica dettata dalla Rosa dei venti, riprendendo l'antica nomenclatura derivante dall'antica Grecia, che presumeva l'osservatore posto al centro del mar Ionio, a nord-ovest delle isole egee, in direzione della Sicilia. Ed è per questo che lo scirocco, il grecale e il libeccio si chiamano così perché stando in quel punto la Siria è posta a sud-est, la Grecia a nord-est e la Libia a sud-ovest.



Un'altra importante classificazione dei venti provenienti dal largo (foranei), relativa alle condizioni locali di ciascun luogo al quale ci si voglia riferire (singole città o regioni, o macro-aree ancora più estese), è la seguente:

- "venti regnanti": presentano un'alta frequenza di apparizione (almeno il 50%).
- "venti dominanti": sono caratterizzati da alte velocità (almeno 20 m/s).

I venti che eventualmente presentassero contemporaneamente le due caratteristiche di alta frequenza e velocità, sono detti **prevalenti**.

La direzione, la durata e la velocità del vento sono in generale rappresentati su diagrammi polari.

Queste considerazioni un tempo erano valutate con grandissima attenzione e tenute in conto non solo per quanto riguarda gli aspetti della navigazione o la protezione di determinate colture agricole, ma persino nella costruzione delle città. Non sono rari gli esempi di interi centri storici di molte città, soprattutto costiere, che portano nella disposizione planimetrica dei loro edifici il segno indelebile di questi criteri costruttivi. Tipica è la disposizione urbanistica detta "*a lisca di pesce*", caratteristica dei centri storici di molte città costiere che si affacciano sull'Adriatico meridionale, da Bisceglie fino a Monopoli, tra i quali quello di Molfetta è il più rappresentativo.

La rosa dei venti più semplice è quella a 4 punte formata dai soli quattro punti cardinali:

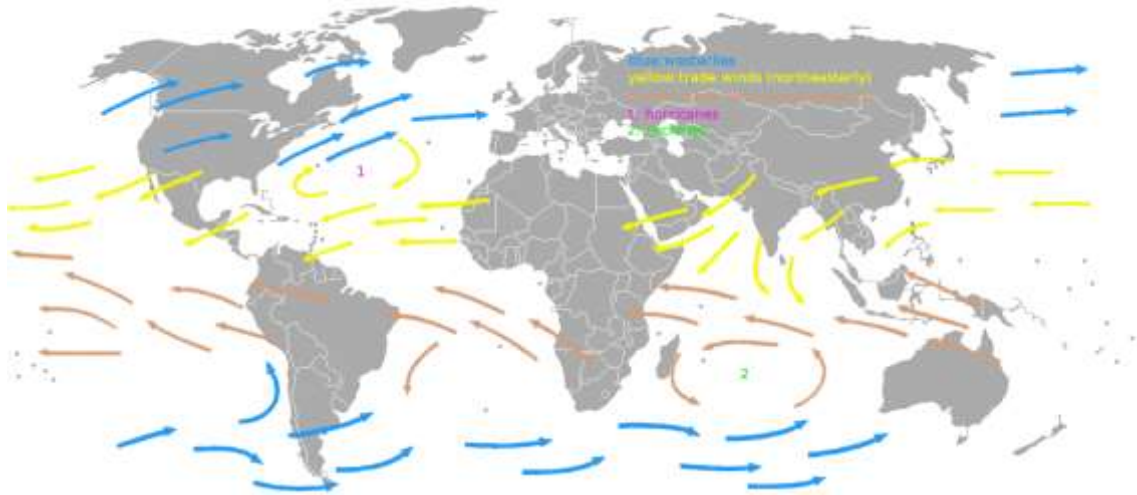
- Nord (N 0°) anche detto settentrione o mezzanotte e dal quale spira il vento detto tramontana;
- Est (E 90°) anche detto oriente o levante e dal quale spira il vento detto levante;
- Sud (S 180°) anche detto meridione e dal quale spira il vento detto mezzogiorno oppure ostro;
- Ovest (W 270°) anche detto occidente o ponente e dal quale spira il vento detto ponente.

Tra i quattro punti cardinali principali si possono fissare 4 punti intermedi:

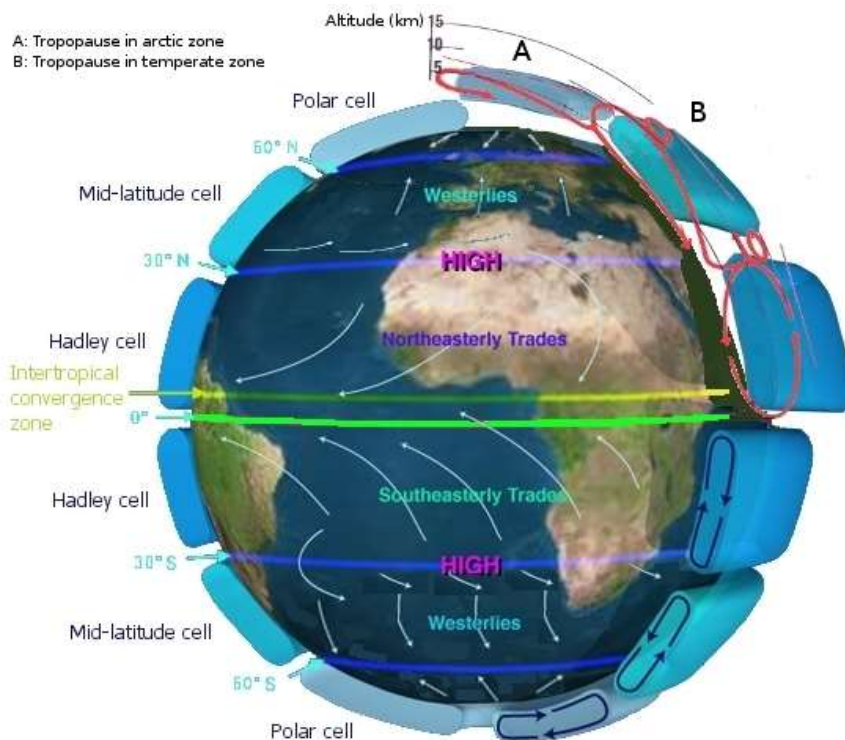
- Nord-est (NE 45°), dal quale spira il vento di grecale (chiamato anche greco);
- Nord-ovest (NW 315°), dal quale spira il vento di maestrale;
- Sud-est (SE 135°), dal quale spira il vento di scirocco;
- Sud-ovest (SW 225°), dal quale spira il vento di libeccio (garbino umido)

Circolazione globale

I venti orientali, in media, dominano i flussi ai poli, mentre quelli occidentali soffiano alle medie latitudini, dai poli alla cresta subtropicale, mentre ai tropici dominano ancora i venti orientali, gli alisei. Direttamente sotto la cresta tropicale c'è la zona delle calme equatoriali, le cosiddette latitudini dei cavalli o doldrums, dove i venti sono meno intensi. Molti dei deserti del globo cadono vicino alla latitudine media della cresta subtropicale, dove le correnti discensionali riducono l'umidità relativa della massa d'aria. I venti più forti sono nelle latitudini intermedie, dove l'aria fredda polare si scontra con quella calda dei tropici.



I venti occidentali (frecche blu) e gli alisei (frecche gialle e marroni)



La circolazione atmosferica

I tropici

Gli alisei costituiscono i venti di superficie prevalenti nell'area tra i tropici e l'equatore. Soffiano soprattutto da nord-est nell'emisfero boreale e da sud-est in quello australe, determinano il movimento dei cicloni tropicali che si formano sugli oceani e sono responsabili dello spostamento del pulviscolo africano nel Mar dei Caraibi e in porzioni del sud-est nordamericano. Un monzone è un vento prevalente stagionale che dura per alcuni mesi nelle regioni tropicali. Il termine venne usato per la prima volta in lingua inglese in India, Bangladesh, Pakistan e altri paesi dell'area per riferirsi all'intenso vento stagionale che soffiava dall'Oceano Indiano e dal Mar Arabico portando piogge nell'area. La sua progressione verso il polo è accelerata dallo sviluppo delle basse pressioni sui continenti asiatico, africano e nordamericano da maggio a luglio, e sull'Australia in dicembre.

I venti occidentali e loro impatto

I venti occidentali o *westerlies* sono i venti prevalenti tra i 35 e i 65 gradi di latitudine, le cosiddette medie latitudini. Questi venti prevalenti soffiano da ovest verso est e determinano il movimento dei cicloni extratropicali. I venti soffiano prevalentemente da sud-ovest nell'emisfero boreale e da nord-ovest in quello australe. Sono più forti in inverno quando la pressione è più bassa ai poli, mentre si indeboliscono durante l'estate, quando la pressione cresce. Assieme agli alisei, i venti occidentali permisero la creazione di rotte circolari per la navigazione sull'Oceano Atlantico e sul Pacifico, dato che i venti occidentali portarono allo sviluppo di forti correnti oceaniche nella parte occidentale degli oceani in entrambi gli emisferi attraverso un processo chiamato intensificazione occidentale. Queste correnti trasportano acqua calda subtropicale verso le regioni polari. I venti occidentali possono essere particolarmente forti, specialmente nell'emisfero australe, dove c'è meno terra emersa a rallentare i venti; i venti più forti sono conosciuti come i quaranta ruggenti e si trovano tra i 40 e i 50 gradi di latitudine sud. I venti occidentali giocano un ruolo importante nel trasporto di acque e venti caldi equatoriali verso le coste occidentali dei continenti, specialmente nell'emisfero australe.

Venti orientali polari

I venti orientali polari, chiamati anche celle di Hadley polari, sono venti prevalenti, asciutti e freddi che soffiano dalle alte pressioni polari verso le aree di bassa pressione all'interno delle latitudini dei venti occidentali. A differenza di questi ultimi, questi venti prevalenti soffiano da est a ovest e sono spesso deboli e irregolari. A causa dello scarso riscaldamento solare l'aria fredda cresce gradualmente e scende dagli strati più alti dell'atmosfera a quelli più bassi, in un fenomeno chiamato subsidenza atmosferica, creando aree di alta pressione e forzando uno spostamento d'aria verso l'equatore; tale spostamento viene deviato verso ovest a causa della forza di Coriolis.

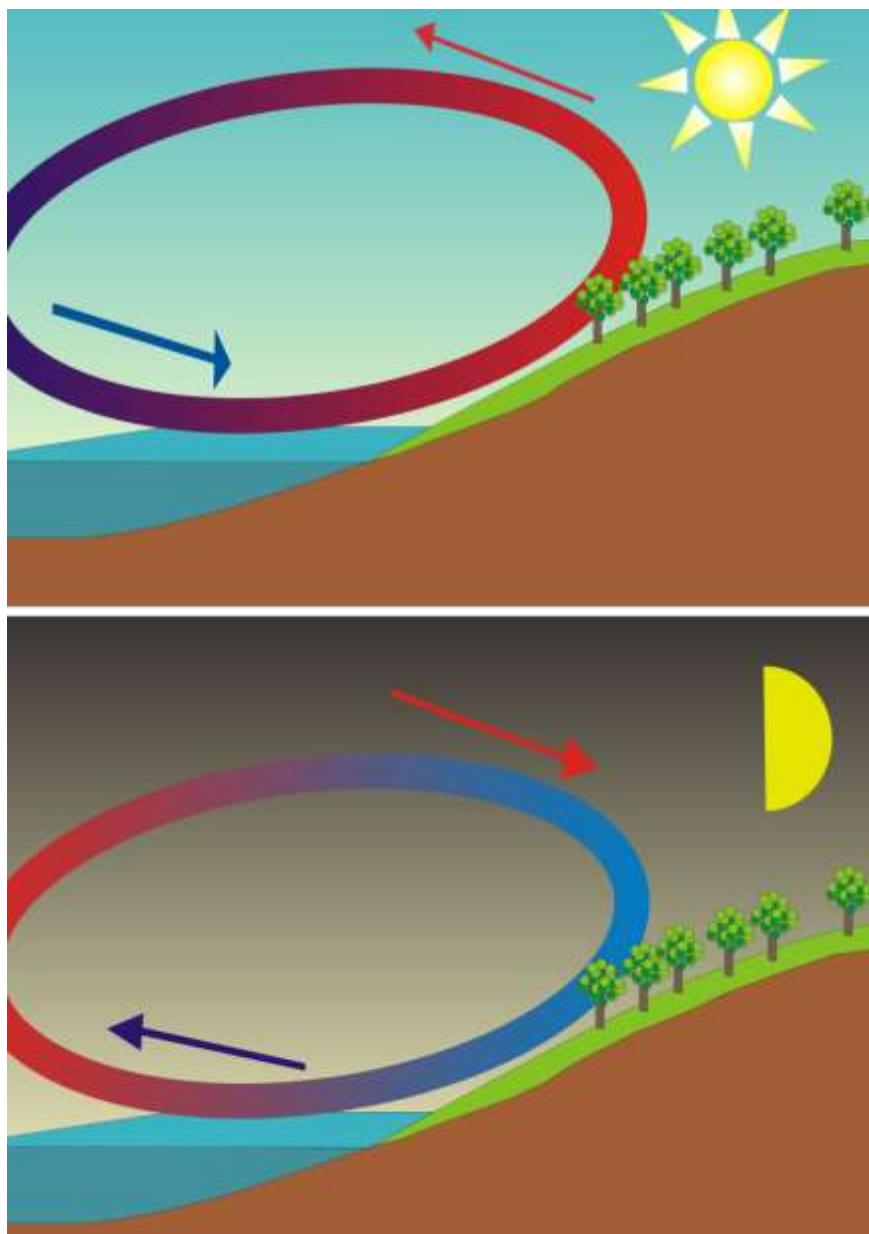
Circolazione locale



I venti locali nel mondo

Brezze di mare e di terra

Le brezze di mare e di terra sono venti locali causati dalla differenza di riscaldamento del mare e della terra dovuta al maggior calore specifico dell'acqua che ne rallenta il l'assorbimento di calore; possono anche assumere un'importanza rilevante tra i venti locali. Di giorno la superficie del suolo, scaldandosi, trasmette il proprio calore all'aria. L'aria calda, essendo meno densa dell'ambiente circostante, sale di quota creando un gradiente di pressione di 2 millibar tra l'acqua e la terra. L'aria più fredda sopra l'acqua, avendo ora una pressione più alta di quella sopra la terra, fluisce nella bassa pressione dell'entroterra creando una brezza di mare vicino alla costa. Quando i venti su larga scala sono calmi, la forza della brezza è direttamente proporzionale alla differenza di temperatura tra la terra e l'acqua. Se c'è un vento di almeno 8 nodi (15 km/h) in alto mare, la brezza probabilmente non si svilupperà. Di notte accade il fenomeno opposto: la terra si raffredda più velocemente dell'acqua. Di conseguenza anche l'aria sopra la terra diventa più fredda di quella sopra l'acqua, aumentando di pressione. Quando la pressione dell'aria sopra la terra supererà quella dell'aria sopra l'acqua, l'aria sopra la terra sarà spinta a muoversi verso l'acqua, creando così la brezza di terra. Il fenomeno non ha luogo se il vento in mare è abbastanza forte da opporvisi.

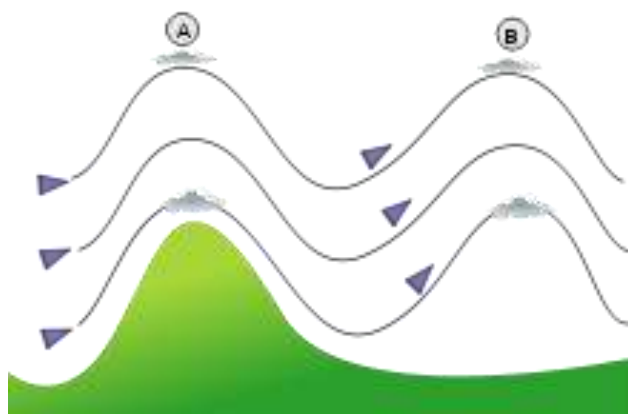


Sopra: brezza di mare (diurna) - Sotto: brezza di terra (notturna)

Brezze di monte e di valle

Anche a quote più elevate il cambiamento della circolazione dell'aria è dovuto al gradiente di pressione provocato dalla differenza di riscaldamento dell'aria vicino al suolo, che si riscalda più velocemente di quella più distante, anche se alla stessa quota, abbassando la pressione. Nelle aree dove la topografia è così irregolare da interrompere il flusso dei venti più forti, la circolazione dell'aria tra montagne e valli è il più importante dei venti prevalenti regionali. Colline e valli, aumentando la frizione tra l'atmosfera e il suolo, distorcono notevolmente le correnti bloccando il flusso d'aria, deviandolo parallelamente alla parete montuosa e spingendolo verso monte in un fenomeno chiamato *barrier jet*, che può aumentare i venti a bassa quota del 45%. La direzione del vento cambia anche a causa del profilo del territorio. Se c'è un passo nella catena montuosa i venti vi correranno attraverso a considerevole velocità a causa del principio

di Bernoulli, che descrive una relazione inversa tra velocità e pressione. Il flusso d'aria può rimanere turbolento e irregolare sottovento per una certa distanza in pianura, condizione questa pericolosa per aeroplani in salita o discesa. I venti freddi che accelerano tra le montagne possono avere nomi regionali, come il *tehuantepecer* o il *papayago* in America Centrale, o la *bora*, *tramontana* e *maestrale* europei. Quando questi venti soffiano in mare aperto aumentano il mescolamento dell'acqua di superficie, favorendone il raffreddamento e l'arricchimento di sostanze nutritive che portano a un aumento della vita marina. Nelle aree montuose la distorsione dei flussi d'aria diventa importante, complice il terreno frastagliato che produce imprevedibili flussi d'aria e turbolenze come le onde orografiche, che possono essere sovrastate da altocumuli lenticolari. Forti ascendenze, discendenze e vortici si sviluppano quando il vento soffia su colline e valli. Le precipitazioni orografiche si verificano sul lato sopravvento delle montagne e sono causate dall'aumento del moto di un grande flusso di aria umida attraverso la catena montuosa (flusso di pendio), provocando raffreddamento e condensazione adiabatici. Nelle aree montuose soggette a venti relativamente forti (come gli alisei), il lato sopravvento delle montagne ha generalmente un clima più umido di quello sottovento. L'umidità viene rimossa dal sollevamento orografico, che in genere lascia un'aria più asciutta e calda nel lato sottovento, dove si può osservare un'ombra pluviometrica. I venti che soffiano dalle montagne verso quote più basse sono conosciuti come venti di caduta. Questi venti sono caldi e asciutti, e il loro carattere regionale ha fatto sì che in tutto il mondo vengano chiamati con nomi diversi. Sulle Alpi sono conosciuti come *favonio* (o *föhn*), in Polonia *halny wiatr*, in Argentina *zonda*, a Giava *koembang*, in Nuova Zelanda *Nor'est arch*, e vengono accompagnati dalla formazione di nubi che prendono il loro stesso nome e che hanno ispirato gli artisti nei secoli. Nelle Grandi pianure degli Stati Uniti questi venti sono chiamati *chinook*. In California i venti discendenti, come il vento di Santa Ana e il *sundowner* si incanalano nei passi montuosi intensificandosi. Le velocità di questi venti possono anche superare i 160 km/h.



Schema del movimento dell'onda orografica. Il vento, a varie altitudini, soffia verso una montagna e produce la prima oscillazione (A). Una seconda onda si verifica più distante e a quote più elevate. Sul punto più alto dell'onda si formano degli altocumuli lenticolari (B)

Wind shear

Il *wind shear*, a volte chiamato anche gradiente di vento, è la differenza di velocità e direzione del vento su una distanza relativamente breve dell'atmosfera terrestre. Il *wind shear* ha due componenti, una orizzontale, può essere riscontrata nei fronti meteorologici e in prossimità delle coste, e una verticale, osservabile vicino alla superficie e in prossimità delle correnti e dei fronti meteorologici a quote elevate. Il concetto riveste un'importanza notevole nell'ambito della meteorologia aeronautica. Il *wind shear* di per sé è un fenomeno meteorologico su microscala che copre distanze molto brevi, ma può essere associato a fenomeni su mesoscala o su scala sinottica come le linee di groppo (o *squall line*) e fronti freddi. Comunemente viene osservato nelle vicinanze delle *microburst* (raffiche discendenti) e *downburst* causate da temporali, fronti meteorologici, aree in cui il vento locale è particolarmente intenso, vicinanza alle montagne, inversioni termiche causate da cieli limpidi e venti calmi, edifici, turbine eoliche e barche a vela. Il *wind shear* è un importante fattore di rischio nelle fasi di atterraggio e decollo dei velivoli, ed è stato causa di diversi incidenti aerei che in alcuni casi hanno causato un elevato numero di vittime. La propagazione del suono nell'atmosfera è influenzata dal *wind shear*, che può flettere l'onda sonora, deviando la direzione del suono. Lo sviluppo dei cicloni tropicali può essere inibito da forti *wind shear* verticali nella troposfera, i quali però aumentano la lunghezza del ciclo di vita dei temporali che può portare a condizioni meteorologiche estreme. Il concetto del vento termico spiega come le differenze della velocità del vento in altezza dipendono dalle differenze di temperatura sull'asse orizzontale, e spiegano l'esistenza delle correnti a getto.

Storia

In molte culture il vento è stato personificato da uno o più dei o come manifestazione del soprannaturale. Vāyu è il dio indù del vento. Tra gli dei del vento della mitologia greca (anemoi) troviamo Borea, Euro, Apeliote e Zefiro. Eolo, secondo diverse interpretazioni custode o sovrano dei venti, è anche stato chiamato Astreo, il titano che generò i tre venti con Eos, dea dell'aurora. Gli antichi greci erano anche consapevoli del cambiamento stagionale dei venti, come evidenziato dalla Torre dei venti ad Atene. Gli dei greci dei venti trovano corrispondenza con le divinità romane. Fūjin è il dio del vento giapponese e il più vecchio degli dei dello shintoismo. Secondo la leggenda era presente alla creazione del mondo e lasciò uscire i venti dal suo sacco per sgomberarlo dalla nebbia. Nella mitologia norrena il dio dei venti era Njörðr, mentre quattro *dvägar* (nani), chiamati Norðri, Suðri, Austri e Vestri, probabilmente i Cervi di Yggdrasill, personificavano i quattro venti, un parallelo con la mitologia greca. Stribog è il nome del dio del vento, del cielo e dell'aria nella mitologia slava. È considerato il nonno dei venti delle otto direzioni. Con la parola giapponese Camikaze (神風), generalmente tradotta con l'espressione “vento divino”, ci si riferisce a un paio di tempeste che protessero il Giappone dagli attacchi marittimi dei mongoli di Kublai Khan nel 1274 e nel 1281; quelle tempeste vennero considerate dai contemporanei un dono divino e fu probabilmente la prima volta in cui venne dato un nome a una tempesta. Con l'espressione “vento protestante” si indicano invece un paio di tempeste: la prima impedì all'Invincibile Armata spagnola di invadere l'Inghilterra nel 1588 (i venti in questo caso giocarono un ruolo centrale), la seconda invece, con i suoi venti favorevoli, permise a Guglielmo III di invadere l'Inghilterra nel 1688. Durante la Campagna d'Egitto condotta da Napoleone i soldati francesi ebbero grosse difficoltà con il khamsin, un vento tipico del Sahara.

Quando la tempesta apparve i locali andarono a ripararsi, mentre i francesi “non reagirono finché era troppo tardi, quindi soffocarono e svenirono nel muro di sabbia soffocante e accecante”. Durante la Campagna del Nordafrica durante la Seconda guerra mondiale “le truppe alleate e tedesche vennero obbligati molte volte a sospendere la battaglia a causa delle tempeste di sabbia provocate dal khamsin.

Trasporti

Esistono molti tipi di imbarcazioni a vela, ma tutte hanno alcune cose fondamentali in comune. Escludendo le navi a rotore, che usano l'Effetto Magnus, ogni imbarcazione a vela è provvista di uno scafo, sartie e un albero che sostengono una vela che usa il vento forza motrice. I viaggi attraverso l'oceano in barca a vela possono durare mesi, e uno dei pericoli più comuni è quello della bonaccia (la mancanza di vento), oppure di essere rovesciati da una forte tempesta o venti che non permettono l'avanzamento della nave nella direzione desiderata. Una forte tempesta può portare al naufragio, che può causare anche la perdita di uomini dell'equipaggio. Le imbarcazioni a vela possono trasportare solo una certa quantità di provviste nelle loro stive; i lunghi viaggi con questo tipo di imbarcazioni devono perciò essere pianificati con attenzione, e devono includere delle soste per rifornirsi sia di cibo sia di acqua. Per quanto riguarda i velivoli che operano relativamente all'aria, i venti influenzano la velocità al suolo, e in caso di velivoli più leggeri dell'aria, come le mongolfiere, il vento può giocare un ruolo significativo, oppure anche l'unico ruolo, nel movimento. La velocità di superficie del vento è generalmente il primo fattore che governa la direzione delle operazioni di volo in un aeroporto, e le piste d'atterraggio sono allineate secondo la direzione più comune del vento locale. Generalmente in fase di decollo è preferibile avere il vento contro, dato che il vento a favore aumenta la distanza necessaria al decollo e diminuisce il gradiente di salita.

Scopi ricreativi

Il vento è essenziale in molti sport e attività ricreative come il volo con il deltaplano e la mongolfiera, gli aquiloni, lo snowkiting, il land boarding, il kitesurfing, il parapendio, la navigazione a vela, il windsurf. Per quanto riguarda il deltaplano e il volo a vela i gradienti di vento appena sopra la superficie influenzano il decollo e l'atterraggio dei velivoli. Se il gradiente di vento è importante o improvviso, oppure entrambi, e il pilota mantiene lo stesso angolo di salita, la velocità del velivolo aumenterà, verosimilmente eccedendo la massima velocità di decollo. Il pilota deve correggere la velocità per contrastare l'effetto del gradiente di vento. In fase di atterraggio il *wind shear* può costituire un pericolo, in particolare quando i venti sono forti. Quando il velivolo scende di quota attraverso il gradiente di vento apprestandosi ad atterrare, la velocità dell'aria diminuisce mentre l'angolo di discesa aumenta, e non c'è tempo sufficiente per accelerare prima del contatto al suolo. Il pilota deve così contrastare il gradiente di vento aumentando in anticipo la velocità del velivolo.

Risorsa energetica

I singalesi di Anurādhapura e di altre città dello Sri Lanka usarono la forza dei venti dei monsoni per alimentare le fornaci dal 300 a.C., che venivano costruite a favore di vento allo scopo di portare la temperatura a 1200 °C. Una fonte del I secolo d.C. costituisce il primo riferimento a un rudimentale mulino a vento che era utilizzato per alimentare un organo. I primi mulini funzionanti vennero costruiti a Sistan, in Afghanistan, nel VII secolo d.C. Questi erano mulini ad asse verticale composti da sei pale rettangolari coperte

da un tessuto di vimini o stoffa ed erano usati per la lavorazione di cereali e canna da zucchero, e per estrarre l'acqua dai pozzi. I mulini ad asse orizzontale erano diffusamente utilizzati nell'Europa nord-occidentale per macinare la farina dagli anni 1180, e molti mulini olandesi esistono ancora. Oggi i mulini a vento sono utilizzati per produrre energia elettrica sfruttando la forza del vento. Le navi cargo risparmiano carburante usando l'energia cinetica del vento che viene trasformata in energia meccanica con l'utilizzo di grandi vele.

Energia eolica

Energia eolica è l'energia cinetica prodotta dall'aria in movimento. Il totale di energia eolica che fluisce attraverso una superficie immaginaria A durante il tempo t è:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(Avt\rho)v^2 = \frac{1}{2}At\rho v^3$$

dove ρ è la densità dell'aria, v è la velocità del vento; Avt è il volume di aria che passa attraverso A (che è considerato perpendicolare alla direzione del vento); $Avt\rho$ è quindi la massa m che passa per l'unità di tempo. Notare che $\frac{1}{2}\rho v^2$ è l'energia cinetica dell'aria in movimento per unità di volume.

La potenza è l'energia per unità di tempo, per l'energia eolica incidente su A (ad esempio uguale all'area del rotore di una turbina eolica) è:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}A\rho v^3$$

L'energia eolica in una corrente d'aria aperta è quindi proporzionale alla terza potenza della velocità del vento: la potenza disponibile aumenta quindi di otto volte se la velocità del vento raddoppia. Turbine eoliche per la produzione di energia elettrica devono quindi essere particolarmente efficienti a una maggiore velocità del vento.

Energia catturata da una turbina eolica

L'energia eolica può essere interamente catturata da una turbina solo se la velocità del vento viene ridotta a zero. In uno scenario realistico ciò è impossibile, dato che l'aria passa attraverso la turbina senza fermarsi; di conseguenza è necessario considerare una relazione tra input e output della velocità del vento. Usando il concetto di tubo di flusso e applicando la Legge di Betz, la massima estrazione raggiungibile dell'energia eolica da una turbina è pari al 59% del totale dell'energia teorica.

Esistono però altri fattori che riducono l'assorbimento dell'energia cinetica, come la frizione delle pale dei rotori, perdite dovute alla meccanica del rotore, perdite dei generatori e convertitori, ecc. Approssimativamente le turbine eoliche riescono a sfruttare un terzo dell'energia che catturano.

CAPITOLO 13

ENERGIA EOLICA

L'**energia eolica** è l'energia del vento, ovvero l'energia cinetica di una massa d'aria in movimento. È possibile sfruttare questa energia grazie ad esempio all'utilizzo di aerogeneratori che producono energia elettrica, pompe eoliche per la movimentazione di acqua, tramite mulini a vento che producono energia meccanica per macinare cereali o altri materiali o vele per il movimento di veicoli aerei o acquatici (deltaplano, barca a vela, windsurf, ecc.).

È una fonte di energia alternativa a quella prodotta dalla combustione dei combustibili fossili, rinnovabile e a sostegno dell'economia verde, pulita, che non produce emissioni di gas serra durante il funzionamento e richiede una superficie di terra non eccessivamente vasta. Gli effetti sull'ambiente sono in genere meno problematici rispetto a quelli provenienti da altre fonti di energia.

Il paese a più alta generazione di eolico è la Danimarca, in cui il 43,4% del consumo elettrico derivava dal vento nel 2017. Sono almeno 83 gli altri paesi del mondo che utilizzano regolarmente l'energia eolica per il fabbisogno elettrico. Nel 2018 la produzione di energia eolica nel mondo è aumentata del 9,6%, fino a 591 GW. Nel 2017 la produzione annuale di energia eolica è cresciuta del 17%, fino a coprire il 4,4% del fabbisogno elettrico planetario (nel 2010 era il 2,5%), fornendo l'11,6% dell'energia elettrica nell'Unione europea. Il costo monetario per unità di energia prodotta è simile al costo rapportabile ai nuovi impianti a gas naturale e a carbone.

È una fonte mediamente stabile di anno in anno, ma con una variazione significativa su scale di tempo più brevi. L'intermittenza del vento crea raramente problemi quando essa viene utilizzata per fornire fino al 20% della domanda totale di energia elettrica, ma se la richiesta è superiore vi è necessità di particolari accorgimenti alla rete di distribuzione e una capacità di produzione convenzionale. Alcuni metodi per la gestione della potenza prodotta, come quello di possedere sistemi di stoccaggio (come stazioni di pompaggio), turbine geograficamente distribuite, fonti alternative, accordi di esportazione e importazione di energia per aree limitrofe o la riduzione della domanda quando la produzione eolica è bassa, possono ridurre notevolmente questi problemi. Inoltre, le previsioni del tempo consentono alla rete elettrica di essere preparata tempestivamente a seconda delle variazioni previste nella produzione.

Grandi parchi eolici sono costituiti da centinaia di singoli aerogeneratori collegati alla rete di trasmissione di energia elettrica. L'eolico *off-shore* è più stabile, fornisce più energia e possiede un minor impatto visivo, tuttavia i costi di realizzazione e manutenzione sono notevolmente più alti. Piccoli impianti eolici on-shore forniscono elettricità a luoghi isolati. Le società elettriche acquistano sempre di più elettricità in eccesso prodotta da piccoli aerogeneratori domestici.

Pompa eolica

Una pompa eolica è una struttura costruita per sfruttare l'energia del vento (energia eolica) e attraverso l'utilizzo di pale per trasformarla in energia meccanica (ovvero energia cinetica) utilizzandola per la movimentazione dell'acqua. Non va confusa con il mulino a

vento, che spesso presenta una struttura esterna simile a quella di una pompa eolica ma ha come funzione quella di macinare cereali o altri materiali.



Esempio di pompa eolica nei Paesi Bassi.

Storia

Le pompe eoliche sono utilizzate fin dal nono secolo nella zona occupata attualmente dall'Afghanistan, Iran e Pakistan. L'uso delle pompe eoliche si diffuse nel mondo islamico e successivamente in Cina e in India. Successivamente le pompe eoliche cominciarono ad essere utilizzate in modo estensivo anche in Europa, in modo particolare nei Paesi Bassi e in Gran Bretagna, dalla fine del medioevo in poi, per drenare terreni per l'agricoltura o per essere usati nell'edilizia.

Si pensa che l'imperatore babilonese Hammurabi avesse pianificato l'utilizzo dell'energia eolica per il suo ambizioso progetto di irrigazione nel diciassettesimo secolo a.C.

Le pompe eoliche hanno avuto notevole importanza nel sollevamento dell'acqua nei Paesi Bassi (dal 1180) e in Inghilterra prima dell'invenzione della macchina a vapore. Molte pompe eoliche per il drenaggio sono utilizzate nei Paesi Bassi come supporto alle moderne stazioni di pompaggio.

Nell'Ottocento negli Stati Uniti fu ideata una pompa eolica per prelevare acqua da un pozzo a scopo irriguo; tale soluzione si è poi diffusa in tutto il mondo perché semplice ed efficace.

La pompa eolica americana, o motore a vento, fu inventata da Daniel Halladay nel 1854 e fu usata spesso per pompare acqua dai pozzi. In California e altri stati, le pompe eoliche facevano parte di un sistema domestico della raccolta dell'acqua il quale includeva un

pozzo e una torre in legno in supporto di una botte di legno situata all'interno di una struttura contenitiva. Durante la fine del diciannovesimo secolo costruzioni in metallo rimpiazzarono le costruzioni in legname. Al momento della loro massima distribuzione, nel 1930, si stima la presenza di 600.000 unità in uso sparse su tutto il territorio statunitense. Aziende come U.S. Wind Engine e Pump Company, Challenge Wind Mill e Feed Mill Company, Appleton Manufacturing Company, Star, Eclipse, Fairbanks-Morse e Aermotor divennero i principali fornitori nel nord e sud America. Queste pompe eoliche erano ampiamente utilizzate in fattorie e ranch negli Stati Uniti, Canada, Africa meridionale e Australia. Esse utilizzavano un elevato numero di pale e di conseguenza ruotavano lentamente anche con scarso vento generando una coppia considerevole e si regolavano autonomamente con venti forti. In cima alla torre era presente un cambio e un albero a gomiti che convertiva il movimento rotatorio nel movimento alternato dei pistoni che venivano spinti attraverso un tubo fino al cilindro della pompa.

In Australia, i fratelli Griffith a Toowoomba produssero pompe eoliche dal 1876, con il nome di Shouthern Cross Windmills in uso dal 1903. Essi divennero icone nel settore rurale australiano utilizzando l'acqua del grande bacino artesiano.

Pompe eoliche orizzontali

Una pompa eolica orizzontale con pale rettangolari, usata per l'irrigazione, può essere trovata in Cina nel tredicesimo secolo (durante la dinastia Jurchen Jin nel nord); essa fu introdotta dal viaggiatore Yelü Chucai dal Türkistan nel 1219.

Pompe eoliche a palo incavato

Nelle pompe eoliche a palo incavato, il palo su cui il corpo si sostiene è incavato, per accogliere l'albero motore. Questo rende possibile azionare meccanismi sotto o fuori dal corpo della pompa eolica non compromettendo l'abilità della pompa eolica di ruotare il corpo in direzione del vento. I rotor delle pompe eoliche a palo incavato erano usate nei Paesi Bassi per drenare zone paludose dal quattordicesimo secolo in poi.

Pompe eoliche smock

Le pompe eoliche smock sono di più tardo sviluppo; la torre in muratura è rimpiazzata da una struttura in legno, chiamata "smock". Lo smock è comunemente di base ottagonale, anche se esistono esempi con più o meno lati. Lo smock è ricoperto di paglia, imbarcato o coperto con altri materiali, come ardesia, lamine di metallo o catrame. La struttura più leggera comparata con le pompe eoliche a torre rendono le pompe eoliche smock pratiche per il drenaggio, dato che dovevano essere costruite in aree dove il sottosuolo era spesso instabile. Quando vengono usate in un'area edificata, sono spesso posizionate su una base rialzata per sopraelevarle rispetto agli edifici che le circondano.

Meccanica

Una pompa eolica per il drenaggio dell'acqua utilizza un insieme di ruote dentate sulla parte terminale bassa dell'albero montante per azionare una ruota di raccolta o vite di Archimede

Storia

Per migliaia di anni, barche a vela e velieri hanno utilizzato l'energia eolica mentre gli architetti hanno usato la ventilazione naturale negli edifici fin dai tempi antichi. L'uso

del vento per fornire energia meccanica è tuttavia iniziato un po' più avanti nella storia. La ruota a vento progettata dall'ingegnere greco Erone di Alessandria nel I secolo è il primo esempio noto di utilizzo dell'energia eolica per alimentare una macchina.

I primi mulini a vento furono in uso in Iran almeno dal IX secolo e forse già dal VII secolo. L'impiego di mulini a vento si diffuse subito dopo in tutto il Medio Oriente e nell'Asia centrale e più tardi anche in Cina e in India. Si ha notizia che, a partire dal 1000, i mulini a vento furono utilizzati, sia in Cina che in Sicilia per pompare acqua di mare per estrarre il sale. A partire dal 1180 furono ampiamente utilizzati in Europa nord-occidentale per macinare la farina, mentre le pompe a vento furono utilizzate per drenare i terreni per favorire l'agricoltura e per l'edilizia. I primi immigrati nel Nuovo Mondo portarono con loro queste tecnologie.

L'energia eolica veniva sfruttata per trasportare acqua o per muovere macine e tritare i cereali, in particolare in Paesi Bassi era utilizzata per pompare l'acqua dei *polder* (che sono delle parti di terra sotto il livello del mare), migliorando notevolmente il drenaggio dopo la costruzione delle dighe. I mulini olandesi erano i più grandi del tempo, divennero e rimasero il simbolo della nazione. Questi mulini erano formati da telai in legno sui quali era fissata la tela che formava così delle vele spinte in rotazione dal vento; l'asse di rotazione era orizzontale, come per quasi tutti i mulini europei (i mulini cinesi avevano invece, in genere, asse di rotazione verticale).

Negli Stati Uniti, lo sviluppo delle pompe a vento fu il fattore principale che permise la coltivazione e l'allevamento in vaste aree altrimenti prive di acqua facilmente accessibile. Queste pompe contribuirono inoltre all'espansione della rete ferroviaria mondiale, grazie ai sistemi di pompaggio dai pozzi necessari per fornire l'indispensabile acqua per le locomotive a vapore. La turbina eolica a più pale posizionata in cima a una torre in legno o in acciaio, fu per oltre un secolo una presenza fissa nei panorami dell'America rurale.

Nel 1881, Lord Kelvin propose di usare l'energia eolica quando "il carbone fosse finito". Nello stesso periodo fu proposto anche lo sfruttamento dell'energia solare.

[I primi sfruttamenti per generare potenza elettrica](#)

Nel luglio 1887 il professor James Blyth, un accademico scozzese, costruì una turbina eolica nel giardino della sua casa delle vacanze a Marykirk e utilizzò l'energia elettrica prodotta per ricaricare gli accumulatori che alimentavano le luci nel suo *cottage*. Nel 1891 i suoi esperimenti portarono alla formalizzazione di un brevetto. Durante l'inverno del 1887-1888 l'inventore statunitense Charles F. Brush produsse energia elettrica utilizzando un generatore alimentato dal vento che fornì la sua casa e il suo laboratorio fino al 1900. Nel 1890 lo scienziato e inventore danese Poul la Cour costruì turbine eoliche per produrre energia elettrica, che venne poi utilizzata per la produzione di idrogeno e ossigeno per elettrolisi. La Cour fu il primo a capire che realizzare turbine veloci con meno pale era la soluzione più efficiente nella produzione di energia elettrica. Nel 1904 fondò la *Society of Wind Electricians*.

Verso la metà degli anni venti alcune aziende come la *Parris-Dunn* e la *Jacobs Wind-electric* realizzarono turbine tra gli 1 e i 3 kilowatt che trovarono una larga diffusione nelle grandi pianure dell'Ovest degli Stati Uniti. Tuttavia, a partire dagli anni 1940 la domanda sempre crescente di potenza elettrica e la diffusione di una rete di distribuzione più capillare, rese questi piccoli generatori obsoleti.

Nel 1931, George Darrieus, un ingegnere aeronautico francese, ottenne il brevetto per la turbina eolica Darrieus che utilizzava profili alari per generare la rotazione e a Jalta, in Unione Sovietica, fu installato un prototipo da 100 kW di generatore eolico orizzontale. Nel 1956 Johannes Juul, un ex studente di La Cour, realizzò una turbina da 200 kW a tre pale a Gedser in Danimarca. Questo progetto influenzò il design di molte turbine successive.

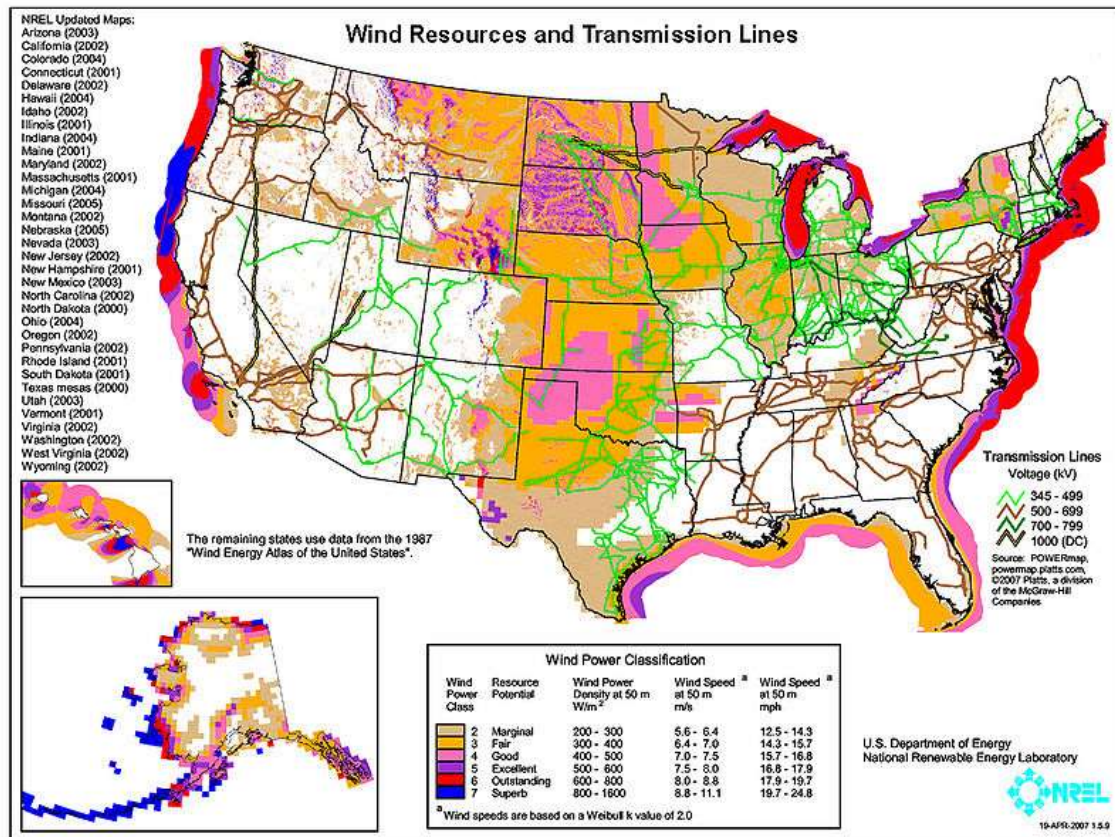


Il Brazos Wind Farm. un moderno parco eolico del Texas

Nel 1975 il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America ha finanziato un progetto per sviluppare turbine eoliche a grande scala. Il progetto si è concretizzato con la realizzazione di tredici turbine sperimentali da parte della NASA che hanno aperto la strada per gran parte della tecnologia utilizzata oggi. Da allora, le turbine hanno aumentato notevolmente le loro dimensioni con la Enercon E-126 in grado di erogare fino a 7,5 megawatt (MW).

Limitatamente all'uso dell'energia eolica come fonte di energia elettrica, tra il 2000 e il 2006 la capacità mondiale installata è quadruplicata. Nel 2005 la nuova potenza installata è stata di 11.000 megawatt, nel 2006 di 15.000 e nel 2007 di 20.000 megawatt. Nonostante la crisi economica, il 2008 è stato un anno record per l'energia eolica, con oltre 27.000 megawatt di nuova potenza installata in tutto il mondo. Da allora una grande crescita esponenziale ha portato ad avere già alla fine del 2008 una potenza cumulata totale di oltre 120 gigawatt, producendo elettricità pari ad oltre l'1,5% del fabbisogno mondiale di energia.

L'energia eolica



Mappa che mostra la disponibilità di vento negli Stati Uniti; i colori indicano la classe di densità del vento.

Il termine *eolico* deriva da Eolo (in greco antico Αἰολός), il dio dei venti nella mitologia greca.

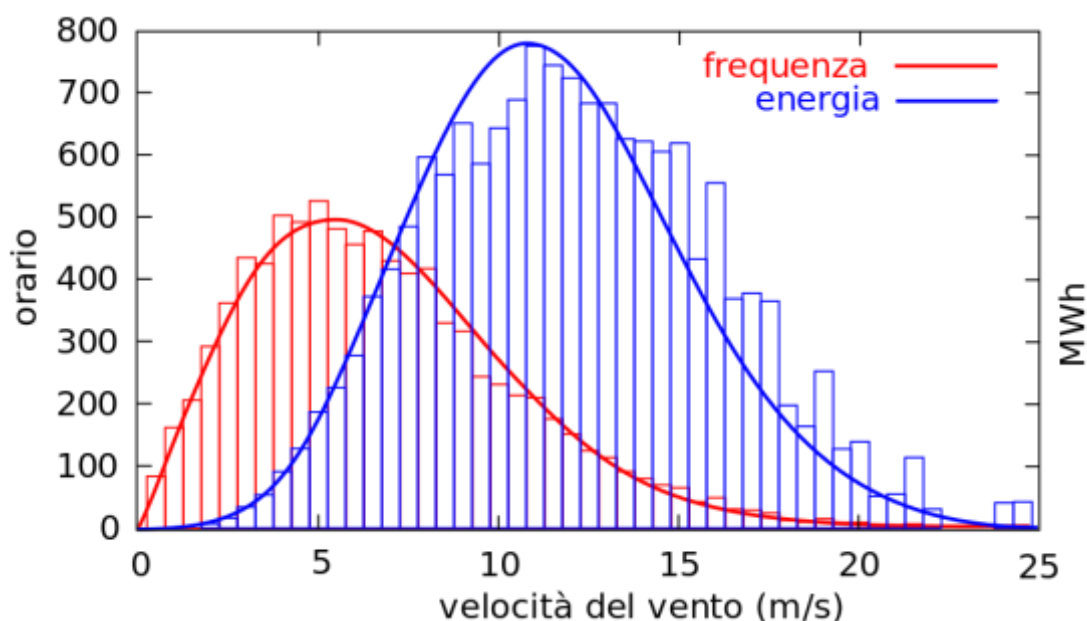
L'energia eolica in una corrente d'aria aperta è quindi proporzionale alla terza potenza della velocità del vento: la potenza disponibile aumenta quindi di otto volte se la velocità del vento raddoppia. Le turbine eoliche per la produzione di energia elettrica devono quindi essere particolarmente efficienti a una maggiore velocità del vento.

Il vento è il movimento dell'aria sulla superficie terrestre, tra zone di alta pressione e bassa pressione. La superficie della Terra è riscaldata in modo non uniforme dal Sole, a seconda di fattori come l'angolo di incidenza dei suoi raggi sulla superficie, che differisce con la latitudine e l'ora del giorno, e del suolo: terreno chiaro o scuro, roccia, sabbia, fitta di vegetazione, acqua. Inoltre grandi masse d'acqua, come ad esempio gli oceani si riscaldano e si raffreddano più lentamente della terra. Le differenze di temperature quindi generano differenze di pressione. La presenza di due punti con differente pressione atmosferica origina una forza, detta forza del gradiente di pressione o forza di gradiente, che agisce premendo sulla massa d'aria per tentare di ristabilire l'equilibrio e dunque dando luogo al fenomeno del vento. Inoltre la rotazione della Terra trascina l'atmosfera intorno ad essa causando movimento di grosse masse d'aria (Forza di Coriolis). Questi effetti si combinano portando alla naturale variabilità dei venti.

La quantità totale di energia economicamente estraibile dal vento è molto maggiore rispetto a quella attualmente fornibile da tutte le altre fonti. Axel Kleidon del Max Planck Institute in Germania, ha effettuato il calcolo della quantità di energia eolica disponibile in toto, concludendo che potrebbero essere estratti dai 18 ai 68 TW. Cristina Archer e Mark Z. Jacobson, in un calcolo differente da quello di Kleidon, hanno calcolato che ad un'altitudine di 100 metri sopra le terre e il mare, vi sono 1700 TW di energia eolica. Di questi "tra 72 e 170 TW potrebbero essere estratti in modo pratico ed economicamente competitivo". In seguito le stime si sono ridotte a 80 TW. Tuttavia una ricerca effettuata presso l'Università di Harvard stima 1 Watt/m² in media e tra i 2 e i 10 MW/km² la capacità per i parchi eolici di grandi dimensioni, il che suggerisce che queste stime del totale delle risorse eoliche mondiali siano troppo alte (per un fattore di circa 4).

Distribuzione della velocità del vento

La forza del vento è variabile e un valore medio per un determinato luogo non è in grado di indicare da solo la quantità di energia che potrebbe produrre una turbina eolica lì posizionata. Per valutare la frequenza delle velocità del vento ad una posizione particolare, una funzione di densità di probabilità è spesso usata per descrivere i dati osservati. Luoghi diversi avranno diverse distribuzioni di velocità del vento. Il modello di Weibull rispecchia da vicino l'effettiva distribuzione di ogni ora/dieci minuti la velocità del vento. Il fattore di Weibull è spesso vicino a 2 e quindi una distribuzione di Rayleigh può essere utilizzata come un modello meno accurato ma più semplice.

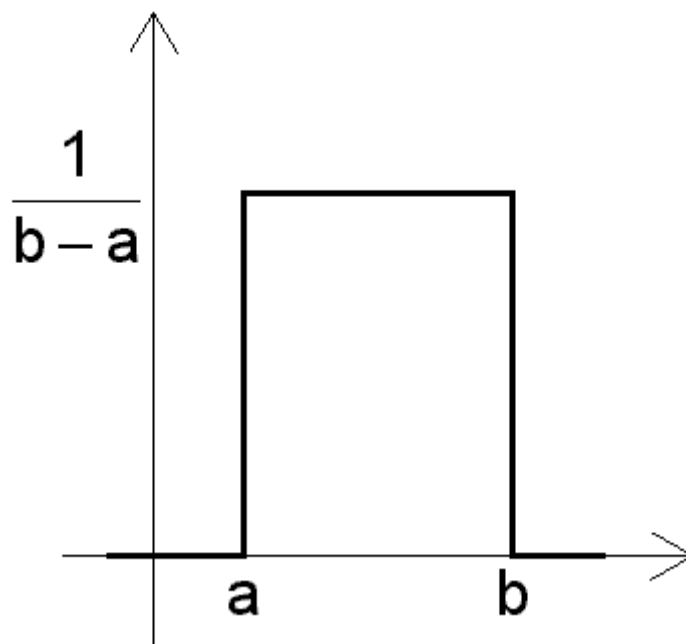


Distribuzione della velocità del vento (rosso) e dell'energia (blu) per tutto il corso del 2002 presso l'impianto di *Lee Ranch facility* in Colorado. L'istogramma mostra i dati misurati, mentre la curva è modello di distribuzione di Rayleigh per la stessa velocità media del vento.

Funzione di densità di probabilità

In matematica, una **funzione di densità di probabilità** (o PDF dall'inglese *probability density function*) è l'analogo della funzione di probabilità di una variabile casuale nel caso in cui la variabile casuale X sia continua, cioè l'insieme dei possibili valori che ha

la potenza del continuo. Essa descrive la "densità" di probabilità in ogni punto nello spazio campionario.



Funzione di densità di probabilità di una variabile aleatoria con distribuzione uniforme.

Definizione

La funzione di densità di probabilità di una variabile casuale X è un'applicazione $p_X(x)$ non negativa integrabile secondo Lebesgue e reale di variabile reale tale che la probabilità dell'insieme A sia data da

$$P(X \in A) = \int_A p_X(x) dx$$

per tutti i sottinsiemi A dello spazio campionario. Intuitivamente, se una distribuzione di probabilità ha densità $p_X(x)$, allora l'intervallo $[x, x + dx]$ ha probabilità $p_X(x) dx$. Da ciò deriva che la funzione $p_X(x)$ è un'applicazione definita come

$$p_X(\bar{x}) : \bar{x} \mapsto \lim_{dx \rightarrow 0} \frac{P(x < \bar{x} < x + dx)}{dx}$$

Assumendo $x \equiv \bar{x}$, ciò corrisponde al limite della probabilità che \bar{x} si trovi nell'intervallo $[x, x + dx]$ per dx che tende a zero. Di qui il nome di funzione di 'densità', in quanto essa rappresenta il rapporto tra una probabilità e un'ampiezza.

Per la condizione di normalizzazione l'integrale su tutto lo spazio di $p_X(x)$ deve essere 1. Di conseguenza ogni funzione non negativa, integrabile secondo Lebesgue, con integrale su tutto lo spazio uguale a 1, è la funzione densità di probabilità di una ben definita distribuzione di probabilità. Una variabile casuale che possiede densità si dice "variabile casuale continua".

Per le variabili casuali multivariate (o vettoriali) la trattazione formale è assolutamente identica: (X_1, \dots, X_n) si dice assolutamente continua se esiste una funzione a valori reali definita in \mathbb{R}^n , detta **densità congiunta**, tale che per ogni sottoinsieme A dello spazio campionario

$$P(X \in A) = \int_A p_{X_1, \dots, X_n}(x_1, \dots, x_n) dx_1 \dots dx_n$$

Essa conserva tutte le proprietà di una densità scalare: è una funzione non negativa a integrale unitario su tutto lo spazio. Una proprietà importante è che se (X_1, \dots, X_n) è assolutamente continua allora lo è ogni sua componente; il viceversa invece non vale. La densità di una componente, detta densità marginale, si ottiene con un ragionamento analogo al teorema della probabilità assoluta, cioè fissando l'insieme di suoi valori di cui si vuole determinare la probabilità e lasciando libere di variare tutte le altre componenti. Infatti (nel caso bivariato per semplicità) l'evento $(X \in A)$ è l'evento $(X \in A, Y \in \mathbb{R})$, dunque

$$P(X \in A) = \int_{A \times \mathbb{R}} p_{X,Y}(x, y) dx dy = \int_A \left(\int_{\mathbb{R}} p_{X,Y}(x, y) dy \right) dx$$

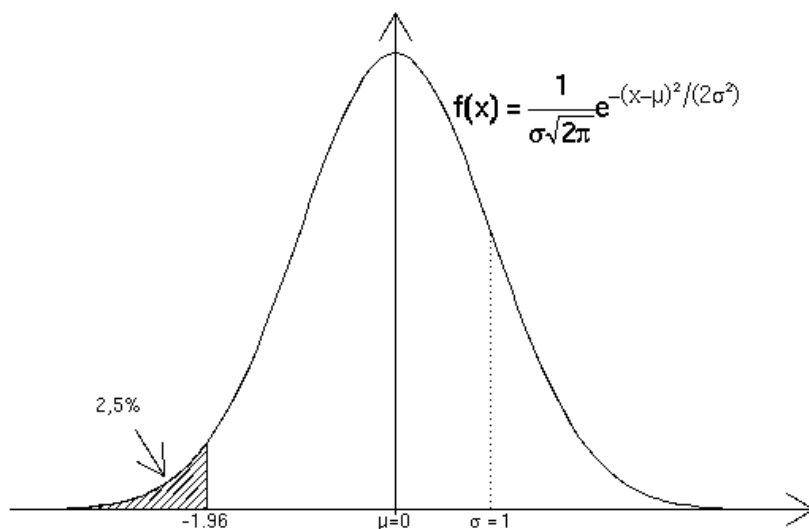
utilizzando il teorema di Fubini. La densità marginale di X è data dunque da

$$p_X(x) = \int_{\mathbb{R}} p_{X,Y}(x, y) dy.$$

Esempi

La funzione di densità della variabile casuale normale di media 0 e varianza 1 (detta *normale standard*), di cui a destra è riportato il grafico e l'espressione analitica della corrispondente densità nel caso generico (media μ e varianza σ^2).

Un altro esempio può essere dato dalla densità di probabilità uniforme su un segmento $(0,1)$. Si può verificare immediatamente che è densità di probabilità facendo l'integrale tra $(0,1)$.



Esempio di gaussiana

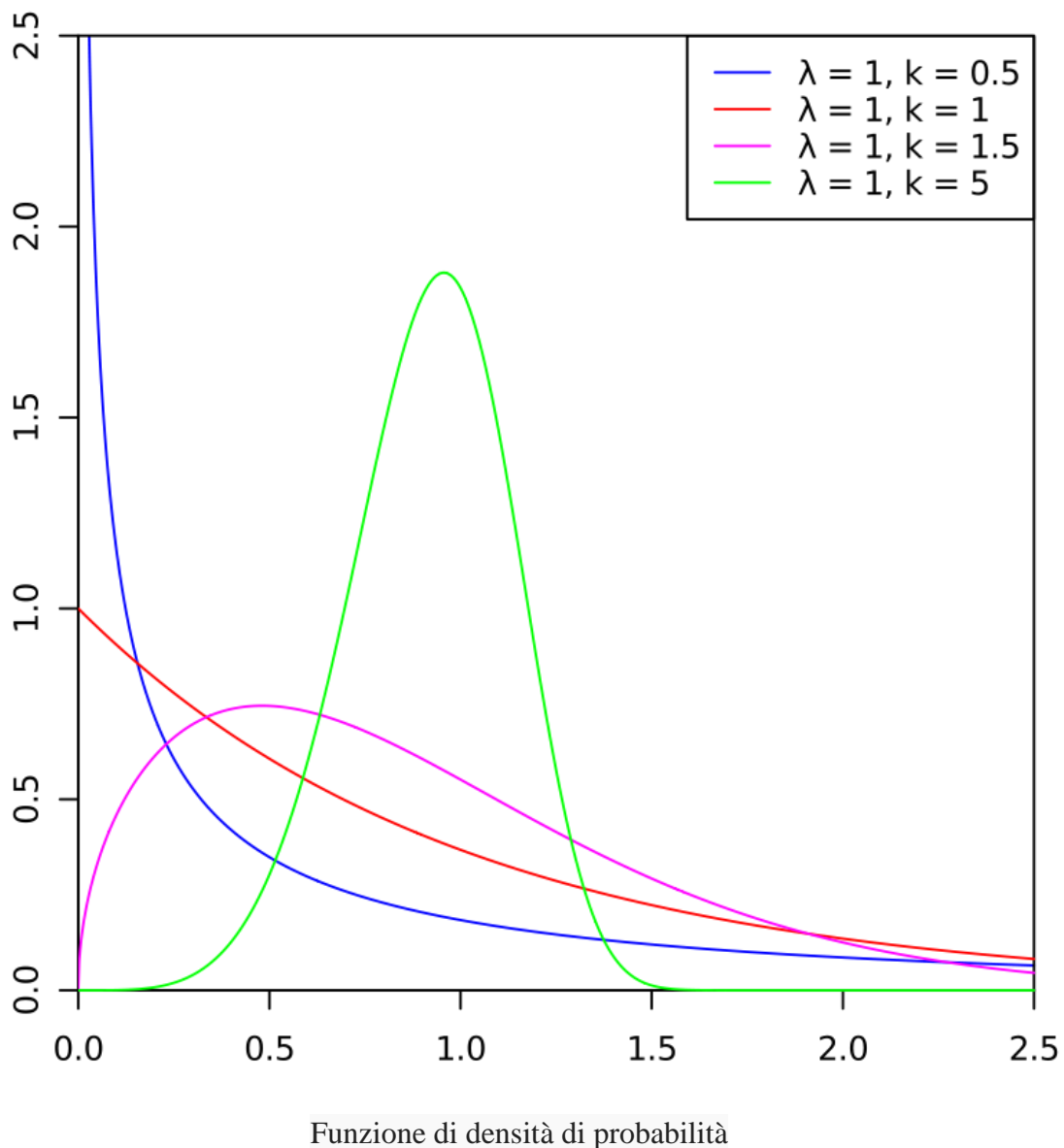
Distribuzione di Weibull

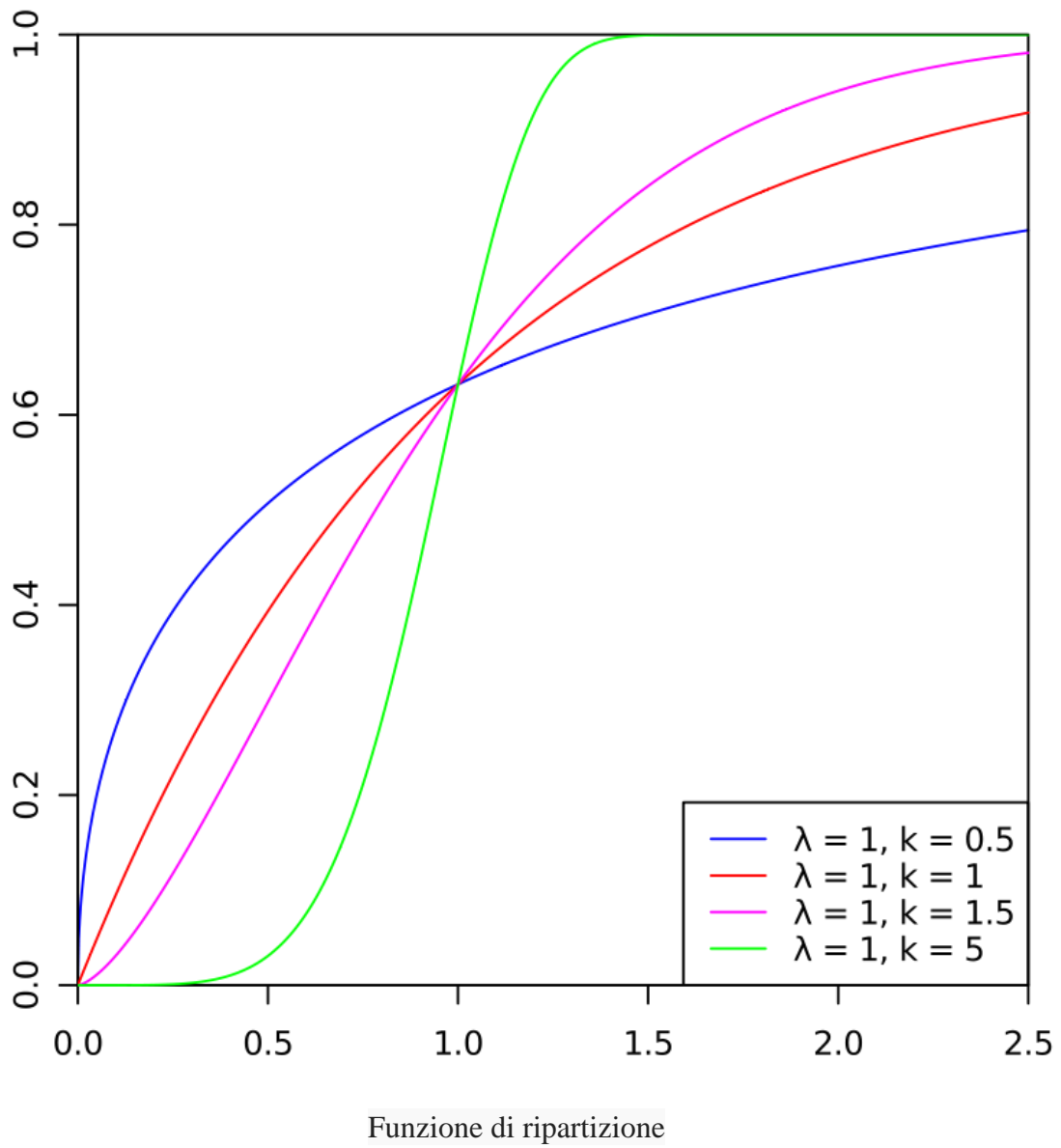
In teoria delle probabilità la **distribuzione di Weibull** è una distribuzione di probabilità continua definita sui numeri reali positivi e descritta da due parametri λ (parametro di scala o vita caratteristica) e k (parametro di forma).

Prende il nome dal matematico svedese Waloddi Weibull che la descrisse nel 1951. La distribuzione era comunque stata già trattata dal matematico francese Maurice Fréchet nel 1927.

La distribuzione fornisce un'interpolazione tra la distribuzione esponenziale (per $k = 1$), la distribuzione di Rayleigh (per $k = 2$).

Viene impiegata per descrivere sistemi con tasso di guasto variabile nel tempo, come estensione della distribuzione esponenziale che prevede tassi di guasto costanti nel tempo.





Parametri	$\lambda > 0$ $k > 0$
Supporto	\mathbb{R}^+
Funzione di densità	$\frac{k}{\lambda^k} x^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}$
Funzione di ripartizione	$1 - e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}$
Valore atteso	$\frac{\lambda}{k} \Gamma\left(\frac{1}{k}\right)$
Mediana	$\lambda(\log 2)^{\frac{1}{k}}$
Moda	$\lambda\left(1 - \frac{1}{k}\right)^{\frac{1}{k}}$ per $k \geq 1$ 0 per $k \leq 1$
Varianza	$\frac{\lambda^2}{k^2} \left[2k\Gamma\left(\frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(\frac{1}{k}\right)\right]$
Entropia	$\left(1 - \frac{1}{k}\right) \gamma + \log \frac{\lambda}{k} + 1$ (con γ la costante di Eulero-Mascheroni)

Definizione

La distribuzione di Weibull di parametri $\lambda > 0$ e $k > 0$ è definita sui reali positivi con funzione di ripartizione

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k},$$

quindi funzione di densità di probabilità

$$f(x) = \frac{k}{\lambda^k} x^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}.$$

Caratteristiche

I momenti semplici della distribuzione di Weibull di parametri (λ, k) si possono ottenere con la sostituzione $t = \left(\frac{x}{\lambda}\right)^k$,

$$dt = \frac{k}{\lambda^k} x^{k-1} dx.$$

$$\mu_n = \int_0^{\infty} x^n \frac{k}{\lambda^k} x^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} dx = \int_0^{\infty} \lambda^n t^{\frac{n}{k}} e^{-t} dt = \lambda^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) = \frac{n\lambda^n}{k} \Gamma\left(\frac{n}{k}\right)$$

dove Γ è la funzione Gamma di Eulero.

In particolare una variabile aleatoria con questa distribuzione ha

speranza matematica
$$\mathbb{E}[X] = \frac{\lambda}{k} \Gamma\left(\frac{1}{k}\right)$$

e varianza
$$\text{Var}(X) = \frac{2\lambda^2}{k} \Gamma\left(\frac{2}{k}\right) - \frac{\lambda^2}{k^2} \Gamma^2\left(\frac{1}{k}\right).$$

I quantili q_α di ordine α si esprimono tramite l'inversa della funzione di ripartizione,

$$q_\alpha = \lambda \left(\ln \frac{1}{1 - \alpha} \right)^{\frac{1}{k}}$$

in particolare la mediana è

$$q_{1/2} = \lambda (\ln 2)^{\frac{1}{k}}$$

La moda è il valore assunto dalla x laddove la $f(x)$ assume un valore massimo:

$$\frac{df(x)}{dx} = \frac{k(k-1)}{\lambda^k} x^{k-2} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} - \frac{k}{\lambda^k} x^{k-1} \cdot \frac{kx^{k-1}}{\lambda^k} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}$$

che va uguagliata a 0

$$\frac{k(k-1)}{\lambda^k} x^{k-2} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} = \frac{k^2}{\lambda^{2k}} x^{2k-2} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}$$

$$(k-1)x^{k-2} = \frac{k}{\lambda^k} x^{2k-2}$$

$$x = \lambda \left(1 - \frac{1}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$$

definito come vediamo per valori di $k > 1$.

Per l'intervallo $[0, 1]$ si verifica che la funzione è decrescente ovunque, pertanto il superiore della funzione $(+\infty)$ lo si ha in 0

Per cui in definitiva la moda è

- 0 per $k \leq 1$.
- $\lambda \left(1 - \frac{1}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$ per $k > 1$

L'entropia è

$$H(X) = \left(1 - \frac{1}{k}\right) \gamma + \ln\left(\frac{\lambda}{k}\right) + 1,$$

dove γ è la costante di Eulero-Mascheroni.

Altre distribuzioni

La distribuzione di Weibull di parametri $(\lambda, 1)$ corrisponde alla distribuzione esponenziale $\mathcal{E}(\lambda)$.

La distribuzione di Weibull di parametri $(\lambda, 2)$ corrisponde alla distribuzione di Rayleigh di parametro $2\lambda^2$.

Una possibile generalizzazione della distribuzione di Weibull prevede l'introduzione di un parametro aggiuntivo μ e descrive la variabile aleatoria $X - \mu$ al posto di X .

La distribuzione di Weibull è descritta, insieme alla distribuzione di Fréchet e, come caso limite, alla distribuzione di Gumbel, dalla distribuzione generalizzata dei valori estremi.

Utilizzo

Come la distribuzione esponenziale descrive la "durata di vita" di un fenomeno privo di memoria, così la distribuzione di Weibull può descrivere la durata di vita per un fenomeno la cui "probabilità di morire" può variare nel tempo, in funzione di k .

Il tasso di guasto, ovvero la densità di probabilità al tempo t condizionata dall'evento $X \geq t$, è

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{k}{\lambda^k} t^{k-1};$$

in particolare

- per $k < 1$ il tasso di guasto diminuisce nel tempo (alta "mortalità infantile")
- per $k = 1$ il tasso di guasto è invariante nel tempo (mancanza di memoria)
- per $k > 1$ il tasso di guasto aumenta con il tempo (*invecchiamento*)

La distribuzione di Weibull viene utilizzata in molti ambiti che trattano appunto i guasti, come l'analisi dei guasti, l'analisi di sopravvivenza, l'ingegneria dell'affidabilità e il controllo della qualità. Viene utilizzata anche nelle previsioni meteorologiche, come generalizzazione della distribuzione di Rayleigh.

[Venti d'alta quota](#)

La produzione di energia elettrica di solito proviene da venti molto vicini alla superficie terrestre. Tuttavia i venti in alta quota sono più forti e più stabili e possono avere una capacità globale di 380 TW. Negli ultimi anni si sono visti significativi progressi nelle tecnologie destinate a produrre energia elettrica da queste correnti ventose.

AEROGENERATORI

Minieolico e microeolico

Si tratta di impianti di piccola taglia, adatti a un uso domestico o per integrare il consumo elettrico di piccole attività economiche tipicamente in modalità *stand-alone*, cioè sotto forma di singoli generatori, connesse poi alla rete elettrica con contributo alla cosiddetta generazione distribuita o ad impianti di accumulazione.

Di solito questi impianti sono costituiti da aerogeneratori del tipo ad asse orizzontale con diametro del rotore da 3 a 20 metri e altezza del mozzo da 10 a 20 metri. Solitamente per minieolico si intendono impianti con una potenza nominale fra 20 kW e 200 kW, mentre per microeolico si intendono impianti con potenze nominali inferiori ai 20 kW.

Per questi impianti di piccole dimensioni il prezzo di installazione risulta più elevato, attestandosi attorno ai 1500-3000 euro per kW installato, in quanto il mercato di questo tipo di impianti è ancora poco sviluppato; tra le cause le normative che, a differenza degli impianti fotovoltaici, in quasi tutta Europa non ne sostengono la diffusione. Questi impianti possono sfruttare le specifiche condizioni del sito in cui si realizza l'installazione. Sono impianti adattabili, che riescono a sfruttare sia venti deboli sia forti e che riescono a intercettare le raffiche improvvise tipiche dell'Appennino.

Per la valutazione dell'idoneità del luogo non si effettua solitamente una campagna di misure in sito (come avviene per installazioni medio-grandi), per l'elevata incidenza che tale costo potrebbe avere sull'investimento globale.

La valutazione, nel caso si ritenga sufficiente la disponibilità di vento (come velocità e continuità), deve considerare altri fattori quali: l'interferenza con altre strutture, l'inquinamento acustico, la lunghezza del percorso elettrico, eventuali vincoli ecologici (presenza di specie protette) o storico-archeologici.



Un generatore minieolico

Eolico d'alta quota

Vi sono numerosi progetti, in gran parte ancora a livello prototipale o pre-commerciale, per lo sfruttamento dell'energia eolica d'alta quota, che puntano ad una riduzione dei costi di produzione dell'energia rispetto ai sistemi eolici tradizionali. Una turbina eolica d'alta

quota è un concetto di design per una turbina eolica che è situata in aria senza una torre, beneficiando così della velocità del vento più elevata e quasi costante ad alta quota, evitando la spesa di costruzione di torri, o la necessità di contatti rotanti o meccanismi di imbardata. Le sfide per un tale progetto comprendono la garanzia di avere una sospensione sicura in grado di mantenere turbine a centinaia di metri da terra a forti venti e tempeste, trasferendo la potenza generata a terra; tali problematiche sono attualmente affrontate principalmente ricorrendo alle sempre più affidabili tecnologie sviluppate nel campo dei droni. Inoltre potrebbero esserci delle interferenze con l'attività aviatoria.



Twind Technology, un concept design per una turbina d'alta quota

Con l'espressione "**eolico d'alta quota**" si indicano le tecnologie tese a sfruttare l'energia del vento mediante apparecchiature volanti (quali droni o aquiloni) generalmente collegate a terra da cavi. Numerosi progetti d'eolico d'alta quota, perlopiù allo stadio ancora prototipale, sono ad oggi attivi nel mondo. Lo sviluppo di queste tecnologie è motivato soprattutto dai seguenti fattori:

1. venti d'alta quota rappresentano una fonte rinnovabile d'energia capace di soddisfare i fabbisogni energetici del pianeta.
2. venti d'alta quota sono più forti e costanti di quelli in prossimità del suolo e sono ad oggi ancora inutilizzati per la produzione elettrica.
3. sistemi per lo sfruttamento dei venti d'alta quota dovrebbero richiedere meno materiali e minor investimenti per unità di potenza producibile, rispetto alla maggior parte delle altre fonti energetiche rinnovabili. Ciò rende tali sistemi candidati alla produzione di energia rinnovabile a basso costo.

Diverse ricerche sulla della potenza estraibile dai venti d'alta quota sono stati pubblicate negli ultimi decenni. Nella troposfera i venti tendono normalmente ad aumentare in intensità all'aumentare della quota. Ad una altezza compresa tra 7 e 16 km di altitudine sono situate correnti dette "**jet strems**" con venti di un ordine di grandezza superiore rispetto ai venti di superficie.

Per comprendere appieno l'importanza della velocità del vento si consideri che l'energia massima estraibile dal vento è proporzionale al cubo della sua velocità, come espresso dalla Legge di Betz o, per un sistema eolico d'alta quota, dalla formula della potenza di Loyd. Ciò significa che sono richieste macchine molto più piccole di una turbina eolica tradizionale per produrre la medesima quantità di energia eolica.

La massima densità d'energia sfruttabile è stata individuata intorno a 10.000 m da terra, sopra Giappone, Cina orientale, Stati Uniti orientali, Australia meridionale, Africa nord-orientale, con valori medi maggiori di 10 kW/m², impensabili vicino al suolo.

I sistemi per la generazione di energia eolica d'alta quota possono essere classificati in due categorie:

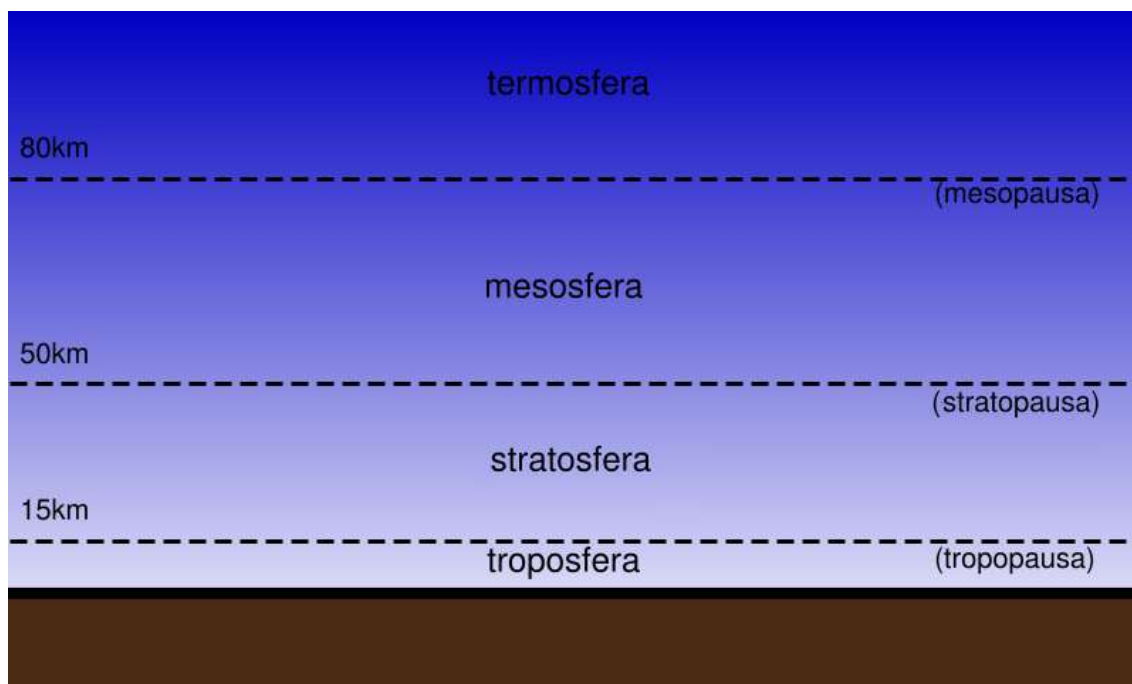
- Sistemi con generazione a terra, dove un velivolo trasmette a terra l'energia meccanica catturata dal vento, mediante uno o più cavi che azionano un generatore elettrico posto appunto a terra. Generalmente il generatore a terra è un alternatore, collegato ad una puleggia o vericello, messo in rotazione dallo svolgimento del cavo. A questa categoria appartengono ad esempio i progetti italiani Kitegen e Kitenergy, il progetto tedesco SkySails Power, l'olandese Ampyx Power, lo svizzero SwissKitePower.
- Sistemi con generazione in aria, dove l'energia catturata dal vento viene trasformata in energia elettrica direttamente in quota, usando generalmente delle eliche o turbine eoliche di ridotta dimensione; l'energia elettrica viene quindi inviata a terra mediante cavi elettrici. A questa categoria appartengono i progetti statunitensi Joby Energy e Makani Power; quest'ultimo acquisito da Google, ha sviluppato un drone capace di generare 600 kW. In tali sistemi la produzione energetica non dipende tanto dalle dimensioni delle eliche del drone, come ci si potrebbe aspettare, quanto piuttosto dalla superficie alare del drone stesso: i venti imprimono, grazie alla superficie alare, un'accelerazione al drone, che raggiunge così una velocità ben superiore a quella del vento. Le piccole eliche del drone saranno soggette a questo punto ad una "velocità apparente" più alta di quella del vento, e quindi, girando ad altissima velocità, produrranno una potenza estremamente elevata rispetto alle loro dimensioni.

Sono inclusi nella categoria dei sistemi con generazione in aria anche palloni aerostatici capaci di portare in quota una turbina eolica, (es. progetto Altaeros Energies), sistemi che risultano più intuitivi, ma caratterizzati da potenze modeste e maggior consumo di materie prime rispetto alle altre tipologie di dispositivi.

Nel settore sono stati investiti negli ultimi anni circa 200 milioni di dollari e almeno 4 aziende prevedono di commercializzare le loro macchine di generazione eolica entro il 2021.

Troposfera

La **troposfera** (dal greco:τροπος, *modo, mutazione, cambiamento*) è la fascia sferoidale aeriforme dell'atmosfera che si trova a diretto contatto con la superficie terrestre, di spessore variabile a seconda della latitudine: ai poli è spessa solamente 8 km mentre raggiunge i 16-20 km all'equatore.



Strati dell'atmosfera

Descrizione

In essa sono concentrati i 3/4 dell'intera massa gassosa e quasi tutto il vapore acqueo dell'atmosfera. È lo strato dove avviene la maggior parte dei fenomeni di carattere meteorologico, causati dalla circolazione delle masse d'aria e che danno vita ai venti, alle nuvole e alle precipitazioni atmosferiche.

La troposfera è riscaldata principalmente dal basso ovvero dalla terra riscaldata a sua volta dalla radiazione solare. Ne deriva che la temperatura diminuisce con l'altitudine, e varia fino a raggiungere un minimo di $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 12 km di altezza; poiché in questa zona i rimescolamenti di aria sono frequenti la diminuzione della temperatura in altezza è irregolare, con approssimazione si può indicare un gradiente termico verticale medio di $6,5\text{ }^{\circ}\text{C}/1.000\text{ m}$; si tratta di un valore medio poiché si possono riscontrare abbassamenti di temperatura anche più repentini nell'ordine di $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ogni 1.000 m.

A un certo punto la temperatura si stabilizza a $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ circa: è la tropopausa, la zona di transizione fra troposfera e stratosfera. La maggior parte degli inquinanti atmosferici emessi rimane confinata nella troposfera, alcuni concentrati vicino alla superficie terrestre, altri come O_3 , CO_2 , CH_4 , sono distribuiti in modo più uniforme.

La troposfera è il luogo della vita: tutte le piante e tutti gli animali vivono in essa, utilizzando alcuni dei gas che la costituiscono (ossigeno, azoto, anidride carbonica, vapore acqueo).

Circolazione generale

La *circolazione generale* della troposfera è da considerarsi/interpretarsi come la modalità tramite il quale il Sistema Terrestre tenta di ripristinare l'equilibrio termico tra poli ed equatore a causa della difformità nell'assorbimento della radiazione solare con la latitudine. Il motore di tutto questo meccanismo è infatti la radiazione solare, che a

seconda della sua inclinazione rispetto alla superficie terrestre invia più calore verso l'emisfero australe rispetto all'emisfero boreale e viceversa in funzione dell'anno solare.

Essa può essere vista come un blocco unico, variabile anche per un minimo intervento della natura (vedi teoria del caos). In generale la circolazione terrestre è mirata alla diminuzione dello squilibrio della temperatura terrestre tra poli ed equatore, infatti: d'inverno avvengono colate fredde verticali, nell'ambito di un contesto di bassa pressione (circolazione ciclonica), da nord a sud per quanto riguarda l'emisfero boreale, mentre da sud a nord nell'emisfero australe; d'estate, invece, gli anticicloni termici tendono a riscaldare le latitudini intermedie da sud a nord nell'emisfero settentrionale e da nord a sud nell'emisfero meridionale, il contrario rispetto all'inverno.

In generale la circolazione dell'atmosfera può essere suddivisa in 3 grosse macrocelle per emisfero: la cella di Hadley che va dalla fascia equatoriale fino a quella tropicale, la cella di Ferrel che copre le medie latitudini e la cella polare che staziona sui poli fino al circolo polare. Ognuna di queste celle comunica con la confinante scambiandosi masse d'aria a temperatura e umidità diverse.

La circolazione generale è inoltre suddivisa in due parti, *circolazione antizonale* e *circolazione zonale*: quando si verifica il primo caso si hanno condizioni meteorologiche di dinamicità del tempo atmosferico e tendenza alla diminuzione dello squilibrio termico poli-equatore; questo tipo di circolazione è più frequente d'estate e d'inverno. Nel caso di circolazione zonale, invece, essa tende a essere omogenea e distesa nei paralleli, così come la pressione atmosferica, le temperature e le condizioni meteo.

Teoria del caos

In matematica la **teoria del caos** è lo studio, attraverso modelli propri della fisica matematica, dei sistemi dinamici che esibiscono una sensibilità esponenziale rispetto alle condizioni iniziali. I sistemi di questo tipo, pur governati da leggi deterministiche, sono in grado di esibire un'empirica casualità nell'evoluzione delle variabili dinamiche. Questo comportamento casuale è solo apparente, dato che si manifesta nel momento in cui si confronta l'andamento temporale asintotico di due sistemi con configurazioni iniziali arbitrariamente simili tra loro.

Nell'uso comune, "caos" significa "uno stato di disordine". Tuttavia, nella teoria del caos, il termine viene definito con maggiore precisione. Anche se non esiste una definizione matematica universalmente accettata di caos, una definizione comunemente utilizzata afferma che un sistema dinamico deve avere le seguenti caratteristiche per essere classificato come caotico:

- deve essere sensibile alle condizioni iniziali;
- deve esibire la transitività topologica;
- deve avere un insieme denso di orbite periodiche.

Tropopausa

La **tropopausa** è lo strato di atmosfera che separa la troposfera, in cui avvengono i fenomeni meteorologici, dalla stratosfera, che è stabile. Si trova ad una quota media di 12 km, che varia da circa 8 km ai poli a circa 17 km all'equatore. Lo spessore è variabile e condizionato dalla latitudine e dalle stagioni.

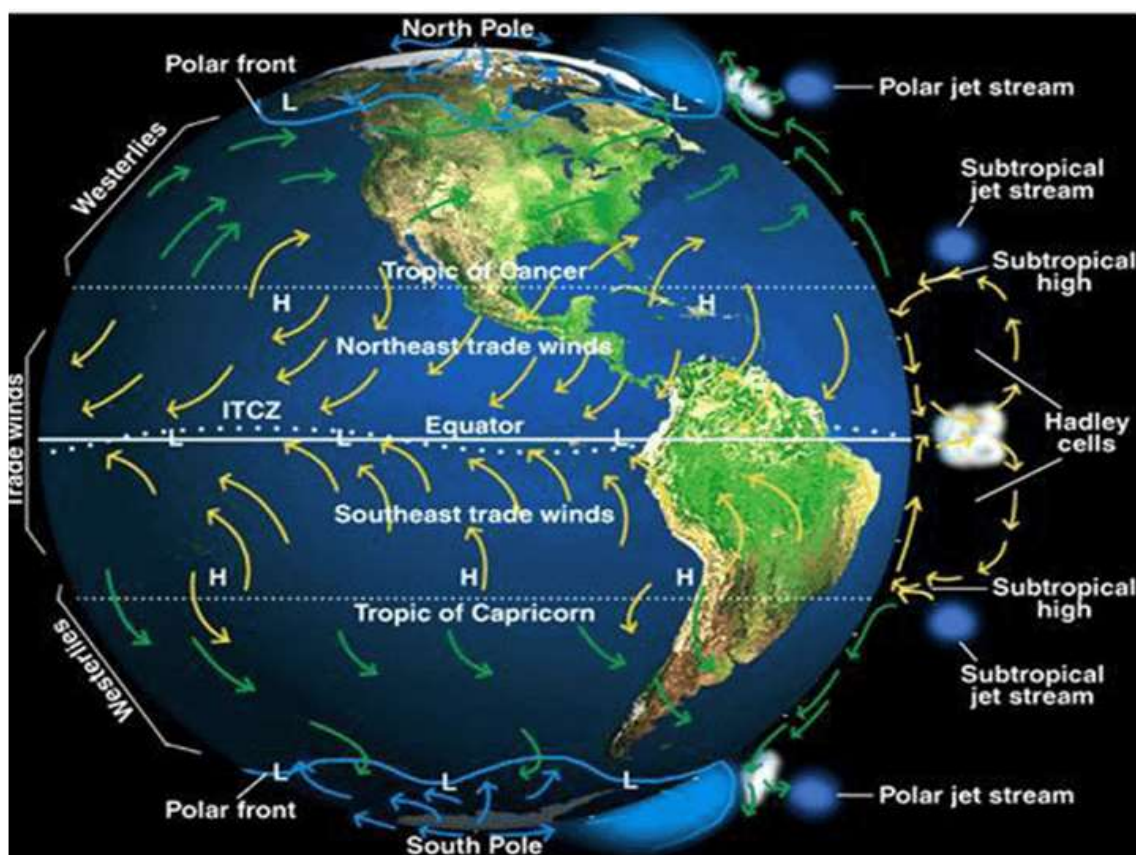
La temperatura è uguale sia ai poli che all'equatore e corrisponde circa a $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$; tale temperatura rimarrà costante nella stratosfera sino ad un'altitudine di circa 20 km dove poi inizierà a salire.

Appena al di sotto della tropopausa inizia il fenomeno delle correnti a getto (in inglese *jet stream*): correnti aeree ad alta velocità (200-300 km/h).

Corrente a getto

In meteorologia, all'interno della circolazione atmosferica, una **corrente a getto** (in inglese *jet stream*) è un flusso d'aria che fluisce velocemente; si forma nell'atmosfera terrestre alla quota di circa 11 km dalla superficie, appena sotto la tropopausa, in genere ai confini tra masse d'aria adiacenti con significative differenze di temperatura, come quella della regione polare e dell'aria più calda nella regione più verso l'equatore.

Le principali correnti a getto sono venti zonali che fluiscono da ovest verso est sia nell'emisfero boreale che australe; questo è dovuto alla forza di Coriolis causata dalla rotazione della Terra. I percorsi dei flussi d'aria mostrano delle tipiche forme a meandro, e queste forme stesse si propagano verso est, a velocità minore dell'effettivo vento al loro interno.



Stratosfera

La **stratosfera** è il secondo dei cinque strati in cui è convenzionalmente suddivisa l'atmosfera (troposfera, stratosfera, mesosfera, termosfera e esosfera). Essa si trova al di sopra della tropopausa.

È caratterizzata da un gradiente termico verticale positivo e molto piccolo, cioè in essa la temperatura aumenta leggermente con la quota, contrariamente a quanto avviene nello strato sottostante. Questo aumento di temperatura con la quota è dovuto alla dissociazione delle molecole di ozono presenti nella stratosfera. L'ozono è un gas le cui molecole sono formate da tre atomi di ossigeno: quando i raggi ultravioletti emessi dal Sole vanno a urtare contro le molecole di ozono, queste si dissolvono, ovvero i tre atomi che le compongono si dividono.

Il processo ha due effetti: la produzione di calore, tanto più grande quanto maggiori sono le dissociazioni, e l'arresto dei raggi ultravioletti che sono dannosi per la vita. L'emanazione di calore in seguito alla dissociazione dell'ozono ha effetto di riscaldare l'atmosfera circostante, per cui nella stratosfera la temperatura aumenta con la quota.

La stratosfera comincia intorno ai 12 km (8 km ai poli e 20 km all'equatore) e termina a un'altitudine di circa 50 km, dove la temperatura raggiunge un massimo di -3 gradi Celsius. Al di sopra di essa troviamo la stratopausa che, a differenza della tropopausa, non ha dimensioni verticali, neppure limitate; è una zona di transizione che divide la stratosfera dallo strato immediatamente superiore, la mesosfera.

Mesosfera

La **mesosfera** (dal greco *mesos* "mezzo" e *sphaira* "palla, sfera") è il terzo dei cinque strati in cui è suddivisa l'atmosfera ed è compresa tra la stratosfera e la termosfera. Si tratta dello strato di atmosfera terrestre che si trova direttamente sopra la stratopausa e direttamente sotto la mesopausa.

Nella mesosfera la temperatura dell'aria diminuisce con l'aumentare dell'altezza. Il limite superiore della mesosfera è la mesopausa, etichettato come luogo più freddo a livello naturale sulla Terra, con temperature inferiori a 130 K (pari a circa -143 °C)

I confini esatti superiori e inferiori della mesosfera variano con la latitudine e con la stagione, ma il limite inferiore della mesosfera solitamente si trova ad un'altezza di circa 50 km sopra la superficie terrestre e la mesopausa è di solito ad altezze nei pressi di 100 km, se non a latitudini medie e superiori in estate dove si scende ad altezze di circa 85 km. La stratosfera, la mesosfera e la parte più bassa della termosfera sono indicate collettivamente come "atmosfera di mezzo".

Termosfera

La **termosfera** è il quarto di cinque strati dell'atmosfera terrestre e di Giove. È compresa tra la mesosfera e l'esosfera, e va dai 95 km ai 500 km circa di quota.

La termosfera prende il nome da *termos*, che sta ad indicare uno strato molto caldo. Questa regione dell'atmosfera è caratterizzata da un continuo aumento della temperatura con l'altezza: secondo dati e calcoli teorici recenti tra i 110 e i 120 km essa dovrebbe essere già risalita a 0 °C, a 150 km si aggirerebbe intorno ad alcune centinaia di gradi sopra lo zero ed al limite superiore, in prossimità della termopausa, supererebbe il migliaio di gradi. Tuttavia questi dati si riferiscono alla temperatura cinetica delle particelle, che le fa viaggiare a una velocità di poco inferiore alla velocità di fuga.

A 100 km di quota si trova la linea di Kármán, posta come limite convenzionale tra voli aeronautici e voli astronautici.

Nella termosfera si trova la ionosfera, lo strato dell'atmosfera terrestre che riflette le onde radio, in particolare gli strati D, E, F1 e F2 sono in grado di riflettere le onde radio lunghe, medie, corte e cortissime. Grazie a questo strato atmosferico è possibile che le trasmissioni radio possano essere trasmesse in più punti della superficie terrestre. Invece le trasmissioni televisive, che comunque rientrano nel campo delle trasmissioni radio, poiché usano frequenze spesso al di sopra delle massime frequenze riflesse dalla ionosfera, possono richiedere l'intermediazione di satelliti che ritrasmettano il segnale verso terra.

Qui cominciano ad incendiarsi e a disintegrarsi le meteore, corpi solidi che provengono dallo spazio.

Esosfera

L'**esosfera** terrestre è lo strato più esterno dell'atmosfera, a partire da circa 500 km di altezza. L'esosfera è caratterizzata da una temperatura di circa 700 °C e varia a seconda dell'attività solare.

Le particelle gassose che raggiungono e superano la velocità di fuga (11,2 km/s) non partecipano più alla rotazione terrestre e si disperdono nello spazio. In genere sono gli elementi più leggeri (idrogeno ed elio) quelli che lasciano più frequentemente la nostra atmosfera.

La temperatura di centinaia di gradi a grandi altezze non indica un caldo enorme, ma è solo la temperatura cinetica e cioè la temperatura che sarebbe necessaria al livello del mare affinché le molecole possedessero la stessa energia cinetica che hanno a queste altezze. Ovvero è l'energia "posseduta" dai singoli atomi, i quali però sono molto rarefatti spazialmente; ragion per cui, pur possedendo ciascuno un'energia equivalente a centinaia di gradi, percepibili qualora a livello pressorio del suolo, la loro rarefazione non permette un identico scambio termico con il restante ambiente.

[Kite Wind Generator \(Progetto italiano – eolico d'alta quota\)](#)

La tecnologia **KiteGen** è un progetto italiano di eolico d'alta quota; è stato Ideato da Massimo Ippolito al fine di produrre energia sfruttando i venti di alta quota, noti anche come venti troposferici.

Il progetto prevede due filoni principali di sviluppo: il **KiteGen Stem** (centrale eolica che sfrutta la trazione generata da un singolo kite) ed il **KiteGen Carousel** (centrale eolica ad asse di rotazione verticale, azionata da molti kites contemporaneamente). In quest'ultimo caso, proprio il diverso orientamento dell'asse di rotazione dovrebbe eliminare tutti i problemi statici e dinamici che impediscono l'aumento della potenza (cioè delle dimensioni) ottenibile dagli aerogeneratori tradizionali.

Dopo un inizio promettente, ma funestato da problemi burocratici incontrati nel sito di Berzano di San Pietro (AT), il prototipo a scala industriale è stato costruito nel 2010 a Sommariva Perno (CN). Attualmente è stata terminata la progettazione di una nuova macchina ed è iniziata la fase di produzione della stessa a scala industriale.

Il progetto è titolare di oltre 40 brevetti registrati a livello internazionale ed è citato ed è oggetto primario in oltre 350 pubblicazioni scientifiche nonché di diversi articoli pubblicati sulla stampa nazionale e internazionale. Infatti, nel 2010 la tesi di dottorato di Lorenzo Fagiano – “Control of Tethered Airfoils for High-Altitude Wind Energy Generation” - è valse l'Eni Award e nel 2015 KiteGen è stata citata tra le 8 tecnologie

energetiche emergenti più interessanti dal National Geographic. Inoltre, il 25 gennaio 2016 Cleantech Group ha pubblicato la lista delle più interessanti aziende innovative del 2015 nel settore “clean technologies” e KiteGen, unica azienda italiana, era presente nella categoria “100 Ones to Watch. A novembre 2016 è stata selezionata tra le 40 aziende che hanno partecipato al Cleantech Summit & Networking Dinner a Rotterdam.

Venti di alta quota

La peculiarità della tecnologia KiteGen risiede nella scelta di una fonte di energia ad alte prestazioni: i venti di alta quota, noti anche come venti troposferici.

Esistono due nastri di vento che avvolgono la terra: uno passa sopra la Terra del Fuoco nell'emisfero australe e l'altro passa sopra l'Europa. L'altezza del nastro europeo va da circa 500 metri fino a 10.000 metri di altitudine, mentre la larghezza è di 4.000 – 5.000 km. I dati salienti sono una potenza media di 2 kW al metro quadrato (a circa 54 km/h) e un numero di ore annuali pari a circa 7000 (un anno ha 8760 ore).

I venti di alta quota hanno, quindi, la caratteristica di essere stabili, quasi equamente distribuiti intorno alla superficie della terra, quasi sempre presenti e molto forti (15 m/s ovvero circa 2 kW/m², con una potenza estraibile di 0,5 - 0,84 kW/m²), mentre quelli di superficie sono forti solo in pochi siti e per circa 1.700 – 2.000 ore all'anno (ore che rappresentano il rapporto kWh prodotto in un anno rispetto alla potenza dell'aerogeneratore).

Queste caratteristiche rendono il troposferico una riserva con un alto potenziale.

Il vento che si intende sfruttare con la tecnologia KiteGen è quello che spira fra 800 metri e 1.500 metri di quota con una velocità media di 7 m/s e una potenza specifica di 200 W/m² (con una potenza estraibile di 50 - 85 W/m²).

Il 4 marzo 2012 è stata presentata una risoluzione parlamentare che impegna il Governo “ad assumere iniziative per riconoscere il vento troposferico o d'alta quota quale fonte di energia rinnovabile; a promuovere opportune iniziative, anche agevolando l'accesso al credito per gli investimenti e ridimensionando la quota di imponibile sul credito di imposta per attività di ricerca e sviluppo, al fine di lanciare attività imprenditoriali che sviluppino tecnologie per sfruttare il vento troposferico”.

Storia

L'idea di utilizzare aquiloni per catturare l'energia dei venti di alta quota e trasformarla in energia meccanica o elettrica non è nuova. Una delle prime trattazioni teoriche, alla base di molti lavori di ricerca più recenti, si deve a Miles L.Loyd, ingegnere impiegato al Lawrence Livermore National Laboratory, che per primo pubblicò nel 1980 sul Journal of Energy i risultati delle sue analisi sulle potenzialità energetiche del sistema e registrò un proprio brevetto per lo sfruttamento industriale del concetto. La tecnologia non era però sufficientemente matura in quegli anni per consentire la realizzazione di un prototipo funzionante.

L'idea del Kite Wind Generator è dell'industriale Massimo Ippolito che, osservando i kitesurfer, ha notato la grande quantità di energia che i kite erano in grado di raccogliere e ha pensato che un sistema analogo avrebbe potuto produrre energia elettrica. Nonostante oggi l'eolico d'alta quota rappresenti una tecnologia estremamente promettente per la generazione di energia pulita, all'inizio l'idea sembrava così azzardata che lo stesso

Ippolito la accantonò per alcuni anni, pur rendendosi conto delle enormi potenzialità dell'invenzione.

Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL)

Il **Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL)** è un laboratorio di ricerca del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America, gestito dall'Università della California e ubicato a Livermore. Insieme al Laboratorio Nazionale di Los Alamos, il centro si occupa dello sviluppo di armi nucleari per il Governo degli Stati Uniti. Le finalità della struttura sono "*ricerca e sviluppo di scienza e tecnologia applicate alla sicurezza nazionale*": il laboratorio esegue ricerche in molti campi, tra i quali quelli dell'energia, della biomedicina e delle scienze ambientali.



Vista aerea del laboratorio

KiteGen Carousel

Il problema di "catturare" il vento è risolto dall'idea di impiegare profili alari di potenza (*Power Kites*) i cui movimenti sono controllati automaticamente da un computer. I profili alari sono ancorati tramite cavi ad una struttura che viene trascinata in un movimento rotatorio e che genera energia elettrica. Tale struttura funziona come la turbina di un impianto eolico, mentre i kites sono le "pale" della turbina. I profili alari di potenza volano secondo traiettorie prestabilite, che permettono di trasformare la forza esercitata sui cavi in una coppia complessiva concorde che mette in rotazione la turbina ad asse verticale.

Come controllabile sul sito della Kite Gen, una centrale da 100MW necessita di un anello di 1000 m (mille metri) di diametro, generando così 500GWh di elettricità in un anno [cioè funzionando a pieno regime per il 57% del tempo, NdA]. Il costo stimato è di 0.03€/kWh, con un netto abbassamento dei costi sia rispetto ai *combustibili fossili* che alle attuali *rinnovabili*. La centrale Kite Gen, infine, necessiterebbe di un'area

d'interdizione al volo del tutto simile a quella degli attuali impianti (come centrali nucleari, petrolchimici, caserme, obiettivi sensibili, ecc.) per un'altezza di 5000 ft (1524 m) ed un raggio di un miglio nautico (1852 m).

L'ulteriore vantaggio dei profili alari di potenza risiede nel fatto che la lunghezza del cavo può permettere loro di raggiungere altezze oltre i 500 metri, dove scorre il vento di alta quota, senza introdurre criticità strutturali.

Mobilegen

Ad agosto 2006 è stato sperimentato un primo prototipo di *KiteGen* dal nome *Mobilegen*, che ha le caratteristiche di essere mobile perché montato su un camion e di raggiungere quote limitate, in quanto il *kite* genera energia col vento di superficie.

Un generatore mobile di seconda generazione è stato sperimentato a settembre 2007 nell'aeroporto *F. Cappa* di Casale Monferrato (AL). L'unità chiamata KSU1 ha utilizzato un profilo alare di potenza che è stato fatto volare all'altezza di 800 metri con controlli automatici. Le sperimentazioni sono durate tre giorni e hanno richiesto particolari permessi all'aviazione civile e militare.

KiteGen Stem

A dicembre 2010 è stato realizzato lo Stem a Sommariva Perno (CN), il primo prototipo statico del kitegen. La potenza prevista per quest'impianto è di 3 Mw. Per produrre energia lo Stem avrà un funzionamento elementare a yo-yo: le funi saranno srotolate con il kite in portanza e metteranno in funzione il generatore di elettricità. Raggiunta la distanza massima del kite dall'impianto, questo verrà messo in posizione di stallo e il kite verrà ritirato, quindi il ciclo si ripeterà.

Il progetto ha subito alcuni ritardi: i lavori sono stati iniziati a Berzano San Pietro con l'assenso della giunta comunale ma un piccolo gruppo di persone si sono opposte al progetto portando all'abbandono dei lavori. Quindi si è scelta la località di Sommariva Perno.

Finanziamenti

A giugno 2006 il *kitegen* era stato selezionato per ricevere un finanziamento pubblico nell'ambito dei Fondi per l'Innovazione Tecnologica (FIT) del Ministero per lo Sviluppo Economico, bandi "Energia" e "Digitale" 2005. Tuttavia, avendo il progetto ricevuto una valutazione di "priorità B" nel bando "Digitale", la procedura di valutazione non è stata esperita a causa dell'esaurimento dei fondi. Per quanto riguardava invece il bando "Energia", l'ente valutatore (Istituto bancario Sanpaolo) non ha completato la procedura e il finanziamento non è stato erogato.

Nell'ambito del 7° Programma-quadro dell'Unione europea un'elaborazione del progetto kitegen nell'ambito del settore trasporti è stato valutato "eccellente", ricevendo un finanziamento di 3M€ per la realizzazione di "soluzioni basate su profili alari per la generazione di energia elettrica a bordo di navi, per trazione e gestione di servizi ausiliari" (proposta n° 218691; acronimo: "Kit-Ves"). L'erogazione dei fondi partirà nell'ottobre 2008.

A partire dal 2008 Wind Operations Worldwide S.p.A. (in sigla WOW S.p.A.) (fondata come società a responsabilità limitata), una società di piccoli investitori, ha contribuito al

progetto acquistando quote di Kitegen Research S.r.l., la società che detiene i brevetti del Kitegen. Ad oggi WOW S.p.A. partecipa al capitale con il 2,4% delle quote.

Nel 2012 la Soter S.r.l. che raccoglie piccoli e medi investitori rileva il 20,5% di Kitegen Research S.r.l. e nel 2013 rileva interamente la quota del 2,4% precedentemente detenuta da WOW S.p.A.

Accordi

Nel 2019 Saipem e kitegen annunciano un accordo: «La nuova divisione XSIGHT di SAIPEM, che promuove le energie rinnovabili e sostenibili, è sicuramente pronta ad affrontare la natura multidisciplinare di questo notevole progetto"».

L'accordo punta a rendere più efficiente la produzione di energia eolica d'alta quota, grazie al vento molto più forte e costante presente oltre i 1.000 metri di altezza. Questa tecnologia usa grandi kite (aquiloni) collegati a un generatore di energia elettrica posto a terra e collegato da funi estremamente resistenti (più resistenti dell'acciaio) e molto leggere. La potenza attesa per il kitegen è di fino a 3 MW di elettricità. Questo si legge nel resoconto dell'annuncio.

Eolico magnetico

Per **eolico magnetico** si intende l'energia eolica prodotta con qualche tipo di aerogeneratore **magnetoeolico**, che impiega magneti permanenti (ad esempio al neodimio) oppure elettromagneti a superconduttore del tipo Maglev, per la trasmissione e/o per la riduzione dell'attrito sperimentato dal rotore e dall'asse del pignone principale del rotore aeronautico con guadagno notevole di efficienza e minor costo di manutenzione.

Caratteristiche

I generatori di questo tipo riescono quindi a funzionare a basse velocità (*cut-in*), ma anche ad alte velocità (*cut-off*) perché diminuiscono l'attrito e l'intensa produzione di calore da esso causato. Come conseguenza hanno un range operativo di funzionamento, in termini di condizioni eoliche necessarie, molto più elevato dell'eolico classico ed al contempo anche un rendimento di conversione meccanico-elettrico molto maggiore.

Hanno inoltre una ridotta manutenzione, perché non hanno bisogno di sostituzione dell'olio, di ingranaggi e sperimentano circa 1/4 dei guasti di un aerogeneratore a cambio meccanico, perché non subiscono molti guasti da momento torcente.

Tali caratteristiche lo rendono estremamente interessante e rivoluzionario all'interno del panorama dell'energia eolica.

Magneti permanenti

Un **magnete** (o **calamita**) è un corpo che genera un campo magnetico. Il nome deriva dal greco *μαγνήτης λίθος* (*magnétes líthos*), cioè "pietra di Magnesia", dal nome di una località dell'Asia Minore, nota sin dall'antichità per gli ingenti depositi di magnetite. Un campo magnetico è invisibile all'occhio umano, ma i suoi effetti sono ben noti: sposta materiali ferromagnetici come il ferro e fa attrarre o respingere due magneti.

Un **magnete permanente** è formato da un materiale ferromagnetico (soltanto alcuni) che è stato magnetizzato e crea un proprio campo magnetico. I materiali che possono essere magnetizzati sono anche quelli fortemente attratti da una calamita, e sono chiamati

ferromagnetici (o ferrimagnetici); questi includono ferro, nichel, cobalto, alcune leghe di terre rare e alcuni minerali naturali come la magnetite. Anche se i materiali ferromagnetici (e ferrimagnetici) sono gli unici attratti da una calamita così intensamente da essere comunemente considerati "magnetici", tutte le sostanze rispondono debolmente ad un campo magnetico, attraverso uno dei numerosi tipi di magnetismo.

I materiali ferromagnetici possono essere suddivisi in materiali magneticamente "*morbidi*" (come ad esempio il ferro ricotto), che possono essere magnetizzati ma che tendono a non rimanere in tale stato, e materiali magneticamente "*duri*", che invece rimangono magnetici. I magneti permanenti sono costituiti da materiali ferromagnetici "*duri*" sottoposti durante la loro produzione ad un trattamento speciale in un potente campo magnetico, che allinea la loro struttura microcristallina interna e li rende molto difficili da smagnetizzare. Per smagnetizzare un magnete di questo tipo, infatti, deve essere applicato un certo campo magnetico la cui intensità dipende dalla coercitività del materiale corrispondente; i materiali "*duri*" hanno alta coercitività, mentre quelli "*morbidi*" hanno bassa coercitività.

Un **elettromagnete** è costituito da una bobina di filo conduttore che agisce come un magnete quando una corrente elettrica passa attraverso di essa, ma che smette di essere una calamita quando la corrente si ferma. Spesso un elettromagnete è avvolto attorno ad un nucleo di materiale ferromagnetico (per esempio l'acciaio) per aumentare il campo magnetico prodotto dalla bobina.

La forza complessiva di un magnete è misurata dal suo momento magnetico, o in alternativa dal flusso magnetico totale che produce. La forza locale del magnetismo in un materiale viene misurata dalla sua magnetizzazione.

Il campo magnetico (solitamente indicato con la lettera ***B***) è un campo vettoriale caratterizzato da una *direzione*, ricavabile tramite l'utilizzo di una semplice bussola, da un verso e da un'*intensità*.

L'unità di misura SI del campo magnetico è il Tesla, mentre l'unità di misura del flusso magnetico totale è il weber; 1 Tesla è pari a 1 Weber per metro quadro (un valore molto elevato del flusso magnetico).

Il momento magnetico

Il momento magnetico (chiamato anche **momento di dipolo magnetico** e indicato dalla lettera greca μ) è un vettore che caratterizza le proprietà magnetiche di un corpo: in una barra magnetica, per esempio, il verso del momento magnetico è diretto dal polo sud al polo nord della barra e la sua intensità dipende dalla forza dei poli e dalla loro distanza.

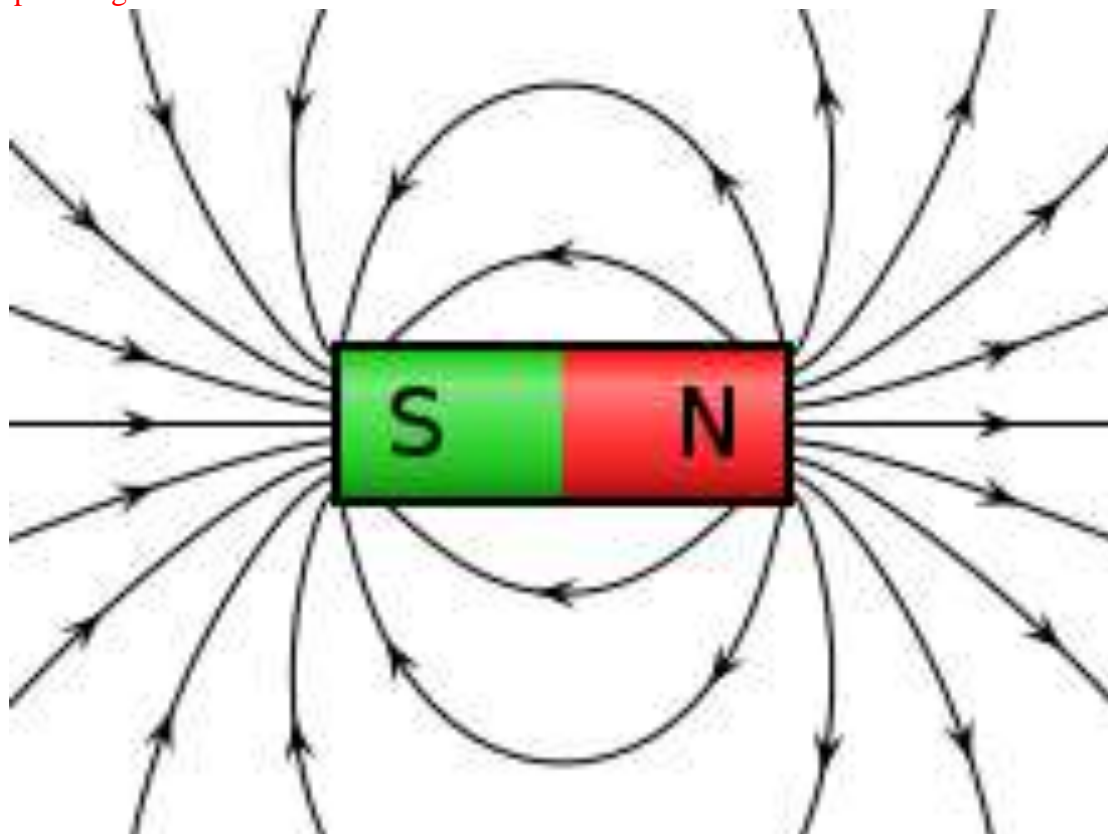
Un magnete produce un campo magnetico ed è a sua volta influenzato dai campi magnetici. L'intensità del campo magnetico prodotto è proporzionale al momento magnetico, e anche il momento meccanico di cui il magnete risente, una volta posto in un campo magnetico esterno, è proporzionale ad esso (oltre che all'intensità e alla direzione del campo esterno).

In unità del Sistema Internazionale, il momento magnetico è misurato in $A \cdot m^2$ (Ampere per metro quadrato): ad esempio, una spira con sezione circolare pari ad S percorsa da una corrente elettrica di intensità I è un magnete con un momento di dipolo magnetico di intensità $I S$.

Magnetizzazione

La magnetizzazione di un corpo è il valore del suo momento magnetico per unità di volume, solitamente indicato con \mathbf{M} e misurato in A/m. È un campo vettoriale (come il campo magnetico e a differenza del momento magnetico), poiché il suo valore varia al variare delle diverse sezioni del corpo. Una buona barra magnetica solitamente possiede un momento magnetico di circa $0.1 \text{ A}\cdot\text{m}^2$ e quindi, supponendo un volume di 1 cm^3 (ovvero $0,000001 \text{ m}^3$), una magnetizzazione di 100.000 A/m . Il ferro può raggiungere anche il milione di A/m di magnetizzazione.

I poli magnetici



Linee di forza del campo magnetico generato da una barra cilindrica; si può notare come esse escano dal polo nord ed entrino nel polo sud.

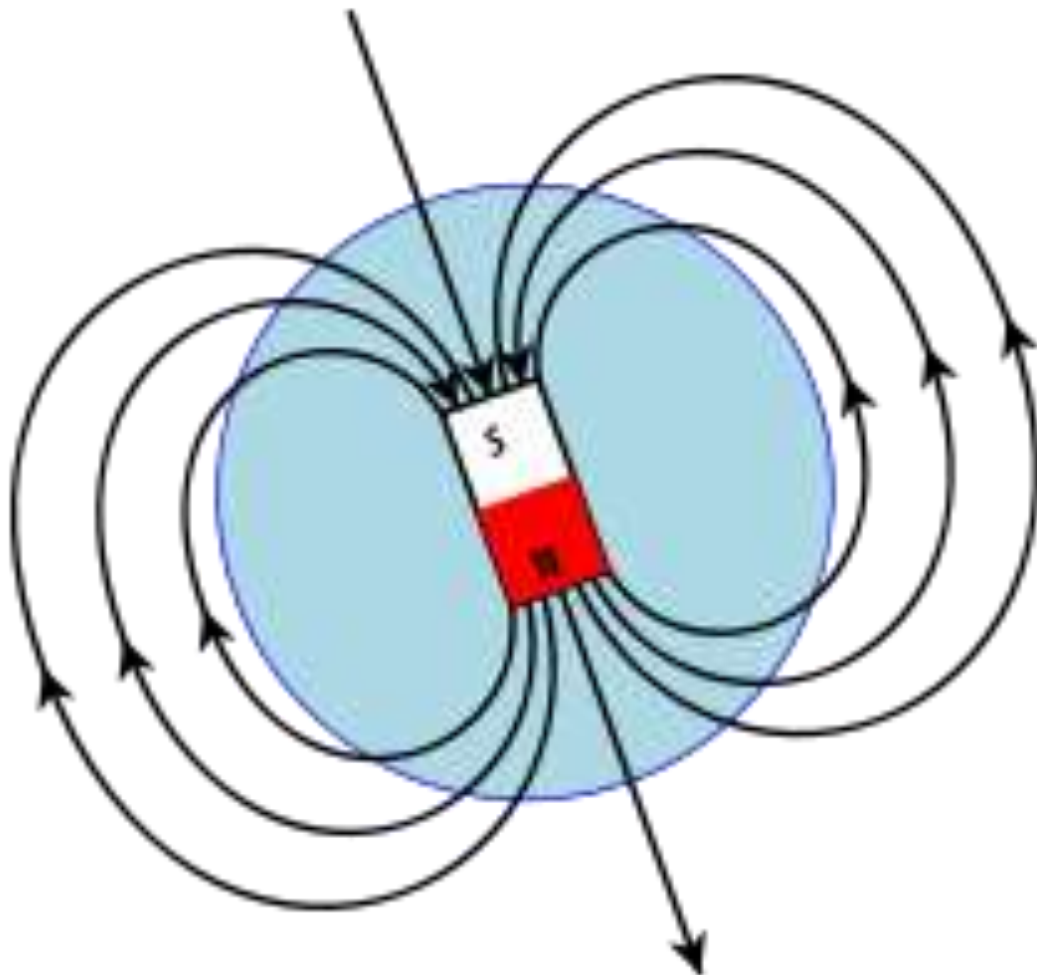
Tutti i magneti hanno almeno due poli: possiedono cioè almeno un polo "nord" e un polo "sud"; il *polo* non è un'entità materiale, bensì un concetto utilizzato nella descrizione dei magneti.

Per comprenderne il significato, si può fare un esempio immaginando una fila di persone allineate e rivolte verso la medesima direzione: benché abbia un lato "frontale" e uno "posteriore", non c'è un luogo particolare della fila in cui si trovano solo i "lati frontali" delle persone o i loro "lati posteriori"; una persona ha di fronte a sé la schiena della persona davanti e dietro di sé un'altra persona rivolta in avanti. Se si divide la fila in due file più piccole, esse continueranno ad avere comunque un orientamento. Continuando a dividere le file, anche arrivando al singolo individuo si manifesta ancora lo stesso orientamento fronte/retro.

Lo stesso accade con i magneti: non c'è un'area all'interno del magnete in cui si trovano solo i poli nord o solo i poli sud, anche dividendo in due parti il magnete, entrambi i magneti risultanti avranno un polo nord e un polo sud. Anche questi magneti più piccoli possono essere suddivisi ulteriormente, ottenendo ancora dei magneti con un polo nord e un polo sud. Se si continua a dividere il magnete in parti sempre più piccole, ad un certo punto queste parti saranno troppo piccole anche per mantenere un campo magnetico (ciò non significa che sono diventati singoli poli, ma semplicemente che hanno perso la capacità di generare del magnetismo). Per alcuni materiali, si può arrivare al livello molecolare e osservare ancora un campo magnetico, con poli nord e sud (sono i "magneti molecolari"). Alcune teorie fisiche tuttavia prevedono l'esistenza di un monopolo magnetico nord e sud.

In termini del campo di induzione magnetica \mathbf{B} , in un magnete permanente si ha che le linee di forza entrano dal polo sud ed escono dal polo nord. Allo stesso modo, in un solenoide percorso da corrente continua si possono identificare un polo nord e un polo sud.

Polo nord e polo sud del campo magnetico



Schema rappresentante il campo magnetico terrestre (poli e linee di forza del campo magnetico.)

Storicamente, i termini *polo nord* e *polo sud* di un magnete rispecchiano la consapevolezza delle interazioni tra esso e il campo geomagnetico: un magnete liberamente sospeso in aria si orienterà lungo la direzione nord-sud a causa dell'attrazione dei poli magnetici nord e sud della Terra; l'estremità del magnete che punta verso il *polo nord geografico* della Terra viene chiamato polo nord del magnete, mentre ovviamente l'altra estremità sarà il polo sud del magnete.

L'odierno *polo nord geografico* della Terra corrisponde però al suo *polo sud magnetico*; complicando ulteriormente lo scenario, si è scoperto che le rocce magnetizzate presenti nei fondali oceanici mostrano come il campo geomagnetico abbia invertito la propria polarità più volte nel passato. Fortunatamente, utilizzando un elettromagnete e la regola della mano destra, l'orientamento di un qualsiasi campo magnetico può essere definito senza doversi riferire al campo geomagnetico.

Per evitare ulteriori confusioni tra poli geografici e magnetici, questi ultimi vengono spesso indicati come "positivo" e "negativo" (dove il polo positivo è quello corrispondente al polo nord geografico).

Materiali magnetici

Il termine "magnete" è in genere riservato a quegli oggetti che producono un proprio campo magnetico persistente anche in assenza di un campo magnetico esterno applicato. Solo alcune classi di materiali possono fare ciò, mentre la maggior parte produce un campo magnetico solo in risposta ad un campo magnetico esterno; ci sono dunque diversi tipi di magnetismo, e tutti i materiali ne presentano una qualche forma. Il comportamento magnetico complessivo di un materiale può variare notevolmente a seconda della sua struttura, in particolare della sua configurazione elettronica. Sono state osservate diverse forme di comportamento magnetico nei diversi materiali:

- I materiali **ferromagnetici** sono quelli tradizionalmente considerati "magnetici": questi materiali sono infatti gli unici che possono mantenere la loro magnetizzazione e diventare calamite. I materiali **ferrimagnetici**, che comprendono la ferrite e la magnetite, sono simili ai precedenti ma con proprietà magnetiche più deboli.
- I materiali **paramagnetici** come il platino, l'alluminio e l'ossigeno sono debolmente attratti da un magnete: questo effetto è di centinaia di migliaia di volte più debole che nei materiali ferromagnetici, e si può rilevare solo mediante strumenti sensibili, o usando magneti estremamente forti. I ferrofluidi magnetici, anche se sono costituiti da minuscole particelle ferromagnetiche sospese in un liquido, sono a volte considerati paramagnetici, poiché non possono essere magnetizzati.
- I materiali **diamagnetici** vengono respinti da entrambi i poli di un campo magnetico; rispetto alle sostanze paramagnetiche e ferromagnetiche, le sostanze diamagnetiche come il carbonio, il rame, l'acqua e la plastica sono ancora più debolmente respinte da un magnete. La permeabilità dei materiali diamagnetici è inferiore alla permeabilità del vuoto. Tutte le sostanze che non possiedono uno degli altri tipi di magnetismo sono diamagnetiche, e questo include la maggior parte di esse. Anche se la forza su un oggetto diamagnetico provocata da un magnete ordinario è troppo debole per essere percepita, con un magnete superconduttore estremamente forte anche oggetti diamagnetici, come pezzi di piombo, possono essere fatti levitare a mezz'aria: i superconduttori infatti respingono i campi magnetici dal loro interno e sono fortemente diamagnetici.

- Vi sono infine altri tipi di materiali magnetici, come il vetro di spin e le sostanze superparamagnetiche.

Origini fisiche del magnetismo - Magneti permanenti



Magneti serrati a contatto dalla forza magnetica

Qualsiasi oggetto comune è composto da particelle come i protoni, i neutroni e gli elettroni; ciascuna di esse ha tra le sue proprietà quanto-meccaniche lo spin, che associa a queste particelle un campo magnetico. Da questo punto di vista, ci si aspetta che qualsiasi corpo materiale, essendo composto da innumerevoli particelle, possieda caratteri magnetici (persino le particelle di antimateria hanno proprietà magnetiche); l'esperienza quotidiana, tuttavia, smentisce questa affermazione.

All'interno di ogni atomo o molecola, le disposizioni di ogni spin seguono rigidamente il Principio di esclusione di Pauli; comunque sia, nelle sostanze diamagnetiche non esiste un ordinamento "a lungo raggio" di questi spin, per cui non esiste un campo magnetico, dato che ogni momento magnetico di una particella è annullato da quello di un'altra.

Nei magneti permanenti, invece, questo ordinamento a lungo raggio esiste; il grado più elevato di ordinamento è quello presente nei cosiddetti domini magnetici: essi possono essere considerati come microscopiche regioni dove una forte interazione tra particelle, detta interazione di scambio, genera una situazione estremamente ordinata; più elevato è il grado di ordine del dominio, più forte risulterà il campo magnetico generato.

Un ordinamento a scale elevate (e quindi un forte campo magnetico) è una delle caratteristiche principali dei materiali ferromagnetici.

Uno stratagemma che si sfrutta per generare campi magnetici molto intensi è quello di orientare tutti i domini magnetici di un ferromagnete con un campo meno intenso, generato da un avvolgimento di materiale conduttore all'interno del quale è fatta passare una corrente elettrica: è l'elettromagnete.

Ruolo degli elettroni

Gli elettroni giocano un ruolo primario nella formazione del campo magnetico; in un atomo, gli elettroni si possono trovare sia singolarmente sia a coppie, all'interno di ciascun orbitale. Se sono in coppia, ciascun elettrone ha spin opposto rispetto all'altro (spin su e spin giù); dal momento che gli spin hanno direzione opposta, essi si annullano a vicenda: una coppia di elettroni non può dunque generare un campo magnetico.

In molti atomi, però, si trovano elettroni spaiati: tutti i materiali magnetici possiedono elettroni di questo tipo, ma non è detto che al contrario un atomo con elettroni spaiati sia ferromagnetico. Per poter essere ferromagnetico, gli elettroni spaiati del materiale devono anche interagire fra di loro a larghe scale, in modo da essere tutti orientati nella medesima direzione. La specifica configurazione elettronica degli atomi, così come la distanza tra ciascun atomo, è il principale fattore che guida questo ordinamento a lungo raggio. Se gli elettroni mostrano lo stesso orientamento, essi si trovano nello stato a minore energia.

Elettromagneti

L'esempio più semplice di elettromagnete è quello di un filo arrotolato a mo' di bobina una o più volte: questa configurazione prende il nome, rispettivamente, di spira o solenoide. Quando la corrente elettrica attraversa la bobina, quest'ultima genera un campo magnetico attorno a sé. L'orientamento del campo magnetico può essere determinato attraverso la regola della mano destra, mentre la sua intensità dipende da vari fattori: dal numero di spire si ricava la superficie dell'interazione, dalla densità di corrente elettrica l'attività; più spire sono presenti (o più grande è la densità di corrente), più risulterà elevato il campo magnetico.

Se la bobina è vuota al suo interno, il campo generato sarà estremamente debole; vari materiali ferromagnetici o paramagnetici possono essere utilizzati per costituire il nucleo di un elettromagnete: l'aggiunta di queste componenti può far aumentare l'intensità del campo magnetico di 100 o addirittura 1000 volte.

A distanze considerevoli rispetto alle dimensioni del magnete, il campo magnetico osservato segue la legge dell'inverso del cubo: l'intensità del campo è inversamente proporzionale al cubo della distanza.

Se l'elettromagnete poggia su una lastra metallica, la forza necessaria a separare i due oggetti sarà tanto più grande quanto più le due superfici saranno piatte e lisce: in questo caso infatti avranno un maggior numero di punti di contatto e più piccola sarà la riluttanza del circuito magnetico.

Gli elettromagneti trovano applicazioni in diverse situazioni, dagli acceleratori di particelle, ai motori elettrici, alle macchine per l'imaging a risonanza magnetica. Vi sono anche macchinari più complessi dove non si utilizzano semplici dipoli magnetici, bensì quadrupoli magnetici, con lo scopo, per esempio, di concentrare i fasci di particelle. Un esempio è costituito dallo spettrometro di massa.

Recentemente campi di svariati milioni di tesla sono stati prodotti in solenoidi micrometrici nei quali veniva fatta passare una corrente di milioni di ampere, mediante scarica impulsiva di una batteria di condensatori. Le intense forze generate dalla scarica portavano il sistema ad implodere, distruggendo l'esperimento in pochi millisecondi.

Utilizzi dei magneti

I magneti trovano applicazione in una vasta gamma di strumenti, tra i quali:

- Mezzi di registrazione magnetica: le comuni cassette VHS contengono una bobina di nastro magnetico e le informazioni visive e sonore vengono memorizzate nel rivestimento magnetico del nastro; anche le audio-cassette contengono un nastro magnetico. In maniera analoga, i floppy disk e gli hard disk registrano i dati su una sottile pellicola magnetica.
- Carte di credito, di debito e Bancomat: hanno tutte una banda magnetica, che contiene le informazioni necessarie per contattare il proprio istituto di credito.
- Televisori e monitor di computer: la maggior parte delle TV e degli schermi dei computer dipendono in parte da un elettromagnete nella generazione dell'immagine ("Tubo catodico"). Gli odierni schermi al plasma e LCD sono invece legati a tecnologie del tutto differenti.
- Altoparlanti e microfoni: la maggior parte degli altoparlanti funziona grazie alla combinazione di un magnete permanente e di un elettromagnete, che convertono l'energia elettrica (il segnale) in energia meccanica (il suono); l'elettromagnete trasporta il segnale, il quale genera un campo magnetico che interagisce con quello generato dal magnete permanente, creando il suono. I normali microfoni sono basati sugli stessi concetti, ma funzionano in maniera opposta: all'interno del microfono è posta una membrana collegata ad una bobina, insieme ad un magnete della stessa forma; quando un suono mette in vibrazione la membrana, lo stesso accade alla bobina che, muovendosi all'interno di un campo magnetico, genera un voltaggio ("Legge di Lenz"); questo voltaggio è proprio il segnale elettrico utilizzato per trasmettere il suono.
- Motori elettrici e generatori: molti motori elettrici funzionano in maniera analoga agli altoparlanti (un magnete permanente e un elettromagnete convertono l'energia elettrica in energia meccanica). Un generatore è esattamente l'inverso: converte infatti l'energia meccanica in energia elettrica.
- Medicina: negli ospedali si utilizza l'Imaging a risonanza magnetica per individuare problemi negli organi dei pazienti senza l'impiego di metodi invasivi.
- Trasformatori: un trasformatore trasferisce la corrente elettrica attraverso due spire isolate elettricamente ma non magneticamente.
- Bussola: è costituita da un puntatore magnetizzato libero di allinearsi al campo magnetico terrestre.
- Treni a levitazione magnetica, o *maglev*.
- Acceleratori di particelle: essi utilizzano dei magneti per indirizzare i fasci di particelle sul percorso stabilito; i magneti vengono utilizzati anche per collimare i fasci sui bersagli.
- In campo artistico, 1 millimetro di patina magnetica è sovente usata per rivestire i dipinti e le fotografie, in modo da permettere l'aggiunta di superfici metalliche di vario genere.
- I magneti possono essere utilizzati nella gioielleria: collane e bracciali possono infatti avere una chiusura magnetica, o essere costituiti interamente da una serie concatenata di magneti e perline ferrose.
- I magneti possono essere usati per raccogliere altri oggetti magnetici (chiodi, punti metallici, graffette), che sono troppo piccoli, troppo difficili da raggiungere o troppo

sottili per essere tenuti con le dita. Alcuni cacciaviti sono magnetizzati per questo scopo.

- I magneti possono essere utilizzati in operazioni di scarto e di recupero per separare i metalli magnetici (ferro, acciaio e nichel) da metalli non magnetici (alluminio, leghe di metalli non ferrosi, ecc.). La stessa idea è utilizzata nel cosiddetto "test del magnete", in cui la carrozzeria di un'automobile viene controllata con un magnete per rilevare le aree riparate con fibra di vetro o con stucco.
- Pietre dalle proprietà magnetiche vengono inoltre utilizzate da varie etnie afro-americane nelle pratiche magico-sciamaniche conosciute come riti hoodoo: queste pietre sono ritenute essere magicamente legate al nome di una persona e attraverso un rituale vengono cosparse di sabbia ferrosa che ne rivela il campo magnetico; una pietra può essere utilizzata per far avverare i desideri di una persona, due pietre per eseguire una fattura d'amore.
- I magneti vengono usati per la produzione di gadget e souvenir (per esempio calamite da frigo).

Come magnetizzare e smagnetizzare un corpo

I materiali ferromagnetici possono essere *magnetizzati* in diversi modi:

- ponendo l'oggetto ferromagnetico all'interno di un campo magnetico, si possono notare tracce di magnetismo nel materiale; l'allineamento con il campo geomagnetico e la presenza di oscillazioni sono gli effetti di questo magnetismo residuo;
- mettendolo all'interno di un solenoide attraversato da corrente continua;
- strofinando ripetutamente e sempre nello stesso verso un magnete lungo un'estremità dell'oggetto da magnetizzare;
- nel caso particolare dell'acciaio, lo si può posizionare all'interno di un campo magnetico e quindi riscaldare fino ad alte temperature (il magnete deve essere orientato lungo la direzione dei poli magnetici della Terra). Il magnetismo risultante dell'acciaio non è particolarmente intenso, ma è comunque permanente.

Possono essere invece *smagnetizzati* con i seguenti procedimenti:

- riscaldandoli fino al loro punto di Curie, distruggendo il loro ordinamento a lungo raggio e successivamente raffreddandoli in assenza di campo;
- strofinandoli con un altro magnete in direzioni casuali (ciò non è particolarmente efficace in presenza di materiali con un elevato grado di magnetismo);
- rompendo il magnete, in modo da ridurre il loro ordinamento intrinseco;
- ponendo il magnete in un solenoide percorso da una corrente alternata ad intensità gradualmente decrescente.

In un elettromagnete contenente un nucleo di ferro, interrompere il flusso di corrente significa eliminare la maggior parte del campo magnetico (permangono dei deboli effetti magnetici dovuti al fenomeno dell'isteresi).

Tipi di magneti permanenti - Magneti metallici

Molti materiali hanno coppie di elettroni con spin spaiati, e la maggior parte di essi è paramagnetica. Se i due elettroni interagiscono fra loro in modo tale che i loro spin si allineano spontaneamente, tali materiali divengono ferromagnetici (o semplicemente "magnetici"). A seconda della struttura atomica dei cristalli da cui sono formati, molti metalli sono già ferromagnetici quando sono ancora minerali, per esempio minerali del ferro (la magnetite), del cobalto, del nickel o anche di terre rare come il gadolinio o il disprosio. Questi magneti "naturali" sono stati ovviamente i primi ad essere utilizzati per le loro proprietà magnetiche, seguiti da altri di fabbricazione artificiale, come ad esempio il boro, un materiale molto magnetico utilizzato per i flap degli aerei, permettendo un volo comodo e agevole.

Tipi di magneti permanenti - Magneti compositi

- **Ceramici:** i magneti ceramici sono una lega composta di polvere di ossido di ferro e ceramica di carbonato di bario (o carbonato di stronzio). A causa del basso costo di tali materiali e delle tecniche di realizzazione, questo tipo di magneti può essere prodotto in grande quantità e venduto a prezzo contenuto. I magneti ceramici sono immuni alla corrosione, ma possono essere molto fragili.
- **AlNiCo:** i magneti AlNiCo sono ottenuti dalla fusione o dalla sinterizzazione di alluminio, nickel e cobalto con del ferro, più eventualmente altri elementi aggiunti per aumentare le proprietà magnetiche. La sinterizzazione dona al magnete delle proprietà meccaniche superiori, mentre la fusione conferisce delle maggiori proprietà magnetiche. Questi magneti sono resistenti alla corrosione e anche se sono più versatili dei magneti ceramici, lo sono comunque meno rispetto ai magneti metallici.
- **TiCoNiAl:** i magneti TiCoNiAl sono costituiti da una lega di titanio, cobalto, nickel, alluminio (in simboli chimici Ti, Co, Ni e Al) da cui il nome, insieme al ferro e ad altri elementi. Sono stati sviluppati dalla Philips per la produzione di altoparlanti.
- **Stampati ad iniezione:** i magneti stampati ad iniezione sono costituiti da una miscela di resine e polveri magnetiche, e possono essere stampati nelle forme e dimensioni più diverse. Le loro proprietà meccaniche e magnetiche dipendono ovviamente dai vari tipi di materiali utilizzati, anche se in generale le prime possono essere ricondotte a quelle dei materiali plastici e le seconde sono inferiori a quelle dei magneti metallici.
- **Flessibili:** i magneti flessibili sono molto simili a quelli stampati ad iniezione: sono ottenuti infatti da una miscela di resine o leganti, come il vinile. Non possiedono elevate proprietà magnetiche, ma, come suggerisce il nome, hanno ottime proprietà meccaniche.

Tipi di magneti permanenti - Con terre rare

Gli elementi chimici chiamati *terre rare* (ovvero i lantanidi) hanno il livello elettronico f (che può ospitare fino a 14 elettroni) riempito solo in parte. Lo spin degli elettroni di questo livello si può facilmente allineare in presenza di forti campi magnetici, e perciò è proprio in queste situazioni che vengono utilizzati i magneti costituiti da terre rare. Le varietà più comuni di questi magneti sono i magneti samario-cobalto e i magneti neodimio-ferro-boro.

Tipi di magneti permanenti - Molecolari (SMM)

Negli anni novanta si scoprì come certi tipi di molecole contenenti ioni metallici paramagnetici fossero capaci di conservare il proprio momento magnetico anche a temperature estremamente basse. Tale meccanismo è differente da quello utilizzato dai magneti convenzionali e teoricamente risulta anche più efficiente. Le ricerche che interessano questi magneti molecolari, o SMM ("*single-molecule magnet*") sono tuttora in corso. Molti SMM contengono manganese, mentre in altri si trovano anche il vanadio, il ferro, il nickel e il cobalto.

Tipi di magneti permanenti - Magnetici organici

Il primo materiale organico, magnetico a temperatura ambiente, è stato ottenuto in diclorometano, dalla reazione del dibenzene-vanadio con tetracianoetilene (TCNE) e si presenta come un materiale nero, amorfo, di composizione $V(TCNE)_2 \cdot \frac{1}{2}CH_2Cl_2$, magnetico sino alla temperatura di decomposizione a 77 °C. Così ottenuto risulta poco stabile, mentre ottenuto dalla fase gassosa di TCNE e $V(CO)_6$ (Vanadio esacarbonile) e condensato direttamente su supporti, rigidi o flessibili, forma film magnetici abbastanza stabili all'aria.

Forze magnetiche

Calcolare la forza di attrazione o repulsione tra due magneti è, in generale, un'operazione estremamente complessa, che dipende dalla forma, dal grado di magnetizzazione, dall'orientamento e dalla distanza dei due magneti.

- **Forza tra due monopoli**

La forza esistente tra due monopoli magnetici è espressa dalla seguente formula:

$$F = \frac{\mu m_1 m_2}{4\pi r^2}$$

dove

F è la forza (unità SI: newton)

m è la forza del polo (in ampere · metri)

μ è la permeabilità magnetica del mezzo (in henry su metro)

r è la distanza tra i due monopoli (in metri).

Questa equazione non descrive una situazione finora osservabile; è tuttavia l'esempio più semplice di calcolo della forza magnetica.

- **Forza magnetica tra due superfici vicine**

$$F = \frac{AB^2}{2\mu_0}$$

dove

A è l'area di ciascuna superficie, in m²;

B è la densità del flusso magnetico tra esse, in tesla;

μ_0 è la costante di permeabilità magnetica del vuoto, pari a $4\pi \times 10^{-7}$ tesla·metri/ampere.

- **Forza tra due barre magnetiche**

La forza che si instaura tra due barre magnetiche cilindriche e identiche è pari a:

$$F = \left[\frac{B_0^2 A^2 (L^2 + R^2)}{\pi \mu_0 L^2} \right] \left[\frac{1}{x^2} + \frac{1}{(x + 2L)^2} - \frac{2}{(x + L)^2} \right]$$

dove

B_0 è la densità del flusso magnetico misurato in ogni polo, in Tesla;

A è la superficie di ogni polo, in m²;

L è la lunghezza di ciascun magnete, in metri;

R è il raggio di ciascun magnete, in metri;

x è la distanza tra i due magneti, sempre in metri.

L'equazione seguente lega invece la densità del flusso magnetico in un polo alla magnetizzazione:

$$B_0 = \frac{\mu_0}{2} M$$

- **Forza tra due magneti cilindrici**

Nel caso di magneti cilindrici con raggio R ed altezza t , con i poli allineati, la forza che si instaura tra di loro può essere ben approssimata (solo per distanze paragonabili a t) dalla seguente equazione:

$$F(x) = \frac{\pi \mu_0}{4} M^2 R^4 \left[\frac{1}{x^2} + \frac{1}{(x + 2t)^2} - \frac{2}{(x + t)^2} \right]$$

dove M è la magnetizzazione dei magneti e x la distanza tra essi. In questo caso, la legge che lega il flusso B_0 alla magnetizzazione M è:

$$B_0 = \mu_0 M$$

L'effettivo dipolo magnetico può essere scritto come:

$$m = MV$$

dove V è il volume del magnete; per un cilindro, esso è pari a $V = \pi R^2 t$. Se $t \ll x$, si ottiene una formula approssimata:

$$F(x) = \frac{3\pi\mu_0}{2} M^2 R^4 t^2 \frac{1}{x^4} = \frac{3\mu_0}{2\pi} M^2 V^2 \frac{1}{x^4} = \frac{3\mu_0}{2\pi} m_1 m_2 \frac{1}{x^4}$$

che ricorda quella già incontrata in precedenza del caso dei due monopoli.

Liberty Wind Turbine



Liberty wind turbine (da 2,5 MW) in funzione alla Dutch Hill Wind farm

L'aerogeneratore **Liberty Wind Turbine**, da 2,5 Megawatt è la maggiore turbina eolica che si costruisce negli Stati Uniti. La turbina venne sviluppata congiuntamente al Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ed il suo laboratorio National Renewable Energy Laboratory (sezione Clipper Windpower).

«Progettata per risolvere i problemi affrontati dalle trasmissioni e marce degli aerogeneratori correnti, per porre fine ad altre deficienze della componentistica e minimizzare gli eventi di manutenzione non previsti, la "Liberty Wind Turbine" distribuisce i carichi di coppia motrice quattro volte più efficientemente rispetto alle macchine convenzionali grazie al suo sistema brevettato "Quantum Drive Distributed Generation Powertrain". La tecnologia proprietaria di generazione tramite magneti permanenti fornisce una maggiore efficienza del sistema di trasmissione e generazione della potenza, e l'operatività a diverse velocità del vento viene conseguita in maniera più semplice ed efficiente. La sistemazione a bordo della gondola di una gru da 2 tonnellate, semplifica la manutenzione e riduce significativamente i costi

associati. L'installazione può essere effettuata con una gru standard del tipo che si impiega per la maggior parte delle unità commerciali da 2,5 MW».

La vendita della Liberty Wind Turbine è iniziata nel giugno del 2006 e attualmente si calcolano più di 5.600 MW (2.240 unità) di ordini confermati per consegne che l'hanno impegnata dal 2007 fino al 2009. Gli ordinativi furono saturi fino al 2011.

National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Il **National Renewable Energy Laboratory (NREL)** (in italiano: «Laboratorio nazionale per le energie rinnovabili»), situato a Golden (Colorado) negli Stati Uniti, è il principale laboratorio nazionale del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America. È dedicato alla ricerca e allo sviluppo sulle energie rinnovabili e sull'efficienza energetica.

Fondato nel 1974, l'NREL è operativo dal 1977. Si chiamava all'epoca **Solar Energy Research Institute** (in italiano: «Istituto di ricerca sull'energia solare»). Fu ribattezzato NREL nel settembre 1991 quando ricevette lo statuto di laboratorio nazionale.

Attualmente è un impianto di proprietà del Governo statunitense, gestito da appaltatori; è sovvenzionato attraverso il Dipartimento dell'Energia (*Department of Energy*, DOE). Questo accordo permette a un soggetto privato di gestire il laboratorio per conto del governo federale in base a un contratto d'appalto generale. L'NREL riceve fondi dal Congresso da destinare a progetti di ricerca e sviluppo. Il laboratorio svolge anche ricerche sul fotovoltaico (FV) sotto il *National Center for Photovoltaics* («Centro nazionale per il fotovoltaico»). L'NREL ha numerose funzioni di ricerca FV, tra le quali ricerca e sviluppo, sperimentazione e installazione, ospitate in varie strutture del campus.



Edifici dell'NREL a Golden (Colorado)

MagLev Wind Turbine



La prima turbina: la MagLev Wind Turbine di questo tipo è stata presentata nell'estate 2007 al Wind Power Asia 2007. Produrrebbe fino a 1 GWatt di potenza e avrebbe un'aspettativa di vita di 500 anni con dei controlli periodici.

L'energia rinnovabile prodotta dal vento ha raccolto molta attenzione e sostegno negli ultimi anni, ma viene spesso criticata per la sua bassa produzione e la mancanza di affidabilità. Ma ora è arrivata una turbina eolica di super potenza che potrebbe essere proprio ciò di cui ha bisogno l'industria delle energie rinnovabili. La turbina eolica MagLev, che è stata presentata per la prima volta alla fiera Wind Power Asia a Pechino, dovrebbe portare la tecnologia eolica al livello successivo con levitazione magnetica.

La levitazione magnetica è un sistema estremamente efficiente per l'energia eolica. Ecco come funziona: le pale orientate verticalmente della turbina eolica sono sospese nell'aria al di sopra della base della macchina, sostituendo la necessità di cuscinetti a sfera. La turbina utilizza magneti "permanenti", non elettromagneti, quindi non richiede l'uso di elettricità. Il sistema di magneti permanenti impiega magneti al neodimio ("terre rare") e non vi è alcuna perdita di energia attraverso l'attrito. Questo aiuta anche a ridurre i costi di manutenzione e aumenta la durata del generatore.

Le turbine eoliche a Maglev presentano numerosi vantaggi rispetto alle turbine eoliche convenzionali. Ad esempio, sono in grado di utilizzare venti con velocità iniziali di 1,5 metri al secondo (m / s). Inoltre, potrebbero operare a venti superiori a 40 m/s. Attualmente, le più grandi turbine eoliche convenzionali al mondo producono solo cinque megawatt di energia. Tuttavia, una grande turbina eolica a maglev potrebbe generare un gigawatt di potenza pulita, sufficiente a fornire energia a 750.000 abitazioni. Aumenterebbe inoltre la capacità di generazione del 20% rispetto alle turbine eoliche convenzionali e diminuirebbe i costi operativi del 50%. Se ciò non bastasse, le turbine eoliche di Maglev saranno operative per circa 500 anni!

La costruzione è iniziata il 5 novembre 2007, il più grande sito di produzione mondiale di turbine eoliche a levitazione magnetica nella Cina centrale. Zhongke Hengyuan Energy Technology ha investito 400 milioni di yuan nella costruzione di questa struttura, che produrrà turbine eoliche a maglev con capacità che vanno da 400 a 5.000 Watt. Negli Stati Uniti, MagLev Wind Turbine Technologies, con sede in Arizona, produrrà queste turbine. Diretto da Ed Mazur, ricercatore di lunga data sulle energie rinnovabili, la società afferma che sarà in grado di fornire energia pulita per meno di un centesimo per chilowattora con questa nuova tecnologia. Sottolinea inoltre che la costruzione di una singola turbina a vento maglev gigante ridurrebbe i costi di costruzione e manutenzione e richiederebbe molto meno terra di centinaia di turbine convenzionali. Il costo stimato per costruire questa colossale struttura è di 53 milioni di dollari.

PARCHI EOLICI

Si definisce parco eolico un gruppo di turbine eoliche poste nelle vicinanze e utilizzate per la produzione di energia elettrica. Un grande parco eolico può essere composto da diverse centinaia di singoli generatori eolici distribuiti su una estesa superficie, ma la terra tra le turbine può essere utilizzata anche per scopi agricoli o altro. Un parco eolico può anche essere localizzato in mare aperto. Quasi tutte le grandi turbine eoliche hanno lo stesso disegno: una turbina eolica ad asse orizzontale, con un rotore di bolina a tre lame, collegata a una navicella sulla cima di una torre tubolare. In un parco eolico le singole turbine sono interconnesse con una linea di media tensione (spesso 34,5 kV) e reti di comunicazione. In una sottostazione la corrente elettrica di media tensione viene poi elevata ad alta tensione con un trasformatore per poi essere immessa nella rete di distribuzione.

EOLICO ON-SHORE E NEAR-SHORE

Si tratta dell'eolico più diffuso, anche per motivi storico-tecnologici. Le caratteristiche dell'eolico on-shore sono tipiche di impianti posizionati su località in genere distanti almeno 3 km dalla più vicina costa, tipicamente su colline, alture o comunque in zone aperte e ventose. Questi impianti coprono un range di potenze prodotte molto esteso (da 20 KW a 20 MW) e possono essere connessi sia alla rete "pubblica" come quella dell'ENEL, sia su una rete isolata per alimentare utilizzatori locali. Una delle configurazioni più diffuse è la "grid-connected".



Impianto eolico on-shore

Nel caso del near-shore si tratta invece di impianti distanti meno di tre chilometri dalla costa, tipicamente sull'entroterra, oppure sul mare, ma con distanze che non superano i 10 km dalla costa. Il sottinsieme che è installato sulla terraferma ha caratteristiche simili alla on-shore in termini di range di produzione (da 20 Kw a 20 MW) mentre l'insieme in

ambiente marino tipicamente garantisce potenze prodotte nell'ordine dei MW in configurazione "grid-connected".



Una panoramica della *Whitelee Wind Farm*

Molti dei più grandi parchi eolici onshore operativi sono situati negli Stati Uniti. A partire dal 2012, l'*Alta Wind Energy Center* è il più grande parco eolico onshore nel mondo con una produzione di 1020 MW, seguito dai *Shepherds Flat Wind Farm* (845 MW) e la *Roscoe Wind Farm* (781,5 MW). A partire da settembre 2012, il *Sheringham Shoal Offshore Wind Farm* e il *Thanet Wind Farm* nel Regno Unito sono i più grandi parchi eolici off-shore del mondo con 317 MW e 300 MW rispettivamente, seguiti da *Horns Rev II* (209 MW), in Danimarca.

[Roscoe Wind Farm](#)

Il **Roscoe Wind Farm** (Parco eolico Roscoe) è il più grande parco eolico del mondo come energia prodotta; si trova a Roscoe, Texas, USA. Se si tiene conto invece anche dei parchi eolici multipli il parco Roscoe si colloca al secondo posto dopo il parco eolico multiplo di Gansu in Cina con una produzione totale a novembre 2010 di ben 5.160 megawatt.

Con le sue 627 turbine eoliche che arrivano ad una potenza nominale di 781,5 Megawatt nell'ottobre 2009 ha superato il precedente record che apparteneva al Horse Hollow Wind Energy Center che arrivava a 735,5 megawatt. Il progetto, costato più di un miliardo di dollari, produce abbastanza energia per soddisfare il fabbisogno di circa 230.000 case texane e si trova a circa 320 km ad ovest di Fort Worth; la centrale è suddivisa in 4 contee e copre una superficie di 400 km².

Il progetto è stato fatto con l'aiuto di Cliff Etheredge un locale coltivatore di cotone; oltre che per le dimensioni la centrale è particolare anche per il gran numero di proprietari terrieri coinvolti nel progetto, ben 400, che si spartiscono le royalties.

[Gansu Wind Farm](#)

La **Gansu Wind Farm** (in italiano parco eolico di Gansu e chiamato anche **Jiuquan Wind Power Base**) è un insieme di grandi parchi eolici (un *parco multiplo*) in costruzione nella parte occidentale della regione di Gansu in Cina.

Le costruzioni si trovano in un'area desertica vicino alla città di Jiuquan.

Questo progetto è uno dei 6 megaprogetti per la produzione di energia eolica approvati dal governo cinese. Nel novembre 2010 la potenza nominale dell'intero impianto è

arrivata a 5.160 Megawatt prodotti da oltre 3.500 turbine. Il parco eolico di Gansu si classifica così di gran lunga come il parco in attività più grande del mondo (come produzione di energia) se si considera che al secondo posto per ora c'è il Roscoe Wind Farm, Stati Uniti che arriva "solo" a 781,5 Megawatt. Le prossime tappe del progetto prevedono di raggiungere i 12.710 megawatt nel 2015 per arrivare al completamento nel 2020 con una produzione totale di 20.000 megawatt. Il costo dell'opera è stimato intorno ai 120 miliardi di yuan (17,5 miliardi di dollari).

EOLICO OFF-SHORE



Middelgrunden, impianto eolico da 40 MW nello stretto di Oresund al largo di Copenaghen.

Con l'espressione "eolico *off-shore*" si intendono gli impianti installati ad alcune miglia dalla costa di mari o laghi, per meglio utilizzare la forte esposizione alle correnti di queste zone.

La Spagna ha effettuato uno studio di fattibilità della durata di un anno sull'intero territorio nazionale per determinare le aree maggiormente ventilate e con continuità e quindi i siti candidati all'installazione di centrali di taglia medio-grande. La Spagna ha esteso le misurazioni mediante centraline fisse e mobili anche a tutta la costa, oltre che a zone collinari e di montagna, preferendo l'eolico *off-shore*. Dopo aver diffuso microimpianti nelle singole abitazioni e un decentramento energetico, ora si realizzano pochi impianti centralizzati per la produzione di alcuni gigawatt per parco eolico.

Ad Havsui, in Norvegia, sorgerà il più grande impianto eolico *off-shore* al mondo, che potrà fornire 1,5 gigawatt di potenza elettrica.

Nel Regno Unito verrà realizzata un'estesa serie di generatori *off-shore* entro il 2020 in grado di produrre abbastanza corrente elettrica da alimentare le utenze domestiche. Il piano prevede impianti per 20 gigawatt che si aggiungeranno agli 8 gigawatt di impianti già deliberati. Nel 2008 il Fondo di inversioni della corona britannica, che possiede le aree marittime della Gran Bretagna, fino a circa 20 km dalla costa, con il programma Clipper's Britannia Project, ha deciso di investire in grandi aerogeneratori *off-shore* di potenza superiore ai 5 megawatt.

Il primo impianto eolico off-shore in Italia era previsto in Molise, in mare Adriatico a circa tre chilometri dalla costa tra Vasto e Termoli, per una capacità installata di 162 MW. Il progetto è stato bloccato nel 2007 a seguito del parere negativo della giunta regionale.

Le turbine *offshore* galleggianti potranno essere installate anche in siti marini molto profondi. Imitando la tecnologia delle piattaforme petrolifere, le turbine eoliche galleggianti vengono installate in mare aperto e sfruttano i venti costieri. Il progetto usa un sistema di ancoraggio a tre punti mediante cavi in acciaio ancorati al fondale, simile a quello utilizzato nelle piattaforme petrolifere. La Hydro, società norvegese che opera nel settore energia, ha collocato un prototipo di questa turbina vicino Karmøy, isola a sud est della Norvegia ed eventualmente vicino ad una installazione petrolifera con l'obiettivo di rifornirla di energia rinnovabile.

[Turbina eolica galleggiante](#)

Una **turbina eolica galleggiante** è una turbina eolica montata su di una piattaforma galleggiante (struttura galleggiante) sull'acqua. Le turbine eoliche flottanti consentono lo sfruttamento dell'energia eolica in luoghi particolarmente favorevoli dal punto di vista eolico, ma che prima non potevano essere sfruttati a causa della profondità del fondale.

Applicazioni

Le applicazioni sono la produzione di energia elettrica per:

- l'immissione nella rete elettrica;
- la produzione di vettori energetici come idrogeno o metanolo;
- la dissalazione dell'acqua di mare.

Tipologie di piattaforme

Le piattaforme possono essere classificate in:

- "chiatta a turbina singola";
- "chiatta a turbine multiple" (diverse turbine eoliche montate sulla medesima struttura galleggiante).

Esempi di approccio tecnico

- BlueH
- FLOWER (FLOating Wind Energy Resource)
- Hywind
- Sway
- Winflo

Prototipi

La società norvegese StatoilHydro ha installato un prototipo di turbina eolica galleggiante chiamato Hywind al largo della costa norvegese.



Hywind - Turbina eolica flottante di StatoilHydro

CATEGORIE DI AEROGENERATORI

Centrale eolica Tvindkraft

La **centrale eolica Tvindkraft** o **Tvindmøllen** è una turbina eolica da 2 MW di proprietà della collaborazione scolastica Tvind a Ulfborg nello Jutland occidentale. La turbina eolica di Tvind ha iniziato un vero e proprio filone di ricerca e sviluppo nell'ambito dell'energia eolica in diverse aree della tecnologia.

La turbina eolica di 54 metri è stata il punto più alto della Danimarca tra il 1978 e il 2000. Cominciò a produrre elettricità nella primavera del 1978, e in autunno iniziò a produrre energia per l'Associazione di alta tensione della contea di Ringkjøbing. Nel primo anno di funzionamento, la rete pubblica poteva trasportare solo 400 kW, ma la pala poteva già fornire 1 MW, quindi l'intera produzione non poteva essere trasferita alla rete. La capacità in eccesso è stata utilizzata per la produzione di energia per un riscaldatore a immersione di poco più di 500 kW, che ha riscaldato l'acqua per il sistema di riscaldamento centrale di Tvind.

Nel luglio 2007, la turbina aveva accumulato 117.540 ore di funzionamento, 100.000.000 di rivoluzioni e prodotto 16 GWh. La turbina ha funzionato da metà della potenza fin dall'inizio, con una potenza massima di ca. 1 MW anziché 2 MW. Il motivo era che le pale avrebbero dovuto girare più velocemente di quanto non fosse possibile, cosa che si è verificata durante la fase di test. La storia ha in seguito dimostrato con le turbine commerciali che 1 MW è esattamente ciò che può produrre una turbina con ali di 27 m. Significava anche che Tvind aveva una turbina meno performante, ma che però poteva durare più a lungo. All'inizio del periodo operativo si è scoperto che le pale innescano la frequenza di risonanza intrinseca della torre a 27 giri/minuto. Pertanto, la velocità del rotore è limitata fino ad un massimo di 21 giri.



La turbina eolica Tvindkraft.

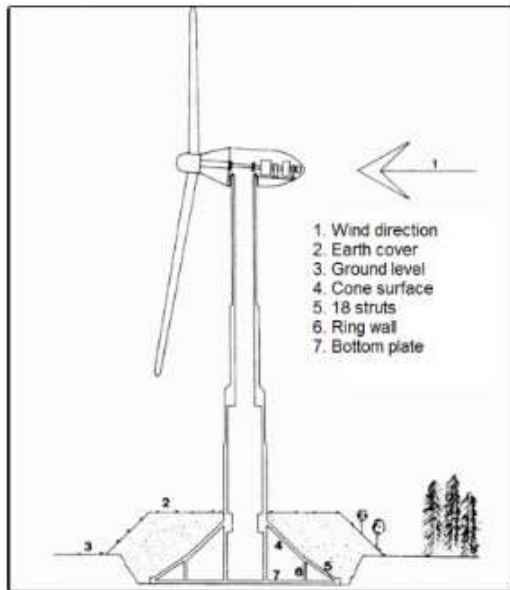
Storia

Furono gli insegnanti delle scuole di Tvind a prefiggersi l'obiettivo di costruire una grande turbina eolica negli anni '70. Il 29 maggio 1975, tutte le 400 persone che erano in Tvind quel giorno parteciparono ai lavori. L'età media dei partecipanti era di 21 anni. Poi la squadra della turbina, composta da volontari, proseguì con la fondazione e la torre che si elevava con una cassaforma scorrevole su Tvind. Ci sono voluti tre anni per costruire Tvindkraft. "Mølleholdet" ["La Squadra della Turbina"] era la forza esecutiva e consisteva di membri del gruppo di insegnanti di Tvind e di una lunga fila di volontari che con il loro lavoro desideravano partecipare a questa vigorosa dimostrazione nel dibattito sull'energia. Risolsero le difficoltà che sorsero lungo la strada e, attraverso un instancabile lavoro, eressero la Tvinkraft: lo scavo e la fondazione, la torre che scivolò verso l'alto nella sua forma planare, il cappuccio e il mozzo con la sua complicata saldatura. E le pale, che nessun produttore osava impegnarsi a produrre, e dove l'aerodinamica, i calcoli di forza e l'esecuzione pratica dovevano essere sviluppati da zero.

Questa forma di ala in fibra di vetro è stata poi prestata ad altri costruttori di turbine eoliche e ha costituito la base per lo sviluppo di pale per l'emergente industria delle turbine eoliche. L'albero, il cambio e il generatore sono stati acquistati di seconda mano e "Krabbe's box" [la scatola di controllo del convertitore di frequenza] è stata assemblata dal professor Ulrich Krabbe della DTH [Danish Technical University] e dai suoi studenti, che presero ottimo nel compito di esame finale. È stato utilizzato per convertire la frequenza variabile del generatore, in modo che la turbina potesse fornire energia alla rete elettrica. Sono stati sviluppati sistemi di controllo e supervisione del computer e sono stati scritti lunghi programmi di linguaggio assembly per il computer Z80. E alla fine arrivarono le gru di grandi dimensioni e sollevarono tutte le parti. Prima il tappo, quindi il generatore e la scatola del cambio sulla parte superiore, l'albero principale con il mozzo e infine le lame, una alla volta. I Danesi si affollavano per vedere cosa stava succedendo, per esprimere le loro opinioni e dare buoni consigli e incoraggiamenti. Molti hanno dato una mano in periodi più o meno lunghi, altri hanno preso una tazza di tè e poi sono ripartiti - hanno assicurato che si stava svolgendo qualcosa di rivoluzionario, qualcosa che avrebbe avuto un enorme impatto sul futuro. Dopo tre anni la turbina fu completata e poté essere avviata il 26 marzo 1978. Il 3 dicembre 2008 alla Scuola di Tvind venne consegnato il Premio "European Solar Prize" di quell'anno con la motivazione che solo per il coraggio, l'abnegazione e la competenza di quella scuola è stata possibile la realizzazione di un progetto così rivoluzionario per la storia delle energie alternative.

Caratteristiche tecniche

Tvindkraft in numbers



The windmill in numbers

Please see the different parts under "Parts".

The cone and the tower are made of re-inforced concrete

The cap is made from welded steel plate

The wings are fibre glass

Height of tower above ground	53 m
Wing diameter	54 m
Widest part of wings	2,1 m
Rotor swept area	2290 m ²
Weight of one wing	3.2 tons
Length of Nacelle	15 m
Cap diameter	4.8 m
Maximum yield	900 kW
Maximum number of revolutions	21 rev./min.
Maximum wing speed at tips	240 km/h
Maximum pressure on tower	100 tons
Combined weight of cap and wings	110 tons
Thickness of tower walls	30-50 cm
Upper tower diameter	3 m
Lower tower diameter	5,3 m
Weight of re-inforcement steel	160 tons
Amount of concrete	675 m ³
Weight of tower and cone	1620 tons
Gear: ASEA from 1958, weight approx	20 tons
Generator: ASEA 1725 kW synchronous AC, from 1954	12 tons
Main shaft: Propeller shaft from oil tanker from scrap yard in Rotterdam	
Annual yield	0,5 mio. kWh
Starting wind speed	2.5 m/sec
Windspeed for maximum production	8 m/sec
Stopping windspeed	21 m/sec (peak) 16 m/sec (average)

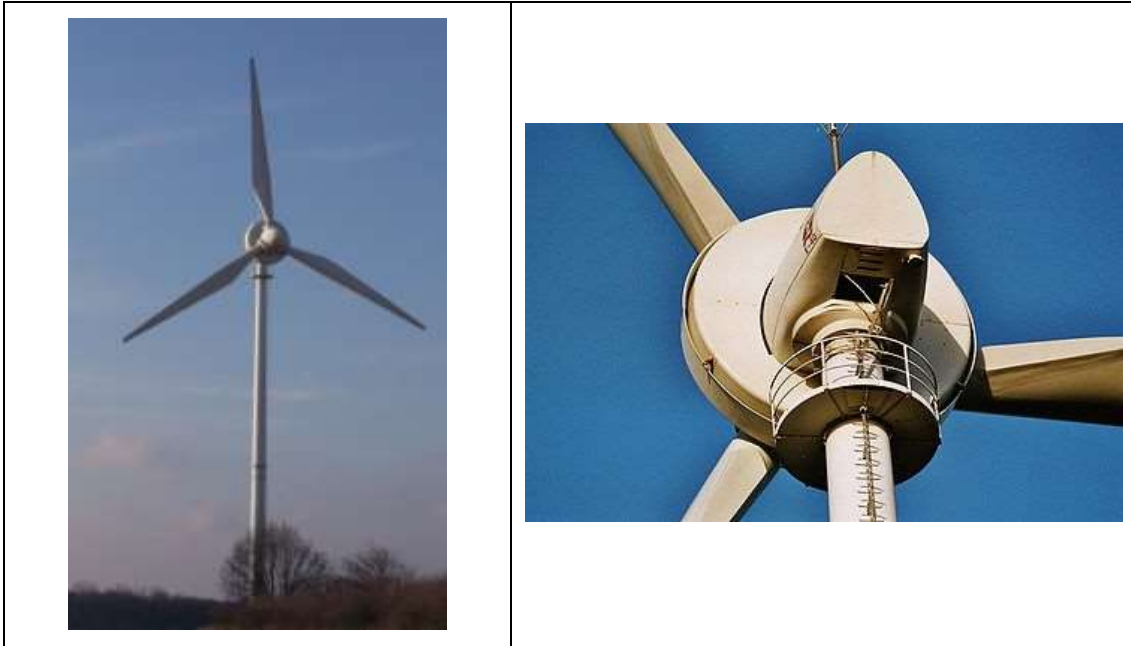
Dettagli costruttivi

1. Sulla destra il mozzo a cui sono fissate le pale che possono ruotare. Il cilindro principale bianco inclina le ali nel vento.

2. Nella parte superiore del mozzo vediamo un cuscinetto a cui è fissata la pala. Al cuscinetto della pala è fissato un tirante che fa inclinare le pale quando il cilindro principale si muove dentro e fuori.
3. Davanti alla parte anteriore della gondola troviamo i vari sistemi idraulici della turbina, montati sull'albero principale. C'è un sistema per le operazioni regolari e parecchi altri per gli arresti di emergenza. Il mozzo è fissato all'albero principale che entra e attraversa la gondola.
4. L'albero principale va dal mozzo fino alla scatola del cambio. Viene da una discarica per navi di Rotterdam. Era usato come albero di trasmissione in una petroliera.
5. Di fronte ai sistemi idraulici c'è il grande cuscinetto principale in cui ruota l'albero (non visibile nel disegno). All'altra estremità c'è il piccolo cuscinetto principale. Entrambi sono cuscinetti a rulli.
6. Dietro il cuscinetto piccolo c'è una frizione di gomma che protegge l'ingranaggio e il generatore in caso di guasto. Su di esso è collocato un cerchio di denti, che misura quanto velocemente gira la turbina.
7. La grande scatola blu è l'ingranaggio. È più grande di una Volkswagen e pesa circa 20 tonnellate. Era un ingranaggio di riserva in una miniera di rame svedese. Ha uno cambio fisso di 1:20, e serve a far girare l'albero abbastanza velocemente da pilotare il generatore.
8. Dopo l'ingranaggio vi è il supporto del cuscinetto per il generatore.
9. Il generatore è un generatore in corrente alternata sincrono. Proviene da una cartiera svedese e pesa circa 12 tonnellate.
10. Secondo supporto cuscinetto per generatore.
11. Questo è il generatore di magnetizzazione. Fornisce energia al rotore del generatore principale per magnetizzarlo.
12. Nella parte posteriore della gondola troviamo la barra del vento. È lunga 6 metri. Su di esso ci sono l'anemometro e la banderuola.
13. Il misuratore della velocità del vento (anemometro) dice alle pale di inclinarsi man mano che il vento aumenta. La banderuola indica al sistema di imbardata di girare la gondola in modo che le ali siano sempre posizionate nel vento. Il bastone verticale è un parafulmine.
14. Cuscinetto su cui ruota tutta la gondola per rimanere sempre nella giusta direzione del vento. E' controllato dalla banderuola. Il meccanismo che ruota la gondola è costituito da due cilindri idraulici che muovono due braccia dentro e fuori la grande ruota dentata, facendo girare la gondola un dente per volta.
15. Ascensore.

[Enercon E-40](#)

L'aerogeneratore **Enercon E-40**, con 4.360 esemplari prodotti tra il 1992 e il 2005, di potenza 500-600 kW è attualmente il più diffuso modello di turbina a vento a livello mondiale. Veniva costruito dal produttore tedesco Enercon GmbH, che per molti anni ancora si incaricherà dell'aggiornamento e manutenzione di questi generatori eolici.



Storia

Il prototipo dell'aerogeneratore Enercon E-40 venne costruito nel 1992. Considerato come capostipite della seconda generazione di aerogeneratori ad asse orizzontale tri-pala è stato il primo caratterizzato dall'introduzione del sistema "gearless", ossia senza sistema di cambio marce tra il rotore delle pale e il rotore del generatore elettrico. Queste caratteristiche hanno aumentato la potenza generata e la sua affidabilità complessiva, riducendo la manutenzione. Da allora per l'Enercon-40 è iniziata la lenta conquista dei mercati mondiali.

Costruttore	Enercon
Paese costruttore	 Germania
Progettista	Aloys Wobben
Gestori	molteplici in molti paesi
Tipo	Aerogeneratore di II generazione
Altezza	40-44 m (diametro del rotore)
Potenza massima	500-600 kW
Classe	Wind Farm
Vel. minima vento	2 m/s
Velocità di cut-out	30-35 m/s
N° generatori installati	4.395 (1993-2005)
Note	Primo a fare a meno della "scatola del cambio".

Successori dell'Enercon E-40

I successori proposti dalla Enercon per questo modello, con pale di dimensioni simili, che possono essere installati sulle stesse torri, sono l'E-44 (da 900 kW) e l'E-48 (da 800 kW).


Enercon E-112

Gli aerogeneratori Enercon E-112 sono alcuni tra i più potenti modelli di turbina a vento che siano mai stati costruiti. Sono stati fabbricati tra il 2002 e il 2006 dal produttore tedesco Enercon. Con la gondola del generatore a oltre 100 m di altezza, un diametro del rotore di 114 m di larghezza e un'altezza totale di 124 m, questi modelli possono generare da 4,5 MW a 6 MW di potenza per turbina. La velocità di rotazione va da 8 a 13 rpm. La capacità di generazione massima raggiunta da questi aerogeneratori era di 6 MW.



Storia

Il modello E-112, con una potenza nominale di 6 MW era uno dei maggiori aerogeneratori del mondo. Prodotto a Magdeburgo, gli ultimi modelli raggiunsero un diametro delle pale di 114 m (112 m nelle prime versioni da 4,5 MW) e un'altezza dell'asse di circa 125 m (a seconda del tipo di torre impiegata).

Costruttore	Enercon
Paese costruttore	 Germania
Progettista	A. Wobben - N. Foster
Gestori	WindVision
Tipo	Aerogeneratore di II generazione
Altezza	124 m (altezza dalla pala più in alto alla base)
Peso	550 t (pale + rotore)
Potenza massima	4.500-6.000 kW
Vel. minima vento	2,5 m/s
Velocità di cut-out	28-34 m/s
N° generatori installati	9 (2002-2006)

Caratteristiche e dimensioni

Quando la pala raggiunge il punto più alto, la punta della stessa si trova a 180 m di altezza. La gondola (contenente un generatore sincrono) ha un diametro di 12 metri e, con le pale un peso superiore alle 550 t, sostenuta da una torre di cemento armato pesante 2.500 t. Il diametro della torre di sostegno va da 12 m alla base fino a 4 m all'altezza della gondola.

Quando le punte delle pale girano velocemente (48–78 m/s) il rotore gira a minore velocità, fatto che lo rende meno rumoroso e molesto rispetto ai modelli di minore potenza. Riesce a produrre la stessa quantità di energia di tre o quattro E-66, ma allo stesso tempo è più silenzioso rispetto ai quattro E-66 nel loro insieme. Attualmente questi aerogeneratori sono installati in parchi eolici a terra.

Si calcola che uno dei modelli dell'aerogeneratore Enercon E-112, nei pressi di Emden, possa produrre, in un'annata ventosa, circa 16 GWh annui, l'equivalente del consumo di 4750 abitazioni (3500 kWh di consumo annuo per casa) o ai consumi elettrici di 16.000 persone (1000 kWh per persona/anno).

Le pale dei primi E-112 vennero fabbricate da Abeking & Rasmussen di Lemwerder. In seguito si proseguì la produzione nella fabbrica Enercon di Magdeburg-Rothensee, e le enormi pale vennero trasportate da chiatte per il canale di Kiel. Ogni pala ha una lunghezza di circa 52 m e pesa 22 t.

[Enercon E-126](#)

L'aerogeneratore **Enercon E-126** è il più grosso e potente modello di turbina a vento prodotto nel mondo fino al 2009. Venne costruito dal produttore tedesco Enercon. Con la gondola del generatore a 135 m di altezza, un diametro del rotore di 126 m e un'altezza totale di 198 m, questo mastodontico modello può generare fino a 7 MW di potenza per turbina. La capacità venne aumentata da 6 MW a 7 MW dopo alcuni aggiornamenti tecnici nel 2009.

Attualmente Enercon mira ad aumentare ulteriormente la capacità massima fino a 7.5 MW, secondo quanto si afferma nel *Enercon Magazine*.

	<table><tr><td>Costruttore</td><td>Enercon</td></tr><tr><td>Paese</td><td> Germania</td></tr><tr><td>costruttore</td><td></td></tr><tr><td>Progettista</td><td>A. Wobben - N. Foster</td></tr><tr><td>Gestori</td><td>WindVision</td></tr><tr><td>Tipo</td><td>Aerogeneratore di III generazione</td></tr><tr><td>Altezza</td><td>198 m (dalla sommità della pala alla base) (diametro rotore: 127 metri)</td></tr><tr><td>Potenza massima</td><td>7.580 kW</td></tr><tr><td>Classe</td><td>IEC/NVN IA</td></tr><tr><td>N° generatori installati</td><td>25 (fine 2010)</td></tr><tr><td>Note</td><td>Detiene il record di potenza</td></tr><tr><td>Sito web</td><td>www.enercon.de</td></tr></table>	Costruttore	Enercon	Paese	 Germania	costruttore		Progettista	A. Wobben - N. Foster	Gestori	WindVision	Tipo	Aerogeneratore di III generazione	Altezza	198 m (dalla sommità della pala alla base) (diametro rotore: 127 metri)	Potenza massima	7.580 kW	Classe	IEC/NVN IA	N° generatori installati	25 (fine 2010)	Note	Detiene il record di potenza	Sito web	www.enercon.de
Costruttore	Enercon																								
Paese	 Germania																								
costruttore																									
Progettista	A. Wobben - N. Foster																								
Gestori	WindVision																								
Tipo	Aerogeneratore di III generazione																								
Altezza	198 m (dalla sommità della pala alla base) (diametro rotore: 127 metri)																								
Potenza massima	7.580 kW																								
Classe	IEC/NVN IA																								
N° generatori installati	25 (fine 2010)																								
Note	Detiene il record di potenza																								
Sito web	www.enercon.de																								

Prototipo

Il primo aerogeneratore di questo modello è stato installato ad Emden in Germania nel 2007. Fino al dicembre del 2009 sono state installate un totale di tredici turbine di questo modello, la maggior parte in Germania. Il maggiore parco eolico che utilizza questo modello di turbine è stato costruito nel comune di Estinnes in Belgio.



Parco eolico di Estinnes, Belgio, con 11 aerogeneratori E-126 (2010).

Progetto Markbygden Wind Farm

Attualmente in Svezia è in progettazione il maggiore parco eolico al mondo, la Markbygden Wind Farm, che si pensa possa consistere di 1.100 turbine E-126 che copriranno circa 500 km², producendo una potenza elettrica media di 8000 MW. Questi aerogeneratori verranno collocati nella regione del nord della Svezia e dovrebbero consistere principalmente di turbine Enercon E-126 da 7,58 MW nominali ciascuna e di turbine Enercon E-101 da 3,05 MW.

Progetto Wind Farm Noordoostpolder

Nel frattempo il governo olandese ha dato la sua approvazione definitiva il 6 gennaio 2011 per il parco eolico Noordoostpolder, parte del quale è costituito da 38 turbine E-126.

Progetto Wind Farm "Le Mont des 4 Faux"

In Francia è in attesa di approvazione il parco eolico 'Le Mont des 4 Faux', composto da 47 turbine E-126. Il parco eolico è situato tra Juniville e Machault, sul lato sud delle Ardennefrancesi, nei pressi di Reims.

[Gamesa G80-2MW](#)

Il **Gamesa G 80-2MW**, costruito dalla ditta spagnola *Gamesa Eólica* è un modello di aerogeneratore ad asse orizzontale, ad elica tri-pala a sopravvento (upwind) che utilizza sistemi di controllo dell'angolo d'attacco delle pale (pitch control) e il generatore DFIG (versione a 50 Hz). La ditta spagnola Gamesa ha installato più di 500 unità di questo tipo in tutto il mondo sin dalla loro presentazione.

La tecnologia di base deriva da studi compiuti assieme alla ditta danese Vestas, per il suo aerogeneratore V 80-2MW. Attualmente la ditta ispanica possiede i suoi propri centri per la ricerca e la progettazione di nuove turbine. Gamesa occupa il secondo posto a livello mondiale come numero di aerogeneratori prodotti.

Per il terzo quarto dell'anno 2008, grazie agli aerogeneratori, la ditta Gamesa aveva annunciato profitti di circa 311 milioni di euro. Nello stesso periodo dell'anno 2009, a causa della crisi, i profitti si ridussero a 86 milioni di euro.

Caratteristiche

La G80-2MW è particolarmente adatta a venti incostanti, con raffiche di vento forte, come quelli che si hanno nelle regioni attorno al bacino del Mediterraneo. Tra i suoi pregi si può citare il sistema Gamesa SGIPE, per il controllo e monitoraggio in remoto dell'aerogeneratore tramite accesso via internet "WindNet". Da segnalare anche l'automatizzazione del "Sistema de Mantenimiento Predictivo" SMP.

Le pale sono in fibra di vetro, impregnate con resine epossidiche, rinforzate con fibra di carbonio, fatto che le rende più leggere ed economiche da produrre. La torre è di tipo modulare, tubolare, e può avere da tre sezioni (alta 60 m e 127 t di peso) fino a cinque sezioni (alta 100 m con peso di 283 tonnellate).

La scatola del moltiplicatore ha tre stadi, uno planetario e due ad assi paralleli. Per la refrigerazione si utilizza un circuito ad olio, con radiatore nella parte posteriore della gondola, capace di smaltire 2,2 kW di calore.

Dettagli tecnici

Parametro	Valore
Potenza massima	2000 kW
Concetto	Velocità variabile, generatore DFIG con "pitch control"
Diametro del rotore	80 m
Controllo della velocità	Pitch control indipendente per ogni pala
Generatore	Refrigerato ad olio, pompa e radiatore (2,2 kW)
Scatola del cambio	Un planetario e due assiali
Cut In	4 m/s
Rated	17 m/s
Cut Out	25 m/s

Modalità di rumore

L'aerogeneratore G80-2MW può essere programmato per lavorare con cinque diverse modalità di rumore ('noise modes'). Ogni modalità viene stabilita nel software della turbina come parte della installazione, e la modalità può essere cambiata successivamente. Ogni diverso "noise mode" implica l'erogazione di una differente curva di potenza, e dunque per un'operatività più silenziosa può essere necessario sacrificare una parte dell'erogazione di energia. Il controllo del rumore viene ottenuto grazie ad aggiustamenti dell'angolo di incidenza delle pale.

Differenze con le versioni installate in USA e Canada

Per ragioni di licenza operativa, il modello a 60 Hz venduto nei mercati di USA e Canada utilizza un sistema convertitore lievemente diverso, permettendo il flusso di potenza soltanto a una via attraverso il convertitore del rotore, piuttosto che il flusso di potenza a due vie usato nella versione standard. Questa restrizione non si applica ai modelli a 60 Hz venduti in altre regioni (ad.es. in Giappone).

Costruttore

Attualmente, le gondole vengono prodotte dalla fabbrica spagnola "Gamesa". Le torri di sostegno e le pale degli aerogeneratori provengono da diversi fornitori, spesso locali.



Aerogeneratori della Gamesa Eolica nel parco eolico di Florinas (Provincia di Sassari).

Honeywell wind turbine

L'aerogeneratore **Honeywell/Windtronics** è un tipo di turbina a vento ad asse di rotazione orizzontale, intubata in un corto tamburo, con mozzo ma senza asse e generatore centrale. Non impiega riduttori o ingranaggi di nessun tipo. Il primo modello è stato proposto nel 2009.

Caratteristiche


La turbina dispone di dieci pale verticali di diametro 170 cm. I magneti permanenti si trovano alle estremità di pale in nylon (*Blade Tip Power System* con acronimo "BTPS") e si muovono rasanti ad un tamburo che permette la generazione di energia elettrica. Il tamburo esterno ha un diametro massimo di 6 piedi (182 cm).

Fattore di capacità

La turbina Windtronics comincia a funzionare a 3 km/h e "stacca" a 67,5 km/h.

Potenza

La turbina Windtronics è quotata come capace di 2,2 kW, sufficiente a fornire il 40% delle necessità elettriche di una media utenza negli Stati Uniti. Può essere installata su di un traliccio o sul tetto delle abitazioni.

Costruttore	Honeywell
Paese costruttore	 Stati Uniti
Progettista	WindTronics
Gestori	Piccole utenze
Tipo	Aerogeneratore non convenzionale
Altezza	182 cm
Potenza massima	2,2 Kilowatt
Classe	Microeolico
Vel. minima vento	0,83 m/s
Velocità di cut-out	18,75 m/s
Materiali usati	nylon (pale), alluminio anodizzato (tamburo)

Costo	6.495 \$
Note	Dichiara il minore costo per kWh installato nella classe
Sito web	www.wind-works.org/cms/index.php?id=663



Aerogeneratore Honeywell/Windtronics.

Ad ottobre 2009, Honeywell/Windtronics, hanno messo in commercio sul mercato americano una gamma di turbine eoliche ultra efficienti a bassa velocità del vento, al costo unitario di 4.500 dollari. Usare le cose grandi per creare elettricità è generalmente buono, ma non sempre. Le cose grandi tendono ad essere inefficienti, difficili da gestire e da installare. Le turbine eoliche sono solo il caso di questo esempio - se sono troppo grandi, sono troppo rumorose e insensibili ai venti lenti - ciò porta all'inefficienza in tutti gli aspetti correlati. Tuttavia, ci sono inventori e produttori di turbine eoliche che si concentrano su questa nicchia: le turbine eoliche a bassa velocità. Uno di questi piccoli produttori di turbine eoliche è Windtronics, che ha venduto un piccolo brevetto per turbine eoliche a Honeywell, specializzato nella realizzazione di sistemi di costruzione. La turbina eolica di Windtronics opera a venti con velocità fino a 2 mph e produce 2.000 kWh in un anno se collocata in un'area ben ventilata (una risorsa del vento di classe 4), consentendo un risparmio di circa il 15-20% sui costi di energia elettrica, se parametrati ai consumi medi/annui dei proprietari di case negli U.S.A.

"Diciamo che se una turbina funziona solo tra 8 e 25 miglia all'ora, si ha un raggio d'azione molto limitato", ha dichiarato Brian Levine, vicepresidente dello sviluppo aziendale di Windtronics, una divisione di Earthtronics. "Il nostro dispositivo è progettato per indirizzare una gamma più ampia ai bassi e ai massimi livelli."

Il segreto di questa efficienza è la forma della turbina: ha un sistema di lame brevettato che hanno magneti sulle loro punte. Invece di usare riduttori come le sorelle più grandi, questa piccola turbina eolica produce corrente continua a velocità del vento molto basse. La turbina da 6 piedi di diametro ha anche un piccolo rumore operativo, tra 35 e 45 dB, inferiore a una conversazione media e che lo rende utilizzabile sui tetti delle case private, non solo sugli edifici alti. Immagino che anche questa turbina debba essere protetta da furti, venti forti (btw, ha un sistema di autoprotezione che la ribalta lateralmente quando la velocità del vento supera 45 mph) e altri fattori, inclusi i temporali.



Lampione eolico

Il **lampione eolico** è una fonte di illuminazione alimentata da un aerogeneratore eolico che generalmente, come il lampione fotovoltaico, alimenta una lampada a led. Il lampione funziona così: le pale dell'aerogeneratore vengono fatte girare col vento e queste girando, danno la carica a una batteria inserita al suo interno, che consente di fornire l'energia necessaria per l'illuminazione.



Lampione eolico per l'illuminazione pubblica a Urmia, in Iran



Una lampada eolico - fotovoltaica ad Hong Kong

Nordex N90/2500

Il **Nordex N90/2500**, costruito dalla società europea Nordex, è un modello di aerogeneratore ad asse orizzontale, ad elica tri-pala a sopravvento (upwind) che utilizza sistemi di controllo dell'angolo d'attacco delle pale (pitch control) e il generatore DFIG (versione a 50 Hz o a 60 Hz).

Storia

Nell'anno 2000 la Nordex installò la prima turbina della serie da 2.500 KW. Sono state installate più di 1000 di queste macchine (nelle versioni con pale da 40, 45 e 50 m).

Caratteristiche

La scatola del moltiplicatore ha tre stadi, due planetari e uno ad asse parallelo (scatola differenziale). Per la refrigerazione si utilizza un circuito ad olio, con radiatore nella parte posteriore della gondola, capace di smaltire 2,2 kW di calore. Il generatore asincrono è del tipo "double-fed" con convertitore a cascata, refrigerato a liquido.

Dettagli tecnici

Parametro	Valore
Potenza massima	2.500 kW
Concetto	Velocità variabile, generatore DFIG con "pitch control"
Diametro del rotore	90 m
Controllo della velocità	Pitch control indipendente per ogni pala
Generatore	Refrigerato a liquido, doppia pompa e doppio radiatore (kW)
Scatola del cambio	Due planetari e un assiale
Cut In	3 m/s
Rated	14–25 m/s
Cut Out	25 m/s

Vita operativa

Nel dépliant illustrativo si parla di una vita utile stimata non inferiore ai 20 anni.

Differenze con le versioni installate in USA e Canada

Per ragioni di licenza operativa, il modello a 60 Hz venduto nei mercati di USA e Canada utilizza un sistema convertitore lievemente diverso, permettendo il flusso di potenza soltanto a una via attraverso il convertitore del rotore, piuttosto che il flusso di potenza a due vie usato nella versione standard. Questa restrizione non si applica ai modelli a 60 Hz venduti in altre regioni (ad.es. in Giappone).

Costruttore

Attualmente, le gondole vengono prodotte dalla fabbrica tedesca "Nordex". Le torri di sostegno e le pale degli aerogeneratori provengono da diversi fornitori, spesso locali.

Proven 35

L'aerogeneratore **Proven 35** è un tipo di turbina a vento "convenzionale" ad asse orizzontale, mosso da un'elica tripala sottovento. Il disegno ha come peculiarità il fatto che le pale, molto resistenti, sono montate su cerniere, controllate da molle, che permettono alle pale di piegarsi verso l'asse di rotazione in caso di vento forte, facendo passare la superficie disegnata dalla rotazione delle pale dalla forma piatta a quella conica, col vertice controvento, meccanismo che permette elevate velocità di cut-out. Inoltre piegandosi sulla cerniera, la lama assume un diverso angolo d'attacco, più adeguato alla alta velocità.

Caratteristiche

La turbina dispone di tre pale orizzontali con profilo alare, avvitate su un mozzo piatto triangolare, ogni pala separata dall'altra di 60 gradi (ad elica). La turbina Proven 35 è quotata come capace di una media di 15 kW, ha un diametro del rotore di 9,0 m e viene installata su pali di sostegno in acciaio, con altezza minima di 15 metri. Esistono anche i modelli Proven 7 con diametro 3,5 m (3,2-5 kW); Proven 11 con diametro rotore di 5,5 m. (6-12 kW).

Potenza

Può fornire da 15 kW (venti medi) a 30 kW (in venti forti), sufficiente ad alimentare le necessità di elettriche di 5 case con 3 camere da letto (se queste non impiegano resistenze potenti come quelle di forni, riscaldamento elettrico, scaldabagni, ecc.) Può essere impiegato per le necessità elettriche di fattorie, scuole, piccoli ospedali da campo, piccole industrie, ecc.

Impatto ambientale e potenzialità

Questi aerogeneratori hanno un impianto paesaggistico poco diverso da quello di un lampione dell' illuminazione pubblica oppure di un ripetitore della telefonia cellulare.

Se si installassero in Italia 1.000.000 di aerogeneratori da 15 kW, simili a questo, con una densità di 20 turbine per km² (reciproca distanza media di 200 m), coprendo 50.000 km² (1/6 della superficie italiana), soprattutto in isole; su colli; su crinali, gole, passi e valli di montagna; in zone agricole a meno di 30 km dal mare, si potrebbero generare mediamente 15 Gigawatt (circa il 20-30% dei consumi italiani), pari a quelli prodotti da 10 reattori nucleari EPR, ad un costo paragonabile, di circa 50.000 milioni

di euro. Con il net metering l'energia prodotta dal privato può essere venduta alle reti elettriche private o pubbliche. La costruzione in grande scala, da parte di industrie molto efficienti (come quella dell'auto) con catene di montaggio, robot, ecc., potrebbe portare a riduzione dei costi unitari anche del 50%. Altre tecnologie come il magnetoeolico possono aumentare la potenza degli impianti, ridurre la manutenzione e aumentare il fattore di disponibilità oltre alla vita utile dell'aerogeneratore.



Costruttore	Proven Energy
Paese costruttore	 Regno Unito
Gestori	Utenze miste, agricoltura piccole industrie
Tipo	Aerogeneratore
Altezza	(diametro rotore 9 m.) mozzo a 15 m
Potenza massima	15-30 Kilowatt
Classe	Microeolico
N° generatori installati	> 3000 unità
Costo	> 45.000 £ (Collegamento net metering incluso)
Note	Il produttore detiene il record mondiale di vendite nel microeolico
Sito web	www.provenenergy.co.uk/our_products.php

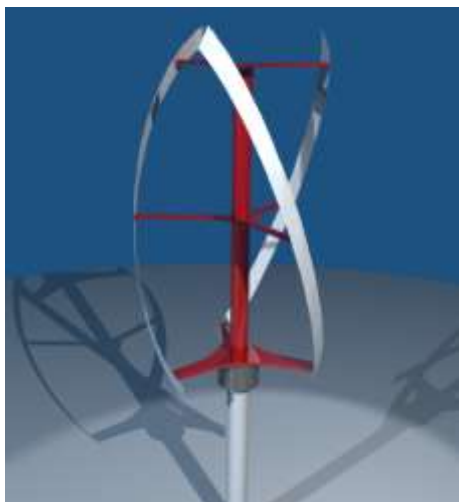
Quietrevolution

L'aerogeneratore **Quietrevolution** è un tipo di turbina a vento elicoidale ad asse verticale (VAWT). Il disegno a elica lo rende molto simile alla Gorlov helical turbine; entrambi sono un'evoluzione dell'aerogeneratore Darrieus. Questo modello ha vinto alcuni premi, tra questi il "Sustainable Innovation Award" del 2006. Esistono proposte per usare la turbina in vari progetti a New York e Shanghai.

Caratteristiche

La turbina dispone di tre pale verticali con profilo alare, ognuna con un'inclinazione della pala sulla circonferenza di 60 gradi (ad elica). Questa forma permette di distribuire il momento torcente in modo uniforme sull'intero giro, prevenendo così le pulsazioni distruttive che si hanno nel "giromill" a pale verticali (turbina Darrieus). Durante il giro, il vento spinge ogni pala sia quando è controvento sia quando è sottovento.

La turbina QR5 è dichiarata come capace di 6 kW, ha un diametro di 3,0 m e un'altezza di 5 metri; viene sviluppato anche un modello da 2,5 kW.



Costruttore	Quietrevolution
Paese costruttore	 Regno Unito
Gestori	Piccole utenze
Tipo	Aerogeneratore Gorlov
Altezza	5 x 3 m
Potenza massima	6 Kilowatt
Classe	Microeolico
Materiali usati	alluminio
Sito web	www.quietrevolution.co.uk



Turbina Quietrevolution a Bristol, (UK).

Revolutionair

Revolutionair si riferisce a due modelli di micro-aerogeneratore ad asse verticale, disegnati da Philippe Starck, che hanno una potenza massima di 400 e 1000 Watt, caratteristiche che li collocano nell'ambito di potenza del microeolico.

Caratteristiche - Revolutionair 400

Revolutionair 400, con una potenza massima di 400 W, ha un design molto sobrio ma moderno e piuttosto "leggero". In sintesi, ha una forma grossomodo quadrangolare, due pale diritte, altezza e larghezza uguali, pari a 90 cm. Date le dimensioni, può essere collocata in luoghi dove il flusso del vento si canalizza diventando turbolento (ad esempio, sui tetti di condomini, spazi tra edifici, ecc.). La bassa potenza fornita la rende adeguata soltanto per i consumi di camper, caravan, barche da diporto, e in condizioni di emergenza. La forma e i materiali plastici con cui è costruita la rendono facile da produrre, assemblare, e trasportare, fatto che potrebbe farne diminuire il costo col tempo, grazie agli effetti della concorrenza e alla produzione in massa, anche se difficilmente potrà essere competitivo rispetto al fotovoltaico.

Caratteristiche - Revolutionair 1000

Revolutionair 1000, con una potenza massima di 1000 W, ha un design molto moderno, accattivante e "particolare". In sintesi, ha una forma genericamente elicoidale, con tre pale verticali inclinate in modo molto complesso. Può sfruttare venti molto forti e zone di particolare turbolenza, come luoghi dove si canalizza il vento (ad esempio: gole tra colline e montagne, spazi tra edifici, ecc.).

Caratteristiche comuni

In entrambi i modelli, il generatore si trova alla base, oppure si può nascondere dentro ad una scatola nel terreno, una caratteristica che ne facilita molto l'installazione e la manutenzione. Queste turbine eoliche ad asse verticale sono rivoluzionarie anche per il fatto che sono destinate a una utenza domestica (proprietari di attici con terrazzo, ville, terreni, ecc.) che in questo modo potranno perseguire l'autosufficienza energetica con una tecnologia eco-sostenibile che oltre a tutto comporta un'emissione di CO₂ pressoché nulla.

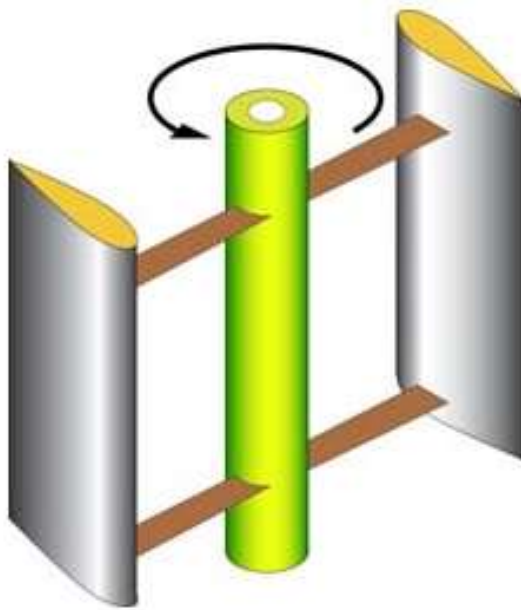
Storia

Le pale Revolutionair sono state presentate da Philippe Starck e Pramac il 27 gennaio del 2010 alla Triennale di Milano, in seguito ad un progetto di guerrilla advertising (denominato anche "eolic guerrilla") svoltosi a Berlino, Bruxelles, Parigi, Londra e Milano. Il progetto è consistito nell'affissione di manifesti di notevole dimensione in giro per le varie città europee.

Produzione

Le turbine a vento del designer Starck saranno prodotte dalla ditta italiana Pramac, e si venderanno a cifre attorno ai 2.500 euro (la quadrangolare) e 3.500 euro (l'elicoidale).

Il problema del costo non è indifferente, visto che un generatore da 4.500 W a motore Diesel, prodotto negli stessi anni dalla medesima ditta Pramac, alimentato a gasolio, viene venduto a meno di 1000 euro (assieme al quadro di alimentazione). In Italia la produzione media di un impianto eolico difficilmente supera il 20-25% della potenza nominale. Inoltre, nella Pianura padana la risorsa vento è praticamente inesistente.



Costruttore	Pramac
Paese costruttore	 Italia
Progettista	Philippe Starck
Gestori	Utenze private
Tipo	Aerogeneratore Darrieus
Altezza	145 x 145 cm
Potenza massima	1 Kilowatt
Classe	Microeolico
Vel. minima vento	3 m/s
Velocità di cut-out	15 m/s
Materiali usati	policarbonato
Costo	3.500 euro
Sito web	www.revolutionair-pramac.com



Turbina a vento del designer Starck.

[Ropatec Big Star Vertical](#)

L'aerogeneratore **Ropatec Big Star Vertical** è un modello di turbina a vento ad asse verticale (VAWT). Si tratta un'evoluzione dell'aerogeneratore Darrieus. La Ropatec ha la sua sede in Italia.

Caratteristiche

La turbina dispone di quattro pale verticali con profilo alare. La sua potenza nominale è di 20 kW.

Costruttore	Ropatec
Paese costruttore	 Italia
Gestori	Piccole utenze
Tipo	aerogeneratore Darrieus
Altezza	4,3 m su traliccio da 12m (diametro rotore: 8 m)
Peso	3.600 kg
Potenza massima	20 Kilowatt
Classe	Minieolico
Vel. minima vento	3 m/s
Materiali usati	alluminio
Sito web	www.ropatec.com

Attualmente l'azienda con sede a Bolzano, realizza le seguenti tipologie di turbine eoliche:

- SA40 con potenza di 10 KW,
- T20PROS con potenza di 20 KW,
- T30PROS con potenza di 30 KW.

Si riportano le caratteristiche delle varie turbine eoliche prodotte dalla ROPATEC.



SA40

POTENZA NOMINALE:	10 kW
AREA SPAZZATA:	39,9 m ²
VENTO DI CUT-IN:	4,5 m/s
VENTO DI CUT-OUT:	25 m/s
PALO	12/18 m



T30proS

POTENZA NOMINALE:	30 kW
AREA SPAZZATA:	132 m ²
VENTO DI CUT-IN:	4 m/s
VENTO DI CUT-OUT:	20 m/s
PALO	24 m



T20proS

POTENZA NOMINALE:	20 kW
AREA SPAZZATA:	132 m ²
VENTO DI CUT-IN:	4 m/s
VENTO DI CUT-OUT:	20 m/s
PALO	24 m



T20PROS

CLASSE DI VENTO:	Classe III
GENERATORE:	Magneti permanenti
MATERIALE DELLE ALI:	Fibra di vetro
DIAMETRO MOTORE:	11 m
LUNGHEZZA ALA:	12 m
OVERSPEED CONTROL:	Safety PLC Controller SIL-3 (freno elettrico e freno idraulico)
PALO:	24 m
PESI:	Turbina 3500 Kg - Palo 4200 Kg
SISTEMA DI MONITORAGGIO:	SDMR basato su SCADA
TEMPERATURA OPERATIVA:	-20°/+55° (può essere adattata)
SISTEMA DI TRASMISSIONE:	Presa diretta
POTENZA NOMINALE:	20 KW
AREA SPAZZATA:	132 m
VENTO DI CUT-IN:	4 m/s
VENTO DI CUT-OUT:	20 m/s

Turbina eolica di Darrieus

La **turbina eolica Darrieus** è un tipo di turbina eolica ad asse verticale (in inglese VAWT) utilizzata per generare elettricità dal vento. La turbina consiste di un numero di pale curve a profilo aerodinamico montate su un albero rotante verticale. La curvatura delle lame permette alla lama stessa di raggiungere alte velocità di rotazione. Ci sono diverse turbine eoliche strettamente correlate che utilizzano lame dritte. Questo progetto di turbina eolica è stato brevettato da Georges Jean Marie Darrieus, un ingegnere aeronautico francese nel 1931.



Turbina Darrieus a pale dritte, in Antartide



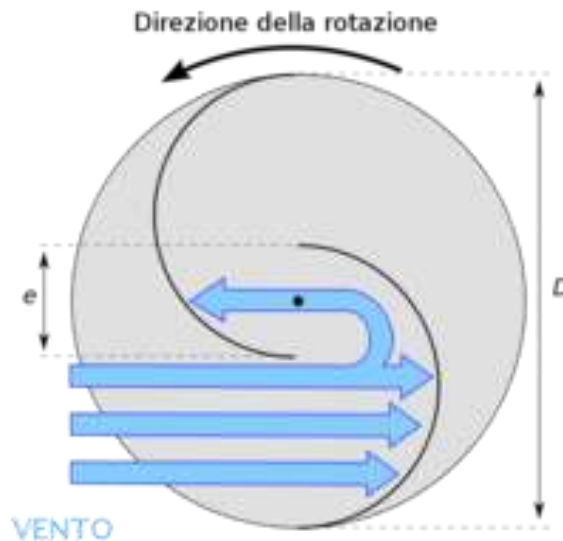
Turbina Darrieus a pale curve

Turbina eolica Savonius

La **turbina eolica di Savonius** è un tipo di turbina eolica ad asse verticale, utilizzata per la conversione di coppia dell'energia del vento su un albero rotante. Inventata dall'ingegnere finlandese Sigurd Savonius nel 1922, e brevettata nel 1929, è una delle turbine più semplici.

Descrizione

Dal punto di vista aerodinamico si tratta di un dispositivo a rotore composto da due o tre pale di forma semicilindrica.



Schema di funzionamento della turbina di Savonius

Come può vedersi dallo schema di funzionamento, la configurazione a due pale, vista in sezione orizzontale, appare come una figura ad S. La pala curva accoglie e sfrutta il vento che la spinge e lascia più facilmente sfuggire il vento che contrasta nella fase opposta. In altri termini le pale trovano meno resistenza quando si muovono contro il vento che quando si muovono con il vento, la differenza di resistenza induce la turbina di Savonius a girare.

Il modello originale è stato concepito spaziando le due pale semicilindriche in modo che $\frac{e}{D} = \frac{1}{3}$ (dove D il diametro del cilindro virtuale che le contiene), ma si è visto che si ottengono migliori prestazioni con un rapporto $\frac{e}{D} = \frac{1}{6}$.

Pregi e difetti

Di basso impatto e facilmente integrabile negli edifici senza snaturarne l'estetica, come farebbe un mulino a vento, la turbina di Savonius è poco rumorosa. Prende avvio a deboli velocità di vento e presenta una coppia di torsione elevata, sebbene variabile in modo sinusoidale nel corso della rotazione (ma le turbine più evolute, da queste derivate, hanno pale elicoidali capaci di omogeneizzare la coppia di torsione). L'impatto visivo rapportato a dimensioni importanti rende il mulino a vento di tipo Savonius poco adatto alle grandi produzioni di energia di un parco eolico.

Essendo dispositivi a resistenza aerodinamica, le turbine di Savonius, a parità di ingombro, sfruttano la forza del vento meno efficacemente di quelle a palo ed asse orizzontale. Il massimo coefficiente di potenza misurato con una turbina Savonius è circa 0,25 ($C_{P,max} = 0,25$). Quest'ultimo aumenta in modo considerevole se si utilizza un profilo biconvesso. Le turbine di tipo Savonius presentano la possibilità di essere accoppiate in batterie.

Tabella sintetica

Pregi	Difetti
Poco ingombrante	
Poco rumorosa	
Si avvia con poco vento	Basso rendimento
Coppia elevata all'avviamento	Coppia incostante
Oppone scarsa resistenza al controvento	
Basso impatto estetico	

Utilizzi

Le turbine di Savonius sono utilizzate nei casi in cui il costo o l'affidabilità sono più importanti dell'efficienza. Per esempio, la gran parte degli anemometri sono turbine di Savonius, perché l'efficienza è assolutamente irrilevante per tali applicazioni, mentre turbine di Savonius molto più grandi, installate su boe in acque profonde, sono state utilizzate per generare elettricità, laddove si ha necessità di scarse potenze elettriche e bassa manutenzione. La progettazione è facilitata perché, contrariamente alle turbine ad asse orizzontale, non sono necessari meccanismi di orientamento sulla direzione variabile del vento e la turbina è capace di auto avviarsi.

Queste turbine, come altre ad asse verticale, non sono solitamente collegate alla rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Si possono migliorare, notevolmente, le prestazioni dei generatori ad asse verticale, sia all'avviamento che nel rendimento a regime; accoppiandolo ad un profilo alare biconvesso. Queste oltre la possibilità di essere accoppiate in batteria o in pannelli con piccole cellule, con evidente aumento di rendimento energetico diretto, possono facilmente costituire elemento architettonico e mimetizzazione nelle strutture verticali (brevetto presentato ad IENA 1982 Norimberga -Severino Cassone ITA).



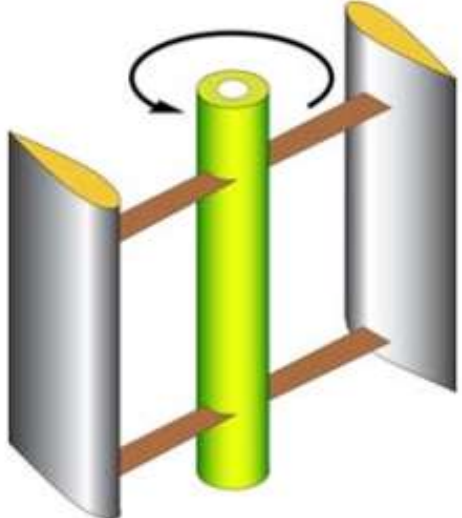

Una turbina a vento di Savonius, combinata con una turbina Darrieus, installata a Taiwan.

Urbine

Urbine si riferisce a un progetto del disegnatore William Woods che combina la colonna di una doccia tripla da stabilimento balneare o piscina pubblica, un serbatoio d'acqua calda e un micro-aerogeneratore, per sfruttare a suo vantaggio alcune proprietà collaterali, come l'attrito della trasmissione, e l'inevitabile riscaldamento solare (aumentato da una vernice scura), per generare calore che riscalda l'acqua della doccia, mentre allo stesso tempo si produce una discreta quota di elettricità utile per far funzionare illuminazione, impianto audio, ecc.

Caratteristiche

Altezza: 250 cm.

	Paese  Francia
	costruttore
	Progettista William Woods
	Gestori Stabilimenti balneari
	Tipo Aerogeneratore Darrieus
	Altezza 250 cm
	Potenza massima Kilowatt
	Classe Microeolico
	Materiali usati acciaio , alluminio
	Costo
Sito web www.ideationedge.com/portfolio/urbine	

Vestas V90-3MW

Le Vestas V90-3MW, costruite dalla ditta danese Vestas sono dei generatori eolici ad asse orizzontale, ad elica tri-pala a sopravvento (upwind) che utilizzano sistemi di

controllo dell'angolazione d'attacco delle pale (pitch control) e il generatore DFIG (versione a 50 Hz). Fin dalla sua presentazione la Vestas ha installato più di 500 unità di questo tipo in tutto il mondo. La V90-3MW è un'evoluzione della V80 con diverse differenze, tra queste l'utilizzo di un generatore refrigerato ad olio, e l'utilizzo di un unico fornitore (Hansen) per il moltiplicatore di giri (gearbox), che attualmente è inserito direttamente nel mozzo piuttosto che collegato tramite l'utilizzo di un albero lento. Il peso relativamente basso è stato uno dei motivi del successo di questa turbina, difatti la pubblicità puntava sul fatto che la turbina fosse capace di fornire circa il 50% di potenza in più con lo stesso peso della V80. La V90-3MW non deve essere confusa con la V90-2MW che essenzialmente è una V80-2MW con le pale più lunghe. Esistono modelli sia per la terraferma (onshore) che per il mare aperto (offshore), queste ultime sono versioni speciali del modello terrestre con trattamenti appositi atti a contrastare la corrosione causata dal sale.

Dettagli tecnici

Parametro	Valore
Potenza quotata	3000 kW
Concetto	Velocità variabile, generatore DFIG con pitch control
Diametro del rotore	90m
Controllo della velocità	Controllo indipendente dell'angolo d'attacco per ogni pala
Generatore	Refrigerato ad acqua, molti fornitori principalmente Vestas
Scatola del cambio	Hansen, due ingranaggi planetari e uno elicoidale, passo ~1:100
Cut In	4 m/s
Rated	15 m/s
Cut Out	25 m/s

Vita operativa

La prima turbina eolica V90-3MW venne installata nel nord della Germania nel maggio del 2002 ma durante gli esordi non godette di buona reputazione a causa del basso tasso di disponibilità (per guasti o manutenzione) di e bassa adattabilità alle caratteristiche del vento. Di conseguenza vennero installate 15 turbine per test in varie zone del mondo con differenti condizioni climatiche prima di iniziare la produzione industriale. In definitiva la V90-3MW fu testata in più luoghi rispetto alla V80-2MW. In seguito a una serie di problemi con il moltiplicatore di giri, nel 2007 il modello V90-3MW venne ritirato per la vendita in ambito offshore, prima della sua ri-certificazione per la dislocazione offshore nel maggio del 2008.

Differenze tra il modello V90-3 e il V90-2/V80

- Il modello V90 non utilizza l'albero lento, il mozzo è direttamente collegato al moltiplicatore di giri.
- Il generatore è refrigerato a liquido (con un sistema di raffreddamento addizionale associato).
- Torre di costruzione più leggera.

- Forma diversa del retro della navicella per far alloggiare il sistema di refrigerazione.
- L'aerogeneratore V90-3 usa esclusivamente moltiplicatore di giri fabbricato dalla Hansen Transmissions (dal 2011 ZF Wind Power).
- Struttura addizionale nella narice del pignone del rotore con una botola per la fuga.
- Freno a disco per bloccare il rotore.
- Costruzione delle pale che incorpora fibre di carbonio nell'asse principale di ogni pala.
- Schermi anti-vortice nelle pale.

Modalità di rumore

La turbina V90-3MW può essere impostata una tra cinque diverse 'modalità di rumore'. Ogni modalità viene pre-programmata nel software della turbina come parte dell'installazione, e se successivamente può essere cambiata. Ogni modalità diversa implica una curva di potenza diversa, e dunque per avere un funzionamento più silenzioso si sacrifica una parte della potenza massima ottenibile. La diminuzione del rumore viene ottenuta grazie a correzioni automatiche dell'angolo d'attacco della pala.

Differenze con le versioni installate in USA e Canada

Per ragioni di licenza operativa, il modello a 60 Hz venduto nei mercati di USA e Canada utilizzano un sistema convertitore lievemente diverso, permettendo il flusso di potenza soltanto a una via attraverso il convertitore del rotore, piuttosto che il flusso di potenza a due vie usato nella versione standard. Questa restrizione non si applica ai modelli a 60 Hz venduti in altre regioni (ad.es. in Giappone).

Identificazione

L'aerogeneratore V90-3MW si può distinguere dalla meno potente V80 basandosi dalla forma della gondola, che nel retro ha un profilo troncato.

Sistemazione offshore

La massa relativamente bassa della gondola e pignone, nota come THM (top head mass) rende la V90-3MW interessante per l'utilizzo offshore.

- Barrow Offshore Wind (30 unità in funzione)
- Kentish Flats Offshore Wind Farm (30 unità in funzione)
- Egmond aan Zee (36 unità in funzione)
- Robin Rigg Wind Farm (60 unità in costruzione)
- Thanet Offshore Wind Project (100 turbine proposte)

Produzione

La Nacelle (gondola o navicella) della turbina eolica V90 è stata progettata e costruita in Danimarca presso lo stabilimento di Ringkøbing dall'esordio fino agli inizi del 2008, momento in cui la produzione venne spostata in parte presso lo stabilimento di Taranto.

A partire dal 2011 e fino ad ottobre 2013 la nacelle venne fabbricata esclusivamente nella fabbrica "Vestas Nacelles Italia" di Taranto, a gennaio 2014 la produzione delle Nacelle venne spostata in Spagna presso lo stabilimento di León e chiusa la fabbrica di Taranto.

Le pale vengono prodotte dalla fabbrica "Vestas Blades Italia" di Taranto mentre le torri degli aerogeneratori provengono da diversi fornitori spesso locali.



Aerogeneratori Vestas V90-3MW della Kentish Flats Offshore Wind Farm.

TURBINA EOLICA

Un **generatore eolico** (o **aerogeneratore** o **turbina eolica**) è una struttura o una macchina elettro-meccanica costruita per sfruttare/trasformare l'energia cinetica del vento (energia eolica) in energia elettrica attraverso l'utilizzo di pale.

Storia

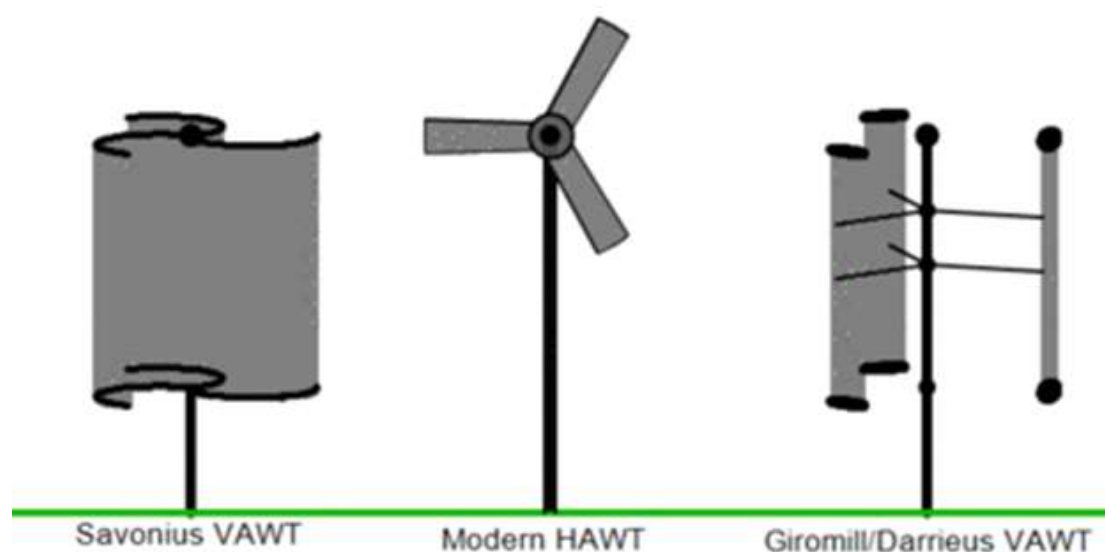
Le prime turbine eoliche sono state costruite verso la fine del diciannovesimo secolo dal professor James Blyth in Scozia (1887), Charles F. Bush a Cleveland, Ohio (1887-1888) e Poul la Cour in Danimarca (1890). La turbina eolica di Cour dal 1896 diventò la fonte di elettricità per il villaggio di Aaskov. Dal 1908 erano presenti 72 generatori eolici in Danimarca, che producevano dai 5 fino a 25 kW. Dal 1930, le turbine eoliche erano ampiamente utilizzate per generare elettricità nelle aziende agricole degli Stati Uniti dove non erano stati ancora installati sistemi di distribuzione dell'elettricità; erano costruite da compagnie come Jacobs Wind, Wincharger, Miller Airlite, Universal Aeroelectric, Paris-Dunn, Airline e Winpower. La Dunlite Corporation produsse turbine per motivi simili in Australia. Il precursore delle moderne turbine eoliche a asse orizzontale era il WIME-3D in servizio a Balaklava in USSR dal 1931 fino al 1942, un generatore da 100 kW su una torre di 30 metri, la turbina eolica Smith-Putnam costruita nel 1941 sulla montagna conosciuta come Grandpa's Know a Castleton, Vermont, USA, di 1,25 MW e la turbina NASA sviluppata dal 1974 fino alla metà degli anni ottanta. La produzione di queste tredici turbine eoliche sperimentali aprì la strada allo sviluppo del design delle turbine moderne in uso attualmente. L'industria moderna della produzione delle turbine eoliche

cominciò nel 1979 con la produzione in serie di turbine eoliche da parte del produttore danese Kuriant, Vestas, Nordtank e Bonus. Queste prime turbine erano piccole comparate agli standard attuali, avendo la capacità di produrre dai 20 ai 30 kW ciascuna. Da allora, le turbine commerciali sono aumentate in dimensioni e potenza: ad esempio la moderna turbina Enercon E-126 può produrre fino a 7 MW. La produzione di turbine eoliche è attualmente in corso in diversi paesi. Dall'inizio del ventunesimo secolo sono nate delle preoccupazioni riguardo ai metodi di produzione dell'energia elettrica, al riscaldamento globale e l'eventuale esaurimento dei giacimenti di combustibili fossili; questo ha portato all'espansione dell'interesse riguardo a forme alternative di energie rinnovabili. Globalmente, molte migliaia di turbine eoliche sono attualmente operative, con una capacità stimata di 194,400 MW. Nel 2009 la produzione di tale energia era da attribuire per il 48% all'Europa.

Descrizione

Lo sfruttamento del vento è attuato tramite macchine eoliche divisibili in due gruppi distinti in funzione del tipo di modulo base adoperato definito generatore eolico o aerogeneratore:

- *generatori eolici ad asse orizzontale*: in cui il rotore va orientato, attivamente o passivamente, parallelamente alla direzione di provenienza del vento,
- *generatori eolici ad asse verticale*: il cui orientamento è indipendente dalla direzione di provenienza del vento.



Tre tipi di turbina eolica, due ad asse verticale e una ad asse orizzontale

Un generatore eolico ad asse di rotazione orizzontale al suolo (HAWT, in inglese *Horizontal Axis Wind Turbines*) è formato da una torre in acciaio di altezze tra i 60 e i 100 metri sulla cui sommità si trova un involucro (gondola) che contiene un generatore elettrico azionato da un rotore a pale lunghe tra i 20 e i 60 metri. Esso genera una potenza molto variabile, che può andare da pochi kW fino a 5-6 MW, in funzione della ventosità del luogo e del tempo.

Come i generatori ad asse verticale anche quelli ad asse orizzontale richiedono una velocità minima di 3–5 m/s ed erogano la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12–14 m/s. Ad elevate velocità (20–25 m/s) l'aerogeneratore viene invece bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza.

Gli aerogeneratori tradizionali hanno, quasi senza eccezioni, l'asse di rotazione orizzontale. Questa caratteristica è il limite principale alla realizzazione di macchine molto più grandi di quelle attualmente prodotte: i requisiti statici e dinamici che bisogna rispettare non consentono di ipotizzare rotori con diametri molto superiori a 100 metri e altezze di torre maggiori di 180 metri. Queste dimensioni riguardano macchine per esclusiva installazione *off-shore*. Le macchine *on-shore* più grandi hanno diametri di rotore di 70-100 metri e altezze di torre di 110 metri. In una macchina così costruita il diametro della fondazione in calcestruzzo armato è pari a circa 20 metri. La velocità del vento cresce con la distanza dal suolo; questa è la principale ragione per la quale i costruttori di aerogeneratori tradizionali spingono le torri a quote così elevate. La crescita dell'altezza, insieme al diametro del rotore che essa rende possibile, sono la causa delle complicazioni statiche dell'intera macchina, che impone fondazioni complesse e costose e strategie sofisticate di protezione in caso di improvvise raffiche di vento troppo forte.

Una turbina eolica tipicamente comprende una struttura di sostegno tubolare in metallo, generatori a velocità variabile, vele in materiale composito, e controllo parziale del beccheggio, aerodinamica, struttura e acustica.



Generatore ad asse orizzontale tripala composto da torre, navicella, rotore e pale

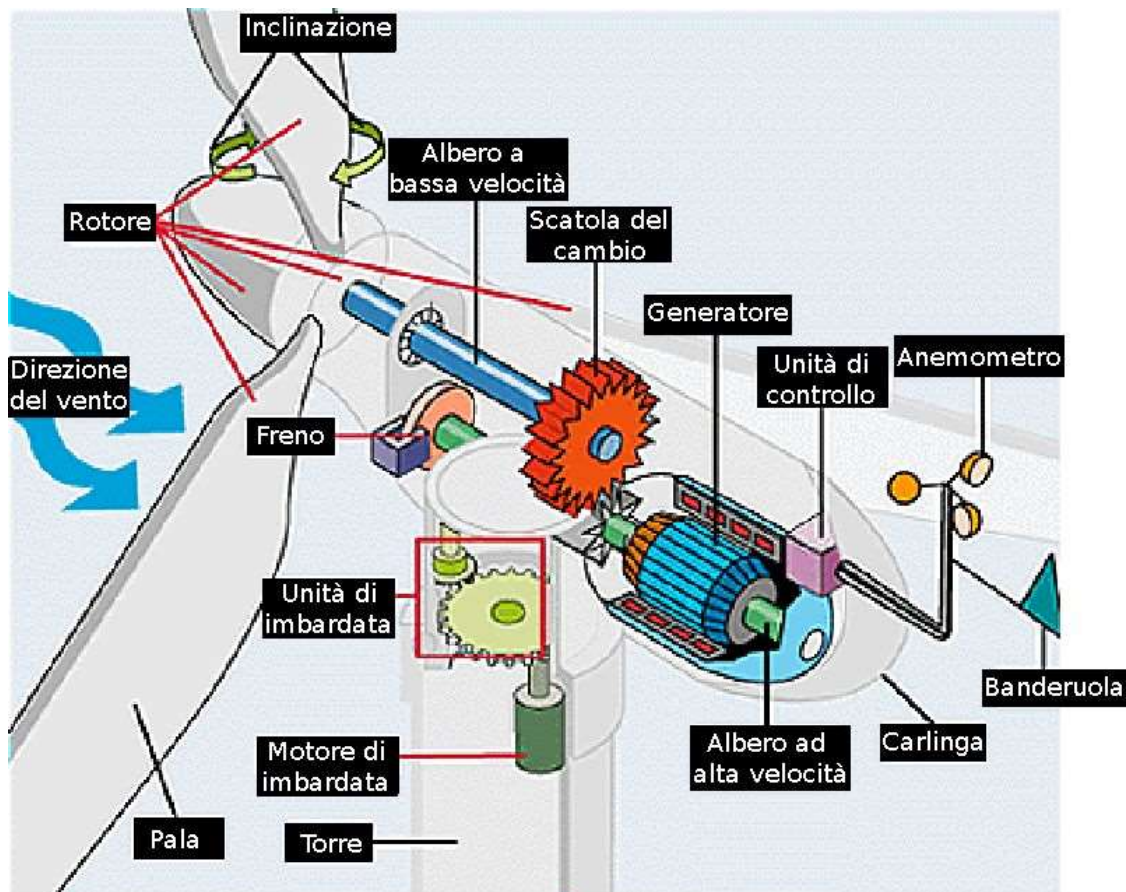
Generatore ad asse orizzontale

Rotore

I rotori sono ad asse orizzontale di tipo:

- monopala, con contrappeso: sono le più economiche, ma essendo sbilanciate generano rilevanti sollecitazioni meccaniche e rumore; sono poco diffusi;
- bipala: hanno due pale poste a 180° tra loro ovvero nella stessa direzione e verso opposto. Hanno caratteristiche di costo e prestazioni intermedie rispetto a quelli degli altri due tipi; sono le più diffuse per installazioni minori;
- tripala: hanno tre pale poste a 120° una dall'altra: sono costose, ma essendo bilanciate, non causano sollecitazioni scomposte e sono affidabili e silenziose;
- ognuna di queste pale può essere collegata al mozzo da un regolatore angolare Pitch, il quale varia l'angolo di incidenza della singola pala accrescendo o diminuendo la forza risultante.

L'albero del rotore che trasmette il moto è chiamato "albero lento" o principale. Le pale più utilizzate sono realizzate in fibra di vetro o lega di alluminio ed hanno un profilo simile ad un'ala di aereo.



Schema dei componenti di una turbina ad asse orizzontale.

Navicella o gondola

È posizionata sulla cima della torre e può girare di 180° sul proprio asse orientandosi nella direzione opportuna secondo quella del vento. Nella cabina sono ubicati i vari componenti di un aerogeneratore:

- il moltiplicatore di giri. Per sistemi interfacciati a reti locali o nazionali, la velocità dell'asse del rotore non è sufficiente perché il generatore elettrico produca elettricità alla frequenza della rete elettrica (50 Hz in Europa), quindi un sistema di moltiplicazione trasferisce il movimento a un “albero veloce”, dotato di freno per lo stazionamento;
- il generatore elettrico, azionato dall'albero veloce. Negli impianti di piccola taglia non collegati alla rete possono essere del tipo a corrente continua, o a corrente alternata, senza vincoli restrittivi di costanza della frequenza. Nel caso di sistemi interfacciati con reti, locali o nazionali, servono alternatori sincroni o asincroni a frequenza costante;
- il sistema di controllo. Dispositivo di interfaccia del generatore con la rete e/o con eventuali sistemi di accumulo; controlla il funzionamento della macchina, e gestisce l'erogazione dell'energia elettrica e l'arresto del sistema oltre certe velocità del vento per motivi di sicurezza dovuti al calore generato dall'attrito del rotore sull'asse e/o a sollecitazioni meccaniche della struttura.

Gli aerogeneratori di piccola taglia, in condizioni di normale regime, si orientano automaticamente attraverso un semplice timone. Solo nei più sofisticati sono installate pale a passo variabile, in modo da poter adeguare la loro inclinazione in base alla velocità del vento per migliorarne la resa. Nelle macchine di piccola taglia il sistema di controllo è solitamente di tipo passivo, senza servomotori che agiscono sull'angolo di calettamento delle pale e sull'angolo tra la navicella e il vento. Gli aerogeneratori sono dotati dei seguenti sistemi di controllo:

- **controllo di stallo:** le pale sono costruite “svergolate”, in modo che a velocità elevate del vento lo stallo inizi a partire dalla punta delle pale e propagandosi verso il centro. L'area attiva delle pale cala, facendo così calare anche la potenza;
- **controllo di imbardata passivo:** il sistema è dimensionato in modo da abbandonare automaticamente l'assetto frontale, oltre una certa spinta del vento.



Componenti di una turbina eolica ad asse orizzontale (cambio, albero rotore e freno) vengono posizionati sulla gondola.

Torre

L'ultimo elemento dell'aerogeneratore è la torre per la sospensione del rotore e della navicella. La torre può raggiungere dimensioni notevoli in altezza fino anche a 180 metri; tipicamente tanto più alta è la torre tanto migliori sono le condizioni di ventosità in termini di intensità e costanza, tanto più grande può essere il rotore con aumento dell'energia prodotta, tanto più larga è la sezione, tanto più stabile e ben progettata deve essere la fondazione nel terreno, tanto maggiori sono i costi e peggiore è l'impatto paesaggistico. I materiali utilizzati sono frequentemente di tipo metallico che garantiscono la massima robustezza a stress interni meccanici dovuti alle sollecitazioni esterne durante il funzionamento dell'aerogeneratore.

Generatore ad asse verticale

Un generatore eolico ad asse di rotazione verticale al suolo (VAWT, in inglese *Vertical Axis Wind Turbines*) è un tipo di macchina eolica contraddistinta da una ridotta quantità di parti mobili nella sua struttura, il che le conferisce un'alta resistenza alle forti raffiche di vento e la possibilità di sfruttare qualsiasi direzione del vento senza doversi orientare di continuo. È una macchina molto versatile, adatta sia all'uso domestico che alla produzione centralizzata di energia elettrica nell'ordine del megawatt (una sola turbina soddisfa il fabbisogno elettrico mediamente di circa 1000 case).

Macchine eoliche ad asse verticale sono state concepite e realizzate fin dal 1920. La sostanziale minore efficienza rispetto a quelle con asse orizzontale (30%) ne ha di fatto confinato l'impiego nei laboratori. L'unica installazione industriale oggi esistente è quella di Altamont Pass in California, realizzata dalla FloWind nel 1997. L'installazione è in fase di smantellamento, a causa delle difficoltà economiche del costruttore, che è in bancarotta.

Si è cercato di ottimizzare molto queste macchine, rendendole molto competitive; gli ultimi prototipi, funzionando in molte più ore l'anno rispetto a quelle ad asse orizzontale, hanno un rendimento complessivo maggiore.

La turbina a vento di Savonius è un tipo di turbina a vento ad asse verticale utilizzata per la conversione di coppia dell'energia del vento su un albero rotante. Inventata dall'ingegnere finlandese Sigurd J. Savonius nel 1922 e brevettata nel 1929, è una delle turbine più semplici.



Generatore ad asse verticale.

Funzionamento

I generatori, sia ad asse verticale sia ad asse orizzontale, richiedono una velocità minima del vento (*cut-in*) di 3–5 m/s ed erogano la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12–14 m/s. Ad elevate velocità (20–25 m/s, velocità di *cut-off*) l'aerogeneratore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il bloccaggio può avvenire con freni che bloccano il rotore o con metodi che si basano sul fenomeno dello stallo e "nascondono le pale al vento". I giri al minuto del rotore dell'aerogeneratore sono molto variabili, come lo è la velocità del vento; la maggior parte utilizzano delle scatole d'ingranaggi (moltiplicatore di giri o gearbox), interposti tra rotore e generatore, per aumentare e rendere costante la velocità del rotore del generatore e per permettere un avvio più facile con venti deboli. Il moltiplicatore di giri è di fatto un organo di grosse dimensioni, circa 20 tonnellate per turbine da 2/2,5 MW, lubrificato da circa 200 l di olio (sintetico o minerale). Quest'ultimo viene raffreddato ad aria, da un radiatore in alluminio, simile a quello utilizzato nel settore dell'automotive, posizionato all'esterno della navicella ed attraverso un sistema idraulico che ne mette in circolo il lubrificante durante il funzionamento dell'aerogeneratore, garantendo il mantenimento della temperatura prescritta dal produttore dell'aerogeneratore. La frequenza immessa nella rete deve essere costante a 50 hertz in Europa e 60 Hz in America. L'elettricità prodotta viene inviata a una serie di convertitori prima di immetterla in rete. La cinematica del generatore eolico è caratterizzata da bassi attriti, moderato surriscaldamento che necessita di un sistema di refrigeranti, olio oppure acqua che disperdono il calore grazie a radiatori, e un costo di manutenzione relativamente basso o pressoché nullo soprattutto per il magnetoeolico.

Produzione

I principali produttori mondiali di aerogeneratori sono aziende americane, cinesi, danesi, tedesche, spagnole: Vestas, Enercon, Siemens, Gamesa Eólica, GE Wind Energy (ex Enron Wind), Liberty, Nordex, NedWind. Sono circa 26 le aziende che producono gli aerogeneratori.

MINIEOLICO

Con il termine **minieolico** (o **piccolo eolico**), ci si riferisce alla produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzata con l'utilizzo di aerogeneratori di altezza inferiore a 30 metri. Questi possono essere al servizio di un'utenza isolata non collegata alla rete elettrica o connessi sia per una auto-produzione in scambio che per la fornitura di energia elettrica alla rete (con contributo alla cosiddetta generazione distribuita). La differenza con il grande eolico risiede oltre che nella dimensione delle macchine nella possibilità di operare economicamente con regimi di vento inferiori a quelli richiesti dalle enormi macchine industriali con una potenza elettrica generata per macchina tipicamente inferiore.

Per **microeolico** si intendono invece impianti portatili, capaci di fornire meno di 1 kW a strutture come camper, cucine da campo, ospedali da campo; hub, server e router wireless per computer portatili in spiagge o campeggi, barche a vela, yacht, ecc., ovvero una quantità di potenza sufficiente a fornire corrente per qualche lampada fluorescente, frigoriferi ecologici, computer laptop, ventilatori, ma non ad alimentare resistenze elettriche di forni, phon, scaldabagno o lavatrici.

Installazione del minieolico e microeolico

Gli aerogeneratori dovrebbero essere montati su di una torre o pilone dell'altezza appropriata, per renderle più elevate rispetto a qualsiasi ostacolo che possa rallentare il vento o generare turbolenza. Una buona regola approssimativa è quella che le turbine debbano essere almeno 10 metri più in alto rispetto a qualsiasi albero o fabbricato nel raggio di 150 metri.

Nel caso del microeolico piccoli aerogeneratori possono essere installati sui tetti, ma questo comporta ulteriori problemi come resistenza del tetto, il rumore, le vibrazioni e la turbolenza causata dai bordi e dall'apice del tetto. Gli aerogeneratori micro-eolici hanno problemi con la turbolenza e raramente generano quantità significative di corrente, specialmente se situati in villaggi e città.



Aerogeneratore per microeolico.

Affiancamento ad altre fonti rinnovabili

Il ministro dell'energia spagnolo ha dichiarato nel 2007, che la rete nazionale eolica di produzione industriale, con una potenza massima nominale installata di 11 Gigawatt, può in un giorno ventoso produrre una media di 8 GW, ma in un altro giorno non ventoso, forse estivo, di calma piatta, può non arrivare ai 0,400 GW.

Dal momento dunque che il vento ha caratteristica di grande incostanza, gli impianti elettrici con componenti di generazione eolica, possono essere affiancati alla rete elettrica nazionale come fonti o clienti dell'energia, oppure nel caso si desideri la totale autonomia, possono essere affiancati al fotovoltaico, a generatori diesel, o al piccolo idroelettrico.

Ibrido Diesel-Vento

Per comunità che si trovano in luoghi remoti e ventosi (oppure isolati come comunità montane, vallate o isole), la connessione alla rete elettrica nazionale può essere difficile, troppo costosa o impossibile. Storicamente dei motori diesel collegati a generatori elettrici, disposti a batteria, sono stati l'unica fonte di energia elettrica, dal momento che forniscono un alto grado di affidabilità. Dal momento che molte di queste località sono

davvero molto remote o isolate è improbabile che un giorno esse vengano connesse alla rete nel futuro. Gli alti costi dei carburanti derivati dal petrolio, rendono estremamente oneroso l'approvvigionamento energetico di queste comunità. La disponibilità dei sistemi ibridi vento-diesel può abbassare notevolmente questi costi e diminuire la dipendenza dalle forniture esterne.

Storia degli impianti diesel-eolici

I sistemi di generazione che combinano i generatori a vento con quelli diesel (in inglese "Wind-Diesel") da almeno trent'anni vengono sviluppati e testati, in un buon numero di località. È stato sviluppato un crescente numero di siti, economicamente competitivi. La chiave per il loro successo economico è quella di minimizzare il costo del supporto tecnico nelle comunità remote, in modo da permettere lo sviluppo e l'estensione di questa tecnologia.

Tecnologia degli impianti diesel-eolici

Il successo dell'integrazione dell'energia eolica con le batterie di generatori diesel si affida a complessi sistemi di controllo elettronico per assicurare la corretta quantità di produzione di energia tramite cogenerazione diesel in base alla variabilità della disponibilità di energia eolica ed ai picchi di consumo elettrico della comunità.

La misura comune delle prestazioni di un sistema diesel-eolico è la cosiddetta "Wind Penetration" che calcola il rapporto tra l'elettricità prodotta dal vento e la potenza totale prodotta, ad es. 60% di penetrazione da vento comporta che il 60% dell'energia elettrica prodotta dal sistema proviene dal vento. I numeri della "Wind Penetration" possono riferirsi al picco oppure essere la percentuale prodotta a lungo termine. Siti come Mawson, Coral Bay e Bremer Bay hanno picchi di penetrazione da vento (peak wind penetrations) di circa il 90%.

Le soluzioni tecniche all'assoluta incostanza della forza del vento, includono il controllo della produzione di energia a monte, variando la velocità di rotazione delle turbine con l'utilizzo di pale a geometria ed assi a resistenza variabile (ad.es. Enercon, Denham); a valle col controllo del consumo (ad.es. Mawson); oppure con l'immagazzinamento dell'energia in un volano (ad.es. Powercorp, Coral Bay); oppure con accumulatori o con un sistema piccolo idroelettrico con due bacini a quote diverse, uniti con una condotta forzata, che permette di spingere (con pompe elettriche) l'acqua dal bacino sottostante a quello sovrastante, recuperando successivamente il 90% dell'energia potenziale così creata, tramite il deflusso nella stessa condotta.

Attualmente alcuni impianti vengono convertiti in sistemi di idrogeno da eolico, da inserire in una economia dell'idrogeno, ad esempio il Ramea completato nel 2008.

Combustibili

- Gasolio: benché il gasolio sia un carburante particolarmente costoso, l'utilizzo congiunto in cogenerazione come fonte di calore e di elettricità permette di ottenere efficienze combinate fino all'80%.
- Biodiesel: in comunità agricole, l'utilizzo di frazioni di scarto (estremamente insature) dell'olio di colza o dell'olio di mais, e nei tropici dell'olio di palma, permette un netto risparmio economico, anche se la diminuzione o l'aumento nella CO₂ globalmente prodotta è un argomento scientificamente alquanto controverso.

- Carbone e legno: in alcuni motori diesel (specialmente nei grossi diesel marini) si può mescolare al gasolio una certa percentuale di polvere di carbone o di polvere di legno. Nei piccoli motori diesel, queste particelle provocano spesso il blocco degli iniettori.
- Gas naturale: per fare cogenerazione bruciando gas naturale, sono necessari motori a ciclo Otto a bassa compressione (oppure il motore Wankel), ma il rendimento energetico è inferiore.

Comunità isolate nel mondo, che utilizzano sistemi vento-diesel

Comunità isolate che utilizzano sistemi ibridi commerciali Wind-Diesel, che hanno una quota significativa della produzione prodotta dal vento.

Comunità	Paese	Diesel MW	Vento MW	Popolazione	Data di immissione	Penetrazione del vento (picco %)	Note
Ramea	Canada	2.78 MW	0.40 MW	600	2003		
Denham	Australia	2.61 MW	1.02 MW	600	1998	>70%	
Osmussaare	Estonia		0.40 MW		2002		
Wales	USA		0.40 MW	160	2002	100%	
Mawson	Antartide	0.48 MW	0.60 MW		2003	>90%	
Esperance	Australia	14.0 MW	3.60 MW		2003		
Isole Cocos (Keeling)	Australia	1.28 MW	0.08 MW	628			
Hopetoun	Australia	1.37 MW	0.60 MW	350	2004	>90%	
Rottnest Island	Australia	0.64 MW	0.60 MW		2005		
Bremer Bay	Australia	1.28 MW	0.60 MW	240	2005	>90%	
Flores	Portogallo		0.60 MW			60%	

Graciosa	Portogallo	3.56 MW	0.80 MW			60%	
Batanes	Filippine	1.25 MW	0.18 MW		2004		
Coral Bay	Australia	2.24 MW	0.60 MW		2007	93%	
Thursday Island	Australia		0.45 MW				
King Island	Australia		2.50 MW				Flow battery storage system
Sagar Island	India	0.28 MW	0.50 MW				
Berasoli	Eritrea	0.08 MW	0.03 MW				Under tender
Rahaita	Eritrea	0.08 MW	0.03 MW				Under tender
Heleb	Eritrea	0.08 MW	0.03 MW				Under tender
Isola di Saint Paul	USA	0.30 MW	0.23 MW			100%	
Alto Baguales	Cile	16.9 MW	2.00 MW	18,703	2002	20%	4.6 MW hydro
Kotzebue	USA	11.00 MW			1999	35%	
Sal	Capo Verde	2.82 MW	0.60 MW		2001	14%	
Mindelo	Capo Verde	11.20 MW	0.90 MW			14%	
Isola di Dachen	Cina	1.30 MW	0.15 MW			15%	
Fuerteventura	Spagna	0.15 MW	0.23 MW				

Foula	UK	0.05 MW	0.06 MW	31		70%	
La Désirade	Guadalupa	0.88 MW	0.14 MW			40%	
Marsabit	Kenya	0.30 MW	0.15 MW			46%	
Cape Clear Island	Eire	0.07 MW	0.06 MW	100		70%	
Rathlin Island	Rathlin Island	0.26 MW	0.99 MW			100%	
Kythnos	Grecia	2.77 MW	0.31 MW				
Frøya	Norvegia	0.05 MW	0.06 MW			100%	
Lemnos	Grecia	10.40 MW	1.14 MW				

Turbine eoliche per uso domestico nel Regno Unito

I **generatori eolici domestici** sono in commercio nel Regno Unito da una ventina di anni, e a partire dagli anni novanta è in crescita la loro popolarità e la consapevolezza delle loro potenzialità presso il grande pubblico. Le dichiarazioni attorno alla loro efficienza e produttività sono oggetto di forte dibattito a causa della discrepanza tra le previsioni di produzione dei fabbricanti e i risultati ottenuti in molti casi di studio. Il principale problema è che i generatori eolici devono essere disposti lungo le coste marine, oppure in passi di montagna, o in luoghi che sono stati certificati come "ventosi", dopo averne studiato la meteorologia per molti anni. Invece i produttori tacciono su questo, e normalmente gli aerogeneratori comprati dal pubblico sono installati in aree dove le velocità del vento sono troppo basse per ottenere un livello di produzione sufficiente a ripagare l'investimento, o addirittura il vento è così basso ed incostante da rendere del tutto inutilizzabile la turbina. La generazione di energia eolica richiede velocità dei venti che sono superiori a quelle che si trovano nella stragrande maggioranza delle aree abitate, che spesso sono state costruite in luoghi riparati dai venti.

Regole e permessi per la messa in opera

In Inghilterra la concessione dei permessi d'installazione è stata data soltanto a circa il 50% dei richiedenti, mentre in Scozia circa il 90% sono approvati. La legislazione è cambiata nel 2007, e le turbine a vento sono entrate nella stessa categoria di permessi delle parabole satellitari.

Velocità dei venti - Esempi dei costi di un impianto minieolico Microeolico in Italia

Il D.Lgs. n. 387 del 2003 introduce la possibilità di rivendere ai distributori e produttori di energia, la potenza elettrica sviluppata in eccesso.

Chi installa un impianto eolico può scegliere fra tre modalità:

1. uso *stand alone* (non in rete);
2. uso *on grid* (in rete di distribuzione);
3. utilizzo diretto tramite resistenza elettrica o distribuzione meccanica o idrolisi.

Nel primo caso userà delle batterie per accumulare l'energia prodotta in eccesso e riutilizzarla in un secondo momento nella rete di casa.

Nel secondo caso, potrà rivendere l'energia a un operatore a sua scelta, ENEL o altri, il quale su richiesta del cliente non potrà rifiutare l'allacciamento alla rete dell'impianto e di acquistare la potenza elettrica eccedente ai prezzi imposti per legge.

La potenza minima installabile è di un kilowatt, mentre quella massima dei contatori per le utenze domestiche è di 3 kW. In pratica, con una pala da 1 kW, dal costo tra i 1000 e i 2000 euro, fino al 30% dei consumi energetici e della bolletta potrebbe essere risparmiato.

Al crescere della potenza installata si hanno delle economie di scala, e risparmi per euro/chilowattora; tuttavia, al crescere della potenza aumenta anche il peso e l'ingombro dell'impianto, e la velocità minima del vento per produrre energia, rischiando un minore numero di ore annue di funzionamento.

In Puglia, Toscana e altre regioni, per l'installazione di questi mini-impianti è sufficiente una denuncia di inizio attività (DIA), senza ulteriori permessi.

CAPACITA' DI ENERGIA EOLICA E PRODUZIONE

Verso la fine del 2012 nel mondo vi erano più di duecentomila turbine eoliche in funzione, con una capacità nominale complessiva di 282.482 MW. La sola Unione europea passò i circa 100.000 MW di capacità nominale nel settembre 2012, mentre gli Stati Uniti e la Cina hanno superato i 50.000 MW nel mese di agosto 2012. La capacità mondiale di generare energia eolica è più che quadruplicata tra il 2000 e il 2006, raddoppiando circa ogni tre anni. Gli Stati Uniti hanno aperto la strada ai parchi eolici, ma nel 1997 la capacità installata della Germania aveva superato quella statunitense per poi essere tuttavia superata nel 2008. La Cina ha iniziato l'edificazione dei suoi impianti eolici verso la fine del 2000 per poi superare nel 2010 gli Stati Uniti e diventare leader mondiale.

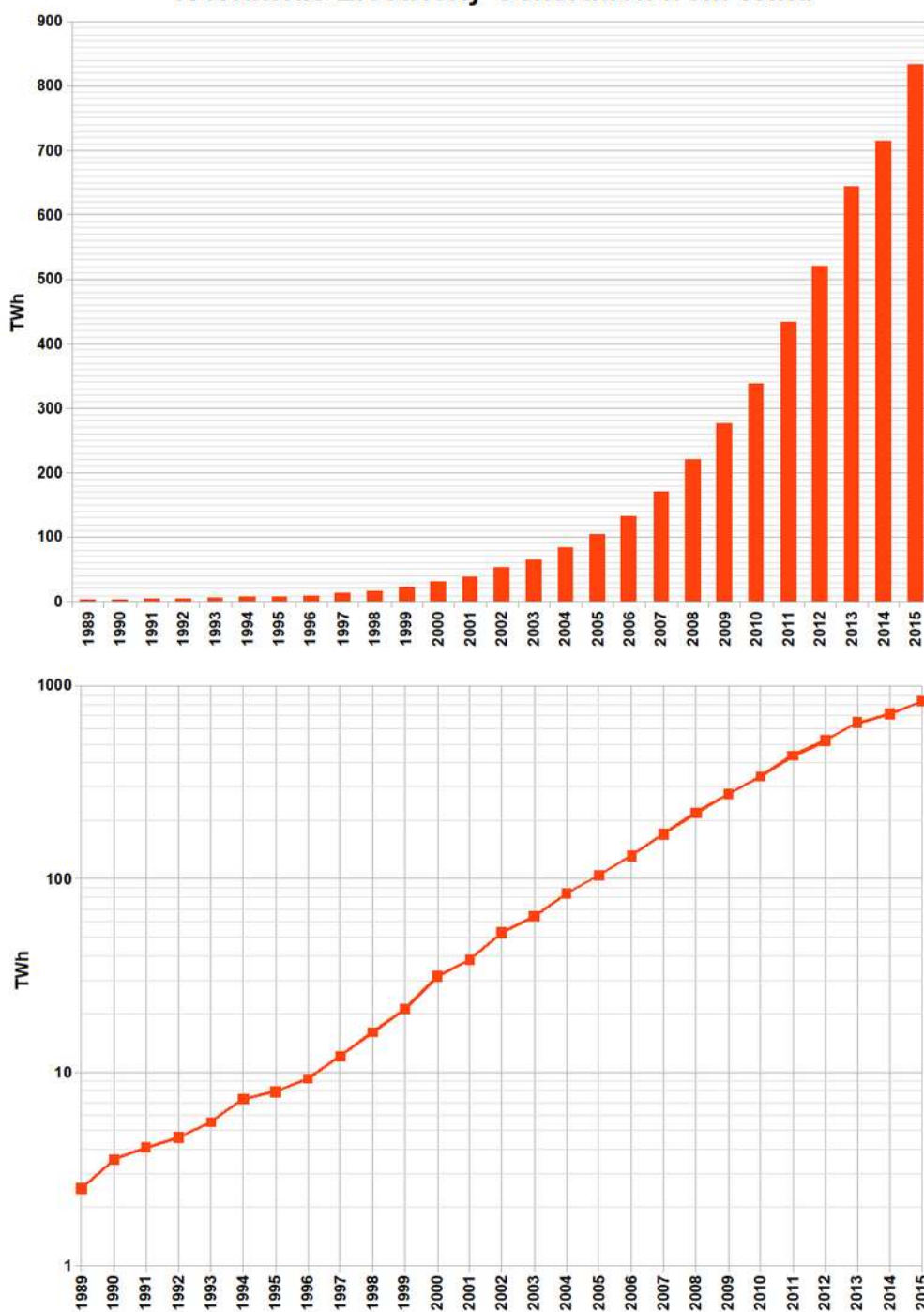
Alla fine del 2012 la capacità mondiale nominale di generatori eolici era di 282 gigawatt (GW), in crescita di 44 GW rispetto all'anno precedente. Secondo la *World Wind Energy Association*, un'organizzazione di settore, nel 2010 l'energia eolica aveva generato 430 TWh, pari a circa il 2,5% di tutta l'energia elettrica utilizzata a livello mondiale. Nel 2008 l'energia eolica prodotta copriva appena l'1,5% del fabbisogno energetico mondiale e solo lo 0,1% nel 1997. Tra il 2005 ed il 2010 la crescita media annua dei nuovi impianti è stata del 27,6%. La penetrazione dell'energia eolica nel mercato dovrebbe aver raggiunto il 3,35% entro il 2013 e l'8% entro il 2018.

Diversi paesi hanno già raggiunto livelli relativamente elevati, come il 28% della produzione di energia elettrica in Danimarca (2011), il 19% in Portogallo (2011), il 16%

in Spagna (2011), il 14% in Irlanda (2010) e l'8% in Germania (2011). A partire dal 2011, 83 paesi di tutto il mondo usavano energia eolica su base commerciale.

Nel 2009 l'Europa possedeva il 48% della capacità mondiale di produzione di energia eolica totale. Nel 2010 la Spagna è diventata il principale produttore europeo, raggiungendo i 42.976 GWh. La Germania tiene il primo posto in Europa in termini di capacità installata, con un totale di 27.215 MW registrati al 31 dicembre 2010.

Worldwide Electricity Generation from Wind



Produzione di energia eolica nel mondo fino al 2012.

10 maggiori nazioni per capacità nominale di energia eolica (fine dell'anno 2012)				10 maggiori nazioni per produzione di energia eolica (totale del 2011)		
Nazione	Nuova capacità nel 2012 (MW)	Totale capacità eolica (MW)	% totale mondiale	Nazione	Produzione di energia eolica (TWh)	% totale mondiale
Cina	12 960	75 324	26,7	Stati Uniti	120,5	26,2
Stati Uniti	13 124	60 007	21,2	Cina	88,6	19,3
Germania	2 145	31 308	11,1	Germania	48,9	10,6
Spagna	1 122	22 796	8,1	Spagna	42,4	9,2
India	2 336	18 421	6,5	India	24,9	5,4
Regno Unito	1 897	8 845	3,0	Canada	19,7	4,3
Italia	1 273	8 144	2,9	Regno Unito	15,5	3,4
Francia	757	7 564	2,7	Francia	12,2	2,7
Canada	935	6 200	2,2	Italia	9,9	2,1
Portogallo	145	4 525	1,6	Danimarca	9,8	2,1
(Resto del mondo)	6 737	39 853	14,1	(resto del mondo)	57,7	14,7
Totale mondiale	44 799 MW	282 587 MW	100%	Totale mondiale	459,9 TWh	100%

Come si può notare dalla tabella e facendo un paragone con l'energia elettrica consumata ad esempio in Italia (circa 300 TWh/anno), la produzione di energia elettrica mondiale da fonte eolica è ancora molto bassa (per diverse ragioni di tipo prevalentemente tecnologico) nonostante i fortissimi investimenti che molte nazioni stanno mettendo in atto.

Efficienza

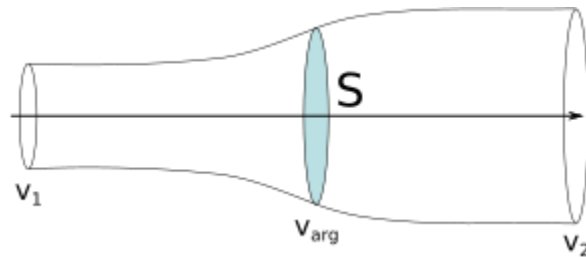
L'efficienza massima di un impianto eolico può essere calcolata utilizzando la Legge di Betz, che mostra come l'energia massima che un generatore eolico qualunque può produrre sia il 59,3% di quella posseduta dal vento che gli passa attraverso. Tale efficienza è il massimo raggiungibile e un aerogeneratore con un'efficienza compresa tra il 40% al 50% viene considerato ottimo.

Gli impianti eolici consentono grosse economie di scala che abbattano il costo del chilowattora elettrico con l'utilizzo di pale lunghe ed efficienti dalla produzione di diversi megawatt ciascuna. Una maggiore potenza elettrica in termini di megawatt significa grossi risparmi sui costi di produzione, ma anche pale più lunghe e visibili da grandi distanze, con un maggiore impatto ambientale sul paesaggio. Un colore verde, nel tentativo di mimetizzare gli aerogeneratori all'interno del paesaggio, attenua in minima parte il problema, date le altezze degli impianti. Per questo motivo, nonostante la suddetta maggiore economicità ed efficienza degli impianti di grossa scala, per lo più si decide per una soluzione di compromesso tra il ritorno economico, che spinge verso impianti più grandi, e l'impatto paesaggistico.

Legge di Betz

La **legge di Betz** mostra la massima energia possibile, conosciuta come **limite di Betz**, che si potrebbe ricavare tramite un rotore infinitamente sottile da un fluido che scorre ad una certa velocità.

Al fine di calcolare l'efficienza massima di un rotore sottile, lo si immagina sostituito da un disco che spilli energia dal fluido che vi passa attraverso. Ad una certa distanza dietro questo disco, il fluido che vi è passato attraverso fluisce con una velocità ridotta.



Schema di un flusso di fluido attraverso un attuatore.

Ipotesi

1. Il rotore non possiede mozzo, ossia è un rotore ideale, con un infinito numero di pale e con attrito pari a 0. Ogni attrito risultante può essere solo superiore a questo valore ideale.
2. Il flusso all'entrata e all'uscita del rotore ha un moto assiale. Questo tipo di approccio è a volume di controllo, e per ricavare una soluzione il volume di controllo deve contenere tutto il fluido entrante e uscente, in considerazione delle equazioni di conservazione.
3. Il fluido è incomprimibile. La densità rimane costante, e non vi è trasferimento di calore dal rotore al fluido e viceversa.
4. Ad eccezione del rotore, non sono presenti altri ostacoli all'interno delle vene fluide che possano alterarne il moto.
5. La porzione di flusso che attraversa lo specchio dell'attuatore non ha alcuna interazione con la restante parte di fluido che lo circonda e che non interagisce con l'attuatore.
6. Nelle sezioni a valle e a monte del flusso complessivo vi è uno stato di assoluta calma aerodinamica.
7. La velocità del fluido è uniformemente distribuita ed il modulo unidirezionale in ogni parte del flusso.

Applicazione della conservazione della massa (equazione di continuità)

Applicando l'equazione di continuità a questo volume di controllo, il tasso di massa fluida (ossia la massa fluente per unità di tempo) è data da:

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot S \cdot v = \rho \cdot A_2 \cdot v_2$$

dove v_1 è la velocità davanti il rotore, v_2 è la velocità alle spalle del rotore, e v è la velocità all'altezza del dispositivo. ρ è la densità del fluido, e l'area della turbina è data da S . La forza esercitata dal vento sul rotore può essere scritta come:

$$F = m \cdot a = m \cdot \frac{dv}{dt} = \dot{m} \cdot \Delta V = \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1 - v_2)$$

Potenza e lavoro

Il lavoro fatto dalla forza può essere scritto in forma differenziale come:

$$dE = F \cdot dx$$

e la potenza contenuta nel fluido è:

$$P = \frac{dE}{dt} = F \cdot \frac{dx}{dt} = F \cdot v$$

Sostituendo la forza \mathbf{F} calcolata in precedenza nell'equazione della potenza, sarà disponibile la potenza che può essere estratta dal fluido in movimento:

$$P = \rho \cdot S \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2)$$

La potenza può essere calcolata anche in un altro modo usando l'energia cinetica. Applicando l'equazione di conservazione dell'energia al volume di controllo si ottiene:

$$P = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

Tornando all'equazione di continuità, la sostituzione per il tasso di massa fluida dà il seguente:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

Entrambe queste espressioni per il calcolo della potenza sono valide: una di queste deriva dall'analisi del lavoro incrementale eseguito e l'altra dalla conservazione dell'energia. Risolvendo queste due espressioni, si ottiene un risultato interessante:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \rho \cdot S \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2)$$

Esaminando le due espressioni equivalenti, principalmente:

$$\frac{1}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \cdot (v_1 - v_2) \cdot (v_1 + v_2) = v \cdot (v_1 - v_2)$$

e quindi:

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2)$$

Pertanto la velocità del fluido al rotore può essere considerata come la media delle velocità del settore a monte e di quello a valle a condizione che essi non abbiano velocità uguali, nel qual caso non viene estratta potenza. Questo è spesso considerato il punto di più difficile accettazione della Legge di Betz, ma è in realtà corretto, come si può vedere dalla dimostrazione precedente.

Coefficiente di carico

Il coefficiente di carico è definito come il rapporto tra la potenza erogata e la massima potenza che può essere ottenuta, ovvero come il *lavoro adimensionale*:

$$w^* = \frac{P}{P_{\max}}$$

per ottenere questo valore si può partire dall'espressione precedente della potenza basata sull'energia cinetica:

$$\begin{aligned}
\dot{E} &= \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \\
&= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) \\
&= \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \\
&= \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3 \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^3\right).
\end{aligned}$$

Differenziando, in base alla regola della catena \dot{E} rispetto a $\frac{v_2}{v_1}$ per una data velocità del fluido v_1 e una data area S è possibile trovare il massimo o il minimo valore che assume \dot{E} . In particolare si trova che il massimo valore si ha per $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$.

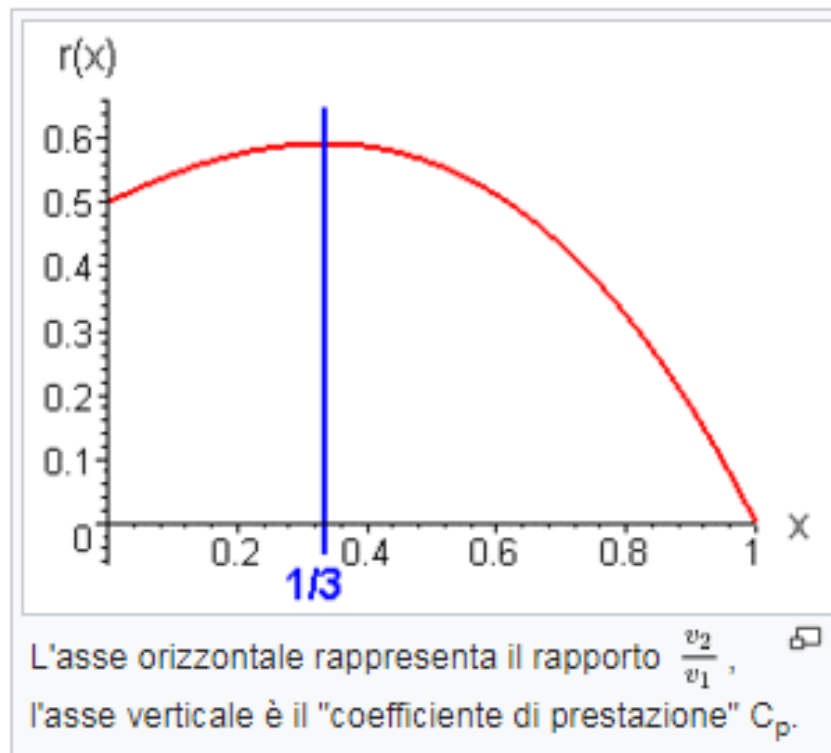
Sostituendo questi risultati nella formula precedente si trova la frazione massima di lavoro che possiamo ottenere che sarà:

$$P = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3$$

La frazione di lavoro resa disponibile da un cilindro di fluido con area S e velocità v_1 è:

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3.$$

Il coefficiente di carico ha il suo massimo valore di 0,593. Per esempio le perdite del rotore in un mulino a vento sono le più significative, pertanto è importante ridurle il più possibile. I rotori moderni ammettono valori nell'intervallo da 0.4 a 0.5, che è il 70-80% di quello teoricamente possibile.



Punti di interesse

Notare che la precedente analisi non è dipendente dalla geometria, pertanto S potrebbe assumere qualsiasi forma a condizione che il flusso l'attraversi assialmente dall'ingresso al volume di controllo di uscita, e che il controllo del volume sia uniforme per le velocità di ingresso e di uscita. Notare che ogni effetto estraneo può solo decrementare le prestazioni della turbina poiché l'analisi è stata effettuata ignorando l'attrito. Ogni effetto non ideale diminuisce l'energia disponibile dal fluido in ingresso, diminuendo l'efficienza.

Ci sono state diverse argomentazioni su questo limite e gli effetti degli ugelli e c'è una netta difficoltà quando si considerano i dispositivi di potenza che utilizzano più area di cattura dell'area del rotore. Alcuni produttori e inventori hanno creduto di superare il limite di Betz facendo questo, ma in realtà le loro ipotesi iniziali erano sbagliate, dato che si sta utilizzando una A_1 sostanzialmente maggiore dell'area del rotore e questo apporta squilibrio al numero di efficienza. In realtà il rotore è efficiente come potrebbe esserlo senza ugelli o dispositivi di cattura, ma è aggiungendo questi dispositivi che si aumenta la potenza estraibile dal vento a monte del rotore.

Osservazione - Se usiamo la seguente media delle velocità:

$$v_{*avg} = \frac{2}{\frac{1}{v_1} + \frac{1}{v_2}} = \frac{2 \cdot v_1 \cdot v_2}{v_1 + v_2}$$

Al posto di

$$v_{avg} = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

poiché $v_2 = 0$ allora $v_{avg} = 0$ per qualunque valore di v_1 (impatto senza movimento). Il calcolo è molto semplice e dà una riduzione del 50% della produzione.

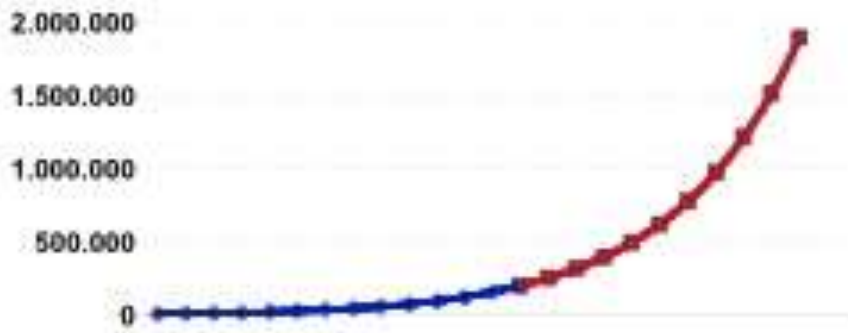
Trend di crescita

Nel 2010 più della metà di tutta la nuova potenza eolica è stata installata al di fuori dei mercati tradizionali europei e nord americani. Ciò è stato dovuto in particolare alla forte crescita di installazioni in Cina che hanno rappresentato quasi la metà dei nuovi impianti eolici (16,5 GW). Le cifre fornite dal *Global Wind Energy Council* (GWEC) mostrano che nel 2007 si è registrato un incremento di potenza installata di 20 GW, portando il totale della capacità installata di energia eolica a 94 GW, contro i 74 GW del 2006. Nonostante i vincoli che affrontano le industrie di produzione delle turbine eoliche, il mercato annuale ha continuato a crescere ad un tasso stimato del 37%, dopo una crescita del 32% nel 2006. In termini di valore economico, il settore eolico è diventato uno dei principali attori dei mercati energetici, con un valore totale delle nuove apparecchiature installate nel 2007 di 36 miliardi di dollari.

Anche se l'industria eolica ha risentito della crisi finanziaria globale nel 2009 e nel 2010, la crescita ha continuato fino al 2013. Negli ultimi cinque anni la crescita media di nuovi impianti è stata del 27,6% all'anno. La previsione per il 2013 attestava il tasso di crescita annuo medio al 15,7%. Più di 200 GW di nuova capacità eolica sono entrati in produzione entro la fine del 2013. La penetrazione dell'energia eolica nel mercato dovrebbe aver raggiunto il 3,35% entro il 2013 e l'8% entro il 2018.

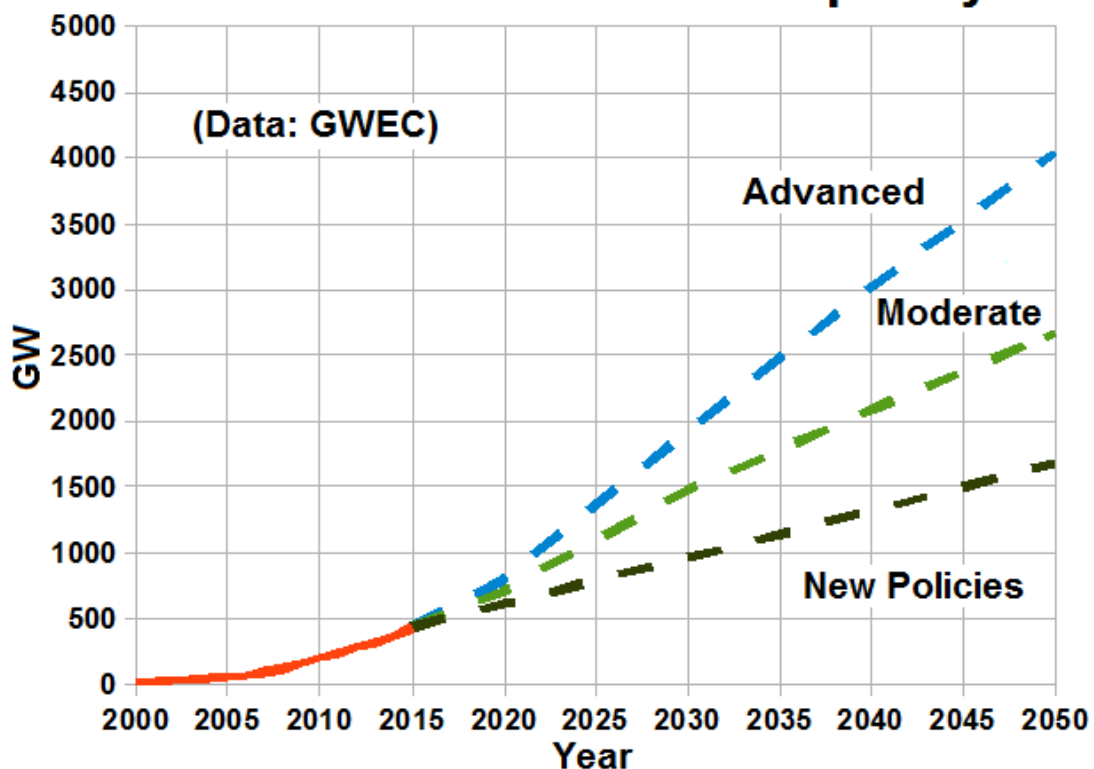
La crescita della potenza eolica installata si è confermata negli ultimi anni raggiungendo, a giugno 2015, i 392 GW pari al 4% della produzione di energia elettrica mondiale.

Total Installed Wind Capacity 1997-2020 [MW]
Development and Prognosis



Capacità installata nel mondo tra il 1997 e il 2020 [MW], sviluppo e predizione. Fonte dei dati: WWEA.

Cumulative Installed Capacity



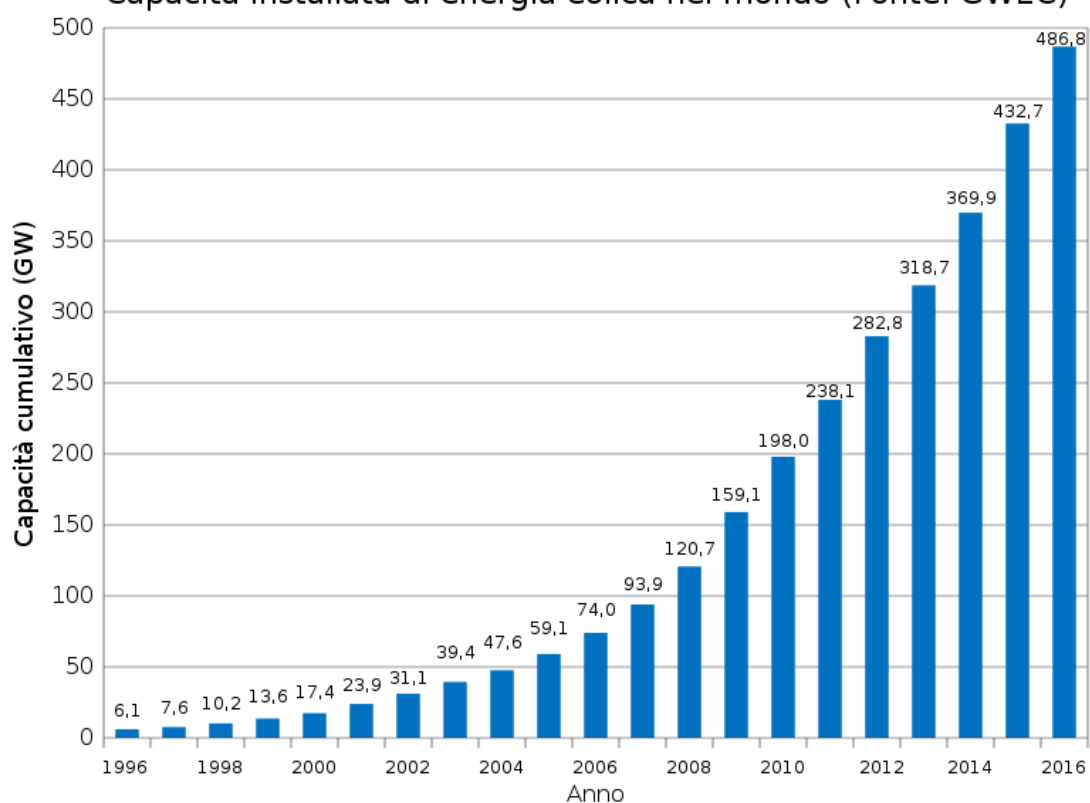
WorPrevisione della capacità di potenza installata (Fonte: *Global Wind Energy Council*).

Fattore di capacità

Dal momento che la velocità del vento non è costante, la produzione annua di energia di una centrale eolica non è mai uguale a quella della capacità nominale del generatore

moltiplicato per il tempo di un anno. Il rapporto di effettiva produttività annuale rispetto a questo massimo teorico è chiamato "fattore di capacità". Fattori di capacità tipici sono nell'ordine del 15-50%, con valori al limite superiore in siti favorevoli e grazie ai miglioramenti tecnologici delle turbine più moderne. Alcuni dati sono disponibili per alcune località e il fattore di capacità può essere così calcolato dalla produzione annuale. Ad esempio, a livello nazionale, il fattore di capacità della Germania, analizzato su tutto il 2012, era di poco inferiore al 17,5% ($45.867 \text{ GW}\cdot\text{h}/\text{anno}/(29,9 \text{ GW}\times 24\times 366) = 0,1746$) mentre il fattore di capacità per i parchi eolici scozzesi arrivava, tra il 2008 e il 2010, alla media del 24%. La valutazione del fattore di capacità è tuttavia influenzata da diversi parametri, tra cui la variabilità del vento nel sito, ma anche dalla dimensione del generatore. Un piccolo generatore sarebbe più economico e in grado di raggiungere un fattore di capacità superiore ma produrrebbe meno elettricità (e quindi meno profitto) nel caso di venti forti. Viceversa, un grande generatore costerebbe più ma nel caso di bassa velocità del vento genererebbe poca potenza, così che un fattore di capacità ottimale sarebbe di circa il 40-50%. In uno studio del 2008 pubblicato dallo statunitense *Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy*, il fattore di capacità raggiunto dalle turbine eoliche presenti nel paese si è dimostrato di essere in aumento, grazie soprattutto ai miglioramenti tecnologici. Il fattore di capacità raggiunto nel 2010 dalle nuove turbine eoliche ha raggiunto quasi il 40%.

Capacità installata di energia eolica nel mondo (Fonte: GWEC)

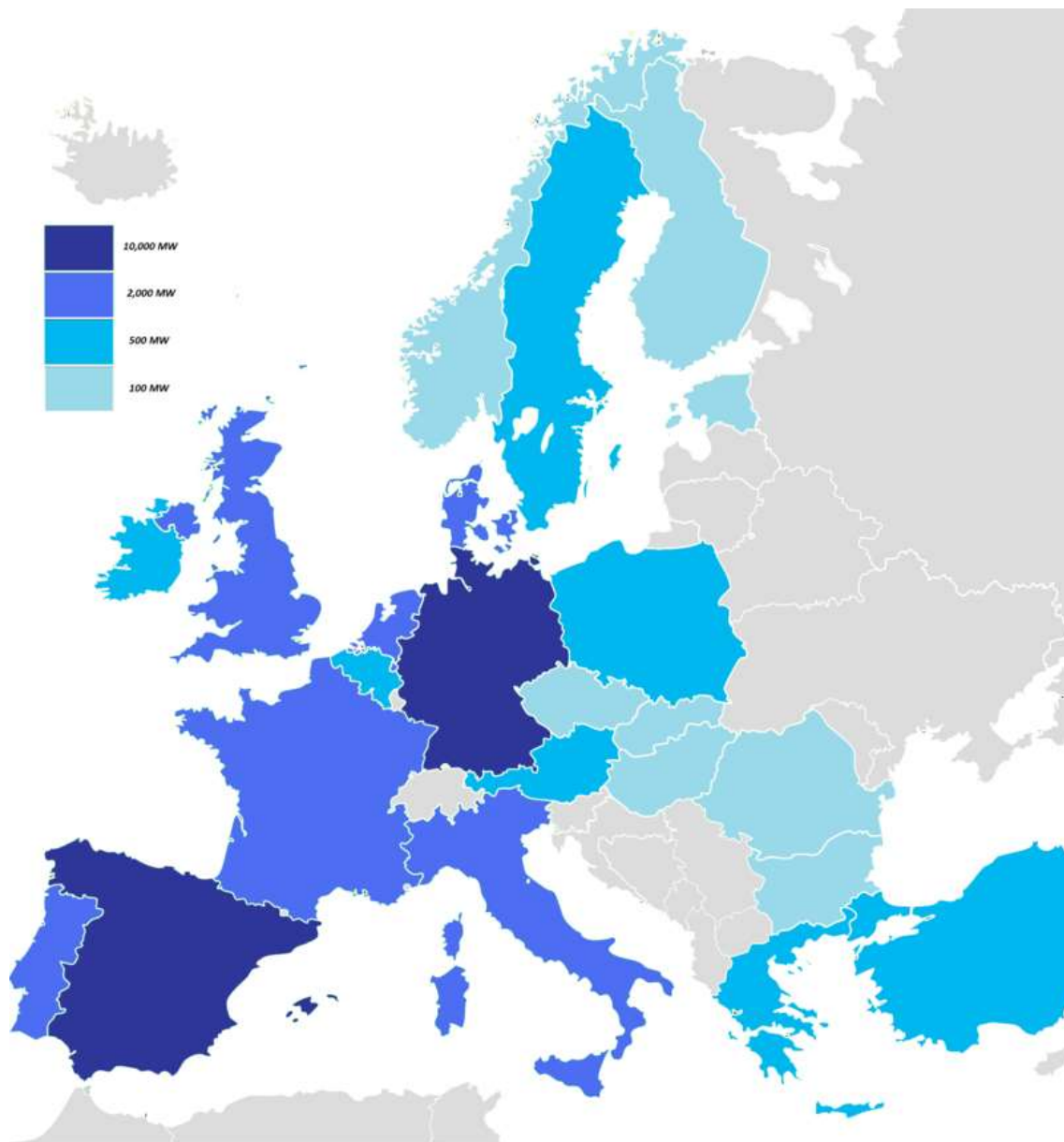


Capacità installata di energia eolica nel mondo (Fonte: GWEC).

Penetrazione

Per penetrazione dell'energia eolica ci si riferisce alla percentuale di energia prodotta dal vento, rispetto alla capacità totale di produzione disponibile. Non esiste un livello

massimo generalmente accettato per quanto riguarda l'eolico. Il limite per una particolare zona dipenderà dalle centrali esistenti, dai meccanismi di tariffazione, dalla capacità di stoccaggio di energia, dalla gestione della domanda e da altri fattori. Una rete elettrica interconnessa comprenderà già la possibilità di generare elettricità di riserva e la capacità di ovviare ai vari guasti che potrebbero accadere alle apparecchiature. Questa capacità di riserva può anche servire per compensare la variabilità di generazione di energia prodotta da impianti eolici. Gli studi hanno indicato che il 20% del consumo di energia elettrica totale annuo può essere raggiunto con minime difficoltà. Questi studi sono stati effettuati per luoghi dove gli impianti eolici erano dislocati geograficamente, vi era una certa possibilità di stoccaggio dell'energia (ad esempio tramite stazioni di pompaggio) e interconnessioni elettriche su vasta scala che permettono all'occorrenza di importare elettricità. Superato il 20% vi sono pochi limiti tecnici, ma le implicazioni economiche diventano più significative. Vi sono continui studi sugli effetti della penetrazione a larga scala dell'eolico per determinarne la stabilità e l'economia del sistema. Un modello di penetrazione dell'energia eolica può essere specificato per diversi periodi di tempo. Su base annua, a partire dal 2011, pochi sistemi elettrici possedevano livelli di penetrazione superiori al 5%: Danimarca - 26%, Portogallo - 17%, Spagna - 15%, Irlanda - 14%, e Germania - 9%. Per gli Stati Uniti, nel 2011, il livello di penetrazione è stato stimato intorno al 2,9%. Per ottenere un ipotetico 100% annuale dall'energia eolica, sarebbe necessario un sistema di accumulo dell'energia molto esteso. Su base mensile, settimanale, giornaliera o oraria, il vento può essere in grado di il 100% o più dell'uso corrente, con il resto conservato o esportato. L'industria può usufruire dei periodi di scarso utilizzo dell'energia eolica, come di notte quando l'energia prodotta può essere superiore alla domanda. Tali settori industriali possono includere la produzione di silicio, di alluminio, di acciaio o di idrogeno. La produzione di quest'ultimo può permettere, grazie ad una sua successiva riconversione nelle celle a combustibile, uno stoccaggio dell'energia a lungo termine, facilitando il raggiungimento del 100% di produzione di energia da fonti rinnovabili. La *General Electric* ha installato un prototipo di turbina eolica con una batteria integrata equivalente a 1 minuto di produzione. Nonostante la piccola capacità, si è resa sufficiente per garantire una potenza costante, indipendentemente dalle condizioni atmosferiche. Una maggior prevedibilità dei consumi e delle condizioni meteo, possono portare a rendere conveniente una penetrazione da parte dell'energia eolica fino al 30%-40%. Il costo della batteria può essere ripagato con la vendita di energia su richiesta e sulla riduzione del fabbisogno di ricorrere a impianti a gas di supporto.



Energia eolica installata in Europa nel 2010.

Variabilità

La produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento, può essere altamente variabile su diverse scale temporali: oraria, giornaliera o stagionale. Variazioni annuali possono anche verificarsi, ma non sono così significative.

Poiché la generazione istantanea di energia elettrica e i consumi devono rimanere in equilibrio per mantenere la stabilità della rete, questa variabilità può presentare difficoltà considerevoli per integrare grandi quantità di energia eolica in un sistema strutturato. L'Intermittenza della produzione può comportare costi aggiuntivi per la regolamentazione e, ad alti livelli di penetrazione, potrebbe rendersi necessario un aumento della complessità del sistema, il ricorso a soluzioni di stoccaggio e l'interconnessione con sistemi *High Voltage Direct Current* (HVDC). L'energia eolica è molto variabile, ma durante i periodi di mancanza di vento essa può essere sostituita da altre fonti di

alimentazione. Attualmente, le reti di trasmissione possono far fronte alle interruzioni nella produzione e alle variazioni giornaliere della domanda elettrica. Attualmente, i sistemi di distribuzione energetica con grande penetrazione dell'eolico, richiedono la presenza di centrali a gas naturale in grado di sopperire alla perdita totale di energia elettrica nel caso in cui le condizioni non siano favorevoli per la produzione dal vento. Quando vi è una bassa penetrazione degli impianti eolici, questi problemi risultano minori. Un'analisi effettuata in Danimarca ha osservato che la loro rete di energia eolica aveva fornito meno dell'1% della domanda media per 54 giorni nel corso del 2002. I sostenitori dell'eolico ritengono che questi periodi di bassa ventosità possono essere affrontati riavviando le centrali a combustibili fossili già presenti o ricorrendo alle interconnessioni HVDC. Tuttavia la risposta delle centrali termoelettriche ad un bisogno di energia è piuttosto lento e perciò è necessario avere la disponibilità anche di impianti di generazione di energia idroelettrica. Secondo uno studio del 2007 della *Stanford University* pubblicato sul *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, l'interconnessione di dieci o più impianti eolici può permettere di produrre il 33% dell'energia totale in maniera affidabile, a condizione che siano rispettati i criteri minimi come la velocità e l'altezza della turbina. Al contrario nelle giornate particolarmente ventose, anche con livelli di penetrazione del 16%, la produzione di energia eolica si è dimostrata in grado di superare tutte le altre fonti di energia elettrica. In Spagna il 16 aprile 2012 la produzione di energia eolica ha raggiunto la più alta percentuale di produzione di energia elettrica mai raggiunta, con gli impianti eolici che hanno coperto il 60,46% della domanda energetica totale.

Un forum per l'energia condotto nel 2006 ha presentato i costi per la gestione dell'intermittenza, in funzione della quota di energia eolica totale per diversi paesi, ciò è mostrato nella tabella riportata sotto.

Incremento dei costi operativi di servizio, Euro per MWh, per 10% & 20% di condivisione del vento

Country	10%	20%
Germania	2.5	3.2
Danimarca	0.4	0.8
Finlandia	0.3	1.5
Norvegia	0.1	0.3
Svezia	0.3	0.7

Tre studi emessi nel 2009 sulla variabilità del vento nel Regno Unito concordano sul fatto che la variabilità del vento deve essere presa in considerazione, ma tuttavia ciò non rende il sistema ingestibile. I costi aggiuntivi, che sono comunque modesti, possono essere quantificati. L'energia solare tende ad essere complementare al vento. Le zone ad alta pressione tendono a portare cielo sereno e bassi venti di superficie, mentre le aree di bassa pressione tendono ad essere più ventose e più nuvolose. Su scale temporali stagionali, si registrano picchi di energia solare in estate, mentre in molte zone l'energia eolica è più bassa in estate e più alta nella stagione invernale. In questo modo le intermittenze tra energia eolica e solare tendono a compensarsi a vicenda. Nel 2007 l'Istituto per l'energia solare Tecnologia di approvvigionamento dell'Università di Kassel ha testato un impianto pilota combinato di energia solare, eolica, biogas e hydrostorage allo scopo di fornire energia elettrica in modo costante per tutto il giorno tutto l'anno, interamente da fonti rinnovabili.

Prevedibilità

Alcuni metodi di previsione vengono utilizzati per la produzione di energia eolica, ma la prevedibilità di un particolare parco eolico è comunque bassa in una breve scala temporale. Per ogni particolare generatore, vi è un 80% di probabilità che la sua produzione cambi per meno del 10% in un'ora e una probabilità del 40% che cambi più del 10% in 5 ore. Così mentre la produzione di una singola turbina può variare notevolmente e rapidamente, più turbine collegate tra di loro su aree più grandi, consentono che la potenza media diventi meno variabile e più prevedibile. La velocità del vento può essere prevista con precisione su grandi aree e quindi il vento può considerarsi una fonte di energia prevedibile per l'immissione in una rete elettrica. Tuttavia, a causa della variabilità e sebbene prevedibile, la disponibilità di energia eolica deve essere programmata.

Affidabilità

Raramente l'energia eolica soffre di guasti tecnici, dato che un malfunzionamento di un singolo aerogeneratore comporta un relativamente basso impatto sulla potenza erogata complessiva in grandi parchi eolici. Altri metodi di produzione di energia elettrica possono risentire, anche in maniera grave, di interruzioni imprevedibili.

Accumulo dell'energia

In generale l'energia eolica e l'energia idroelettrica si integrano molto bene. Quando il vento soffia con forza, le centrali idroelettriche possono temporaneamente pompare indietro la loro acqua e quando il vento cala, il rilascio a valle dell'acqua può rapidamente compensare la mancanza di energia, mantenendo stabile l'offerta. Le centrali Idroelettriche di pompaggio o altre forme di immagazzinamento dell'energia possono stoccare l'energia sviluppata in periodi particolarmente ventosi e rilasciarla quando vi è la necessità. L'immagazzinamento necessario dipende dal livello di penetrazione dell'energia eolica nel sistema: una bassa penetrazione richiede uno stoccaggio a breve termine, mentre un'alta penetrazione necessita di stoccaggio sia a breve che lungo termine, fino a un mese o più. L'energia immagazzinata aumenta il valore economico dell'energia eolica in quanto può essere utilizzata durante i periodi di picco della domanda e cioè quando il suo costo è più elevato. Questo guadagno può compensare i costi e le perdite dovute all'immagazzinamento. Il costo dello stoccaggio energetico può arrivare a

incrementare del 25% il costo dell'energia eolica prodotta, ma ciò tenderebbe a diminuire nel caso di grandi produzioni energetiche.

Ad esempio, nel Regno Unito, la Dinorwig Power Station da 1,7 GW è in grado di uniformare i picchi di domanda elettrica e garantire ai fornitori di energia elettrica di far funzionare i propri impianti al massimo del loro rendimento. Anche se i sistemi di pompaggio presentano solo circa il 75% di efficienza e hanno alti costi di installazione, i loro bassi costi di gestione e la capacità di ridurre la richiesta di energia da fonti combustibili possono far abbassare i costi totali per la produzione di energia elettrica.

In particolare, in alcune regioni geografiche il picco di velocità del vento può non coincidere con i picchi di richiesta di energia elettrica. Per esempio in California e in Texas i caldi giorni estivi sono caratterizzati da una bassa velocità del vento e da una forte domanda elettrica per via dell'utilizzo dell'aria condizionata. Alcune sovvenzioni per l'acquisto di pompe di calore geotermiche, al fine di ridurre la domanda di energia elettrica nei mesi estivi, hanno reso l'aria condizionata fino al 70% più efficiente. Un'altra opzione è quella di interconnettere aree geografiche ampiamente disperse con sistemi di rete HVDC. Si stima che negli Stati Uniti l'aggiornamento del sistema di trasmissione in tal senso richiederebbe un investimento di almeno 60 miliardi di dollari.

La Germania ha una capacità installata di eolico e di solare che supera la domanda giornaliera di energia elettrica, e sta esportando la potenza "eccessiva" nei paesi vicini. Una soluzione più pratica sarebbe l'installazione di un sistema di stoccaggio sufficiente per almeno 30 giorni in grado di fornire l'80% della domanda. Proprio come l'Unione europea impone ai paesi membri, di mantenere 90 giorni di riserve strategiche di petrolio, si potrebbe prevedere che i paesi vadano ad installare sistemi di stoccaggio di energia elettrica.



Bacino superiore in una centrale di pompaggio del Galles. La centrale inferiore è dotata di quattro turbine che generano 360 MW di energia elettrica entro 60 secondi da quando si presenta la necessità. La dimensione della diga può essere giudicata dalla strada sottostante.

Effetti sull'ambiente

Rispetto all'impatto ambientale delle fonti energetiche tradizionali, l'impatto dell'energia eolica è relativamente minore in termini di inquinamento. L'energia eolica non consuma carburante e non emette inquinante atmosferico, a differenza di fonti di energia fossili. L'energia consumata per produrre e trasportare i materiali utilizzati per costruire un impianto eolico è uguale alla nuova energia prodotta dall'impianto nei primi mesi. Un parco eolico può occupare una vasta area di terreno, ma attività come l'agricoltura e l'allevamento sono compatibili, visto il piccolo ingombro dei singoli generatori. L'entità dell'impatto ecologico può essere o meno significativo, a seconda delle circostanze specifiche. Anche se tutte le strutture artificiali possono uccidere gli uccelli, l'energia eolica ha un effetto elevato su alcune specie di uccelli in via di estinzione, come le precarie popolazioni di aquila reale degli Stati Uniti. Un gruppo particolarmente vulnerabile sono i rapaci. Tuttavia anche se ha un effetto trascurabile sulla maggior parte degli uccelli, in alcune località non vi sono stati dimostrati effetti estremamente negativi su alcuni uccelli di interesse conservazionistico. Tuttavia una grande meta-analisi di 616 studi individuali sulla produzione di energia elettrica e dei suoi effetti sulla mortalità aviaria hanno concluso che gli effetti più visibili della tecnologia eolica non sono necessariamente i più evidenti, come:

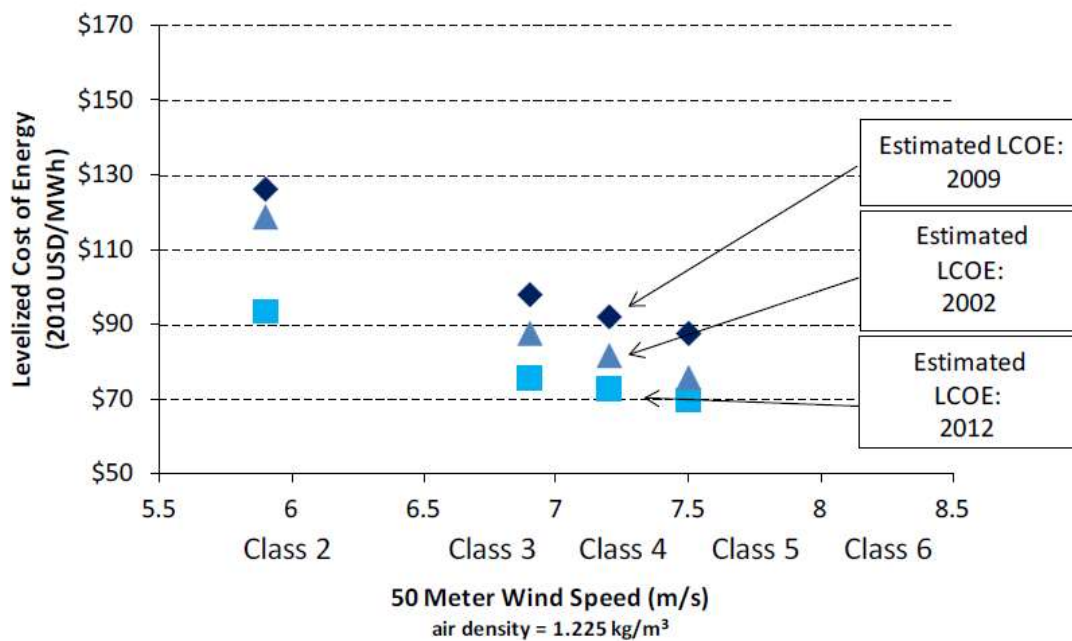
«Le turbine eoliche sembrano costituire una minaccia significativa, in quanto tutte le loro esternalità negative sono concentrate in un unico luogo, mentre quelle provenienti dai cicli convenzionali e nucleari sono sparsi in tutto lo spazio e il tempo. La mortalità aviaria per la produzione di energia eolica ha ricevuto molta più attenzione ed è stata maggiormente oggetto di ricerca rispetto ai decessi aviari associati all'uso del carbone, del petrolio, del gas naturale e di generatori di energia nucleare. Alcuni studi suggeriscono che addirittura l'energia eolica può essere la meno dannosa per gli uccelli.»

Un'oculata scelta del posizionamento delle turbine eoliche può mitigare il numero dei decessi della fauna selvatica. Vi sono state anche segnalazioni di effetti negativi dovuti al rumore sulle persone che vivono molto vicino alle turbine eoliche. Studi *peer-reviewed* non hanno generalmente sostenuto queste preoccupazioni. Un problema dell'energia eolica è la sua bassa densità energetica il che comporta, nel caso di utilizzo su vasta scala delle tecnologie che sfruttano questa fonte energetica, il dover occupare enormi superfici. Per fare un esempio, confrontando la densità di potenza generata (W/m^2 - potenza riferita all'unità di superficie) da una centrale eolica con una centrale che utilizza turbine a gas, il divario è notevole: $05 \div 1,5 W/m^2$ per una centrale eolica; $5000 \div 15000 W/m^2$ per una centrale con turbine a gas che utilizza metano come combustibile.

A circa a metà degli anni 2000 l'energia eolica ha raggiunto la grid parity rispetto alle altre fonti tradizionali, ovvero il punto in cui la sua produzione ha lo stesso prezzo dell'energia prodotta tramite fonti di energia tradizionali. Inoltre i costi in continua discesa fanno supporre che l'energia eolica diventerà la fonte di energia più economica tra quelle disponibili su larga scala. Tuttavia, una quantità significativa di risorse di energia eolica del Nord America rimane sopra la grid parity a causa delle lunghe distanze di trasmissione.

Trend dei costi

Il costo di produzione dell'energia eolica è in costante ribasso, ma presenta comunque un discreto investimento iniziale. Una volta che l'impianto è stato costruito, il costo è stimato in meno di 1 cent per kW·h. Tale costo tende a ridursi ulteriormente grazie al miglioramento della tecnologia delle turbine. Ora gli impianti dispongono di pale più lunghe e più leggere e turbine più efficienti e migliori in termini di prestazione. Inoltre i costi di manutenzione degli impianti sono in continua decrescita. Il costo medio stimato per unità, comprende il costo di costruzione delle turbine e degli impianti di trasmissione, il costo del reperimento dei fondi e della tutela del rischio, nonché la manutenzione dell'impianto che generalmente ha una vita utile superiore ai 20 anni. Le stime dei costi energetici sono fortemente dipendenti da questi dati e possono differire in modo sostanziale da impianto a impianto. Nel 2004 l'energia eolica costava un quinto rispetto a quanto costava nel 1980 ed alcune previsioni vedono un trend al ribasso con la produzione di grandi turbine su larga scala. Nel 2012 i costi di investimento per i parchi eolici sono sostanzialmente inferiori rispetto a quelli del 2008-2010, ma sono ancora al di sopra dei livelli del 2002. Una relazione della *British Wind Energy Association* ha fornito il costo medio per la generazione di energia eolica *onshore* a circa 3,2 pence (tra i 5 e i 6 dollari statunitensi) per kW·h (2005). Il costo per unità di energia prodotta è stata stimata nel 2006 essere paragonabile al costo della generazione elettrica per gli Stati Uniti mediante il carbone e il gas naturale. Il costo dell'eolico è stato stimato a 55,80 dollari per MW·h, il carbone a 53,10 dollari per MW·h e il gas naturale a 52,50 dollari per MW·h. Risultati simili comparativi con il gas naturale sono stati ottenuti in uno studio governativo promosso nel Regno Unito ed effettuato nel 2011. Uno studio sull'energia eolica risalente al 2009 effettuato in Spagna dalla *re Juan Carlos University* ha concluso che per ogni MW installato di energia eolica ha portato alla perdita di 4,27 posti di lavoro. Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha espresso forti perplessità sullo studio, giudicandolo gravemente carente e con conclusioni non supportate dalle evidenze. Il ricorso all'energia eolica, anche se sovvenzionata, è in grado di ridurre i costi per i consumatori (5.000.000.000 €/anno in Germania), riducendo il prezzo marginale e l'utilizzo di costose centrali tradizionali. Un rapporto del 2011 della *American Wind Energy Association* ha dichiarato: "I costi dell'energia eolica sono diminuiti nel corso degli ultimi due anni, nel range di 5-6 centesimi per chilowattora, circa 2 centesimi in meno rispetto alla produzione elettrica tramite carbone. I produttori di apparecchiature possono anche consegnare i prodotti nello stesso anno in cui vengono ordinati invece di aspettare fino a tre anni come accade per le tradizionali centrali. Con i nuovi 5.600 MW di nuova capacità installata negli Stati Uniti, il trenta per cento di tutte le nuove generazioni di energia nel 2005 è venuta dal vento. I fornitori di energia sono sempre più attratti dal vento come una vantaggiosa copertura contro gli imprevedibili movimenti di prezzo delle materie prime". Il costo di installazione in Italia, facendo riferimento ad impianti con una potenza nominale superiore ai 600 kilowatt, varia secondo la complessità dell'orografia del terreno in cui l'impianto è installato, della classe di macchina installata, della difficoltà di connessione alla rete elettrica. Una centrale di 10 megawatt, allacciata alla rete in alta tensione, costerebbe tra i 15 e i 20 milioni di euro, mentre per una centrale allacciata alla rete di media tensione (3-4 megawatt) il costo si comprime tra 1,2 e 1,5 milioni di euro al megawatt. Gli unici capitoli di spesa totale riguardano l'installazione e la manutenzione, dato che non ci sono costi di approvvigionamento della fonte produttrice di energia.



Costo stimato per MWh per l'eolico in Danimarca.

Incentivi e benefici di comunità

I proprietari terrieri negli Stati Uniti in genere ricevono dai 3.000 ai 5.000 dollari all'anno di reddito per la locazione di ogni turbina eolica, mentre gli agricoltori continuano a coltivare o pascolare il bestiame fino ai piedi delle turbine. Alcune delle oltre 6.000 turbine eoliche nel *Altamont Pass Wind Farm*, in California, Stati Uniti si sono sviluppate nel corso di un periodo di incentivi fiscali del 1980, questo parco eolico ha più turbine di qualsiasi altro negli Stati Uniti. L'industria eolica statunitense genera decine di migliaia di posti di lavoro e miliardi di dollari di attività economica. Progetti di parchi eolici forniscono tasse locali o entrate che rafforzano l'economia delle comunità rurali, fornendo reddito agli agricoltori tramite l'affitto per il posizionamento di turbine eoliche sulla loro terra. L'energia eolica in molte giurisdizioni riceve un sostegno finanziario o altro per favorire il suo sviluppo. Molte giurisdizioni propongono vantaggi per l'installazione di parchi eolici, sia per aumentare l'attrattiva o per compensare le sovvenzioni che ricevono altre forme di produzione che hanno significative esternalità negative.



POLITICA

Governi centrali

I combustibili fossili sono sovvenzionati da molti governi, e queste sovvenzioni sono spesso erogate anche all'energia eolica e alle altre forme di energia rinnovabili. Ad esempio, uno studio del 2009 dalla *Environmental Law Institute* ha valutato la dimensione e la struttura dei sussidi energetici degli Stati Uniti nel periodo 2002-2008. Lo studio stima che i sussidi alle fonti basate su combustibili fossili fossero pari a circa 72 miliardi di dollari mentre quelli dati alle fonti di energia rinnovabile fossero stimabili in 29 miliardi di dollari. Negli Stati Uniti, il governo federale ha pagato 74 miliardi di dollari per sussidi energetici per sostenere la ricerca e sviluppo per l'energia nucleare (50 miliardi di dollari) e per combustibili fossili (24 miliardi di dollari) tra il 1973 e il 2003. Durante questo stesso periodo di tempo, le tecnologie per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica hanno ricevuto un totale di 26 miliardi di dollari. È stato suggerito che uno spostamento delle sovvenzioni aiuterebbe i settori energetici crescenti cioè solare, eolico e biocarburanti. La storia dimostra che nessun settore energetico è stato sviluppato senza sovvenzioni. Negli Stati Uniti il settore dell'energia eolica ha recentemente aumentato di molto i suoi sforzi di lobbying, spendendo circa 5 milioni di dollari nel 2009, dopo anni di relativa oscurità a Washington. A titolo di confronto, l'industria nucleare degli Stati Uniti da sola ha speso oltre 650 milioni di dollari in dieci anni per attività di lobbying.

Dopo gli incidenti nucleari giapponesi del 2011, il governo federale tedesco sta lavorando a un nuovo piano per aumentare l'efficienza energetica e la commercializzazione delle energie rinnovabili, con un focus particolare sui parchi eolici offshore. Nell'ambito del piano delle grandi turbine eoliche saranno erette lontano dalle coste, dove il vento soffia più coerentemente di quanto non faccia sulla terra e dove le enormi turbine non daranno fastidio agli abitanti. Il piano mira a ridurre la dipendenza della Germania dall'energia derivata dal carbone e dalle centrali nucleari.

Opinione pubblica

Indagini sull'opinione pubblica effettuati in tutta Europa e in molti altri paesi mostrano un forte sostegno per l'energia eolica. L'80% dei cittadini europei sostiene l'energia eolica. In Germania, dove l'energia eolica vanta un alto grado di accettazione sociale, centinaia di migliaia di persone hanno investito in impianti eolici in tutto il paese e migliaia di piccole e medie imprese hanno avuto successo impiegando 90.000 persone e generando l'8% dell'energia elettrica del paese. Anche se l'energia eolica è una forma popolare di generazione di energia, la costruzione di parchi eolici non è universalmente accolta, spesso per motivi estetici.

In Spagna, con alcune eccezioni, non vi è stata opposizione all'installazione di parchi eolici terrestri. Tuttavia i progetti per la costruzione di parchi off-shore sono stati più controversi. In particolare la proposta di costruire il più grande impianto di produzione offshore di energia eolica nel mondo nel sud ovest della Spagna sulla costa di Cadice, dove nel 1805 avvenne la Battaglia di Trafalgar, è stata accolta con una forte opposizione, per le ricadute negative sia per la pesca sia per il turismo perché la zona è considerata un cimitero di guerra.



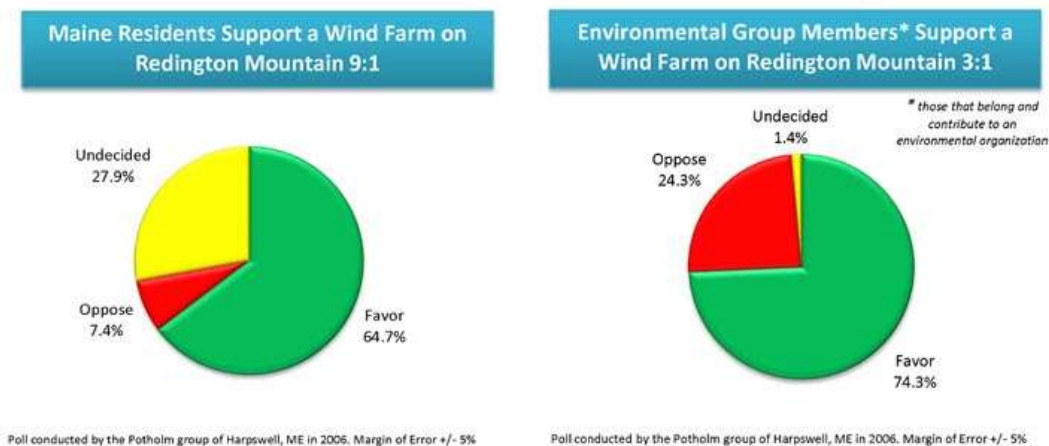
La **battaglia di Trafalgar** fu una celebre battaglia navale combattuta durante la guerra della terza coalizione, parte delle guerre napoleoniche. Il 21 ottobre 1805 la *Royal Navy* affrontò una flotta combinata franco-spagnola nelle acque dell'Atlantico al largo della costa sud-occidentale della Spagna, appena ad ovest di Capo Trafalgar, vicino Los Caños de Meca (Cadice). La flotta britannica colse la vittoria navale più decisiva della guerra. Ventisette vascelli da guerra britannici, sotto il comando dell'ammiraglio Horatio Nelson a bordo della HMS *Victory*, sconfissero trentatré navi da guerra franco-spagnole, agli ordini dell'ammiraglio francese Pierre Charles Silvestre de Villeneuve. La flotta franco-spagnola perse ventidue navi, senza che una sola nave britannica andasse perduta.



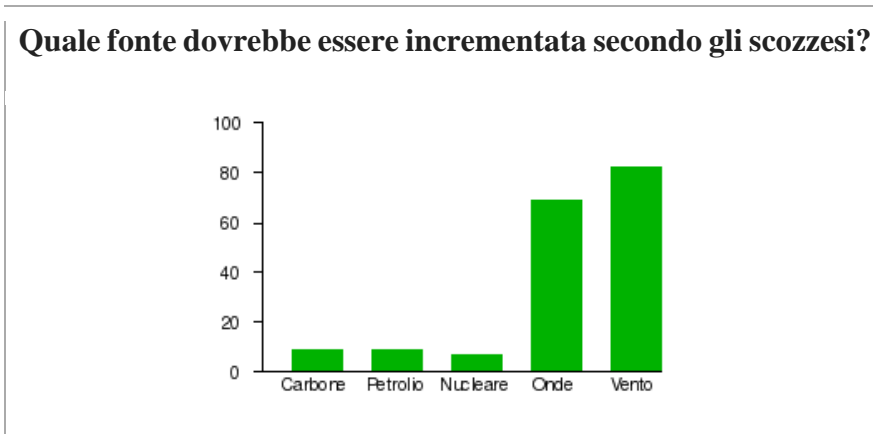
La Battaglia di Trafalgar
in un dipinto del 1836 di William Stanfield.

In un sondaggio condotto da Angus Reid Strategies nell'ottobre del 2007, l'89 per cento degli intervistati ha dichiarato che l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, come l'energia eolica o solare è stato positivo per il Canada, perché queste fonti hanno migliorato l'ambiente. Solo il 4% considera l'utilizzo di fonti rinnovabili come negativo dal momento che possono essere inaffidabili e costose. Secondo un sondaggio della *Consulting San* effettuato nell'aprile del 2007, l'energia eolica è stata la fonte di energia alternativa con più consenso nel pubblico per lo sviluppo del Canada. Per contro, 3 canadesi su 4 si sono opposti allo sviluppo nucleare.

Un sondaggio del 2003 effettuato su residenti scozzesi che vivono intorno a 10 parchi eolici esistenti ha dimostrato alti livelli di accettazione della comunità e un forte sostegno per l'energia eolica, soprattutto da chi viveva più vicino agli impianti. I risultati di questo studio supportano quelli di un sondaggio precedente che evidenziava come gli scozzesi fossero a favore di energia da fonti rinnovabili e che considerassero il vento come la migliore. Un sondaggio condotto nel 2005 ha mostrato che il 74% degli scozzesi concordano sul fatto che le centrali eoliche siano necessarie per soddisfare le esigenze energetiche attuali e future. Un'indagine del 2010 ha anche mostrato che il 52% non era d'accordo con l'affermazione che le centrali eoliche siano "una brutta macchia sul paesaggio". Il 59% conveniva che le centrali eoliche erano necessarie e che il loro aspetto era poco importante. La Scozia sta progettando di ottenere il 100% di elettricità da fonti rinnovabili entro il 2020.



I membri del gruppo ambientalista sono più favorevoli all'energia eolica (74%), rispetto ai contrari (24%). Pochi sono gli indecisi.



Comunità

Molte aziende eoliche lavorano con le comunità locali per ridurre i problemi ambientali e altri disturbi degli impianti eolici. Procedure di consultazione, pianificazione e approvazione da parte degli organi amministrativi aiutano a ridurre al minimo i rischi ambientali. Alcune comunità possono ancora opporsi ai parchi eolici, ma, secondo *The Institute in Australia*, le loro preoccupazioni devono essere valutate rispetto alla necessità di affrontare le minacce poste dai cambiamenti climatici e dalle opinioni di comunità più ampie.

In America i progetti di parchi eolici sono correlati all'aumento della base imponibile locale, contribuendo così a pagare scuole, strade e ospedali. I progetti eolici rilanciano anche l'economia delle comunità rurali, fornendo reddito stabile per gli agricoltori e gli altri proprietari terrieri.

Nel Regno Unito sia il *National Trust* sia la *Campaign to Protect Rural England* hanno espresso preoccupazione per gli effetti sul paesaggio rurale causati dalle turbine eoliche impropriamente installate e dai parchi eolici.

Alcuni parchi eolici sono diventati attrazioni turistiche. La *Whitelee Wind Farm Visitor Centre* dispone di una sala espositiva, un centro di apprendimento, di una caffetteria con una piattaforma di osservazione e anche di un negozio. Essa è gestita dal *Glasgow Science Centre*.

Nonostante questo supporto generale, l'opposizione locale spesso esiste e talvolta ha ritardato o interrotto una serie di progetti.

Mentre le questioni estetiche sono soggettive e alcuni trovano parchi eolici piacevoli o simboli di indipendenza energetica e di prosperità locale, gruppi di protesta si sono spesso formati per tentare di bloccare nuovi siti eolici per vari motivi.

Questo tipo di opposizione è spesso descritto come NIMBYismo.



Alcuni parchi eolici come questo, situato in Cumbria, Inghilterra, hanno destato perplessità nell'opinione pubblica riguardo al loro impatto visivo.

NIMBY

Con l'acronimo **NIMBY** (inglese per *Not In My Back Yard*, lett. "Non nel mio cortile") si indica la protesta da parte di membri di una comunità locale contro opere di interesse pubblico sul proprio territorio (ad esempio grandi vie di comunicazione, cave, sviluppi insediativi o industriali, termovalorizzatori, discariche, depositi di sostanze pericolose, centrali elettriche e simili), ma che non si opporrebbero alla sua costruzione in un altro luogo. L'opposizione può essere motivata dal timore di effetti negativi per l'ambiente, di rischi per la salute o sicurezza degli abitanti o di una sua riduzione di status del territorio.

Il coinvolgimento degli interessati

Alcuni sostengono che la mancanza di informazione ai cittadini sia spesso tra le cause delle opposizioni incontrate da un progetto, asserendo che se i rapporti con questi ultimi fossero impostati in maniera più aperta, anche in accordo con la direttiva comunitaria 2001/42/CE che invita gli amministratori a consultarli e ragguagliarli preventivamente nel caso di interventi a grande impatto ambientale, probabilmente molte contestazioni verrebbero mitigate.

A tal proposito, secondo quanto riportato dal primo "Convegno Nazionale Nimby Forum" tenuto a Roma il 6 luglio 2005, in Italia solo nel 3% dei casi sono state avviate iniziative di ascolto nei confronti delle comunità locali prima dell'inizio dei lavori.

In Francia, ad esempio, con il dialogo continuo con gli abitanti dell'area interessata e con la loro partecipazione alle scelte progettuali e a quelle in merito alla destinazione dei proventi compensativi, è stata fabbricato nel dipartimento dell'Aube un deposito per le scorie radioattive da 1.000.000 di m³ senza particolari dissensi. Con lo stesso metodo il governo belga, a seguito dell'opposizione delle amministrazioni locali, ha sospeso alcuni progetti ed ha accettato di rivedere la propria strategia generale per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi.

Secondo il Nimby forum nel 2016 i progetti contestati erano 359 di questi 56,7% riguardano il settore energetico (e di queste ben il 75,4% riguarda progetti di energia da fonti rinnovabili, in particolare biomasse, compostaggio e parchi eolici) e il 37,4% il settore legato al ciclo di trattamento dei rifiuti, tra le motivazioni sull'opposizione l'assenza di coinvolgimento della popolazione ha raggiunto il 21,3%, il dibattito tra favorevoli e oppositori agli impianti, che in larga percentuale ormai si svolge in rete, è complicato dalle modalità con cui avviene sui social media per la mescolanza fra informazione e disinformazione, scienza e opinione, verità e post-verità.

Le possibili strumentalizzazioni

La facile attribuzione della qualifica di NIMBY alle opposizioni ad un progetto può squalificare a priori le eventuali valide argomentazioni portate contro il progetto, se lo si espone in questo modo, ad esempio le critiche su vari aspetti del piano, dall'impatto ambientale alle valutazioni sulla sua effettiva utilità fino alle osservazioni in merito agli interessi economici che lo supportano.

Pertanto, l'argomento NIMBY si presta ad essere usato pretestuosamente sia da quanti sostengono il progetto ("tutte le opposizioni sono causate dalla sindrome NIMBY") che da quanti lo avversano ("i nostri argomenti non vengono ascoltati, sostengono che si tratta solo di una protesta NIMBY").

Il paradosso dell'opera necessaria ma impossibile

Se la sindrome NIMBY colpisse ogni abitante della Terra diventerebbe di fatto impossibile prendere quei provvedimenti indispensabili ad ogni comunità che risulterebbero fastidiosi per la relativa zona coinvolta.

Si arriverebbe così al paradosso che pur riconoscendo un impianto come essenziale, o comunque valido, non si riuscirebbe ugualmente ad erigerlo. D'altra parte anche la possibilità opposta, per cui nessun abitante della Terra fosse motivato a tutelare il territorio in cui vive, risulterebbe devastante dal punto di vista non solo ambientale.

Gli anglofoni, per indicare la degenerazione estrema della sindrome NIMBY, utilizzano l'acronimo BANANA che sta per *Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything* (lett. "(non) costruire assolutamente nulla in alcun luogo vicino a qualsiasi cosa").

Please In My Back Yard (PIMBY)

Come reazione al fenomeno è stato coniato, nei paesi anglosassoni l'acronimo PIMBY (inglese per Please In My Back Yard, lett. "Prego nel mio cortile") per indicare quei casi in cui una comunità viceversa richiede l'installazione sul suo territorio di opere di interesse pubblico.



Composizione di immagini NASA della Terra di notte.

COSTI MINI-EOLICO

Negli Stati Uniti il costo della potenza installata per impianti micro-eolici e mini-eolici varia da 3.000 a 5.000 dollari per kilowatt. Molto spesso le turbine domestiche vengono installate in luoghi e posizioni inadeguate, dando luogo a una bassa resa (5-15%), comunque in generale, a maggiore altezza si ha un maggiore fattore di capacità. Se un'utenza come una villa o fondo agricolo installa un aerogeneratore da 20 kW (con un costo complessivo tra generatore, torre e allacciamento compreso tra 40.000 e 100.000 euro) e questo fornisce un output pari al 20% della potenza nominale avremo un costo effettivo compreso tra 40.000 e 100.000 euro per 4 kW medi di potenza media effettiva (10.000 - 25.000 euro/kilowatt). Questo costo della potenza media corrisponde circa ad un costo compreso tra 2 e 10 volte quello del nucleare (il mini-eolico non beneficia della

produzione di massa, inoltre necessita di molta manutenzione, ed il costo dell'energia elettrica effettivamente prodotta dall'eolico tende ad essere ancora meno conveniente), ma per un'utenza domestica non industriale potrebbe essere accettabile in quanto consente l'autosufficienza energetica. Con il conto energia si possono recuperare tra i 5.000 ed i 10.000 euro all'anno, se l'apparato viene posizionato in una zona adeguata, su di un pilone molto alto. Per l'ottimizzazione economica dell'impianto micro o mini-eolico è necessario scegliere un'altezza adeguata dell'asse delle pale (l'ideale va dai 30 ai 100 metri in pianura, ma può essere minore su di un colle). Le zone dove è stata misurata la maggiore costanza di venti economicamente sfruttabili sono la Sardegna, la Sicilia, l'Appennino toscano-emiliano, l'Appennino nella Basilicata e nella zona di confine tra Campania, Calabria, Molise, Puglia.

COSTI MICRO-EOLICO

Sono in corso di sviluppo nuovi sistemi di aerogeneratori "da tetto", di basso costo (500 dollari) e bassa resa (40 kilowattora al mese) come quello di Chad Maglaque, che non necessita del costoso inverter e che dunque può essere collegato alla rete elettrica domestica, alimentando direttamente altri apparecchi elettrici a basso consumo.

ENERGIA EOLICA IN ITALIA

L'**energia eolica in Italia** è una fonte di energia rinnovabile in vasta crescita. In Italia, l'energia eolica è pensata tenendo presente sia una produzione centralizzata in impianti da porre in luoghi alti e ventilati, sia un eventuale decentramento energetico, per il quale ogni comune italiano avrebbe impianti di piccola taglia, composti da un numero esiguo di pale (1-3 turbine da 3 o 4 MW) con le quali generare in loco l'energia consumata dagli abitanti.

La produzione di energia



Produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia nel 2008.

A fine 2014 in Italia vi era una potenza eolica installata pari a 8,66 GW e, che la collocava al 5° posto a livello europeo. La produzione globale di energia nello stesso anno è stata di 14,09 TWh.

Installazione di un impianto

Il tempo di installazione di un impianto è molto breve; fatti i rilievi sul campo per misurare la velocità del vento e la potenza elettrica producibile, si tratta di trasportare le pale eoliche e fermarle nel terreno. Il tempo di progettazione e costruzione di altre centrali (idroelettriche, termoelettriche, ecc.) è superiore a 4 anni. Tuttavia, la mancanza di una legge quadro o di un testo unico sulle energie eoliche, diversamente dall'energia solare, è considerata una delle cause della lenta diffusione della tecnologia rispetto all'estero.

Parchi eolici italiani

Una mappa dei parchi eolici in Italia è disponibile sul sito dell'ANEV.



Riporto qui sotto un elenco approssimativo:

Abruzzo

- Castiglione Messer Marino (CH), 44 aerogeneratori pari a 26,4 MW
- Cocullo (AQ), 37 aerogeneratori pari a 11,9 MW (Aprile 2005)
- Collarmele (AQ), 5 aerogeneratori pari a 7,5 MW
- Fraine (CH), 15 aerogeneratori pari a 9 MW
- Montazzoli (CH), 16 aerogeneratori pari a 9,6 MW
- Monteferrante (CH), 41 aerogeneratori pari a 24,6 MW
- Roccaspinalveti (CH), 23 aerogeneratori pari a 13,8 MW
- Roio del Sangro (CH), 10 aerogeneratori pari a 6 MW
- Schiavi di Abruzzo (CH), 15 aerogeneratori pari a 9 MW
- Tocco da Casauria (PE), 4 aerogeneratori pari a 3,2 MW (2010)

Basilicata

- Brindisi Montagna (PZ), 1 aerogeneratore pari a 2 MW (Dicembre 2007)
- Brindisi Montagna (PZ), 21 aerogeneratori pari a 42 MW (Novembre 2006)
- Gorgoglione (MT), capacità totale 3,3 MW*
- Grottole (MT), capacità totale 54 MW*, generati da 2 parchi
- Lavello (PZ), *Bando per la costruzione* (Aprile 2011)
- Matera (MT), *Bando per la costruzione* (Giugno 2013)
- Montemurro (PZ), capacità totale 29,1 MW*
- Ripacandida (PZ), 18 aerogeneratori pari a 36 MW (Marzo 2013)

Calabria

- Cortale (CZ), *Bando per la costruzione* (Maggio 2012)
- Cutro (KR), 23 aerogeneratori pari a 46 MW (in servizio da Dicembre 2012)
- Melissa (KR), 16 aerogeneratori pari a 32 MW (Dicembre 2010)
- Melissa e Strongoli (KR), 25 aerogeneratori pari a 50 MW (Dicembre 2009)
- Isola Capo Rizzuto (KR), 48 aerogeneratori pari a 120 MW (Febbraio 2008)
- Jacurso (CZ), 21 aerogeneratori pari a 42 MW (Novembre 2007)
- Terranova da Sibari (CS), 6 aerogeneratori pari a 12 MW (Settembre 2007)
- Tarsia (CS), 16 aerogeneratori pari a 32 MW (Settembre 2007)
- San Pietro a Maida (CZ), 23 aerogeneratori pari a 46 MW (Dicembre 2007)

Campania

- Albanella (SA), 10 aerogeneratori pari a 8,5 MW
- Ciorlano (CE), 10 aerogeneratori pari a 20 MW
- Ricigliano (SA), capacità totale 36 MW*
- Lacedonia (AV), capacità totale 40 MW
- Bisaccia (AV), capacità totale 48 MW*
- Andretta (AV), capacità totale 22 MW*

- Scampitella (AV), capacità totale 32 MW
- Frigento (AV), capacità totale 16 MW
- Durazzano (BN), 7 aerogeneratori pari a 14 MW (Ottobre 2005)
- Montefalcone di Val Fortore (BN), capacità totale 25,8 MW
- San Giorgio la Molara (BN), capacità totale 19,8 MW
- Foiano di Val Fortore (BN), capacità totale 5,4 MW
- Baselice (BN), capacità totale 7,2 MW
- Molinara (BN), capacità totale 14,4 MW
- San Marco dei Cavoti (BN), capacità totale 11,4 MW

Emilia-Romagna

- San Benedetto Val di Sambro (BO), 10 aerogeneratori pari a 3,5 MW
- Monterenzio/Castel del Rio (BO), 16 aerogeneratori pari a 12,8 MW
- Abareto (PR), 10 aerogeneratori pari a 22,2 MW
- Tornolo (PR), 5 aerogeneratori pari a 3 MW

Lazio

- Paliano (FR), 9 aerogeneratori, 18 MW tot.
- Viticuso (FR), 12 aerogeneratori, 7,2 MW tot.
- Piansano (VT), 21 aerogeneratori, 42 MW tot.

Liguria

- Rialto (SV), 3 aerogeneratori pari a 2,4 MW
- Calice Ligure (SV) 3 aerogeneratori
- Mele (GE) 1 aerogeneratore del tipo E101, prodotto da Enercon (3 MW)

Lombardia

(nessun sito)

Marche

- Serrapetrona (MC), 5 aerogeneratori pari a 10 MW

Molise

- San Martino in Pensilis (CB), 29 MW
- Lucito (CB), 17 aerogeneratori pari a 34 MW
- Ripabottoni (CB), 24 aerogeneratori pari a 15,84 MW
- Acquaspruzzo (CB), 2 aerogeneratori pari a 0,8 MW
- Campolieto (CB), 21 aerogeneratori pari a 19,14 MW e 3 aerogeneratori pari a 2,55 MW
- Civitacampomarano (CB), 5 aerogeneratori pari a 7,5 MW

- Frosolone (IS), 21,3 MW, costruiti dall'Enel
- Macchiagodena (IS), 19 aerogeneratori pari a 16,15 MW
- Montarone (CB), 15,3 MW
- Roccamandolfi (IS), 12 aerogeneratori pari a 10,2 MW
- Vastogirardi (IS), 23 aerogeneratori pari a 19,55 MW
- San Giovanni in Galdo (CB), 9 aerogeneratori pari a 13,5 MW
- Macchia Valfortore (CB), 12 aerogeneratori pari a 10,2 MW
- Monacilioni (CB), 23 aerogeneratori pari a 15,18 MW
- Pietracatella (CB), 15 aerogeneratori pari a 9,9 MW
- Sant'Elia a Pianisi (CB), 3 aerogeneratori pari a 1,98 MW
- Rotello (CB), 20 aerogeneratori pari a 40 MW
- Capracotta (IS), 13 aerogeneratori pari a 9,35 MW
- Longano (IS), 14 aerogeneratori pari a 10,2 MW

Piemonte

- Colle San Bernardo (Garessio - CN), 5 aerogeneratori pari a 12,5 MW

Puglia

- Accadia (FG), 24 aerogeneratori pari a 15,9 MW
- Lecce (LE), 18 aerogeneratori pari a 36 MW
- Copertino (LE), 1 aerogeneratore pari a 0,9 MW
- Sant'Agata di Puglia (FG), capacità totale 139 MW*, generati da 102 aerogeneratori
- Minervino (BT), capacità totale 32 MW*, generati da 3 parchi
- Tricase (LE), Parco *off-shore* da 24 aerogeneratori, 90 MW, (maggio 2010)

Sardegna

- Monte Grighine nei comuni di Villaurbana/Siamanna/Mogorella(OR), 43 aerogeneratori pari a 98,9 MW
- Alta Nurra (SS), 7 aerogeneratori pari a 12,3 MW
- Aggius/Viddalba/Bortigiadas (SS), 93 aerogeneratori pari a 67,8 MW
- Ulassai (OG), 48 aerogeneratori pari a 96 MW (previsto aumento di 13 aerogeneratori)
- Florinas (SS), 10 aerogeneratori pari a 20 MW (Febbraio 2004)
- Nurri (CA), capacità totale 22,1 MW*
- Nulvi - Tergu (SS), capacità totale 29,8 MW*
- Monte Arci (OR), in fase di smantellamento e aggiornamento
- Bonorva - Altopiano di Campeda (SS), 37 aerogeneratori pari a 74 MW
- Tula località *Sa turrina manna* (SS), 68 aerogeneratori pari a 83,80 MW.
- Bortigiadas (OT), 27 aerogeneratori pari a 17.82 MW
- Ploaghe (SS), 32 aerogeneratori pari a 27.22 MW
- Pianura di Campidano, capacità totale 70 MW*, generati da 3 parchi

- Portoscuso (CA/CI), 39 aerogeneratori da 2,3 MW ciascuno, potenza installata 90 MW (Enel Green Power).

Sicilia

- Camporeale (PA), 24 aerogeneratori, 204 MW totali
- Agrigento, 124 aerogeneratori, 105 MW totali
- Francofonte (SR), 24 aerogeneratori, 72 MW totali
- Salemi (TP), 31 aerogeneratori, 62 MW totali
- Rocca Rossa (PA), 28 aerogeneratori, 58 MW totali
- Caltavuturo (PA), 56 aerogeneratori, 48 MW totali
- Nicosia (EN), 55 aerogeneratori, 47 MW totali
- Regalbuto (EN), 20 aerogeneratori, 50 MW totali

Toscana

- Montecatini Val di Cecina (PI), 11 aerogeneratori pari a 16,5 MW
- Montemignai (AR), 3 aerogeneratori pari a 1,8 MW
- Chianni (PI), 7 aerogeneratori pari a 5,95 MW
- Pontedera (PI), 4 aerogeneratori pari a 8 MW (previsto ampliamento con 3 aerogeneratori)
- Scansano (GR), 10 aerogeneratori pari a 20 MW (Dicembre 2006)
- Lajatico (PI), 10 aerogeneratori pari a 20 MW (autorizzato/non realizzato)
- Firenzuola (FI), 17 aerogeneratori pari a 13,6 MW, attivo da Novembre 2012
- Santa Luce (PI), 13 aerogeneratori pari a 23,4 MW, attivo da Dicembre 2012
- Santa Luce/Chianni (PI), 6 aerogeneratori pari a 18 MW (autorizzato/non realizzato)
- Riparbella (PI), 10 aerogeneratori pari a 20 MW, attivo da Novembre 2012
- Zeri (MS), 5 aerogeneratori pari a 10 MW, attivo da Dicembre 2013
- Piombino (LI), 6 aerogeneratori pari a 18 MW (autorizzato/non realizzato)

Umbria

- Fossato di Vico (PG), 2 aerogeneratori, 1,5 MW totali

Valle d'Aosta

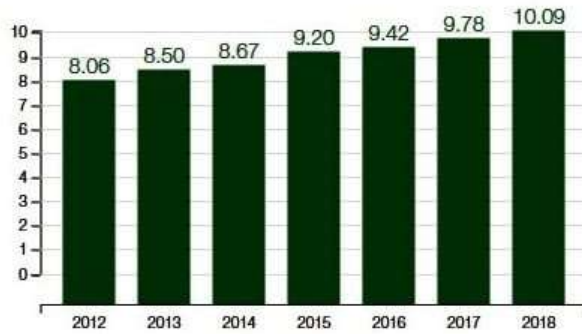
- Saint-Denis (AO), 3 aerogeneratori, 2,55 MW totali (Saint-Denis Vento S.r.l.)

Veneto

- Badia Calavena (VR), 1 aerogeneratore, 1,35 MW totali
- Rivoli Veronese (VR), 4 aerogeneratori, 8 MW totali



EOLICO 2012 - 2018 (GW)



Produzione Fotovoltaica e Consistenza



[MW]
 $P_{inst} \leq 1500$
 $1500 < P_{inst} \leq 2500$
 $2500 < P_{inst} \leq 3500$
 $3500 < P_{inst} \leq 4500$
 $P_{inst} > 4500$

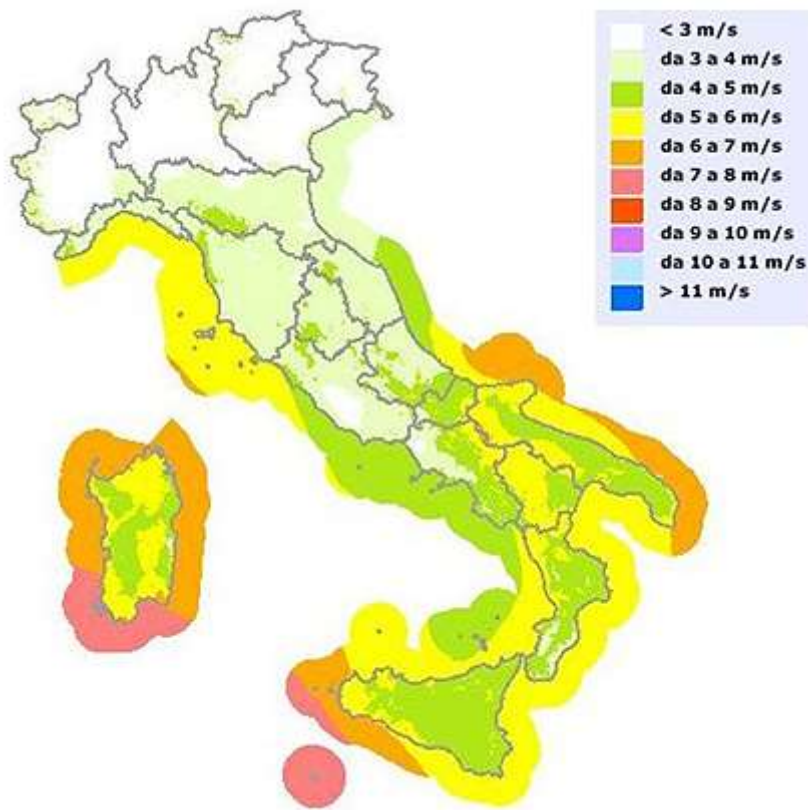
Produzione da fonte fotovoltaica in riduzione del -9,0% rispetto al mese precedente.

Produzione Eolica e Consistenza



[MW]
 $P_{inst} \leq 150$
 $150 < P_{inst} \leq 1000$
 $1000 < P_{inst} \leq 2000$
 $2000 < P_{inst} \leq 3000$
 $P_{inst} > 3000$

Produzione da fonte eolica in riduzione rispetto al mese precedente del -39,1%.



Mappa relativa alla velocità media dei venti nelle varie aree geografiche italiane.

PARCHI EOLICI NEL MONDO

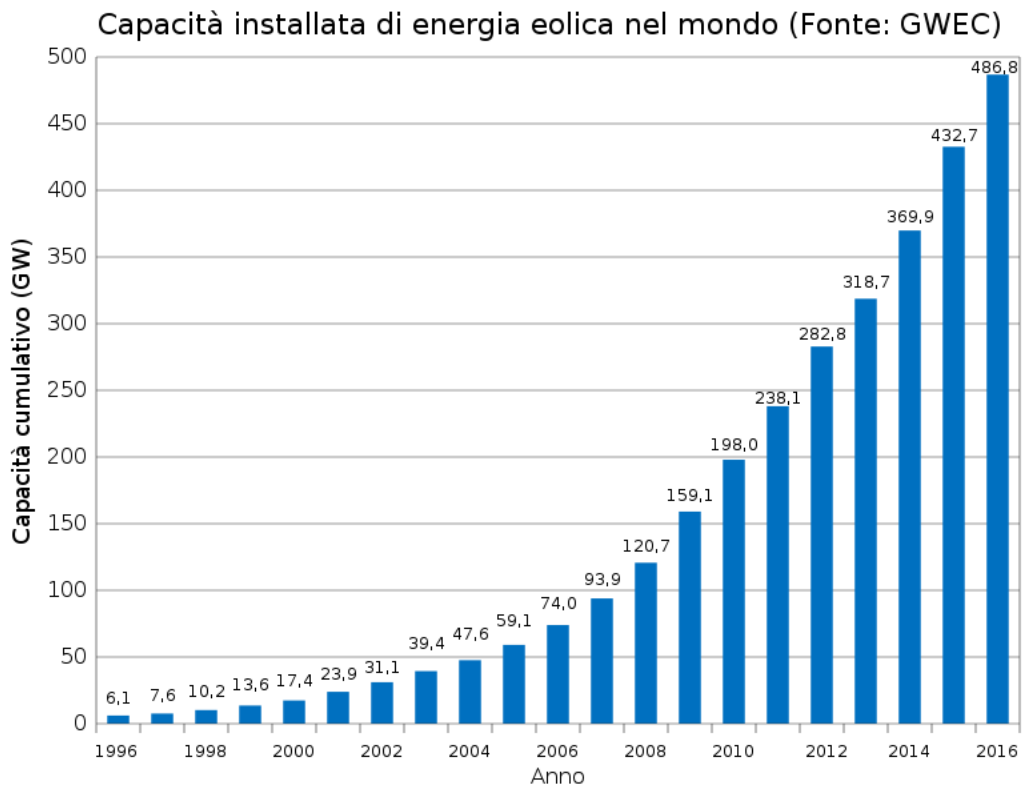


Grafico andamento annuale della potenza eolica installata dal 1996 al 2014.

Alla fine del 2017 l'energia eolica - prevalentemente prodotta in parchi eolici e in minor misura in impianti isolati - aveva raggiunto a livello mondiale una potenza nominale installata (capacità di potenza) di 514 GW, pari al 23% di tutte le fonti rinnovabili.

Questa lista è suscettibile di variazioni e potrebbe non essere completa od aggiornata. Si riporta la **lista dei maggiori parchi eolici** del mondo.

Grandi parchi eolici su terraferma

Qui sotto è riportata la lista dei più grandi parchi eolici su terraferma (onshore) suscettibile di aggiornamenti, attualmente in attività in ordine alfabetico, con l'indicazione della potenza nominale totale installata in MW.

In esercizio

Parco eolico	Potenza installata (MW)	Nazione	Note
Alta	1548	USA (California)	parchi multipli, completati nel 2014 (ampliamento in progetto)
Altamont Pass	576	USA (California)	parchi multipli, dal 1981
Biglow Canyon	450	USA	
Buddusò - Alà dei Sardi	160	Italia (Sardegna)	completato nel 2011
Buffalo Gap	523,3	USA	
Capricorn Ridge	662,5	USA (Texas)	
Cedar Creek	300,5	USA	
Crystal Lake	416	USA	
Dabancheng	500	Cina	
Eurus	250,5	Messico (Oaxaca)	

Parco eolico	Potenza installata (MW)	Nazione	Note
Fântânele-Cogealac	600	Romania	costruito in due fasi
Fowler Ridge	599,8	USA (Indiana)	
Gulf	283,2	USA	
Hallett	298	Australia	
Horse Hollow	735,5	USA (Texas)	
Huitengliang	300	Cina	
Jaisalmer	1064	India (Rajasthan)	dati 2012
Jiuquan	3800	Cina (Gansu)	parchi multipli, dati 2013 (prima fase)
King Mountain	281,2	USA	
Klondike	399	USA	
Lake Bonney	279	Australia	
Lone Star	400	USA	
Maple Ridge	321,8	USA	
Meadow Lake	500	USA	

Parco eolico	Potenza installata (MW)	Nazione	Note
Mount Storm	264	USA	
Panther Creek	458	USA	
Papalote Creek	380	USA	
Peetz	400,5	USA	
Peñascal	404	USA	
Pioneer Prairie	300,3	USA	
Roscoe	781,5	USA (Texas)	
Shepherds Flat	845	USA (Oregon)	operativa dal 2012
Shiloh	150	USA (California)	ristrutturato nel 2012
Smoky Hills	250	USA	
Stateline	300	USA	
Story County	300	USA	
Streator Cayuga Ridge South	300	USA	
Sweetwater	585,3	USA	
Tarfaya	301	Marocco	operativo dal 2014

Parco eolico	Potenza installata (MW)	Nazione	Note
Twin Groves	396	USA	
Whitelee	539	Regno Unito (Scozia)	ampliata nel 2010
Windy Point/Windy Flats	400	USA	

In costruzione



Alcune delle 4000 turbine del Altamont Pass Wind Farm.

Parco eolico	Potenza installata(MW)	Nazione	Note
Chengde	400	Cina (Hebei)	in costruzione nel 2013 (prima fase)
Damao Qi	1400	Cina (Mongolia Interna)	in costruzione nel 2013
Hami	1400	Cina (Xin Jiang)	in costruzione nel 2013
Hongshagang	1000	Cina (Gansu)	in costruzione nel 2013
Kailu	600	Cina (Mongolia Interna)	in costruzione nel 2013
Lower Snake River	343	USA	in costruzione
Milford	203	USA	102 MW seconda fase in costruzione
San Gorgonio Pass	350	USA	parchi multipli
Tehachapi Pass	700	USA	parchi multipli
Urat Zhongqi	1800	Cina (Mongolia Interna)	in costruzione nel 2013

Proposti o in progetto

Qui sotto, alcuni grandi parchi eolici proposti (o in progettazione).

Parco eolico	Potenza installata (MW)	Nazione
Clyde	548	Regno Unito
Dobrogea	1500	Romania

Parco eolico	Potenza installata (MW)	Nazione
Gansu	20000	Cina
Hartland	500-1000	USA
Markbygden	4000 almeno	Svezia
Pampa	4000	USA
Silverton	1000 almeno	Australia
Sinus Holding	700	Romania
Titan	5050	USA
Vlorë	500	Albania

ENERGIA EOLICA OFFSHORE

Le velocità del vento più elevate sono disponibili in mare aperto rispetto a terra, per cui la generazione di energia eolica offshore è maggiore per quantità di capacità installata, e l'opposizione del NIMBY alla costruzione è di solito molto più debole. A differenza dell'uso tipico del termine "offshore" nell'industria marittima, l'energia eolica offshore comprende aree costiere come laghi, fiordi e aree costiere protette, utilizzando le tradizionali tecnologie a turbina a vento a fondo fisso, nonché le aree più profonde che utilizzano turbine eoliche galleggianti.

Alla fine del 2017, la capacità totale di energia eolica offshore a livello mondiale era di 18,8 GW. Tutti i più grandi parchi eolici offshore sono attualmente nell'Europa settentrionale, in particolare nel Regno Unito e in Germania, che insieme rappresentano oltre i due terzi dell'energia eolica offshore totale installata in tutto il mondo. A settembre 2018, la Walney Extension da 659 MW nel Regno Unito è il più grande parco eolico offshore al mondo. Il parco eolico di Hornsea in costruzione nel Regno Unito diventerà il più grande una volta completato, a 1.200 MW. Altri progetti sono in fase di

progettazione, tra cui Dogger Bank nel Regno Unito a 4,8 GW e Greater Changhua a Taiwan a 2,4 GW.

Il costo dell'energia eolica offshore è stato storicamente più alto di quello della generazione di energia eolica onshore, ma i costi sono diminuiti rapidamente negli ultimi anni e in Europa sono stati competitivi nei prezzi con le fonti energetiche convenzionali dal 2017.



Turbine eoliche e sottostazione elettrica del parco eolico offshore Alpha Ventus nel Mare del Nord.

Storia

L'Europa è il leader mondiale nell'eolico offshore, con il primo parco eolico offshore (Vindeby) installato in Danimarca nel 1991. Nel 2009, la capacità media di targa di una turbina eolica offshore in Europa era di circa 3 MW e si prevedeva che la capacità delle future turbine potesse aumentare fino a 5 MW.

Nel 2010, l'Agenzia statunitense per l'informazione sull'energia ha dichiarato che "l'energia eolica offshore è la tecnologia di generazione di energia più costosa che viene considerata per l'impiego su larga scala". Lo status quo 2010 dell'energia eolica offshore ha presentato sfide economiche significativamente maggiori rispetto ai sistemi onshore, con prezzi compresi tra 2,5-3,0 milioni di Euro / MW. Quell'anno, Siemens e Vestas erano fornitori di turbine per il 90% dell'energia eolica offshore, mentre DONG Energy, Vattenfall e E.on erano i principali operatori offshore.

Nel 2011, DONG Energy ha stimato che le turbine eoliche offshore non erano ancora competitive con i combustibili fossili, ma lo sarebbero potute essere nel giro di 15 anni.

Fino ad allora sarebbero necessari finanziamenti statali e fondi pensione per compensare tali costi. Alla fine del 2011, erano presenti 53 parchi eolici offshore europei in acque al largo di Belgio, Danimarca, Finlandia, Germania, Irlanda, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia e Regno Unito, con una capacità operativa di 3.813 MW, mentre erano in costruzione altri parchi eolici offshore per una potenza complessiva aggiuntiva di 5.603 MW del valore di 8,5 miliardi di euro (11,4 miliardi di dollari).

Nel 2012, Bloomberg ha stimato che l'energia delle turbine eoliche offshore costa 161 euro (208 dollari statunitensi) per MWh.

Una revisione completa del 2013 degli aspetti ingegneristici delle turbine, come le dimensioni utilizzate a terra, compresi i collegamenti elettrici ed i convertitori, ha fatto emergere che l'industria era in generale troppo ottimista sul rapporto benefici / costi e ha concluso che il "mercato offshore non sembra essere grande". Nel 2013, l'energia eolica offshore ha contribuito a 1.567 MW del totale di 11.159 MW di capacità eolica costruita quell'anno.

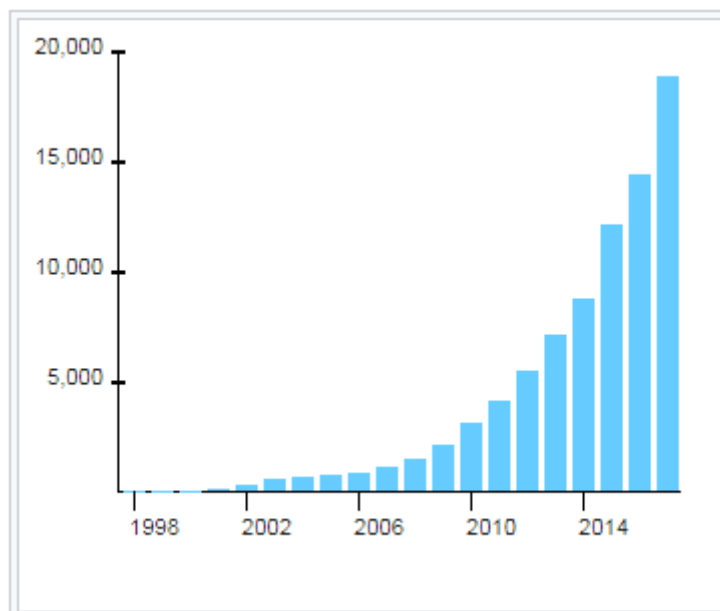
A gennaio 2014, 69 parchi eolici offshore erano stati costruiti in Europa con una capacità nominale media annua di 482 MW. La capacità totale installata di parchi eolici offshore nelle acque europee ha raggiunto i 6.562 MW. Il Regno Unito aveva di gran lunga la maggiore capacità con 3.681 MW. La Danimarca era al secondo posto con 1.271 MW installati e il Belgio era terzo con 571 MW. La Germania è arrivata quarta con 520 MW, seguita dai Paesi Bassi (247 MW), Svezia (212 MW), Finlandia (26 MW), Irlanda (25 MW), Spagna (5 MW), Norvegia (2 MW) e Portogallo (2 MW).

Alla fine del 2015, erano state installate e collegate alla rete 3.230 turbine in 84 parchi eolici offshore in 11 paesi europei, per una capacità totale di 11.027 MW.

Al di fuori dell'Europa, il governo cinese aveva fissato obiettivi ambiziosi di 5 gigawatt (GW) di capacità eolica offshore installata entro il 2015 e di 30 GW entro il 2020 che avrebbe eclissato la capacità in altri paesi. Tuttavia, nel maggio 2014 la capacità di energia eolica offshore in Cina era di soli 565 MW. La capacità offshore in Cina è aumentata di 832 MW nel 2016, di cui 636 MW realizzati in Cina.

Il mercato delle costruzioni eoliche offshore rimane piuttosto concentrato. Entro la fine del 2015, Siemens Wind Power aveva installato il 63% della capacità mondiale di energia eolica offshore da 11 GW; Vestas aveva installato il 19% della capacità mondiale di energia eolica offshore, Senvion aveva installato l'8% della capacità mondiale di energia eolica offshore e Adwen il 6%. Circa 12 GW di capacità eolica offshore erano operativi, principalmente nel Nord Europa, a cui nel corso del 2015 si sono aggiunti ulteriori 3.755 MW.

I costi dell'energia eolica offshore stanno diminuendo molto più rapidamente del previsto. Alla fine del 2016, quattro contratti (Borssele e Kriegers) erano già al di sotto del più basso dei prezzi ipotizzati ed attesi entro il 2050.



Capacità globale offshore cumulativa (MW).

Fonti: GWEC (2011–2017) e EWEA (1998–2010).

Sviluppo futuro

Le proiezioni per il 2020 stimano una capacità eolica offshore di 40 GW nelle acque europee, che fornirebbe il 4% della domanda di energia elettrica dell'Unione europea. L'Associazione europea dell'energia eolica ha fissato un obiettivo di 40 GW installati entro il 2020 e di 150 GW installati entro il 2030. Si prevede che la capacità eolica offshore raggiunga un totale di 75 GW in tutto il mondo entro il 2020, con contributi significativi da parte della Cina e degli Stati Uniti. L'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE) ha previsto nel 2016 che l'energia eolica offshore crescerà fino all'8% con installazioni oceaniche entro il 2030 e che il suo settore impiegherà 435.000 persone, consentendo di aggiungere 230 miliardi di dollari di valore. A partire dal 2018, il mercato globale dell'energia eolica offshore raggiungerà circa 94 GW entro la fine del 2026, con un tasso di crescita annuale composto del 19,2%.

Tipi di turbine eoliche offshore

Turbine eoliche offshore con fondazione fissa

Quasi tutti i parchi eolici offshore attualmente in funzione utilizzano turbine a basamento fisso, ad eccezione di alcuni progetti pilota. Le turbine eoliche offshore di fondazione fissa hanno fondazioni fisse sott'acqua e sono installate in acque relativamente poco profonde fino a 50-60 m.

Tipi di strutture subacquee includono monopiede, treppiede e incamiciato, con varie fondazioni sul fondo del mare, tra cui monopile o multiple, base a gravità e cassoni. Le turbine offshore richiedono diversi tipi di basi per la stabilità, in base alla profondità dell'acqua. Ad oggi esistono diverse soluzioni diverse:

- Una base monopilare (a colonna singola) di sei metri di diametro viene utilizzata in acque profonde fino a 30 metri.
- Strutture a base di gravità, da utilizzare in siti esposti in acque profonde 20-80 m.
- Strutture impilate per treppiede, in acqua profonda 20-80 m.
- Strutture del cassone di aspirazione del treppiede, in acqua profonda 20-80 m.
- Strutture convenzionali di rivestimento in acciaio, utilizzate nell'industria petrolifera e del gas, in acque profonde 20-80 m.

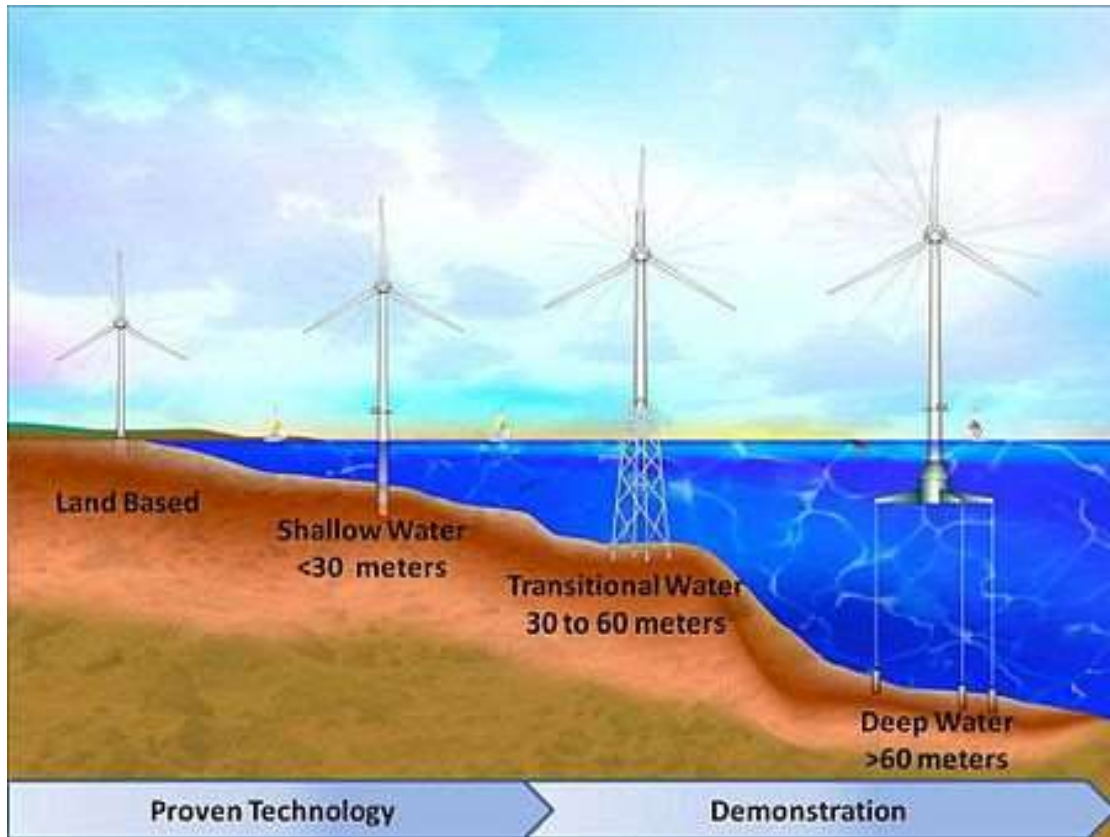
Possono essere prodotti monopali di diametro fino a 11 m e 2.000 tonnellate, ma il più grande finora realizzato è di 1.300 tonnellate, che è inferiore al limite di 1.500 tonnellate di alcune gru. Gli altri componenti della turbina sono molto più piccoli.

Il sistema di sottostruttura per palo treppiede è un nuovo concetto sviluppato per raggiungere acque più profonde rispetto ai sistemi per acque poco profonde, fino a 60 m. Questa tecnologia è composta da tre monopiede collegati tra loro da un pezzo comune nella parte superiore. Il vantaggio principale di questa soluzione è la semplicità dell'installazione, che viene effettuata installando tre monopiede e quindi aggiungendo il giunto superiore.

Il treppiede è un concetto innovativo che consiste in un tubo centrale che giace su una configurazione di telaio tubolare del treppiede nella sua parte inferiore. Questo utilizza tre piccoli blocchi di pesi marini su ciascuna gamba del treppiede per collegarlo al fondale marino.

Il vantaggio principale del sistema treppiede è che ha una base più grande, che diminuisce il rischio di rovesciarsi. A causa delle grandi dimensioni, il processo di installazione è più difficile e aumenta il costo.

Una struttura rivestita in acciaio deriva da un adattamento che l'industria eolica offshore ha fatto, recependo concetti che sono stati utilizzati nell'industria petrolifera e del gas per decenni. Il loro principale vantaggio consiste nella possibilità di raggiungere profondità più elevate (fino a 80 m). I loro limiti principali sono dovuti ai costi elevati di costruzione ed installazione.



Progressione dell'evoluzione prevista delle turbine eoliche in acque più profonde.



Fondazione treppiedi per parchi eolici offshore nel 2008 a Wilhelmshaven, Germania.

Turbine eoliche offshore galleggianti - Turbina eolica galleggiante

Per siti con profondità superiori a 60-80 m, le fondazioni fisse sono antieconomiche o tecnicamente non fattibili e sono necessarie turbine eoliche galleggianti ancorate al fondo dell'oceano. Hywind è la prima turbina eolica galleggiante su scala mondiale, installata nel Mare del Nord al largo della Norvegia nel 2009. Hywind Scotland, commissionata ad ottobre 2017, è il primo parco eolico operativo galleggiante, con una capacità di 30 MW. Sono stati utilizzati altri tipi di turbine galleggianti e sono previsti altri progetti.



La prima turbina eolica galleggiante al mondo su larga scala, Hywind, assemblata nel fiordo di Åmøy vicino a Stavanger, in Norvegia nel 2009, prima di essere impiegata nel Mare del Nord.

Turbine eoliche offshore ad asse verticale

Sebbene la stragrande maggioranza delle turbine eoliche offshore su larga scala e di grandi dimensioni attualmente installate siano ad asse orizzontale, le turbine eoliche ad asse verticale sono state proposte per l'uso in installazioni offshore. Grazie all'installazione in mare aperto e al baricentro più basso, queste turbine possono in linea di principio essere costruite più grandi delle turbine ad asse orizzontale, con progetti proposti fino a 20 MW di capacità per turbina. Ciò potrebbe migliorare l'economia di scala dei parchi eolici offshore. Tuttavia, non ci sono attuali dimostrazioni su larga scala di questa tecnologia.

Economia

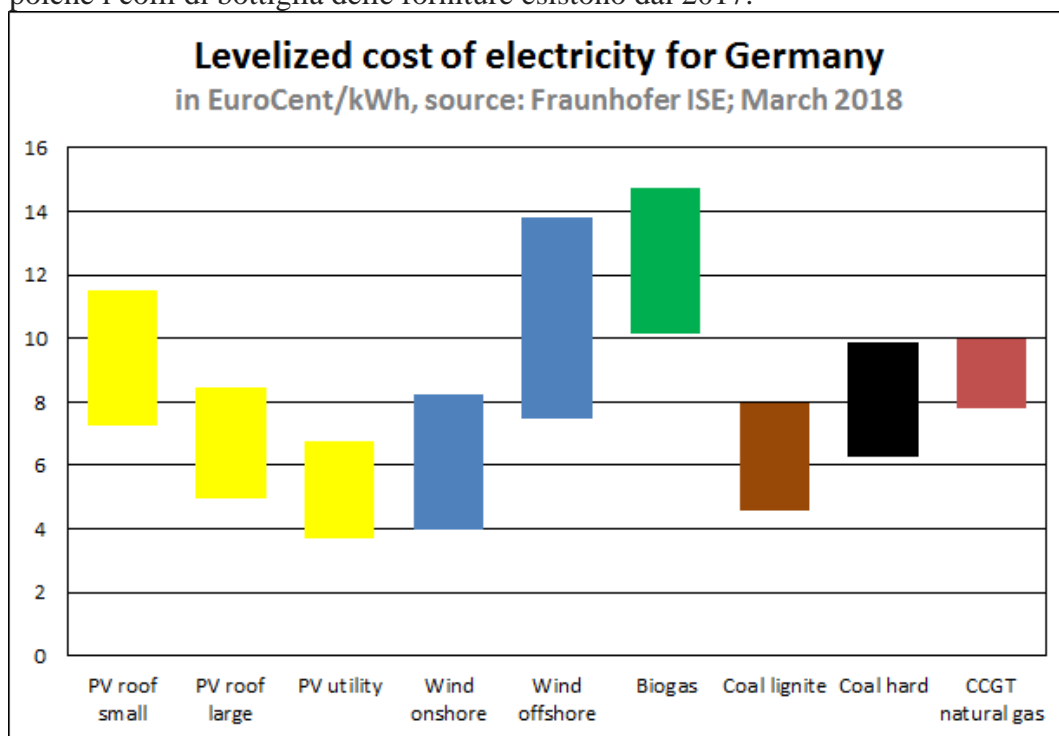
Il vantaggio di posizionare le turbine eoliche offshore è che il vento è molto più forte al largo delle coste, e diversamente dal vento nel continente, le brezze offshore possono essere forti nel pomeriggio, facendo coincidere il tempo in cui le persone consumano più elettricità. Le turbine offshore possono anche essere posizionate vicino ai centri di carico

lungo le coste, come le grandi città, eliminando la necessità di nuove linee di trasmissione a lunga distanza. Tuttavia, vi sono diversi svantaggi delle installazioni offshore, relativi a installazioni più costose, difficoltà di accesso e condizioni più rigide per le unità.

La localizzazione delle turbine eoliche offshore espone le unità ad umidità elevata, acqua salata e spruzzi di acqua salata che influiscono negativamente sulla durata, causano corrosione ed ossidazione, aumentano i costi di manutenzione e riparazione ed in generale rendono ogni aspetto di installazione e funzionamento molto più difficile e dispendioso in termini di tempo, più pericoloso e molto più costoso dei siti a terra. L'umidità e la temperatura sono controllate dall'aria condizionata della gondola sigillata. Il funzionamento e la generazione sostenuti ad alta velocità aumentano anche i requisiti di usura, manutenzione e riparazione in modo proporzionale.

Il costo della turbina rappresenta solo da un terzo a metà dei costi totali nei progetti offshore oggi, il resto proviene da infrastrutture, manutenzione e supervisione. I costi per fondazioni, installazione, collegamenti elettrici e funzionamento e manutenzione (O & M) rappresentano una quota elevata del totale per gli impianti offshore rispetto ai parchi eolici terrestri. Il costo di installazione e connessione elettrica aumenta anche rapidamente con la distanza dalla costa e dalla profondità dell'acqua.

Altre limitazioni dell'energia eolica offshore sono legate al numero ancora limitato di installazioni. L'industria eolica offshore non è ancora completamente industrializzata, poiché i colli di bottiglia delle forniture esistono dal 2017.



Confronto del costo di produzione di elettricità con energia eolica offshore rispetto ad altre fonti in Germania nel 2018.

Costi di investimento

I parchi eolici offshore tendono ad avere turbine più grandi rispetto alle installazioni a terra e la tendenza è verso un continuo aumento delle dimensioni. L'economia dei parchi eolici offshore tende a favorire turbine più grandi, poiché i costi di installazione e di connessione alla rete diminuiscono per unità di energia prodotta. Inoltre, i parchi eolici offshore non hanno le stesse restrizioni in termini di dimensioni delle turbine eoliche terrestri, come la disponibilità di terreni o di requisiti di trasporto.

Costi operativi

Le spese operative per i parchi eolici sono suddivise tra manutenzione (38%), attività portuale (31%), funzionamento (15%), diritti di licenza (12%) e costi vari (4%).

I costi operativi e di manutenzione rappresentano in genere il 53% delle spese operative e il 25% - 30% dei costi totali del ciclo di vita per i parchi eolici offshore. O & Ms sono considerati uno dei maggiori ostacoli per l'ulteriore sviluppo di questa risorsa.

La manutenzione dei parchi eolici offshore è molto più costosa di quella per le installazioni onshore. Ad esempio, un singolo tecnico in un camioncino può accedere alle turbine in modo rapido, facile e sicuro in qualsiasi condizione atmosferica, uscire dal proprio veicolo e semplicemente camminare verso la torre della turbina per accedere all'intera unità e in pochi minuti di arrivare sul posto. Un simile accesso alle turbine offshore comporta la guida a un molo, il caricamento di attrezzi e rifornimenti necessari in barca, un viaggio alle turbine eoliche, il fissaggio della barca alla struttura della turbina, il trasferimento di attrezzi e rifornimenti da e verso la turbina e dalla turbina alla barca ed eseguire il resto dei passaggi in ordine inverso. Oltre ai dispositivi di sicurezza standard come elmetto protettivo, guanti e occhiali di sicurezza, può essere richiesto a un tecnico di turbina offshore di indossare un giubbotto di salvataggio, indumenti impermeabili o resistenti all'acqua e forse anche una tuta di sopravvivenza se il lavoro, il mare e le condizioni atmosferiche rendono un soccorso rapido in caso di caduta in acqua improbabile o impossibile.

In genere, almeno due tecnici esperti ed addestrati ad operare e gestire grandi imbarcazioni a motore in mare sono necessari per le attività che un tecnico con una patente di guida può svolgere a terra in una frazione del tempo, ad un costo decisamente minore.

Costo dell'energia

Le aste nel 2016 hanno raggiunto i costi di 54,5 euro per MWh per i 700 MW Borssele 3 & 4 a causa dell'offerta e delle dimensioni e di 49,90 euro per MWh (senza trasmissione) alla Kriegers Flak per i 600 MW.

Nel settembre 2017 sono stati aggiudicati contratti nel Regno Unito per un prezzo di esercizio di 57,50 sterline per MWh, rendendo il prezzo più economico del nucleare e competitivo rispetto al gas.

Nel mese di settembre 2018 sono stati aggiudicati appalti per Vineyard Wind, Massachusetts, USA ad un costo compreso tra 65 e 74 dollari per MWh.

Costi futuri

È stato suggerito che l'innovazione su vasta scala potrebbe fornire una riduzione dei costi del 25% nell'offshore entro il 2020. Fortune Business Insights proietta il Nord America e l'Asia del Pacifico a detenere la quota maggiore nel mercato globale dell'energia eolica offshore. Il mercato dell'energia eolica offshore svolge un ruolo importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili nella maggior parte dei paesi del mondo.

Risorse eoliche offshore

Le caratteristiche delle risorse eoliche offshore abbracciano una gamma di scale spaziali e temporali e dati di campo su condizioni esterne. Per il Mare del Nord, l'energia della turbina eolica è di circa 30 kWh / m² di superficie marittima, all'anno, erogata alla rete. L'energia per area marittima è approssimativamente indipendente dalla dimensione della turbina.



Mare del Nord

Pianificazione e autorizzazione

Sono necessarie alcune cose per ottenere le informazioni necessarie per pianificare la messa in servizio di un parco eolico offshore. Le prime informazioni richieste sono le caratteristiche del vento offshore. Ulteriori dati necessari per la pianificazione includono profondità dell'acqua, correnti, fondali marini, migrazione e azione delle onde, che guidano tutti il carico meccanico e strutturale su potenziali configurazioni di turbina. Altri fattori includono la crescita marina, la salinità, la formazione di ghiaccio e le caratteristiche geotecniche del mare o del letto del lago.

L'hardware esistente per le misurazioni include il rilevamento della luce e la portata (LIDAR), il rilevamento e la portata del suono (SODAR), il radar, i veicoli subacquei autonomi (AUV) e il rilevamento satellitare remoto, sebbene queste tecnologie dovrebbero essere valutate e perfezionate, secondo un rapporto di una coalizione di ricercatori di università, industria e governo, sostenuta dal Centro Atkinson per un futuro sostenibile.

A causa dei numerosi fattori coinvolti, una delle maggiori difficoltà con i parchi eolici offshore è la capacità di prevedere i carichi. L'analisi deve tenere conto dell'accoppiamento dinamico tra i movimenti della piattaforma traslazionale (sovratensione, oscillazione e sollevamento) e rotazionale (rollio, beccheggio e imbardata) ed i movimenti delle turbine, nonché la caratterizzazione dinamica delle linee di ormeggio per i sistemi galleggianti. Fondazioni e sottostrutture costituiscono una grande parte dei sistemi eolici offshore e devono tenere conto di ciascuno di questi fattori. Il trasferimento del carico nella malta tra torre e fondazione può sollecitare la malta e cuscinetti elastomerici sono utilizzati in diverse turbine del mare britannico.

Anche la corrosione è un problema serio e richiede considerazioni di progettazione dettagliate. La prospettiva di un monitoraggio remoto della corrosione sembra molto promettente grazie all'esperienza utilizzata dall'industria offshore del petrolio / gas e da altri grandi impianti industriali.

Alcune delle linee guida per la progettazione di parchi eolici offshore sono IEC 61400-3, ma negli Stati Uniti sono necessari molti altri standard. Nell'Unione europea, le diverse norme nazionali devono essere inserite in linee guida più coerenti per ridurre i costi. Gli standard richiedono che l'analisi dei carichi si basi su condizioni esterne specifiche del sito come vento, onde e correnti.

La fase di pianificazione e autorizzazione può costare più di 10 milioni di dollari, impiegare 5-7 anni e avere un risultato incerto. L'industria esercita pressioni sui governi affinché migliorino i processi. In Danimarca, molte di queste fasi sono state deliberatamente semplificate dalle autorità al fine di ridurre al minimo gli ostacoli e questa politica è stata estesa ai parchi eolici costieri con un concetto chiamato "sportello

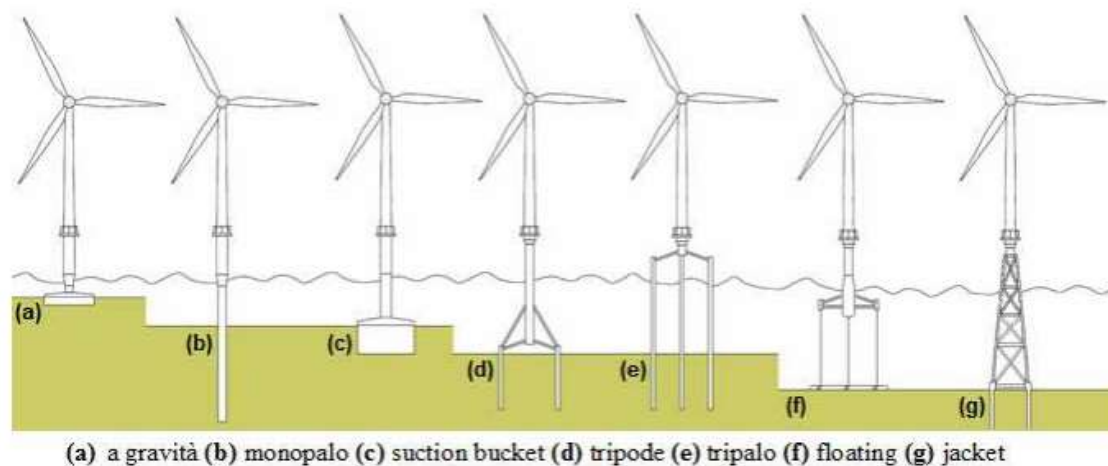
unico". Gli Stati Uniti hanno introdotto un modello simile chiamato "Smart from the Start" nel 2012.

Installazione

Per l'installazione di fondamenta e turbina vengono utilizzate piattaforme jackup speciali (Turbine Installation Vessels). A partire dal 2019 vengono costruite navi di ultima generazione, in grado di sollevare 3-5.000 tonnellate a 160 metri.

Negli ultimi anni sono state utilizzate numerose fondamenta monopila per la costruzione economica di parchi eolici offshore a fondo fisso in zone di acque poco profonde. Ciascuna utilizza un singolo elemento strutturale di fondazione generalmente di grande diametro per supportare tutti i carichi (peso, vento, ecc.) di una grande struttura sopra la superficie.

Le fondazioni sono progettate in funzione delle caratteristiche geotecniche (profondità e natura sedimentaria del fondale) e meteomarine (altezza d'onda, velocità massima del vento e correnti) del sito. Le prime fondazioni impiegate per aerogeneratori offshore sono state quelle a monopalo ed a gravità, ma l'incremento di progetti in acqua profonda ha motivato lo sviluppo di strutture più articolate con una base più larga, come jackets, suction buckets, tripodi e tripali, o strutture flottanti (floating), che si adattano a profondità superiori a 30 metri (Byrne e Houlsby, 2006). Tutti gli aerogeneratori sono dotati di una struttura di transizione o flangia costituita da una piattaforma d'accesso che raccorda la torre eolica alle fondazioni, solitamente posta a 9 m s.l.m. (Zaaijer, 2003).



Tipi di fondazione per turbine eoliche offshore.

Fondazioni a monopalo: essendo la naturale estensione della torre sovrastante, sono il tipo più comunemente impiegato grazie ai costi ridotti, alla semplicità strutturale, all'adeguatezza per acque poco profonde (< 20 m) e ai limitati impatti ambientali.

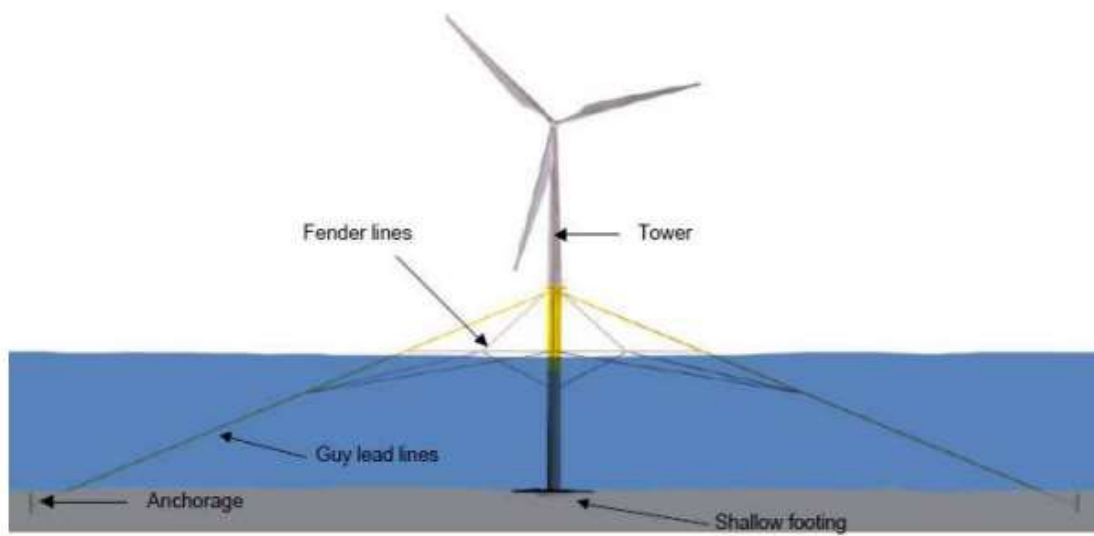
La progettazione prevede un palo in acciaio a sezione circolare con diametro 3 ÷ 6 m infisso nel fondale per una profondità variabile tra 30 e 40 m, una massa superiore a 400

tonnellate (Sturm, 2004) ed un rapporto tra diametro e spessore della parete di 200 per la torre e 100 per la fondazione (Zaaijer, 2003). Queste fondazioni sono state ampiamente impiegate nel parco eolico più esteso del mondo, l'Horns Rev in Danimarca (www.hornsrev.dk). Generalmente il monopalo è indicato per fondali sabbiosi o fangosi, dove l'installazione avviene mediante perforazione o trivellazione, ma è inadatto in fondali rocciosi o con strati sedimentari costituiti da grandi massi (AWS Truewind, 2009). Inoltre, nonostante non sia necessario alcun pretrattamento del sito, la struttura è soggetta a scalzamento alla base, che può essere prevenuto con l'utilizzo di una massicciata o altre opere di protezione.

In acque intermedie e profonde ed in zone dove si registrano onde e correnti più intense, o dove sia richiesto l'utilizzo di grandi turbine, è stata proposta una variante alla classica fondazione a monopalo. In questo caso il palo non viene fatto penetrare nel fondale, e gli aerogeneratori vengono fissati nella esatta posizione mediante l'impiego di cavi tiranti ancorati sul substrato (Bunce e Carey, 2001).



Fondazione a monopalo installata nel Mare del Nord.



Schema di una fondazione monopalo ancorata al fondo con tiranti.

Tuttavia le fondazioni più idonee in acque con profondità maggiori di 30 m sono i jackets, i tripodi, o i tripali, più complesse e resistenti.

Fondazioni a gravità: in alternativa ai monopali vengono utilizzate le fondazioni a gravità, largamente impiegate nei parchi eolici danesi nel Mare del Nord. Differiscono da quelle a monopalo in quanto non sono fissate al fondo marino, ma giacciono sul fondale. Storicamente utilizzate in acque poco profonde (< 15 metri), vengono ultimamente collocate anche su fondali di 30 metri incrementando adeguatamente le dimensioni della base ed il peso.

Questo tipo di fondazione in cemento armato ha una forma troncoconica, è assemblata quasi interamente a terra e trasportata successivamente nel punto dell'installazione, dove la base, cava, viene riempita con sabbia, cemento e ghiaia e fatta giacere sul fondo. Recentemente è stata proposta una variante che utilizza una struttura cilindrica di acciaio saldato come base, riempita con minerali ad alta densità come l'olivina, per dare alla fondazione il peso idoneo ad incrementare la resistenza ai carichi idrodinamici (Thomsen et al. 2007). Utilizzando questa tecnica, la base risulta più leggera e l'installazione potrà essere effettuata con la stessa imbarcazione impiegata per il montaggio delle turbine eoliche. A seconda delle condizioni geologiche del sito, questa fondazione può richiedere una preparazione, che comprende dragaggi, riempimenti con materiale ciottoloso, livellamenti e protezioni alla base della struttura. Nonostante queste strutture raggiungano masse di oltre 7000 tonnellate e diametri superiori a 20 m, possono essere completamente rimosse durante la fase di smantellamento del progetto.



Fondazioni a gravità - parco eolico offshore (Nysted).

Fondazioni jackets: sono un'applicazione di progetti comunemente impiegati nel settore petrolifero.

Attualmente vengono utilizzati tralicci a sezione trasversale quadrata (foursided) o a forma di A (A-shaped), che sostengono turbine eoliche di grandi dimensioni installate in acque profonde (>40 metri). La fondazione jacket è fissata al fondo marino grazie a quattro pali che garantiscono l'ancoraggio della struttura. Questa fondazione ha una sezione trasversale più ampia rispetto al monopalo, e nonostante sia relativamente leggera, circa 600 tonnellate, consente una migliore resistenza ai carichi di vento e onde. Anche se la struttura è più complessa rispetto a quella di una fondazione monopalo, il processo di produzione è ben conosciuto dal settore petrolifero e gasiero offshore, per cui i materiali necessari, come le strutture tubolari, sono già disponibili per il loro uso prevalente in questo settore. Una volta che la produzione e la distribuzione verranno potenziate per soddisfare le esigenze economiche di grandi progetti, queste basi saranno probabilmente il tipo di fondazione predominante in acque alte.



Fondazioni jackets.

Fondazioni a tripode: per profondità superiori a 20 metri, vengono comunemente impiegate fondazioni tripode, che hanno una superficie di ancoraggio più ampia rispetto al monopalo. I tre piloni che costituiscono i supporti della struttura sono posizionati sul fondo marino e sostengono un elemento di raccordo centrale a sezione cilindrica che si collega alla base della torre eolica.

I pali garantiscono l'ancoraggio della struttura al fondo e resistono ai carichi esercitati sulla turbina. Le fondazioni a tripode hanno masse elevate e richiedono tempi più lunghi per la fabbricazione ma hanno il vantaggio di richiedere una limitata protezione al piede della struttura rispetto ai tipi di fondazione già citati in precedenza.



Fondazioni tripode - parco eolico Alpha Ventus (Germania).

Fondazioni a tripalo: è un adattamento del tradizionale monopalo e sfrutta la maggiore superficie basale per l'installazione di turbine in acque con profondità fino a 50 metri. Invece di una singola trave, vengono impiegati tre piloni infissi nel fondo marino e collegati con una flangia di transizione a giunti sottili sopra la superficie marina, su cui viene alloggiata la base della torre.

Il modello tripalo è molto versatile perché le sue caratteristiche costruttive lo rendono facilmente adattabile ad una varietà di condizioni del fondale.



Fondazioni tripalo - parco eolico Hooksiel (Germania).

Fondazioni suction bucket: sono alternative ai pali tradizionali e possono essere teoricamente applicate a quasi tutti i tipi di fondazione. Invece di un traliccio fissato in profondità, le fondazioni bucket sono più superficiali e sono costituite da una struttura cilindrica in acciaio con la base inferiore aperta, che inizialmente affonda nel sedimento a causa della sua massa.

Successivamente l'acqua che rimane all'interno del cilindro viene pompata fuori dal cassone, e questo genera una differenza di pressione che consente una maggiore penetrazione della struttura nel sedimento, fino alla sua collocazione nella posizione finale. La rimozione è di facile esecuzione poiché può essere fatta modificando semplicemente la pressione interna. Nonostante le ricerche continue, lo sviluppo delle fondazioni suction bucket è stato rinviato in modo sostanziale dopo un errore significativo in fase dimostrativa nel 2007 (Zhang et al. 2010). L'unica applicazione delle fondazioni suction bucket si trova nell'impianto sperimentale di Frederikshavn in Danimarca.



Fondazioni suction bucket.

Fondazioni galleggianti (floating): i recenti studi di strutture galleggianti per lo sfruttamento dell'energia eolica nascono da diverse esigenze: evitare fondazioni fisse migliorando così l'impatto ambientale dell'impianto; possibilità di spostare l'aerogeneratore da un sito ad un altro, ma soprattutto l'opportunità di installazioni lontane dalla costa, a profondità superiori a 50 metri, dove la producibilità aumenta sensibilmente. Il sistema galleggiante, che deve dimostrarsi stabile in acqua pur essendo tollerabile un certo grado di oscillazione, è composto da due parti essenziali: la piattaforma galleggiante con il suo apparato di ancoraggio, e la turbina eolica rigidamente fissata alla piattaforma. La tipologia di sostegno utilizzata viene classificata in base alla tecnica di stabilizzazione utilizzata: quella con contrappesi, quella con ormeggi tesi e quella di forma. La stabilizzazione con contrappeso (sistemi ballast stabilised), è ottenuta tramite una grossa zavorra posizionata nella parte inferiore della struttura, che è trattenuta in loco con un semplice ancoraggio. La stabilizzazione con ormeggi tesi (tension leg platform) avviene

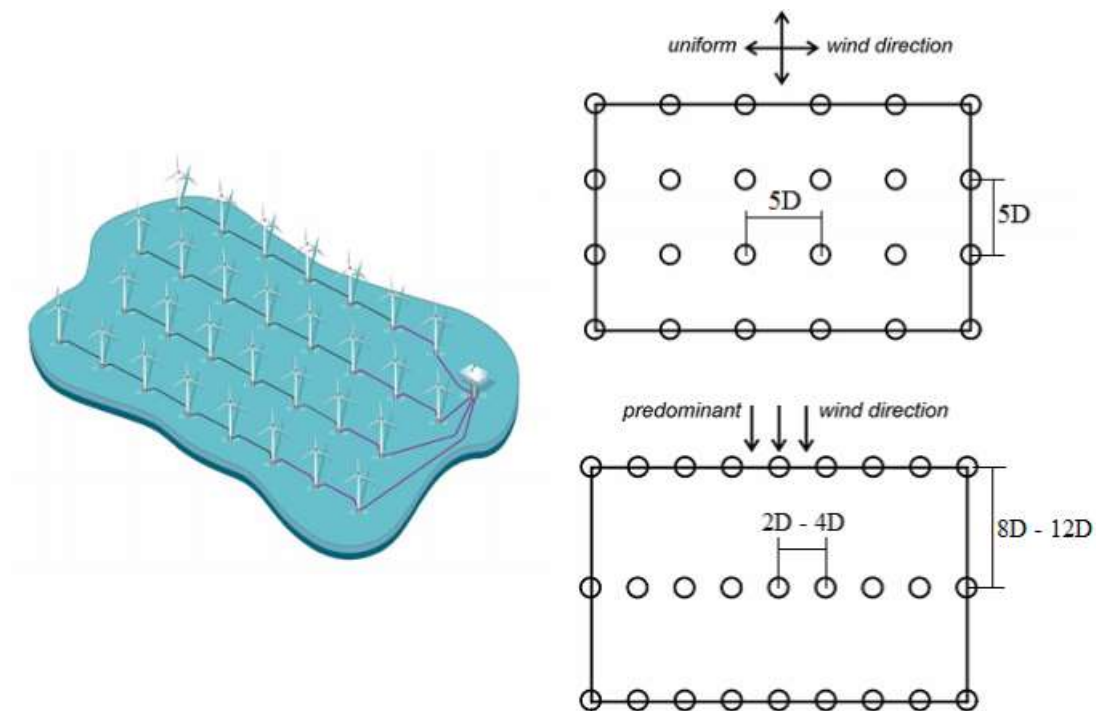
mediante tiranti verticali permanentemente in tensione fissati sul fondale in corrispondenza delle estremità della struttura galleggiante. La stabilizzazione di forma (sistemi buoyancy stabilised) è concettualmente simile alla prima tecnica ma in questo caso la stabilità è assicurata da un maggiore sviluppo in senso orizzontale della forma della piattaforma (Henderson et al., 2004). Il primo progetto con questo tipo di fondazione è stato sviluppato dalla società norvegese Hydro, ideato per profondità tra 200 m e 700 m, e prevede un aerogeneratore installato su un cilindro galleggiante in calcestruzzo, lungo 120 m, opportunamente zavorrato e legato a tre lunghe linee di ormeggio ancorate sul fondo del mare.



Fondazioni floating (sinistra) - Aerogeneratore presso Karmoy in Norvegia (destra).

Struttura di un parco eolico

La scelta del layout di un parco eolico è molto importante e può avere un effetto significativo sulle prestazioni dell'impianto, sulle dimensioni e sui costi. Esistono una serie di fattori che vincolano la configurazione spaziale di un parco eolico, il più importante dei quali è la direzione del vento, che influenza, insieme alle dimensioni del rotore, la distanza di separazione tra le turbine. Nel caso il vento non abbia una direzione prevalente, la distanza necessaria tra le turbine di una stessa riga e tra turbine di righe adiacenti è pari a 5 diametri del rotore, o 7 diametri del rotore nei parchi eolici di grandi dimensioni (Horns Rev). Se il vento ha una direzione predominante, le righe tendono ad essere allineate perpendicolarmente alla direzione prevalente del vento e la distanza raccomandata tra le turbine eoliche nella stessa riga è di 2-4 diametri del rotore, mentre tra aerogeneratori di righe adiacenti la distanza è di 8-12 diametri di rotore (Mustakerov, Borissova, 2010). I layout ottimizzati hanno come obiettivo quello di minimizzare il disturbo del flusso d'aria creato dalle turbine eoliche sopravento rispetto a quelle situate sottovento. Questi disturbi possono ridurre del 50% la produzione di energia di una singola turbina, e creando un campo di moto con maggiore turbolenza, aumentano i carichi meccanici degli aerogeneratori e ne riducono il tempo di vita.



Layout di un impianto eolico con vento di direzione uniforme (sopra) e dominante (sotto).

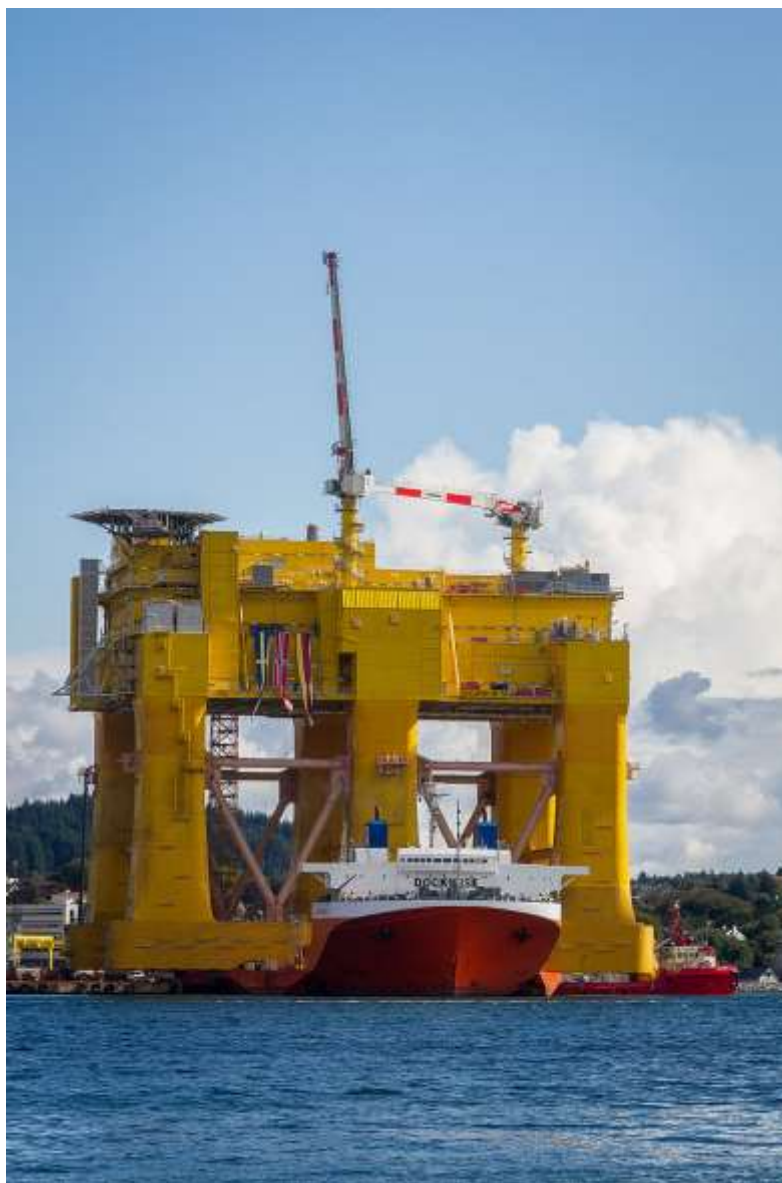
[Integrazione alla rete](#)

Esistono diversi tipi di tecnologie che vengono esplorate come opzioni praticabili per l'integrazione dell'energia eolica offshore nella rete terrestre. Il metodo più convenzionale è attraverso linee di trasmissione in corrente alternata ad alta tensione (HVAC). Le linee di trasmissione HVAC sono attualmente la forma di collegamento alla rete più comunemente usata per le turbine eoliche offshore. Tuttavia, ci sono limiti significativi che impediscono la pratica dell'HVAC, soprattutto all'aumentare della distanza dalle turbine offshore. Innanzitutto, l'HVAC è limitato dalle correnti di carica dei cavi, che sono il risultato della capacità dei cavi. I cavi AC sottomarini hanno una capacità molto più elevata rispetto ai cavi AC overhead, quindi le perdite dovute alla capacità diventano molto più significative e l'intensità della tensione all'estremità ricevente della linea di trasmissione può essere significativamente diversa dall'ampiezza all'estremità ricevente. Per compensare queste perdite, è necessario aggiungere al sistema più cavi o compensazione reattiva. Entrambi aggiungono costi al sistema. Inoltre, poiché i cavi HVAC hanno una potenza reale e reattiva che fluisce attraverso di essi, possono verificarsi ulteriori perdite. A causa di queste perdite, le linee sotterranee HVAC sono limitate nella misura in cui possono estendersi.

La distanza massima appropriata per la trasmissione HVAC per l'energia eolica offshore è considerata di circa 80 km.

L'uso di cavi ad alta tensione in corrente continua (HVDC) è stata un'alternativa proposta all'utilizzo di cavi HVAC. I cavi di trasmissione HVDC non sono influenzati dalle

correnti di carica del cavo e subiscono una minore perdita di potenza perché HVDC non trasmette potenza reattiva. Con meno perdite, le linee sottomarine HVDC possono estendersi molto più lontano dell'HVAC. Ciò rende HVDC preferibile per l'ubicazione di turbine eoliche molto lontane dalla costa. Tuttavia, HVDC richiede convertitori di potenza per connettersi alla rete CA. A tale scopo sono stati presi in considerazione sia convertitori commutati di linea (LCC) che convertitori di tensione (VSC). Sebbene gli LCC siano una tecnologia molto più diffusa e più economica, i VSC hanno molti più vantaggi, tra cui la potenza attiva indipendente e il controllo della potenza reattiva. Sono state condotte nuove ricerche nello sviluppo di tecnologie ibride HVDC che hanno un LCC collegato a un VSC attraverso un cavo CC.



Una struttura offshore per ospitare una stazione di conversione HVDC per parchi eolici offshore spostata da una nave di sollevamento pesante in Norvegia.

Manutenzione

Le turbine sono molto meno accessibili in mare aperto (richiedono l'uso di una nave di servizio o un elicottero per l'accesso di routine e un impianto di sollevamento per servizi pesanti come la sostituzione del cambio), e quindi l'affidabilità è più importante che per una turbina a terra. Alcuni parchi eolici situati lontano dalle possibili basi a terra hanno squadre di servizio che vivono in loco in unità di alloggio offshore. Per limitare gli effetti della corrosione sulle pale di una turbina eolica, viene applicato un nastro protettivo di materiali elastomerici, sebbene i rivestimenti di protezione dall'erosione delle goccioline forniscano una migliore protezione dagli elementi.

Una squadra di manutenzione esegue la manutenzione e le riparazioni dei componenti, impiegando quasi tutte le sue risorse sulle turbine. Il modo convenzionale di ispezionare le pale è per i lavoratori di abbassare la lama, impiegando un giorno per turbina. Alcune fattorie ispezionano le pale di tre turbine al giorno fotografandole dal monopalo attraverso un obiettivo da 600 mm, evitando di salire. Altri usano i droni con videocamera.

A causa della loro natura remota, la prognosi ed i sistemi di monitoraggio sullo stato funzionale delle turbine eoliche offshore diventano molto più importanti. Consentirebbero una migliore pianificazione della manutenzione puntuale, riducendo in tal modo le operazioni ed i costi di manutenzione. Secondo un rapporto di una coalizione di ricercatori di università, industria e governo (supportato dal Centro Atkinson per un futuro sostenibile), rendere disponibili i dati sul campo di queste turbine sarebbe prezioso per convalidare codici di analisi complessi utilizzati per la progettazione di turbine. Attenuare od abbattere questa "barriera" contribuirebbe alla formazione di ingegneri specializzati in energia eolica.

Messa fuori servizio

Man mano che i primi parchi eolici offshore raggiungono la fine del loro ciclo di vita, un'industria di demolizione si sviluppa per riciclarli al costo di 2-4 milioni di corone danesi (da 268.000 a 536.000 euro) per MW, a garanzia del proprietario. Il primo parco eolico offshore ad essere disattivato è stato Yttre Stengrund in Svezia nel novembre 2015, seguito da Vindeby nel 2017 e Blyth nel 2019.

Sito di Yttre Stengrund

Vattenfall ha deciso di smantellare il progetto a causa dell'elevato costo di sostituzione di turbine e cavi.

Yttre Stengrund ha utilizzato cinque turbine NEG Micon da 2 MW quando è stato commissionato nel 2001. Solo 50 turbine sono state costruite, quindi i pezzi di ricambio non erano più disponibili.

La compagnia svedese ha anche deciso di non installare nuove turbine poiché il cavo di esportazione del progetto doveva essere sostituito se continuava a funzionare. La disattivazione è stata considerata l'opzione più economica.

"Abbiamo scelto di smantellare prematuramente questo parco eolico e di ripristinare i fondali marini e le installazioni di terra in modo ecologicamente corretto", ha affermato Torbjorn Walhborg, capo dell'unità nordica di Vattenfall.

Le turbine, le torri, le pale e i cavi verranno smontati e venduti o riciclati. È probabile che le fondamenta monopolari vengano abbattute sul fondo del mare, che verrà riportato alle sue condizioni originali.

Secondo WPO Intelligence, Vattenfall ha acquisito il progetto da Dong Energy nel 2006. Nel 2002, una delle turbine NEG Micon ha dovuto essere sostituita a seguito di un incendio causato da connessioni allentate tra le barre di connessione del trasformatore e i cavi di alimentazione dell'interruttore del generatore.



Sito di Vindeby

Il progetto offshore Vindeby da 4,95 MW è stato installato nel 1991 utilizzando 11 turbine Bonus 450kW. Ha operato 1,5-3,0 km al largo della costa meridionale della Danimarca. Dong Energy ha annunciato i piani per la disattivazione del progetto a febbraio 2016.

"Il parco eolico offshore di Vindeby ha svolto un ruolo decisivo nel potenziamento della tecnologia e nella riduzione dei costi a un livello tale da rendere l'eolico offshore attraente per molti paesi che affrontano la sostituzione delle centrali a carbone a fine vita con nuove fonti di energia verde", ha dichiarato Leif Winther, gestore patrimoniale del portafoglio eolico offshore. Le pale, la navicella e la torre sono state smontate e rimosse singolarmente da una gru mobile su una nave sollevata, come spiegato da Dong.

Le fondamenta in calcestruzzo a base di gravità sono state demolite sul posto da cesoie idrauliche da demolizione e raccolte in seguito, come dichiarato dalla società.

Vindeby ha prodotto 243 GWh di potenza nella sua vita di 26 anni. Questo equivale a ciò che sette delle più grandi turbine eoliche offshore possono produrre in un anno, secondo Dong. Tutti i componenti e le fondazioni delle turbine eoliche sono stati inviati a terra al porto di Nyborg, dove i componenti sono stati riutilizzati il più possibile come pezzi di ricambio per altre turbine eoliche. Alcune pale sono diventate parte di un progetto di ricerca presso DTU Riso mentre altre sono state riutilizzate in un innovativo concetto di barriera antirumore. Una turbina eolica è entrata anche a far parte della mostra al Museo danese dell'energia ".



Sito di Blyth

E.ON sta disattivando per la prima volta un parco eolico offshore. Le due turbine da 2 megawatt di Blyth sono state il primo parco eolico offshore del Regno Unito e hanno raggiunto la fine della loro durata di vita tecnica. Un consorzio, tra cui E.ON, ha costruito le turbine al largo della costa di Northumberland nel 2000. Durante la sua vita operativa, Blyth ha generato elettricità da fonti rinnovabili sufficiente ai fabbisogni energetici di 2.000 famiglie e consentito un risparmio di 4.520 tonnellate di anidride carbonica ogni anno.

Blyth ha inaugurato una nuova era di tecnologie rinnovabili. Come pioniere del vento offshore, E.ON ha usato questo esempio per gettare le basi per il futuro della tecnologia. Ha subito un rapido sviluppo. Da allora, solo E.ON ha installato altre 600 turbine eoliche offshore nei mari del nord Europa.

L'eredità del primo parco eolico offshore britannico è un'area di prova nella regione di Blyth per la costruzione, l'esercizio e la manutenzione di parchi eolici offshore. Questo hub per l'innovazione in mare è un punto di partenza che ha visto il Regno Unito successivamente diventare un leader mondiale nell'eolico offshore.

Il lavoro di smantellamento inizierà ad aprile e dovrebbe durare dalle quattro alle sei settimane. Una delle turbine sarà riciclata e riutilizzata per i pezzi di ricambio all'interno della flotta onshore di E.ON e l'altra sarà utilizzata a scopo di addestramento dal porto di Blyth.

Impatto ambientale dell'energia eolica

I parchi eolici offshore hanno un potenziale di riscaldamento globale molto basso per unità di elettricità generata, paragonabile a quello dei parchi eolici terrestri. Le installazioni offshore hanno anche il vantaggio di un impatto limitato del rumore e del paesaggio rispetto ai progetti terrestri.

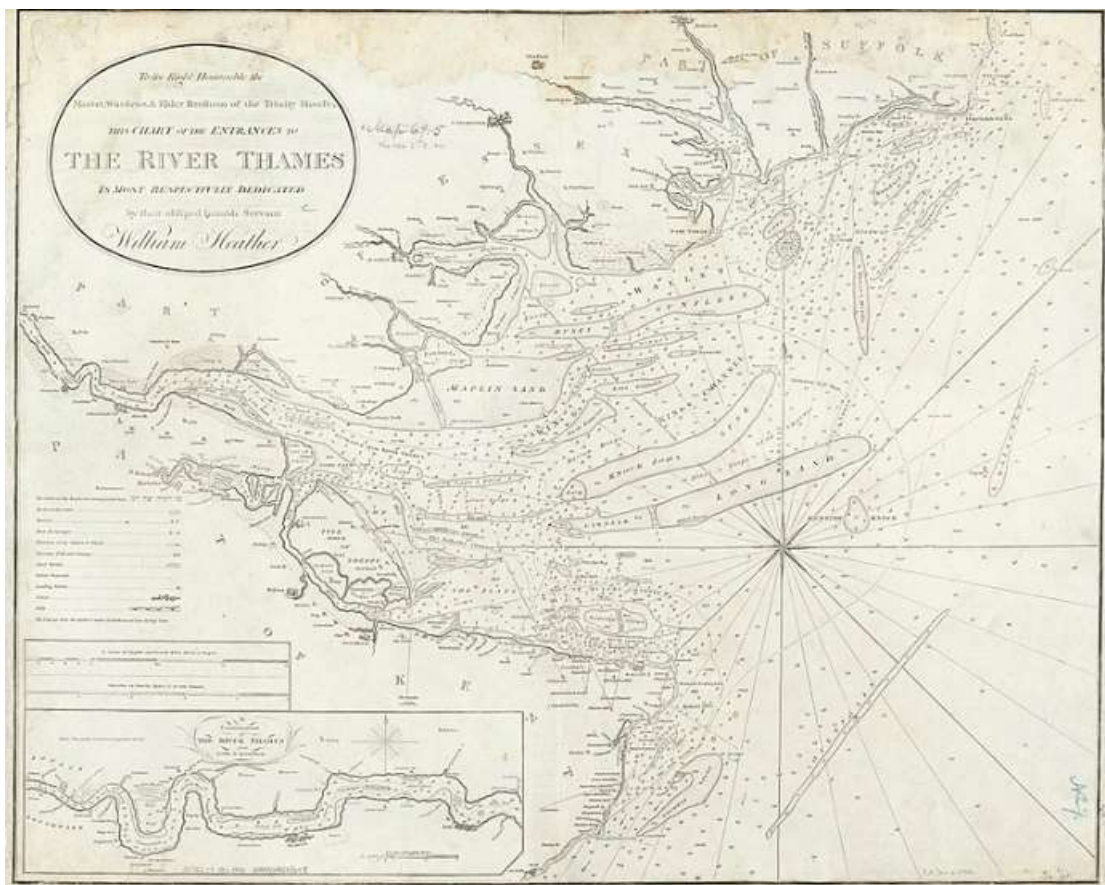
Mentre l'industria eolica offshore è cresciuta notevolmente negli ultimi decenni, c'è ancora una grande incertezza associata al modo in cui la costruzione e il funzionamento di questi parchi eolici influenzano gli animali marini e l'ambiente marino. Le preoccupazioni ambientali comuni associate agli sviluppi eolici offshore includono:

- il rischio che gli uccelli marini vengano colpiti dalle pale delle turbine eoliche o che vengano spostati da habitat critici;
- il rumore subacqueo associato al processo di installazione di pilotaggio di turbine monopalo nel fondo del mare;
- la presenza fisica di parchi eolici offshore che alterano il comportamento di mammiferi marini, pesci e uccelli marini con attrazione o elusione;
- la potenziale interruzione dell'ambiente marino vicino e lontano da grandi progetti eolici offshore.

La banca dati Tethys fornisce accesso alla letteratura scientifica e informazioni generali sui potenziali effetti ambientali dell'energia eolica offshore.

[I più grandi parchi eolici offshore](#)

Nell'area dell'estuario del Tamigi si trovano quattro parchi eolici offshore: Kentish Flats, Gunfleet Sands, Thanet e London Array. Quest'ultimo è stato il più grande del mondo fino a settembre 2018.





Vestas V90 Wind Turbine Kentish Flats



Wind Turbine Gunfleet Sands



Wind Turbine Thanet



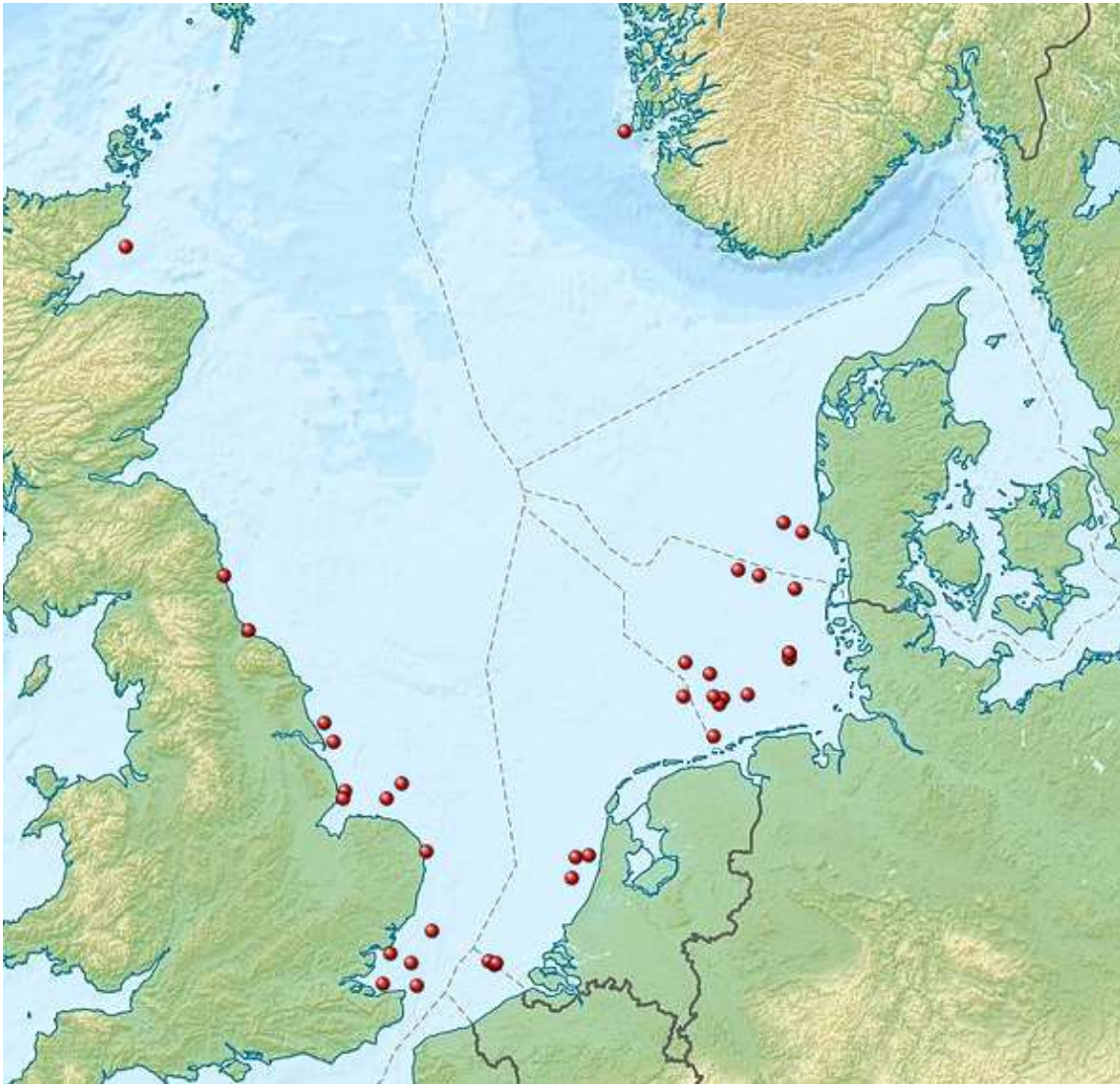
Wind Turbine London Array



Elenco dei parchi eolici offshore ed Elenco dei parchi eolici offshore per paese











Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Commissioning date
Walney Extension	659	 United Kingdom	40 x MHI-Vestas8.25 MW 47 x Siemens Gamesa 7 MW	2018
London Array	630	 United Kingdom	175 x Siemens SWT-3.6-120	2012
Gemini Wind Farm	600	 Netherlands	150 x Siemens SWT-4.0	2017
Gode Wind(phases 1+2)	582	 Germany	97 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Gwynt y Môr	576	 United Kingdom	160 x Siemens SWT-3.6-107	2015
Race Bank	573	 United Kingdom	91 x Siemens SWT-6.0-154	2018
Greater Gabbard	504	 United Kingdom	140 x Siemens SWT-3.6-107	2012
Dudgeon	402	 United Kingdom	67 x Siemens 6 MW	2017
Veja Mate	402	 Germany	67 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Anholt	400	 Denmark	111 x Siemens SWT-3.6-120	2013












Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Commissioning date
BARD Offshore 1	400	 Germany	80 × BARD 5.0MW	2013
Global Tech I	400	 Germany	80 × Areva MultibridM5000 5.0MW	2015
West of Duddon Sands	389	 United Kingdom	108 × Siemens SWT-3.6-120	2014
Walney (phases 1&2)	367	 United Kingdom	102 × Siemens SWT-3.6-107	2011 (phase 1) 2012 (phase 2)
Wikinger	350	 Germany	70 x Adwen AD 5-135	2018
Nordsee One	332	 Germany	54 × Senvion 6.2M126	2017
Thorntonbank (phases 1–3)	325	 Belgium	6 × Senvion 5MW 48 × Senvion 6.15MW	2009 (phase 1) 2012 (phase 2) 2013 (phase 3)
Sheringham Shoal	315	 United Kingdom	88 × Siemens SWT-3.6-107	2012
Borkum Riffgrund 1	312	 Germany	78 × Siemens SWT-4.0-120	2015
Amrumbank West	302	 Germany	80 x Siemens SWT-3.6-120	2015
Thanet	300	 United Kingdom	100 × Vestas V90-3.0MW	2010














Posizioni dei parchi eolici offshore nel Mare del Nord.

Questo è un elenco di parchi eolici offshore con almeno 200 MW di capacità di targa dati attualmente operativi.








Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Commissioning date
Walney Extension	659	 United Kingdom	40 x MHI-Vestas 8.25 MW 47 x Siemens Gamesa 7 MW	2018
London Array	630	 United Kingdom	175 x Siemens SWT-3.6-120	2013
Gemini Wind Farm	600	 Netherlands	150 x Siemens SWT-4.0	2017
Gode Wind (phases 1+2)	582	 Germany	97 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Gwynt y Môr	576	 United Kingdom	160 x Siemens SWT-3.6-107	2015
Race Bank	573	 United Kingdom	91 x Siemens SWT-6.0-154	2018
Greater Gabbard	504	 United Kingdom	140 x Siemens SWT-3.6-107	2012
Dudgeon	402	 United Kingdom	67 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Veja Mate	402	 Germany	67 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Anholt	400	 Denmark	111 x Siemens SWT-3.6-120	2013

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Commissioning date
BARD Offshore 1	400	 Germany	80 × BARD 5.0MW	2013
Global Tech I [de]	400	 Germany	80 × Areva Multibrid M5000 5.0MW	2015
Rampion	400	 United Kingdom	116 x MHI Vestas V112-3.45 MW	2018
Binhai North	400	 China	100 x Siemens SWT-4.0-120	2018
West of Duddon Sands	389	 United Kingdom	108 × Siemens SWT-3.6-120	2014
Arkona [de]	385	 Germany	60 x Siemens SWT-6.0-154	2019
Walney (phases 1&2)	367	 United Kingdom	102 × Siemens SWT-3.6-107	2011 (phase 1) 2012 (phase 2)
Galloper	353	 United Kingdom	56 x Siemens SWT-6.0-154	2018
Wikinger	350	 Germany	70 × Adwen AD 5-135	2018
Nordsee One	332	 Germany	54 × Senvion 6.2M126	2017
Thorntonbank (phases 1–3)	325	 Belgium	6 × Senvion 5MW 48 × Senvion 6.15MW	2009 (phase 1) 2012 (phase 2) 2013 (phase 3)

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Commissioning date
Sheringham Shoal	315	 United Kingdom	88 × Siemens SWT-3.6-107	2012
Borkum Riffgrund 1	312	 Germany	78 × Siemens SWT-4.0-120	2015
Rentel	308.7	 Belgium	42 x Siemens SWT-7.0-154	2019
SPIC Jiangsu Dafeng	302.4	 China	72 × Envision 4.2MW	2018
Amrumbank West	302	 Germany	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Thanet	300	 United Kingdom	100 × Vestas V90-3.0MW	2010
Huaneng Rudong	300	 China	38 x Siemens 4.0MW 19 x Haizhuang 5MW (H154) 1 x Haizhuang 5MW (H171) 12 x Envision 4.2MW (EN-136)	2017
Jiangsu Longyuan Chiang Sand	300	 China	75 x Envision EN136/4.0 MW	2018
Nordsee Ost	295	 Germany	48 × Senvion 6.15MW	2015
Butendiek [de]	288	 Germany	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
DanTysk	288	 Germany	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Commissioning date
Baltic 2	288	 Germany	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Meerwind Süd / Ost	288	 Germany	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Sandbank (Phase 1)	288	 Germany	72 × Siemens SWT-4.0-130	2017
Lincs	270	 United Kingdom	75 × Siemens SWT-3.6-120	2013
Burbo Bank Extension	258	 United Kingdom	32 × Vestas V164-8.0MW	2017
Liheng (Guodian Zhoushan Putuo)	252	 China	63 × Siemens SWT-4.0-130	2019
Humber Gateway	219	 United Kingdom	73 × Vestas V112-3.0MW	2015
Northwind	216	 Belgium	72 × Vestas V112-3.0MW	2014
Westermost Rough	210	 United Kingdom	35 × Siemens SWT-6.0-154	2015
Horns Rev 2	209	 Denmark	91 × Siemens SWT-2.3-93	2009
Rødsand II	207	 Denmark	90 × Siemens SWT-2.3-93	2010
Chenjiagang (Jiangsu) Xiangshui	201	 China	134 × FD77-1500 Dongfang Electric	2010
Trianel Borkum West II (Phase 1)	200	 Germany	40 × Areva Multibrid M5000 5.0MW	2015
Jiangsu Luneng Dongtai	200	 China	50 × Siemens SWT-4.0-130	2017











Questo è un elenco di parchi eolici con una capacità di targa di oltre 300 MW attualmente in costruzione.

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Completion
Hornsea Project One	1,218	 United Kingdom	174 x Siemens SWT-7.0-154	2020
Borssele 1&2	752	 Netherlands	94 x Siemens Gamesa 8MW	2020
East Anglia ONE	714	 United Kingdom	102 x Siemens SWT-7.0-154	2020
Kriegers Flak	605	 Denmark	72 x Siemens SG 8.4MW	2021
Beatrice	588	 United Kingdom	84 x Siemens SWT-7.0-154	2019
Hohe See	497	 Germany	71 x Siemens SWT-7.0-154	2019
Borkum Riffgrund 2	450	 Germany	56 x MHI Vestas V164-8.0 MW	2019
Horns Rev 3	407	 Denmark	49 x MHI Vestas V164-8.3 MW	2019
CGN Yangjiang Nanpeng Island	400	 China	75 x Mingyang MY-5.5 MW	2020
Merkur	396	 Germany	66 x GE Haliade 150-6 MW	2019

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Turbines & model	Completion
Norther Offshore Wind Farm	370	 Belgium	44 x Vestas V164-8.4 MW	2019
Datang Jiangsu Binhai	316.5	 China	1 x Mingyang SCD 3 MW 50 x Goldwind GW-140/3300 45 x Sinovel SL3300/128	2019
Dongtai Four	302.4	 China	63 x Siemens SWT-4.0-130 10 x Envision EN136/4.2 MW	2019
Laoting Bodhi Island	300	 China	75 x Siemens SWT-4.0-130	2019

Questo è un elenco dinamico e potrebbe non essere mai in grado di soddisfare particolari standard di completezza. La tabella seguente elenca le più grandi aree di parchi eolici offshore (per capacità di targa) che sono solo in una fase di proposta e che hanno ottenuto almeno alcuni dei consensi formali richiesti prima che la costruzione possa iniziare.

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Consents
Korea Offshore	2,500	 South Korea	Korean government approved
Hornsea Project Three	2,400	 United Kingdom	Crown Estate Round 3
Formosa III	1,900	 Taiwan	Undergoing environmental impact assessment and approvals which are expected to be completed by end of 2017

Wind farm	Capacity (MW)	Location	Consents
Borssele Offshore (phases 1-4)	1,400	 Netherlands	Phase I and II (2 x 350MW) to be built by Ørsted Phase III (330MW) and IV (350MW) to be built by Blauwwind II c.v. consortium
Hollandse Kust Zuid Holland (phases 1-4)	1,400	 Netherlands	Phase I & II (76 × 10MW Siemens-193m) to be built by Vattenfall/NUON by 2023 ^[100] Phase III & IV (760MW) to be built by Vattenfall
Hornsea Project Two	1,386	 United Kingdom	Pre-Construction
Moray Firth	1,866	 United Kingdom	Moray East (1,116MW), Moray West (750 MW)
Creyke Beck A	1,200	 United Kingdom	Crown Estate Round 3
Creyke Beck B	1,200	 United Kingdom	Crown Estate Round 3
East Anglia (formerly Norfolk Bank)	1,200	 United Kingdom	Crown Estate Round 3
Teesside A	1,200	 United Kingdom	Crown Estate Round 3
Sofia Offshore (formerly Teesside B)	1,200	 United Kingdom	Crown Estate Round 3
Triton Knoll	1,200	 United Kingdom	Crown Estate Round 2

Altri importanti parchi eolici offshore

Wind Farm	Country	Year	Notability
Vindeby	Denmark	1991	First offshore wind farm; 11 × Bonus 450 kW
Beatrice	United Kingdom	2007	2 × Senvion 5MW prototype turbines, deepest fixed-foundation at 45-metre water depth
Yttre Stengrund	Sweden		First offshore wind farm to be decommissioned (in November 2015)
Hywind	Norway	2009	First full-scale, deep-water floating turbine: Siemens 2.3 MW turbine in 220 meter-deep water
WindFloat 1	Portugal	2011	First full-scale, semi-submersible platform with a Vestas V80-2MW turbine installed in a dry-dock
Hywind Scotland	United Kingdom	2017	First full-scale, deep-water floating wind farm, at 30 MW capacity

Progetti

La maggior parte degli attuali progetti sono in acque in Europa e in Asia orientale. Ci sono anche diversi sviluppi proposti in Nord America. I progetti sono in fase di sviluppo negli Stati Uniti nelle aree ricche di vento della costa orientale, dei Grandi Laghi e della costa del Pacifico. Nel gennaio 2012, è stato introdotto un approccio normativo "Smart for the Start", progettato per accelerare il processo di ubicazione incorporando al contempo forti protezioni ambientali. In particolare, il Dipartimento degli Interni ha approvato le "aree di energia eolica" al largo delle coste, dove i progetti possono passare più rapidamente attraverso il processo di approvazione normativa. Il primo parco eolico offshore negli Stati Uniti è il parco eolico Block Island da 30 megawatt, 5 turbine, che è stato commissionato nel dicembre 2016. Un altro parco eolico offshore in fase di pianificazione è al largo della costa di Virginia Beach. Il 3 agosto 2018, Dominion Energy ha annunciato il suo programma pilota per due turbine eoliche che sarà a 27 miglia al

largo di Virginia Beach. L'area è sottoposta a un sondaggio che durerà per 4-6 settimane. L'energia eolica canadese nella provincia dell'Ontario sta perseguendo diverse località proposte nei Grandi Laghi, tra cui la sospensione Trillium Power Wind 1 a circa 20 km dalla costa e oltre 400 MW di capacità. Altri progetti canadesi includono un parco eolico offshore sulla costa occidentale del Pacifico.

L'India sta esaminando il potenziale delle centrali eoliche offshore, con un impianto dimostrativo da 100 MW in programma al largo della costa del Gujarat (2014). Nel 2013, un gruppo di organizzazioni, guidate dal Global Wind Energy Council (GWEC), ha avviato il progetto FOWIND (Facilitating Offshore Wind in India) per identificare potenziali zone per lo sviluppo dell'energia eolica offshore in India e per stimolare le attività di ricerca e sviluppo in questa zona. Nel 2014 FOWIND ha commissionato al Center for Study of Science, Technology and Policy (CSTEP) di intraprendere studi di pre-fattibilità in otto zone del Tamil Nadu, ritenute potenzialmente interessanti.

[Energia eolica offshore per nazione](#)

La maggior parte dei parchi eolici offshore è attualmente nel nord Europa. Il solo Regno Unito e la Germania rappresentavano circa i due terzi della capacità totale di energia eolica offshore installata in tutto il mondo nel 2016. Altri paesi, come la Cina, stanno rapidamente espandendo la loro capacità di energia eolica offshore.

Elenco dei paesi per capacità cumulativa installata di energia eolica offshore (MW)

Rank	Country	2016	2017	2018
1	United Kingdom	5,156	6,651	7,963
2	Germany	4,108	5,411	6,380
3	China	1,627	2,788	4,588
4	Denmark	1,271	1,268	1,329
5	Belgium	712	877	1,186

Rank	Country	2016	2017	2018
6	Netherlands	1,118	1,118	1,118
7	Sweden	202	202	192
8	Vietnam	99	99	99
9	South Korea	35	38	73
10	Finland	32	92	87
11	Japan	60	65	65
12	United States	30	30	30
13	Ireland	25	25	25
14	Taiwan	0	8	8
15	Spain	5	5	5
16	Norway	2	2	2
17	France	0	2	2
	World Total	14,482	18,658	23,140

CAPITOLO 14

ENERGIA GEOTERMICA

L'**energia geotermica** è l'energia generata per mezzo di fonti geologiche di calore e può essere considerata una forma di energia alternativa e rinnovabile, se valutata in tempi brevi. Si basa sui principi della geotermia ovvero sullo sfruttamento del calore naturale della Terra (gradiente geotermico) dovuto all'energia termica rilasciata dai processi di decadimento nucleare naturale degli elementi radioattivi quali l'uranio, il torio e il potassio, contenuti naturalmente all'interno della Terra (nucleo, mantello e crosta terrestre).

L'energia geotermica fu utilizzata per la prima volta per la produzione di elettricità il 4 luglio 1904. Accadde in Italia, ad opera del principe Piero Ginori Conti, il quale sperimentò il primo generatore geotermico a Larderello, in Toscana, in seguito furono create delle vere e proprie centrali geotermiche. Grazie alla peculiarità della geotermia, questa energia può essere utilizzata sia come fonte di energia elettrica che come fonte di calore, secondo il processo della cogenerazione. L'energia geotermica è dunque usata anche per la produzione di energia termica (calore e acqua calda).

L'energia geotermica costituisce oggi meno dell'1% della produzione mondiale di energia. Tuttavia, uno studio condotto dal Massachusetts Institute of Technology afferma che la potenziale energia geotermica contenuta sul nostro pianeta si aggira attorno ai 12.600.000 ZJ e che con le attuali tecnologie sarebbe possibile utilizzarne "solo" 2000 ZJ. Tuttavia, poiché il consumo mondiale di energia ammonta a un totale di 0,5 ZJ all'anno, con il solo geotermico, secondo lo studio del MIT, si potrebbe soddisfare il fabbisogno energetico planetario con sola energia pulita per i prossimi 4000 anni rendendo quindi inutile qualsiasi altra fonte non rinnovabile attualmente utilizzata.

CALORE

In termodinamica e in termochimica, il **calore** è definito come il contributo di energia trasformata a seguito di una reazione chimica o nucleare e trasferita tra due sistemi o tra due parti dello stesso sistema, non imputabile ad un lavoro o ad una conversione tra due differenti tipi di energia. Il calore quindi è una forma di energia trasferita e non una forma di energia contenuta come l'energia interna.

Cenni storici

Durante la prima metà del Settecento gli studiosi ricorrevano alla sostanza elementare denominata flogisto per spiegare il riscaldamento di alcuni materiali e la combustione.

Negli anni successivi i fenomeni termici vennero ricondotti alla teoria secondo la quale il calore era un fluido non visibile, che entrando dentro la materia di un corpo poteva aumentarne la temperatura.

Nonostante gli studi seicenteschi di Boyle sulla relazione tra il moto delle particelle e il calore, solamente verso metà del XIX secolo si gettarono le basi della termodinamica, grazie agli studi di Mayer (1842) e Joule (1843), riguardanti la quantità di calore e il lavoro necessario per ottenerlo.

Teoria del flogisto

La **teoria del flogisto** sulla combustione dei materiali è una teoria elaborata nel XVII secolo con l'intento di spiegare i processi di ossidazione e combustione, successivamente smentita e abbandonata dopo che fu resa pubblica la legge della conservazione della massa di Antoine Lavoisier.

La teoria in sostanza sostiene che i materiali combustibili e metalli arroventati si trasformavano in "calci" (oggi diremmo semplicemente che si ossidano) producendo durante il processo di combustione o di calcinazione, il "flogisto", un misterioso *principio di infiammabilità* o *principio solforoso*.

Tale teoria di un *principio di infiammabilità* fu elaborata inizialmente dal chimico tedesco Johann Joachim Becher (1635-1682) e successivamente sviluppata e formulata dal connazionale Georg Ernst Stahl (1660-1734), grande medico appassionato di chimica, che nel 1697 la propose nel suo libro *Zymotechnia fundamentalis sive fermentationis theoria generalis* (trad.: *Zimotecnica fondamentale ovvero teoria generale della fermentazione*).

Teoria

Secondo la chimica moderna la combustione può essere schematizzata come segue:



Nella teoria del flogisto invece si proponeva:



Secondo Stahl tutte le sostanze che bruciano sono ricche di flogisto (dal termine greco φλόξ, -ογός indicante fiamma). Riteneva che i metalli fossero ricchi di flogisto mentre le calci, gli attuali ossidi, ne fossero privi. Le fasi salienti della sua teoria erano le seguenti:

- ogni materiale infiammabile contiene flogisto;
- quando una di tali sostanze brucia, perde la sua componente flogistica;
- il fuoco individua il rapido passaggio del flogisto all'esterno della sostanza.

Questa teoria ebbe molto successo perché permetteva di spiegare l'ottenimento dei metalli dalle calci. Il carbone, ricco di flogisto, ne donava durante la combustione alla calce, l'ossido, che si trasformava in metallo. L'aria aveva un'utilità indiretta in quanto serviva da mediatore, catturava il flogisto in uscita dalla legna per passarlo alla calce. In pratica, tra il metallo e il flogisto s'affermava la seguente relazione:



La relazione che Stahl individuò, tra ossigeno e flogisto, è la seguente:

- aggiungere ossigeno = togliere flogisto
- togliere ossigeno = aggiungere flogisto

Nel XVII secolo la transizione tra alchimia e scienze chimiche vere e proprie era ancora in corso; moltissimi concetti che oggi daremmo per scontati, quali pressione, temperatura o fasi della materia, non erano ancora affatto compresi.

Nonostante sia oggi riconosciuta come completamente sbagliata, la teoria del flogisto per un certo tempo provvide un'ipotesi di lavoro che in apparenza spiegava molti fenomeni naturali.

Non stupisce quindi che la teoria del flogisto apparisse allora così chiara e perfetta da essere catalogata come una delle più grandi scoperte dell'epoca, rimanendo nella mente e nelle teorie dei chimici per quasi un secolo, nonostante vi fossero comunque alcune autorevoli opinioni decisamente critiche come quelle del medico olandese Hermann Boerhaave (1668-1738). Egli giustamente rilevava che la teoria del flogisto era in contraddizione con l'aumento di peso delle calce (se il metallo perdeva flogisto la calce avrebbe dovuto essere più leggera): per salvare la teoria da queste osservazioni vi fu persino chi ipotizzò un "peso negativo" del flogisto.

Già nel 1753 Mikhail Lomonosov dimostrò l'infondatezza di tali idee, ma fu solo nel 1794 che Antoine-Laurent Lavoisier con l'enunciazione della legge della conservazione della massa, all'interno del "Traité élémentaire de Chimie", fu in grado di confutare in maniera chiara questa teoria.

Effetti del calore

Gli effetti del passaggio di calore sono descritti dal primo principio della termodinamica nella sua forma più generale:

$$\Delta E = Q - W$$

dove ΔE indica una variazione di qualsiasi forma di energia (ad esempio energia interna, cinetica, potenziale), Q indica il calore e W indica il lavoro (per variazione di volume o isocoro). Le conseguenze del passaggio di calore possono quindi essere principalmente di due tipi: variazione di energia o scambio di lavoro.

Una particolare forma di energia che può essere modificata a seguito del passaggio di calore è l'energia interna; la variazione di energia interna può avere diverse conseguenze, tra cui una variazione di temperatura o un cambiamento di stato di aggregazione.

Se il trasferimento di calore ha come conseguenza un cambiamento di stato di aggregazione, tale calore prende il nome di calore latente, mentre se il trasferimento di calore ha come conseguenza una diminuzione della differenza di temperatura (in quanto i due sistemi o le due parti dello stesso sistema tendono a raggiungere l'equilibrio termico) si parla di calore sensibile.

La classica formula del calore sensibile è:

$$Q = c \cdot m \cdot \Delta T$$

mentre quella del calore latente è:

$$Q = \lambda \cdot m$$

Infine nel caso in cui il trasferimento di calore comporti sia una diminuzione della differenza di temperatura sia un cambiamento di fase, tale calore può essere pensato come la somma di due contributi: un contributo relativo al calore sensibile e un contributo relativo al calore latente.

Ad esempio l'aumento di temperatura dell'acqua da 20 °C a 50 °C in condizioni standard (cioè alla pressione di 1 atm) è determinato dal fatto che ad essa è fornito calore sensibile,

mentre, se l'acqua ha già raggiunto la temperatura d'ebollizione, essa immagazzina energia (sotto forma di calore latente), mantenendo la propria temperatura invariata, fino a quando non avviene il cambiamento di fase da liquido a vapore. Per tale motivo, un getto di vapore acqueo a 100 °C, avendo immagazzinato energia durante il passaggio di stato, può provocare ustioni più gravi dell'acqua allo stato liquido alla medesima temperatura.

Si parla inoltre di "calore di reazione" quando il calore viene consumato o generato da una reazione chimica.

Unità di misura del calore

In quanto energia scambiata, il calore si misura nel Sistema Internazionale in joule. Nella pratica viene tuttavia ancora spesso usata come unità di misura la caloria, che è definita come la quantità di calore necessaria a portare la temperatura di un grammo di acqua distillata, sottoposta alla pressione di 1 atm, da 14,5 °C a 15,5 °C. A volte si utilizzano anche unità a carattere meramente tecnico, quali kWh o BTU.

Alcune equivalenze:

	kJ	kWh	kcal	BTU	kg_p·m
1 kJ	1	$2,778 \times 10^{-4}$	0,2388	0,9478	$1,020 \times 10^2$
1 kWh	3600	1	859,8	3412	$3,671 \times 10^5$
1 kcal	4,187	$1,163 \times 10^{-3}$	1	3,968	$4,269 \times 10^2$
1 BTU	1,055	$2,941 \times 10^{-4}$	0,2519	1	$1,076 \times 10^2$
1 kg_p·m	$9,807 \times 10^{-3}$	$2,721 \times 10^{-6}$	$2,342 \times 10^{-3}$	$9,295 \times 10^{-3}$	1

Analogia tra calore e lavoro

Calore e lavoro sono forme di trasferimento di energia non associabili allo stato del sistema, ossia alla sua configurazione di equilibrio; in particolare entrambe le forme di energia si riconoscono nel momento in cui "transitano", "fluiscono", si "realizzano". Il lavoro si identifica nel momento in cui la forza compie uno spostamento (purché il vettore forza ammetta una componente non nulla nella direzione dello spostamento), in altri termini il lavoro fluisce, si realizza, nell'istante in cui si compie; così come il calore si identifica solo nel momento del suo trasmettersi.

Calore, temperatura ed energia interna

Il calore non è una proprietà associabile ad una configurazione di equilibrio termodinamico. In presenza di un gradiente di temperatura, il calore fluisce dai punti a temperatura maggiore a quelli a temperatura minore, finché non viene raggiunto l'equilibrio termico. Il quantitativo di calore scambiato dipende dal particolare percorso seguito dalla trasformazione per arrivare dallo stato iniziale allo stato finale. In altre parole, il calore non è una funzione di stato.

L'energia interna invece è una funzione di stato associabile ad una configurazione di equilibrio (o stato termodinamico) del sistema, dipendente dalle variabili di stato.

Per la temperatura e l'energia interna hanno senso (ovvero sono scientificamente corrette) espressioni del tipo: "il corpo ha una certa temperatura, ha una certa energia interna, acquista energia, cede energia".

Di contro, il calore non è una proprietà termodinamica, per cui frasi del tipo "il corpo possiede calore, cede calore, acquista calore" non hanno alcuna valenza scientifica. Infatti il calore è definibile come "energia in transito", non come "energia posseduta da un corpo"; esso viene "scambiato" tra due corpi (o due parti dello stesso corpo) e non "posseduto" da un singolo corpo (come invece succede per l'energia interna). In particolare, il calore fluisce a causa di una differenza di temperatura tra il sistema oggetto di studio e l'ambiente con esso interagente, oppure a seguito di una transizione di fase, e quindi non è in alcun modo riconoscibile all'interno del sistema e dell'ambiente come proprietà intrinseca degli stessi.

Propagazione del calore

Il trasferimento (o scambio o propagazione) del calore tra sistemi può avvenire in tre modi:

- per conduzione: in uno stesso corpo o fra corpi a contatto si ha una trasmissione, per urti, di energia cinetica tra le molecole appartenenti a zone limitrofe del materiale. Nella conduzione viene trasferita energia *attraverso la materia*, ma senza movimento macroscopico di quest'ultima;
- per convezione: in un fluido in movimento, porzioni del fluido possono scaldarsi o raffreddarsi per conduzione venendo a contatto con superfici esterne e poi, nel corso del loro moto (spesso a carattere turbolento), trasferire (sempre per conduzione) l'energia acquistata ad altre superfici, dando così luogo ad un trasferimento di calore per avvezione. In un campo gravitazionale quale quello terrestre (associato alla forza peso), tale modalità di trasferimento di calore, detta convezione libera, è dovuta al *naturale* prodursi di correnti avvelive, calde verso l'alto e fredde verso il basso, dovute a diversità di temperatura e quindi di densità delle regioni di fluido coinvolte nel fenomeno, rispetto a quelle del fluido circostante;
- per irraggiamento: tra due sistemi la trasmissione di calore può avvenire a distanza (anche nel vuoto), per emissione, propagazione e assorbimento di onde elettromagnetiche: anche in questo caso il corpo a temperatura inferiore si riscalda e quello a temperatura superiore si raffredda. Il meccanismo dell'irraggiamento non richiede il contatto fisico tra i corpi coinvolti nel processo.

Nella pratica tecnica e nell'impiantistica in genere lo scambio di calore senza mescolamento tra fluidi diversi avviene in dispositivi appositamente progettati, chiamati appunto scambiatori di calore.

Percezione della temperatura

La sensazione di "caldo" o di "freddo" che si prova toccando un corpo è determinata dalla sua temperatura e dalla conducibilità termica del materiale di cui è composto, in aggiunta ad altri fattori.

Sebbene sia possibile confrontare al tatto (con qualche cautela) le temperature relative di due corpi, è impossibile darne una valutazione assoluta. Ad esempio, immergendo per qualche secondo una mano in acqua fredda e l'altra in acqua calda, e successivamente immergendole entrambe in acqua tiepida, la prima avrà la sensazione che l'acqua sia

calda, la seconda che sia fredda, perché la temperatura percepita è relativa a quella della mano che sta effettuando la misura. Spesso è impossibile anche una valutazione relativa. Ad esempio, toccando un pezzo di legno e uno di metallo che siano nello stesso ambiente da un tempo sufficiente affinché abbiano raggiunto l'equilibrio termico con l'ambiente circostante, si ha la sensazione che quello di metallo sia decisamente più freddo, a causa della diversa conducibilità termica dei due materiali. Un termometro posto a contatto prima con il legno, poi con il metallo, misurerebbe invece la stessa temperatura, che coincide con quella dell'aria nell'ambiente che è approssimabile come sorgente di calore per tutto ciò che in esso vi è contenuto. La temperatura è indice dell'energia cinetica media delle particelle del corpo in esame, il calore è l'energia che un corpo a temperatura maggiore trasferisce ad un corpo a temperatura minore (fino ad avere entrambi i corpi alla stessa temperatura). La sensazione di "caldo e freddo" è dovuta sia alla differenza di temperatura tra la mano e l'oggetto sia alla velocità con cui l'oggetto può trasferire (assorbire o rilasciare) calore alla mano (o altro oggetto a temperatura differente). Più è veloce il trasferimento più l'oggetto sembra caldo (o freddo) rispetto ad un oggetto che trasferisce calore più lentamente.

Tuttavia, fornendo calore a un corpo, non solo si aumenta la temperatura, per cui si avverte una più acuta sensazione di caldo, ma si producono variazioni direttamente misurabili di alcune proprietà fisiche.

Termochimica

La **termochimica** (o **termodinamica chimica**) è la branca della termodinamica che studia gli effetti termici determinati da reazioni chimiche, chiamati calore di reazione. La termochimica concerne pertanto le conversioni di energia chimica in energia termica e viceversa, che avvengono durante una reazione e ne studia le variabili ad esse connesse, come l'entalpia di legame, l'entropia standard di formazione, ecc.

Due leggi regolano l'intera disciplina sono:

- *Legge di Lavoisier e Laplace* (formulata nel 1780): il trasferimento di calore che accompagna una data reazione chimica è uguale e contrario al trasferimento di calore della reazione opposta;
- *Legge di Hess* (formulata nel 1840): la variazione di entalpia di reazione è uguale che la reazione avvenga in uno o più stadi successivi ed indipendenti (anche puramente ipotetici).

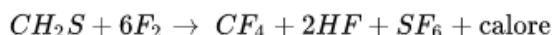
Le due leggi furono dedotte empiricamente ed enunciate prima del primo principio della termodinamica: si può, comunque, dimostrare che sono dirette conseguenze dello stesso, nonché del fatto che l'entalpia H e l'energia interna U sono funzioni termodinamiche di stato.

Concetti fondamentali

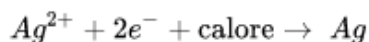
Dal momento che la termochimica studia gli scambi di calore che avvengono durante una reazione chimica, si è ritenuto importante distinguere innanzitutto due tipi di reazioni chimiche:

- **Reazioni esotermiche:** si dice delle reazioni chimiche che producono calore. Durante la formazione dei prodotti si assiste dunque ad un trasferimento di calore dal sistema all'ambiente, che aumenta la temperatura di entrambi. Le reazioni esotermiche

tendono a creare composti con legami chimici più forti e, nel complesso, più stabili. Ad esempio:



- Reazioni endotermiche: si dice delle reazioni chimiche che richiedono calore. È quindi necessario l'apporto di calore affinché la reazione si completi e pertanto si assiste ad un trasferimento di calore dall'ambiente al sistema. A reazione terminata, la temperatura sarà diminuita. Le reazioni endotermiche tendono a creare composti piuttosto instabili, con legami deboli. Ad esempio:



Funzioni di stato principali

Le tre funzioni di stato principali della termochimica sono l'entalpia, l'entropia e l'energia libera. In particolare, l'energia libera di Gibbs mette in relazione le prime due variabili con la temperatura assoluta e determina la spontaneità di una reazione a pressione costante.

Entalpia

Lavorando in laboratorio, si può assumere che tutte le reazioni controllate avvengono a pressione atmosferica, pressoché costante. Noto ciò, l'entalpia diventa una funzione di stato assai utile e viene ridefinita come segue:

$$\Delta H = Q$$

dove ΔH è la variazione di entalpia da fine a inizio reazione e Q è la quantità di calore scambiata. Per convenzione, quando il calore viene ceduto dal sistema all'ambiente, la variazione di entalpia ha segno negativo; viceversa, se il calore viene trasferito dall'ambiente al sistema, la variazione di entalpia ha segno positivo. Pertanto ogni reazione esotermica è caratterizzata da $\Delta H < 0$ e ogni reazione endotermica è caratterizzata da $\Delta H > 0$. La variazione di entalpia si può esprimere come: ΔH_f^θ

$$\Delta H_f^\theta = \Delta H_{f(\text{prodotti})}^\theta - \Delta H_{f(\text{reagenti})}^\theta$$

dove ΔH_f^θ è l'entalpia standard di formazione della specie chimica considerata, che, come suggerisce l'espressione stessa, si riferisce a temperatura e pressione a condizioni standard.

Entropia

In termochimica, l'entropia assume valori ben precisi a seconda del composto chimico a cui si riferisce. Questi valori, ottenuti sperimentalmente, si riferiscono per mole di tale sostanza a condizioni di temperatura e pressione standard. Questa grandezza è altresì nota come entropia molare standard e viene indicata in simboli con S^θ . In una reazione chimica, la variazione di entropia molare standard è data dalla formula:

$$\Delta S^\theta = S_{(\text{prodotti})}^\theta - S_{(\text{reagenti})}^\theta$$

Energia libera

L'energia libera in termochimica viene, nella maggior parte dei casi, definita come l'energia libera di Gibbs, la cui variazione indica se una reazione chimica è spontanea a

condizioni di temperatura e pressione costanti oppure se è all'equilibrio. In riferimento ad un dato composto chimico, l'energia libera di Gibbs viene ricalcolata per mole di tale sostanza e ridefinita come energia libera di Gibbs standard di formazione. In una reazione chimica, la variazione di energia libera molare standard è data dalla formula:

$$\Delta G_f^0 = \Delta G_{f(\text{prodotti})}^0 - \Delta G_{f(\text{reagenti})}^0$$

Spontaneità di una reazione

A condizioni standard, le tre variabili sono legate tra loro secondo la formula che segue:

$$\Delta G_f^0 = \Delta H_f^0 - T\Delta S^0$$

dove T è la temperatura espressa in kelvin.

Per convenzione, se la variazione di energia libera di Gibbs è minore di 0 la reazione è spontanea, se è maggiore di 0 è spontanea solo la reazione opposta, se è uguale a 0 la reazione è all'equilibrio.

GEOTERMIA

Per **geotermia** si intende la disciplina delle scienze della Terra che studia l'insieme dei fenomeni naturali coinvolti nella produzione e nel trasferimento di calore proveniente dall'interno della Terra. In senso lato il concetto può essere esteso anche nello studio degli altri pianeti. I suoi principi sono sfruttati a livello tecnologico nella produzione di energia elettrica e nella cogenerazione attraverso le centrali geotermiche a partire dall'energia geotermica associata.

L'origine del calore terrestre

Il calore del nucleo terrestre originariamente si è generato durante l'accrescimento del pianeta sviluppatasi grazie alla forza di attrazione gravitazionale. In seguito il calore ha continuato ad essere generato grazie a processi di decadimento nucleare naturale di elementi quali l'uranio, il torio e il potassio.

Il calore terrestre dall'interno viene trasferito verso la superficie terrestre attraverso il mantello terrestre mediante convezione prodotta dal movimento del magma o di acque profonde: da qui nasce la maggior parte dei fenomeni come le eruzioni vulcaniche, e gli altri fenomeni geotermali associati e ben evidenti sulla superficie terrestre, come le sorgenti termali, i geyser, e le fumarole.

Questo calore naturale può essere sfruttato per ottenere energia, nello specifico chiamata energia geotermica. Il termine *geotermia* viene spesso utilizzato per indicare proprio lo sfruttamento dell'energia geotermica.

Il flusso di calore proveniente dall'interno della Terra è solo 1/20.000 del calore che la Terra riceve dal Sole.



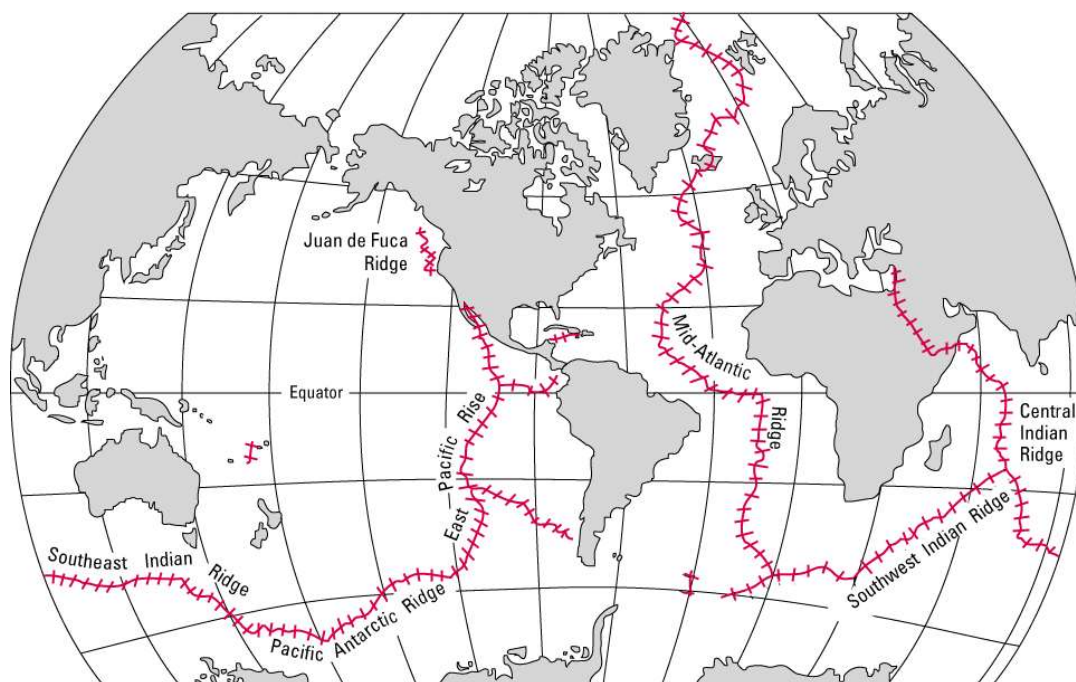
Manifestazioni geotermiche spontanee di Sasso Pisano.

Gradiente termico

In base al flusso di calore ed alla conduttività termica, variabile in base al tipo di terreno o roccia, si osserva un diverso gradiente termico (variazione della temperatura in funzione della profondità). Questo gradiente può variare da 1 °C ogni 30 m nella parte superficiale della crosta terrestre a 1 °C ogni 10 – 15 m nei fondali marini in prossimità delle dorsali oceaniche. Il gradiente geotermico a sua volta viene fortemente influenzato dalla circolazione di fluidi interni terrestri.

Dorsale oceanica

Una **dorsale oceanica** è il risultato della divergenza tra due placche di crosta oceanica. Si tratta di una struttura caratteristica della litosfera, particolarmente articolata e complessa, comprendente rilievi di origine tettonica, che si snoda sui fondali oceanici per una lunghezza complessiva pari a circa 60.000 km. Occupa una superficie pari invece al 10% di quella complessiva terrestre.

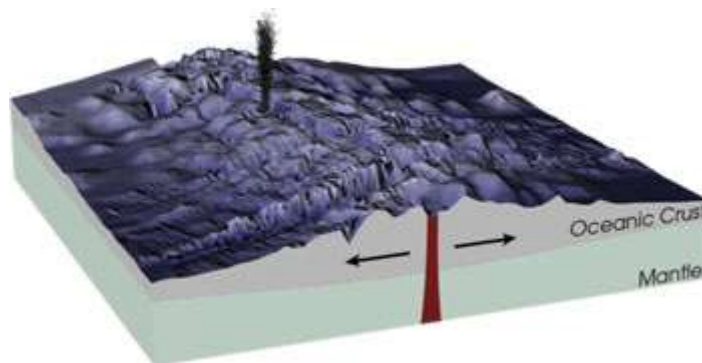


La distribuzione delle dorsali oceaniche (in rosso).

Dal punto di vista morfologico, consiste in una profonda faglia che attraversa la crosta oceanica, fortemente assottigliata ed inarcata verso l'alto dal riscaldamento subito, ad opera della risalita di materiale magmatico dall'astenosfera, dalle rocce basaltiche del pavimento oceanico.

I margini di questa faglia, inarcati e sollevati, formano delle catene montuose assai frastagliate e con versanti a scarsa pendenza, i cui picchi possono innalzarsi anche fino a toccare i 1.500-2.000 metri. Solitamente, le cime dei rilievi della dorsale non superano i 3.000 m di profondità. Talvolta, come nel caso delle Azzorre, sono riusciti ad emergere, per via del maggior inarcamento dei margini della faglia, originando delle vere e proprie isole abitate.

Le due catene montuose ai lati della frattura hanno un andamento parallelo, e sono separate dalla presenza di una superficie mediana che può avere una larghezza compresa tra i 30 ed i 50 km ed una profondità massima pari ad un chilometro. Questa struttura, considerata caratteristica del sistema di dorsale, in realtà risulta completamente assente nel tratto che interessa il Pacifico orientale.



Schema di formazione delle dorsali oceaniche.

Formazione

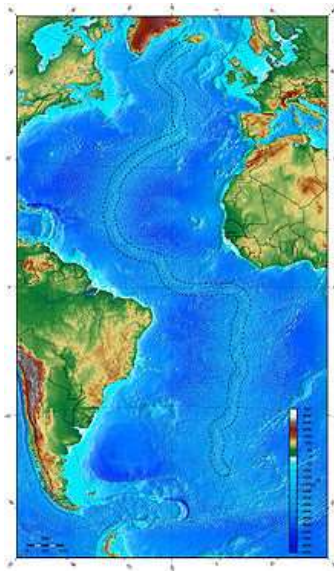
La faglia principale, dove hanno luogo i processi eruttivi, non si presenta come una struttura continua, essendo in realtà disarticolata da un sistema di faglie trasversali, trasversali rispetto all'asse della dorsale, in diversi tronchi, di notevoli dimensioni.

Il materiale magmatico proveniente dalla astenosfera è di tipo tholeitico, caratterizzato da una elevatissima temperatura (1200-1300 °C), e da un basso tenore di silice ($\text{SiO}_2 < 52\%$), che le conferisce una straordinaria capacità di intrudersi nelle rocce soprastanti e risalire (in conseguenza dell'alleggerimento litostatico) fino alla superficie. Fuoriuscendo in ambiente sottomarino, il magma subisce un degassamento che lo trasforma in lava basaltica, la quale solidifica in tempi piuttosto brevi, accumulandosi in forme arrotondate (per via della veloce azione di raffreddamento da parte dell'acqua), denominate "pillow lavas" (lava a cuscini). La roccia formatasi, magmatica di tipo effusivo, si accumula in stratificazioni sui fianchi del rilievo, formando nuova copertura basaltica.

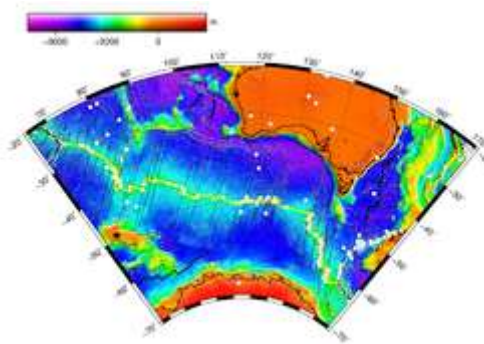
Nel frattempo, la risalita del magma dall'astenosfera genera una spinta verso l'esterno della roccia più vecchia e fredda, che tende ad allontanarsi dall'asse di faglia, raffreddandosi e contraendosi. Il conseguente addensamento porta ad un lento sprofondamento della crosta basaltica, che formerà del nuovo pavimento oceanico, su cui andranno a depositarsi i sedimenti.

L'intero ciclo di produzione e distruzione del materiale basaltico si svolge in un arco di tempo pari a 190-200 milioni di anni. La dorsale oceanica, oltre ad essere caratterizzata dai fenomeni eruttivi, risulta interessata da fenomeni sismici continui, ascrivibili sia all'attività delle faglie trasversi che disarticolano la faglia principale, sia agli attriti dovuti alla risalita del magma attraverso le rocce della crosta. In questo secondo caso vengono generati dei continui sciami sismici, caratterizzati da scosse continue ma di bassa intensità, con epicentro fortemente localizzato lungo il margine eruttivo.

Nei pressi della dorsale oceanica hanno luogo fenomeni idrotermali noti come *fumarole nere* o *black smoker*. Si tratta di manifestazioni dovute al degassamento magmatico, che comportano l'emissione di minerali (principalmente appartenenti alla classe dei solfuri) in fase liquida. Il contatto con l'acqua fredda ne provoca la cristallizzazione e la conseguente deposizione sul fondale oceanico. I *black smokers* sono importanti anche perché contribuiscono a mitigare la temperatura delle acque profonde, permettendo la nascita di colonie di organismi che, altrimenti, non riuscirebbero a sopravvivere a profondità dell'ordine dei 3.000 m. La temperatura delle acque dei *black smokers* tocca i 400 °C ed è caratterizzata da un bassissimo valore del pH, pari a circa 2,8 (cioè un'acidità paragonabile a quella dell'aceto). La notevole pressione abissale impedisce all'acqua di evaporare, nonostante l'elevatissima temperatura.



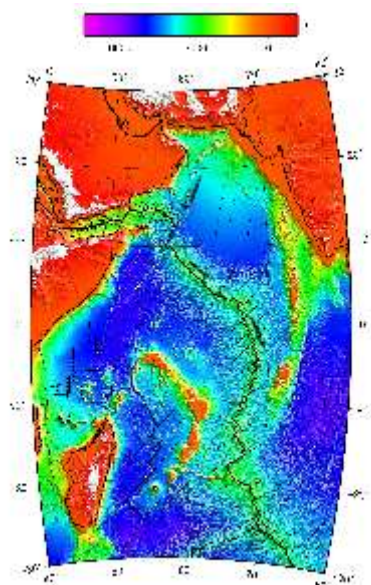
La Dorsale Medio Atlantica.



Mapa batimetrica della dorsale indiana sudorientale, evidenziata in giallo.



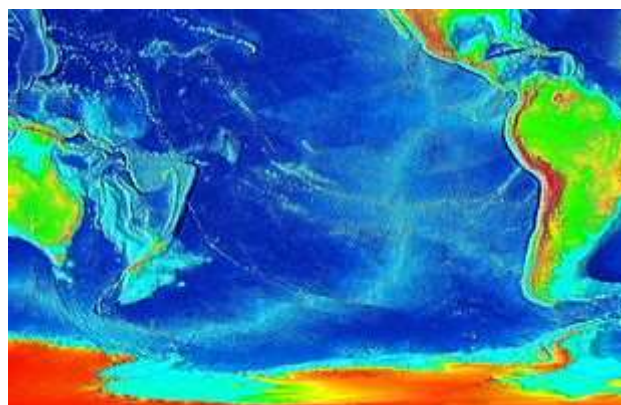
La dorsale indiana sudoccidentale, nel suo percorso di 7.700 km separa la placca africana (o per meglio dire la placca nubiana e la placca somala) dalla placca antartica. Caratterizzata da numerosi intervalli trasformati, e quindi da una forte segmentazione, la dorsale, con il suo tasso di accrescimento medio di 14-15 mm/anno, è una tra le più lente dorsali oceaniche del pianeta.



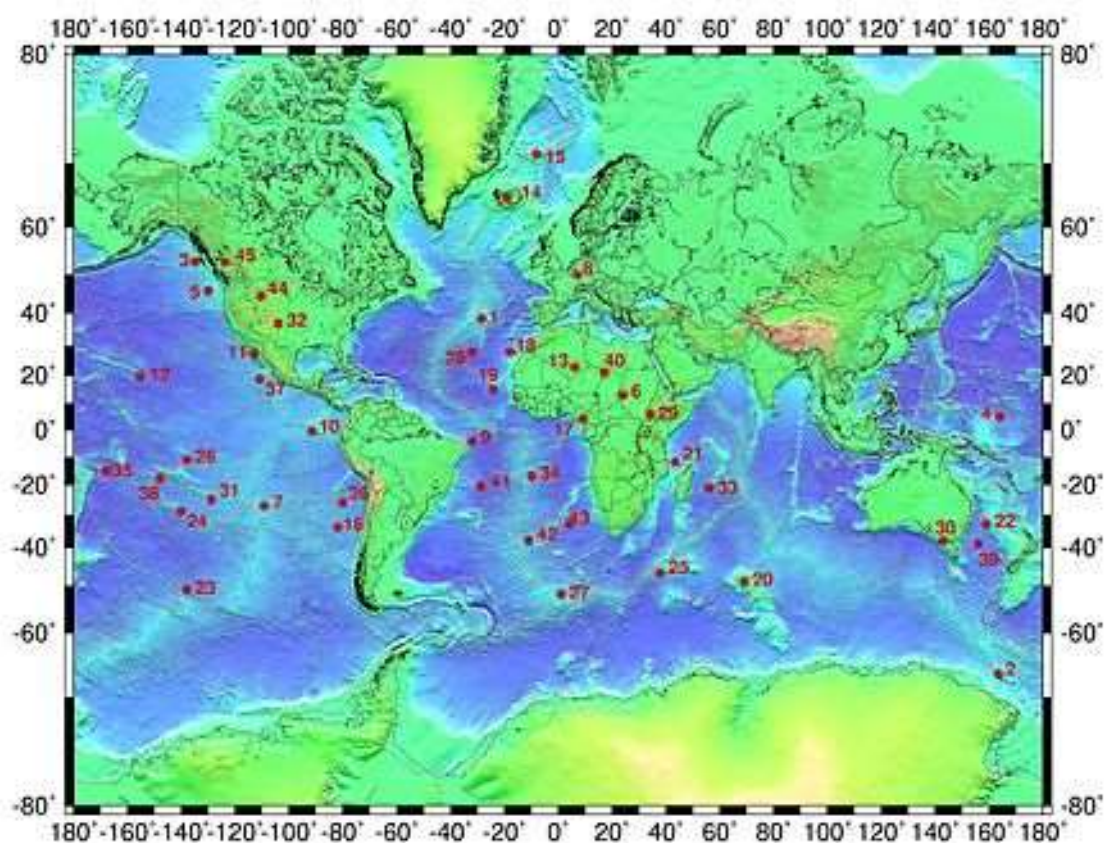
Mapa batimetrica della dorsale medio-indiana.



Mapa batimetrica della dorsale antartico-sudamericana.



La dorsale Pacifico-Antartica è l'estensione meridionale della dorsale del Pacifico orientale.



Il punto caldo di Louisville, segnato con il numero 23 su questa mappa, è il più meridionale fra quelli presenti nell'Oceano Pacifico.

Misurazione della temperatura e del gradiente termico

La misura viene effettuata con opportuni strumenti calati all'interno di pozzi. La misura precisa della temperatura (la cui precisione è funzione del tipo di strumento utilizzato e delle finalità dell'indagine) è complessa ed è disturbata dal calore dovuto alla perforazione e dalla presenza di fluidi (acqua, umidità, aria) eventualmente presente nel terreno. Se si effettua la sezione di un monte si ottiene infatti la geoterma.

Strumenti per la misura della temperatura in pozzi

I termometri utilizzati in indagini geotermiche devono avere due importanti caratteristiche:

- velocità, devono quindi raggiungere rapidamente l'equilibrio termico, devono quindi avere bassa inerzia termica.
- deve essere possibile la lettura stando all'esterno del foro.

I termometri usati si possono quindi distinguere in:

- termocoppie (errore 3/100 di grado)
- termoresistenze (errore 1/100 di grado)
- oscillatori (errore minore di 1/1000 di grado)



Pozzo geotermico



Le condutture che convogliano i vapori, proveniente dai pozzi geotermali

Larderello



Larderello è una frazione del comune italiano di Pomarance, nella provincia di Pisa, in Toscana.

Il paese si trova sulle Colline Metallifere a 390 metri di altitudine, conta 850 abitanti ed è in parte proprietà di Enel. Larderello produce il 10% dell'energia geotermica mondiale, con un ammontare di 4.800 GWh annui, dando energia a un milione di case italiane.



Il Guinness dei primati 1988 riportava:

«il reparto Perforazioni dell'Enel di Larderello, ha compiuto a Sasso Pisano in provincia di Pisa, la trivellazione di un pozzo geotermico che ha raggiunto, il 3 dicembre 1979, la profondità massima di 4093 metri. Il pozzo denominato 'Sasso 22' è stato realizzato tra l'8 marzo 1978 e il 24 gennaio 1980 da un punto posto a 415 metri sul livello del mare».

Territorio

Si trova al centro della cosiddetta "*Valle del diavolo*", così chiamata a causa del suo paesaggio caratterizzato dalla presenza di soffioni boraciferi con le caratteristiche colonne di vapori bianchi (già noti all'epoca di Dante Alighieri e a lui ispiratrici dei paesaggi de "l'Inferno"). Il paese prende nome da François Jacques de Larderel, industriale livornese di origine francese che intorno al 1827 perfezionò l'estrazione dell'acido borico dai fanghi dei cosiddetti "*lagoni*", già iniziata con metodi poco efficienti nel 1818. Fu il processo di disboscamento innescato dall'utilizzo crescente di legna a indurre de Larderel a sfruttare direttamente il vapore naturale allo scopo di far evaporare l'acqua per ricavarne l'acido borico. Presso la località di Larderello, è ubicata la stazione meteorologica di Pomarance Larderello.

Storia

Dopo lo sviluppo conseguente alla fondazione dello stabilimento boracifero dei de Larderel, Larderello divenne la prima esperienza al mondo di sfruttamento dell'energia geotermica per la produzione di energia elettrica. Nel 1905, grazie al principe Piero Ginori-Conti, si è iniziato ad utilizzare l'energia dei soffioni per la generazione di energia elettrica. Si sono poi scavati pozzi (dal 1931) in grado di alimentare una produzione sensibilmente maggiore e nel 1937 si sono costruite le prime torri di raffreddamento. Successivamente Enel ha costruito una centrale che, prelevando direttamente il vapore che fuoriesce dal suolo, lo convoglia all'interno di turbine collegate ad alternatori.

A oggi sono presenti nel territorio più di 30 centrali elettriche alimentate da vapore endogeno prelevato direttamente dal sottosuolo tramite pozzi del tutto simili a quelli petroliferi, per una potenza installata totale che si avvicina al gigawatt, l'impianto di produzione tuttora più potente è la centrale di Valle Secolo, costituita da due turbo gruppi da 60 MWe ciascuno. A Larderello, a testimonianza di questa attività industriale legata al calore terrestre, si trova il Museo della geotermia oggetto di frequenti visite scolastiche.

Inoltre a Larderello è possibile visitare il foro, un grande soffione che viene aperto dal personale a cadenze stabilite. Nella vallata adiacente di Sasso Pisano è invece possibile osservare le manifestazioni geotermiche naturali, quali le famose fumarole, i geysers, ed i piccoli vulcani. Il 20 aprile del 2010, a Larderello si è tenuta la giornata nazionale della geotermia, alla quale hanno partecipato più di 300 ragazzi e geologi.

Scienze della Terra

Si definiscono **scienze della Terra** quelle discipline che studiano la struttura interna, la morfologia superficiale e l'atmosfera che circonda il pianeta Terra e la sua evoluzione nel tempo.

Lo studio del nostro pianeta costituisce un caso particolare della planetologia, che in generale si occupa dello studio dei pianeti presenti nel nostro sistema solare; le ultime missioni di sonde spaziali su pianeti e satelliti del sistema solare hanno ampliato il campo di ricerca degli studiosi di Scienza della Terra ai corpi extraterrestri, inglobando nell'oggetto dei loro studi tutti quei corpi rocciosi per i quali sia possibile utilizzare i metodi di studio e di approcci teorici "terrestri".



Il pianeta Terra visto dallo spazio.

Discipline

Le discipline principali sono:

- **geografia:** scienza che studia, interpreta, descrive e rappresenta il pianeta nei suoi aspetti fisici e antropici, cioè negli organismi spaziali della sua superficie. Indaga il sistema fra l'uomo ed il suo ambiente. Tra le branche della geografia fisica abbiamo la geomorfologia e la climatologia;
- **geodesia:** studio delle dimensioni e della forma del pianeta, di alcuni dei suoi aspetti di carattere gravitazionale, e misura di porzioni della sua superficie (topografia) e loro rappresentazioni sulle mappe (cartografia);
- **geofisica:** studio del pianeta attraverso l'analisi delle sue proprietà fisiche. Il campo di indagine della geofisica è esteso a tutta la componente solida del pianeta, dalla crosta fino al nucleo, alla sua componente liquida idrosfera e alla soprastante atmosfera. Le principali proprietà fisiche indagate nella geofisica applicata sono: il magnetismo planetario, la resistività, la temperatura (geotermia), la densità (gravimetria), le proprietà elastiche delle rocce (sismologia);
- **geochimica:** studio del pianeta attraverso l'analisi delle sue componenti chimiche. Il campo di indagine della geochimica è esteso a tutta la componente solida del pianeta, dalla crosta fino al nucleo, alla sua componente liquida idrosfera e alla soprastante atmosfera; si analizza inoltre la biosfera;
- **geologia:** si occupa dello studio della parte rocciosa del pianeta ed è a sua volta suddivisa in numerose sottodiscipline, tra le quali si citano: mineralogia, petrografia e petrologia, geologia strutturale, geotecnica, geologia tettonica, e geodinamica; stratigrafia e sedimentologia; vulcanologia;

- **meteorologia:** studio della dinamica della troposfera terrestre a fini previsionali ovvero lo studio delle condizioni del tempo atmosferico su periodi molto brevi;
- **climatologia:** studio integrato dell'azione delle varie componenti del pianeta (masse liquide, gassose, biomassa e antropizzazione) e del Sole sulle condizioni di temperatura, sulle precipitazioni e sulla circolazione atmosferica e oceanica; lo studio del clima del passato è denominato paleoclimatologia.
- **idrologia:** scienza che studia la distribuzione, il movimento e la chimica delle masse d'acqua sulla superficie del pianeta (idrosfera). Include oceanografia studio gli oceani del pianeta, idrografia legata allo studio dei fiumi e dei laghi, idrogeologia studio della dinamica delle masse d'acqua nel sottosuolo, nivologia studio delle proprietà meccaniche della neve e la glaciologia lo studio dei ghiacciai;
- **ecologia:** è la disciplina che studia la biosfera, ossia la porzione del pianeta in cui è presente la vita in aggregati sistemici detti "ecosistemi", le cui caratteristiche sono determinate dall'interazione degli organismi tra loro e con l'ambiente circostante o ancora porzioni dell'ecosfera stessa; Nell'organizzazione universitaria italiana e di moltissimi altri paesi l'ecologia è considerata una disciplina della Biologia e o delle Scienze Naturali
- **paleontologia,** studia i resti fossili di esseri viventi, vissuti nel passato geologico, la loro evoluzione nel tempo e la loro distribuzione areale;
- **pedologia:** è la scienza che studia la composizione, la genesi e le modifiche del suolo dovute sia ai fattori biotici che abiotici.

Esiste inoltre la Scienza del sistema Terra che mira a integrare tra loro vari campi di studio quali chimica, fisica, biologia, matematica e scienze applicate per trattare e comprendere la Terra come sistema.

PRINCIPIO GEOTERMICO

L'energia geotermica è una forma di energia sfruttabile che deriva dal calore presente negli strati più profondi della crosta terrestre. Infatti, penetrando in profondità nella superficie terrestre, la temperatura diventa gradualmente più elevata, aumentando mediamente di circa 30 °C per km nella crosta terrestre (30 °C/km e 80 °C/100 km rispettivamente nel mantello e nel nucleo, si tratta di valori medi, in alcune zone infatti, si possono trovare gradienti decine di volte inferiori o maggiori). I giacimenti di questa energia sono però dispersi e a profondità così elevate da impedirne lo sfruttamento. Per estrarre e usare il calore imprigionato nella Terra, è necessario individuare le zone con anomalia termica positiva dove il calore terrestre è concentrato: il serbatoio o giacimento geotermico. Per ottenere un ottimale riscaldamento di case o serre viene messa in atto l'azione di fluidi a bassa temperatura; invece, per ottenere energia elettrica si fa uso di fluidi ad alte temperature.

Esistono diversi sistemi geotermici, ma attualmente vengono sfruttati a livello industriale solo i sistemi idrotermali, costituiti da formazioni rocciose permeabili in cui l'acqua piovana e dei fiumi si infiltra e viene scaldata da strati di rocce ad alta temperatura. Le temperature raggiunte variano dai 50-60 °C fino ad alcune centinaia di gradi. L'uso di quest'energia comporta vantaggi come l'inesauribilità a tempi brevi, se sfruttata in modo razionale, ed il minor inquinamento dell'ambiente circostante; un certo inquinamento non viene escluso per la possibile immissione nell'area di elementi tossici,

come zolfo, mercurio e arsenico presenti nei fluidi geotermali, per questo motivo le aree geotermiche sono sottoposte a verifiche ambientali annuali.

Rivolto solamente ad una produzione di energia termica, è il sistema geotermico a bassa entalpia che sfruttando il naturale calore del terreno con l'ausilio di una pompa di calore riesce a produrre energia termica per l'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli edifici.

In alcune particolari zone si possono presentare condizioni in cui la temperatura del sottosuolo è più alta della media, un fenomeno causato dai fenomeni vulcanici o tettonici. In queste zone "calde" l'energia può essere facilmente recuperata mediante la geotermia.

La geotermia consiste nel convogliare i vapori provenienti dalle sorgenti d'acqua del sottosuolo verso apposite turbine adibite alla produzione di energia elettrica e riutilizzando il vapore acqueo per il riscaldamento urbano, le coltivazioni in serra e il termalismo.

Per alimentare la produzione del vapore acqueo si ricorre spesso all'immissione di acqua fredda in profondità, una tecnica utile per mantenere costante il flusso del vapore. In questo modo si riesce a far lavorare a pieno regime le turbine e produrre calore con continuità; in tal senso molto promettenti sembrano essere gli sviluppi relativi all'energia geotermica, che presenta una distribuzione territoriale molto estesa a motivo dell'assenza di utilizzo di acqua ma solo calore.

La radioattività naturale della terra è la causa dell'energia geotermica. Si valuta che il flusso totale di calore verso la superficie della terra sia di 16 TW, quindi poiché la terra ha un raggio medio di 6371 km, la potenza media prodotta per via geotermica è di 32 mW/m². Per confronto l'irraggiamento solare medio è, alle latitudini europee, di circa 200 W/m². La potenza è sensibilmente maggior vicino ai limiti delle fratture tettoniche dove la crosta è meno spessa. Inoltre la circolazione di acqua in profondità può aumentare ulteriormente la potenza termica per unità di superficie.

Vulcano

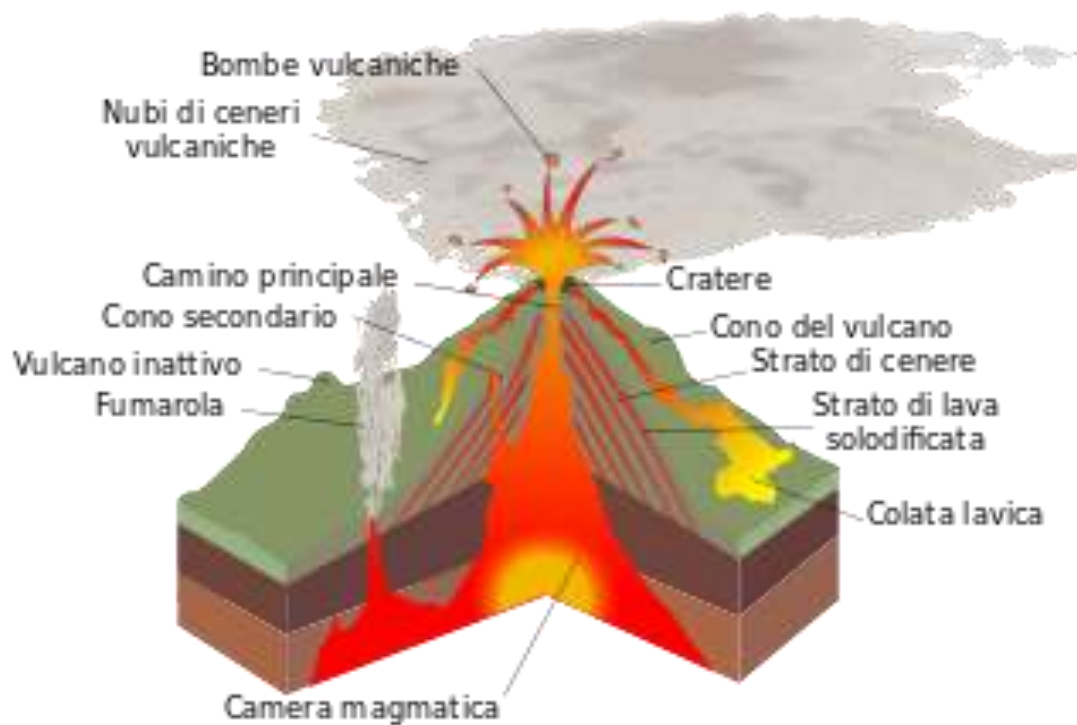
Il **vulcano** è una struttura geologica molto complessa, generata all'interno della crosta terrestre dalla risalita, in seguito ad attività eruttiva, di massa rocciosa fusa, il magma, formatasi al di sotto o all'interno della crosta terrestre.

Il vulcano è formato da una struttura non visibile, interna alla crosta, e che comprende la camera magmatica e i condotti magmatici, e una struttura visibile esterna formata dal rilievo vulcanico, generalmente più o meno conico, formato dall'accumulo dei materiali liquidi, solidi o gassosi che sono stati emessi dal cratere vulcanico o dai crateri durante le varie fasi eruttive del vulcano stesso. Più in generale sono considerati vulcani tutte le discontinuità nella crosta terrestre attraverso le quali, con manifestazioni varie, si fanno strada i prodotti dell'attività magmatica endogena: polveri, gas, vapori e materiali fusi solidi.

La fuoriuscita di materiale è detta eruzione ed i materiali eruttati sono lava, cenere, lapilli, gas, scorie varie e vapore acqueo. Le masse di rocce che formano un vulcano vengono chiamate rocce ignee, poiché derivano dal raffreddamento di un magma risalito dall'interno della Terra. La forma e l'altezza di un vulcano dipendono da vari fattori tra cui l'età del vulcano, il tipo di attività eruttiva, la tipologia di magma emesso e le caratteristiche della struttura vulcanica sottostante al rilievo vulcanico. Sulla

superficie terrestre il 91% dei vulcani è sottomarino (in gran parte situati lungo le dorsali medio oceaniche), mentre circa 1500 sono quelli oggi attivi sulle terre emerse.

Il magma con alto contenuto di silice (superiore al 65%) è detto acido mentre quello con silice al 52% è detto basico. I vulcani possono eruttare in modo tranquillo (effusivi), o in modo esplosivo. I fattori che influiscono sulle caratteristiche di un vulcano sono la viscosità del magma e il suo contenuto di silice, dal quale dipende la composizione del magma.



Schema strutturale di un vulcano.

Descrizione

Nell'astenosfera e nella crosta terrestre, in seguito ai processi tettonici, si creano grosse masse magmatiche a causa delle forze tettoniche, degli attriti e dei conseguenti livelli di pressione e temperatura. Tali fattori rappresentano poi anche le cause stesse della risalita e fuoriuscita di magma sulla superficie terrestre dando vita alle eruzioni e ai vulcani stessi.

Ciò che è comunemente chiamato vulcano, nella terminologia tecnica è definito *edificio vulcanico* o *cono vulcanico*, ma siccome il termine più usato è *vulcano*, l'edificio vulcanico molto spesso è chiamato così anche in geologia.

I vulcani testimoniano l'esistenza, nelle zone profonde della litosfera, di masse fuse silicatiche naturali dette magmi.

Un generico vulcano è formato da:

- una camera magmatica, ovvero il serbatoio sotterraneo nel quale è presente il magma che alimenta il vulcano.

- un camino o condotto vulcanico principale, luogo di transito del magma dalla camera magmatica verso la superficie.
- un cratere o bocca sommitale, dove sgorga il condotto principale.
- uno o più condotti secondari, i quali, sgorgando dai fianchi del vulcano o dalla stessa base, danno vita a dei coni e crateri secondari.
- delle fessure laterali, fratture longitudinali sul fianco del vulcano, provocate dalla pressione del magma. Esse permettono la fuoriuscita di lava sotto forma di eruzione fessurale.

Il camino non è necessariamente situato geograficamente sulla perpendicolare della faglia da cui affluisce il magma, dato che il condotto può essere anche a percorso trasversale (anzi, solitamente lo è, eccetto che nei punti caldi); un vulcano può essere il camino di una faglia situata a parecchi chilometri di distanza. È il caso del Vesuvio, la cui faglia passa circa 40 km più ad est.

Cono vulcanico

Viene definito *cono vulcanico* la parte in superficie del vulcano formata dall'edificio che prende la forma di un cono più o meno integro sulla cui sommità si apre un cratere principale. Il cono vulcanico può naturalmente variare nella forma dipendentemente dalla composizione del magma solidificato che lo costituisce e dalla quantità di materiale fuoriuscito dal serbatoio magmatico sottostante.

I vulcani delle isole Hawaii, come il Mauna Kea e il Mauna Loa, hanno coni vulcanici molto grandi ma i loro pendii sono relativamente poco ripidi, questo grazie al loro magma prevalentemente basico molto fluido che viene eruttato in grandi quantità. Al contrario, vulcani come il Vesuvio hanno coni con pendici ripide ed edificio di gran lunga inferiore per massa rispetto ai fratelli maggiori prima citati. Questi vulcani hanno un magma viscoso e questo impedisce lunghe colate e dà origine a forti esplosioni a causa del tappo solido che si forma dopo eruzioni precedenti nella parte terminale del camino magmatico. Alcuni coni vulcanici presenti sul pianeta hanno geometria perfetta come il Cotopaxi in Ecuador.



Il Pu'u 'Ō'ō, cratere del vulcano Kīlauea, sull'isola di Hawai'i



Una foto aerea, antecedente al 1985, della cima innevata del Cotopaxi che evidenzia il cratere centrale perfettamente circolare.

Disposizione dei vulcani

La disposizione dei vulcani risulta localizzata in massima parte lungo i margini tra le placche tettoniche (es. cintura di fuoco) e in particolare lungo le fosse abissali (zone di subduzione) dove lo sprofondamento della crosta oceanica sotto altre porzioni di crosta porta alla fusione di parte della zona rocciosa di contatto per attrito, oppure lungo le dorsali oceaniche dove il magma del mantello terrestre risale in superficie attraverso le fratture della crosta oceanica, punti nei quali il magma solidificato viene ad ogni eruzione a "saldare" le placche stesse; i terremoti lungo le dorsali sono dunque la rottura repentina di queste saldature al raggiungimento di un certo livello di stress meccanico. Questo è anche il motivo per cui le eruzioni sono spesso precedute da terremoti. In queste zone dunque il vulcanismo è spesso associato anche ai fenomeni sismici per la concomitanza delle forze tettoniche in gioco. L'Italia è l'unico stato nell'Europa continentale ad avere vulcani attivi sul suo territorio. Un vulcano è una spaccatura nel terreno dalla quale fuoriescono lava incandescente, grandi quantità di gas e cenere. L'eruzione può provocare danni e trasforma in poco tempo il territorio circostante anche a grande distanza.

Studio dei vulcani

Per la loro grandiosità di manifestazione i vulcani erano oggetto di ammirazione, timore, curiosità e studio fin dall'antichità con diverse interpretazioni nate per spiegarne l'origine. Platone ammetteva l'esistenza di un fiume sotterraneo di fuoco, il *Piroflegetonte*, che nel vulcano trovava uno sfogo. Seneca indicava, quale causa di eruzioni e terremoti, la penetrazione dell'acqua nel sottosuolo: quando l'acqua raggiungeva la materia incandescente liberava vapore a forte pressione. Nel 79 d.C., Plinio il Giovane descrive l'eruzione del Vesuvio che seppellì Pompei, Ercolano e Stabia in cui perse la vita lo zio Plinio il Vecchio. Ma la

vera scienza che studia i vulcani, la vulcanologia, nasce solo nel XVII secolo, quando i naturalisti si interessarono alle eruzioni del Vesuvio (1631) e dell'Etna (1669).

Tale scienza ottiene progressi decisivi con gli studi di Lazzaro Spallanzani, e quindi nel XIX secolo, con l'aiuto della petrografia. L'origine dei vulcani viene spiegata con varie teorie, di cui due importanti e opposte fra loro:

- la teoria dei crateri di sollevamento di Christian Leopold von Buch;
- la teoria dell'accumulazione esterna di Scrope e Spallanzani.

Nella teoria di von Buch, i vulcani sarebbero originati dal magma che solleverebbe gli strati esterni della terra formando dei coni, che poi si romperebbero in alto formando i crateri. Nella seconda, i vulcani sarebbero dovuti ad accumulo di materiale solido emessi o proiettati dal condotto vulcanico.

Il calore che viene prodotto all'interno esercita una pressione uniforme su tutta la crosta, e dove è più sottile cederebbe, facendo fuoriuscire il magma, causando la nascita dei vulcani. Senza trascurare poi il peso che esercita la zolla galleggiante sul magma per forza di gravità, secondo il principio di Archimede.



Eruzione dello Stromboli (1980).

Classificazione dei vulcani

I vulcani possono essere classificati in base al tipo di apparato vulcanico esterno o al tipo di attività eruttiva: entrambe le caratteristiche sono strettamente legate alla composizione del magma e della camera magmatica (e quindi della lava che emettono). Tale classificazione è detta *Classificazione Lacroix* dal geologo francese Alfred Lacroix che per primo la ideò.

Considerando il tipo di apparato vulcanico si hanno 4 tipi di vulcani: vulcani a scudo, vulcani a cono (o stratovulcani), vulcani sottomarini e vulcani lineari.

Vulcani a scudo

Un vulcano a scudo presenta fianchi con pendenza moderata, ed è costruito dall'eruzione di lava basaltica fluida. La lava basaltica tende a costruire enormi coni a bassa pendenza, in quanto la sua scarsa viscosità le consente di scorrere agevolmente sul terreno o sotto di esso, nei tubi di lava, fino ad arrivare a molti km di distanza senza consistente raffreddamento. I maggiori vulcani del pianeta sono vulcani a scudo. Il nome viene dalla geometria degli stessi, che li fa assomigliare a scudi appoggiati al terreno.

Il più grande vulcano a scudo della Terra è il Massiccio Tamu, un gigantesco vulcano sottomarino non attivo la cui superficie si estende per circa 310.000 chilometri quadrati. Il più grande vulcano a scudo attivo è invece il Mauna Loa, nelle Hawaii; si eleva per 4169 m s.l.m., ma la sua base è situata circa 5000 metri sotto il livello del mare, pertanto la sua altezza effettiva è di oltre 9000 metri. Il suo diametro alla base è di circa 250 km, per una superficie complessiva di circa 5000 chilometri quadrati (il 2% dell'enorme Massiccio Tamu).

Vulcani a cono - stratovulcani

Troviamo un vulcano a cono quando le lave sono acide. In questi casi il magma è molto viscoso e trova difficoltà nel risalire, solidificando velocemente una volta fuori. Alle emissioni laviche si alternano emissioni di piroclastiti, materiale solido che viene espulso e che, alternandosi con le colate, forma gli strati dell'edificio. Eruzioni di questo tipo possono essere molto violente (come quella del Vesuvio che seppellì Pompei ed Ercolano), poiché il magma tende ad ostruire il camino vulcanico creando un "tappo"; solo quando le pressioni interne sono sufficienti a superare l'ostruzione, l'eruzione riprende (eruzione di tipo vulcaniano), ma nei casi estremi ci può essere un'esplosione che può arrivare a distruggere l'intero vulcano (eruzione di tipo peléeano). Il vulcanismo di questo tipo è presente lungo il margine continentale delle fosse o dei sistemi arco-fossa, dove il magma proviene dalla crosta e in cui le rocce sono di composizione più esogena.

Vulcani sottomarini

Un terzo tipo di vulcani sono i vulcani sottomarini nella forma di semplici spaccature della crosta oceanica da cui fuoriescono magma e gas. Rappresentano i vulcani più diffusi sulla Terra ed hanno dato vita nel corso della storia geologica della Terra alle dorsali oceaniche ed alle isole od arcipelaghi di origine vulcanica. Vulcani di questo tipo, oltre che semplici spaccature della crosta, possono essere sia vulcani a scudo sia vulcani a cono e possono eruttare in modo effusivo od esplosivo.

In base al tipo di attività eruttiva

A grandi linee si possono distinguere *vulcani rossi* (caratterizzati da emissioni effusive in cui l'accumulo delle colate laviche dona all'edificio vulcanico un aspetto "marrone-rossastro") e *vulcani grigi* (vulcani con eruzioni di carattere esplosivo in cui l'accumulo di ceneri dona all'edificio vulcanico un aspetto grigio-nero).

Esistono solo 7 tipi di eruzioni, e sono:

1. *hawaiano*;
2. *islandese*;
3. *stromboliano*;

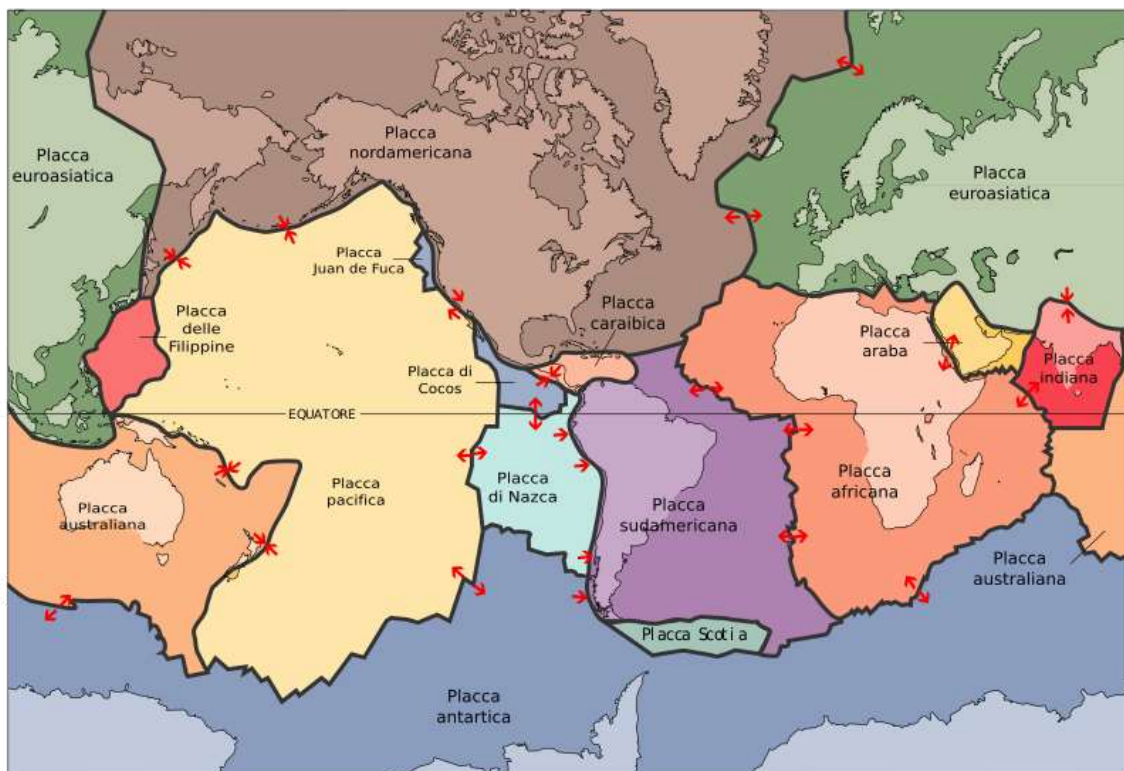
4. *vulcaniano*;
5. *vesuviano*;
6. *pliniano e peleano*;
7. *grandi caldere*.

Il vulcanismo secondario

Il *vulcanismo secondario* rappresenta una serie di fenomeni che sono la manifestazione secondaria dell'attività di un vulcano o quando il vulcano è dichiarato spento, ma il magma residuo permane comunque in profondità nella camera magmatica raffreddandosi e solidificandosi nel corso di milioni di anni, nel corso dei quali continua ad interagire con il terreno, l'acqua delle falde, i gas in risalita determinando la liberazione di gas o il riscaldamento delle acque del sottosuolo con conseguente ulteriore emissione di gas e vapor d'acqua. Tale massa in raffreddamento è detta *plutone* e dà origine a popolari fenomeni detti *manifestazioni tardive*. Esempi di questi fenomeni sono i geysir, le sorgenti termali, le fumarole, le mofete, i soffioni boraciferi, le solfatare, le salse. Un altro fenomeno di vulcanismo secondario è il bradisismo, che consiste nel movimento verticale del terreno veloce dal punto di vista geologico, ma estremamente lento e percepibile a livello strumentale.

Tettonica delle placche

La **tettonica delle placche** è il modello di dinamica della Terra su cui concorda la maggior parte degli scienziati che si occupano di scienze della Terra.



Mappa delle placche tettoniche della Terra.

Descrizione



Le placche tettoniche terrestri.

Questa teoria è in grado di spiegare, in maniera integrata con altre conclusioni interdisciplinari, fenomeni che interessano la crosta terrestre quali: attività sismica, orogenesi, la disposizione areale dei vulcani, le variazioni di chimismo delle rocce magmatiche, la formazione di strutture come le fosse oceaniche e gli archi vulcanici, la distribuzione geografica delle faune e flore fossili durante le ere geologiche e i motivi per cui le attività vulcaniche e sismiche sono concentrate su determinate zone.

La base da cui partire per la comprensione della tettonica è accettare che, in origine, il mantello fosse coperto da magma il quale iniziò a solidificarsi quando la roccia fluida raggiunse il livello di temperatura inferiore a quella di fusione a causa dell'assenza di sorgenti di calore capaci di mantenere le condizioni precedenti. E quindi due super continenti, che col progressivo raffreddamento e solidificazione del magma si sarebbero espansi ciascuno in direzione dell'Equatore, fino ad unirsi/scontrarsi formando un super continente, fratturatosi poi a sua volta a causa della riduzione del volume del magma sottostante, sia per la solidificazione, sia per la sua fuoriuscita attraverso i punti più sottili della crosta, i vulcani.

Sulla base di studi geofisici e petrologici si è riconosciuto che la crosta terrestre, insieme alla parte più esterna del mantello superiore sottostante, forma la cosiddetta litosfera, un involucro caratterizzato da un comportamento fragile anche alla scala del tempo geologico, con uno spessore che va da 0 a 100 km per la litosfera oceanica raggiungendo un massimo di 200 km per quella continentale (in corrispondenza della orogenesi).

La litosfera è suddivisa in una decina di placche tettoniche (dette anche "zolle tettoniche") principali (di varia forma e dimensione) e più numerose altre *micro placche*; queste placche si possono paragonare a zattere che "galleggiano" (in equilibrio isostatico) sullo strato immediatamente sottostante del mantello superiore, l'astenosfera.

Per effetto combinato delle elevate temperature, pressioni e dei lunghi tempi di applicazione degli sforzi l'*astenosfera*, pur essendo allo stato solido, ha un comportamento plastico, ovvero si comporta come un fluido ad elevata viscosità, i cui

movimenti sono significativi su scala geologica, ovvero per tempi dell'ordine di milioni di anni.

Le zolle tettoniche si possono muovere sopra l'astenosfera e collidere, scorrere l'una accanto all'altra o allontanarsi fra loro. Per tale motivo, nel corso della storia della terra, l'estensione e la forma di continenti ed oceani hanno subito importanti trasformazioni.

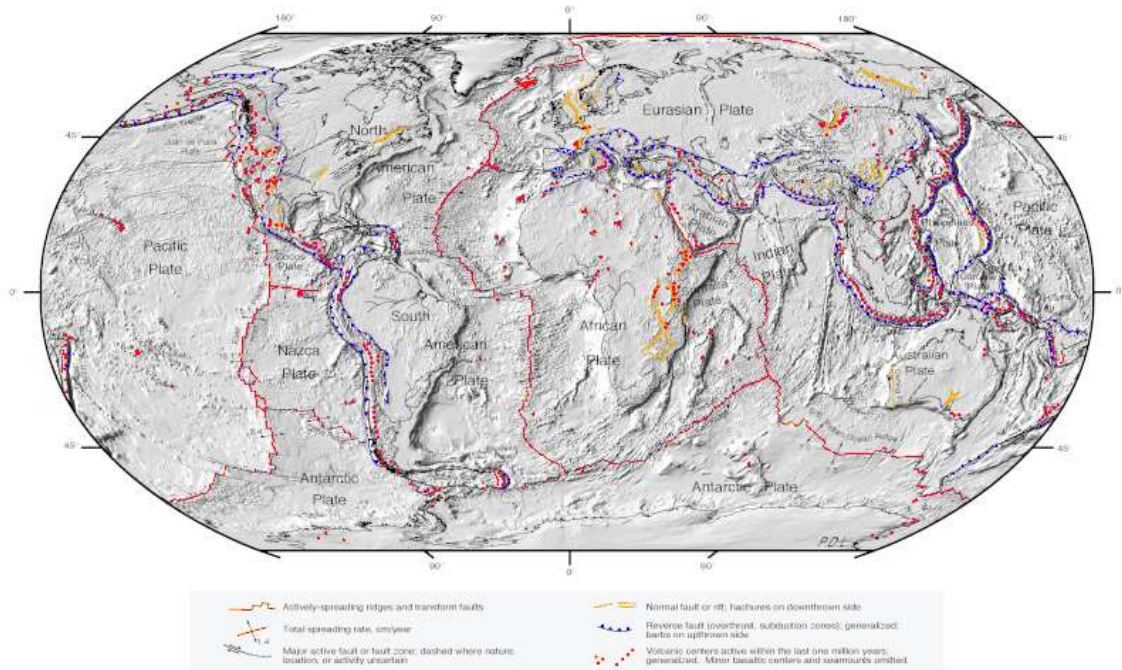
Le placche maggiori sono:

- Placca antartica
- Placca sudamericana
- Placca africana
- Placca indo-australiana (Placca indiana + Placca australiana)
- Placca pacifica
- Placca nordamericana
- Placca euroasiatica

Le placche minori principali sono:

- Placca di Nazca
- Placca di Cocos
- Placca caraibica
- Placca Scotia
- Placca Araba o Arabica
- Placca delle Filippine
- Placca Juan de Fuca
- Placca anatoliana

DIGITAL TECTONIC ACTIVITY MAP OF THE EARTH Tectonism and Volcanism of the Last One Million Years



Fondamentale per il riconoscimento della teoria della *tettonica a zolle* e dei suoi meccanismi fu la scoperta dell'espansione dei fondali oceanici, confermata dallo studio delle anomalie magnetiche rilevate in prossimità della dorsale medio-atlantica. Tali anomalie risultano distribuite in fasce simmetriche, lungo i due lati delle dorsali oceaniche, e l'analisi della loro cronologia dimostra che l'età geologica dei basalti sul fondale oceanico aumenta, in ciascun lato, allontanandosi dalla cresta della dorsale.

Inoltre lo studio dei fenomeni sismici intorno al *piano di Benioff*, individuato dalla disposizione degli ipocentri dei terremoti e da altre osservazioni geologiche, apportò nuovi elementi per spiegare la dinamica delle placche.

I modelli basati sulla teoria della tettonica a zolle descrivono le interazioni che avvengono tra le zolle e le conseguenze macroscopiche di queste interazioni.

Si basano principalmente su quattro ipotesi di base:

1. nuova *litosfera oceanica* viene generata lungo le dorsali oceaniche, in maniera continuativa o episodica, a causa del processo di espansione dei fondali oceanici: si tratta di magma che si solidifica nelle porzioni di crosta terrestre lasciate vuote dall'allontanamento delle zolle interessate;
2. la crosta oceanica appena creata entra a far parte di una zolla rigida (e può includere anche continenti);
3. l'area totale della superficie terrestre rimane invariata nel tempo, ossia la lunghezza del raggio terrestre rimane costante, e pertanto ciò implica che le zolle venendo a contatto fra loro devono quindi essere consumate da qualche parte con la stessa velocità con cui vengono create;
4. le zolle litosferiche trasmettono lateralmente tutti gli sforzi a cui sono sottoposte (hanno appunto un comportamento rigido).

I confini tra le placche

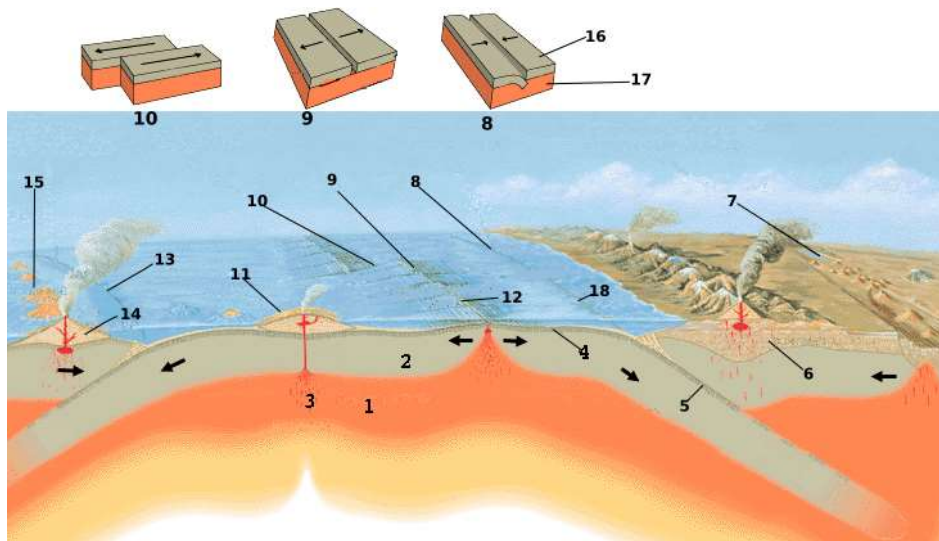
I margini di zolla sono di tre tipi:

- **Margini a scorrimento laterale ("conservativi")** lungo i quali la crosta non viene mai né creata né distrutta e le zolle scorrono lateralmente l'una rispetto all'altra. Essi sono rappresentati principalmente dalle faglie trascorrenti e dalle faglie trasformi (destrorse o sinistrorse a seconda del verso del movimento relativo).
- **Margini divergenti (di accrescimento, "costruttivi")**, lungo i quali le zolle si allontanano l'una dall'altra creando faglie normali o dirette e lo spazio creato viene occupato da nuova litosfera oceanica generata dalla risalita adiabatica di un diapiro (rocce plastiche e leggere che risalgono tra rocce più pesanti) di astenosfera calda che quindi fonde parzialmente (fusione per decompressione). Si ha quindi la creazione di una catena montuosa chiamata dorsale oceanica lunga decine di migliaia di chilometri e che percorre tutti gli oceani del globo in modo più o meno regolare. Un esempio lampante è dato dalla dorsale medio-atlantica che corre al centro dell'oceano Atlantico e che separa le zolle americane a ovest da quella euroasiatica e africana a est. Lungo la zona assiale delle dorsali si ha un'importante emissione di magmi basaltici (circa 25 km cubici all'anno) che vanno a formare la crosta oceanica. Un *marginale divergente* può essere presente anche su litosfera continentale generando quello che viene definito un rift in cui il movimento divergente non è compensato da

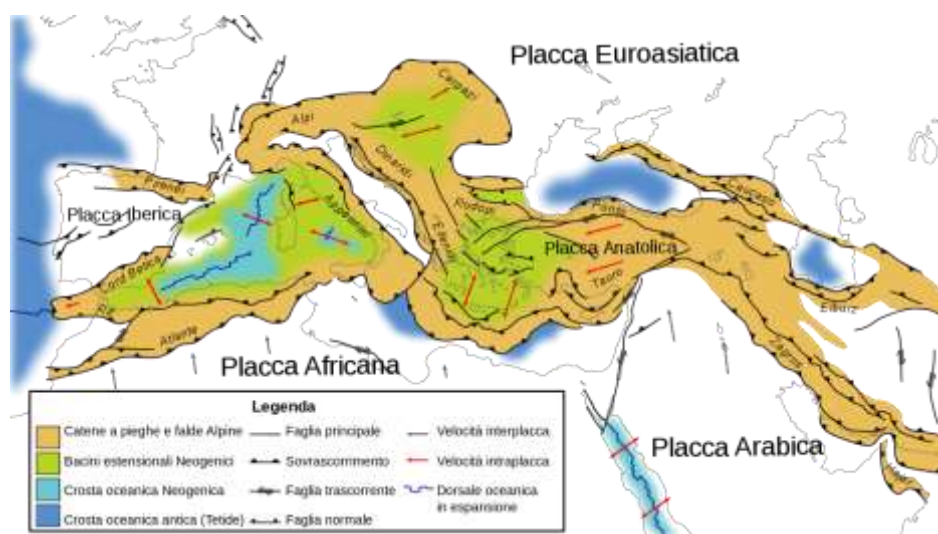
formazione di nuova litosfera ma da assottigliamento e fratturazione di quella già esistente. Oltre al normale vulcanismo basico se ne associa in minor misura uno più acido a causa della fusione di alcune rocce costituenti la crosta continentale le quali sono investite dall'aumento del flusso termico che, a sua volta, è incrementato dalle continue intrusioni di magmi basaltici (generalmente molto caldi con temperature che possono arrivare a 1200 °C; ricordiamo che il granito generalmente fonde a temperature che vanno dai 700 ai 900 °C) di natura simile a quelli che si formano lungo le dorsali. Un importante esempio è dato della "Rift Valley" in Africa orientale. Una volta che è stata completata la rottura della litosfera un rift evolve in una dorsale oceanica, come avviene nel caso del Mar Rosso.

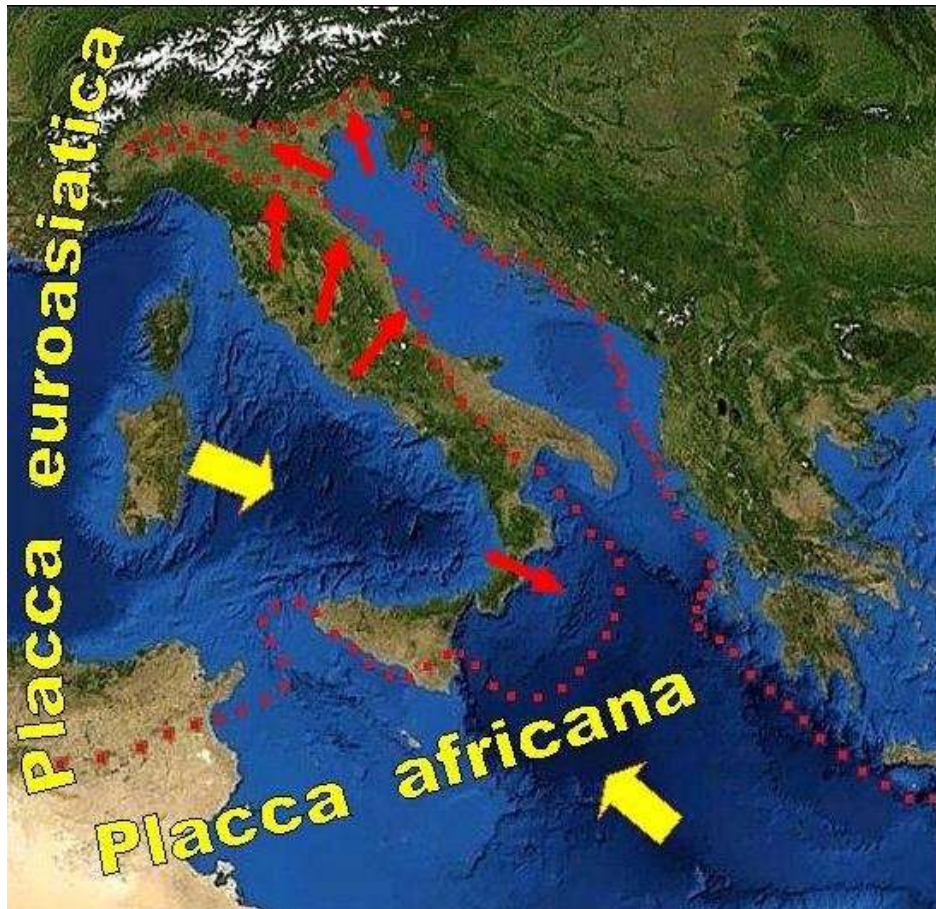
- **Margini convergenti o di subduzione, ("distruttivi")** o sovrascorrimento lungo i quali le zolle si avvicinano l'una all'altra. In questa sede avvengono fenomeni diversi a seconda del tipo di zolle che entrano in collisione. Se a convergere sono una placca continentale e una oceanica, la seconda sottoscorre alla prima attraverso il cosiddetto fenomeno di subduzione e la litosfera oceanica viene trascinata in profondità nel mantello. In queste aree troviamo le fosse abissali e spesso sono presenti fenomeni di vulcanismo di natura andesitica, ovvero di composizione chimica intermedia (ricordiamo che le rocce magmatiche ad una prima approssimazione vengono suddivise, in base al contenuto assoluto di ossido di silicio, in rocce acide, intermedie e basiche) i cui prodotti, evolvendo durante le fasi di accumulo e risalita, tendono a diventare sempre più ricchi di silice (più acidi, fino a granitici). Si viene così a creare in superficie un arco vulcanico sul continente. Tale vulcanismo ha origine dalla presenza di magma causata soprattutto dalla fusione parziale del cuneo di mantello "sopra-Benioff" (fusione per idratazione) e solo in minima parte dalla fusione del materiale sub-dotto. Un esempio di questo tipo è il margine orientale della placca di Nazca che slitta sotto quello occidentale della zolla sudamericana, dando origine alla lunghissima catena montuosa e vulcanica delle Ande (da cui prende il nome il vulcanismo andesitico). Una volta che è stato consumato tutto l'oceano si ha la collisione continentale con il conseguente innalzamento di un orogene. Se a convergere sono due litosfere oceaniche una delle due sottoscorre all'altra generando questa volta un arco vulcanico insulare.

Occorre ricordare che i fenomeni descritti non corrispondono ad una catalogazione netta di tutti i margini tra le placche; si tratta invece di end-members, ovvero dei casi limite (o "puri"), in quanto nei casi naturali si riscontrano tutte le gamme di casi misti possibili; si possono avere per esempio limiti con movimenti transpressivi (trascorrenti e compressivi) poiché raramente il movimento delle placche è perfettamente parallelo (nel caso dei limiti trascorrenti) o perpendicolare (nel caso dei limiti convergenti e divergenti).



1. Astenosfera;
2. Litosfera;
3. Punto caldo;
4. Crosta oceanica;
5. Placca in subduzione;
6. Crosta continentale;
7. Zona di rift continentale (Nuovo margine di placca);
8. Placca a margine convergente;
9. Placca a margine divergente;
10. Placca a margine trasforme;
11. Vulcano a scudo;
12. Dorsale oceanica;
13. Margine di placca convergente;
14. Strato vulcano;
15. Arco isola;
16. Placca;
17. Astenosfera;
18. Fossa

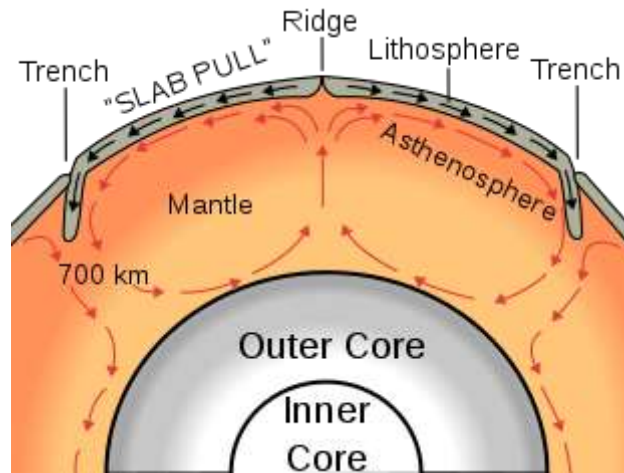




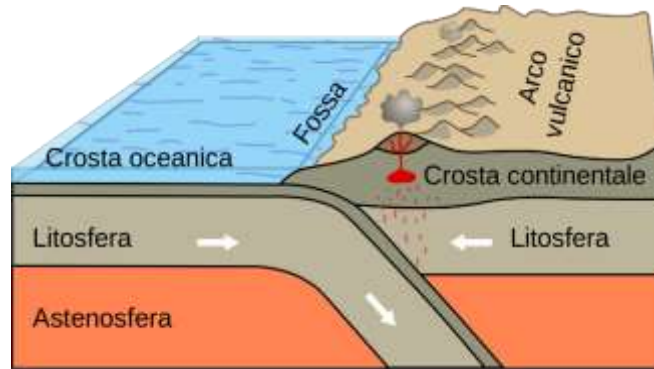
Dinamiche tettoniche nel bacino adriatico. Il limite occidentale del bacino adriatico, si sposta attualmente di circa 40 mm all'anno verso est, sotto la spinta dalla placca euroasiatica, comportando un graduale restringimento del Mare Adriatico.



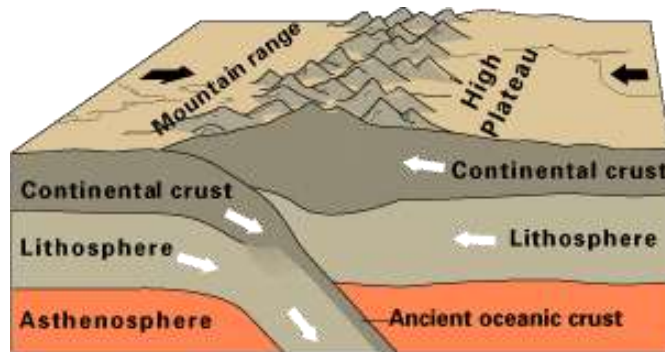
La faglia di Sant'Andrea



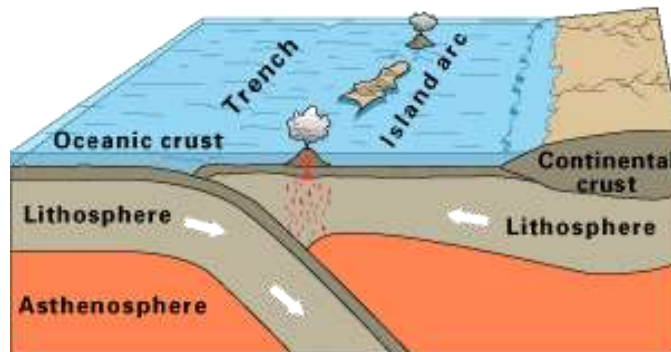
Margini divergenti (costruttivi)



Oceano / Continente



Continental-continental convergence



Oceanic-oceanic convergence

Cause dei movimenti tettonici

Occorre comprendere perché le placche possono muoversi dando origine a tutti i fenomeni finora elencati. A tal proposito è importante ricordare che la terra emette continuamente calore, a riprova dell'esistenza di un nucleo interno molto caldo.

L'origine di questo flusso termico va ricercata nel fenomeno della radioattività; si presume che nel mantello e nel nucleo terrestre abbondino elementi radioattivi come l'Uranio 238 e/o il Torio 232 che decadono emettendo particelle la cui energia cinetica si tramuta in calore. Quindi dall'interno del pianeta si diparte il calore generato che si trasmette agli strati superiori per convezione.

La Cella Convettiva

I movimenti tettonici traggono energia da "*moti convettivi*" che avvengono al di sotto della litosfera, nel mantello terrestre.

Le rocce fluide che costituiscono il mantello sono continuamente rimescolate da correnti convettive, come quelle che si formano portando ad ebollizione una pentola d'acqua; le rocce fluide e calde che costituiscono il magma, tendono a salire in superficie, quelle più dense e fredde della crosta sprofondano nell'astenosfera dove le alte temperature le fondono trasformandole in magma; questo tende poi a risalire in superficie.

Il processo ciclico appena descritto è un esempio di processo convettivo. Il magma che risale in superficie produce nuova litosfera, lungo i margini delle zolle, formando quindi nuova crosta terrestre.

Il movimento circolare di queste celle convettive innesca in superficie i movimenti tettonici, generando un *marginale divergente* quando due masse si allontanano fra loro ed un *marginale convergente* quando si avvicinano fronteggiandosi.

La roccia che costituisce il mantello, pur comportandosi come un fluido, di fatto è solida: nonostante le temperature siano altissime, la pressione mantiene solida la roccia. Per quanto il mantello superiore sia molto fluido e plastico, i fenomeni di magmatismo sono soltanto superficiali: la calda roccia astenosferica risale in quei punti in cui vi è un calo di pressione - per esempio le dorsali- e quindi la roccia si fluidifica e dà luogo al vulcanismo e a fenomeni associati. L'idea delle placche "galleggianti" su un oceano di magma presente, talvolta usata per divulgazione popolare semplicistica non è corretta.

Alcuni geofisici preferiscono considerare la struttura delle celle a due livelli, uno per il mantello superiore ed uno per il mantello inferiore. Le celle del mantello inferiore, operanti in condizioni di maggior densità, si muovono più lentamente, trasmettendo direttamente il calore che permette il movimento delle celle convettive superiori, le quali provocano i movimenti tettonici. Sebbene i due modelli siano ancora oggetto di dibattito, si tende a considerarli come integranti tra loro: infatti, sebbene il moto convettivo possa essere considerato a due livelli, si pensa che alcune masse rocciose passino dall'uno all'altro. In ogni caso, il modello più probabile è quello con un'unica cella sia per il mantello superiore che inferiore: infatti i freddi lembi di litosfera oceanica subdotta presso le fosse fanno sentire i loro effetti ben oltre la discontinuità fra mantello superiore e inferiore.

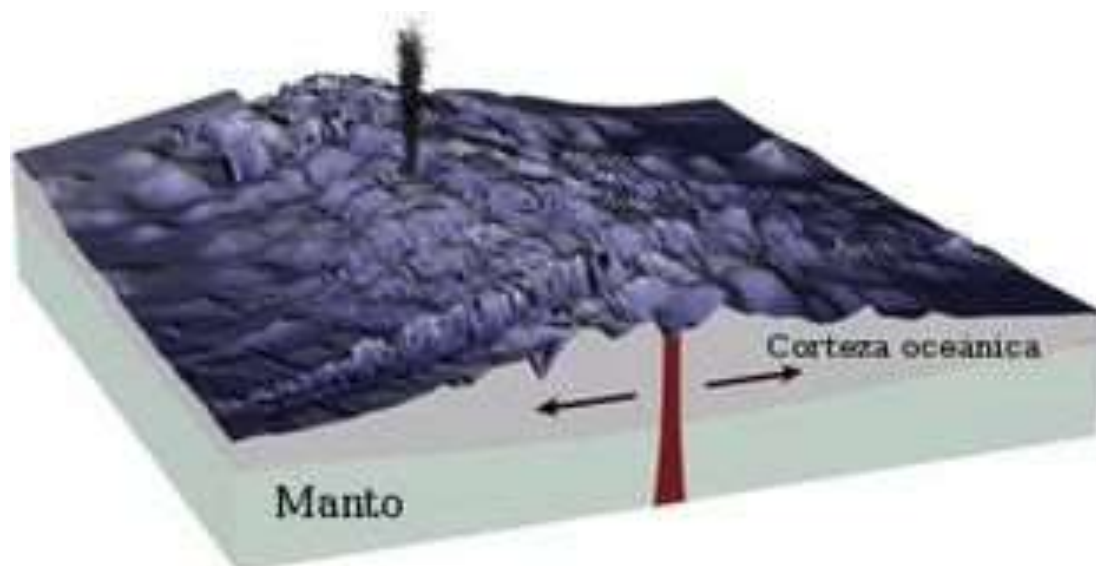
I plume (o punti caldi)

Sulla crosta terrestre si hanno aree soggette a magmatismo anche al di fuori dei limiti tra le placche (magmatismo intraplacca); il caso più comune è rappresentato dai "punti caldi" (es. Hawaii) o in inglese "hot spot" sotto i quali, nel mantello, si ha una risalita di materiale fuso (*Mantle plume*). Non è ancora chiara la profondità della sorgente: alcuni ricercatori sostengono una provenienza profonda direttamente dalla superficie nel *nucleo esterno* (Discontinuità di Gutenberg, circa 2900 km di profondità); altri sostengono invece un'origine più superficiale, dal limite con il *mantello inferiore* (discontinuità a 670 km di profondità), o dal mantello superiore, nell'astenosfera (100–200 km). I plume si manifestano sulla crosta terrestre nei *punti caldi* che risultano essere indipendenti dal movimento tettonico e relativamente fissi.

L'effetto "slab pull"

Uno dei motori proposti per spiegare la tettonica delle placche è il cosiddetto effetto "*slab pull*" che ha luogo quando la placca inferiore entra nel mantello e per la sua minore temperatura si assume che sia più pesante dell'astenosfera in cui penetra, generando una ipotetica forza trattiva verso il basso. Vi sono varie prove scientifiche che questa forza da sola, se esiste, non sia in grado di muovere le placche. Ad esempio il tiro necessario a muovere verso il basso dello *slab pull* è maggiore di quanto la litosfera sia in grado di sostenere a trazione, il che significa che lo slab dovrebbe rompere la litosfera che trascina.

Il modello dello slab pull parte dall'assunto, molto speculativo, che la composizione del mantello superiore sia omogenea, e che la pressione e temperatura determinino solamente delle transizioni di fase. Lo slab, essendo più freddo, tenderebbe a scendere verso il basso. Tuttavia non c'è prova di questa omogeneità chimica anche perché in superficie arriva solo magmatismo che viene alimentato dall'astenosfera (100–200 km), e non abbiamo evidenze certe della composizione mantellica fino a 670 km. Inoltre la pendenza degli slab non ha relazione con l'età della litosfera, dove più è vecchia e più è spessa e fredda, quindi in teoria più densa.



Dettagli sull'effetto slab pull

Il ciclo di Wilson

Fosse e dorsali non sono strutture stabili; c'è una continua evoluzione che si spiega nella seguente maniera. Una *fossa* può essere sostituita e distrutta da un'altra, mentre la risalita del magma attraverso una *dorsale* può arrestarsi e condurla all'arresto completo. Una nuova *dorsale* può nascere nel bel mezzo di un continente oppure in un mare di piccole dimensioni: quando grandi masse di materiale caldo in risalita giungono in prossimità della litosfera, la stessa può fratturarsi dando origine ad un embrione di dorsale, ad esempio la già citata Rift Valley (in Africa), testimoniata da una lunga spaccatura con i bordi molto scoscesi e strutturati a "gradinate".

In seguito la lava inizia a fuoriuscire formando nuova crosta oceanica, mentre i margini dei due nuovi continenti si allontanano fra loro. Le acque invadono rapidamente la depressione: questo è il cosiddetto stadio giovanile di un *oceano*. In ultimo vi è lo stadio di maturità: lungo i margini dell'ormai ampio bacino oceanico si accumulano i detriti che vanno a formare la scarpata oceanica, confine fra *crosta oceanica* e *crosta continentale*. Il processo si può anche invertire: i continenti possono riavvicinarsi e, scontrandosi, dar luogo al fenomeno dell'orogenesi.

Questo fenomeno è noto come "*ciclo di Wilson*", grazie a cui si è potuti risalire ad antiche disposizioni continentali, come i supercontinenti *Pangea* (250 milioni di anni fa) e *Rodinia* (750 milioni di anni fa). Secondo questa teoria ci sarebbe la ciclica formazione di un supercontinente che poi tende a smembrarsi e ricomporsi in seguito, in un lasso di tempo stimato in circa 500 milioni di anni.



Il supercontinente denominato Pangea, risalente a 250 milioni di anni fa.



Ricostruzione della Rodinia a 750 Ma, con le aree vecchie di 1.1 Ga in verde. I punti rossi indicano i graniti di tipo-A di 1.3–1.5 Ga.

STORIA

Le sorgenti calde sono state utilizzate per la balneazione almeno fin dal Paleolitico. Il centro termale più antico conosciuto è una piscina in pietra in Cina sulla montagna Lisan costruita durante la dinastia Qin nel III secolo a.C., nello stesso luogo in cui il palazzo Huaqing Chi fu poi costruito.



La più antica piscina conosciuta alimentata da una sorgente calda, costruita durante la dinastia Qin nel III secolo a.C.

Nel primo secolo d.C., i Romani conquistarono *Aquae Sulis*, ora Bath, nel Somerset in Inghilterra e utilizzarono le sue sorgenti calde per alimentare i bagni pubblici e il riscaldamento a pavimento. I costi di ammissione per questi bagni rappresentano probabilmente il primo utilizzo commerciale dell'energia geotermica. Il sistema più antico di riscaldamento geotermico per un quartiere è stato installato a Chaudes-Aigues, Francia ed è divenuto operativo nel XIV secolo. Il primo sfruttamento industriale è iniziato nel 1827 con l'uso del vapore di un geysir per estrarre l'acido borico da un vulcano di fango, presso Larderello, in Italia.

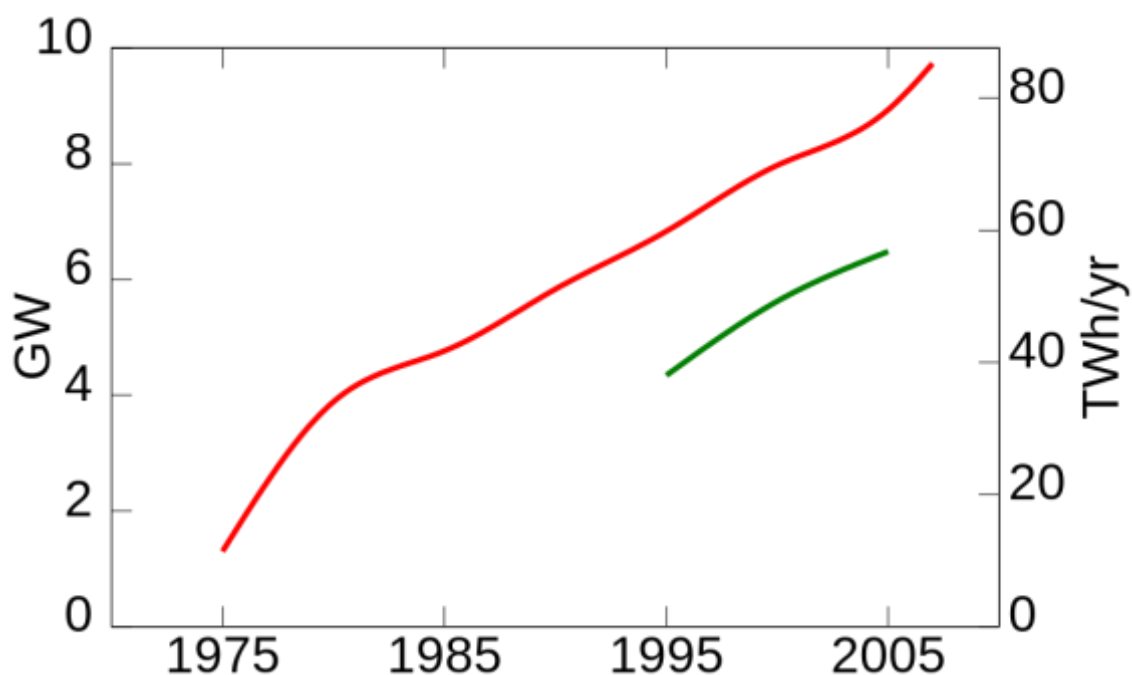
Nel 1892, il primo sistema di teleriscaldamento statunitense a Boise, Idaho fu alimentato direttamente da energia geotermica ed è stato copiato a Klamath Falls, Oregon nel 1900. Un profondo pozzo geotermico è stato usato per riscaldare le serre in Boise nel 1926 e geysir sono stati utilizzati per riscaldare le serre in Islanda e in Toscana circa nello stesso periodo. Charlie Lieb sviluppò il primo scambiatore di calore in fondo ad un pozzo nel 1930 per riscaldare la propria casa. Il vapore e l'acqua calda dal geysir iniziarono ad essere utilizzati per il riscaldamento domestico in Islanda a partire dal 1943.

Nel XX secolo, la domanda di energia elettrica ha portato a considerare la geotermia come fonte di generazione. Il principe Piero Ginori Conti sperimentò il primo generatore geotermico il 4 luglio 1904, presso lo stesso campo di Larderello dove era iniziata l'estrazione degli acidi da geotermia. Questo esperimento portò all'accensione di cinque lampadine. Più tardi, nel 1911, in quel posto il primo impianto geotermico commerciale del mondo è stato costruito. Fino al 1958 questo è stato il primo impianto di produzione industriale al mondo di energia elettrica geotermica, fino a quando la Nuova Zelanda ne costruì uno nel 1958. Nel 2012 essa ha prodotto circa 594 megawattora.

Lord Kelvin inventò la pompa di calore nel 1852 e Heinrich Zoelly brevettò, nel 1912, l'idea di usarla per estrarre calore dalla terra. Ma ciò non è stato realizzato fino alla fine del 1940 quando la pompa di calore geotermica è stata prodotta con successo. La prima era probabilmente un sistema di 2,2 kW a scambio diretto fatto in casa di Robert C. Webber, ma le fonti non concordano il momento esatto della sua invenzione. J. Donald Kroeker progettò la prima pompa di calore geotermica commerciale per riscaldare l'edificio del Commonwealth (Portland, Oregon). Il professor Carl Nielsen, dell'Ohio State University, ha realizzato la prima versione residenziale ad anello aperto nella sua casa nel 1948. La tecnologia è diventata popolare in Svezia, a seguito della crisi petrolifera del 1973, ed è cresciuta lentamente in tutto il mondo da allora. Lo sviluppo del tubo di polibutilene, avvenuto nel 1979, aumentò notevolmente la redditività della pompa di calore.

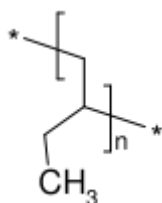
Nel 1960, la *Pacific Gas and Electric* mise in funzione la prima centrale geotermica elettrica di successo negli Stati Uniti, presso *The Geysers* in California. La turbina originale è durata per più di 30 anni e produceva 11 MW di potenza netta.

La centrale a ciclo binario è stata presentata per la prima volta nel 1967 in Unione Sovietica e successivamente fu introdotta negli Stati Uniti nel 1981. Questa tecnologia permette la generazione di energia elettrica da fonti a temperatura molto più bassa rispetto al passato. Nel 2006, un impianto a ciclo binario in Chena Hot Springs, Alaska, è divenuto operativo per la produzione di energia elettrica da una bassa temperatura del fluido (record di 57 °C).



Capacità elettrica geotermica mondiale. La linea rossa superiore è la capacità installata, la linea verde inferiore misura la produzione.

Polibutilene



Formula chimica:

Abbreviazioni: PB-1

Nomi alternativi: polibutene-1, poli(1-butene)

Numero CAS: 9003-28-5

Densità (g/cm³, in c.s.): 0.95

Temperatura di fusione (K): 408

Il **polibutilene** (o **polibutilene-1**, **poli(1-butene)**, **PB-1**, in inglese *polybutylene*) è una poliolefina, un polimero saturato di formula $(C_4H_8)_n$. Non si deve confondere con il polibutene, un oligomero a basso peso molecolare.

Il polibutilene si produce per polimerizzazione dell'1-butene, usando catalizzatori di Ziegler-Natta supportati (di terza o quarta generazione). Questo polimero presenta un alto peso molecolare, è lineare, isotattico e semicristallino. Combina le caratteristiche tipiche delle poliolefine classiche con alcune proprietà dei tecnopolimeri.

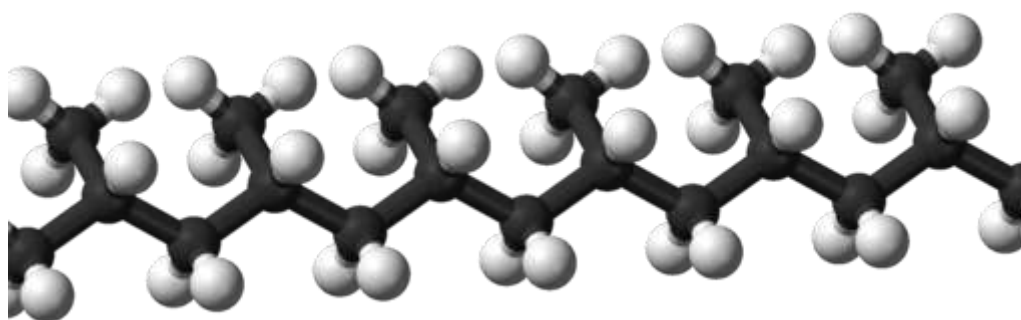
Il PB-1, quando utilizzato tal quale o in forma di resina rinforzata, può sostituire materiali come metalli, gomme e polimeri ingegneristici. Viene anche utilizzato sinergicamente

come un plastificante per alterare le caratteristiche di poliolefine quali polipropilene e polietilene. Date le sue proprietà specifiche, è principalmente usato in tubi sottoposti a pressione, in packaging flessibili, adesivi.

In chimica la tatticità è la configurazione stereochimica relativa tra atomi di carbonio asimmetrici (o stereogenici) adiacenti lungo la catena di un polimero. L'importanza della tatticità è nel suo riflettersi sulle proprietà fisiche e reologiche del polimero, che ne influenzano le possibilità applicative.

Un polimero è detto:

- isotattico - quando tutti gli atomi di carbonio hanno la stessa configurazione relativa, ovvero tutti i sostituenti che sporgono dalla catena principale sono sullo stesso lato.



Modello tridimensionale di polipropilene isotattico.

Sintesi

Il PB-1 isotattico è sintetizzato commercialmente con due tipi di catalizzatori di Ziegler-Natta. Il primo tipo di catalizzatore contiene due componenti: un pre-catalizzatore solido (la forma δ -cristallina del TiCl_3) insieme ad una soluzione di alluminio organico come $\text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_3$. L'ingrediente attivo del catalizzatore è il TiCl_4 intrappolato in un supporto microcristallino di MgCl_2 . Questo catalizzatore contiene anche dei modificatori appartenenti alla categoria degli esteri o degli eteri. I pre-catalizzatori sono attivati dalla combinazione dei composti di alluminio organico e i modificatori organici o organometallici. Due dei maggiori vantaggi tecnologici del catalizzatore immobilizzato sono l'alta produttività e l'alta percentuale di polimero cristallino isotattico che viene prodotto a 70–80 °C in condizioni standard di polimerizzazione.

Caratteristiche

Scaldato al di sopra di 190 °C, il PB-1 può essere facilmente sottoposto a stampaggio a iniezione, soffiaggio o compressione o estrusione. A causa della sua struttura cristallina e il peso molecolare elevato, ha una buona resistenza alla pressione idrostatica, mostrando raramente danni anche ad alte temperature. È flessibile, resiste bene agli impatti e ha una buona resistenza elastica.

Il polibutilene isotattico cristallizza in tre forme diverse. La cristallizzazione parte dalla soluzione della forma III, con un punto di fusione di 106.5 °C. Dopo la fusione della forma III, tramite il raffreddamento si arriva alla forma II che fonde a 124 °C e ha una

densità di $0,89 \text{ g/cm}^3$. A temperatura ambiente, si converte spontaneamente nella forma I che ha un punto di fusione di $135 \text{ }^\circ\text{C}$ e ha densità pari a $0,95 \text{ cm}^3$.

Il PB-1 generalmente è resistente ad agenti chimici come detersivi, olii, grassi, acidi, basi, alcoli, chetoni, idrocarburi alifatici e composti polari come l'acqua. Mostra minore resistenza ad idrocarburi aromatici o contenenti cloro o ad acidi ossidanti rispetto ad altri polimeri come polisolfoni o poliammidi 6/6. Altre caratteristiche importanti sono eccellente resistenza all'abrasione e fluidità alla fusione, e buona capacità di rimento. È compatibile con polipropilene, gomme di propil-etilene e elastomeri termoplastici.

Alcune proprietà:

- Modulo elastico: 290–295 MPa
- Carico di rottura: 36.5 MPa
- Peso molecolare medio: 725,000 (g/mol)
- Cristallinità: 48–55%
- Assorbimento igroscopico: $<0.03\%$
- Temperatura di transizione vetrosa: da -25 a $-17 \text{ }^\circ\text{C}$
- Conducibilità termica: $0.22 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$

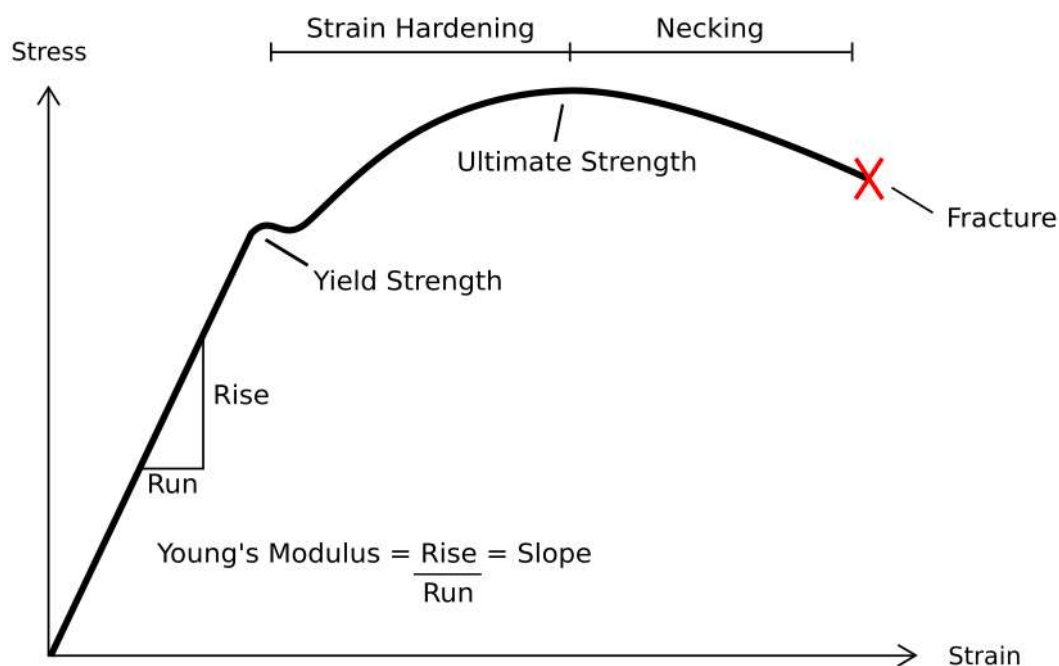
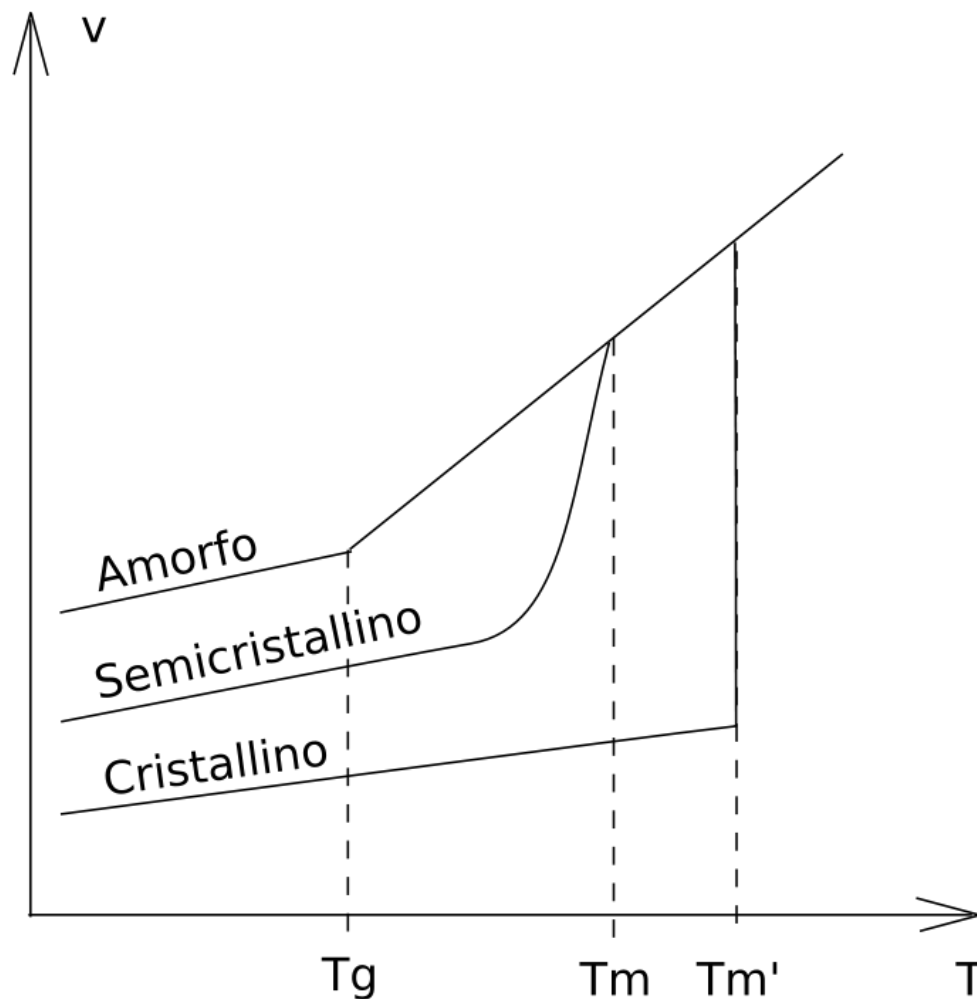


Diagramma sforzo- deformazione di un materiale duttile.



Variazione del volume specifico con la temperatura per un materiale amorfo, semicristallino e cristallino. Sono indicate la temperatura di fusione (T_m e T_m') e la temperatura di transizione vetrosa (T_g).

Applicazioni: (Tubature)

Il principale utilizzo del PB-1 in questo campo è quello delle tubature flessibili a pressione per bevande fredde, calde e distribuzione d'acqua, teleriscaldamento e sistemi di riscaldamento e raffreddamento ad area. Lo standard ISO 15876 definisce i requisiti del materiale per le tubature. I parametri più importanti sono saldabilità, resistenza alle temperature, flessibilità e resistenza alla pressione idrostatica.

PRODUZIONE DI ELETTRICITA'

L'*International Geothermal Association* (IGA) ha calcolato che 10.715 megawatt (MW) di energia geotermica erano stati messi in rete in 24 paesi nel 2006 e che si prevedeva di generare 67.246 GWh di energia elettrica nel 2010. Questo rappresentava un aumento del 20% della capacità messa in rete rispetto al 2005. L'IGA prevedeva una crescita di 18.500

MW entro il 2015, grazie ai progetti attualmente presi in esame, spesso inerenti ad aree precedentemente considerate come poco sfruttabili.

Nel 2010, gli Stati Uniti hanno raggiunto la posizione di leader mondiale nella produzione di elettricità geotermica con 3.086 MW di capacità installata grazie alla presenza di 77 centrali elettriche. Il più grande gruppo di centrali geotermiche in tutto il mondo si trova a *The Geysers*, un parco geotermico in California. Le Filippine sono il secondo più grande produttore con 1.904 MW di capacità. L'energia geotermica costituisce circa il 27% della produzione di elettricità filippina.

Capacità di elettricità geotermica installata

Nazione	Capacità (MW) 2007	Capacità (MW) 2010	Percentuale sulla produzione elettrica nazionale	Percentuale sulla produzione geotermica globale
Stati Uniti d'America	2.687	3.086	0.3	28.2
Filippine	1.969,7	1.904	27	17.4
Indonesia	992	1.197	3.7	10.9
Messico	953	958	3	8.7
Italia	810,5	843	1.5	7.7
Nuova Zelanda	471,6	628	10	5.7
Islanda	421,2	575	30	5.2
Giappone	535,2	536	0.1	4.9
Iran	250	250		2.3
El Salvador	204,2	204	25	1.9

Capacità di elettricità geotermica installata

Nazione	Capacità (MW) 2007	Capacità (MW) 2010	Percentuale sulla produzione elettrica nazionale	Percentuale sulla produzione geotermica globale
Kenya	128,8	167	11.2	1.5
Costa Rica	162,5	166	14	1.5
Nicaragua	87,4	88	10	<1
Russia	79	82		<1
Turchia	38	82		<1
Papua-Nuova Guinea	56	56		<1
Guatemala	53	52		<1
Portogallo	23	29		<1
Cina	27,8	24		<1
Francia	14,7	16		<1
Etiopia	7,3	7,3		<1
Germania	8,4	6,6		<1
Austria	1,1	1,4		<1

Capacità di elettricità geotermica installata

Nazione	Capacità (MW) 2007	Capacità (MW) 2010	Percentuale sulla produzione elettrica nazionale	Percentuale sulla produzione geotermica globale
Australia	0,2	1,1		<1
Thailandia	0,3	0,3		<1
TOTALE	9.981,9	10.959,7		

Le centrali elettriche geotermiche sono state tradizionalmente sviluppate in aree vulcaniche, caratterizzate dalla disponibilità di risorse geotermiche ad alta temperatura in prossimità della superficie o affioranti in superficie. Lo sviluppo di centrali a ciclo binario e i miglioramenti nella capacità di perforazione e nella tecnologia estrattiva, hanno permesso di estendere le zone geografiche ove sia possibile usufruire di questo tipo di energia. Progetti dimostrativi sono operativi a Landau-Pfalz, Germania e Soultz-sous-Forêts, Francia, mentre un tentativo iniziato a Basilea, in Svizzera era stato chiuso dopo aver causato dei terremoti. Altri progetti dimostrativi sono in costruzione in Australia, nel Regno Unito e negli Stati Uniti d'America.

Il rendimento delle centrali elettriche geotermiche di media e bassa entalpia è intorno al 10-23 %, poiché i fluidi geotermici non raggiungono le alte temperature del vapore delle caldaie, diversamente da quanto accade a Larderello dove la produzione avviene sfruttando il vapore naturale. Come in tutti i generatori di elettricità basati sullo sfruttamento di una fonte di calore, le leggi della termodinamica limitano l'efficienza dei motori termici ad estrarre energia utile. Nelle macchine termiche il calore di scarico, anziché essere disperso, può essere utilizzato direttamente e localmente, per esempio nelle serre, nelle segherie, e per il teleriscaldamento. Poiché l'energia geotermica non si basa su fonti di energia variabili, a differenza, per esempio, dell'energia eolica o dell'energia solare, il suo fattore di capacità può essere piuttosto grande. È stato dimostrato poter essere fino al 96%. La media globale è stata del 73% nel 2005.

TIPOLOGIA DELLE SORGENTI GEOTERMICHE

Le sorgenti geotermiche si possono dividere in tre tipi:

- **sorgenti idrotermiche:** la sorgente si trova a profondità non eccessive (1.000–2.000 m) e a seconda della pressione può essere classificata come sorgente geotermica a vapore o ad acqua dominante;
- **sorgenti geopressurizzate:** la sorgente si trova a profondità maggiori (3.000–10.000 m) e l'acqua ivi contenuta è a pressioni elevate (1.000 atm) e ad una temperatura di 160 °C;

- **sorgenti petrotermiche:** la sorgente si trova a profondità maggiori rispetto alle precedenti ed è composta da rocce calde (senza acqua). Circa l'85% delle risorse geotermiche sono di questo tipo ma sono anche di difficile sfruttamento proprio per l'assenza dell'acqua.

Le sorgenti idrotermiche sono a profondità non eccessive (1.000-2.000 m) e sono caratterizzate dalla presenza di acqua all'interno di sacche sotterranee. L'acqua è riscaldata da rocce ignee a elevata temperatura. A seconda della pressione e dello stato dell'acqua può essere classificata come sorgente geotermica a vapore dominante o ad acqua dominante. Questi sistemi costituiscono **la quasi totalità** di sorgenti sfruttate a livello industriale.

Le sorgenti geopressurizzate invece si trovano a profondità decisamente maggiori (2.500-9.000 m). Sono costituite da temperature relativamente basse, ma a pressioni altissime. Queste sacche sono solitamente **ricche di gas naturali e spesso anche di agenti chimici potenzialmente nocivi** anche se naturalmente contenuti nel terreno.

Infine le sorgenti petrotermiche (conosciute anche come Hot Dry Rock – HDR) sono costituite da banchi di rocce a profondità decisamente più elevate ma anche caratterizzate dall'assenza di acqua. Circa l'85% delle sorgenti sul nostro pianeta è di questo tipo anche se lo sfruttamento di esse è molto complesso proprio per l'assenza di acqua che è inizialmente necessario introdurre e poi perchè bisogna aumentare la superficie di scambio fratturando la roccia. La bassa conduttività termica combinata con le moderne tecniche di trivellazione e frantumazione della roccia (per aumentare la superficie di scambio) non giustificano i costi economici solitamente troppo elevati per aree a profondità maggiore di 5 km.

COSTI

Lo sviluppo di un campo geotermico richiede un elevato impiego iniziale di capitale a cui segue un relativo basso costo operativo.

La valutazione economica di questo sviluppo implica di tener conto di un certo numero di fattori: la topografia e l'area geografica ove costruire l'impianto, la geologia del giacimento geotermico e la sua valutazione ed infine il tipo di impianto da realizzare. La maggior parte dei costi (46.58%) è assorbita dalla costruzione dell'impianto in gran parte costruito con acciai speciali, seguita dal costo della perforazioni dei pozzi di sviluppo ed esplorativi (42.1%), quello per la costruzione delle tubazioni per il trasporto del vapore agli impianti (6.85%), i collegamenti con le linee di distribuzione della corrente (2.74%), i rimanenti costi sono distribuiti tra le attività di esplorazione geologica geofisica, le pratiche per ottenere e gestire i permessi governativi.

Capex

In economia aziendale Il **Capex** (da **CAPital EXpenditure**, cioè le spese in conto capitale) indica l'ammontare di flusso di cassa che una società impiega per acquistare, mantenere o implementare le proprie immobilizzazioni operative, come edifici, terreni, impianti o attrezzature. In generale si può parlare di spese in conto capitale quando il bene è stato appena acquistato oppure quando il flusso di cassa è stato impiegato al fine di estendere la vita utile di un bene esistente.

Un livello basso di Capex è solitamente indice di investimenti insufficienti, una situazione che se protratta nel tempo potrebbe nuocere al posizionamento dell'azienda sul mercato, poiché potrebbe avere difficoltà ad affrontare con successo la concorrenza.

Regole contabili

Ai fini fiscali, il Capex è un costo che non può essere dedotto nell'anno in cui è pagato o sostenuto e deve essere capitalizzato. La regola generale è che se la vita utile della proprietà acquisita è maggiore dell'anno imponibile, il costo deve essere capitalizzato. I costi legati alle spese in conto capitale sono quindi ammortizzati o svalutati nel corso della vita del bene in questione.

Le spese in conto capitale comprendono gli importi spesi per:

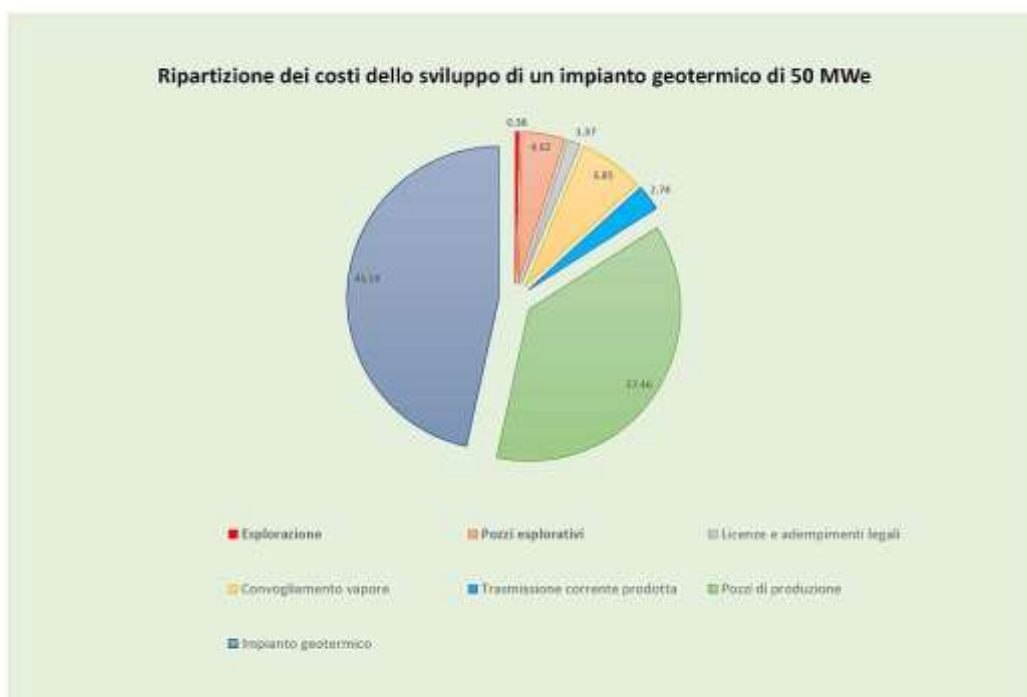
1. acquisire immobilizzazioni (in alcuni casi immateriali)
2. riparare un bene esistente al fine di estenderne la vita utile
3. implementare un bene esistente
4. preparare un bene all'utilizzo nell'attività d'impresa
5. ripristinare la proprietà di un bene od adattarlo ad un uso nuovo o differente
6. avviare od acquisire un nuovo business

Una domanda ricorrente per la contabilità di una qualsiasi società è se determinati costi debbano essere capitalizzati o spesati in economico. I costi spesati in conto economico appaiono in bilancio semplicemente come costi relativi al periodo in cui sono stati sostenuti. I costi capitalizzati, invece, sono ammortizzati o svalutati nel corso di più esercizi. La maggior parte dei normali costi aziendali possono essere sia spesati in conto economico che capitalizzati, ma alcuni costi potrebbero essere contabilizzati in entrambi i modi, in base alle preferenze dell'azienda. Anche gli interessi capitalizzati, se applicabili, sono distribuiti durante la vita utile del bene. La contropartita delle spese in conto capitale è la spesa operativa o costo operativo (Opex).

Opex

La **spesa operativa** o **OpEx** (dal termine inglese OPERating EXpense, ovvero spesa operativa) è il costo necessario per gestire un prodotto, un business o un sistema altrimenti detti costi di O&M (Operation and Maintenance) ovvero costi operativi e di gestione.

La sua controparte, la spesa di capitale o capex (dall'inglese CAPital EXpenditure, ovvero spese per capitale), è il costo per sviluppare o fornire asset durevoli per il prodotto o il sistema. Per esempio, l'acquisto di una fotocopiatrice è da considerarsi CapEx, mentre il costo annuale per carta, toner, alimentazione e manutenzione rappresenta l'OpEx. Per sistemi più estesi come quelli di business, l'OpEx può anche includere il costo della manodopera e quelli dei siti, come l'affitto ed i relativi servizi.



Ripartizione stimata dei costi per realizzare/sviluppare una centrale geotermica con una potenza di 50 MWE.

VANTAGGI E SVANTAGGI

Dal punto di vista della generazione di energia elettrica, la geotermia consente di trarre dalle forze naturali una grande quantità di energia rinnovabile e pulita. Un ulteriore vantaggio è il possibile riciclaggio degli scarti, favorendo il risparmio. La trivellazione è il costo maggiore; nel 2005 l'energia geotermica costava fra i 50 e i 150 euro per MWh, ma pare che tale costo sia sceso tra 50 e 100 euro per MWh nel 2010 e si prevede che scenderà tra 40 e 80 euro per MWh nel 2020.

Anche per quanto riguarda la generazione di energia termica la geotermia (a bassa entalpia) presenta numerosi vantaggi: economia, ambiente, sicurezza, disponibilità ed architettura.

La fonte geotermica riceve in particolar modo due critiche:

- Dalle centrali geotermiche fuoriesce insieme al vapore anche il tipico odore sgradevole di uova marce delle zone termali causato dall'idrogeno solforato, se questo è presente come traccia nei fluidi. Un problema generalmente tollerato nel caso dei siti termali, ma particolarmente avverso alla popolazione residente nei pressi di una centrale geotermica. Il problema è risolvibile mediante l'installazione di particolari impianti di abbattimento.
- L'impatto esteriore delle centrali geotermiche può recare qualche problema paesaggistico. La centrale si presenta, infatti, come un groviglio di tubature anti-estetiche. Un'immagine che non dista comunque da quella di molti altri siti industriali

o fabbriche. Il problema paesaggistico può essere facilmente risolto unendo l'approccio funzionale dei progetti ingegneristici con quello di un'architettura rispettosa del paesaggio e del comune senso estetico.

CENTRALE GEOTERMoeLETRICA

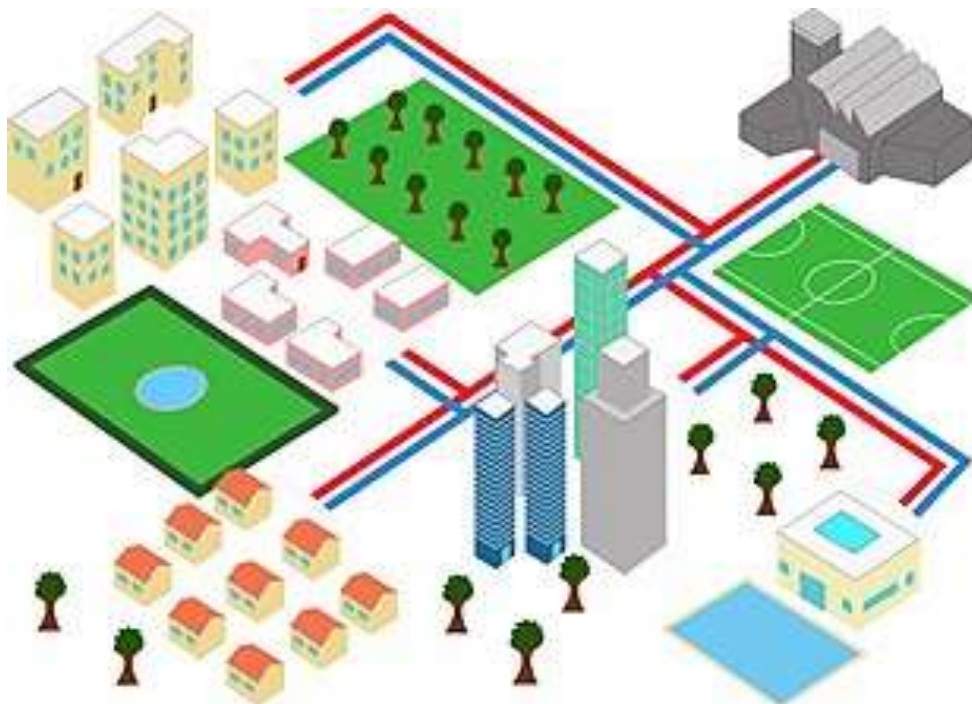
La centrale geotermoelettrica è un tipo di centrale elettrica che produce energia utilizzando come fonte di energia primaria l'energia geotermica ovvero il calore proveniente dalle profondità terrestri secondo i principi fisici della geotermia.

Per lo sfruttamento del calore geotermico sono state create le centrali geotermiche. Il flusso di vapore proveniente dal sottosuolo, liberamente oppure canalizzato tramite perforazione geologica in profondità, produce una forza tale da far muovere una turbina; l'energia meccanica della turbina viene infine trasformata in elettricità tramite un alternatore.

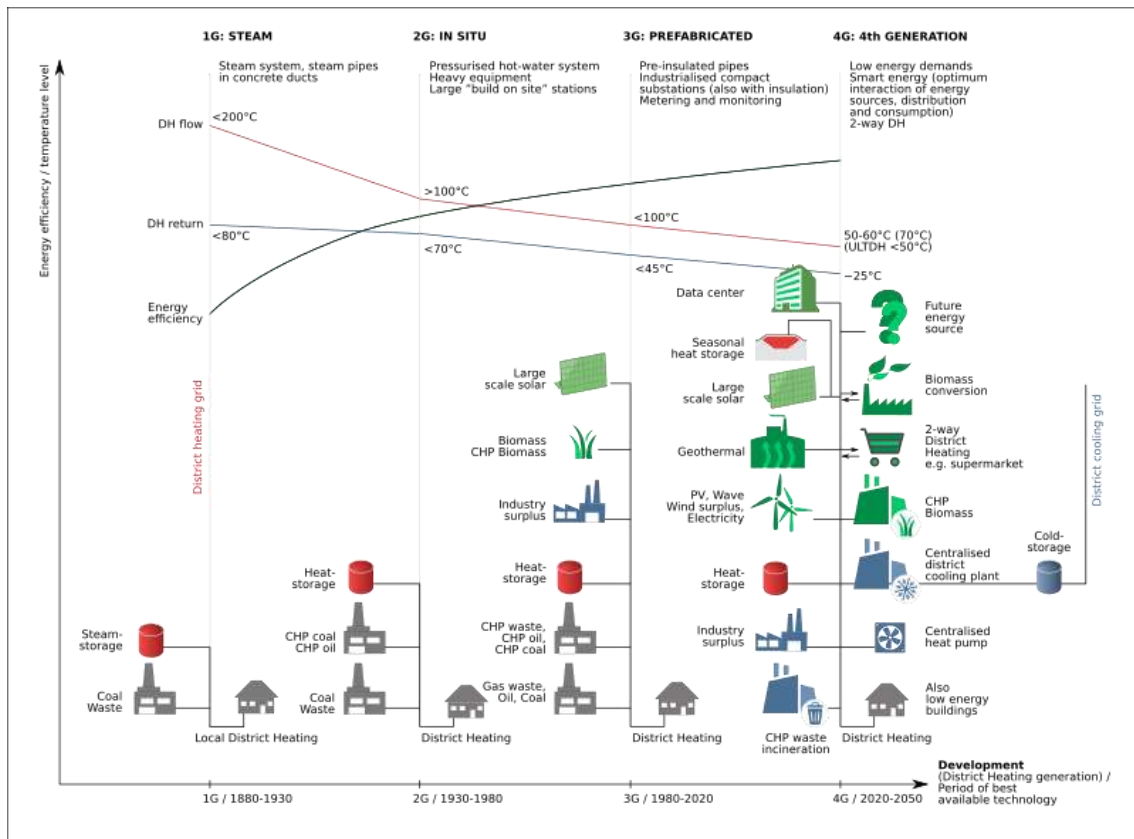
I sistemi geotermici possono essere a vapore dominante, quando l'alta temperatura determina la formazione di accumuli di vapore, o ad acqua dominante, se l'acqua rimane allo stato liquido. Nel primo caso l'energia geotermica può essere utilizzata per produrre energia elettrica, inviando il vapore, attraverso dei vapordotti, a una turbina collegata a un generatore di corrente. Se il fluido non raggiunge una temperatura sufficientemente elevata, l'acqua calda potrà essere utilizzata per la produzione di calore per esempio in impianti di teleriscaldamento.

Teleriscaldamento

Il **teleriscaldamento** è una forma di riscaldamento che consiste essenzialmente nella distribuzione, attraverso una rete di tubazioni isolate e interrato, di acqua calda, acqua surriscaldata o vapore (detti *fluidi termovettori*), proveniente da una grossa centrale di produzione, alle abitazioni con successivo ritorno dei suddetti alla stessa centrale.



Schema della distribuzione del teleriscaldamento.



Generazioni di teleriscaldamento e le fonti di energia.

Produzione

Il calore è solitamente prodotto in una centrale di cogenerazione termoelettrica a gas naturale / combustibili fossili o biomasse, oppure utilizzando il calore proveniente dalla termovalorizzazione dei rifiuti solidi urbani.

In alcuni Paesi (tra cui Russia, Ucraina, Svezia e Svizzera) si utilizza anche la cogenerazione da centrale nucleare.

Oltre alle biomasse, le altre fonti di energia rinnovabile utilizzate per il teleriscaldamento sono la geotermia e il solare termico (Solar District Heating). Un'altra fonte di energia "a costo zero" è l'uso di calore di scarto da processi industriali oppure di calore prodotto dalla combustione dei rifiuti in un termovalorizzatore.

Nelle centrali di cogenerazione a combustibili fossili o biomasse, generalmente, l'impianto di cogenerazione è dimensionato per produrre metà della potenza massima di picco e, in assenza di guasti, durante l'anno produce circa il 90% del calore totale prodotto. Ad essa è affiancata una centrale termica di supporto, in grado di coprire da sola l'intero carico di picco, che interviene quando la centrale di cogenerazione è guasta o non riesce a coprire da sola la domanda. In questo modo, si riesce a raggiungere elevate efficienze di sfruttamento dell'energia primaria, fino all'80%.



La centrale di cogenerazione di Moncalieri, che fornisce calore alla rete di teleriscaldamento dell'area metropolitana torinese.



Tubature per teleriscaldamento.

Distribuzione

Il fluido termovettore più utilizzato è l'acqua, che solitamente viene inviata a circa 90 °C e ritorna in centrale a 30-60 °C. La temperatura di ritorno dipende dal tipo di terminali di riscaldamento dei destinatari: mentre i normali radiatori (termosifoni) richiedono temperature di esercizio di circa 75 °C, vi sono terminali che richiedono temperature di esercizio molto inferiori, come i ventilconvettori (45 °C) e i pannelli radianti (35 °C) permettendo quindi temperature di ritorno superiori, poiché il salto termico che si verifica in ogni utenza è differente.

A destinazione il fluido termovettore riscalda, attraverso uno scambiatore di calore acqua-acqua o vapore-acqua (generalmente a piastre), l'acqua dell'impianto di riscaldamento

della abitazione. Lo scambiatore, che in pratica sostituisce la caldaia o le caldaie, può produrre anche acqua calda sanitaria.

Efficienza

Studi condotti in Norvegia dimostrano che le perdite energetiche in rete sono di circa il 10% sul totale prodotto.

Pro e contro del teleriscaldamento

I vantaggi del teleriscaldamento sono:

- uso più efficiente dell'energia primaria, sia quando è effettuato in apposite centrali di cogenerazione, sia quando viene utilizzato calore di risulta da processi industriali;
- maggiori controlli sui gas di scarico su un'unica centrale, rispetto agli scarsi controlli effettuati sulle singole caldaie;
- possibilità di sfruttare fonti energetiche rinnovabili (biomasse, geotermia, solare termico), recupero energetico da incenerimento (inceneritore con recupero di energia) e a costo zero (calore di scarto da processi industriali);
- maggiore sicurezza energetica, derivante dalla possibilità di sfruttare più fonti energetiche contemporaneamente, tra cui alcune disponibili a livello locale (termovalorizzazione dei rifiuti, fonti energetiche rinnovabili, etc.);
- gestione più economica ed efficace dell'abbattimento degli inquinanti emessi complessivamente, rispetto ad uno scenario in cui, a parità di combustibile, il calore sia generato localmente da piccole caldaie individuali;
- possibilità di delocalizzare l'inquinamento in zone a minore densità abitativa e con minori problematiche (zone industriali in luogo di zone residenziali);
- nelle case di nuova costruzione, riduzione dei costi di investimento per la realizzazione della centrale termica.

Gli svantaggi sono:

- lunghissimi tempi di ritorno degli investimenti (circa 15 anni);
- il teleriscaldamento è conveniente solo in aree densamente abitate (l'alto costo degli impianti di distribuzione necessita di un alto numero di utenti);
- i costi dell'energia venduta sono generalmente molto elevati rispetto ad altre fonti (biomassa, metano, etc.);
- l'allacciamento al teleriscaldamento comporta nella stragrande maggioranza dei casi la sottoscrizione di contratti vincolanti con gestori in regime di monopolio e con tariffe non regolamentate con conseguente sconvenienza economica per l'utilizzatore;
- la dispersione termica nei circuiti primari di distribuzione;
- la dispersione termica nei circuiti secondari (tipicamente condominiali) che ricircolano in continuo acqua calda per permettere agli utenti di attingere calore (tali dispersioni non si hanno nel caso di caldaie autonome o boiler che producono calore localmente e solo quando è strettamente necessario);
- scarsa possibilità di controllo e trasparenza nella gestione dei flussi termici tra centrale e utente (tipicamente la taratura delle valvole di regolazione dei flussi termici da cui dipendono direttamente le dispersioni termiche, viene gestita dalla società che fattura le bollette in conflitto di interesse rispetto all'auspicato obiettivo di risparmio energetico/calore consumato);

- gli impianti di cogenerazione sono molto più rumorosi delle caldaie tradizionali e possono generare inquinamento acustico;
- grossi impianti di cogenerazione a metano aumentano localmente l'inquinamento atmosferico (incremento emissioni NO_x).

Il teleriscaldamento in Italia

La tecnologia del teleriscaldamento è molto diffusa nel nord-est Europa, ma dall'inizio degli anni '70 si sta diffondendo anche in Italia. La prima città italiana a dotarsi di un sistema di teleriscaldamento è stata Brescia, seguita negli anni '80 da Torino, che alla fine del 2011 possedeva la rete di teleriscaldamento più estesa d'Italia e fra le maggiori nel continente.

In Italia lo scambiatore è soggetto, come le caldaie, alle normative e controlli INAIL e alla direttiva europea PED sugli apparecchi a pressione. Ogni impianto deve inoltre anche essere certificato secondo il D.M. 37/08 (ex legge 46/90). Il costo del calore consumato dall'utente in €/MWh non trova riscontro nelle norme di tutela dell'AEEG (Autorità Energia Elettrica e Gas).

Il teleriscaldamento in Alto Adige

Dato che il 42% del territorio dell'Alto Adige è ricoperto da foreste e boschi, questo permette alla regione di usufruire a pieno di questa fonte d'energia pulita e rinnovabile quale il legname. Infatti il legname ha un valore neutro di CO_2 , e non si esaurisce dato che la foresta si rigenera in continuazione. In Alto Adige si ha infatti una ricrescita del legname di oltre 85.000 metri solidi, e di questi solo la metà viene utilizzata ogni anno. Analizzando questi dati si può capire che lo sfruttamento di questo materiale può considerarsi un sistema intelligente, utile per la manutenzione boschiva.

Altra fonte di cippato o di segatura (che ne è un derivato) è dato dagli scarti delle segherie che lavorano anche con legname di importazione ed anzi, in alcune zone, come la Pusteria, hanno un ruolo predominante.

Dal 1994, in Alto Adige sono state costruite ben 57 centrali di teleriscaldamento alimentate a biomassa, ed altre ancora ne sono in progettazione. In particolare in val Pusteria, ben 12 comuni utilizzano questo tipo di riscaldamento, come ad esempio a Dobbiaco, dove è stata inaugurata nel 1998 una delle centrali più grandi, che è stata ampliata nel 2005.



Il forno della centrale di teleriscaldamento di Dobbiaco.

Il teleriscaldamento in Lombardia

Come già accennato, un esempio di teleriscaldamento è la città di Brescia, dove un impianto di termovalorizzazione (con il calore ricavato dalla distruzione dei rifiuti) e due centrali termiche funzionanti in cogenerazione contribuiscono a riscaldare gli ambienti domestici e lavorativi del 70% della popolazione del Comune.

Il termovalorizzatore "Silla2" di Milano, tramite un moderno ciclo di cogenerazione, è in grado di erogare fino a 160 MW termici. Nel 2009 la rete di teleriscaldamento raggiungeva il quartiere Gallaratese (Milano), Pero e la Fiera di Milano, nel (2010-2011) raggiungeva il quartiere San Siro (Milano) e le frazioni Cerchiate (Pero) e Mazzo (Rho), con interconnessione alla rete esistente del Molinello.

A febbraio 2012 è stata realizzata praticamente tutta la rete di teleriscaldamento prevista in zona città Studi. La centrale di generazione, completata, è stata posta nell'area del gasometro di Via Cavriana.

Altri esempi sono la centrale di Mantova (nata nel 2005 ed in espansione negli anni successivi), quella di Cremona, quella di Tirano (SO), quella di Sellero (BS), quelle di Sesto San Giovanni, di Busto Arsizio, di Cassano d'Adda, di Corsico e di San Donato Milanese in (MI), Madesimo, Sondalo e Santa Caterina Valfurva (SO).

Il teleriscaldamento in Piemonte

In Piemonte sono presenti alcune città che utilizzano tale tecnologia: Pinerolo, Ormea, Verzuolo, Alba, Acqui Terme, Nizza Monferrato, Sestrièrre, Savigliano, Fossano, Settimo Torinese, Prigelato e Bardonecchia, come altre che la utilizzeranno tra cui Chieri, Novi Ligure e Cuneo, ma Torino è la più significativa dal punto di vista delle dimensioni. Torino ha prestato, da sempre, una grande attenzione alla qualità dell'aria ed il teleriscaldamento infatti rappresenta il proseguimento della politica avviata con la metanizzazione degli stabili. All'inizio degli anni '80, la AEM, allora azienda elettrica municipale di Torino (ora denominata Iren dopo alcune fusioni), produceva e distribuiva esclusivamente energia elettrica, ma si attrezzò per distribuire teleriscaldamento nell'area nord di Torino e una decina di anni dopo, trasformati i gruppi di produzione di energia termoelettrica in assetto di cogenerazione, iniziò a distribuire il calore per il teleriscaldamento anche nell'area sud della città. A Torino e Moncalieri la rete di teleriscaldamento è di oltre 470 km. A fine 2012, Torino aveva oltre il 40 per cento delle abitazioni allacciate alla rete di teleriscaldamento, che ne faceva la città più teleriscaldata d'Europa. A fine 2013 viene inaugurato un nuovo impianto di accumulo di calore in città. Si passa al 55 per cento delle abitazioni allacciate alla rete di teleriscaldamento.

Il teleriscaldamento in Veneto

Dal 2009 a Polverara in Provincia di Padova è funzionante una rete di teleriscaldamento lunga 2,5 km. Ad essa sono allacciati la maggior parte di edifici pubblici ed un centinaio di abitazioni private. Il Consiglio Comunale ha approvato il servizio di teleriscaldamento, pertanto tutte le nuove edificazioni sulle lottizzazioni si dovranno allacciare alla rete principale di teleriscaldamento. Il calore proviene dalla combustione di biomassa legnosa. Attualmente nella città di Este, in provincia di Padova, è attivo il teleriscaldamento degli uffici pubblici tra cui il municipio, l'ospedale, la biblioteca comunale, la canonica ed alcune abitazioni private. L'importanza di tale rete risiede nel fatto che il calore proviene

da sistemi cogenerativi (motori endotermici) alimentati a biogas da FORSU (la Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano). La città di Verona ha una rete lunga 232 Km con 5 centrali di cogenerazione, la prima delle quali operativa dal 1975; la rete è collegata inoltre agli impianti delle Acciaierie di Verona, permettendo il recupero di calore di scarto dal camino e dai rulli di trasporto del materiale in lavorazione.

Il teleriscaldamento in Friuli-Venezia Giulia

Anche ad Udine la rete di teleriscaldamento ha iniziato la sua estensione. La centrale di produzione è sita presso l'Ospedale Santa Maria della Misericordia di Udine. Nel mese di giugno 2017 sono cominciati i lavori per l'allacciamento degli Istituti scolastici superiori Zanon, Marinelli e Malignani, opera inaugurata e funzionante dal mese di ottobre.

Il teleriscaldamento in Emilia-Romagna

Anche a Parma dagli inizi del 2000, la rete di teleriscaldamento ha iniziato la sua estensione. La rete attuale copre meno del 30% del territorio. L'impianto è gestito a 120 °C, la generazione avviene attualmente tramite caldaie alimentate a gas metano e da un grande motore a scoppio alimentato a gas metano (CH₄) che fa cogenerazione, produce quindi oltre ad acqua calda anche energia elettrica. In previsione ci sarà la costruzione di un termovalorizzatore, che sostituirà le caldaie nella produzione di acqua calda ed energia.

Anche a Reggio Emilia, Bologna, Imola, Modena, Forlì e Piacenza il teleriscaldamento sta allargando la sua zona di distribuzione; in particolare, in alcune città, come Bologna, Forlì e Modena, sono stati avviati impianti di trigenerazione. Bisogna dire che la posa delle reti, è onerosa e crea disagi agli abitanti, ha però diversi vantaggi per chi ne usufruisce e per tutta la popolazione in generale. Con l'installazione degli scambiatori di calore, si riducono i costi di manutenzione delle sottocentrali (centrale termica dell'edificio), non ci sono più pericoli per eventuali fughe di gas, scoppi di caldaie, problemi di canne fumarie ecc., anche per chi non ne usufruisce direttamente ci sono vantaggi, infatti i dati di rilevazione delle polveri sottili nelle zone servite danno risultati incoraggianti.

L'impianto di teleriscaldamento della città di Ferrara, unico in Italia nel suo genere, è alimentato principalmente con un impianto a energia geotermica a media entalpia, che è situato in località Cassana, ad ovest della città ad una distanza di 4 km. È in fase di studio la realizzazione di un nuovo impianto e pozzo di sfruttamento per estendere e completare la rete che è stata realizzata a partire dalla metà degli anni ottanta.



Centrale del teleriscaldamento di Reggio Emilia-Cavazzoli.

Il teleriscaldamento a Roma

Dal 1984 Acea gestisce un proprio impianto di teleriscaldamento, alimentato dalla centrale di cogenerazione di Tor di Valle. Il servizio è erogato in due comprensori romani, Torrino sud e Mostacciano, a 23.000 abitanti e consente di eliminare emissioni nell'atmosfera e di ridurre l'inquinamento. L'efficacia del sistema deriva dall'utilizzo di calore, quale prodotto di recupero del processo di generazione per via termica dell'energia elettrica, per usi civili. L'energia recuperata viene trasportata attraverso tubazioni interrato direttamente all'interno delle case e utilizzata per il riscaldamento e la produzione di acqua calda.

Inoltre Acea, per mezzo della sua Ecogena SpA, gestisce dal 2010-2011 un altro impianto di riscaldamento in zona Porta di Roma, con notevoli contestazioni dei cittadini, poi inviate anche presso l'AntiTrust (il 3 ottobre 2016), all'Autorità per l'Energia Elettrica e del Gas per abusi di posizione dominante, monopolio, contratti vessatori contro la tutela dei consumatori, in corso di accertamento.

Teleraffrescamento

Una tecnologia che è in via di sviluppo è lo sfruttamento del calore per il teleraffrescamento tramite il ciclo frigorifero ad assorbimento.

I condizionatori elettrici consumano elettricità per produrre l'energia frigorifera necessaria; in questo modo si ha una degradazione di un'energia pregiata (l'energia elettrica) per ottenere la quale si è precedentemente degradata altra energia. Infatti, generalmente il rendimento di una centrale termoelettrica si aggira generalmente attorno al 40%, quindi più della metà dell'energia chimica del combustibile viene dispersa nell'ambiente sotto forma di calore. Si ha dunque un doppio spreco, perché da un lato non si sfrutta del calore prezioso, e dall'altro si spreca l'elettricità prodotta.

Pertanto, utilizzare direttamente una fonte di calore per produrre freddo costituisce un aumento dell'efficienza e un risparmio energetico, specie se il calore proviene da un impianto di teleriscaldamento che ceda il calore di scarto di altri processi, come accade nella cogenerazione e nell'incenerimento.

Teleriscaldamento freddo

È un sistema di teleriscaldamento (cold district heating) di ultima generazione che consente l'impiego di fonti rinnovabili ed il recupero di reflui termici non diversamente riutilizzabili a bassissima temperatura e consente il trasferimento del refluo termico e/o della risorsa geotermica od idrotermica, dalla zona di emungimento/spillamento, stoccaggio e pompaggio, alle centrali termiche da riqualificare poste al servizio di stabili esistenti, risolvendo le criticità tipiche legate all'utilizzo di fonti rinnovabili all'interno di centri storici, di zone con scarsità di spazi comuni, di contesti con vincoli di tutela paesaggistica, storica o architettonica o con aree soggette a rigorose zonizzazioni acustiche.

Per le aree geografiche caratterizzate da falde acquifere relativamente superficiali, piuttosto che da un importante reticolo di corsi d'acqua e bacini naturali, il "teleriscaldamento freddo" può rappresentare un modo semplice, veloce, non invasivo e "rinnovabile", per qualificare energeticamente gli impianti di produzione calore di edifici pubblici, esistenti o da ristrutturare, utilizzando fonti energetiche rinnovabili. È una valida risposta alle esigenze di quei piccoli centri urbani interessati all'efficientamento

energetico del territorio, il cui conseguimento, per le limitate dimensioni del bacino d'utenza, non può trovare una favorevole risposta nel teleriscaldamento tradizionale, sia esso cogenerativo che alimentato da fonti rinnovabili.

La possibilità di riqualificare le centrali termiche esistenti con l'utilizzo di pompe di calore a bassa, media od alta temperatura, può oggi evitare il completo rifacimento degli impianti interni di riscaldamento.

Inchieste e denunce sul teleriscaldamento in Italia

Con provvedimento n° 23184 incluso nel bollettino n° 52 del 16/1/2011, l'AGCM ha avviato un'indagine conoscitiva (IC46) sull'intero settore del teleriscaldamento in Italia a seguito di sospetti di instaurazione di monopoli del mercato dell'energia a danni degli utenti. L'indagine nasce a seguito delle numerose segnalazioni di cittadini di tutta Italia collegati a reti di teleriscaldamento.

Tali presunti abusi sono segnalati in conformità alla nuova legge L.102/2014, di recepimento della direttiva europea in assunzione degli impegni presi per la riduzione dei consumi energetici nel mondo (vedi protocollo di Kyoto, Cop21, etc.), che delega la Autorità per l'Energia Elettrica e del Gas ad aprire un dipartimento di Teleriscaldamento specifico a regolamentare questo sistema per in singoli utenti immobiliari.

Descrizione - Il fenomeno naturale

A profondità particolarmente elevata, gli strati della crosta terrestre sono molto caldi, presumibilmente a causa del decadimento radioattivo delle rocce. Le acque piovane, giungendo in profondità, si riscaldano e vengono quindi vaporizzate; tali vapori, utilizzando le fenditure degli strati rocciosi creati per gli assestamenti della superficie terrestre o in seguito ad eruzioni vulcaniche, salgono fino a livelli in cui possono essere utilizzati come fonte di calore per produrre energia elettrica.

Crosta terrestre

La **crosta terrestre** (chiamata comunemente **superficie terrestre**), in geologia e in geofisica, è uno degli involucri concentrici di cui è costituita la Terra: per la precisione, si intende lo strato più esterno della Terra solida, limitata inferiormente dalla Discontinuità di Mohorovičić, avente uno spessore medio variabile fra 4 (crosta oceanica) e 70 chilometri (crosta continentale).

Discontinuità di Mohorovičić

La **discontinuità di Mohorovičić** (o **Moho**) è la zona che separa la crosta terrestre dal mantello terrestre.

Nel 1909, il geofisico croato Andrija Mohorovičić (1857 - 1936), analizzando il terremoto di Pokuplje (valle di Kupa) dell'8 ottobre di quell'anno, individuò particolari arrivi di onde sismiche che potevano essere spiegati solo con un brusco aumento di densità a una profondità di una quarantina di chilometri.

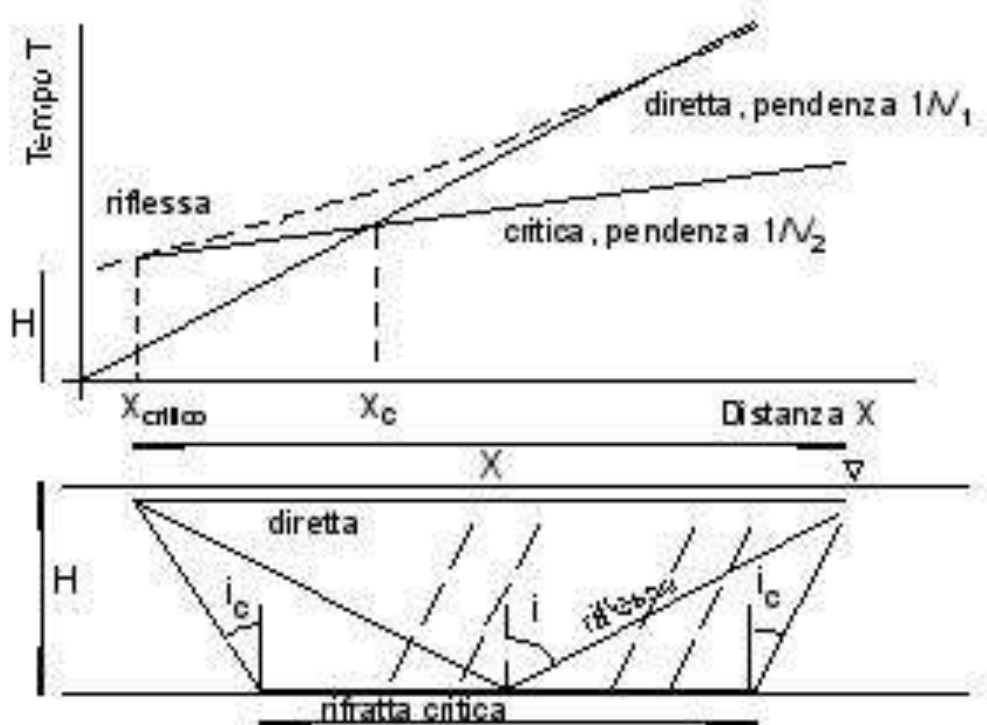


Diagramma Distanza-tempi (fig. 1)

Mohorovičić riportò in grafici spazio-tempo (distanza della stazione di misura - tempi di arrivo delle onde), come quello della figura 1: i tempi di arrivo delle onde sismiche del terremoto registrate da diverse stazioni sismiche. Maggiore è la distanza di una stazione di misura dall'epicentro, maggiore è il tempo impiegato dalle onde sismiche a raggiungerla. Ci si dovrebbe aspettare quindi che in un grafico spazio-tempo sia una linea retta a collegare i tempi di arrivo con le distanze. Maggiore la pendenza della retta, maggiore la velocità delle onde. I grafici che costruì Mohorovičić erano invece delle spezzate (fig. 1, in alto).

Se un'onda sismica incontra una superficie di discontinuità, che la separa da un mezzo con diverse caratteristiche elastiche, viene in parte riflessa ed in parte rifratta. Le onde riflesse tornano in superficie con lo stesso angolo con cui hanno inciso sulla discontinuità e vengono registrate dai sismografi. Le onde rifratte proseguono in profondità, deviando dalla verticale con un angolo maggiore di quello di incidenza (perché passano in un mezzo più veloce) in accordo alla legge di Snell. Esiste un angolo di incidenza critico tale che il raggio rifratto è parallelo alla discontinuità; quest'ultima comincerà così ad emettere raggi verso l'alto, con lo stesso angolo di quello incidente (fig. 1, in basso).

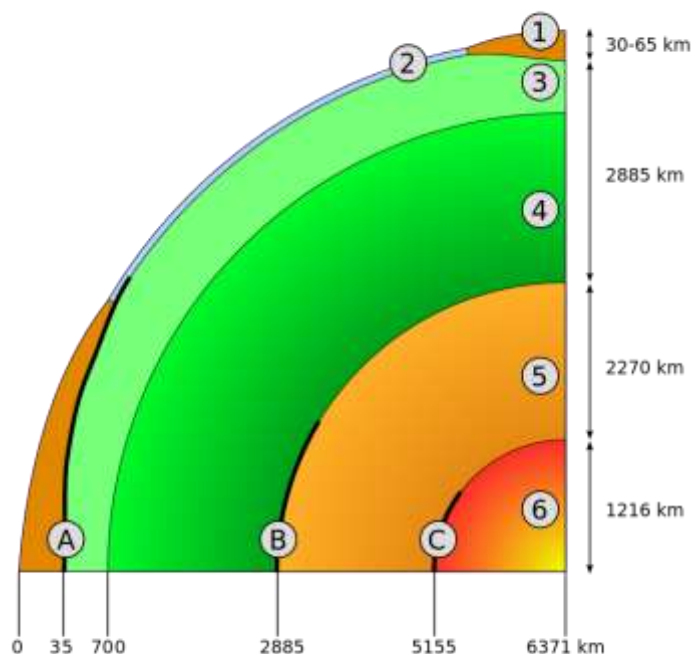
In zone relativamente vicine all'epicentro, le prime ad arrivare ai sismografi sono le onde dirette, che viaggiano quasi orizzontalmente fino alla stazione sismica. Poi arrivano le onde riflesse dalle superfici di discontinuità, che viaggiano sempre nel mezzo più superficiale a velocità mediamente costante. Le onde critiche che viaggiano invece lungo la superficie di discontinuità vanno ad una velocità maggiore, in funzione delle caratteristiche elastiche del mezzo sottostante. Esisterà una distanza tale alla quale cominceranno ad arrivare insieme alle onde dirette e poi prima di esse. Questo permette di calcolare la profondità della discontinuità spiegando la spezzata del grafico spazio-tempo della figura 1.

Mohorovičić calcolò la profondità della discontinuità a circa 50 chilometri; essa prese il nome di “superficie di Mohorovičić”, in breve “Moho”. Il brusco cambiamento delle caratteristiche elastiche venne spiegato con una variazione di composizione alla base della crosta, dove comincia quello che viene definito come mantello terrestre (che ricopre il nucleo terrestre). Da dati di superficie e di pozzo sappiamo che la composizione media della crosta continentale è vicina a quella delle rocce granitiche-granodioritiche (ricche in quarzo e silicati di sodio e calcio); la crosta oceanica è più povera in quarzo e ha una composizione media vicina a quella dei basalti (ricchi in silicati di ferro e magnesio). Per quel che riguarda il mantello, rocce provenienti da condotti vulcanici profondi suggeriscono una composizione peridotitica (silicati di ferro e magnesio a basso tenore di silice). La profondità della Moho è in media a circa 30-50 chilometri di profondità; può scendere a meno di 10 km al di sotto degli oceani, ma raggiunge la profondità di 70 chilometri sotto le catene montuose.

La Moho è quindi considerata una discontinuità primaria, in corrispondenza della quale si verifica un brusco aumento della velocità delle onde sismiche, in particolare di quelle longitudinali (onde P) che passano da 6,5-6,8 a 7,8-8,4 km/s.

Sono state condotte recentemente delle campagne di perforazioni, miranti ad arrivare fino alla discontinuità di Mohorovičić. Nel 1994 perforazioni, organizzate da scienziati russi nella penisola di Kola, hanno permesso di raggiungere la profondità di 12.262 m, che è tuttora la massima profondità raggiunta nel sottosuolo da un pozzo in perforazione.

L'Integrated Ocean Drilling Program (IODP) si occupa invece di perforazioni sottomarine e nel 2005 è riuscito ad arrivare fino a 1416 m sotto la piana abissale oceanica.



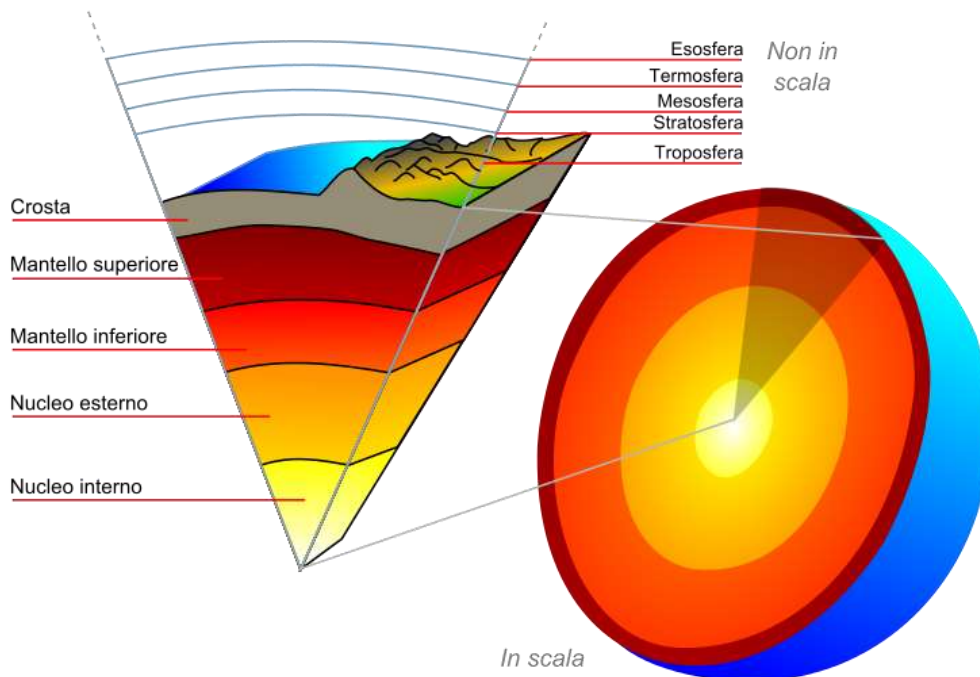
A) Discontinuità di Mohorovičić . B) Discontinuità di Gutenberg. C) Discontinuità di Lehmann. 1) Crosta continentale 2) Crosta oceanica 3) Mantello superiore 4) Mantello inferiore 5) Nucleo esterno 6) Nucleo interno.

Mantello terrestre

In geologia e in geofisica il **mantello terrestre** è uno degli involucri concentrici che costituiscono la Terra. Si tratta di un involucro solido, a viscosità molto elevata, compreso tra la crosta terrestre e il nucleo terrestre, avente uno spessore di circa 2890 km.

Rappresenta l'84% in volume dell'intero pianeta ed è costituito essenzialmente da roccia ultrafemica stabile ad alta pressione e ricca di ferro e di magnesio, tra cui olivine magnesifere, granati magnesiferi, spinelli, orto e clinopirosseni nel mantello superiore e diverse perovskiti silicatiche nel mantello inferiore. La pressione al contatto mantello/nucleo esterno è stimata pari a un milione e mezzo di atmosfere (140 GPa).

Il mantello è prevalentemente solido e inferiormente si trova a contatto sul caldo nucleo terrestre ricco di ferro, il quale occupa invece il 15% del volume della Terra. Episodi passati di fusione e vulcanismo a livelli meno profondi del mantello hanno prodotto una sottile crosta di prodotti fusi cristallizzati vicino alla superficie, sopra la quale noi viviamo. I gas sprigionati durante la fusione del mantello della Terra ebbero un grande effetto sulla composizione e abbondanza dell'atmosfera terrestre. L'informazione riguardo alla struttura e alla composizione del mantello risulta dall'indagine geofisica o dall'analisi diretta geoscientifica sugli xenoliti derivati dal mantello terrestre.



La struttura interna della Terra.

Limiti e struttura interna

Il suo limite superiore, ossia il suo contatto con la sovrastante crosta terrestre, generalmente si trova tra i 10 e i 35 km di profondità dalla superficie, ed è detto discontinuità di Mohorovičić (spesso abbreviata in "Moho"); il limite inferiore, che segna il confine con il nucleo, è detto discontinuità di Gutenberg.

Entrambe sono state individuate attraverso studi di sismologia, la prima per la riflessione parziale delle onde sismiche dovuta al repentino cambiamento della loro velocità nel passaggio tra i due mezzi, la seconda per l'assorbimento delle onde trasversali (onde S, ossia *secundae*) da parte del nucleo esterno liquido. È stato inoltre possibile suddividere ulteriormente il mantello in due strati distinti, sempre in funzione della velocità di propagazione delle onde sismiche: il mantello superiore, di circa 700 km di spessore, trasmette le onde sismiche a velocità ridotte rispetto al mantello inferiore, di oltre 2000 km.

Il mantello dunque è diviso in sezioni basate su risultati forniti dalla sismologia. Questi strati (e le loro profondità) sono i seguenti: il mantello superiore (33–410 km), la zona di transizione (410–660 km), il mantello inferiore (660–2891 km), e in basso nell'ultima regione c'è l'anomalo confine nucleo-mantello (strato D") con uno spessore variabile (intorno a una media di ~200 km).

La parte superiore del mantello è definita tramite un improvviso incremento nella velocità sismica, rispetto a quella della crosta terrestre, incremento che fu notato per la prima volta dal geofisico Andrija Mohorovičić nel 1909; questo confine viene attualmente indicato come la "discontinuità di Mohorovičić o Moho". Il mantello più vicino alla sovrastante superficie è relativamente rigido e forma la litosfera, uno strato irregolare che ha uno spessore massimo di forse 200 km. Sotto la litosfera il mantello superiore diventa particolarmente plastico nella sua reologia. In alcune regioni sotto la litosfera la velocità sismica è ridotta: questa così definita *zona a bassa velocità* (LVZ, dall'inglese *Low Velocity Zone*) si estende giù fino a una profondità di diverse centinaia di km.

Inge Lehmann scoprì la discontinuità sismica a circa 220 km di profondità; sebbene questa discontinuità sia stata trovata anche in altri studi, essa non sarebbe conosciuta se la discontinuità fosse stata onnipresente. La zona di transizione è un'area di grande complessità, che fisicamente separa il mantello superiore da quello inferiore. Molto poco si conosce circa il mantello inferiore a prescindere dal fatto che sembra essere relativamente omogeneo dal punto di vista sismico. Lo strato D" è quello che separa il mantello dal nucleo.

Mantello superiore

Il mantello superiore immediatamente sotto la crosta terrestre viene definito "mantello litosferico" ed insieme alla crosta costituisce la litosfera. A maggiore profondità, che varia da circa 80 km sotto gli oceani a circa 200 km sotto i continenti, c'è uno strato a bassa viscosità, comunemente definito astenosfera. Tale bassa viscosità è stata associata ad uno stato di fusione parziale del mantello, ed è comunque dovuta alle alte temperature, vicine al solidus delle comuni rocce mantelliche, ricche in olivina.

La viscosità dell'astenosfera varia tra 10^{21} e 10^{24} Pa·s, a seconda della profondità. La viscosità, pur elevata, consente all'astenosfera di comportarsi come un liquido e scorrere lentamente se sottoposta a stress di lunga durata: questa plasticità è alla base della Tettonica delle placche. Oltre a favorire movimenti di scivolamento laterale e di subduzione, la viscosità dell'astenosfera consente anche movimenti verticali: l'interazione tra litosfera ed astenosfera è simile a quella di una zattera e del liquido, necessariamente più denso, su cui galleggia. Tale equilibrio si dice isostatico, i movimenti che lo ristabiliscono quando è perturbato sono i *movimenti isostatici*.

Una prova dell'esistenza di uno strato in qualche modo fluido sono proprio i movimenti isostatici. Il Mar Baltico e in particolare il Golfo di Botnia sono in corrispondenza del massimo spessore dell'inlandis nordeuropeo durante le glaciazioni pleistoceniche. Dal rilevamento e dalla datazione delle paleospiagge si constata che esse sono in contrazione a causa di un sollevamento della crosta continentale sottostante (piattaforma continentale) attualmente dell'ordine di un centimetro all'anno ma che raggiunse il metro all'anno subito dopo la fine della glaciazione di Würm (ca. 10000 a.C.). Una situazione analoga si ha nella Baia di Hudson. Tali movimenti verticali sono analoghi a quelli di una barca che viene scaricata: in questo caso sono dovuti allo scioglimento di chilometri di ghiaccio.

Intorno ai 410 km e 660 km di profondità, sono state rinvenute due importanti discontinuità sismiche, associate a transizioni di fase rispettivamente dall'olivina alla wadsleyite e dalla ringwoodite alle fasi del mantello inferiore (per esempio perovskite e magnesio-wuestite). Questa zona è comunemente definita "zona di transizione".

Mantello inferiore

Il mantello inferiore è composto per lo più di silicio, magnesio e ossigeno con percentuali minori di ferro, calcio e alluminio. I minerali principali sono la perovskite e la magnesio-wuestite. Entrambi hanno struttura cubica, più adatta a sostenere le crescenti pressioni del mantello.

Lungo buona parte del mantello inferiore non si verificano sostanziali transizioni di fase mineralogica. La temperatura aumenta sostanzialmente in modo adiabatico (vedi gradiente adiabatico), consistente con un flusso convettivo (vedi convezione). Anche se recenti studi interdisciplinari, basati su studi di minerali ad alta pressione e temperature e dati sismologici, hanno postulato un gradiente super-adiabatico. Come conseguenza, dal punto di vista sismico, la zona del mantello inferiore è relativamente meno complessa della soprastante zona di transizione.

Strato D''

Per **strato D''** si intende lo strato spesso circa 200 km del mantello inferiore, direttamente al di sopra del confine mantello-nucleo, talvolta incluso nelle discussioni relative alla zona di confine mantello-nucleo.

Le cose cambiano drasticamente in questa zona, caratterizzata da forti anomalie sismiche, rappresentante la parte basale del flusso convettivo del mantello.

Di per sé pare sia uno strato instabile, infatti non è omogeneo, e ci sono zone dove addirittura manca. Al suo interno le velocità delle onde sismiche subiscono variazioni notevoli: sono superiori alla media nella verticale della subduzione della placca pacifica, mentre a livello del Pacifico centrale e sotto l'Africa sono inferiori. Questo poiché l'elasticità delle rocce ivi presenti aumenta con la pressione, ma diminuisce con l'aumentare della temperatura. L'aumento della pressione e della temperatura che si ha con l'aumento della profondità fa aumentare l'elasticità delle rocce. Tuttavia il gradiente di temperatura in questo strato è più alto che nel mantello convettivo, il che comporta un aumento della velocità delle onde sismiche.

Nello strato D'' son poi presenti sbuffi laterali che danno origine a pennacchi di materiale caldo che arriverebbe in superficie in zone come Réunion, le Hawaii o Yellowstone, per esempio.

Inoltre placche litosferiche fredde subducenti terminerebbero la discesa nello strato D'. Ma questo porrebbe un gradiente di temperatura nucleo-mantello di 1.000 °C, non più adiabatico, che porterebbe a problemi ulteriori.

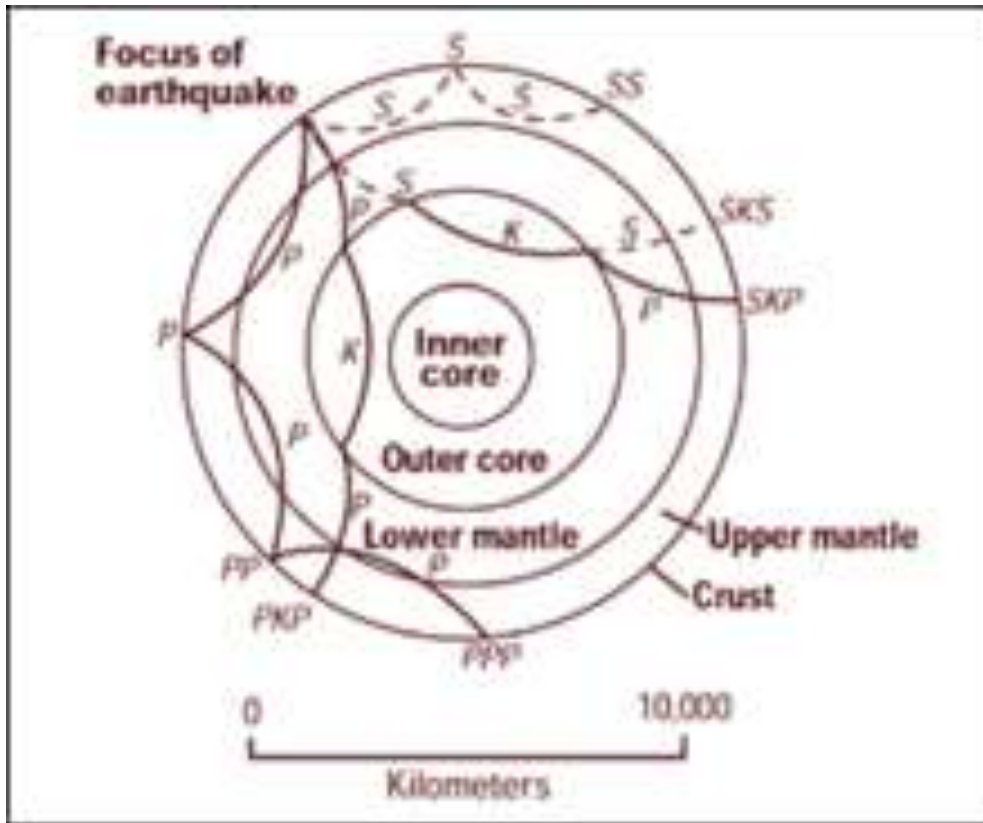
Complessità composizionali sono attese in questa zona. Una nuova fase mineralogica della perovskite, la **post-perovskite**, è stata prevista e trovata in laboratorio a pressioni corrispondenti allo Strato D'.

Composizione

Il mantello si differenzia sostanzialmente dalla crosta per le sue caratteristiche meccaniche e la sua composizione chimica. La distinzione tra crosta e mantello è basata sulla chimica, tipi di rocce, reologia e caratteristiche sismiche. La crosta è, infatti, un prodotto della fusione del mantello. Si crede che la parziale fusione del materiale del mantello sia la causa dei suoi elementi incompatibili da separare dal materiale meno denso fluttuante verso l'alto attraverso spazi *porosi*, rotture, o fenditure, per poi raffreddarsi e solidificare in superficie. Le tipiche rocce del mantello hanno un più alto rapporto magnesio / ferro, e una più piccola proporzione di silicio e alluminio rispetto alla crosta. Questo comportamento è anche avvalorato dagli esperimenti che usano fondere parzialmente rocce appositamente scelte come rappresentative del mantello terrestre.

Le rocce del mantello che si trovano a una profondità approssimativa inferiore a 400 km sono costituite principalmente da olivine, pirosseni, spinelli, e granati; le rocce tipiche si presume siano peridotite, dunita (olivina-arricchita con peridotite) e eclogite. Tra i 400 km e i 650 km di profondità, l'olivina non è stabile e viene rimpiazzata dai materiali polimorfi che hanno approssimativamente la stessa composizione: un polimorfo è la wadsleyite (nota anche come *beta-spinello*), e l'altro è la ringwoodite (un minerale con la struttura del *gamma-spinello*). Sotto i 650 km circa, tutti i minerali del mantello superiore iniziano a diventare instabili. I minerali più abbondanti presenti hanno struttura (ma non composizione) simile alla perovskite seguita da ferropericlasite di magnesio/ossido di ferro.

I cambiamenti nella mineralogia a circa 400 e 650 km producono segnali caratteristici nelle registrazioni sismiche dell'interno della Terra, e, come la moho, sono rilevate utilizzando le onde sismiche. Questi mutamenti mineralogici possono influenzare la convezione del mantello, in funzione della variazione della loro densità e possono assorbire o rilasciare il calore latente come pure abbassare o elevare la profondità delle transizioni polimorfiche di fase in regioni a differenti temperature. L'andamento dei mutamenti mineralogici in funzione della profondità è stato indagato tramite esperimenti di laboratorio che riproducono le alte pressioni del mantello superiore, come quelli che usano l'incudine di diamante.



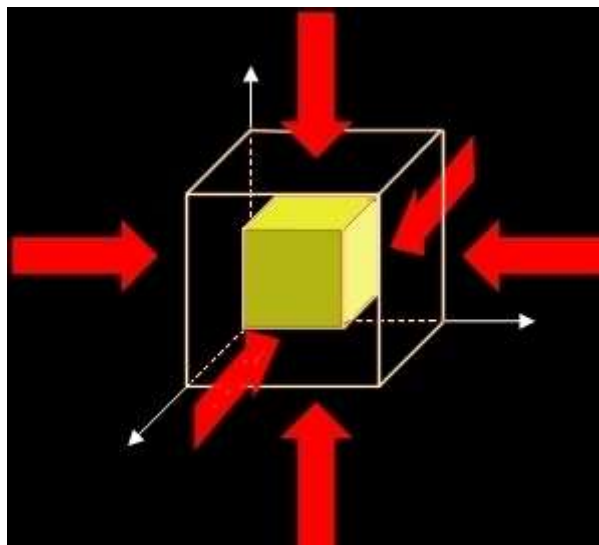
Mappatura dell'interno della Terra con onde sismiche.

Composizione del mantello terrestre in peso percentuale			
Elemento	Quantità %	Composto	Quantità %
O	44,8		
Si	21,5	SiO ₂	46
Mg	22,8	MgO	37,8
Fe	5,8	FeO	7,5
Al	2,2	Al ₂ O ₃	4,2
Ca	2,3	CaO	3,2
Na	0,3	Na ₂ O	0,4
K	0,03	K ₂ O	0,04
Totale	99,7	Totale	99,1

Il nucleo interno è solido, quello esterno è liquido e il mantello solido/plastico. Questo succede a causa dei punti di fusione relativi ai diversi strati (nucleo di nickel-ferro, crosta di silicati e mantello) e l'incremento di temperatura e pressione dovuto alla maggiore profondità. Alla superficie sia la lega ferro-nickel che i silicati sono sufficientemente freddi per essere solidi. Nel mantello superiore, i silicati sono generalmente solidi anche se esistono regioni localizzate con piccole quantità di fusione; poiché il mantello superiore è sottoposto a una pressione relativamente ridotta, la roccia ha una viscosità relativamente bassa. Al contrario, il mantello inferiore è sotto pressioni più elevate e quindi ha una viscosità più alta rispetto al mantello superiore. Il nucleo esterno metallico ferro-nickel è liquido a dispetto dell'enorme pressione, poiché esso ha un punto di fusione più basso dei silicati del mantello. Il nucleo interno è solido a causa della schiacciante pressione esistente al centro del pianeta.

Temperatura

Nel mantello le temperature variano da 500 °C a 900 °C al confine superiore con la crosta, e ad oltre 4.000 °C al confine con il nucleo. Anche se le temperature più alte oltrepassano di molto i punti di fusione delle rocce del mantello (circa 1200 °C per la caratteristica peridotite), il mantello è quasi esclusivamente solido. L'enorme pressione litostatica esercitata sul mantello impedisce la fusione, poiché la temperatura alla quale la fusione inizia aumenta con la pressione.



Comportamento della pressione litostatica secondo la teoria di Heim: agisce in tutte le direzioni e provoca una riduzione dei volumi senza deformazioni delle rocce.

Movimenti convettivi

A causa della differenza di temperatura fra la superficie della Terra e il nucleo esterno e della capacità delle rocce cristalline, sottoposte ad alta pressione e temperatura, di subire deformazioni viscosi nel corso di milioni di anni, si crea una circolazione convettiva di materiale nel mantello. Il materiale caldo sale come un diapiro plutonico (piuttosto simile a un *lume* di lava), forse partendo dal confine con il nucleo esterno (vedi pennacchi di mantello), mentre il materiale più freddo (e denso) sprofonda. Questo avviene in genere

sotto forma di sprofondamenti litosferici su larga-scala nelle zone di subduzione ai confini delle placche tettoniche.

Durante l'ascesa il materiale del mantello viene a raffreddarsi adiabaticamente e per conduzione termica dentro il circostante materiale più freddo. La temperatura del materiale scende drasticamente con la diminuzione della pressione connessa all'ascensione, e il suo calore viene a distribuirsi in un ampio volume. Poiché la temperatura alla quale la fusione inizia decresce più rapidamente con l'altezza di quanto lo faccia il sollevamento del pennacchio caldo, può avvenire una fusione parziale proprio al di sotto della litosfera causando così vulcanismo e plutonismo.

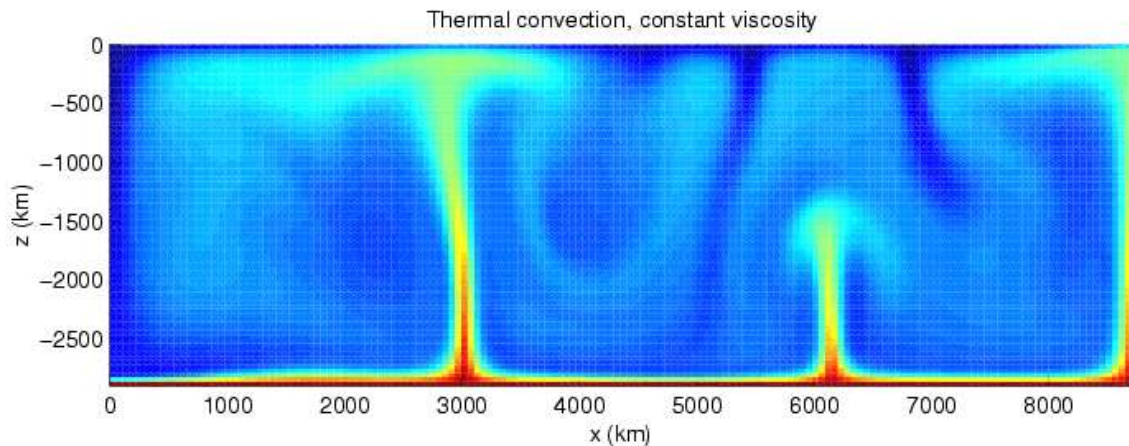
La convezione del mantello terrestre è un processo che in termini di dinamica del fluido viene definito caotico, e si pensa sia una parte integrale dello spostamento delle placche. Il movimento delle placche non andrebbe confuso con il più vecchio termine deriva dei continenti, che si applica puramente al movimento dei componenti della crosta dei continenti. I movimenti della litosfera e del mantello sottostante sono collegati poiché la litosfera discendente è un componente essenziale della convezione nel mantello. La deriva continentale osservata è una relazione complicata tra le forze che causano lo sprofondamento della litosfera oceanica e i movimenti all'interno del mantello terrestre.

Sebbene ci sia una tendenza generale all'aumento della viscosità con il crescere della profondità, questa relazione non è assolutamente lineare, tanto che si trovano strati con viscosità molto bassa sia nel mantello superiore che al confine con il nucleo. Il mantello, nella porzione che si trova a circa 200 km sopra il confine nucleo-mantello, sembra avere proprietà sismiche distintamente differenti rispetto alle zone situate a profondità leggermente più basse; questa insolita regione del mantello proprio al di sopra del nucleo viene chiamata strato D", nomenclatura introdotta oltre 50 anni fa dal geofisico Keith Bullen. Lo strato D" può essere costituito da materiale proveniente dalle fette di crosta affondate per subduzione e venute a fermarsi al confine nucleo-mantello e/o da un nuovo minerale polimorfo scoperto nella perovskite e detto post-perovskite.

I terremoti originatisi alle basse profondità sono il risultato dei movimenti di frizione e frattura delle faglie. A causa della viscosità relativamente bassa nel mantello superiore, e quindi del suo comportamento duttile, si potrebbe desumere che non ci possano essere terremoti al di sotto di 300 km circa di profondità, anche se ne sono stati registrati fino a 670 km nelle zone di subduzione e sono stati proposti vari meccanismi per spiegare il fenomeno. Nelle zone in subduzione, il gradiente geotermico può abbassarsi nelle aree dove il materiale freddo proveniente dalla superficie tende a sprofondare, incrementando la tensione del mantello circostante e permettendo così l'innescio di terremoti tra 400 km e 670 km di profondità.

La pressione al fondo del mantello è di ~136 GPa (1,4 milioni di atm). La pressione aumenta con l'aumento della profondità nel mantello, poiché il materiale sottostante deve sorreggere il peso di tutto il materiale che lo sovrasta. Si ritiene tuttavia che l'intero mantello sia in grado di subire deformazioni viscosi su lunghi periodi, con una deformazione plastica permanente che si instaura tramite il movimento di punti, linee, e/o difetti planari presenti nei cristalli solidi inclusi nel mantello. Le stime riguardo alla viscosità del mantello superiore variano tra 10^{19} e 10^{24} Pa·s, in funzione della profondità, temperatura, composizione, stato di tensione e numerosi altri fattori. Il mantello superiore può scorrere però soltanto molto lentamente. Tuttavia, quando grandi forze vengono applicate alla parte superiore del mantello, esso può diventare più debole,

e si presume che questo effetto abbia la sua importanza nel permettere la formazione dei bordi della placca tettonica.



Movimenti convettivi del mantello. In rosso le zone più calde, in blu le fredde. Il calore proveniente dal nucleo provoca l'espansione del materiale e riduce la sua densità consentendone la risalita. Il raffreddamento del materiale alla superficie provoca il suo sprofondamento.

Esplorazione

L'esplorazione del mantello viene generalmente condotta sul fondo marino piuttosto che sulla terra a causa della relativa sottigliezza della crosta oceanica rispetto a quella continentale, significativamente più spessa.

Il primo tentativo di un'esplorazione del mantello, noto come Project Mohole, fu abbandonato nel 1966 dopo ripetuti fallimenti e costi esorbitanti. La più profonda penetrazione fu di circa 180 m. Nel 2005 il terzo più profondo foro oceanico effettuato raggiunse i 1416 metri sotto il fondale marino con l'ausilio della sonda di perforazione della nave oceanica JOIDES Resolution.



Nave oceanica JOIDES Resolution

Il 5 marzo del 2007 una squadra di scienziati a bordo della RRS James Cook si imbarcò per un viaggio verso un'area del fondale atlantico dove il mantello giace esposto senza nessuna crosta che lo ricopra, a metà strada tra le Isole di Capo Verde e il Mar dei Caraibi.

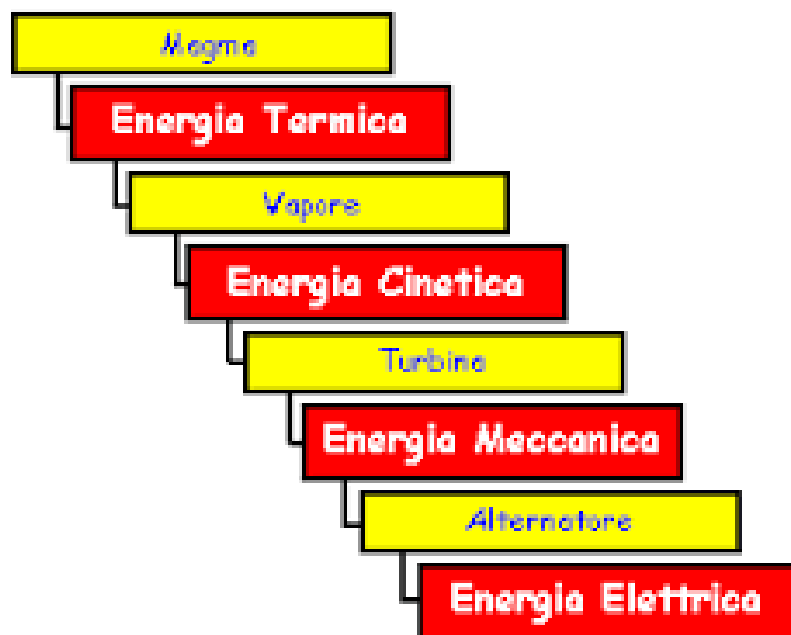
Il sito esposto giace approssimativamente tre chilometri sotto la superficie dell'oceano coprendo migliaia di chilometri quadrati.

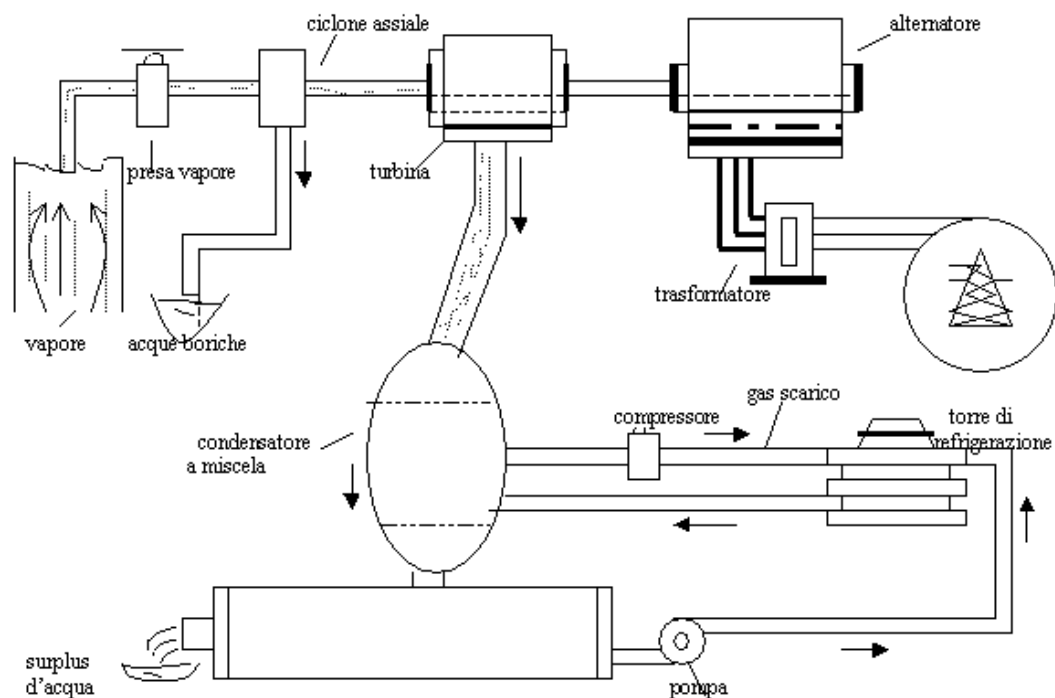
Un tentativo relativamente difficile per prelevare campioni dal mantello della Terra fu programmato per la fine del 2007. Come parte della missione di Chikyu Hakken, venne utilizzato la nave giapponese 'Chikyu' per fare una perforazione fino a 7000 m sotto il fondale oceanico, quasi tre volte più profonda della precedente.

Un nuovo metodo per esplorare centinaia di km nella parte superiore della Terra è stato recentemente analizzato: esso consiste in una sonda generatrice di calore piccola e densa che fonde gli strati lungo il suo percorso attraverso la crosta e il mantello, mentre la sua posizione e progressione vengono tracciate da segnali acustici generati nelle rocce. La sonda consiste di una sfera esterna in tungsteno di ~1 m di diametro dentro cui si trova una sorgente di calore radioattivo prodotta dal ^{60}Co . Si è calcolato che una tale sonda raggiungerà la Moho oceanica in meno di sei mesi e in pochi decenni consegnerà profondità minime di ben oltre 100 km sotto la litosfera sia oceanica che continentale.

Descrizione - Funzionamento

Attraverso trivellazioni più o meno profonde, il vapore viene portato in superficie e convogliato in tubazioni, chiamate *vapordotti*. Attraverso queste tubazioni, il vapore viene indirizzato ad una turbina, che lo usa per far girare un albero motore (trasformazione in energia meccanica) che a sua volta lo trasforma in energia elettrica attraverso un alternatore.





Come funziona una centrale geotermica

Le centrali geotermoelettriche sono alimentate dal fluido geotermico, composto da una miscela di vapore d'acqua e di gas incondensabili in rapporto variabile nelle diverse aree geotermiche territoriali. Il fluido geotermico è estratto dal serbatoio geotermico insieme all'acqua geotermica da cui viene separato tramite un separatore. L'acqua, una volta separata, viene inviata ai **pozzi di reiniezione** e reimessa nel serbatoio geotermico, a circa 1.000 – 1.500 m di profondità.

Il fluido (vapore e gas), che ha una temperatura compresa fra 180 e 210 °C, arriva alla centrale grazie a vapordotti la cui portata varia tra 100 e 400 t/h, che confluiscono in un collettore prima di andare in turbina. Il fluido viene quindi inviato alla turbina dove si espande cedendo energia; l'espansione consente di trasformare il calore del fluido prima in energia meccanica, poi mediante un alternatore, in energia elettrica che viene immessa in rete per l'utenza con un trasformatore.

Una volta uscito dalla turbina il fluido è inviato al condensatore a miscela, dove viene a contatto diretto con acqua fredda proveniente dalla torre di raffreddamento, con una portata molto maggiore rispetto a quella del fluido. In questo modo avviene un rapido raffreddamento e conseguente condensazione del vapore residuo. Nel condensatore si trova quindi sia l'acqua di condensa del vapore, sia l'acqua di raffreddamento della torre: questa miscela di condense, alla temperatura di circa 35-40°C è estratta da una pompa di estrazione ed inviata in testa alla torre di raffreddamento. Le portate in gioco in questa fase, sono dell'ordine 3.500 m³/h.

Internamente alla torre, la condensa viene spruzzata da appositi ugelli. La condensa, nel ricadere in basso, entra in contatto, in controcorrente, con aria fredda ascendente. Nel caso di torri a tiraggio indotto, il flusso di aria fredda ascendente è generato da ventole di aspirazione di circa 8 m di diametro. Nel caso delle torri a tiraggio naturale, il flusso ascendente di aria è determinato dal fatto che la condensa calda causa un aumento della temperatura e dell'umidità dell'aria all'interno della torre che, così, diminuisce il suo peso specifico e tende a salire verso l'alto, in uscita dalla torre, richiamando altra aria fredda dal basso.

Il contatto della condensa calda con aria fredda ascendente, determina un passaggio di calore dalla fase liquida a quella gassosa con conseguente raffreddamento della condensa che cade nella vasca di raccolta alla base della torre. Parte di questa viene inviata al condensatore per raffreddare il fluido in uscita dalla turbina; l'eccesso di condensa della vasca di raccolta, è inviata alla reiniezione (mediante sono reiniettati circa 30 m³/h).

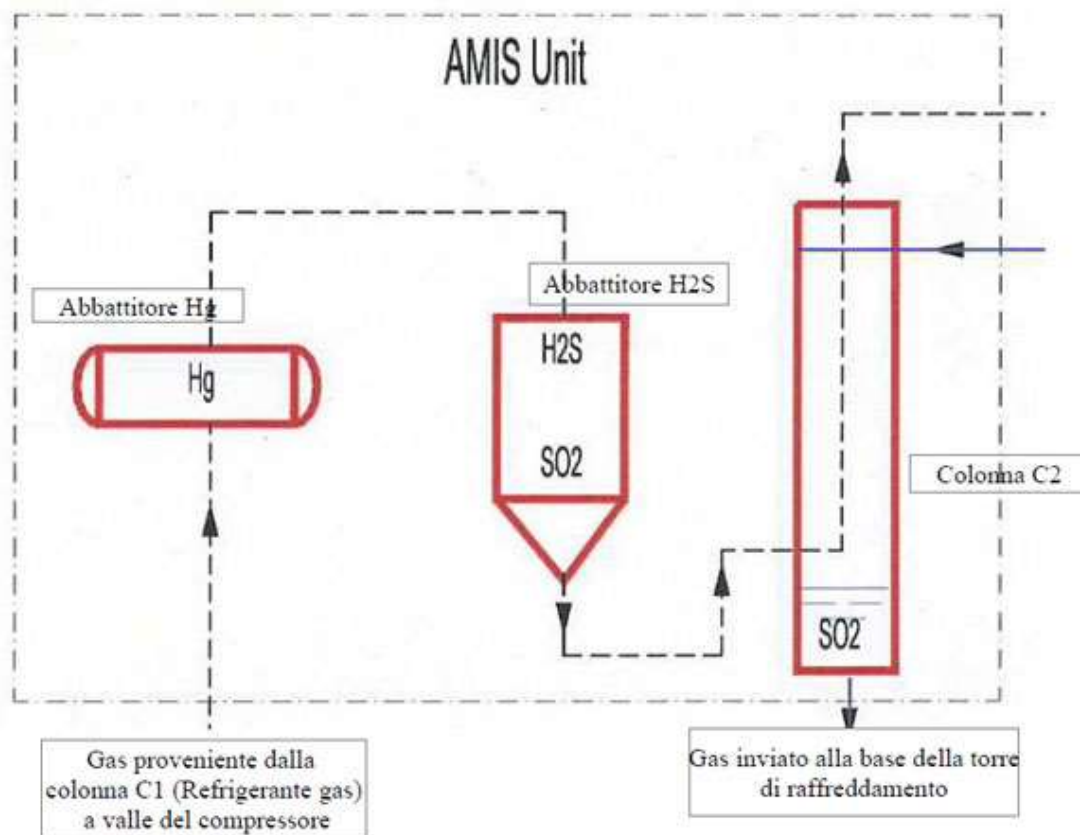
Il condensatore lavora in condizioni di vuoto infatti, tramite un compressore, è mantenuta una pressione inferiore a quella atmosferica (0,08 bar contro la P atm di 0,9 bar) e ciò determina l'estrazione dei gas incondensabili che sono inviati all'impianto di Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato (AMIS).

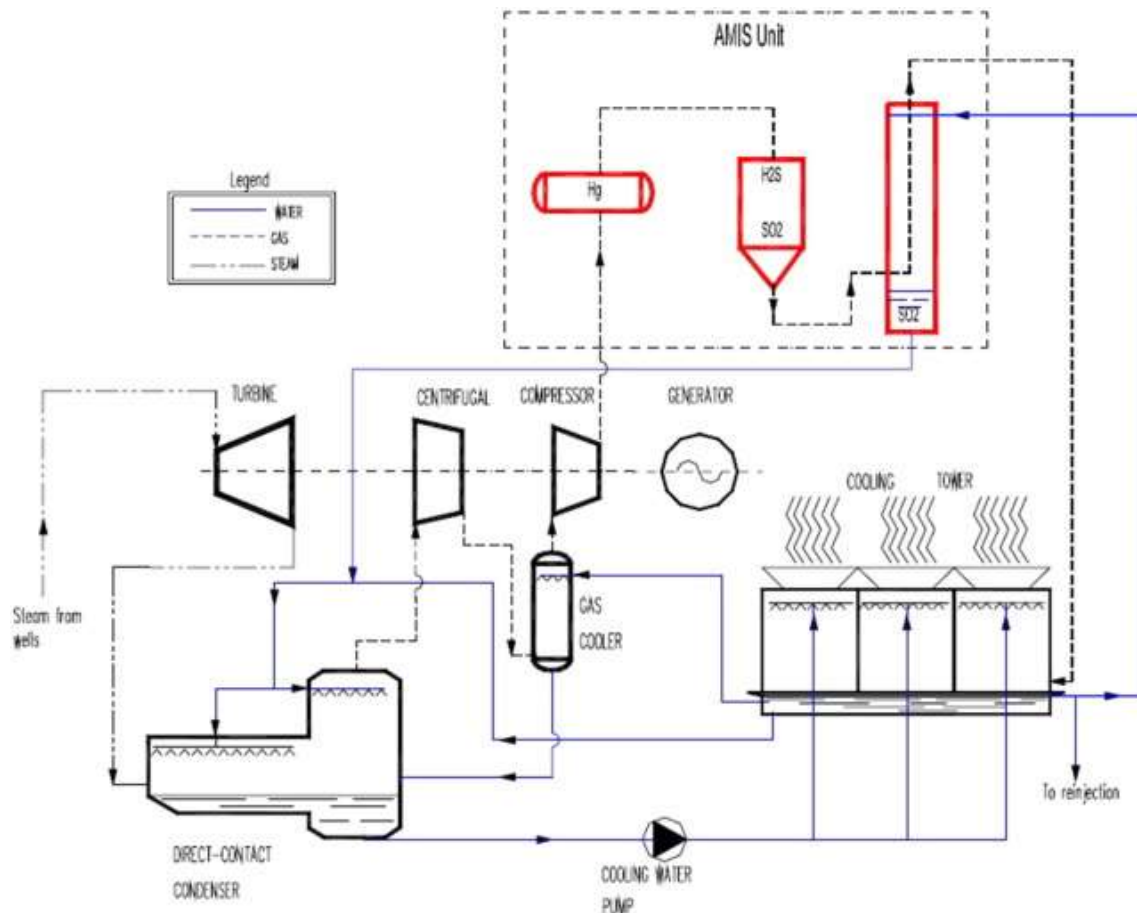


Torre di raffreddamento a tiraggio indotto.



Condensatore.





Modelling of hydrogen sulfide dispersion from the geothermal power plants of Tuscany (Italy).

Centrale geotermoelettrica a ciclo binario

La maggior parte degli impianti di potenza per la produzione di energia elettrica da fonti geotermiche risalgono agli anni '70 e '80. In questi anni si è avuto un forte sviluppo nel settore delle energie alternative soprattutto in seguito alla crisi del petrolio del 1973. La necessità di produrre elettricità da fonti alternative di energia ha spinto la ricerca a muovere importanti passi in avanti in questo settore. In campo geotermico, notevoli progressi si sono avuti con lo sviluppo della tecnologia dei cicli binari. Sebbene tale soluzione impiantistica sia ancora piuttosto costosa, essa rappresenta la frontiera tecnologica degli impianti geotermoelettrici, consentendo di sfruttare sorgenti a temperatura piuttosto bassa (100-120 gradi Celsius). Gli impianti binari utilizzano un fluido secondario di lavoro, di solito un fluido organico (come n-pentano), che ha un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore acqueo. Il fluido secondario lavora in un ciclo Rankine convenzionale o Hirn: il fluido geotermico cede calore al fluido secondario attraverso uno scambiatore di calore nel quale il fluido stesso si riscalda e vaporizza; il vapore prodotto, che aziona una turbina collegata ad un generatore, è poi raffreddato condensando allo stato liquido. Il fluido geotermico, dopo aver attraversato lo scambiatore, torna al pozzo di reiniezione per essere ripompato nel serbatoio geotermico. Scegliendo opportunamente il fluido secondario, è possibile operare con impianti binari che sfruttino fluidi geotermici con temperature comprese tra 85° e 200°C. Il limite superiore è imposto dalla stabilità termica dei fluidi

organici di lavoro, il limite inferiore da fattori tecnico-economici: sotto questa temperatura, gli scambiatori di calore dovrebbero avere una dimensione talmente grande da rendere il progetto non economico. Gli impianti binari operano in circuiti chiusi: né i fluidi di lavoro, né i fluidi geotermici vengono a contatto con l'esterno.

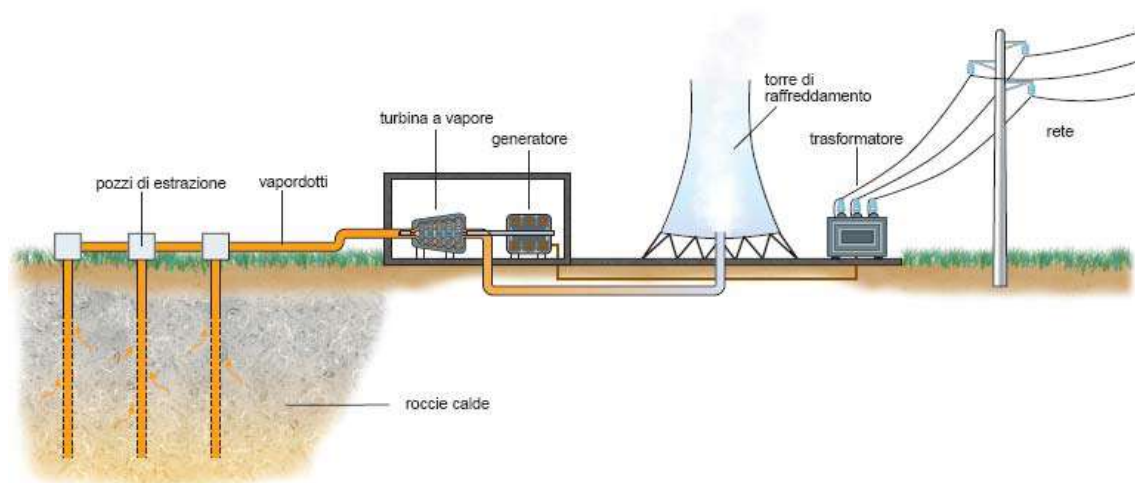
Differenze rispetto ad una centrale tradizionale

Una centrale termoelettrica tradizionale ha, come elementi fondamentali, il generatore di vapore, la turbina, l'alternatore (per la generazione di energia elettrica) ed il condensatore (per la condensazione del vapore esausto). In una centrale geotermoelettrica, oltre a questi, troviamo gli strumenti per il trattamento del vapore del sottosuolo e per l'estrazione dei gas incondensabili (soprattutto anidride carbonica).

Il flusso termico terrestre

Il valore medio del flusso termico terrestre nella crosta continentale è 57 mW/m^2 , mentre nella crosta oceanica raggiunge i 99 mW/m^2 . Il valore medio sulla intera superficie terrestre è pari a 82 mW/m^2 , per un totale di $4 \cdot 10^{13} \text{ W}$ (l'energia emessa in un anno è alcune volte maggiore del fabbisogno mondiale annuo di energia).

LA CENTRALE GEOTERMICA (IN SINTESI)



Schema di una Centrale Geotermica

Per realizzare il processo sopra descritto, una centrale geotermica deve essere realizzata attraverso una serie di apparecchiature fondamentali. L'immagine qui sopra, aiuta a capire di quali elementi si tratta e del suo funzionamento. Gli elementi di cui è costituita una centrale geotermica sono i seguenti:

1. pozzi di estrazione o produzione;
2. turbina a vapore;
3. condensatore;
4. pompa;
5. torre di raffreddamento;
6. pozzo di reiniezione;
7. alternatore;
8. trasformatore.

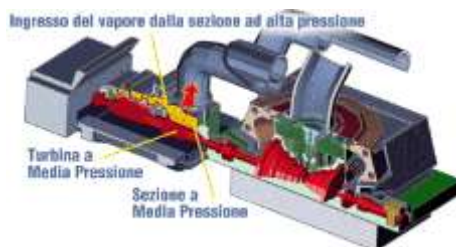
POZZI DI ESTRAZIONE O PRODUZIONE – ricordano molto quelli degli impianti petroliferi. Sono pozzi rivestiti da tubazioni di acciaio che scendono fino alla profondità della zona produttiva (serbatoio geotermico). Questi, vengono poi collegati ad altre tubazioni di acciaio chiamate vapordotti, che permettono il trasporto del vapore fino alla centrale geotermo-elettrica.

TURBINA A VAPORE – è un dispositivo costituito da un grosso asse d'acciaio nel quale sono inserite più "ruote", costituite da diverse file di palette e la cassa, un involucro cilindrico di acciaio all'interno del quale sono fissati gli ugelli ed altre file di palette. Queste ultime non ruotano, ma formano degli "anelli", che vanno ad interporsi tra le file di palette del rotore, e servono ad indirizzare nel modo corretto il vapore da una fila di palette mobili all'altra. La cassa è divisa longitudinalmente in due metà, collegate da grossi bulloni. Il vapore, attraversando le successive file di palette fisse e mobili da un'estremità all'altra della turbina, mette in rotazione il rotore, trasformando quindi la sua energia di pressione e temperatura in energia meccanica.



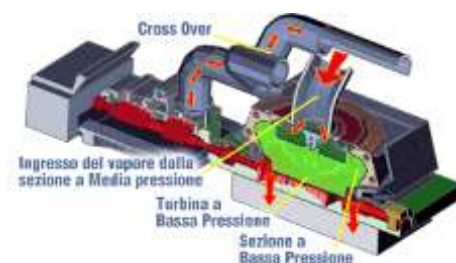
Ciclo ad alta pressione

Il vapore entra dalla caldaia e aziona la turbina ad alta pressione.



Ciclo a media pressione

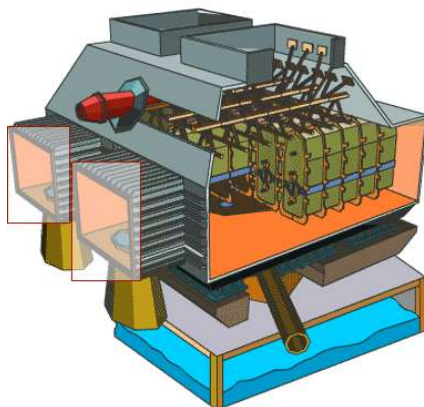
Il vapore entra dalla sezione ad alta temperatura e viene compresso dalla turbina a media pressione.



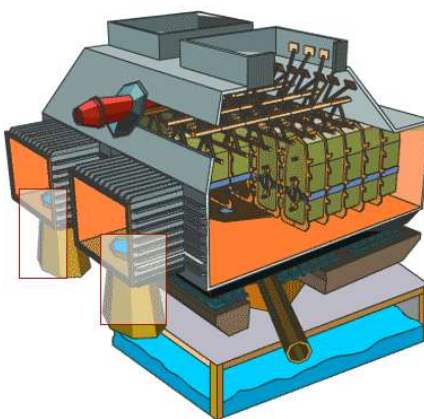
Ciclo a bassa pressione

Il vapore dello scarico del corpo di media pressione entra tramite la sezione di cross-over nella turbina di bassa pressione e viene spinto nel condensatore.

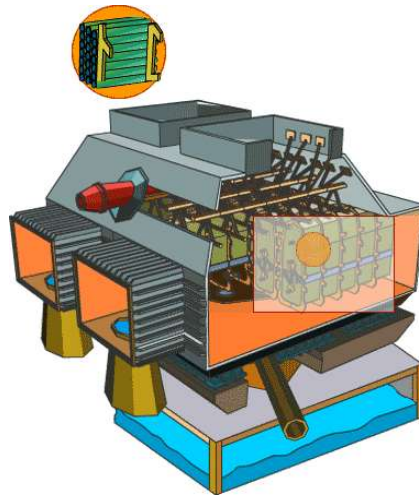
CONDENSATORE – è un dispositivo collegato allo scarico della turbina ed e' costituito sostanzialmente da un volume vuoto, percorso dal vapore, in cui viene spruzzata acqua sotto forma di piccole goccioline, in modo da mettere a contatto tra loro acqua e vapore. L'acqua di condensa viene raccolta in una zona detta "pozzo caldo" da dove viene estratta tramite una pompa che la invia alla torre di raffreddamento. I gas definiti incondensabili propri del vapore geotermico, vengono estratti con un compressore dal condensatore in modo da mantenere il grado di vuoto richiesto.



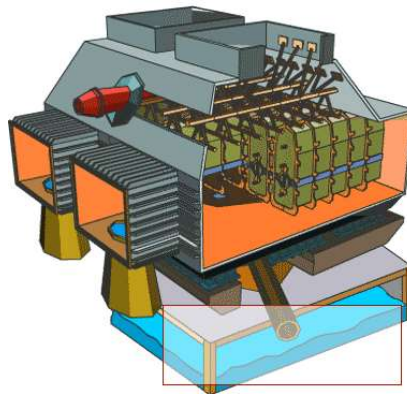
Casse acque di circolazione



Entrata acque di circolazione

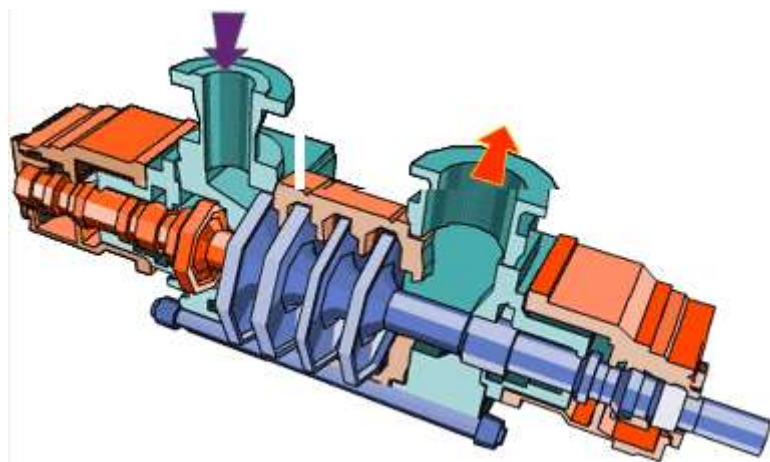


Fascio di tubi



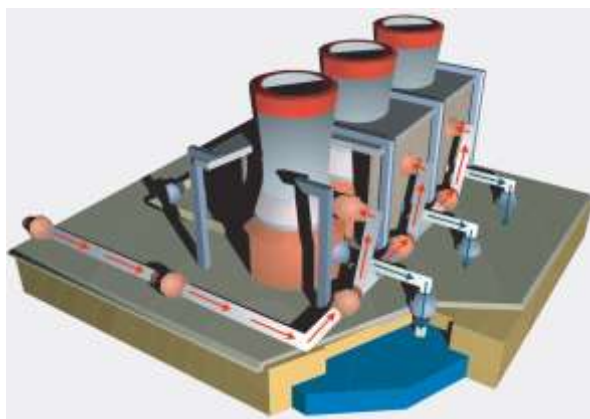
Pozzo caldo

POMPA – è un dispositivo ad asse verticale mosso da un motore elettrico a 6000 Volt. Serve a mandare l'acqua calda del condensatore nella torre di raffreddamento affinché possa tornare al condensatore a temperatura più bassa.



Schema di una pompa (viola ingresso acqua-rosso uscita acqua)

TORRE DI RAFFREDDAMENTO – è una costruzione a forma di parallelepipedo o circolare dotata di camini corti oppure di un solo camino di cemento largo e alto anche 100 metri. Al suo interno l'acqua gocciola dall'alto in basso, incontrandosi con una forte corrente d'aria che va in senso opposto, entrando dalla base ed uscendo dal camino. Durante questo percorso, una parte dell'acqua evapora, sottraendo calore alla parte rimanente che viene raccolta nella vasca acqua fredda, mentre dall'alto esce aria calda e umida e i vapori incondensabili.

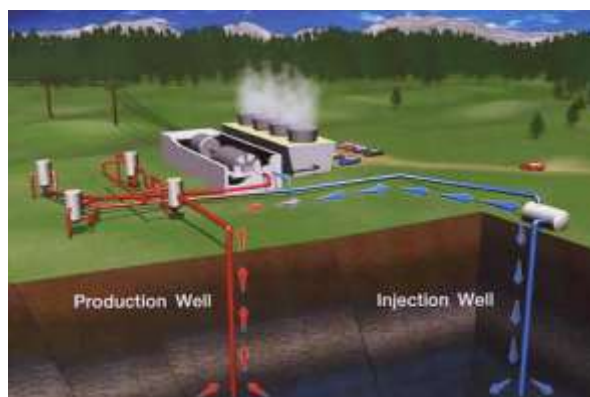


Torri di raffreddamento (schema)



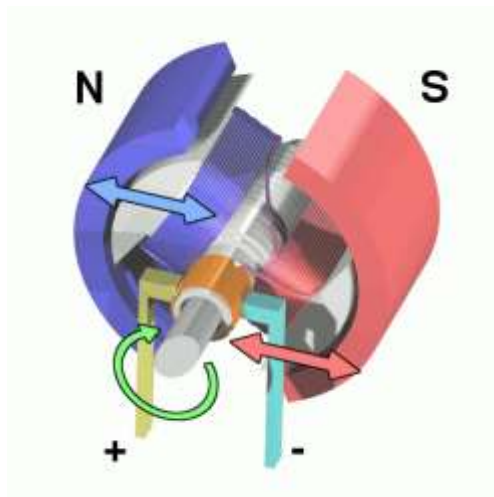
Torri di raffreddamento (foto)

POZZO DI REINIEZIONE – è un pozzo molto simile a quello per l'estrazione dei vapori. Il condotto è rivestito di tubazioni in acciaio sino ad una certa profondità. L'acqua recuperata dallo scarico della centrale viene convogliata al pozzo di reiniezione tramite appositi acquedotti ed infine, viene reimessa nel serbatoio geotermico di origine.

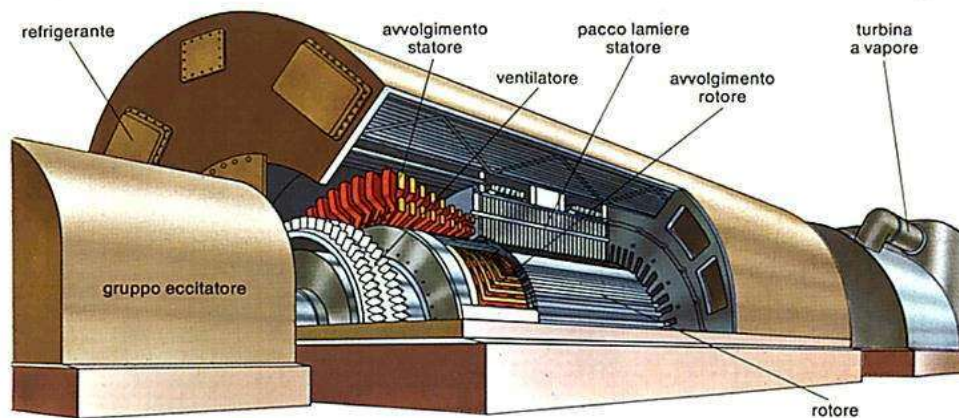


Schema di funzionamento dei pozzi (rosso=produzione – blu=iniezione)

GENERATORE – L'alternatore e' un generatore di corrente elettrica. È costituito da due parti fondamentali, una fissa e l'altra rotante, dette rispettivamente statore e rotore, su cui sono disposti avvolgimenti di rame isolati. Normalmente l'alternatore lo ritroviamo in tutti i tipi di centrali per la produzione di energia elettrica perché riesce a trasformare l'energia meccanica di una turbina (idraulica, eolica, a vapore, ecc.) in energia elettrica.



Schema di funzionamento



Alternatore

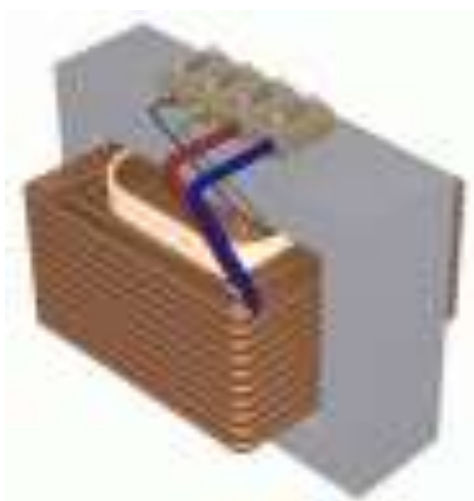
TRASFORMATORE – è una macchina elettrica che serve a trasferire, energia elettrica a corrente alternata da un circuito ad un altro modificandone le caratteristiche. E' formato da un nucleo di ferro a cui sono avvolte spire di rame in due diversi avvolgimenti, dei quali uno riceve energia dalla linea di alimentazione, mentre l'altro è collegato ai circuiti di utilizzazione.



Trasformatore (foto)



Trasformatore (schema)



Schema avvolgimenti elettrici

FONTE ENERGETICA RINNOVABILE ED EFFETTI SULL'AMBIENTE

L'elettricità da fonti geotermiche è considerata rinnovabile poiché il calore estratto localmente è minimo rispetto al calore contenuto e generato dall'intero pianeta, quindi **non penalizzante** a livello di equilibrio e sostenibilità. La terra ha un contenuto di energia termica stimato di circa (3×10^{15} TW/h). Per dare un'idea della grandezza, circa **100 miliardi di volte** il consumo di energia annuo mondiale.

Un 20% di questo calore è da imputare al fenomeno di accrescimento, mentre il restante 80% è legato al decadimento di componenti radioattive storicamente e naturalmente presenti all'interno del mantello e del nucleo. I flussi termici naturali non sono in completo equilibrio, ed **il pianeta si sta raffreddando** (in tempi da distribuire su differenti ere geologiche). È dimostrato che l'estrazione umana è una frazione talmente minuta della naturale decrescita della temperatura che non accelera questo processo, ed è sicuramente un metodo di generazione di energia **più pulito rispetto a numerosi altri**.

Questa fonte di energia è sostenibile anche in quanto **rispetta completamente gli ecosistemi presenti sul pianeta terra**. In nessun modo lo sfruttamento di energia geotermica mette a rischio la possibilità dell'uomo di avere a disposizione la stessa quantità di risorsa geotermica attualmente disponibile (se usata correttamente e con i giusti accorgimenti). Inoltre è una delle risorse rinnovabili con **minor impatto ambientale** anche dal punto di vista di intero processo energetico rispetto ad altri metodi.

L'estrazione tuttavia deve essere strettamente monitorata **per evitare un esaurimento a livello locale, malgrado la sostenibilità a livello globale**. Durante il corso di alcuni decenni le temperature locali di talune sorgenti possono sperimentare un decadimento, con una conseguente perdita di efficienza. Il sito naturalmente raggiunge un nuovo equilibrio talvolta **a temperature più basse**.

Tre dei più vecchi siti di estrazione (Lardello (ITA), Wairakei (NZE) e The Geysers (USA)) hanno sperimentato questo leggero fenomeno di esaurimento. Viene attribuito all'estrazione di acqua e calore in maniera sproporzionata rispetto a quanto venissero rifornite al sistema.

Purtroppo le misurazioni in alcuni periodi sono incerte ed inaffidabili, ed è proprio susseguentemente a questi periodi di dati inaffidabili che si sono verificati dei fenomeni di diminuzione della temperatura e della fornitura di calore.

Diversi studi dimostrano però come esistano metodi di riduzione dello sfruttamento e re-iniezione di acqua all'interno del sistema per recuperare il completo potenziale di un sito. Queste tecniche si sono rivelate utili e fondate nelle tre zone già citate che diventano dunque un esempio di **sostenibilità geotermica a lungo termine**. Lardello è ormai operativa da più di un secolo (dal 1913), **ed è un esempio mondiale di cui dovremmo andare molto fieri**.

Nel caso di necessità, la trivellazione di ulteriori pozzi può rivelarsi utile e funzionale all'aumento di produzione di energia geotermica, a patto che venga correttamente valutata la sostenibilità del sistema. I sistemi di estrazione Neozelandesi sono un esempio di "abuso" in quanto si riporta che per aumentare la produzione siano stati aggiunti, durante gli anni novanta, **alcuni sistemi a isopentano**, ma i dati non siano stati resi disponibili. Si pensa che queste trivellazioni eccessive abbiano rischiato di esaurire le fonti locali, che però ora sono state recuperate e lavorano a massima efficienza.

Dalla terra non fuoriesce esclusivamente acqua calda ma anche composti in forma gassosa. Alcuni di questi gas sono potenzialmente pericolosi per l'ambiente e contengono **diossido di carbonio (CO₂)**, **solfuro di idrogeno (H₂S)**, **metano (CH₄)**, e **ammoniaca (NH₃)**. Questi agenti inquinanti contribuiscono a fenomeni come il riscaldamento globale e delle piogge acide.

Comparati però con una centrale a combustibili fossili il paragone è del tutto irrilevante: una centrale geotermica emette in media **122 kg di CO₂ per MWh**. Il carbone bituminoso (il più pulito) ne emette circa **95 Kg ogni kWh**: quindi circa mille volte in più. Comunque tutti i moderni impianti di estrazione hanno sistemi di misurazione e controllo delle emissioni di gas pericolosi e detti sistemi contribuiscono anche a ridurre queste ultime.

L'acqua che viene estratta dalle fonti geotermiche essa stessa potrebbe avere dissolta al suo interno tracce di elementi tossici come **mercurio, arsenico, boro e antimonio**. Questi elementi precipitano con il raffreddamento dell'acqua e possono causare danni ambientali se rilasciati.

Se l'acqua venisse direttamente utilizzata nei processi potrebbe rappresentare un problema, ma le moderne tecniche scambiano calore senza il contatto di fluidi dei due sistemi (fluidi "geotermici" e fluidi utilizzati per sfruttarne il potere termico) e quando l'acqua fredda viene riportata all'interno della terra per stimolare la produzione, gli stessi agenti chimici tornano in profondità **senza rischiare di recare danni all'ambiente**.

CRITICITA' DEGLI IMPIANTI DI ENERGIA GEOTERMICA

Sono state avanzate alcune critiche al sistema di produzione dell'energia geotermica, relative alla necessità di utilizzare pompe e compressori che consumano essi stessi energia.

Anche la stabilità del terreno può essere compromessa. Un esempio conosciuto è quello di Staufen im Breisgau, in Germania, dove è avvenuto un **innalzamento tettonico dovuto ad uno strato di anidrite venuto in contatto con acqua, formando gesso e raddoppiando in volume**. I sistemi geotermici possono, raramente, iniziare scosse di terremoto, dovute alle fratturazioni provocate dall'acqua. Un esempio è la centrale di Basilea in Svizzera, chiusa e smantellata perché reputata la causa di più di diecimila scosse, di cui alcune **fino a 3,4 gradi Richter**, avvenute nei primi sei giorni seguenti all'iniezione di acqua.

Lo spazio e l'acqua necessari nei moderni impianti non sono così estensivi. Solitamente richiedono una superficie di circa 4 chilometri quadrati per produrre circa un gigawatt, **rispetto a 12 chilometri quadrati circa che richiederebbe un parco eolico di simili prestazioni**. Utilizzano circa 20 litri d'acqua per MWh, confronto ad altri sistemi di produzione come nucleare o carbone che ne richiedono oltre mille.

I principali aspetti negativi sono in realtà legati agli odori estremamente sgradevoli solitamente emanati da queste centrali e dall'inquinamento paesaggistico delle centrali. Invece il geotermico a bassa entalpia non ha di queste controindicazioni, ma non è un sistema di climatizzazione efficiente come da altre fonti (non rinnovabili), e comunque richiede l'operazione di una pompa di calore.

DIFFUSIONE NEL MONDO

La geotermia è la fortuna energetica dell'Islanda, dove l'85% delle case è riscaldato con questa fonte energetica. La grande isola del nord Atlantico basa l'intera sua esistenza sul

naturale equilibrio tra la presenza di acqua calda in profondità e l'atmosfera esterna sotto zero.

Il più grande complesso geotermico al mondo si trova in Italia sul Monte Amiata (l'impianto ha un potenziale di 1.400 MW, sufficiente a soddisfare le richieste energetiche dell'area attorno ad essa), nel comune di Piancastagnaio in Toscana. In Africa, in Kenya e in Etiopia hanno costruito degli impianti per l'energia geotermica. Si calcola che venti paesi al mondo abbiano progetti di sviluppo del geotermico. Anche Google ha investito nel geotermico di terza generazione, basato sulla trivellazione di profondità per raggiungere punti caldi della crosta anche da zone non naturalmente termali.

IN ITALIA

Dall'inizio del Novecento l'Italia sfrutta il calore della Terra per produrre energia elettrica tramite la realizzazione di centrali elettriche geotermiche capaci di sfruttare la forza del vapore.

In Italia la produzione di energia elettrica dalla geotermia è fortemente concentrata in Toscana (Pisa, Siena e Grosseto). I giacimenti naturali di vapore in Toscana producono ogni anno oltre 14,4 PJ di elettricità nelle sole centrali toscane di Larderello (Pisa) e di Radicondoli (Siena).

A Larderello si trova il primo impianto geotermico costruito al mondo: i primi esperimenti del Principe Piero Ginori-Conti risalgono al 1904 dove, per la prima volta, l'energia prodotta da quell'impianto permise di accendere quattro lampadine. Gli impianti di Larderello hanno un'origine datata ben prima della metà dell'Ottocento. I vapori provenienti dal sottosuolo erano una valida alternativa alle innovative macchine a vapore industriali dell'epoca e avevano il pregio di non utilizzare il costoso carbone per alimentare le caldaie. Questo era un vantaggio che non passò inosservato agli imprenditori toscani del primo Novecento.

La produzione di energia elettrica dalla geotermia è una tradizione toscana che arriva fino ai nostri giorni e che pone la regione Toscana ai primi posti dello sfruttamento dell'energia rinnovabile dalla geotermia. Non è un caso che proprio a Larderello si trovi un museo dedicato al vapore.

Ad oggi in Toscana sono presenti più di 30 centrali elettriche alimentate dal fluido endogeno prelevato direttamente dal sottosuolo mediante pozzi del tutto simili a quelli per il petrolio, lo sviluppo ed il miglioramento di queste centrali è continuo ed incessante. Recenti studi sull'assetto delle turbine hanno consentito di migliorare notevolmente il rendimento di molti gruppi.

Tutte le centrali presenti nelle aree geotermiche toscane, sono dotate di efficienti impianti di abbattimento dei gas presenti insieme al vapore (in particolar modo idrogeno solforato), che nonostante fossero ampiamente sotto i limiti di legge vengono ugualmente abbattuti per mantenere più alta possibile la qualità dell'aria.

Nella valle del Cornia è da poco stato avviato il primo impianto al mondo ad unire due fonti rinnovabili, ovvero geotermia e biomasse, in quest'area infatti era già presente una centrale geotermica da 20 MW che a causa della costruzione di nuovi impianti, non aveva più sufficiente vapore per produrre a pieno la sua potenza, ed è stato così riutilizzato lo stabile di una centrale dismessa adiacente a quella ancora in funzione, per costruire una

caldaia alimentata a cippato, che surriscalda il vapore prima di immetterlo nella centrale già attiva, aumentando così la produzione per più di 6 MW.

LA GEOTERMIA A BASSA ENTALPIA

La **geotermia a bassa entalpia** sfrutta il sottosuolo come serbatoio di calore. Nei mesi invernali il calore viene trasferito in superficie, viceversa in estate il calore in eccesso, presente negli edifici, viene dato al terreno. Questa operazione è resa possibile dalle pompe di calore, motori che tutti noi conosciamo nella forma più diffusa rappresentata dai frigoriferi. Impianti di questo tipo non necessitano di condizioni ambientali particolari, infatti non sfruttano né le sorgenti naturali d'acqua calda, né le zone in cui il terreno ha temperature più alte della media a causa di un gradiente geotermico più elevato. Quello che questa tecnologia sfrutta è la temperatura costante che il terreno ha lungo tutto il corso dell'anno. Normalmente, già ad un metro di profondità, si riescono ad avere circa 10-15 °C.

A questo punto si utilizza la pompa di calore che sfrutta la differenza di calore fra il terreno e l'esterno per assorbire calore dal terreno e renderlo disponibile per gli usi umani. Più questa differenza è alta migliore è il rendimento. La pompa di calore necessita di energia elettrica per funzionare, (in condizioni medie ogni 3 kWt resi disponibili si consuma 1 kWe). Per rendere l'impianto ambientalmente più compatibile ed energeticamente autosufficiente, si può abbinare ad un impianto fotovoltaico che produrrà l'energia necessaria per alimentare la pompa di calore. Lo stesso impianto può essere utilizzato per raffrescare gli edifici, facendo funzionare la pompa di calore al contrario, quindi assorbendo il calore dalla superficie e trasferendolo al sottosuolo.

L'alternanza del funzionamento estate/inverno permette di non raffreddare sensibilmente la zolla di terreno in cui sono situate le sonde. Uno dei primi impianti costruiti in Italia, che integra il geotermico con il fotovoltaico ed il solare termico è stato realizzato a Porretta Terme. A seguito di un finanziamento europeo il Centro CISA ha inaugurato nel marzo 2008 l'impianto che alimenta il locale Centro Civico - Centro Anziani di proprietà del Comune.

A Ferrara l'energia distribuita dalla rete di teleriscaldamento della città, nel 2011 è stata prodotta per il 42% dall'impianto geotermico ubicato in località Cassana, che sfrutta la presenza nel sottosuolo di una anomalia geotermica con acqua alla temperatura di circa 100 °C a profondità relativamente bassa, sfruttabile tramite pozzi appositamente perforati.

SONDE GEOTERMICHE

Per trasferire il calore dal terreno si utilizzano delle **sonde geotermiche**: tubi ad U costituiti da materiali con alta trasmittanza termica nei quali passa un liquido che assorbe il calore e lo porta in superficie o nel sottosuolo. Le sonde possono essere di tre tipi:

- verticali
- orizzontali
- compatte

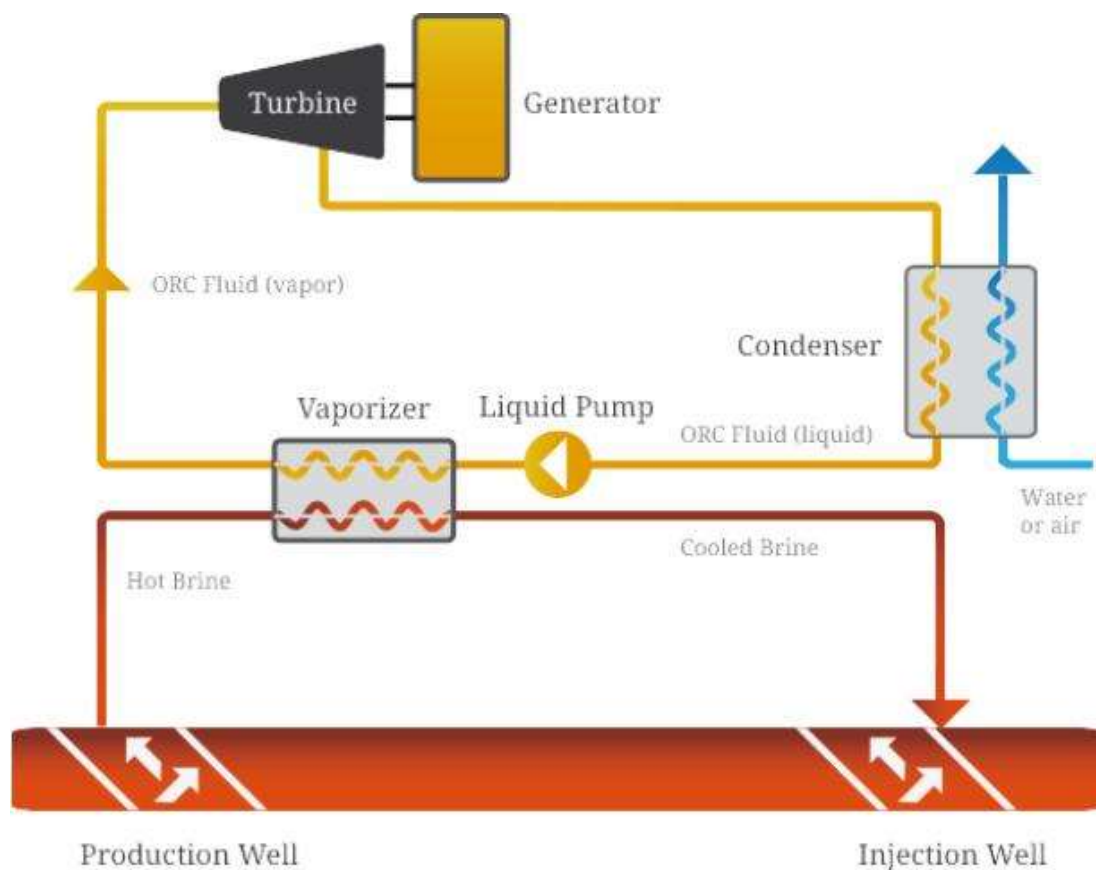
Nel primo caso la sonda scende nel terreno andando verso temperature più elevate e necessita di macchinari particolari per il carotaggio del terreno; nel secondo caso è necessario un terreno sufficientemente pianeggiante nel quale i tubi vengono posati a seguito di un semplice scavo ad una profondità non elevata ma anche sul fondo di un lago

artificiale o naturale sfruttando, in questo caso il calore dell'acqua. Nel terzo caso le sonde sono realizzate tramite strutture orizzontali o verticali annegate nel terreno a profondità variabili fra i 4 e gli 8 metri, scambiando calore tramite superfici elevate realizzate tramite apposite soluzioni strutturali.

GEOTERMIA A CICLO BINARIO: FINALMENTE UN IMPIANTO IN TOSCANA

Finalmente la lunga lotta portata avanti negli anni dall'associazione Giga-FREE sembra aver trovato un coronamento: nel paese, in cui oltre un secolo fa la geotermia elettrica è nata, sorgerà il primo impianto a ciclo binario e reiniezione totale dei fluidi, senza emissioni, sia inquinanti che climalteranti in atmosfera, e a piena tutela della rinnovabilità della risorsa.

Particolarmente significativo che a dare la notizia sia stata la stessa ARPAT (agenzia per la Protezione Ambientale della Toscana) attraverso il proprio sito. È stato infatti siglato lo scorso 31 gennaio 2018 un accordo tra Graziella Green Power ed il player mondiale dell'energia ENGIE, attraverso le sue filiali Storengy e ENGIE Italia, per la realizzazione di un innovativo impianto geotermico a ciclo binario a Castelnuovo Val di Cecina (PI), pienamente integrato a livello paesaggistico. Il progetto, i cui lavori si prevede possano iniziare nel 2019, comprende la progettazione, la costruzione e la gestione di un impianto geotermico di 5 MWe di potenza. La centrale sarà ad impatto ambientale zero grazie all'adozione del cosiddetto "ciclo binario": il fluido geotermico prelevato dal sottosuolo, dopo aver generato energia elettrica, verrà totalmente re-immesso nello stesso sottosuolo insieme a gas non condensabili (CO₂ e altri), con un ciclo produttivo, quindi, senza emissioni nell'atmosfera.



A pieno regime, l'impianto geotermico produrrà una quantità di energia annua stimata intorno ai 40.000 MWh (sufficiente per fornire energia elettrica a 14.000 famiglie). Inoltre, per assicurare il minimo impatto ambientale sul territorio, l'impianto è stato progettato in armonia con il contesto paesaggistico, a basso impatto visivo e senza torri di evaporazione. Non appena ottenute le autorizzazioni amministrative, inizieranno le opere civili e le trivellazioni. ENGIE Italia fornirà il proprio background industriale per il project management e la gestione degli impianti e Storengy, con un'esperienza riconosciuta a livello internazionale di know how del sottosuolo, si occuperà delle trivellazioni e delle attività di geoscienza. Graziella Green Power fornirà il proprio supporto nell'esplorazione del sottosuolo e nelle attività di trivellazione, facendosi parte attiva sul territorio nelle attività di project e site management.



PROGETTI EUROPEI SULLA GEOTERMIA



La Piattaforma Europea per la Tecnologia e l'Innovazione della Geotermia Profonda ETIP-DG (European Technology & Innovation Platform on Deep Geothermal) è un gruppo aperto di Stakeholder, approvato dalla Commissione Europea nell'ambito del piano strategico per le tecnologie energetiche (SET-Plan), con l'obiettivo generale di consentire alle tecnologie che utilizzano la fonte geotermica profonda di diffondersi e raggiungere il loro pieno potenziale ovunque in Europa. L'ETIP-DG riunisce rappresentanti di industrie, università, centri di ricerca e associazioni di settore, che si riferiscono all'intera filiera dell'esplorazione, produzione, gestione e sviluppo dei diversi usi dell'energia geotermica. Grazie ad un progetto europeo H2020 intitolato DG-ETIP (Grant n. 773392) per due anni ETIP-DG ha rafforzato il suo Segretariato, fornendo supporto logistico e organizzativo alla piattaforma e ai suoi gruppi di lavoro, e lanciato 3 documenti Strategici (the Vision, the Strategic Technology and Innovation Agenda e Implementation Roadmap) per formulare obiettivi e strategie per la ricerca e innovazione della geotermia in Europa.



Il progetto GECO, "Geothermal Emission Control" è un progetto finanziato dall'UE attraverso il programma Horizon 2020 Research and Innovation (Grant n. 818169). GECO mira a sviluppare le centrali elettriche geotermiche a emissione zero. Il progetto promuoverà la fornitura di energia geotermica più pulita ed economica in Tutta Europa e nel mondo con emissioni ridotte di carbonio e zolfo. Il nucleo di questo progetto è l'applicazione di una tecnologia innovativa, recentemente sviluppata e dimostrata con successo su scala pilota in Islanda, che può limitare le emissioni degli impianti geotermici condensando e reiniettando gas nel sottosuolo o trasformandoli in prodotti commerciali. Il nuovo approccio di GECO sarà applicato in quattro sistemi geotermici distinti in quattro paesi europei, tra cui l'Italia (Toscana).

GEOENVI

Per analizzare gli aspetti ambientali della geotermia profonda e fornire ogni informazione utile a comprenderne le caratteristiche di sostenibilità, l'Italia partecipa attivamente al progetto europeo GEOENVI, nato all'interno del programma Horizon 2020 (Grant n. 818242). L'obiettivo primario di GEOENVI è quello di assicurare che la geotermia profonda giochi un ruolo importante nel futuro del settore energetico europeo, dimostrando la sostenibilità delle sue tecnologie. GEOENVI intende infatti sviluppare una strategia di risposta alle problematiche ambientali basata sulle seguenti attività:

- Analisi degli impatti e rischi ambientali dei progetti geotermici in esercizio o in sviluppo in Europa, e raffronto con altre tecnologie energetiche;
- Definizione di un framework per proporre ai decisori politici delle raccomandazioni sulla normativa ambientale e agli sviluppatori di progetti delle metodologie di valutazione dei rischi ambientali;
- Comunicazione appropriata e completa degli aspetti ambientali.

GEORISK

Il progetto GEORISK nasce all'interno del programma Horizon 2020 (Grant n. 818232) ed è finalizzato ad istituire un'assicurazione contro i rischi associati allo sviluppo e al funzionamento di un impianto geotermico profondo in tutta Europa e in altri paesi esteri. Lo scopo del progetto è la preparazione di un registro dei rischi, uno strumento per la loro valutazione come base tecnica per una loro misurazione. L'obiettivo è anche quello di proporre strumenti di mitigazione del rischio per stabilire schemi assicurativi su larga scala, secondo le migliori pratiche.



Il progetto GEMex è un'iniziativa di cooperazione tra il Messico e l'Unione europea, sviluppata nell'ambito di Horizon 2020 (n. H2020-LCE-2016-RES-CCS-RIA) in Europa e del Fondo per la sostenibilità energetica (FSE) in Messico. Il progetto ha l'obiettivo di riunire l'esteso know-how messicano di scoprire, sviluppare e utilizzare i sistemi geotermici con una varietà di competenze europee provenienti da sistemi geotermici simili in Italia, Islanda e altri luoghi.



GEO4CIVHIC, un progetto europeo nell'ambito di Horizon 2020 (grant n.792355), si basa su soluzioni innovative studiate da un gruppo di esperti internazionali di società e centri di ricerca ed ha come obiettivo principale lo sviluppo e la dimostrazione di soluzioni con un approccio olistico di ingegneria. Per lo sviluppo del progetto, sarà seguita un'ampia gamma di criteri che spaziano dalle tipologie di edifici ai contesti climatici e idrogeologici, caratterizzati dal sistema geotermico - come la metodologia di perforazione, gli scambiatori di calore Ground Source e la stuccatura. Tutto sarà adattato alle esigenze dei siti beneficiari e del loro contesto urbano.



Il progetto Cheap-GSHPs nasce nel programma H2020 (Grant n. 657982) e si pone come obiettivi la riduzione dei costi di realizzazione dei sistemi di geoscambio, l'incremento dell'efficienza degli impianti, la riduzione delle emissioni di CO₂ e la possibilità di vederne i risultati in edifici civili e storici. Si è avvalso di alcune innovazioni come la creazione di un Software di Decision Support System, nuovo metodo di perforazione, nuove sonde di scambio termico e nuove pompe di calore ad alta temperatura.



Obiettivo generale del progetto CHPM2030 (H2020-Grant n. 654100) è lo sviluppo di una soluzione tecnologica innovativa che possa abbinare l'estrazione di calore con quella di metalli in un unico processo interconnesso.



GEOCOND, un progetto europeo del programma H2020 (Grant n. 727583), mira a sviluppare soluzioni per aumentare l'efficiamento energetico contribuendo di fatto alla decarbonizzazione. I sistemi coinvolti nel progetto comprendono SGES e l'immagazzinamento di energia termica sotterranea. Con una combinazione intelligente di diverse soluzioni di materiali sostenute da un'ingegnerizzazione sofisticata, ottimizzazione, test e convalida in loco, si ottiene una riduzione complessiva del costo del ciclo di vita intera di circa il 25%, e quindi un notevole guadagno di competitività.



L'obiettivo del progetto DEEPEGS, Deployment of Deep Enhanced Geothermal Systems for Sustainable Energy Business, (Grant n°690771), è dimostrare la fattibilità di sistemi geotermici potenziati (EGS) per la fornitura di energia da risorse rinnovabili in Europa.



DESCRAMBLE, un progetto europeo del programma H2020 (Grant n. 640573), ha sviluppato nuove tecnologie di perforazione per un test proof-of-concept per le risorse geotermiche profonde. Perforando la crosta continentale ne è stata testata la condizione, sono state applicate nuove tecniche di perforazione, il controllo delle emissioni di gas e le condizioni di alta temperatura / pressione attese dai fluidi profondi. Con DESCRAMBLE è stato possibile migliorare la conoscenza delle condizioni chimico-fisiche profonde per la previsione e il controllo delle future perforazione. Il sito di test è stato un pozzo asciutto esistente a Larderello (Italia) profondo 2,2 km e ad una temperatura di 350 ° C, è stato approfondito fino a 2,9 km di profondità raggiungendo condizioni supercritiche.



DESTRESS, un progetto europeo del programma H2020 (Grant n. 691728), ha lo scopo di creare serbatoi EGS (sistemi geotermici potenziati) con sufficiente permeabilità, orientamento della frattura e spaziatura per l'uso economico del calore sotterraneo. I concetti si basano sull'esperienza maturata in progetti precedenti, sul progresso scientifico e sugli sviluppi in altri settori, soprattutto nel settore petrolifero e del gas. I metodi di stimolazione sviluppati di recente saranno adattati alle esigenze geotermiche, applicati ai nuovi siti geotermici e preparati per l'assorbimento del mercato. La comprensione dei rischi in ogni area (sia tecnologica, nei processi aziendali, per particolari casi aziendali o altro), la titolarità del rischio e la possibile attenuazione del rischio saranno la portata di specifici pacchetti di lavoro. Il concetto di DESTRESS tiene conto delle questioni comuni e specifiche di diversi siti, rappresentativi per le grandi parti d'Europa, e fornirà un flusso di lavoro generalmente applicabile per le misure di miglioramento della produttività.



Lo scopo generale del progetto GEO-ENERGY EUROPE, inserito nel programma europeo COSME è quello di creare un Partenariato Strategico Europeo per i Cluster (ESCP) con un focus sull'uso sostenibile del sottosuolo per l'energia. Il progetto è

incentrato principalmente sulle attività di rete, sui trasferimenti di competenze e tecnologie intersettoriali, studi di mercato e pianificazione strategica verso la promozione e il decollo industriale del settore emergente dell'energia geotermica profonda per il riscaldamento distrettuale e industriale e la generazione di energia, in linea con gli obiettivi di transizione energetica europei e nazionali.



GeoPLASMA-CE mira a promuovere l'uso geotermico superficiale nelle strategie di riscaldamento e raffreddamento nell'Europa centrale. I metodi geotermici sono una fonte di calore endogena disponibile localmente e non influenzata dalle emissioni, che è una tecnologia chiave presente e futura al fine di ridurre le emissioni pericolose per il clima e la qualità dell'aria. Il progetto intende creare un'interfaccia web-based tra esperti geoscientifici e soggetti pubblici e privati per rendere il know-how esistente sulle risorse e sui rischi associati all'uso geotermico accessibili per la pianificazione energetica territoriale e le strategie di gestione nell'Europa centrale.



Il progetto GEOTeCH (H2020 Grant: 656889) mira a stimolare e promuovere un maggiore utilizzo di sistemi di riscaldamento e raffreddamento rinnovabile utilizzando GSHP, attraverso l'innovazione di tecnologie innovative di drilling e per gli scambiatori di calore a terra che sono più convenienti ed efficienti rispetto alla tecnologia attuale. Il progetto GEOTeCH proposto non si ferma solo allo sviluppo delle tecnologie di perforazione e degli scambiatori di calore a terra, ma anche per cercare soluzioni per sistemi che sfruttino al meglio le pompe ibride e sistemi "plug and play" da offrire ai settori dell'edilizia e dei piccoli edifici.



GEOTABS hybrid (Grant n.°723649) è un progetto di ricerca attivo per ottimizzare la pre-progettazione e il funzionamento di una combinazione ibrida di pompe di calore geotermiche (GEO-HP) e sistemi di edifici ad attivazione termica (TABS). Progetterà una soluzione MPC (Model Predictive Control) automatizzata e migliorata per i test sui sistemi di alimentazione e di emissione ibridi in edifici dimostrativi come uffici, case di cura per anziani, scuole e condomini. L'applicazione di MPC agli ibridi GEOTABS ottimizza le prestazioni e l'efficienza, rendendola più interessante dal punto di vista economico e aumentando la diffusione.



L'obiettivo generale del progetto ITER (Grant n.° 661396) è stato garantire la sostenibilità dei sistemi di riscaldamento e raffreddamento accoppiati a terra e, in particolare, dei sistemi orizzontali di scambiatori di calore a terra. Le azioni di indagine e innovazione in

questo campo si sono oncentrate sulla ricerca di nuove soluzioni tecniche, sullo sviluppo di tecnologie emergenti e sul miglioramento dell'efficienza di trasferimento del calore dei sistemi esistenti. Le richieste di riscaldamento e raffreddamento rappresentano quasi il 50% della domanda finale di energia in Europa e lo sviluppo di sistemi geotermici e in particolare di soluzioni geotermiche poco profonde, rivela un enorme potenziale nel fornire energia termica per edifici residenziali e terziari.



MATCHING (Grant n.° 686031) è un progetto europeo finalizzato alla riduzione della domanda di acqua di raffreddamento nel settore energetico attraverso soluzioni tecnologiche innovative, da dimostrare nelle centrali termiche e geotermiche.



IMAGE (Metodi integrati per l'esplorazione geotermica avanzata, Grant n.° 608553) è un progetto europeo nell'ambito del 7 ° programma quadro per la ricerca e lo sviluppo tecnologico, che ha coinvolto 20 partner di 9 paesi diversi per quattro anni. Obiettivo del progetto è stato sviluppare un approccio integrato di esplorazione geotermica basato su metodi scientifici all'avanguardia. Grazie ad IMAGE è stato possibile implementare un workflow affidabile su scale diverse per aiutare industrie nelle loro scelte per l'esplorazione geotermica profonda.



GRETA è un progetto il cui obiettivo ha dimostrato il potenziale di NSGE nello Spazio Alpino. Le conoscenze acquisite potrebbero favorire l'integrazione di questa tecnologia nei futuri piani energetici nell'area a diversi livelli amministrativi. Questo approccio ha contribuito a ridurre le emissioni totali di CO2 nelle regioni sensibili dal punto di vista ambientale utilizzando fonti di energia rinnovabile che sono ampiamente disponibili. I principali risultati del progetto sono gli strumenti di supporto decisionale (mappe di potenziale geotermico, linee guida per la pianificazione energetica), linee guida legali e tecniche per l'utilizzo di NSGE, basate su uno scambio di migliori pratiche.



Il progetto GEOELEC è stato avviato nel giugno 2011 e si è concluso nel novembre 2013. Questo progetto ha riunito 8 paesi membri UE. L'obiettivo si è focalizzato sulla sensibilizzazione di responsabili delle politiche energetiche, sul potenziale geotermico in Europa, sull'incentivare banche, investitori e compagnie petrolifere nel finanziare l'energia geotermica. Il sito di Geoelec è adesso centro di informazione sulla geotermia per l'Europa.



GeoDh è stato un progetto teso allo sviluppo di conoscenze per l'applicazione di riscaldamento e del raffreddamento geotermico. Ci sono Paesi europei dove questa risorsa è conclamata ma esiste un più grande potenziale. Al fine di aumentare la consapevolezza, il progetto GEODH ha valutato e presentato per la prima volta il potenziale geotermico in Europa.



L'obiettivo di Heat Roadmap Europe 4 (HRE4, Grant n°. 695989) è sviluppare strategie di riscaldamento e raffreddamento a basse emissioni di carbonio, denominate Heat Roadmaps, quantificando e implementando cambiamenti a livello nazionale per 14 Stati membri dell'UE, che insieme rappresentano circa l'85-90% del riscaldamento e raffreddamento totali in Europa.



DARLINGe è un progetto di un consorzio composto da 15 partner provenienti dal mondo della ricerca, dell'industria e delle istituzioni amministrative, appoggiato da 7 Paesi della regione del Danubio (Ungheria, Slovenia, Croazia, Serbia, Bosnia ed Erzegovina e Romania) che lavorano insieme per migliorare la sicurezza e l'efficienza energetica promuovendo l'utilizzo sostenibile delle risorse geotermiche esistenti, che in gran parte ancora non sono utilizzate nel settore del riscaldamento.



GeoWell (Grant n.654497) è un progetto di ricerca collaborativa triennale. Mira a sviluppare tecnologie affidabili, economiche e sicure per l'ambiente per la progettazione, il completamento e il monitoraggio di pozzi geotermici ad alta temperatura:

- Tecnologie per cemento e sigillatura
- Materiali e accoppiamento degli involucri
- Misurazioni di temperatura e deformazione nei pozzi mediante tecnologie a fibre ottiche per monitorare l'integrità dei pozzi
- Sviluppo di metodi di valutazione del rischio
- La tecnologia sviluppata sarà testata in laboratorio e in parte in un vero ambiente geotermico.



L'obiettivo del progetto GreenHP (Grant n°.308816) è di studiare e sviluppare un nuovo sistema di riscaldamento altamente efficiente basato su pompe di calore aria / acqua ad alta capacità per il retrofit di case plurifamiliari e edifici commerciali con particolare attenzione alle città. Questo sistema di pompe di calore ad alta potenza utilizzerà un refrigerante alternativo e interagirà con grandi sistemi di energia (rinnovabile), in particolare la smart grid, e includerà altre fonti di energia rinnovabile, come il fotovoltaico e il solare termico, nonché lo stoccaggio di energia.



Nell'ambito del programma Horizon 2020 finanziato dalla CE, SURE (Grant n°. 654662) è un progetto che vuole studiare e testare la tecnologia di perforazione a getto d'acqua radiale (RJD) come metodo per aumentare l'afflusso in pozzi geotermici con produzione insufficiente.

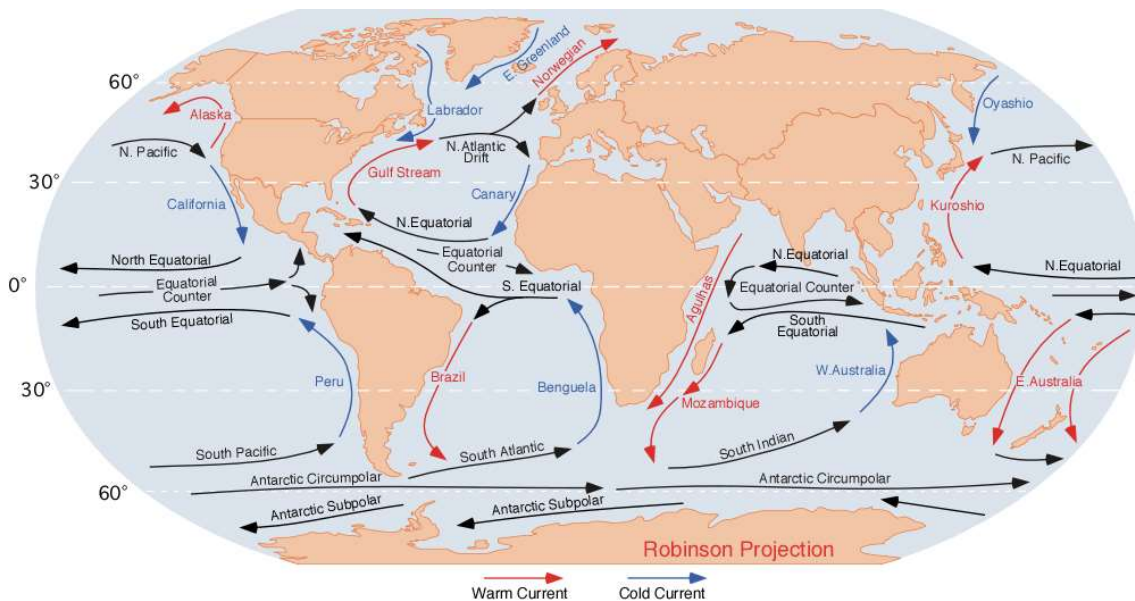


L'obiettivo del progetto ThermoDrill (Grant n°. 641202) è sviluppare un sistema di perforazione innovativo che consentirà perforazioni più veloci ed economiche.

CAPITOLO 15

CORRENTE OCEANICA

In oceanografia la corrente oceanica (o corrente marina) è una massa di acqua marina in movimento rispetto all'acqua che la circonda e dalla quale si può differenziare per densità, salinità, temperatura o colore. L'insieme delle correnti oceaniche dà vita alla circolazione termoalina, ossia la circolazione oceanica regolata da due importanti fattori quali la differenza di densità dell'acqua ed il vento.



Rappresentazione delle principali correnti oceaniche

Classificazione

Vi sono vari tipi di correnti marine, classificate in base a diversi aspetti:

- processo formativo (correnti di gradiente, correnti di deriva)
- distanza dal fondale (correnti di superficie, di profondità media e profondità abissali)
- temperatura media interna
 - calde: correnti superficiali che vanno dall'equatore ai poli.
 - fredde: correnti superficiali che vanno dai poli all'equatore.
- tipo di flusso
 - orizzontali: correnti che si spostano parallelamente alla superficie.
 - verticali: correnti che si spostano perpendicolarmente alla superficie.

Le correnti che vanno dall'equatore ai poli trasportano anche aria calda, come la corrente del Golfo. Le correnti che vanno dai poli all'equatore mitigano le fasce intertropicali.

Questo tipo di correnti, la cui origine è essenzialmente termoalina (da differenze di temperatura e salinità delle masse d'acqua), non va confuso con le correnti costiere, la cui genesi è dovuta principalmente al vento e al moto ondoso.

Effetti

Le correnti marine hanno una notevole importanza anche nella biosfera, poiché:

- condizionano il clima (le correnti calde lo rendono più mite, le correnti fredde favoriscono la desertificazione)
- contribuiscono alla diffusione delle specie vegetali e animali (trasportando semi e uova di animali a volte anche da un continente all'altro)
- trasportano il plancton (che è alla base della catena alimentare e viene seguito da molti pesci, da cui deriva la pescosità di alcuni mari).

Importanza

La conoscenza delle correnti oceaniche di superficie è essenziale per ridurre i costi di spedizione, in quanto viaggiare senza averle contro riduce i costi del carburante. Nell'era della vela, alimentata dal vento, la conoscenza delle correnti oceaniche era ancora più essenziale. Un buon esempio è la corrente di Agulhas, che per lungo tempo ha impedito ai marinai portoghesi di raggiungere l'India. Gli utilizzatori di imbarcazioni a vela di tutto il mondo, ancora oggi, utilizzano proficuamente le correnti di superficie per mantenere la velocità. Le correnti oceaniche sono molto importanti anche nella diffusione di molte forme di vita. Un esempio è il ciclo di vita dell'anguilla europea.

Le correnti oceaniche sono importanti nello studio dei detriti marini e viceversa. Queste correnti influiscono anche sulle temperature in tutto il mondo. Ad esempio, la corrente oceanica che porta acqua calda dall'Atlantico settentrionale all'Europa nordoccidentale blocca cumulativamente e lentamente i ghiacci lungo le rive del mare, impedendo anche alle navi di entrare ed uscire dalle vie navigabili interne e dai porti marittimi, per cui le correnti oceaniche svolgono un ruolo decisivo nell'influenzare i climi delle regioni attraverso le quali scorrono. Le correnti d'acqua dell'oceano freddo che scorrono da regioni polari e subpolari portano con sé molto plancton, cruciale per la sopravvivenza di diverse specie chiave negli ecosistemi marini. Poiché il plancton è il cibo dei pesci, le abbondanti popolazioni di pesci vivono spesso dove prevalgono queste correnti.

Le correnti oceaniche possono essere utilizzate anche per la produzione di energia elettrica marina, con sperimentazioni in zone quali quelle al largo del Giappone, della Florida e delle Hawaii.

Corrente del Golfo

La **corrente del Golfo**, insieme alla corrente nord-atlantica, è una potente corrente oceanica calda dell'emisfero boreale, presente nell'Oceano Atlantico Settentrionale. Nasce nel golfo del Messico trasportando acqua calda tropicale verso l'Atlantico settentrionale. Quando poi questa si raffredda in prossimità del circolo polare artico, si inabissa, dopodiché il ciclo ricomincia. Tale corrente è di vitale importanza per la mitigazione del clima dei paesi europei che si affacciano sull'oceano Atlantico: Portogallo, Spagna, Francia, Irlanda, Gran Bretagna e Islanda, con la sua influenza che si estende fino alla Scandinavia ed oltre.

L'influsso del movimento terrestre

In breve l'acqua, spostandosi verso nord, tende a mantenere inalterata la propria velocità, come stabilito dal principio di inerzia. Risalendo verso nord, le masse liquide si "scontrano" con masse che viaggiano a velocità inferiori poiché la velocità lineare di

rotazione diminuisce con l'aumentare della latitudine. In un intervallo di tempo le masse con velocità maggiore percorrono spazi maggiori e saranno quindi più spostate verso est di masse con velocità minore. A questo è dovuta la forma della traiettoria della corrente del Golfo. La corrente nasce nel golfo del Messico, in cui grandi masse di acqua tropicali vengono riscaldate dall'azione diretta della radiazione solare incidente: queste masse tendono a risalire verso nord ad una velocità di circa 2,5 m/s (9 km/h) per differenza di densità con le acque più fredde a nord, venendo deviate dalla rotazione terrestre: lo spostamento delle masse d'acqua subisce una deviazione verso destra a causa della forza di Coriolis.

Evoluzione futura

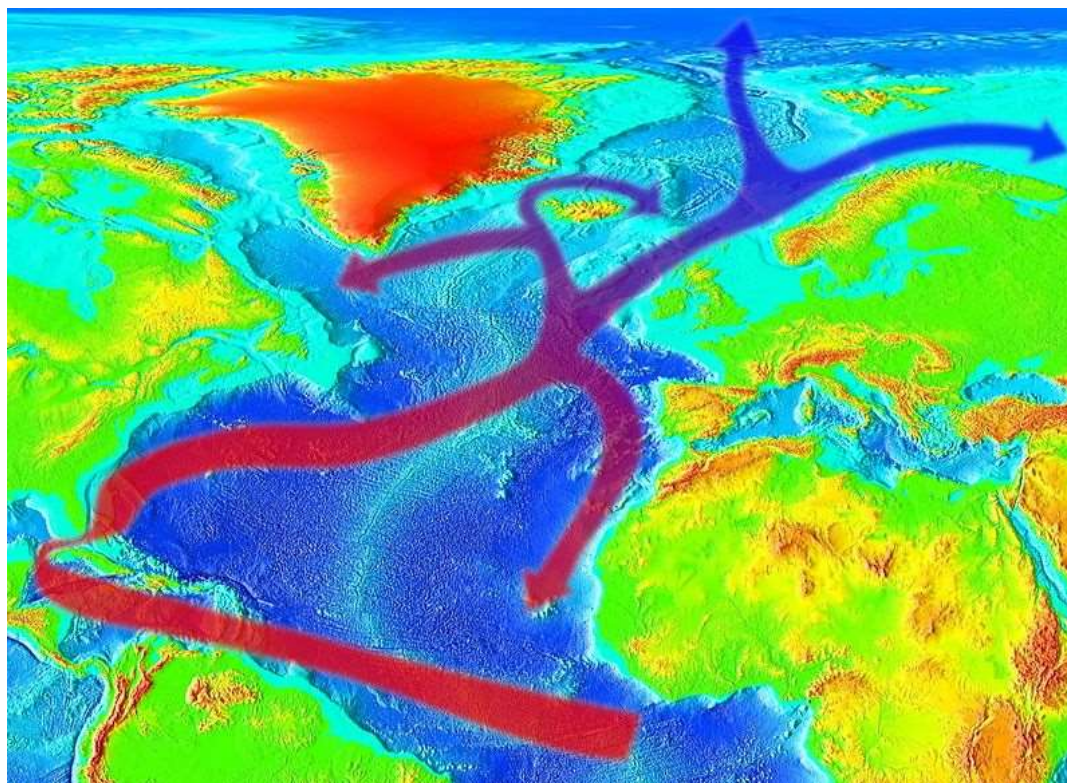
Quando il nastro trasportatore è attivo le correnti oceaniche dell'Atlantico ad alta salinità, scorrendo dai tropici verso nord riscaldano i venti dominanti mentre questi spirano verso est (cioè verso l'Europa). Le correnti che trasportano calore, dense per la salinità, diventano ancora più dense quando, risalendo verso nord, cedono calore all'atmosfera. Alla fine, l'acqua salata e fredda diviene abbastanza pesante da affondare in prossimità della Groenlandia. Da qui ritorna verso sud lungo il fondo oceanico, lasciando un vuoto che attira altra acqua calda dalle basse latitudini. Quando la corrente Nord-Atlantica è attiva, condizioni temperate con inverni relativamente miti (rispetto a quelli che si registrano alle stesse latitudini in America) favoriscono una ricca produzione agricola in gran parte dell'Europa. I monsoni stagionali portano acqua ad ampie fasce dell'Africa e dell'Estremo Oriente. L'Asia centrale è umida mentre Antartide e Sud Atlantico sono freddi.

Il nastro trasportatore può rallentare o fermarsi quando nel Nord Atlantico affluisce troppa acqua dolce che diluisce le correnti ad alta salinità provenienti da sud poiché le acque superficiali (indipendentemente dalla loro temperatura) non diventano abbastanza dense da "affondare". I venti dominanti in questo modo portano aria fredda verso l'Europa creando condizioni di freddo che possono durare per decenni, fino a quando le acque delle basse latitudini non diventano abbastanza saline da sopraffare quelle più dolci a nord, facendo ripartire il nastro trasportatore con una gigantesca spinta.

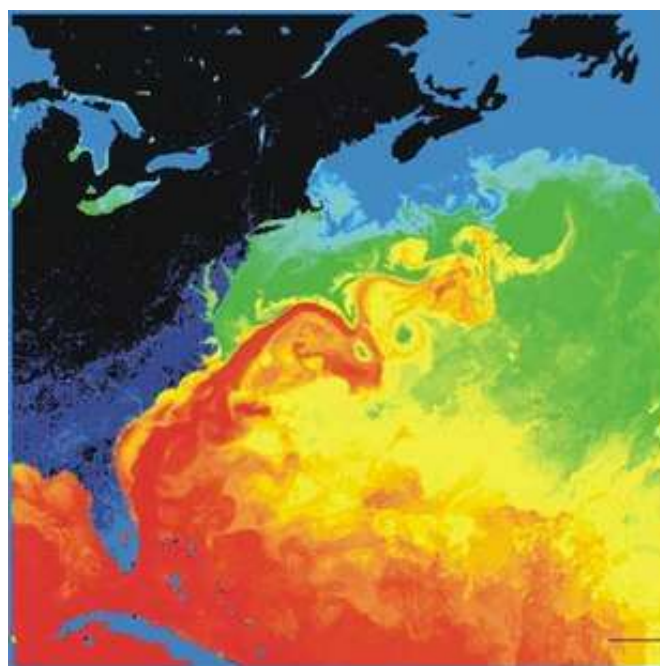
Se il nastro trasportatore si fermasse avremmo inverni rigidissimi in Europa e nell'America del Nord mentre avremmo forti siccità in molte parti dell'emisfero australe poiché non vi sarebbero più i monsoni provocati dalle correnti calde risalenti verso nord. L'analisi dei dati sul clima preistorico ha fornito alcuni indizi che vanno in questa direzione, ma la loro interpretazione è ancora controversa. Ad esempio sembra quasi certo che, circa 11.000 anni fa, la fusione di estesi ghiacciai posti sul Labrador causò il rallentamento della corrente del Golfo. Una delle conseguenze dell'evento fu il raffreddamento del clima europeo per un periodo approssimativo di 1.000 anni. Un'ipotesi simile è stata fatta anche per spiegare la Piccola era glaciale. L'aggravarsi o l'inizio di una nuova era glaciale non è comunque prevedibile con i modelli climatici attuali. In base alle ipotesi più pessimistiche, il clima potrebbe mutare in modo drastico e imprevedibile in pochi decenni.

Nel 1991, un modello climatico di Manabe, che prevedeva un sistema accoppiato oceano-atmosfera, si concluse con una previsione che un cambio nella circolazione della corrente del Golfo nell'Atlantico nord poteva provocare un raffreddamento dell'Europa. Secondo alcuni climatologi, un aumento della temperatura del pianeta, come nel caso dell'attuale riscaldamento globale, produrrebbe un afflusso di grandi quantità di acqua

dolce, liberata dal disgelo della coltre glaciale della Groenlandia e di altre regioni boreali e potrebbe bloccare il cosiddetto "nastro trasportatore" del nord Atlantico. Un eventuale arresto del nastro trasportatore, o anche soltanto un suo significativo rallentamento, potrebbe raffreddare il Nord Europa anche se le temperature globali continuassero ad aumentare a causa del riscaldamento globale.



La corrente del Golfo



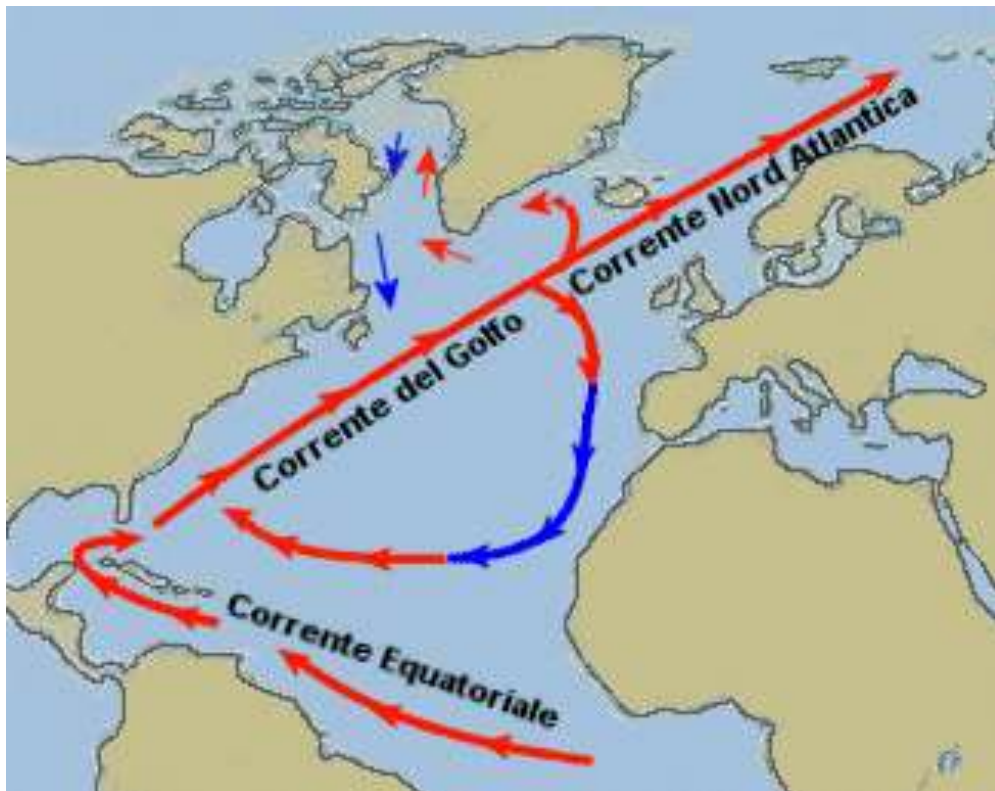
Una fotografia a falsi colori che mostra la temperatura dell'acqua nel golfo del Messico

Corrente nord-atlantica

La **corrente nord-atlantica** è una corrente oceanica di acqua calda presente nell'Oceano Atlantico settentrionale.

Nasce a sud-est dell'isola di Terranova dove le acque calde della corrente del Golfo si mescolano con quelle fredde della corrente del Labrador.

Dopo aver superato la dorsale medio atlantica si divide in più rami a ovest dell'Irlanda. Uno dei rami si dirige verso sud formando la corrente delle Canarie, mentre un altro si dirige a nord lungo le coste dell'Europa settentrionale influenzandone le condizioni climatiche.



Corrente del Golfo - Corrente Nord Atlantica – Corrente Equatoriale

Corrente del Labrador

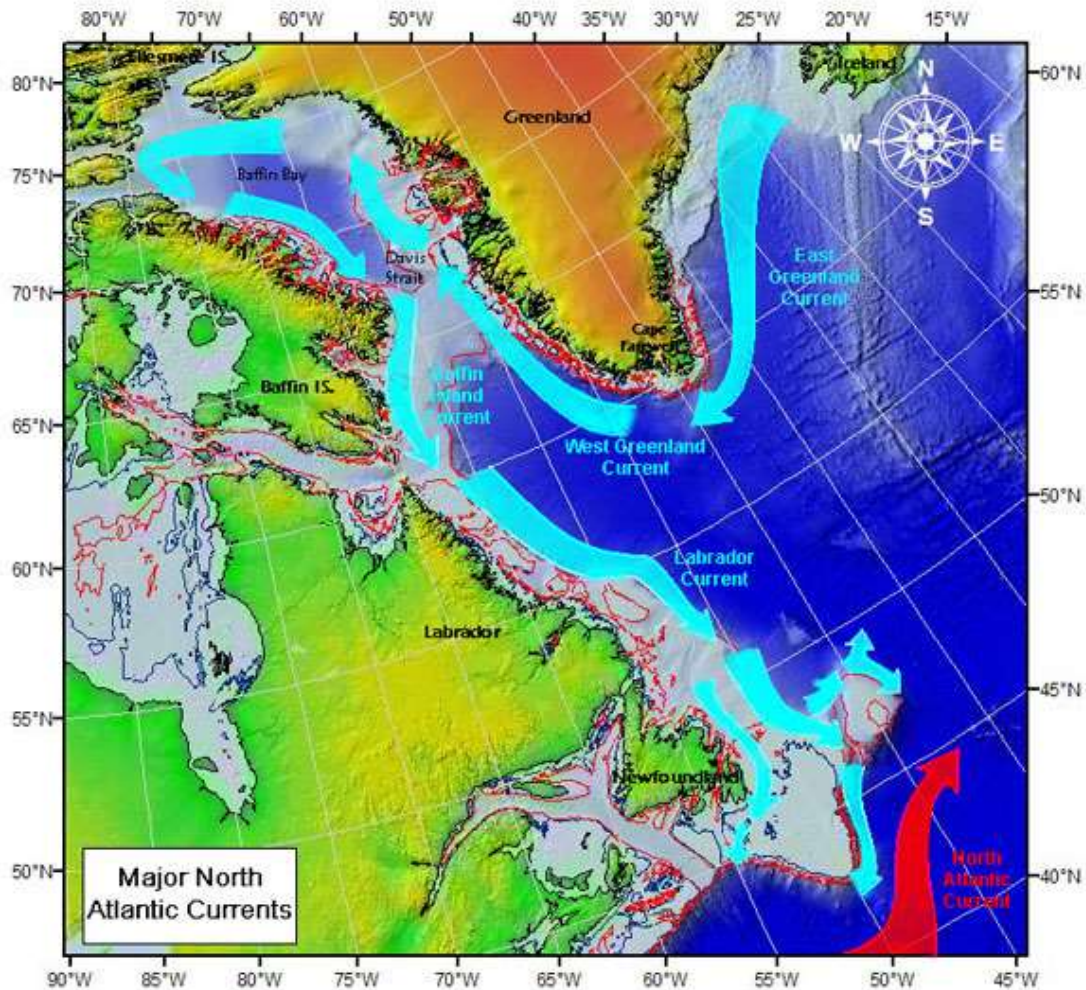
La **corrente del Labrador** è una corrente oceanica fredda del nord Atlantico, che scorre dal sud del mare Glaciale Artico, lungo la costa del Labrador, passando nei pressi di Terranova, proseguendo verso sud lungo la costa orientale della Nuova Scozia.

È la continuazione di altre due correnti artiche: la corrente della Groenlandia occidentale e la corrente dell'isola di Baffin. Un ramo di questa corrente entra nel golfo di San Lorenzo attraverso lo stretto di Belle Isle.

Questa corrente comporta un raffreddamento della costa orientale del Canada e della Nuova Inghilterra. Le acque di queste coste sono più fredde di 7-10 °C rispetto a quelle presenti ad una simile latitudine lungo le coste occidentali del Nord America e sull'Europa. Le acque della corrente del Labrador sono anche meno salate, e questo comporta la formazione di ghiaccio in inverno anche a latitudini piuttosto basse. In

primavera e in estate, questa corrente trasporta iceberg, spesso staccatisi dai ghiacciai della Groenlandia e del Nord Atlantico.

La corrente del Labrador è una delle più fredde al mondo.



La Corrente del Labrador

Corrente dell'isola di Baffin

La **corrente dell'isola di Baffin** è una corrente oceanica fredda del nord Atlantico che scorre lungo la costa orientale dell'isola di Baffin. Rappresenta un braccio della corrente della Groenlandia occidentale. Prosegue verso sud incontrando la corrente del Labrador nei pressi di Terranova.

Corrente della Groenlandia orientale

La **corrente della Groenlandia orientale** (abbreviata in EGC dall'acronimo dell'inglese *East Greenland Current*) è una corrente oceanica fredda e a bassa salinità che fluisce in direzione sud lungo le coste della Groenlandia tra lo stretto di Fram (~80°N) e Capo Farvel (~60°N).

Caratteristiche

La corrente scorre attraverso i mari del Nord (Mare di Groenlandia e Mare di Norvegia) e lo stretto di Danimarca.

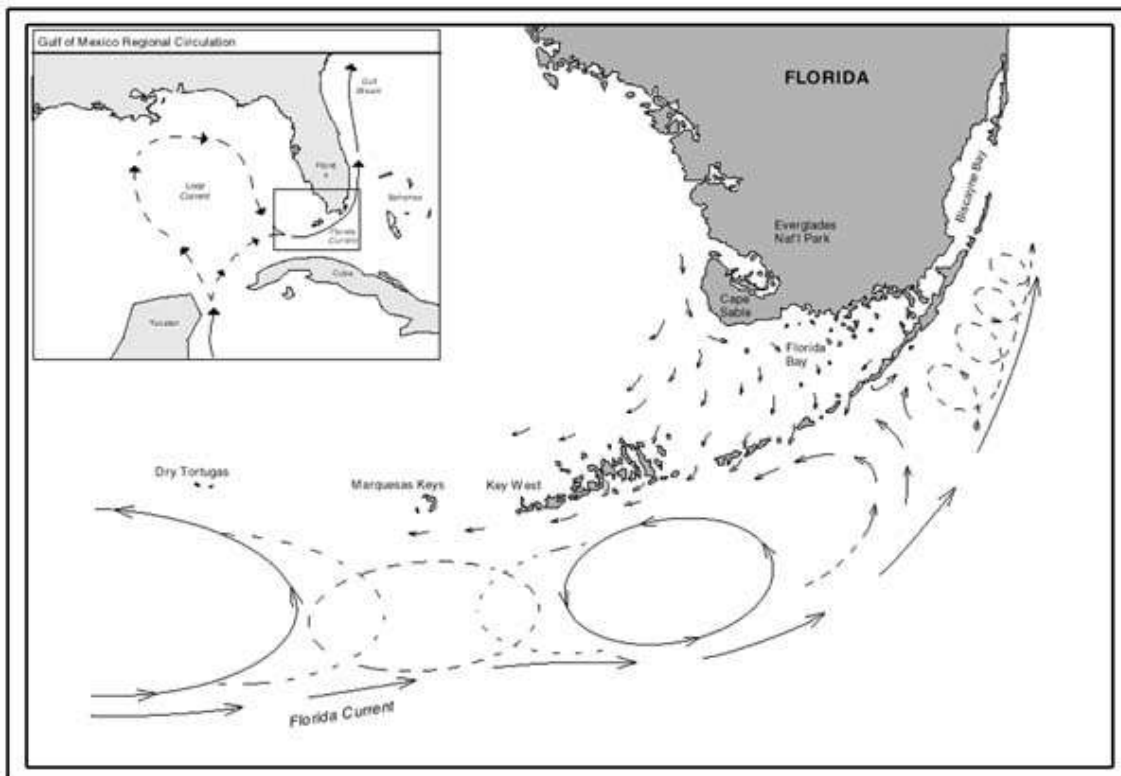
Mette in comunicazione il Mare Glaciale Artico con l'Oceano Atlantico settentrionale e fornisce il maggior contributo al trasporto del ghiaccio della banchisa polare al di fuori dell'Artico.

La fredda acqua della corrente della Groenlandia orientale scorre verso sud attraverso la parte occidentale dello stretto di Fram, mentre la corrente di Spitsbergen ovest convoglia acqua relativamente calda e salina dall'Oceano Atlantico all'interno del Mar Glaciale Artico attraverso la parte orientale dello stretto di Fram.

Il flusso incrociato delle calde acque della corrente di Spitsbergen ovest e di quelle fredde della corrente della Groenlandia orientale, rende lo stretto di Fram il punto più settentrionale dell'oceano con acque libere dai ghiacci durante l'intero corso dell'anno.

Corrente della Florida

La **corrente della Florida** è una corrente marina calda dell'Oceano Atlantico settentrionale. Nasce nel golfo del Messico alimentata dalla corrente Loop, attraversa gli stretti della Florida e si unisce alla corrente delle Antille per formare la parte iniziale della corrente del Golfo.

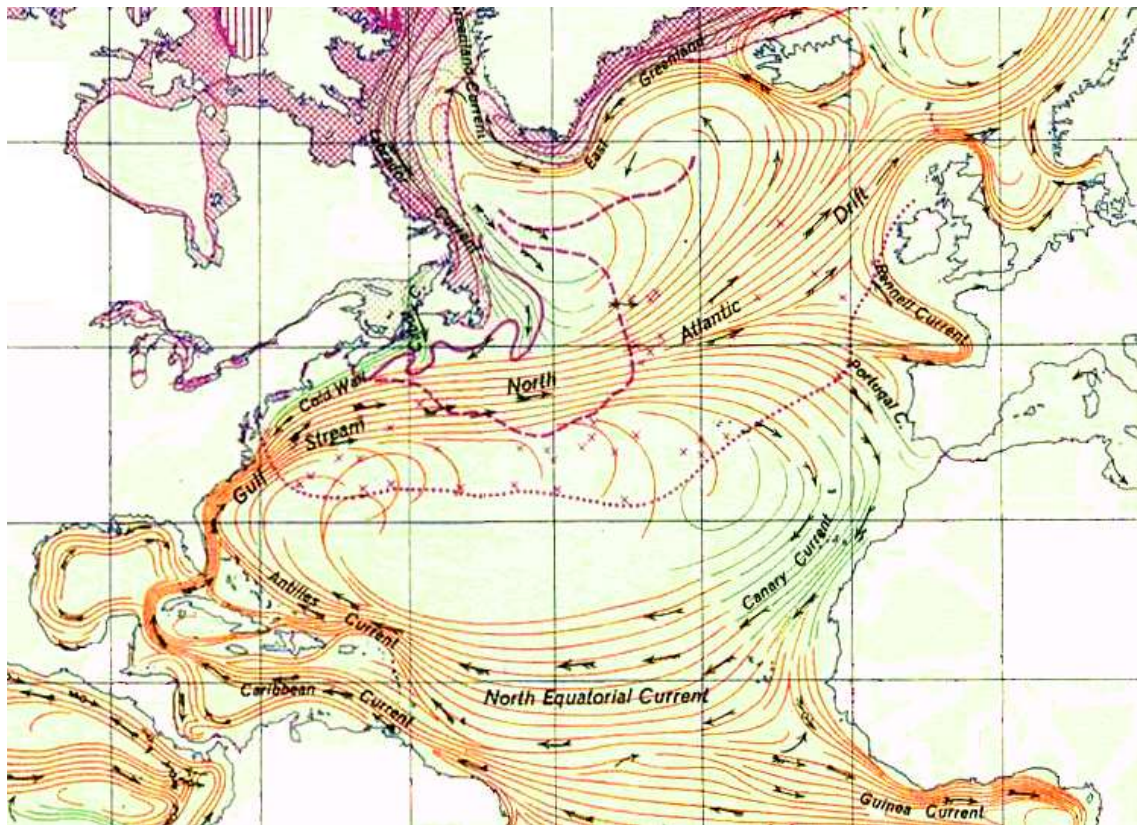


Corrente delle Canarie

La **corrente delle Canarie** è una corrente marina fredda dell'oceano Atlantico settentrionale.

La corrente costituisce la sezione orientale del sistema circolatorio generale dell'oceano Atlantico settentrionale. Fluisce in superficie, raggiungendo una profondità massima di circa 500 metri, con direzione mediamente nordest-sudovest, parallelamente alle coste del Marocco, della Mauritania e del Senegal settentrionale, all'incirca dalla latitudine di 30°N ai 15°N. Si unisce a sud alla controcorrente Equatoriale, prendendo direzione occidentale verso l'oceano aperto. La corrente delle Canarie è molto larga (fino a 1.000 km di fronte) e molto lenta, con velocità medie tra i 10 e i 30 centimetri al secondo.

La corrente delle Canarie ha un forte effetto sul clima. Le acque fredde inibiscono l'evaporazione ed in questo modo la formazione delle nubi, amplificando il meccanismo di formazione degli anticicloni dinamici subtropicali e portando un clima complessivamente più fresco e arido lungo le coste interessate. Come tutte le zone di acque fredde, inoltre, anche le acque interessate della corrente delle Canarie sono eccezionalmente ricche dal punto di vista ittico.



Schema della circolazione oceanica generale del nord Atlantico

Corrente della Guyana

La **corrente della Guyana** è una corrente marina dell'oceano Atlantico, con una velocità compresa tra 0,8 e 2,4 nodi.

Nasce dall'incontro fra una diramazione della Corrente Equatoriale Sud e la Corrente Equatoriale Nord. Presso le Piccole Antille si divide in due: un ramo, che prende il nome

di corrente delle Antille, passa all'esterno dell'arco insulare, l'altro attraversa il mare delle Antille.

Corrente Equatoriale Sud

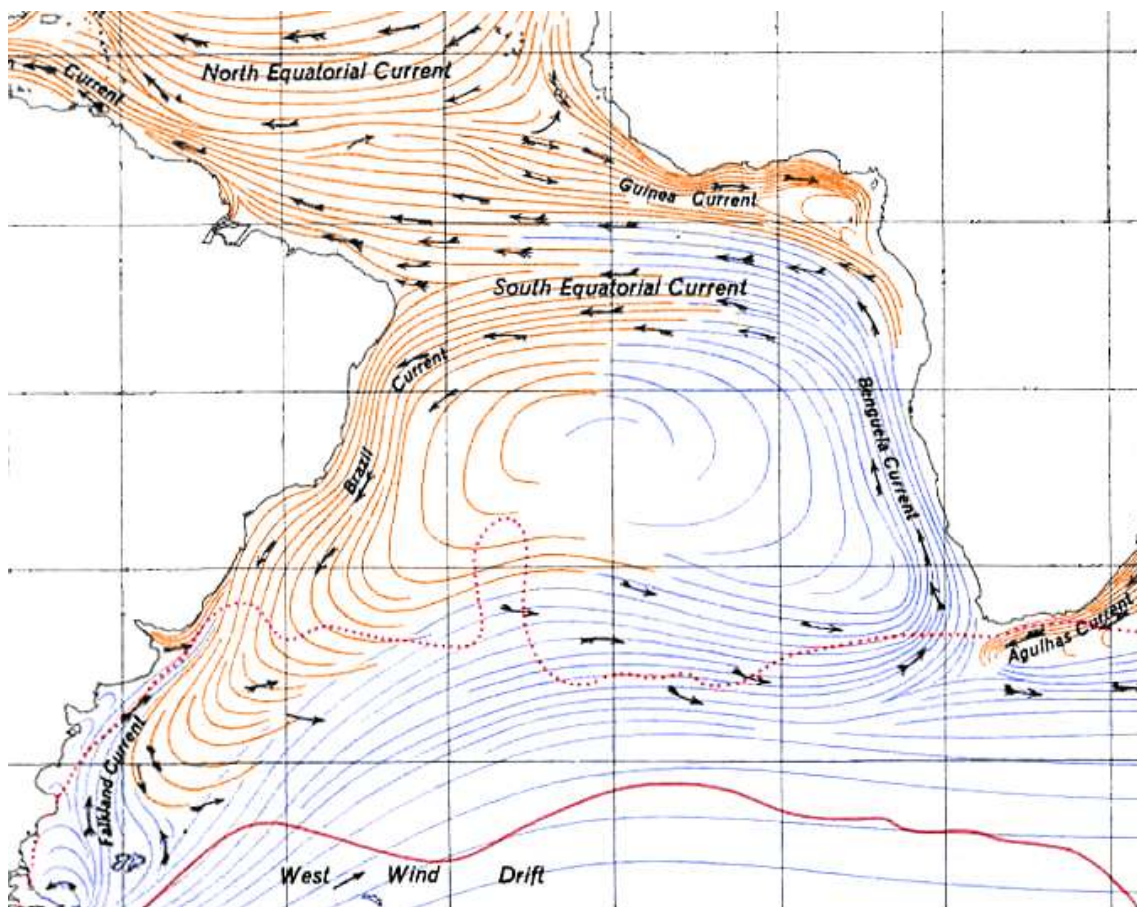
La **Corrente Equatoriale Sud**, è una importante corrente oceanica calda che scorre da est a ovest tra l'equatore e la latitudine 20°S nei bacini dell'Oceano Pacifico, Atlantico e Indiano. Nell'Oceano Atlantico e nel Pacifico può estendersi oltre l'equatore fino a raggiungere i 5°N.

Caratteristiche

Nell'emisfero australe la Corrente Equatoriale Sud rappresenta il lembo meridionale di un vasto vortice oceanico subtropicale che ruota in senso antiorario; questi vortici sono generati dalla combinazione degli alisei nelle regioni tropicali e dei venti occidentali al di sotto dei 30°S, attraverso un complicato processo che include l'intensificazione dei venti al contorno.

All'equatore la Corrente Equatoriale Sud è generata direttamente dagli alisei che soffiano da est ad ovest.

Nell'oceano Indiano questa corrente è ben sviluppata solo a sud dell'equatore. All'equatore il monzone inverte la sua direzione due volte all'anno, per cui la corrente superficiale può fluire sia in direzione est che ovest.



La Corrente Equatoriale Sud nell'Oceano Atlantico

Corrente Equatoriale Nord

La **Corrente Equatoriale Nord**, è una corrente oceanica calda che scorre da est a ovest compresa tra la latitudine 10°N e 20°N nei bacini dell'Oceano Atlantico e Pacifico.

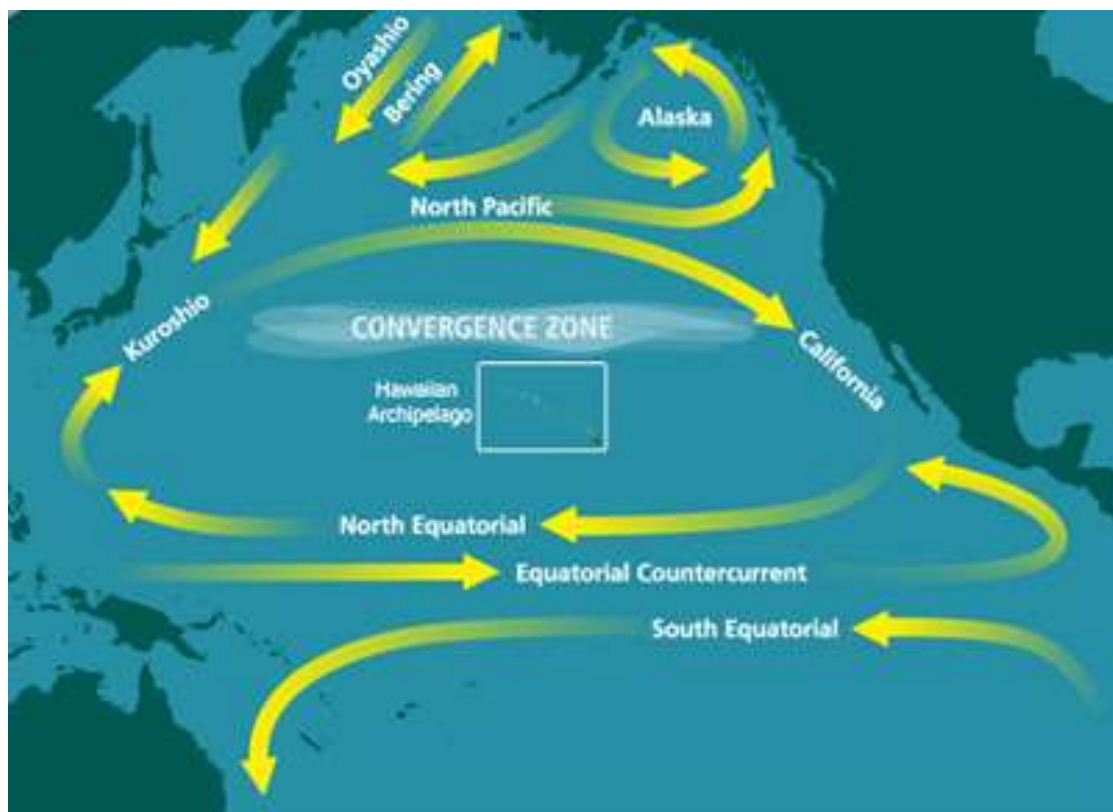
Caratteristiche

La Corrente Equatoriale Nord rappresenta il ramo meridionale del Vortice subtropicale del Nord Pacifico, un vasto vortice oceanico subtropicale che ruota in senso orario. Nonostante il suo nome, la corrente non è collegata all'equatore, in quanto in entrambi gli oceani è separata dall'equatore dalla Contro Corrente Equatoriale che fluisce verso est.

Nell'Oceano Atlantico la Corrente Equatoriale Nord si origina nell'area delle isole di Capo Verde e si dirige verso ovest sotto la spinta degli alisei. Si unisce alla corrente della Guyana prima di pervenire alle Antille toccando quindi molti stati costieri americani.

La corrente ha una ampiezza che può arrivare fino a 300 km, scorrendo a una profondità di circa 600 m e con una velocità fino a 100 km al giorno.

Il flusso superficiale equatoriale in direzione ovest in entrambi gli oceani fa parte della Corrente Equatoriale Sud.



Le principali correnti oceaniche coinvolte nel Vortice subtropicale del Nord Pacifico

Corrente delle Antille

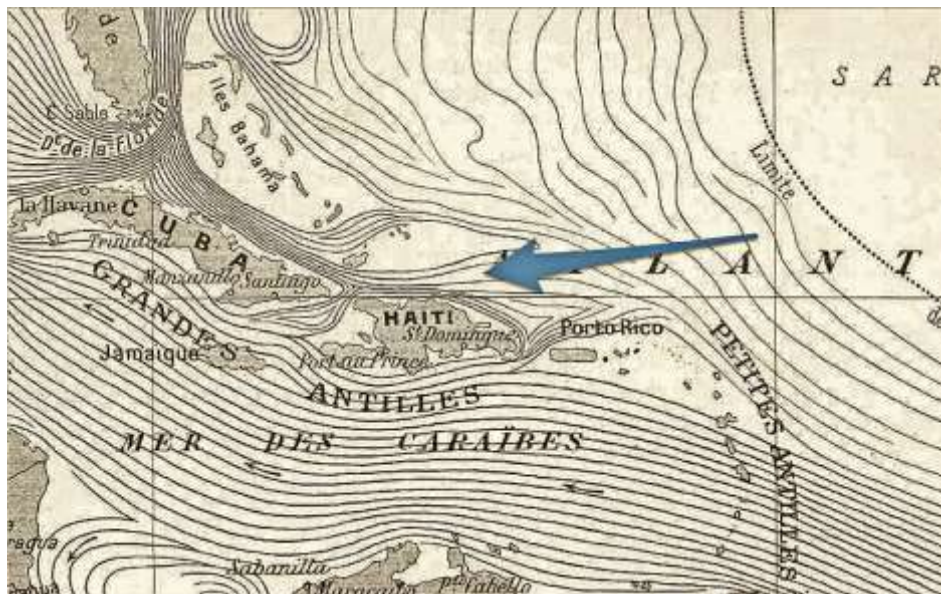
La **corrente delle Antille** è una corrente oceanica calda, superficiale e molto variabile, che fluisce verso nordovest dopo aver superato la catena di isole che separa il Mar dei Caraibi dall'Oceano Atlantico.

Caratteristiche

La corrente, che è originata dal flusso della Corrente Equatoriale Nord, fluisce in senso orario secondo un ciclo convettivo posizionato nell'Oceano Atlantico.

Scorre a nord di Porto Rico, Hispaniola e Cuba, ma resta a sud delle Bahamas, facilitando le comunicazioni marittime tra l'Oceano Atlantico e le coste settentrionali di queste isole. Si collega alla Corrente del Golfo all'intersezione con gli stretti della Florida.

Data la sua bassa velocità e le acque ricche di nutrienti, è molto sfruttata per la pesca dai pescatori delle isole caraibiche. Si muove parallela alla corrente dei Caraibi, altrettanto ricca di nutrienti, che fluisce a sud di Porto Rico e Cuba, sopra la Colombia ed il Venezuela.



La corrente delle Antille



Immagine satellitare delle Piccole Antille

Corrente del Brasile

La **corrente del Brasile** è una corrente marina calda dell'oceano Atlantico meridionale, diramazione della corrente equatoriale del Sud, che lambisce le coste del Brasile da capo San Rocco fino a ca. 40° latitudine S, piegando poi a E attraverso l'oceano Atlantico meridionale e dirigendosi fin verso le coste africane, dove chiude il circuito unendosi alla corrente del Benguela.

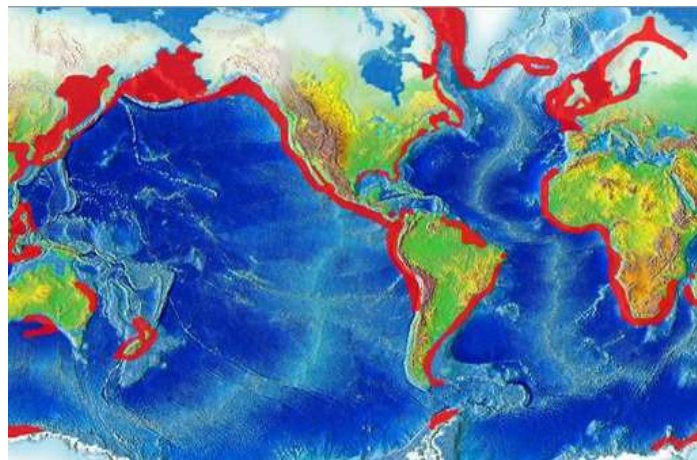
Corrente del Benguela

La **corrente del Benguela** è una corrente oceanica di acqua fredda che scorre dalla costa occidentale del Sudafrica e della Namibia verso nord e nordovest, per poi confluire nella Corrente Equatoriale Sud. Il flusso ha una larghezza compresa tra 2.000 e 3.000 km.

Con le sue 0,37 giga tonnellate di carbonio organico all'anno, è la corrente di upwelling più produttiva del Mondo, superando persino la Corrente del Perù e della California (rispettivamente 0,156 e 0,03 Gt C/anno). Le fredde acque ricche di nutrienti che risalgono da una profondità di 200 – 300 m, alimentano la crescita del fitoplancton e sostengono l'intero ecosistema del Benguela.

Nei pressi del Capo di Buona Speranza, l'estremità meridionale della corrente del Benguela viene in contatto con la corrente di Agulhas, una corrente calda che proviene dall'Oceano Indiano e scorre verso sud. L'incontro delle due correnti è causa di una notevole instabilità meteorologica, con frequenti tempeste, ma al tempo stesso contribuisce alla notevole ricchezza dell'ecosistema marino della zona. L'ambiente oceanico così vario nutre densi banchi di molluschi, che vivono sugli scogli delle zone intertidali rocciose e sulle spiagge di sabbia. Si ritiene che la grande disponibilità di proteine dei mitili, abbondanti anche durante le glaciazioni del passato, abbia permesso la sopravvivenza dei primi esseri umani moderni durante il lungo periodo glaciale **MIS 6** fra 195.000 e 123.000 anni fa; i reperti di Pinnacle Point sostengono questa ipotesi.

Scorrendo verso nord lungo la costa della Namibia, la corrente causa la formazione delle costanti nebbie tipiche della Skeleton Coast, che a loro volta, grazie al loro apporto di umidità, contribuiscono in modo fondamentale alla sopravvivenza della vita animale nel deserto del Namib.



Le aree rosse indicano le principali correnti oceaniche. La corrente del Benguela è lungo la costa sud-occidentale dell'Africa

Corrente delle Falkland

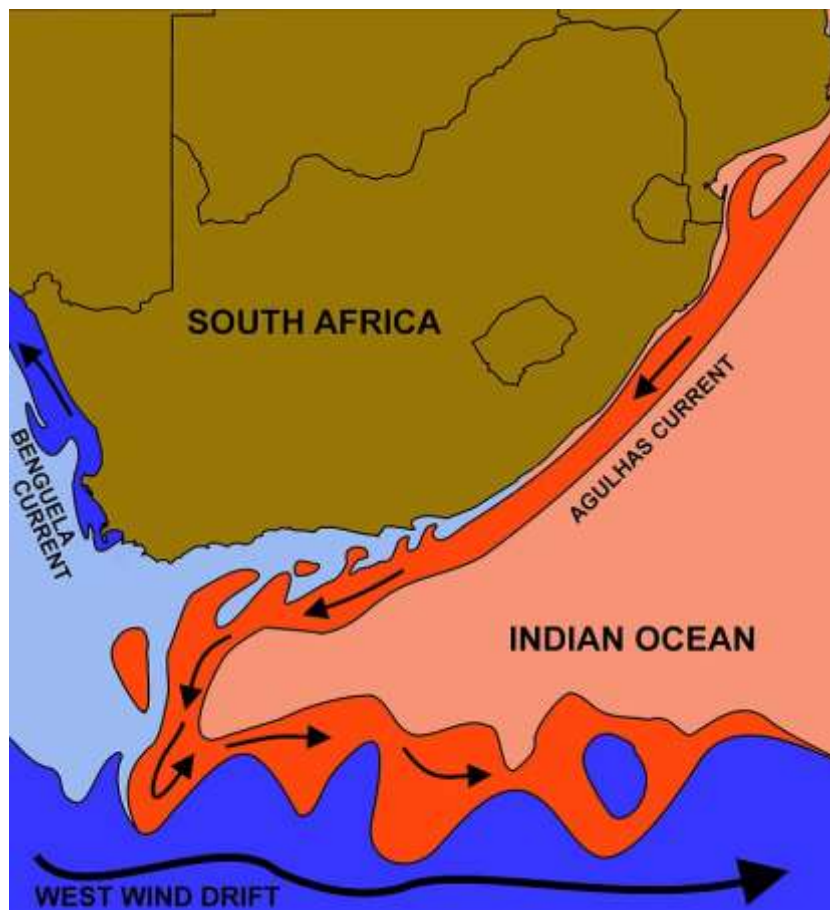
La **corrente delle Falkland** è una corrente marina fredda dell'Oceano Atlantico meridionale. Si origina a ovest delle isole Falkland e scorre verso nord lungo le coste dell'Argentina, fino a incontrare a circa 30° di latitudine sud la corrente calda del Brasile.

Corrente di Agulhas

La **corrente di Agulhas** è una corrente marina calda dell'oceano Indiano meridionale.

Scorre con direzione mediamente nordest-sudovest lungo le coste indiane, del Mozambico e del Sudafrica, curva poi assumendo direzione più decisamente occidentale, raggiungendo nel bacino di Agulhas l'omonimo promontorio lungo la costa sudafricana (capo Agulhas), che segna convenzionalmente il confine fra gli oceani Atlantico e Indiano; qui, dopo essersi scontrata con la corrente fredda del Benguela, inverte la sua direzione e ritorna verso est come *corrente di ritorno di Agulhas*. La corrente è veloce, potendo raggiungere velocità di circa 2 m/s alla superficie.

La corrente di Agulhas porta acque calde dall'oceano Indiano equatoriale e, insieme con la corrente del Mozambico, favorisce condizioni di clima umido (tropicale o semitropicale) lungo le coste del Mozambico e lungo le coste orientali del Sudafrica.



La calda corrente di Agulhas (in rosso) si muove lungo le coste orientali del Sudafrica, mentre la fredda corrente del Benguela (in blu) si muove sulle coste occidentali

Corrente del Mozambico

L'espressione **corrente del Mozambico** denota una corrente oceanica dell'oceano Indiano, costituita da un piano superficiale di acqua calda che fluisce verso sud nel canale di Mozambico, fra la costa orientale dell'Africa (all'altezza del Mozambico) ed il Madagascar. A sua volta, questa corrente determina più a sud la corrente di Agulhas, che lambisce la costa meridionale del Sudafrica da est a ovest.

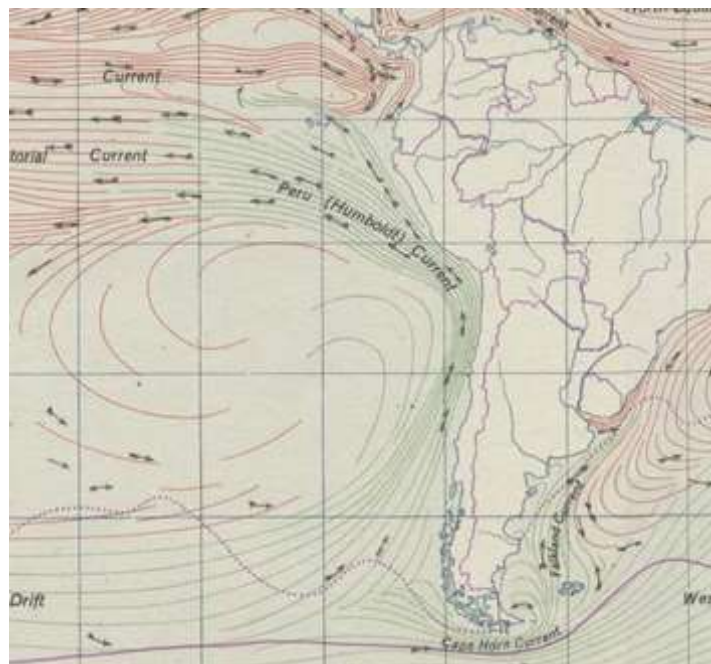
Tradizionalmente, si considera che tale corrente sia a sua volta un effetto dell'azione della corrente Equatoriale Sud dell'Oceano Indiano. Ricerche recenti hanno posto in dubbio la correttezza di questa definizione da un punto di vista oceanografico, indicando che il movimento di acqua calda fra Mozambico e Madagascar potrebbe essere dovuta a una serie di fenomeni locali anticiclonici piuttosto che a un unico forte flusso d'acqua oceanico.

Corrente di Humboldt

La **corrente di Humboldt** (o **Corrente del Perù**) è una corrente marina fredda che circola nell'oceano Pacifico al largo delle coste occidentali del Cile e del Perù e scorre da sud a nord. Deve il suo nome allo scienziato tedesco Alexander von Humboldt.

La corrente è prodotta dai venti occidentali delle medie latitudini e, al suo avvicinarsi alle coste a ovest del Sudamerica, viene deviata in direzione equatoriale rinfrescando le coste della fascia tropicale, questo fa sì che le temperature dell'acqua lungo la costa occidentale del Sudamerica siano mediamente inferiori di 7°- 8° rispetto alla temperatura dell'acqua alla stessa latitudine nelle aree dell'Oceano Pacifico più lontane dalla costa.

Questo provoca anche un abbassamento della temperatura dell'aria, riducendo le precipitazioni e facendo sì che le aree costiere siano aride, desertiche, ma molto umide, umide e nebbiose allo stesso tempo per il fenomeno dell'Inversione termica nei bassissimi strati troposferici, che nel contempo inibisce la Convezione e dunque la formazione di cumulonembi, causando siccità marcata in diverse aree.



Corrente di Humboldt

Corrente dell'Australia Orientale

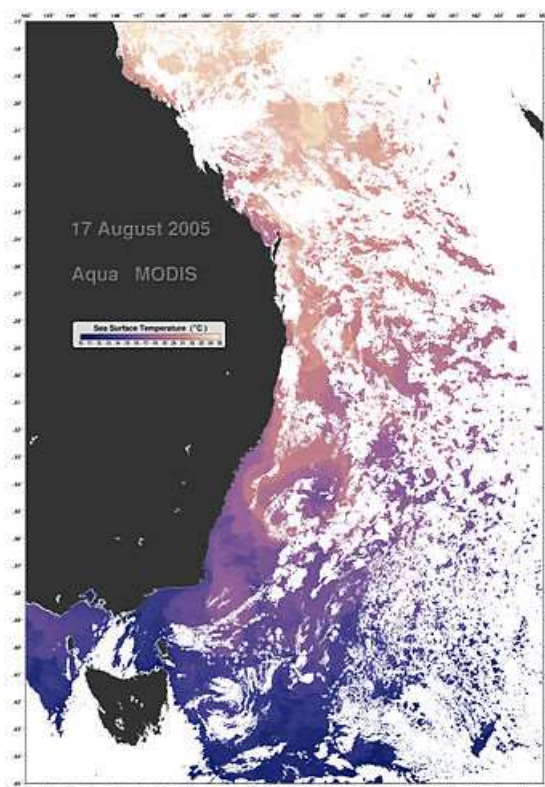
La **corrente dell'Australia Orientale** (abbreviata in EAC dall'acronimo inglese *East Australian Current*) è una corrente oceanica occidentale di frontiera che si forma dalla corrente Equatoriale Sud quando essa attraversa il Mar dei Coralli e raggiunge la costa orientale dell'Australia.

Nei pressi della costa australiana alla latitudine 15° S, la corrente Equatoriale Sud si divide andando a formare la corrente dell'Australia Orientale che fluisce in direzione sud.

Caratteristiche

La corrente dell'Australia Orientale è la più estesa corrente oceanica che scorre presso le coste australiane. Raggiunge la portata massima alla latitudine 30° S, dove il suo flusso può raggiungere una velocità di 90 cm/s. Nel movimento verso sud si separa dalla costa tra il 31° e il 32° S. Quando raggiunge il 33° S inizia a formare un meandro verso sud mentre un'altra porzione del flusso gira verso nord con uno stretto ricircolo. A questa latitudine la corrente raggiunge la sua massima portata di circa 35 Sv. La porzione maggiore del flusso che entra nel ricircolo si muove verso est nel fronte di Tasman attraversando il Mar di Tasmania subito a nord del capo di Nuova Zelanda. Il flusso rimanente scorre verso sud nell'estensione della corrente che raggiunge la corrente circumpolare antartica. Per il fronte tasmaniano si stima una portata di 13 Sv. Quando il movimento verso est della corrente dell'Australia Orientale attraverso il fronte tasmaniano raggiunge la linea costiera della Nuova Zelanda, va a formare la corrente di East Auckland.

La corrente dell'Australia Orientale favorisce il trasporto della fauna marina tropicale negli habitat delle regioni subtropicali lungo la linea costiera dell'Australia sudorientale.



Profilo termico della corrente dell'Australia Orientale



Mar dei Coralli

Fronte di Tasman

Il **fronte di Tasman** è una corrente oceanica calda di superficie che fluisce verso est e fa da confine termico che separa il Mar dei Coralli a nord dal Mar di Tasman a sud.

La denominazione è stata proposta da Denham e Crook nel 1976 per descrivere un fronte termico che si estende dall'Australia alla Nuova Zelanda, tra il Mar dei Coralli e il Mar di Tasman.

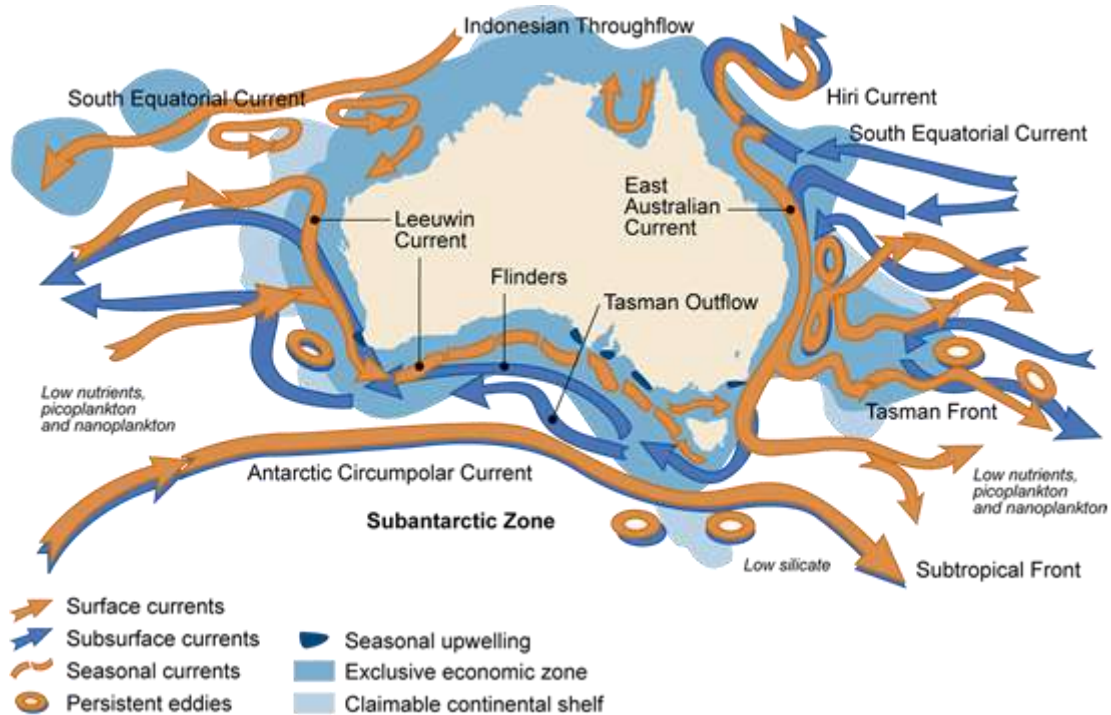
Caratteristiche

Originandosi al margine della corrente dell'Australia Orientale, il fronte di Tasman fluisce serpeggiando verso est tra le longitudini 152° E e 164° E e le latitudini 31° S e 37° S, ricongiungendosi poi alla linea di costa della Nuova Zelanda dove dà luogo alla corrente orientale di Auckland.

La topografia gioca un ruolo dominante nella formazione del fronte di Tasman. I dati mostrano che il percorso del fronte è in parte influenzato dal passaggio del flusso al di sopra delle grandi dorsali oceaniche. I meandri che si osservano nel fronte di Tasman possono essere causati dai flussi meridionali lungo le dorsali, come nel caso della fossa della Nuova Caledonia (166° E) e del Norfolk Ridge (167° E). Anche le correnti abissali possono innescare la formazione di meandri, come quelli associati al Lord Howe Rise (161° E) e al Dampier Ridge (159° E).

Sul fronte di Tasman sono stati condotti numerosi studi basati su osservazioni e modellizzazioni, oltre ad investigazioni paleo-oceanografiche dei sedimenti marini. Gli studi osservativi biologici sono in numero minore, ma quelli condotti hanno mostrato una correlazione tra le caratteristiche fisiche del fronte e le proprietà delle comunità ittiche.

Il numero degli studi che correlano le proprietà biogeochimiche con i processi fisici del fronte di Tasman è in numero ancora inferiore.



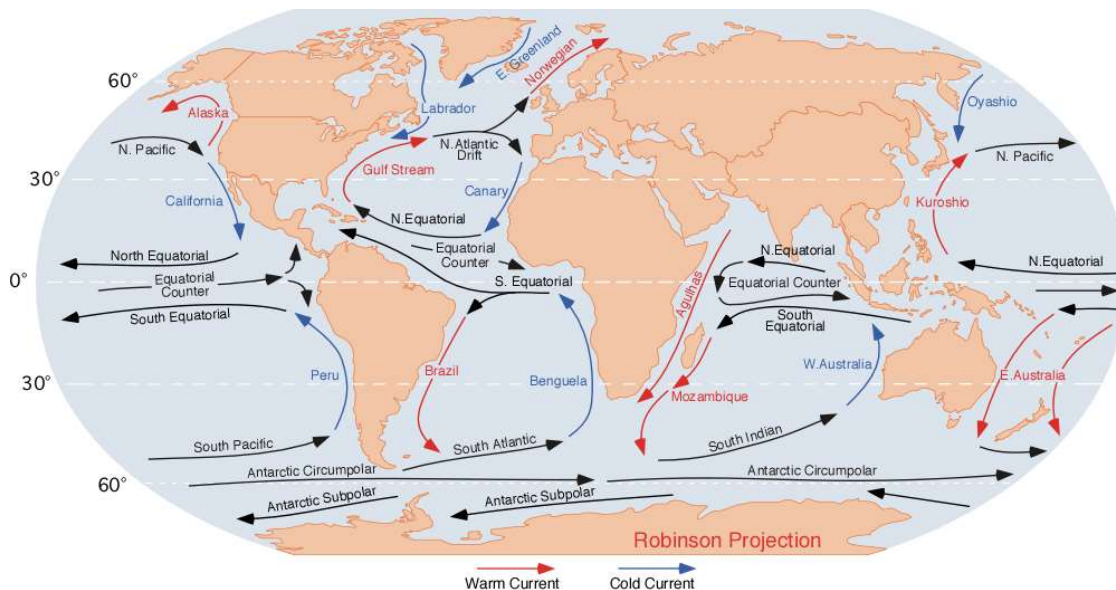
Le correnti oceaniche dell'Australia. Il fronte di Tasman si trova a sud-est della costa australiana

[Corrente di Davidson](#)

La **corrente di Davidson** è una controcorrente costiera oceanica dell'Oceano Pacifico che fluisce verso nord lungo la costa occidentale degli Stati Uniti d'America, dalla Bassa California (in Messico) fino alla California settentrionale (negli USA), e che termina alla latitudine 48°N.

Caratteristiche

Il flusso della corrente di Davidson è adiacente a quello della corrente della California, scorrendo però in direzione nord e a ridosso della linea costiera. La corrente è attiva per tutto l'anno a circa 200 m di profondità, ma tende a portarsi in superficie durante i mesi invernali, in genere da metà novembre a metà febbraio. In questi mesi i venti settentrionali tendono ad indebolirsi e sono parzialmente rimpiazzati da venti di sud-est.



Le principali correnti oceaniche

Corrente del Portogallo

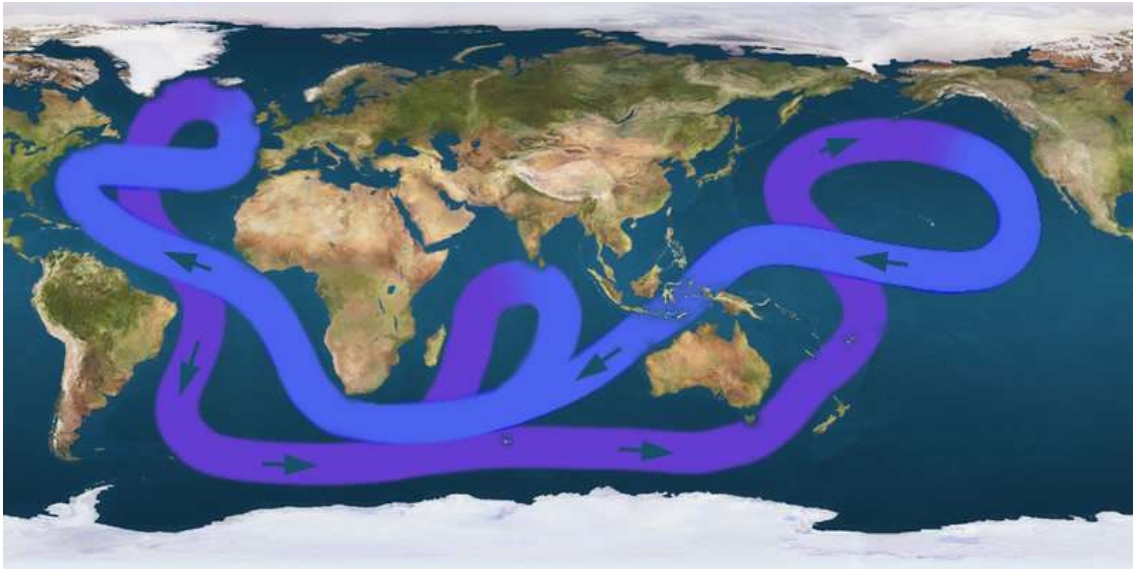
La **corrente del Portogallo** è una debole corrente oceanica calda che fluisce in direzione sudest verso le coste del Portogallo.

La corrente trae origine dal movimento verso est delle acque causato dalla corrente nord-atlantica.

Circolazione termoalina

Per **Circolazione termoalina** (a volte detta anche **Grande Nastro Trasportatore**) si intende la componente della circolazione globale oceanica causata dalla variazione di densità delle masse d'acqua. La densità è determinata dalla temperatura (termo-) e dalla salinità (-alina) delle acque. Alle alte latitudini (sud-est della Groenlandia e nei pressi dell'Islanda) l'acqua sprofonda, sia per la bassa temperatura, sia per l'elevata salinità causata dalla formazione della banchisa. Muovendosi verso l'equatore l'acqua di fondo diminuisce la sua densità interagendo con le altre acque e tende a risalire, in particolare a sud dell'Oceano Indiano.

La risalita di acque profonde (*upwelling*) favorisce la produttività biologica in quanto provoca la risalita di nutrienti minerali. Uno degli scopritori della circolazione termoalina, grazie ai suoi studi sui traccianti in mare, fu Wallace S. Broecker. Le masse d'acqua coinvolte in questa circolazione trasportano sia energia (sotto forma di calore) che materiali (sostanze disciolte, gas e particelle insolubili) con la conseguenza di influenzare significativamente sia il clima terrestre che la biologia marina.



La circolazione termoalina

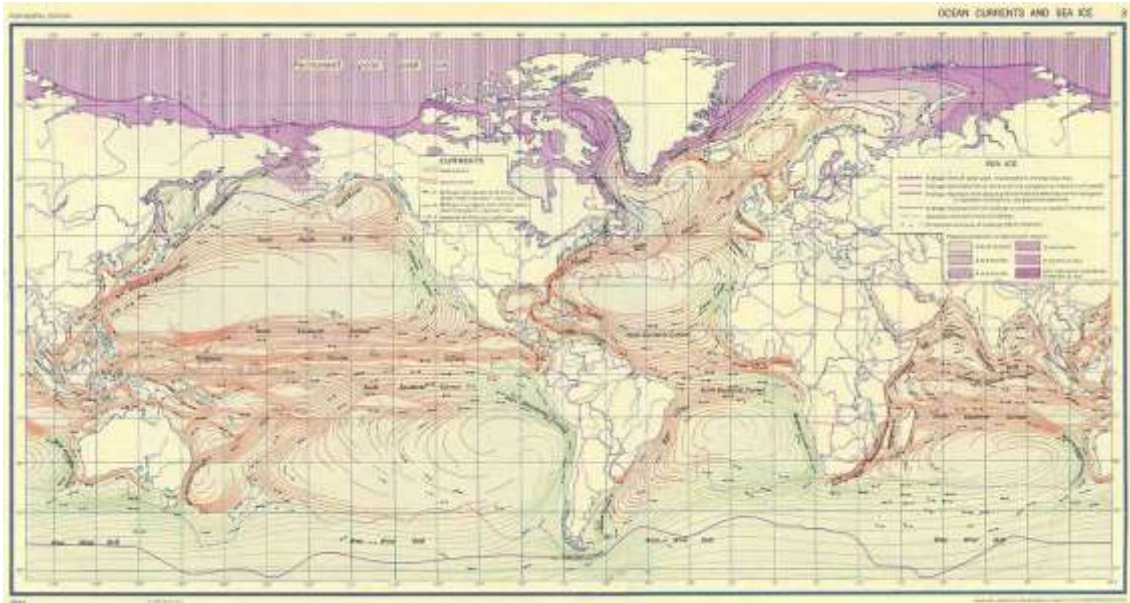
Introduzione

Il movimento delle correnti oceaniche superficiali forzate dai venti è intuitivo, al contrario la circolazione profonda è una scoperta relativamente recente; grazie alle moderne strumentazioni è stato possibile osservare il moto delle acque profonde che in passato venivano considerate statiche. Nelle profondità oceaniche la forzante predominante è la differenza di densità, conseguenza di diversa salinità e temperatura (acque con maggiore salinità sono più dense; analogamente, a basse temperature la densità è maggiore). Anche le maree possono contribuire alla circolazione profonda, anche se in genere il loro effetto è limitato alle acque basse.

La densità dell'acqua oceanica è tutt'altro che omogenea, esistono infatti linee di separazione molto nette fra diverse masse d'acqua superficiale che tendono a mantenere la propria identità formando una stratificazione in base alle caratteristiche di salinità e temperatura che ne influenzano la densità.

La minore densità dell'acqua più calda è comprensibile pensando all'aumento di volume che subisce durante il riscaldamento. Per la salinità invece il discorso è molto più semplice, infatti se la salinità è maggiore nell'acqua sono disciolte più sostanze che contribuiscono ad aumentarne la massa a parità di volume. La disposizione dell'acqua in strati, in base alla loro densità è detta "stratificazione stabile" ed è causata dalla forza di galleggiamento.

La circolazione termoalina è innescata dalla formazione di masse d'acqua profonda nel Nord Atlantico e nell'oceano antartico, nonché dal forcing alino causato dalle differenze di temperatura e salinità dell'acqua.



Mappa della circolazione termoalina del '43

Formazione di masse d'acqua profonda

Le masse d'acqua più densa che sprofondano nelle profondità oceaniche si formano in alcune aree ben determinate dell'Oceano Nord Atlantico ed Antartico. L'evaporazione prodotta dai venti polari ha due effetti, la temperatura dell'acqua diminuisce (effetto chiamato evaporative cooling) ed inoltre la sua salinità aumenta. Il fenomeno di intenso evaporative cooling al largo della Norvegia causa uno sprofondamento della massa d'acqua che scorre verso sud seguendo i crepacci sottomarini che collegano Groenlandia, Islanda e Gran Bretagna fino a raggiungere il fondale oceanico dell'Atlantico. Il flusso dall'Artico verso il Pacifico è invece bloccato dalle acque basse dello Stretto di Bering.

Anche la formazione della banchisa contribuisce all'aumento della salinità; per questo motivo si forma una massa di ghiaccio con delle "bolle" di acqua ancora liquida per l'elevata salinità all'interno. Queste "bolle" tendono a fondere il ghiaccio circostante fino a fuoriuscire dalla massa ghiacciata e sprofondare a causa della maggiore densità. Questo processo è chiamato Brine Exclusion (letteralmente esclusione di acqua salata). Al contrario nel Mare di Weddell il processo di raffreddamento operato dai venti è intensificato dal fenomeno di Brine Exclusion.

Il risultato è che l'acqua profonda antartica (Antarctic Bottom Water AABW) sprofonda e scorre verso Nord nel fondale oceanico atlantico dove, a causa della elevata densità sprofonda ulteriormente sotto la NADW (acqua profonda del Nord Atlantico - North Atlantic Deep Water). Ancora una volta il flusso verso il Pacifico è bloccato questa volta nel canale di Drake, il passaggio tra Capo Horn in Sudamerica e la Penisola Antartica.

Da notare che, a differenza dell'acqua dolce, l'acqua salata non ha un massimo di densità a 4 °C ma aumenta la sua densità al diminuire della temperatura fino al suo punto di congelamento a -1,8 °C circa (considerando il valore di salinità media dell'oceano di 35 psu).

Moto della circolazione termoalina

La formazione ed il movimento delle masse d'acqua in profondità nell'Oceano Atlantico settentrionale crea sprofondamento di masse che scorrono fino a raggiungere il fondale oceanico atlantico. L'effetto combinato del raffreddamento nella zona polare e del riscaldamento in quella equatoriale, provoca un flusso di acqua profonda diretto verso Sud. Raggiungendo l'Oceano Antartico in prossimità del Sudafrica, la corrente si divide in due rami diretti uno verso l'Oceano Indiano e l'altro attraverso il Pacifico oltrepassa l'arcipelago indonesiano.

Nell'Oceano Indiano parte delle acque fredde con elevata salinità, trascinate da un flusso di acqua superficiale più calda e dolce proveniente dal Pacifico tropicale, causa uno scambio verticale tra acqua più densa e acqua più leggera (questo fenomeno è conosciuto come "overturning"). Il resto dell'acqua atlantica subisce il Forcing Alino e lentamente perde salinità ed aumenta la sua temperatura.

Il moto di acqua fredda con alta salinità in profondità è responsabile di un leggero abbassamento del livello del mare nell'Oceano Atlantico rispetto al Pacifico, il quale ha acque più dolci dell'Atlantico. Questo genera un grande, seppur lento, flusso di acqua superficiale dolce calda dal Pacifico tropicale verso l'Oceano Indiano attraverso l'arcipelago indonesiano per rimpiazzare la Antarctic Bottom Water che è fredda e con salinità elevata. Questa acqua più dolce e calda dal Pacifico scorre risalendo in superficie dall'Oceano Atlantico meridionale verso la Groenlandia, dove si raffredda, subisce l'evaporative cooling e sprofonda, chiudendo la circolazione termoalina.

Effetti sul clima globale

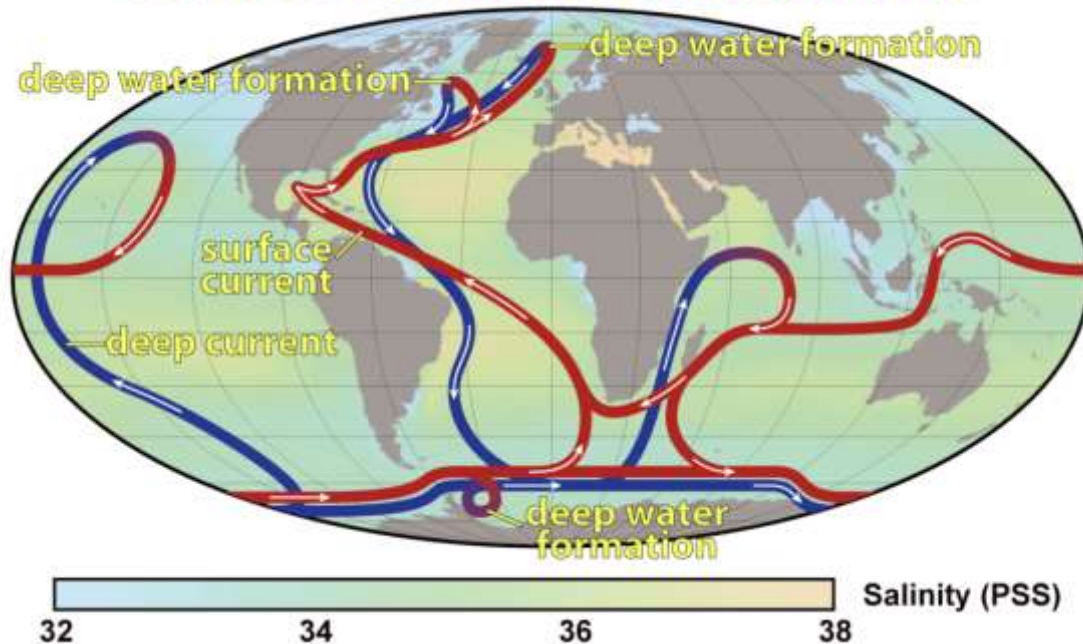
La circolazione termoalina gioca un ruolo fondamentale nel trasporto di calore alle regioni polari e quindi nel regolare le dimensioni della banchisa in queste zone. Si pensa che una variazione di questa circolazione possa avere impatti di grande portata sul bilancio radiativo terrestre, infatti oltre a regolare il tasso di esposizione delle acque profonde alla superficie (con i fenomeni di upwelling e downwelling) si pensa sia in grado di regolare la quantità di anidride carbonica nell'atmosfera.

Anche se è ormai piuttosto consolidata la teoria per cui la circolazione termoalina è la responsabile della mitigazione del clima in Europa occidentale, è stata suggerita l'ipotesi che il vero motivo sia la posizione sottovento ad un bacino oceanico e la presenza di onde atmosferiche che portano aria calda dai tropici. Tuttavia queste affermazioni non sono generalmente accettate e molte ricerche supportano la teoria sul contributo della circolazione termoalina nel trasporto di calore all'Europa.

Oceanografia

L'oceanografia (termine composto dalle parole greche *ωκεανός* ("oceano") e *γράφω* ("scrivere")), detta anche "oceanologia" o "scienza marina") è la branca delle scienze della terra che studia gli oceani, con particolare riguardo ai processi fisici, chimici, geologici e biologici che in essi avvengono.

Thermohaline Circulation



Circolazione termoalina

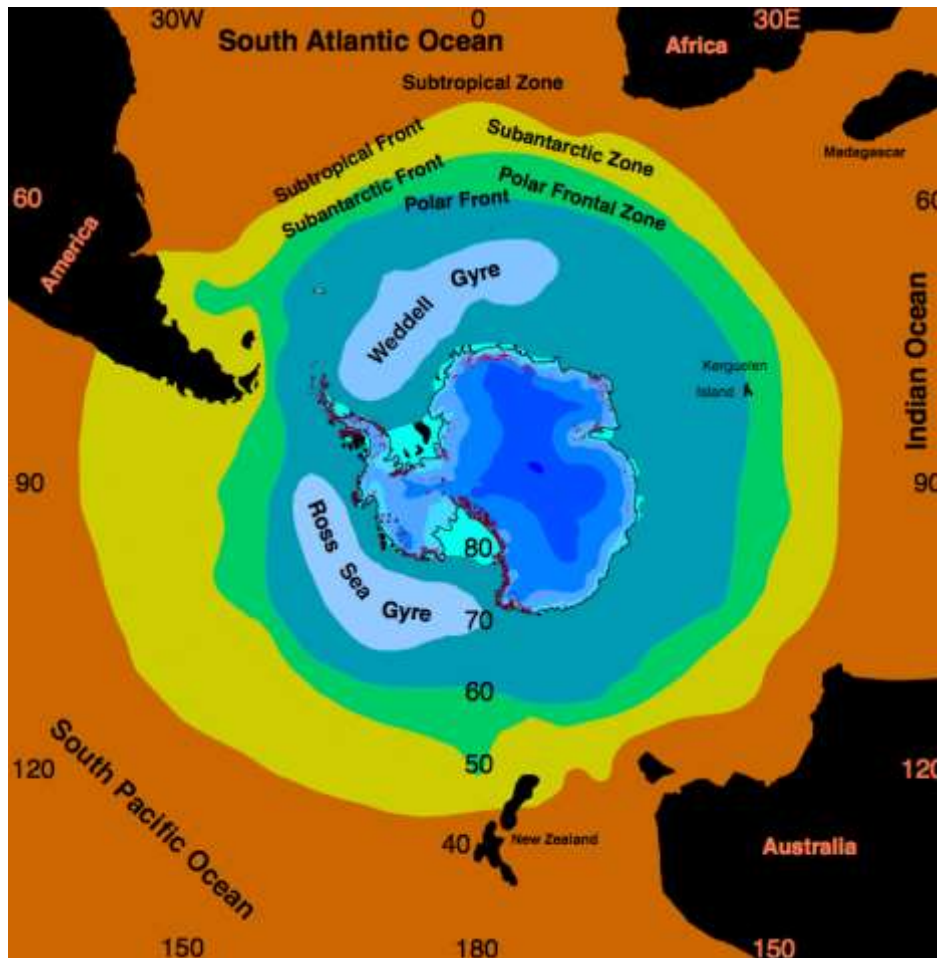
Storia

Nonostante già gli antichi greci si interessassero dello studio del Mar Mediterraneo, si può individuare nell'anno 1872 la nascita dell'oceanografia moderna, intesa come scienza, quando Sir Charles Wyville Thomson e Sir John Murrey partirono per la Spedizione Challenger (1872-76).

Intorno a quel periodo diverse nazioni si resero conto dell'importanza di investire nello studio degli oceani, anche per l'importanza che rivestivano per il commercio via mare. Varie nazioni promossero spedizioni, sia di privati che di istituzioni, e furono creati istituti dedicati allo studio dell'oceanografia. La prima organizzazione internazionale di oceanografia fu ideata nel 1901 e denominata Consiglio internazionale per l'esplorazione del mare.

Più tardi, nel 1966, il Congresso degli Stati Uniti creò il Consiglio nazionale per le risorse marine e lo sviluppo ingegneristico, che fu incaricato di esplorare e studiare tutti gli aspetti dell'oceanografia. Inoltre il Fondo nazionale per la scienza garantisce fondi per chi decide di fare ricerche in tale campo.

Nel 1978 l'introduzione del Coastal Zone Color Scanner ha marcato l'inizio dello studio delle masse d'acqua tramite telerilevamento, che ha permesso per esempio di mappare l'evoluzione stagionale del fitoplancton in modo globale e rapido senza contare su una frammentaria aggregazione di dati raccolti in situ. Nel corso dei successivi decenni alle operazioni in nave si sono aggiunte reti di calibrazione, validazione e raccolta dati tramite boe ormeggiate.



Sistemi oceanografici dell'emisfero australe

Ambiti

Essa comprende cinque discipline principali, che insieme contribuiscono alla conoscenza della dinamica delle grandi masse di acqua presenti sul nostro pianeta:

- Geologia marina - include la tettonica a zolle e altri studi dei fondali oceanici.
- Oceanografia fisica - si occupa delle proprietà fisiche dell'oceano, per esempio delle correnti e della circolazione termoalina.
- Oceanografia chimica - lo studio della chimica dell'oceano, con particolare attenzione ai cicli degli elementi chimici
- Oceanografia biologica - lo studio della flora e della fauna degli oceani.
- Oceanografia meteorologica - lo studio di come l'atmosfera terrestre interagisce con l'oceano (ad es. tramite moto ondoso ed evaporazione dell'acqua).

Oceanografia fisica

L'**oceanografia fisica** è lo studio delle condizioni e dei processi fisici che riguardano l'oceano, con particolare attenzione ai movimenti ed alle proprietà fisiche delle acque oceaniche. L'Oceanografia fisica è solo una delle diverse branche in cui si suddivide l'oceanografia.

Il pioniere di questa disciplina, Matthew Fontaine Maury, disse nel 1855: Il nostro pianeta è ricoperto da due oceani, uno visibile e l'altro invisibile, uno sotto di noi e l'altro sopra la nostra testa, uno che l'avvolge e l'altro che ricopre circa i due terzi della sua superficie. Il ruolo fondamentale degli oceani nel processo di formazione della Terra è ormai oggetto di studio di ecologi, geologi, meteorologi, climatologi e geografi e da altri studiosi interessati agli aspetti fisici del nostro pianeta.

Con una stima approssimativa possiamo tuttavia affermare che circa il 97% delle acque che ricoprono la terra sono composte da oceani. E gli oceani sono la fonte principale del vapore acqueo che si condensa nell'atmosfera e ricade sulla terraferma sotto forma di pioggia o neve. L'incredibile quantità di calore specifico influenza enormemente il clima terrestre, mentre l'assorbimento dei vari gas terrestri determina in gran parte la composizione dell'atmosfera.

L'influenza degli oceani è visibile addirittura nel processo di formazione delle rocce vulcaniche e dei gas vulcanici così come del magma creati in gran parte dal fenomeno della subduzione.

La profondità degli oceani è notevolmente superiore all'altezza dei continenti, un esame della curva isografica della Terra mostra che l'altezza media della superficie della terraferma è di circa 840 metri, mentre la profondità media degli oceani è di circa 3.800 metri. Tuttavia, sia per i continenti che per gli oceani, i valori estremi, ovvero le montagne terrestri e le fosse oceaniche, sono relativamente rari.

Area, volume e profondità media e massima degli oceani (con l'esclusione dei mari adiacenti)

Oceano	Area (10 ⁶ km ²)	Volume (10 ⁶ km ³)	Profondità media (m)	Profondità massima (m)
Oceano Pacifico	165,2	707,6	-4.282	-10.911
Oceano Atlantico	82,4	323,6	-3.926	-8.605
Oceano Indiano	73,4	291,0	-3.963	-8.047
Mari antartici	20,3			-7.235
Mare glaciale artico	14,1		-1.038	
Mare Caraibico	2,8			-7.686

Temperatura, salinità e densità

Poiché la maggior parte della massa d'acqua degli oceani si trova negli abissi, la temperatura media dell'acqua marina è relativamente bassa, circa il 75% dell'acqua degli oceani ha una temperatura che varia dai 0° ai 5 °C, mentre la loro salinità va dai 34 ai 35 ppm. Una maggiore differenza si può riscontrare tuttavia nella temperatura della superficie oceanica, che va dalle temperature sotto lo 0° delle regioni artiche fino ai 35° dei mari tropicali, e così il grado di salinità che può variare da 10 a 41 ppm.

Lo studio della temperatura degli oceani si serve di una suddivisione verticale di tre livelli, un livello misto di superficie, dove i gradienti sono bassi, un livello detto termocline molto sottile dove i gradienti sono alti, e un ultimo livello stratificato rappresentato dagli abissi.

Fondale marino

La descrizione del fondo del mare, cioè la topografia del fondo marino, si ottiene misurando le profondità rispetto ad un livello di riferimento. La distribuzione delle profondità del mare viene indicata su carte batimetriche dove si tracciano le isobate. La forma o morfologia del fondo marino risulta molto irregolare anche se i declivi sono più dolci rispetto alle catene montuose terrestri. Tra i più importanti troviamo:

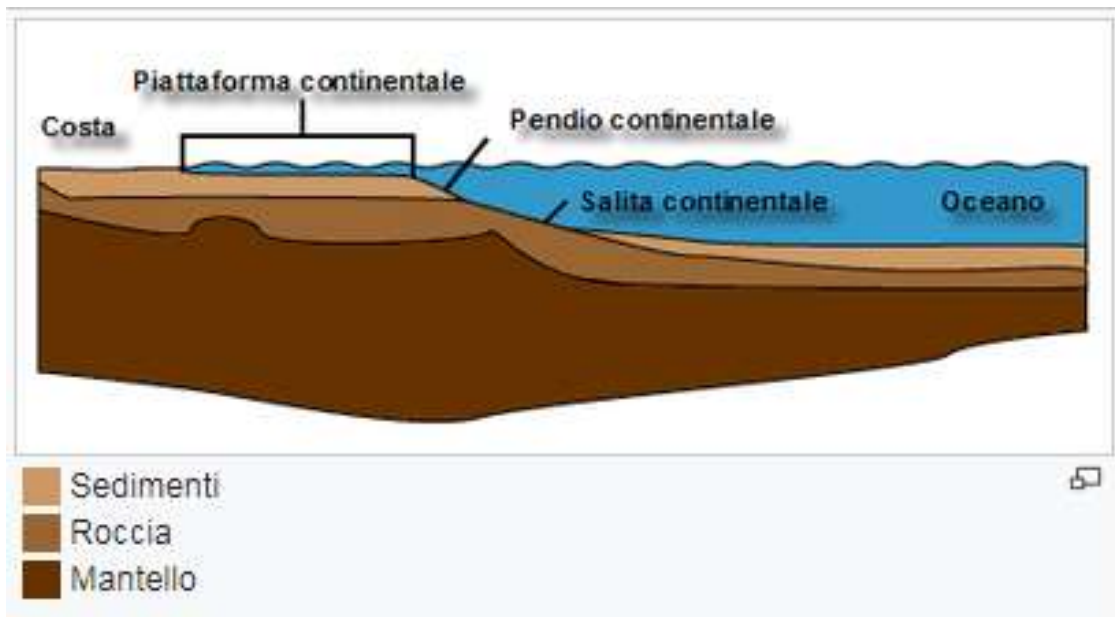
- piattaforma continentale (dalla riva fino a 200 m di profondità), di lieve pendenza;
- zoccolo o scarpata continentale (dai 200 ai 2500 m di profondità), caratterizzata da forti pendenze;
- piana abissale;
- depressioni oceaniche primarie, comprendenti i bacini, gli avvallamenti, i canali, le fosse oceaniche, i fondi abissali ed i canyon sottomarini;
- rilievi marini principali, comprendenti le dorsali, i dossi, le platee ed i seamount.

Il fondale marino è costituito da sedimenti di varia provenienza, depositati per millenni, da frammenti di rocce erosi dalle onde e/o dalle correnti, fanghi e sabbie vulcaniche, resti di organismi e depositi pelagici. I sedimenti marini sono stati classificati da Murray.

Nel fondo marino ci possono essere delle fosse oceaniche ovvero dei buchi di vaste dimensioni formati molti milioni di anni fa; queste fosse oceaniche possono raggiungere gli 11.000 metri sotto il livello del mare.

Piattaforma continentale

In geologia la piattaforma continentale è la linea di demarcazione di un continente che può distare anche centinaia di chilometri dal perimetro costiero. La piattaforma normalmente termina nel punto in cui il pendio di uno strato aumenta fortemente la sua inclinazione. Il fondale marino che segue questo punto di "rottura" è anche chiamato scarpata continentale, la quale a sua volta termina nella parte più bassa degli oceani, detta anche piana abissale.



Diritto internazionale

Secondo il diritto internazionale e la Convenzione di Montego Bay del 1982, allo Stato costiero sono attribuiti i diritti di sfruttamento economico della piattaforma continentale. In particolare, fermo restando il regime giuridico del mare e dello spazio aereo sovrastanti, gli Stati possono sfruttare in modo esclusivo le risorse minerali e gli idrocarburi presenti sul suolo e nel sottosuolo, le risorse viventi sedentarie nonché installare isole e circondarle di zone di sicurezza. Storicamente, la piattaforma continentale è stata sottratta al fondo marino internazionale a partire dalla prima metà del Novecento, quando il presidente statunitense Harry Truman rivendicò diritti esclusivi di sfruttamento sull'area.

Scarpata continentale

La **scarpata** (o pendio) **continentale** è una zona sottomarina costituita da un pendio che collega la piattaforma continentale al fondale marino.

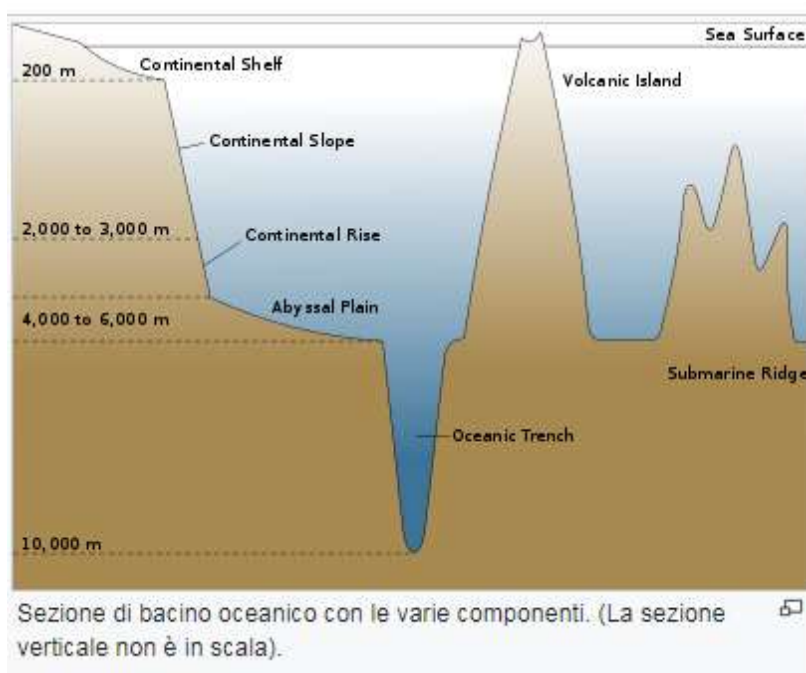
Questa area è relativamente ripida rispetto alla piattaforma continentale, con una inclinazione media di circa 3° , ma che è compresa tra 1° e 10° , giungendo fino a 2000 metri di profondità, dove le temperature si avvicinano a 0°C . La regione è spesso attraversata da profondi solchi, chiamati canyon sottomarini, la cui origine è stata incerta per molti anni ma che sembrano essere stati formati dall'azione erosiva delle correnti di torbidità o, in altri casi, dall'azione erosiva di corsi d'acqua continentale, svoltasi in epoche in cui il livello delle acque oceaniche risultava sensibilmente inferiore rispetto all'attuale, inoltre, in essi possono essersi depositate eventuali conturiti.

Alla fine della scarpata vi è una zona, chiamata *innalzamento continentale* o risalita continentale (*continental rise*), così definita poiché la pendenza è molto più dolce, dell'ordine di $0,5-1^\circ$ dovuta all'accumulo di sedimenti grossolani (torbiditi) depositati dalle correnti di torbidità derivanti dalla piattaforma e dalla scarpata continentale. Quest'area si può estendere fino a 3000 m di profondità seguita successivamente dalla piana abissale.

Le conturiti, sono depositi di mare profondo guidate dalle correnti profonde. Trovandosi alla base della scarpata continentale, proprio dove la corrente le trasporta, queste vanno ad erodere su un lato, formando i *Moat*, e depositano sul lato opposto, formando i *Drift*. Esistono poi drift di vario tipo, a seconda di come scorre la corrente e come viene depositato il sedimento. Le forme caratteristiche delle conturiti sono i *Sediment wave*, vale a dire delle ondulazioni del fondo marino, dovute sia al movimento costante delle conturiti (e la loro relativa corrente), sia al movimento degli organismi bentonici che muovono in continuazione il sedimento. Le conturiti possono essere sabbiose o fangose; le prime sono le più rare, le seconde sono le più comuni.

Piana abissale

La **piana abissale** è quella parte della piattaforma oceanica (piattaforma fisiografica contrapposta alla piattaforma continentale) che si origina al piede della scarpata continentale, quindi termina con le depressioni del fondale che originano le fosse abissali. La percentuale di superficie complessiva dei fondali oceanici è rappresentata, per circa l'83%, proprio dalle piane abissali, che coprono circa il 54% della superficie terrestre. La profondità media delle acque oceaniche, in corrispondenza delle piane abissali, oscilla tra i 4000 ed i 6000 m.



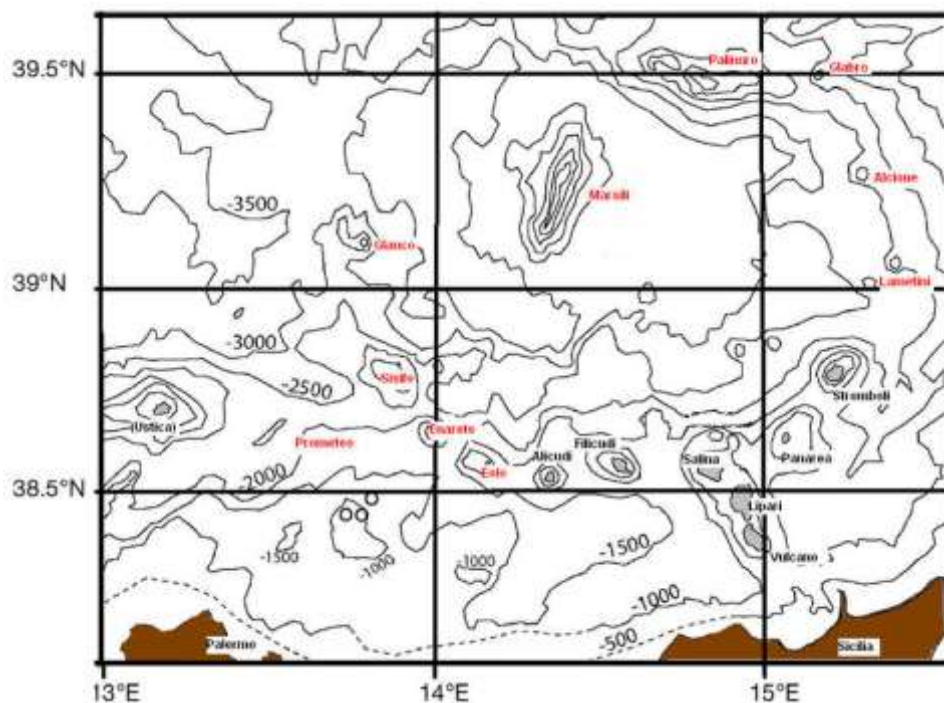
Morfologia

Dal punto di vista morfologico, si tratta di strutture pressoché pianeggianti, sebbene leggermente convesse lungo la direzione di invecchiamento (raffreddamento ed addensamento) del materiale basaltico costituente. In realtà, le piane abissali sono caratterizzate dalla presenza di strutture morfologiche peculiari, come ad esempio la dorsale oceanica, oppure rilievi montuosi sottomarini come i seamount o i Guyot, quasi sempre di origine vulcanica (vestigia di vulcani ormai estinti), che possono raggiungere altezze variabili, comprese in generale tra qualche centinaio e qualche migliaio di metri.

Dal fondale oceanico, si possono innalzare edifici vulcanici, anche attivi, di notevole sviluppo verticale, che possono affiorare oltre il livello delle acque, originando delle isole vere e proprie, come le Hawaii, nel Pacifico. Proprio alle Hawaii troviamo il Mauna Loa, il più grande vulcano attivo al mondo, che si origina a 5000 m di profondità, sulla piana abissale, ed emerge per 4.169 m sul livello del mare, per un'altezza totale dell'edificio di circa 9.169 m. Queste isole vulcaniche sono il prodotto dell'azione eruttiva dei cosiddetti Hot spot.



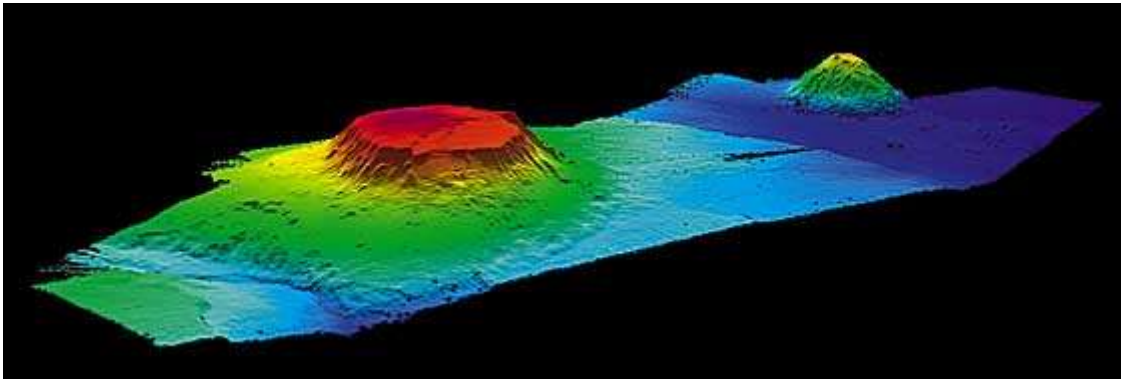
Localizzazione delle principali montagne sottomarine



Arco Eoliano, con linee di costa e isobate di 500 m.

* Isole Eolie in grigio e nome in caratteri di colore nero; * montagna sottomarina in caratteri di colore rosso.

Un **Guyot** è un rilievo sottomarino di forma tronco-conica, ossia con la sommità piatta e molto spesso ricoperta da sedimenti.



Un tipico esempio di guyot, la montagna sottomarina Bear Seamount, nell'Oceano Atlantico

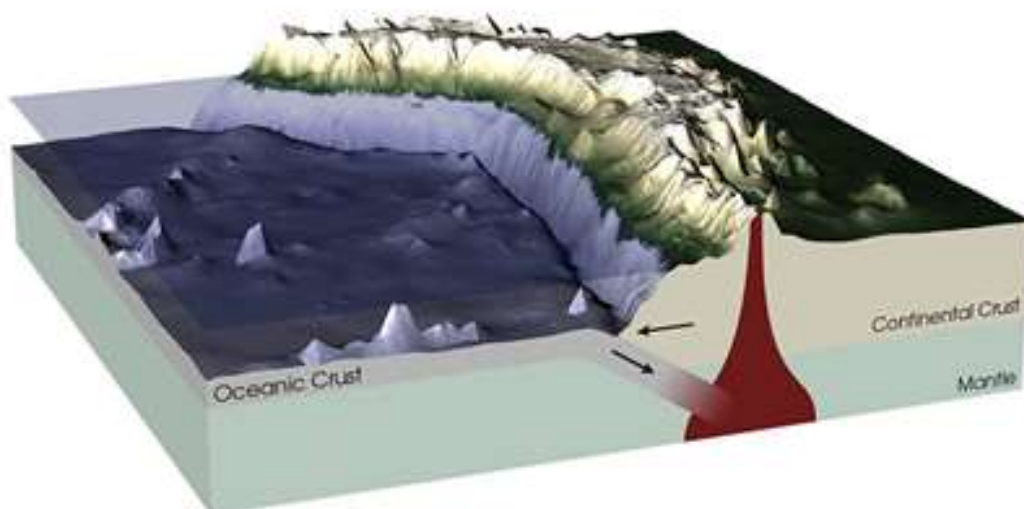
Fossa oceanica

In geologia una **fossa oceanica** è una depressione lineare del fondo oceanico. Può essere adiacente e parallela ad un margine continentale, oppure ad un arco insulare, quest'ultimo è separato dal continente da un bacino di retroarco.

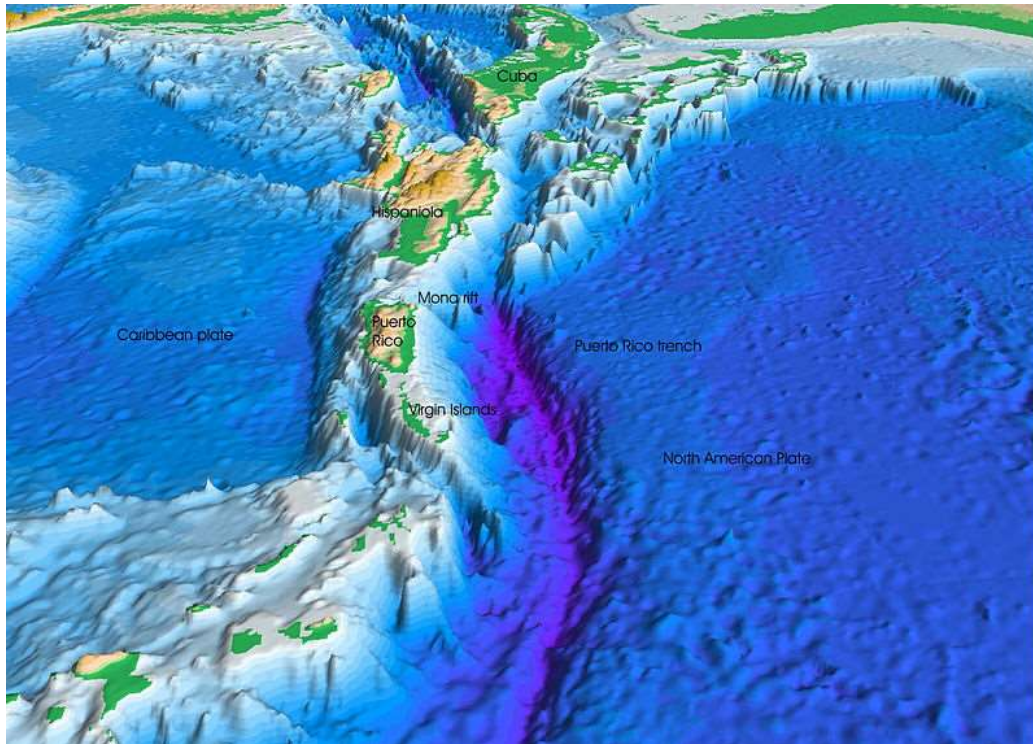
Generalmente sono lunghe migliaia di metri, profonde fino a 11.000 m e relativamente molto strette.

I due versanti di una fossa sono asimmetrici: quello oceanico è meno ripido, mentre quello continentale o insulare è più ripido e caratterizzato da melanges, sedimenti misti e complessi di natura sia continentale sia oceanica. L'area continentale o insulare presenta orogenesi, attività sismica e spesso vulcanica.

Le fosse sono il risultato dell'interazione tra due placche, oceanica-continentale o oceanica-oceanica, che premono l'una contro l'altra in un movimento compressivo: la zolla più densa sprofonda sotto quella meno densa (movimento di subduzione).



Zona di subduzione e fossa oceanica vicino alla costa

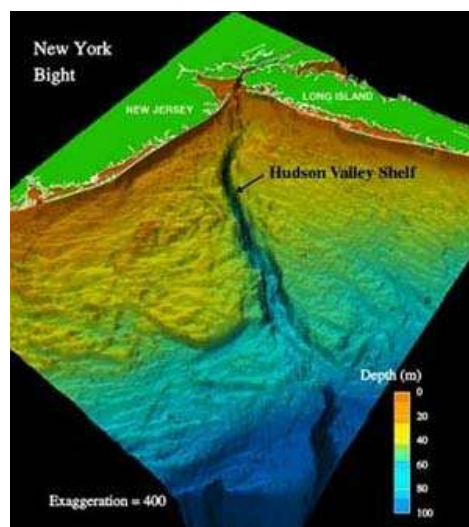


La Fossa di Porto Rico

Canyon sottomarino

Il **canyon sottomarino** è una valle ripida che si trova sul fondale oceanico della piattaforma continentale. Alcuni di essi, sono il naturale prolungamento di grandi fiumi; altri, sono semplicemente delle formazioni geologiche indipendenti.

Sono stati scoperti canyon anche ad oltre 2.000 metri al di sotto del livello del mare. Solitamente, sono formati dall'attività di potenti correnti torbide, vulcani o terremoti. Molti canyon sottomarini continuano come canali e possono estendersi per centinaia di chilometri.



L'Hudson Canyon

Sonda CTD

La **sonda CTD** è un dispositivo che contiene la strumentazione necessaria per la misura della **Conduttività elettrica** (C), della **Temperatura** (T) e della **Profondità** (D) dell'acqua. Allo stato attuale la maggioranza delle CTD è pensata e realizzata per il monitoraggio di vari parametri fisici, chimici e biologici nell'ambito degli studi oceanografici.

Generalità

Lo strumento di misura è spesso montato all'interno di una struttura che contiene un certo numero di alloggiamenti per il campionamento dell'acqua. Il dispositivo viene controllato a bordo di una nave da un gruppo di scienziati, che decidono la velocità di discesa, monitorano costantemente i tre parametri citati ed eventualmente chiudono una delle bottiglie per raccogliere i campioni di acqua.

Il CTD è collegato alla nave per mezzo di un sensore ad antenna, attraverso il quale i dati sono inviati direttamente ad un PC presente a bordo e visualizzati dagli scienziati in *real time*. Una delle applicazioni che interessano è l'identificazione delle correnti idrotermali, determinate dalla temperatura e dalla salinità. Allo stesso tempo si possono inviare dati al sistema di misura, come ad esempio il segnale di chiusura degli alloggiamenti per il campionamento. Una volta issata a bordo la struttura gli scienziati possono effettuare analisi chimiche e biologiche dei campioni d'acqua raccolti, o portarli in laboratorio.

Campionamento

La tecnica di campionamento standard è molto semplice, ed è definita vertical CTD cast. Innanzitutto gli scienziati scelgono una posizione geografica d'interesse, la raggiungono con la nave e vi stazionano per più tempo possibile, in dipendenza dalle capacità della nave e dalle condizioni del tempo. Il CTD viene calato lungo la verticale, fino a pochi metri di distanza dal fondale marino, e poi viene issato nuovamente. Nel frattempo esegue il monitoraggio ed il campionamento. Il parametro che consente di riconoscere la natura e l'identità di una corrente marina con buona attendibilità è la **densità** dell'acqua, che dipende dalla **concentrazione salina**, dalla **temperatura** e dalla **pressione**.

Sensoristica

Uno dei task più importanti nel progetto e nella realizzazione di un CTD consiste nella scelta dei sensori che verranno assemblati. Per quanto riguarda la misura della temperatura attualmente si usano soprattutto termoresistori (Rt) o resistenze al platino (Pt). In Rt la resistività e, di conseguenza, la sensibilità, sono maggiori, ma la caratteristica di trasduzione è non lineare.

I sensori di conducibilità elettrica si possono suddividere in due classi, ad elettrodi o ad induzione, a seconda del principio fisico di funzionamento. La tipologia ad elettrodi offre un'ottima accuratezza e una buona protezione dai disturbi. Tuttavia la costante di tempo è abbastanza elevata, a differenza della seconda tipologia. I sensori ad induzione, inoltre, sono più stabili e di facile manutenzione, ma meno precisi e più sensibili ad interferenza elettromagnetica.

Anche i sensori di pressione possono essere scelti all'interno di due grandi famiglie: i piezoresistivi e le celle di carico. Allo stato attuale la massima accuratezza raggiungibile è di circa 0,01%FS (Digi quartz), cioè la decimillesima parte del fondo scala.

Mercato e Ricerca

I CTD progettati e realizzati negli USA sono di certo quelli con le tecnologie più avanzate e con le migliori caratteristiche metrologiche (accuratezza, sensibilità, ...). Non a caso il mercato mondiale nell'ambito del monitoraggio ambientale oceanografico è dominato da alcune aziende statunitensi, come SeaBird, FSI, IO, YSI e altre. In Giappone la ricerca è tesa a sviluppare vari task:

- diminuire le dimensioni di tali dispositivi, il peso ed il consumo energetico;
- aumentare il numero e la qualità dei sensori;
- monitorare parametri fisici e chimici diversi.

In Europa i paesi interessati allo sviluppo dei CTD sono l'Inghilterra, l'Italia e la Norvegia. La ricerca è tesa a migliorare le qualità metrologiche degli strumenti, sviluppando nuovi sensori come le celle di conducibilità a sette elettrodi. Fino ad oggi i CTD sono stati applicati nelle ricerche oceanografiche per lo studio di fenomeni macroscopici, come il tracciamento delle correnti geotropiche, scoperte proprio grazie a questo tipo di strumento. Molti fenomeni atmosferici correlati allo scambio di masse d'aria oceaniche sono indagati attraverso parametri monitorati con i CTD. Si cita al riguardo l'uragano El Niño. Inoltre attraverso uno di questi dispositivi è possibile calibrare e validare i sensori remoti presenti nei satelliti oceanici.

Per tutti questi motivi i CTD sono già allo stato attuale degli strumenti molto importanti. Tuttavia è grande l'interesse nello sviluppo di ulteriori task.

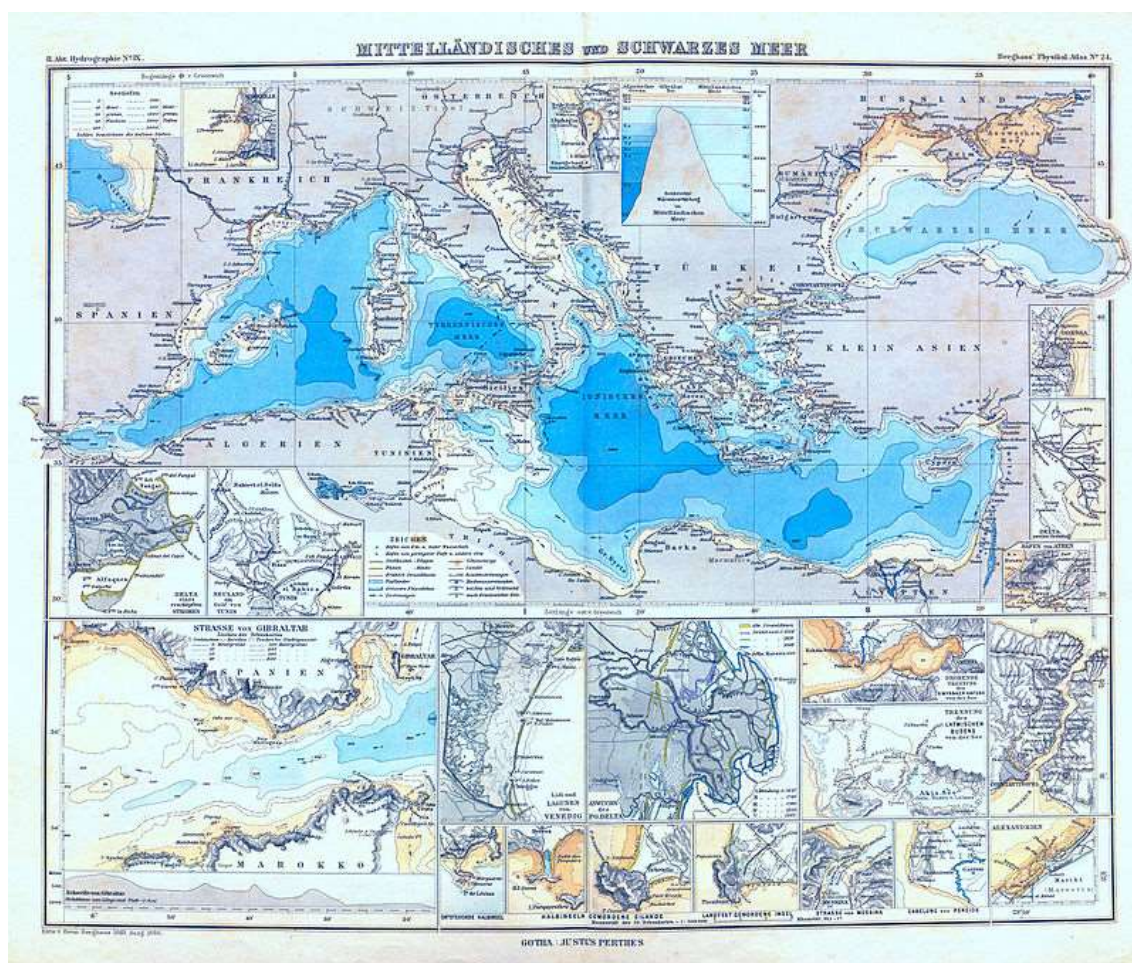
Una prima strada da seguire ha come meta la razionalizzazione delle dimensioni e del consumo energetico e la multifunzionalità. Ad esempio possono essere montati a bordo sensori chimici, per la misura del pH e dell'ossigeno disciolto, biologici ed ottici, a fluorescenza. D'altra parte alcuni ricercatori sono interessati dall'aumento della velocità di acquisizione e di memorizzazione dei CTD. In sostanza è molto importante aumentare la risoluzione temporale e spaziale del sistema di misura. Come esempio si consideri il CTD sviluppato dalla Woods Hole Oceanographic Institution (WHOI). Tale dispositivo implementa una cella di conducibilità a quattro elettrodi, compensata con un termistore e dotata di elettronica ad auto - calibrazione. La geometria della cella è ottimizzata mediante lo studio agli elementi finiti del modello del campo elettrico. Ci sono due trasduttori di temperatura, per migliorare il tempo di risposta e minimizzare, in tal modo, gli spike nelle stime della concentrazione salina.

Un altro filone di studi è animato dal tentativo di rendere più veloci le operazioni di discesa e risalita dei CTD. Tale compito può essere assolto montando il CTD su dei veicoli Remotely Operated Vehicle (ROV) o Autonomous Underwater Vehicle (AUV). Nel primo caso è stato realizzato un apposito AUV che contiene alcuni sensori di base ed ha la possibilità di ospitarne altri, ad esempio per la misura del pH e dell'ossigeno disciolto.

Idrografia

L'**idrografia** (dalle parole di origine greca *idro*, prefisso indicante l'acqua, e *grafia, scrivere*) è una branca delle scienze applicate che si occupa di misurare e descrivere le caratteristiche morfologiche dei mari e delle aree costiere, nonché la distribuzione delle acque sulla superficie terrestre (sia continentali che marine).

L'idrografia di un territorio viene in genere esaminata insieme alla sua orografia, ovvero alle caratteristiche ed alla distribuzione dei rilievi eventualmente presenti.



L'idrografia del Mediterraneo in una carta del 1891

Definizione

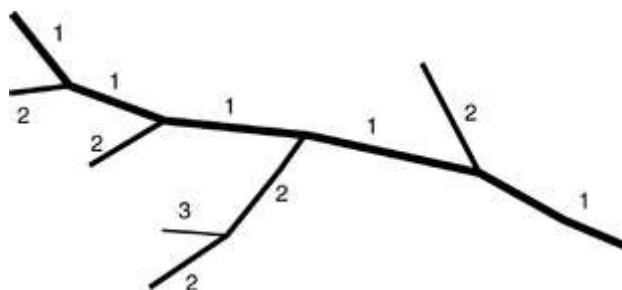
L'Organizzazione idrografica internazionale definisce l'idrografia come la branca delle scienze applicate che si occupa della misurazione e della descrizione delle caratteristiche fisiche di oceani, mari, aree costiere, laghi e corsi d'acqua nonché di prevedere la loro evoluzione nel tempo, con lo scopo primario di supportare la sicurezza della navigazione e delle altre attività marittime inclusi sviluppo economico, difesa, ricerca scientifica e protezione dell'ambiente.

Descrizione

Tra gli scopi dell'idrografia alla sicurezza della navigazione marittima si affiancano numerose altre finalità ed attività come la produzione di carte geografiche e nautiche, l'esecuzione di studi e ricerche di carattere civile e militare, il monitoraggio ambientale e la modellizzazione oceanografica e meteorologica.

L'idrometria fornisce buona parte dei dati utili negli studi idrografici tramite strumenti di misurazione quali idrometri, manometri, misuratori di portata, ecc. La distribuzione delle acque sulla superficie terrestre ed i modelli di ramificazione dei corsi d'acqua sono invece

rappresentati tramite grafi ad albero che descrivono la gerarchia tra un fiume e i suoi affluenti e sub-affluenti. Tali grafici sono anche utili per rappresentare le caratteristiche topologiche dei bacini idrografici e per studiare la distribuzione delle risorse idriche.



Lo schema del classico grafico ad albero usato per descrivere la gerarchia tra un fiume (ordine 1) e i suoi affluenti e sub-affluenti

Enti per lo studio dell'idrografia

A livello internazionale è attiva dal 1967 l'Organizzazione idrografica internazionale, un organismo intergovernativo che si è affiancato all'Ufficio idrografico internazionale, tuttora in attività e che ne costituisce l'organo amministrativo principale. In Italia, il servizio idrografico è gestito dall'Istituto Idrografico della Marina. Enti analoghi sono in attività in numerosi paesi del mondo come ad esempio in Georgia, dove opera il Servizio idrografico statale della Georgia.

Batimetria

La **batimetria** è una branca dell'oceanografia che si occupa della misura delle profondità, della rappresentazione grafica e dello studio morfologico dei fondali marini e lacustri. È alla base della produzione di *carte batimetriche* nelle quali i fondali marini vengono rappresentati, in genere anche grazie al tracciamento delle isobate.

Etimologia

La parola proviene dal greco *βαθύς* (profondo) e *μέτρον* (misura).

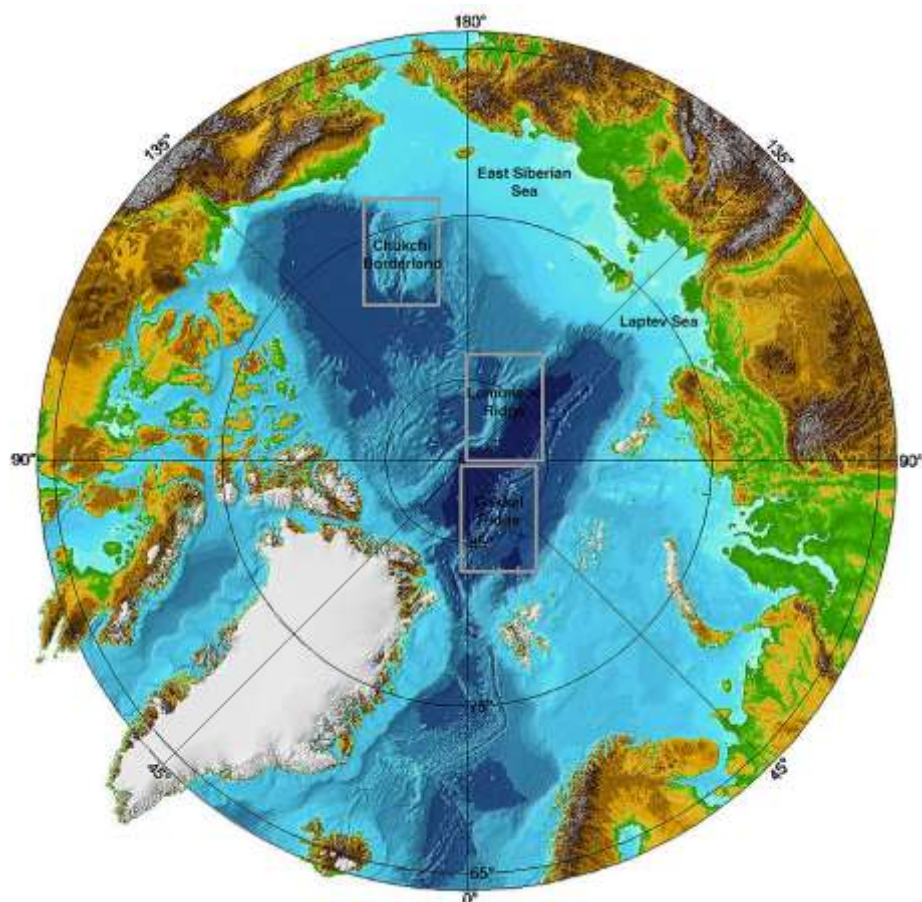
Applicazioni

Trova applicazione nella progettazione di opere di ingegneria costiera, nello studio di bacini fluviali e sistemazioni fluviali, nella geologia marina e in molti altri settori connessi. Si avvale per le indagini di sistemi acustici (ecoscandagli, multibeam) e di laser batimetrici. Questa strumentazione viene spesso trasportata su navi oceanografiche appositamente attrezzate. Anche i satelliti artificiali vengono utilizzati per effettuare misure batimetriche. Tramite le misure satellitari è possibile rilevare le piccole variazioni del livello della superficie marina determinate dall'interazione gravitazionale tra l'acqua e le masse rocciose che compongono il fondo marino. In generale il livello del mare è lievemente più elevato al di sopra delle dorsali montuose o dei massicci sottomarini che al di sopra di fosse oceaniche o pianure abissali.

Micro-batimetria

Si parla di micro-batimetria quando il margine di errore delle osservazioni scende nell'ordine dei millimetri o del centimetro. Una precisione di questo genere è richiesta per

lo studio dei movimenti tettonici, utile anche al fine di prevedere il rischio sismico. La micro-batimetria viene anche applicata allo studio e alla determinazione delle linee di faglia, spesso associate al rilascio di bolle di metano o di altri gas.



Carta batimetrica dell'Oceano Artico

Isobata

Nella cartografia nautica, le **linee batimetriche** (o **isobate** dal greco "a uguale profondità") sono rappresentate da sottili linee continue che uniscono i punti che hanno la stessa profondità. Quindi lungo una linea batimetrica la profondità è sempre uguale. Sono le curve di livello che si trovano sotto il livello del mare.

Etimologia

Il termine deriva dall'unione delle parole greche *ἴσος* (iso-), uguale, e *βάθος* (-bato), profondità.

Cenni storici

Le isobate furono utilizzate per la prima volta dal geografo olandese Nicholas Cruquius per rappresentare il fiume Merwede nel 1730. Nel 1809, in piena epoca napoleonica, venne cartografata la profondità del golfo di La Spezia.

Descrizione

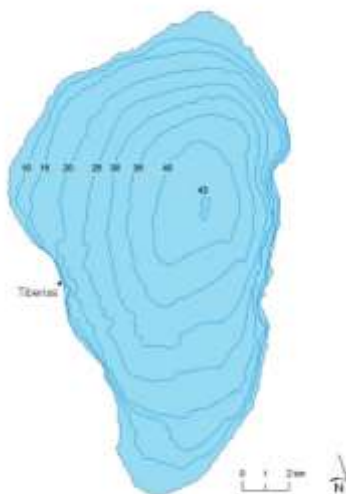
Alle aree comprese tra le isobate vengono spesso associati colori della scala che va dal bianco all'azzurro al blu scuro, con una intensità che cresce con la profondità dell'area rappresentata. Come nel caso delle isoipse la pendenza del fondale è maggiore dove le linee sono più ravvicinate mentre diminuisce quando lo spazio tra esse aumenta.

Le isobate sono la base per la creazione di *carte batimetriche*, ovvero che rappresentano come varia la profondità di un corpo idrico. Una nota carta di questo genere è la General Bathymetric Chart of the Oceans, un progetto dell'Organizzazione idrografica internazionale e della Commissione oceanografica intergovernativa.

Applicazioni

Le isobate servono a indicare le profondità di corpi d'acqua quali [mari](#), [oceani](#) o [laghi](#) (naturali od artificiali).

Nella geometria dei galleggianti si definiscono *isobate* le carene ottenute, su uno stesso galleggiante, dai piani di galleggiamento appartenenti ad una stella di piani.



Carta batimetrica del mare di Galilea

[General Bathymetric Chart of the Oceans](#)

La **General Bathymetric Chart of the Oceans**, (in italiano **Carta batimetrica generale degli oceani**), conosciuta anche con la sigla GEBCO, è una rappresentazione batimetrica degli oceani e dei mari del mondo. Il progetto, attualmente operante sotto gli auspici dell'Organizzazione idrografica internazionale e della Commissione oceanografica intergovernativa dell'UNESCO, nacque con lo scopo di preparare una serie di carte geografiche, a copertura globale, rappresentanti l'andamento del fondale marino, soprattutto ad uso scientifico.

Le mappe ed i prodotti editi dal GEBCO, nel corso degli anni, sono diventate le carte di riferimento della batimetria degli oceani a livello globale.

Cenni storici

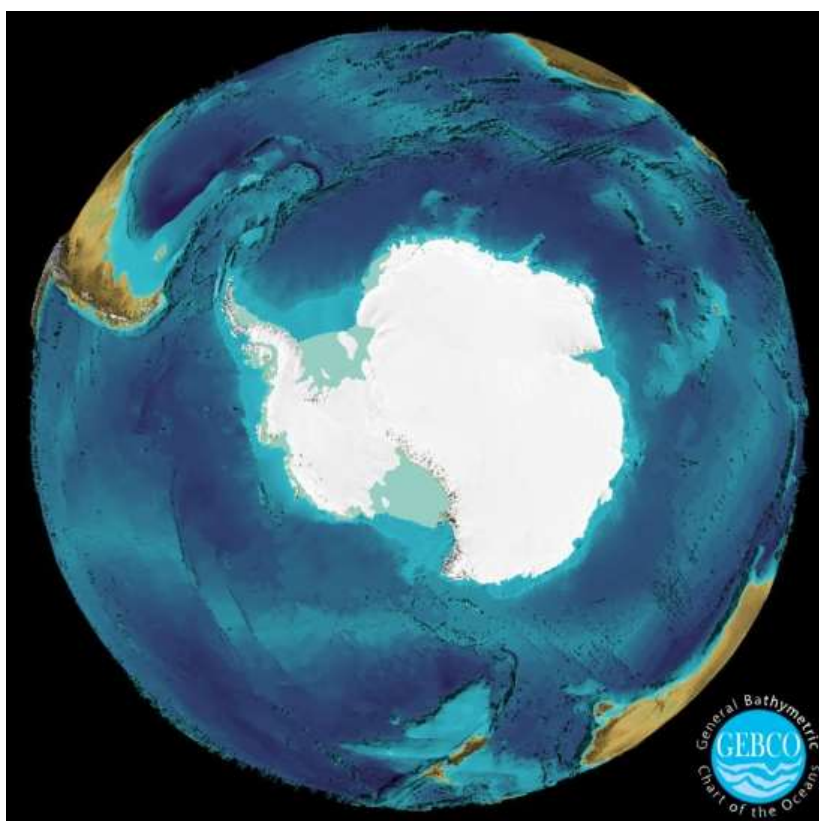
L'importanza di disporre di una serie di mappe che descrivessero l'andamento del fondo marino fu una conseguenza della esplosione di interesse per l'esplorazione e lo studio del globo, verificatasi a cavallo fra il XIX ed il XX secolo. Il progetto GEBCO nacque nel 1903, grazie ad un gruppo internazionale di geografi ed oceanografi, guidati da Alberto I di Monaco, organizzatore e finanziatore del progetto. Nel 2003 per celebrare i primi 100 anni di vita del progetto, è stato edito il libro *The History of GEBCO 1903-2003* che descrive quanto realizzato in un secolo.

Dal 1903 ad oggi sono state prodotte cinque differenti serie di carte batimetriche, composte da 24 carte a scala 1:10.000.000 per coprire, in modo adeguato, tutti i mari e gli oceani. La mole di dati raccolti nel corso degli anni è resa disponibile, sotto forma digitale, a favore del mondo scientifico ed educativo.

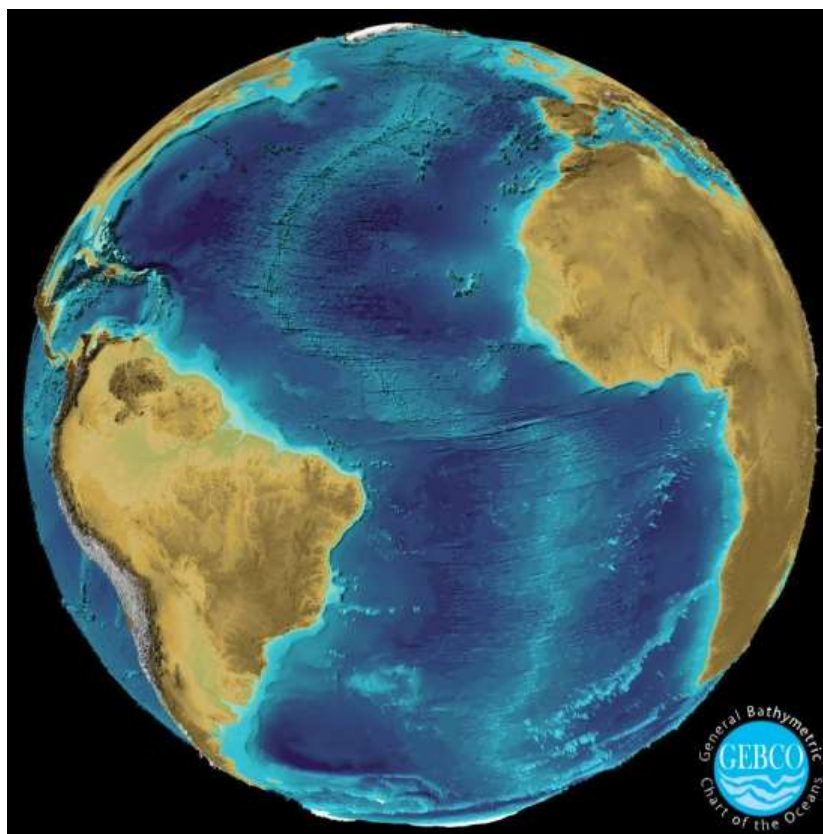
Organizzazione

Il lavoro è svolto materialmente da un gruppo internazionale di esperti nella mappatura dei fondali marini, i quali hanno sviluppato una notevole varietà di prodotti, batimetrici e non.

Il progetto ha anche attivato un corso universitario di formazione per la batimetria oceanica, originariamente pensato a favore dei Paesi in via di sviluppo ma, successivamente, aperto alla frequenza di tutti, sponsorizzato dalla *Nippon Foundation* (Giappone) e tenuto presso l'Università del New Hampshire.



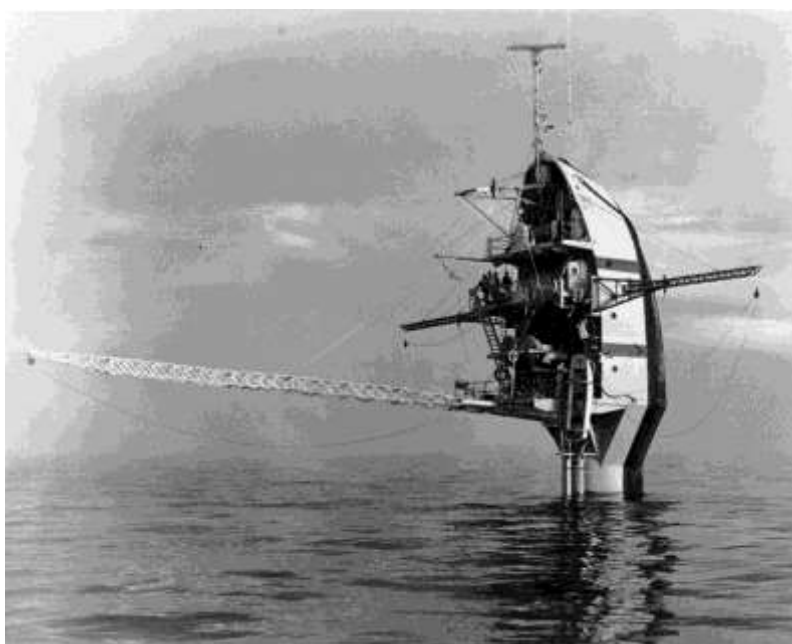
Rappresentazione 3D dei fondali dell'area antartica



Rappresentazione 3D dei fondali dell'area atlantica

Floating Instrument Platform

La **Floating Instrument Platform (FLIP)** è una nave statunitense utilizzata per la ricerca oceanica (studio correnti, meteo, esperimenti). Lunga 108 m ha la caratteristica straordinaria di potersi posizionare verticalmente in modo che gli strumenti possano avvicinarsi al fondale marino o oceanico.



Descrizione generale	
	
Caratteristiche generali	
Stazza lorda	700 tsl
Lunghezza	108 m
Larghezza	6,5 (diametro) m
Altezza	da 91 a 49 m
Propulsione	nessuna; tre generatori diesel per complessivi 340 KW
Equipaggio	5 + 11 tecnici

Onda marina

Onda marina è un termine con il quale si suole definire un caso particolare di onda fisica in cui è messa in moto la superficie d'acqua di un ampio bacino come il mare (da cui il nome).

Formazione

Una delle cause principali delle onde marine è l'azione del vento, ma più in generale esse dipendono dalla circolazione atmosferica, collegate quindi anche a pressione e temperatura sia dell'aria che dell'acqua. I venti possono farsi sentire, nel mare aperto, fino ad una profondità massima di 150 metri. In questo caso l'onda si forma perché il vento spinge lo strato d'acqua superficiale, cui cede parte della sua energia cinetica e quantità di moto, e ne aumenta la velocità rispetto allo strato d'acqua sottostante; per attrito viscoso ogni strato d'acqua con velocità differente tende a trascinare lo strato sottostante più lento e nel contempo a rallentare, da cui si intuisce che, se non sono continuamente alimentate o non incontrano prima un ostacolo, le onde sono destinate a dissolversi o dissiparsi in un intervallo di tempo finito. L'attrito tra il vento e la superficie dell'acqua fa muovere le particelle superficiali di un moto circolatorio: l'onda prodotta cioè non è perfettamente trasversale né longitudinale, ma assume una forma d'onda ed una propagazione "mista" tra le due. A volte il mare o l'oceano appare mosso da onde superficiali anche in assenza di vento: questo semplicemente accade perché il moto ondoso osservato è un moto ondoso "residuo" ovvero prodotto in altre zone dell'oceano o del mare dove invece si fa sentire l'azione dei venti che generano onde in successiva propagazione. L'onda è dovuta all'energia che il vento imprime sull'acqua.



Una grande onda marina durante una mareggiata

Altre cause

Le onde marine sono anche formate dalle correnti marine che determinano la circolazione delle acque nei mari a causa della differente temperatura e salinità delle acque. Le correnti marine possono avere movimenti orizzontali e verticali (cavalloni).

Le onde marine possono anche formarsi a causa di eventi non comuni come terremoti che creano onde chiamate tsunami o maremoti. I maremoti possono essere generati sia da terremoti sottomarini sia da eruzioni vulcaniche o frane sottomarine.

Anche il distacco di ghiacci dal fronte di ghiacciai che terminano sul mare possono in alcuni casi generare delle onde di notevoli dimensioni. Tipici di questo fenomeno sono, per esempio, i ghiacciai dell'Antartide durante la stagione estiva.

Dimensioni

La dimensione delle onde dipende molto dall'ampiezza del bacino d'acqua in cui si formano e dall'energia della sorgente che le ha generate. In condizioni normali, nel mare aperto, si possono raggiungere i 7 o 8 m di altezza nel Mar Mediterraneo e i 18 metri di altezza nell'Oceano Atlantico e nell'Oceano Pacifico. Quando però un'onda incontra un ostacolo può innalzarsi e raggiungere altezze ragguardevoli; le onde più alte formate in questo modo possono essere viste nelle tempeste a sudovest del Capo di Buona Speranza. Le dimensioni maggiori si raggiungono proprio nell'emisfero australe in quelle zone dell'oceano a latitudini medio-alte dove, in assenza di terraferma e continenti e quindi di attrito, i venti oceanici occidentali spirano costanti e indisturbati (i noti "ruggenti 40°" ed i "50° urlanti").

Sono state inoltre osservate particolari onde dette onde anomale, alte da 25 a 30 metri, di cui non si conoscono con precisione né le cause né l'origine e soprattutto con caratteristiche di imprevedibilità.

Onda piana sinusoidale

Un'onda marina piana, matematicamente descrivibile da una sinusoide, è caratterizzata da:

- ampiezza "a" = distanza tra la superficie libera ed il livello indisturbato,
- cresta: punto più alto dell'onda,
- cavo e ventre: punto più basso dell'onda,
- altezza "H" = distanza verticale tra cresta e cavo,
- lunghezza "L" = distanza orizzontale tra due creste o cavi consecutivi,
- periodo "T" = intervallo di tempo in secondi necessario affinché una cresta percorra una distanza pari alla lunghezza d'onda,
- Velocità "V" = L/T.

Si distinguono le onde in:

- libere : si propagano esclusivamente a causa dell'ambiente circostante,
- forzate : dove è presente una causa eccitatrice del fenomeno,
- di "oscillazione": se esiste un trasporto di energia, quantità di moto ma non necessariamente di massa; si suddividono in onde "progressive", se si propagano lungo una direzione, e "stazionarie", se le linee di fase non si spostano nello spazio al variare del tempo,
- di "traslazione": se esiste anche un trasporto di massa nella direzione di propagazione, tipiche dei frangenti o di onde generate da fenomeni di tipo impulsivo,
- corte: per lunghezze fino a centinaia di metri, con periodi fino a 30 s,
- lunghe: per lunghezze di migliaia di km con periodi fino ad oltre le 24 ore a causa di maree o tempeste.

La più semplice teoria per lo studio del fenomeno di moto ondoso è fornita dalla teoria lineare che considera il fluido perfetto (non viscoso), forze conservative e moto irrotazionale.

In base ai caratteri cinematici del loro moto, le onde marine si distinguono infine in:

onde di acqua profonda, in corrispondenza di fondali con profondità D maggiori della semilunghezza dell'onda ($D > L/2$). Per tali onde valgono approssimativamente le seguenti relazioni tra i valori di lunghezza L (in metri), periodo T (in secondi) e velocità v in metri al secondo) del loro moto

$$L = 1.5T^2 \quad , \quad v = 1.5T \quad , \quad v = 1.2\sqrt{L}$$

onde di acqua bassa, per fondali con profondità minori della semilunghezza d'onda, cioè in prossimità della costa ($D < L/2$). Per queste onde la velocità dipende solo dalla profondità del fondale secondo la relazione approssimata

$$v = 3.1\sqrt{D}$$

Frangimento

Tutte le onde marine avvicinandosi alla linea di costa arrivano a frangimento. Se al largo l'altezza d'onda è troppo grande per la sua lunghezza arriva a frangersi ugualmente. Il frangimento è il fenomeno che più di tutti dissipa energia. Il frangimento è assistito dal fenomeno dello *shoaling*: incontrando un fondale via via più basso parte dell'energia associata all'onda si dissipa per attrito sul fondale, la restante tende a conservarsi per il principio di conservazione dell'energia col risultato che l'onda diminuisce la sua velocità, ma cresce in ampiezza: generalmente ciò avviene nelle ultime decine di metratura prima della linea costiera, non si fa se l'onda è molto superficiale, ma può accadere a distanze anche maggiori se l'onda è un'onda a profondità marine elevate maggiore. Il fenomeno viene sfruttato nell'attività del *surf*.

Effetti

Le onde hanno due effetti sulle coste: la loro azione violenta erode il litorale su cui si abbattono, specie in occasione di mareggiate; in altri luoghi ove la loro azione è più dolce possono portare dei sedimenti facendo avanzare la costa verso il mare.

Quando le onde formatesi in un bacino marino o lacustre giungono in prossimità della costa, a causa dell'interazione con il fondale il moto passa da oscillatorio a traslatorio, dando luogo allo spostamento di masse d'acqua verso costa. Questo fenomeno è all'origine di gran parte delle correnti costiere, che a loro volta possono causare fenomeni di erosione e sedimentazione.

Tempeste e maree

Quando s'incontrano due correnti di aria fredda e calda possono formarsi dei vortici d'aria e acqua, che a seconda della grandezza e velocità vengono chiamati con nomi differenti: uragano, tifone, ciclone, tromba marina.

La Luna esercita una forte attrazione sulle masse d'acqua (in maniera molto minore la stessa attrazione è effettuata anche sulla crosta terrestre). Quest'attrazione genera movimenti superficiali, ossia le maree.



L'uragano Isabel visto dalla Stazione Spaziale Internazionale nel 2003



La depressione d'Islanda vista dal satellite



Trombe marine

Energia del moto ondoso

L'energia che ha il moto ondoso, viene descritta come densità di energia **E** composta sia da un contributo di energia cinetica sia da uno di energia potenziale, che dipendono principalmente dalla variabile altezza d'onda:

$$E = E_c + E_p = \frac{1}{8} \rho g H^2$$

Dove:

- E_c è il contributo dell'energia cinetica
- E_p è il contributo dell'energia potenziale
- ρ è la densità dell'acqua marina
- g è la forza di gravità
- H è l'altezza d'onda

Ipotizzando l'assenza di dissipazione possiamo scrivere il flusso di energia in direzione "x" per unità di lunghezza di cresta in direzione z, compresa tra -h e η :

$$E_f = E \cdot c_g$$

Con c_g la velocità del gruppo.

Generazione di energia elettrica dal moto ondoso

L'energia del moto ondoso, così come l'energia delle maree, possono essere sfruttate a fini energetici per la produzione di energia elettrica tramite appositi generatori rappresentando una fonte di energia alternativa e rinnovabile.

Spirale di Ekman

La **spirale di Ekman** (così chiamata dal nome dell'oceanografo svedese Vagn Walfrid Ekman) si riferisce ad una struttura di correnti o venti attorno ad un limite orizzontale in cui la direzione del flusso ruota quando ci si muove rispetto al limite.

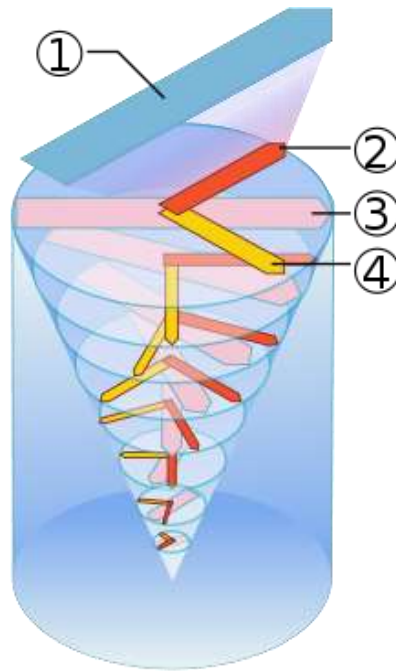
Descrizione

La spirale è una conseguenza della forza di Coriolis che provoca un movimento verso destra degli oggetti con velocità non nulla nell'emisfero nord e verso sinistra nell'emisfero sud. Perciò quando i venti soffiano sulla superficie oceanica (in maniera "continua"), nell'emisfero nord, si crea uno strato superficiale detto strato di Ekman, che può andare da 45 m fino a 300 m (in condizioni ottimali), in base alle caratteristiche del bacino idrico, alla forza del vento o alla latitudine. La corrente di superficie, in questo strato, si muove a 45° verso destra rispetto alla direzione del vento.

Quando l'acqua sulla superficie spinge l'acqua sottostante a causa delle forze d'attrito, questa si muove ulteriormente verso destra rispetto alla direzione del vento, e così per tutti gli strati più profondi ancora. Scendendo in profondità, a causa della deflessione della corrente, la velocità dell'acqua diminuisce progressivamente fino ad annullarsi.

Il fenomeno è osservabile in mare nelle correnti marine e nelle derive glaciali di superficie.

Un ulteriore fenomeno presente nello strato di Ekman è il trasporto di Ekman.



Spirale di Ekman

1. Vento
2. Forza esercitata dall'alto
3. Direzione della corrente
4. Forza di Coriolis

Termoclino

Il **termoclino** è lo strato di transizione tra lo strato rimescolato di superficie e lo strato di acqua profonda in corpi idrici profondi come oceani, mari e laghi. Le definizioni di questi strati sono basate sulla temperatura. Lo strato di rimescolamento (mixed layer) è vicino alla superficie, dove la temperatura è costante ed approssimativamente pari a quella dell'acqua di superficie. Nello strato di termoclino, la temperatura diminuisce rapidamente dal valore assunto nello strato di mescolamento a quello corrispondente alla temperatura dell'acqua profonda, che è stabile nel corso dell'anno perché troppo profonda per poter essere influenzata dalla radiazione solare. Il termoclino rappresenta quindi la zona di transizione tra lo strato superficiale e quello profondo.

Sotto il termoclino la temperatura rimane costantemente bassa. La repentina variazione di densità costituisce uno sbarramento per la diffusione dei nutrienti quando le acque più calde galleggiano sopra quelle più fredde. In inverno accade invece che le acque superficiali possono scendere a temperature inferiori a quelle dello strato profondo, che sono costanti e si scostano di pochi gradi dallo zero negli oceani. Quando ciò accade quelle profonde tendono a risalire perché meno dense, ed in questa risalita trascinano verso l'alto i nutrienti, di cui sono ricche. Al contrario, quelle superficiali tendono a scendere portando in profondità l'ossigeno, di cui sono ricche per effetto del continuo contatto con l'atmosfera.

Il termoclino veniva usato dai sottomarini tedeschi nella 2ª Guerra Mondiale per evitare di essere individuati dai sonar, in quanto il termoclino si comporta come una barriera acustica; infatti il suono prodotto sotto il termoclino rimbalza su di esso come su una superficie riflettente. Il termoclino può essere osservato anche nei laghi. In alcuni casi il termoclino è talmente brusco e sottile da essere visibile ai subacquei ad occhio nudo. Si presenta come uno strato, dello spessore di 2-3 cm, che presenta una forte distorsione nella propagazione della luce che lo attraversa, assomigliando ad un telo di plastica semitrasparente che galleggia a mezza acqua. La differenza di temperatura tra il lato caldo e quello freddo può essere anche di una decina di gradi ed è nettamente avvertibile anche attraverso la muta. Lo strato d'acqua più caldo è chiamato epilimnio e quello più freddo ipolimnio; lo strato di separazione, cioè il termoclino, è chiamato anche metalimnio.

Mar Mediterraneo

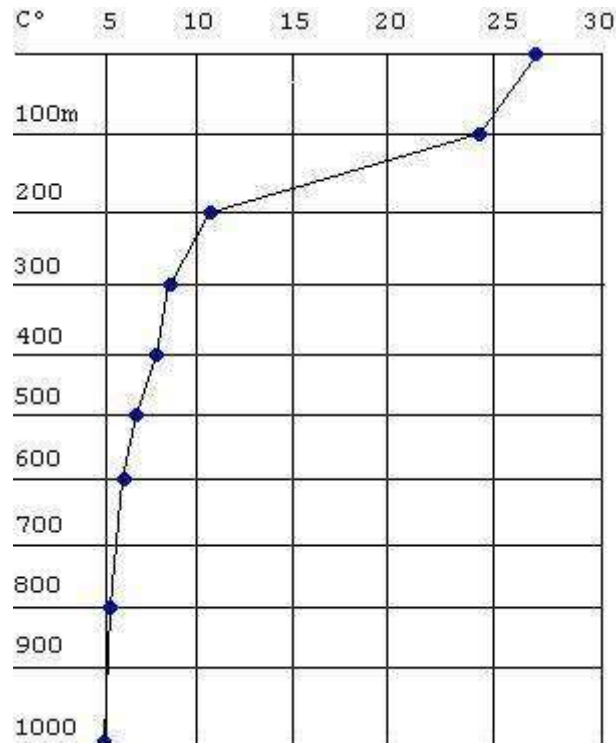
Nel Mar Mediterraneo, durante il periodo estivo le acque superficiali possono superare i 28° di temperatura. Le acque superficiali galleggiano su quelle profonde, le quali, mantenendosi ad una temperatura media intorno ai 13 °C per tutto l'anno (non scende mai al di sotto dei 10 °C), presentano una densità maggiore di quelle più calde superficiali. In pratica si forma un termoclino già fra i 15 ed i 40 m, che crea una barriera netta, dovuta alla differenza di temperatura fra i due strati di acqua, che impedisce il passaggio in superficie dei nutrienti di origini profonde, risultando anche un ostacolo insuperabile per molte specie animali.

In inverno la densità dell'acqua superficiale aumenta per il raffreddamento generato dall'abbassamento della temperatura dell'aria e per i venti freddi e secchi che spirano da Nord e da Nord-Ovest, che causano una perdita notevole di calore e l'evaporazione degli strati superficiali, e possono portare la temperatura dell'acqua a valori fino a 9 °C. Quando la densità degli strati superficiali supera quella degli strati profondi, la cui temperatura è costantemente intorno ai 13 °C, questi, ricchi di ossigeno ma poveri di nutrimento, sprofondano creando una omogeneizzazione ed un rimescolamento con quelle profonde, povere di ossigeno ma ricche di nutrienti.

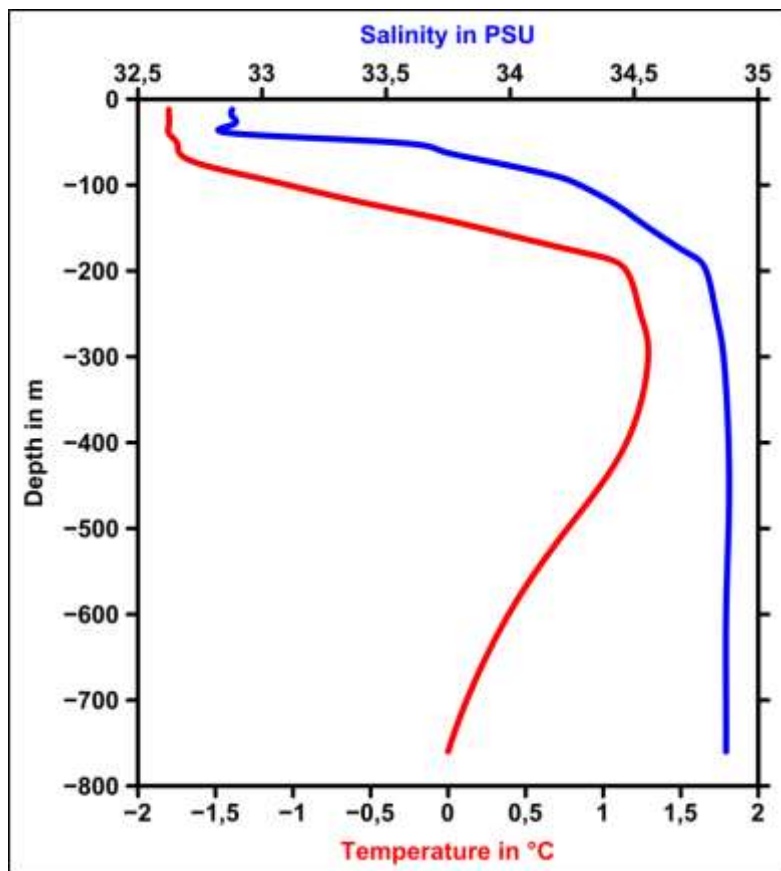
Nel Mar Mediterraneo i termoclini sono due, uno estivo stagionale, che si instaura fra i 15 ed i 40 m, e l'altro invernale più profondo, ad una profondità variabile fra i 150 ed i 400 m.

Nel Mediterraneo, che ha acque abbastanza limpide, si distinguono le seguenti zone di luminosità:

- zona afotica - oltre 400 m: è la zona buia dove non giungono i raggi solari ed è pertanto caratterizzata dall'assenza di vita vegetale;
- zona oligofotica - tra i 150 ed i 400 m: fascia penetrata dalle sole radiazioni blu e nella quale pertanto sopravvivono solo pochissime specie vegetali;
- zona eufotica - tra 0 e 150 m: dove arriva tutto lo spettro solare ed in cui pertanto sono possibili i processi fotosintetici.



Variatione della temperatura con la profondità in un mare tropicale. Il termocline è situato tra i 100 e i 200 metri



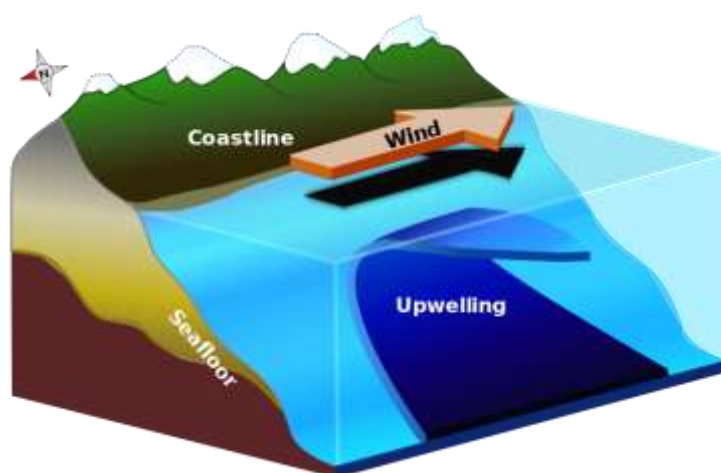
Andamento della temperatura e della salinità dell'acqua nell'Oceano Artico alle coordinate 85,18 nord e 117,28 est al 1° gennaio 2010

Upwelling

L'**upwelling**, o **risalita delle acque profonde**, è un fenomeno oceanografico che coinvolge il movimento provocato dal vento di grandi masse di acqua fredda, densa e generalmente ricca di nutrienti, che risalgono verso la superficie dell'oceano dove vanno a rimpiazzare l'acqua superficiale più calda, pertanto meno densa e in generale ormai depauperata dei suoi nutrienti.

Queste nuove masse di acqua arricchita in nutrienti stimolano la crescita e riproduzione dei produttori primari come il fitoplancton. La grande biomassa del fitoplancton e la presenza di acqua superficiale più fredda, permettono di identificare le zone di upwelling, rilevabili dalla più bassa temperatura superficiale dell'acqua e dall'alta concentrazione di clorofilla.

L'aumentata disponibilità di nutrienti nelle regioni di upwelling comporta elevati livelli di produzione primaria che favoriscono così l'attività peschereccia, tanto che circa il 25% del totale del pescato marino mondiale proviene dalle cinque zone di upwelling che occupano solo il 5% della superficie oceanica totale. La risalita di acque profonde generata dalle correnti costali ha l'impatto più elevato sulle acque arricchite in nutrienti e conseguentemente sulle rese dell'attività peschereccia. Lo sviluppo della biomassa di fitoplancton dovuto a fenomeni di upwelling è un evento fondamentale in Perù, sulla costa occidentale degli Stati Uniti e in Africa nord-occidentale.



Nell'emisfero settentrionale i venti paralleli alla costa (come in California dove soffiano verso Sud) per effetto Ekman possono produrre una risalita delle acque profonde.

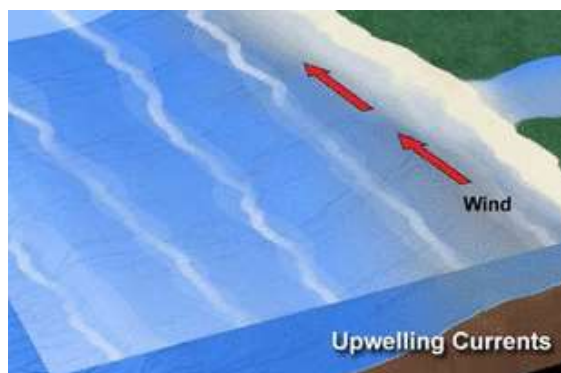
Meccanismi

Le tre maggiori cause che contribuiscono all'upwelling sono il vento, la forza di Coriolis e il trasporto di Ekman, i quali agiscono in modo diverso nelle varie tipologie di risalita delle acque profonde, producendo però in generale gli stessi effetti.

Nel processo complessivo di upwelling, il vento che soffia sulla superficie del mare in una data direzione provoca un'interazione aria-acqua. In conseguenza di questa azione del vento, l'acqua si sposta perpendicolarmente alla direzione del vento incidente a causa

dell'effetto combinato della forza di Coriolis e del trasporto di Ekman. Quest'ultimo provoca un movimento dello strato superficiale dell'acqua ruotato di circa 45 gradi rispetto alla direzione del vento incidente; l'attrito tra lo strato superficiale e quello immediatamente sottostante fa sì che anche gli strati successivi si muovano nella stessa direzione, provocando un moto a spirale discendente lungo la colonna d'acqua.

A questo punto è la forza di Coriolis che determina in quale verso l'acqua si muove: nell'emisfero Nord l'acqua è incanalata verso destra rispetto alla direzione del vento, mentre nell'emisfero Sud l'acqua si muove verso sinistra. Se il movimento netto risultante dell'acqua è divergente, questo innesca una risalita delle acque profonde per rimpiazzare l'acqua che viene perduta.



Nell'emisfero meridionale i venti paralleli alla costa (come nel Perù, dove soffiano verso Nord) per effetto Ekman possono produrre una risalita delle acque profonde.

Variazioni

L'intensità dell'upwelling dipende dalla forza del vento e dalla variabilità stagionale, come pure dalla struttura verticale della colonna d'acqua, dalle variazioni della batimetria del fondale e dall'instabilità delle correnti marine.

In alcune aree, l'upwelling è un fenomeno stagionale che porta a periodici picchi di crescita della produttività simili alla fioritura primaverile del fitoplancton nelle acque costiere. L'upwelling indotto dal vento è innescato dalla differenza di temperatura tra l'aria calda e più leggera al disopra della terra e quella più fredda e densa sopra il mare.

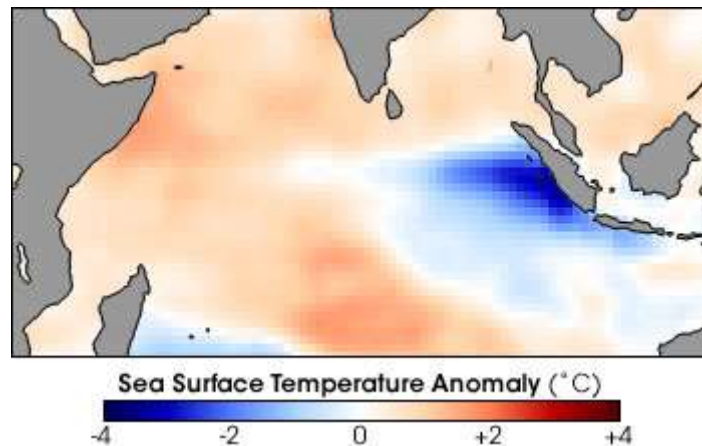
Alle latitudini temperate il contrasto di temperatura è fortemente variabile in funzione della stagionalità, dando luogo a periodi di consistente upwelling in primavera-estate, seguiti da upwelling limitato o assente durante l'inverno. Ad esempio, al largo delle coste dell'Oregon si verificano quattro o cinque picchi di risalita delle acque separati da periodi di quasi assenza del fenomeno, durante i sei mesi di stagionalità dell'upwelling.

Alle latitudini tropicali invece l'escursione termica è molto più costante, dando luogo a un fenomeno uniforme nel corso dell'anno. L'upwelling peruviano è sostanzialmente regolare per tutto l'anno, dando così luogo ad una delle maggiori aree di pesca delle sardine e acciughe.

Negli anni anomali quando i venti regolari come gli alisei si indeboliscono o invertono la direzione, l'acqua che risale è più calda e meno ricca in nutrienti, il che comporta una netta riduzione nella biomassa e produttività del fitoplancton. Questo evento è noto come El Nino-Southern Oscillation (ENSO). L'upwelling peruviano è particolarmente

vulnerabile a questo evento che può comportare significative variazioni interannuali della produttività peschereccia.

Anche le variazioni della batimetria hanno un'influenza sulla portata della risalita superficiale delle acque. Per esempio una cresta sottomarina che si estende al largo della costa, tende a produrre condizioni più favorevoli all'upwelling delle regioni circostanti. In questo caso la risalita dell'acqua si origina proprio in corrispondenza del crinale e rimane consistente lungo tutta linea di cresta, pur sviluppandosi anche nelle aree limitrofe.



Venti anormalmente forti da est spingono l'acqua calda superficiale (in rosso) verso l'Africa, provocando la risalita dell'acqua più fredda (in blu) lungo le coste di Sumatra

Modello modulare dell'oceano

Il **modello modulare dell'oceano** (abbreviato in MOM, dalle iniziali della corrispondente terminologia in inglese *Modular Ocean Model*), è un modello tridimensionale della circolazione oceanica progettato principalmente per lo studio del sistema climatico dell'oceano. Tale modello è stato sviluppato e viene gestito soprattutto dai ricercatori del Geophysical Fluid Dynamics Laboratory della National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA/GFDL), che ha la sua sede a Princeton negli USA.

Modular Ocean Model (MOM) <u>software</u>	
Genere	Computer simulation (non in lista)
<u>Sviluppatore</u>	NOAA/GFDL
Data prima versione	gennaio 1990 (MOM1)
Ultima versione	5.1.0 (MOM6) (25 marzo 2014)
<u>Sistema operativo</u>	

<u>Linguaggio</u>	Fortran
<u>Licenza</u>	GNU General Public License (licenza libera)
<u>Sito web</u>	gfdl.noaa.gov/mom-ocean-model

Aspetti generali

Il MOM è un tradizionale un modello oceanico a coordinazione di livello, nel quale l'oceano viene diviso in scatole il cui fondo è localizzato ad altezze prefissate. Tale rappresentazione rende semplice risolvere le equazioni del momento e lo strato ben miscelato e debolmente stratificato noto come strato miscelato in prossimità della superficie oceanica. Tuttavia i modelli a coordinazione di livello presentano problemi quando si vuole rappresentare i sottili strati limite sul fondale e la banchisa ghiacciata di elevato spessore (Winton et al. 1998). Inoltre, poiché la miscelazione all'interno dell'oceano avviene per lo più lungo linee di densità potenziale costante piuttosto che lungo linee di profondità costante, la miscelazione deve essere ruotata relativamente alla griglia delle coordinate, e questo richiede un grande impegno in termini computazionali. D'altra parte nelle codificazioni che rappresentano l'oceano in termini di strati a densità costante (che forniscono una rappresentazione più fedele dei flussi interni dell'oceano), la rappresentazione dello strato miscelato è estremamente complessa.

MOM3, MOM4 e MOM5 sono usati come base per la componente oceanica dei modelli accoppiati del GFDL utilizzati nei rapporti dell'IPCC, inclusa la serie dei modelli fisici del clima GFDL CM2.X e il "modello del sistema Terra" ESM2M Earth System Model. Versioni del MOM sono state usate in centinaia di pubblicazioni scientifiche di autori di ogni parte del mondo. MOM4 costituisce la base del sistema di predizione di El Niño utilizzato dai National Centers for Environmental Prediction.

Lista dei modelli di circolazione oceanica

La seguente è una **lista dei modelli di circolazione oceanica** utilizzati in oceanografia fisica:

Acronimo	Nome completo
<u>ADCIRC</u>	AD vanced CIRC ulation model
<u>COHERENS</u>	CO upled Hydrodynamical Ecological model for RE gio Nal Shelf seas
<u>FVCOM</u>	Finite Volume Community Ocean Model

<u>HOPE</u>	The H amburg O cean P rimitive E quation General Circulation Model
<u>HYCOM</u>	HY brid C oordinate O cean M odel
<u>LSG</u>	The Hamburg L arge S cale G eostrophic Ocean General Circulation Model
<u>MICOM</u>	M iami I sopycnic C oordinate O cean M odel
<u>MITgcm</u>	<u>M.I.T.</u> G eneral C irculation M odel
<u>MOHID</u>	M odelo H IDrodinâmico
<u>MOM</u>	<u>GFDL</u> M odular O cean M odel
<u>NEMO</u>	N ucleus for E uropean M odelling of the O cean
<u>OPYC</u>	The O cean I so P YCnal General Circulation Model
<u>POM</u>	P inceton O cean M odel
<u>POP</u>	The P arallel O cean P rogram
<u>ROMS</u>	The R egional O cean M odeling S ystem

[Modello generale della circolazione oceanica](#)

In oceanografia e climatologia un **modello generale della circolazione oceanica** (abbreviato in **OGCM**, dall'acronimo della terminologia in inglese *Ocean General Circulation Model*) è un particolare tipo di modello generale della circolazione che descrive i processi fisici e termodinamici che avvengono negli oceani e che include tutti i maggiori parametri che influenzano la circolazione oceanica generale.

La circolazione oceanica generale è definita come la scala spaziale e temporale superiore alla mesoscala, cioè dell'ordine dei 100 km e 6 mesi. Questi modelli descrivono gli oceani attraverso l'utilizzo di una griglia tridimensionale che include parametri termodinamici attivi; sono pertanto i più direttamente applicabili agli studi climatici e rappresentano perciò gli strumenti più avanzati attualmente disponibili per simulare la risposta del sistema oceanico globale alla crescente concentrazione di gas ad effetto serra. È stata sviluppata una gerarchia di modelli OGCM che includono vari gradi di copertura spaziale, risoluzione, realismo geografico, processi e così via.

Sviluppo storico

La prima generazione di OGCM usava l'approssimazione del *coperchio rigido* per eliminare le onde di gravità esterne ad alta velocità. Infatti senza quelle onde molto rapide, si può utilizzare un lasso temporale più lungo senza impegnare eccessivamente le capacità di calcolo degli elaboratori. In questo modo venivano anche filtrate le maree oceaniche e le onde ad alta velocità degli tsunami. Con questi assunti furono sviluppati un modello 2D, poi un modello 3D a scatola e infine un modello di circolazione completa in GFDL, includendo pure una densità variabile per gli oceani con una linea costale e una topografia del fondale complesse. La prima applicazione con una geometria globale specificata apparve nei primi anni 1970, e successivamente fu sviluppata una griglia di latitudine e longitudine con una maglia di 2 gradi che poteva accogliere fino a 12 livelli verticali ad ogni punto.

Con il procedere degli studi sui modelli oceanici, iniziò ad aumentare la comprensione dei fenomeni su mesoscala, trovando ad esempio che la maggior parte delle correnti oceaniche hanno dimensioni trasversali uguali al raggio di deformazione di Rossby. Per analizzare questi vortici e correnti con modelli numerici è richiesto l'utilizzo di griglie con spaziature di 20 km alle medie latitudini. L'impiego di calcolatori più veloci e la preliminare rimozione delle onde di gravità dalle equazioni, ha permesso di risolvere le correnti più importanti ed i vortici a bassa frequenza con un modello quasi geostrofico a tre strati. Sono poi stati sviluppati modelli adiabatici che includono le onde interne di gravità e permettono così di trattare i problemi relativi alle onde costali ed equatoriali, arrivando ad una prima comprensione dei fenomeni connessi a El Niño.

Verso la fine degli anni 1980, divenne finalmente possibile fare simulazioni utilizzando formulazioni GFDL in cui i vortici erano parzialmente risolti su domini molto estesi e si teneva conto dei venti effettivamente rilevati e dell'influenza dell'atmosfera sulla densità. Queste simulazioni avevano una risoluzione abbastanza elevata da riuscire a includere gli oceani meridionali al di sotto di 25° di latitudine, l'Atlantico del nord, e l'intera massa oceanica ad esclusione dell'Artico. Questo permise il primo confronto diretto con i dati osservativi.

Agli inizi degli anni 1990, le richieste per modelli su larga scala, che includessero anche i vortici e i problemi ausiliari delle modellazioni in 2D collegate con l'approssimazione del "coperchio rigido", stavano diventando troppo complesse per i computer dell'epoca. Per riuscire a prevedere gli effetti delle maree e confrontare la loro altezza con i dati rilevati dai satelliti, furono sviluppati metodi che predicessero direttamente l'altezza e la pressione della superficie oceanica. Uno di questi metodi consiste nel trattare la superficie libera e la velocità mediata verticalmente usando molti piccoli spostamenti temporali per ogni singolo passo del modello completo in 3D. Invece il metodo sviluppato al Los

Alamos National Laboratory risolve le equazioni in 2D usando un metodo implicito per la superficie libera. Entrambi i metodi funzionano in modo efficiente.

Importanza

I modelli generali della circolazione oceanica hanno molte applicazioni importanti: l'accoppiamento con l'atmosfera, il ghiaccio marino ed il ruscellamento che assieme determinano i flussi ai contorni oceanici; la traspirazione dei materiali biogeochimici; l'interpretazione dei dati paleoclimatici; previsioni climatiche che tengano conto sia della variabilità naturale che di quella indotta da effetti antropogeni; gestione degli effetti della pesca e assimilazione dei dati.

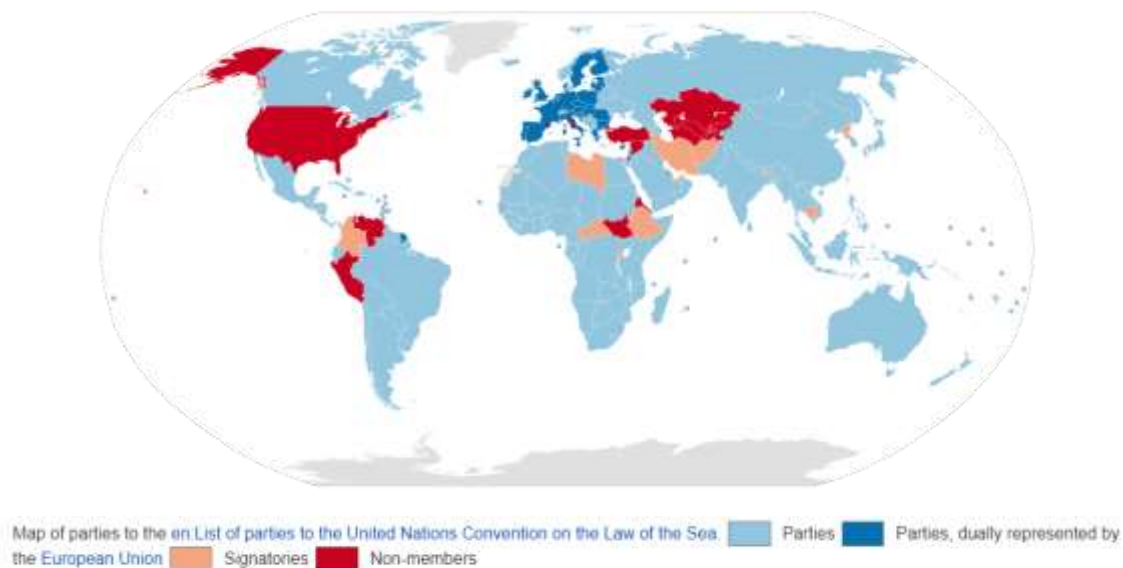
Gli OGCM giocano un ruolo importante anche nei modelli climatici globali dove riescono a mantenere il bilancio termico durante il trasporto di energia dalle latitudini tropicali a quelle polari. Per analizzare il feedback tra l'oceano e l'atmosfera occorre un modello in grado di cogliere fin dall'inizio i cambiamenti climatici su diverse scale temporali, come la variabilità interannuale di El Niño e la modifica potenziale degli schemi di trasporto del calore oceanico quale risultato dell'aumento dei gas ad effetto serra. Gli oceani sono una sorta di sistema fluido naturale sotto-campionato, per cui i modelli climatici oceanici permettono di colmare i dati mancanti e di migliorare la comprensione dei processi basilari e della loro interconnessione, come pure di interpretare le scarse osservazioni. Anche se è possibile usare modelli molto semplificati per stimare le reazioni climatiche, soltanto i modelli oceanici generali possono essere usati in congiunzione con il modello generale della circolazione atmosferica per stimare il cambiamento climatico globale.

[Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare](#)

Nel diritto internazionale la Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare, o UNCLOS acronimo del nome in inglese United Nations Convention on the Law of the Sea, è un trattato internazionale che definisce i Diritti e le responsabilità degli Stati nell'utilizzo dei mari e degli oceani, definendo linee guida che regolano le trattative, l'ambiente e la gestione delle risorse minerali.

Il problema delle differenti rivendicazioni sulle acque territoriali fu sollevata alle Nazioni Unite nel 1967 da Arvid Pardo di Malta, per questo considerato il padre della Convenzione sul diritto del mare. L'UNCLOS è stata definita durante un lungo processo di negoziazione attraverso una serie di Conferenze delle Nazioni Unite cominciate nel 1973 ed è stata finalmente aperta alla firma a Montego Bay, Giamaica, il 10 dicembre 1982. È entrata in vigore il 16 novembre 1994, un anno dopo la firma della Guyana come sessantesimo Stato contraente.

Al momento 164 Stati hanno firmato la Convenzione; la Comunità europea ha firmato e ratificato, gli Stati Uniti hanno firmato, ma il Senato americano non l'ha ancora ratificata.



Storia

L'UNCLOS rimpiazza il vecchio concetto della libertà dei mari, risalente al XVII secolo secondo cui, in linea di massima, i diritti nazionali erano limitati a specifiche fasce di mare che si estendevano generalmente per tre miglia nautiche, secondo la regola detta dello "sparo del cannone" sviluppata dal giurista olandese Cornelis van Bynkershoek. Tutto lo spazio di mare oltre tale fascia era considerata "acque internazionali", ossia di proprietà di nessuno stato e quindi di libero accesso a ognuno di loro.

Nel ventesimo secolo alcuni Stati espressero il desiderio di estendere la loro giurisdizione nazionale specialmente per poter aumentare la possibilità di sfruttare in maniera esclusiva le risorse marine, principalmente quelle minerarie e di pesca, oltre i limiti delle tre miglia. Fra gli anni 1946 e 1950 una serie di Paesi hanno cominciato a dichiarare in ambito internazionale l'estensione delle loro acque territoriali a 12 od anche 200 miglia nautiche.

Ad oggi sono solo una piccolissima parte degli Stati rivieraschi del mondo a mantenere un limite di giurisdizione nazionale su una fascia di mare di sole tre miglia.

L'UNCLOS, fra le altre cose, definisce le acque internazionali quindi non più "terra di nessuno" ma di proprietà di tutti, di conseguenza l'Assemblea delle Parti traccia le regole per l'utilizzo o la regolamentazione delle attività.

Le indicazioni dell'UNCLOS

La Convenzione detta le regole sulle attività e introduce una serie di indicazioni specifiche di fatto trasformando in regola quanto fino ad allora era stato l'uso consuetudinario degli spazi marini.

Gli argomenti più importanti sono: la zonazione delle aree marine, la navigazione, lo stato di arcipelago e i regimi di transito, zona economica esclusiva, giurisdizione della piattaforma continentale, attività estrattive minerarie nel fondo marino, regimi di sfruttamento, protezione dell'ambiente marino, ricerca scientifica e soluzione di dispute.

La Convenzione pone i limiti delle varie aree marine identificate, misurate in maniera chiara e definita a partire dalla cosiddetta *linea di base*. La linea di base, detta così in quanto base di partenza per la definizione delle acque interne e delle acque internazionali,

si definisce una linea spezzata che unisce i punti notevoli della costa, mantenendosi generalmente in acque basse, ma laddove la costa sia particolarmente frastagliata o in casi in cui delle isole sono molto vicine alla costa, la linea di base può tagliare e comprendere ampi tratti di mare.

Le aree identificate dall'UNCLOS sono le seguenti:

Acque interne: ossia lo spazio di mare all'interno della linea di base. In quest'area vigono in maniera vincolante le leggi dello Stato costiero che regola l'uso delle risorse ed il passaggio delle navi.

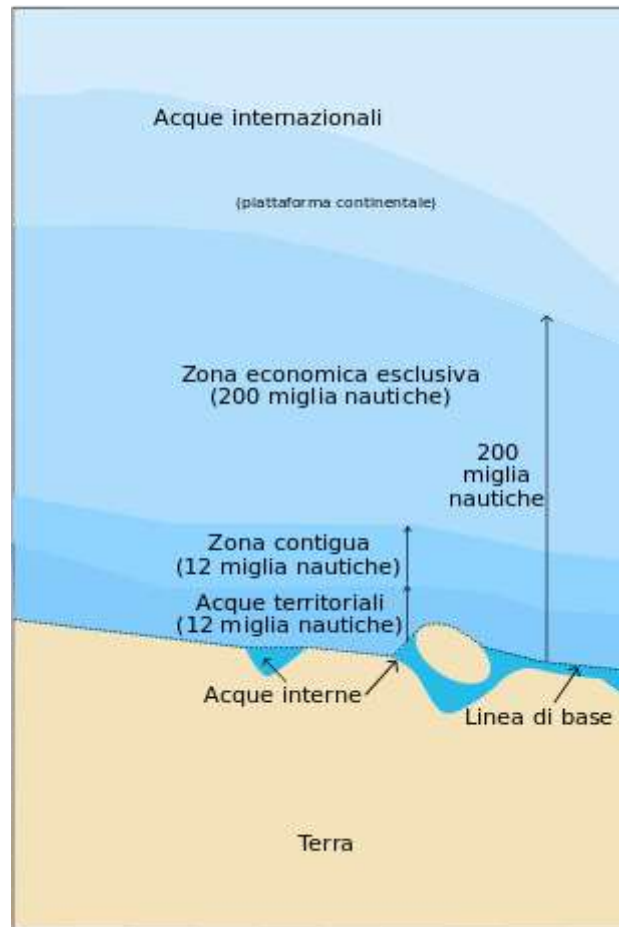
Acque territoriali: che comprende lo spazio di mare compreso dalla linea di base alle 12 miglia nautiche. In quest'area vigono comunque le leggi dello Stato costiero ma all'interno delle acque territoriali esiste il diritto di ogni imbarcazione al cosiddetto passaggio inoffensivo. Il passaggio inoffensivo è definito come l'attraversamento di aree marine in modo continuo e spedito che non pregiudichi la pace, il buon ordine e la sicurezza dello Stato costiero. La pesca, lo scarico di rifiuti, le attività armate e lo spionaggio non sono considerate azioni inoffensive; sottomarini e sommergibili devono inoltre navigare in emersione mostrando la bandiera.

Arcipelaghi: le acque interne degli Stati comprendenti arcipelaghi sono identificate tracciando una linea di base che unisce i punti più esterni delle isole più esterne, qualora questi punti siano ragionevolmente vicini fra loro.

Zona contigua: si estende dal mare territoriale non oltre le 24 miglia nautiche dalla linea di base. In quest'area lo Stato costiero può sia punire le violazioni commesse all'interno del proprio territorio o mare territoriale sia prevenire le violazioni alle proprie leggi o regolamenti in materia doganale, fiscale, sanitario e di immigrazione. Ciò rende la zona contigua una hot pursuit area.

Zona economica esclusiva: anche nota con l'acronimo ZEE, è l'area di mare che si estende per 200 miglia nautiche dalla linea di base in cui lo Stato costiero può esercitare il diritto di sfruttamento esclusivo delle risorse naturali. Tale principio nasce per dare un freno allo sfruttamento indiscriminato della pesca anche se, con le nuove tecnologie che consentono di perforare alla ricerca di petrolio in acque molto profonde, è stata recentemente utilizzata anche per lo sfruttamento estrattivo minerario esclusivo.

Piattaforma continentale: è considerata come il naturale prolungamento del territorio di uno Stato, il quale può quindi sfruttarne le risorse minerarie o comunque non-viventi in maniera esclusiva. La piattaforma continentale può superare le 200 miglia nautiche ma non eccedere le 350, o può essere calcolata misurando 100 miglia nautiche dall'isobata dei 2.500 metri.



Zonazione delle aree secondo il diritto internazionale marino

CAPITOLO 16

ENERGIA OCEANICA

Con il termine di energia oceanica (o energia marina o pelagica) si intende l'energia presente in varie forme nei mari e negli oceani.

Si distinguono in particolare:

- energia delle correnti marine;
- energia del gradiente salino (osmotica);
- energia mareomotrice (o delle maree);
- energia del moto ondoso;
- energia talassotermica (OTEC: ocean thermal energy conversion).

L'energia elettrica ricavabile dalla trasformazione di queste fonti, con le tecnologie attualmente disponibili, è qualificabile e quantificabile in (RENEWABLE ENERGY: RD&D Priorities della IEA) in:

- 200 TWh/a per le maree;
- 2.000 TWh/a per il gradiente salino;
- più di 800 TWh/a per le correnti marine;
- dagli 8.000 agli 80.000 TWh/a per il moto ondoso;
- 10.000 TWh/a per il gradiente termico.

Si menziona che nel 2008 sono stati prodotti circa 20.181 TWh di energia elettrica nel mondo, prevalentemente da fonti fossili (dati IEA). Da questi dati si può intuire come l'energia oceanica possa dare un importante contributo nella produzione di energia elettrica derivante da fonti rinnovabili, tenendo però presente che questo non potrà avvenire in tempi brevi, in quanto ad oggi molte delle tecnologie menzionate sono ancora in fase di studio, di prototipizzazione e che solo in alcuni casi sono giunte ad uno stadio preliminare alla fase di produzione su vasta scala (industrializzazione).

Correnti marine ed oceaniche

Con correnti marine si indica, correntemente, il movimento di masse d'acqua non collegato alla corrente di marea od al moto ondoso, capaci di smuovere o trasportare importanti quantità di sedimenti. Le correnti esistono lungo tutta la massa d'acqua, e talvolta solo in determinati strati senza causare effetti visibili in superficie. Tali correnti si verificano prevalentemente in acque profonde ed in mari aperti. Inoltre, mentre le correnti di marea hanno un ciclo temporale ben definito, le correnti marine sono permanenti (o stazionarie) oppure stagionali (o semipermanenti). Esistono diversi tipi di correnti marine e possono essere classificate:

- in base alle cause che le creano (correnti di gradiente, di deriva, tidali e correnti geostrofiche);
- in relazione alla temperatura dell'acqua che si sposta confrontata con la temperatura dell'acqua che la circonda (correnti calde o fredde);
- in relazione alla profondità ove si verificano (superficiali se interessano lo strato d'acqua dalla superficie sino ai 200 metri di profondità; interne se interessano lo strato d'acqua al di sotto dei 200 metri di profondità; di fondo se interessano lo strato d'acqua vicino al fondale marino).

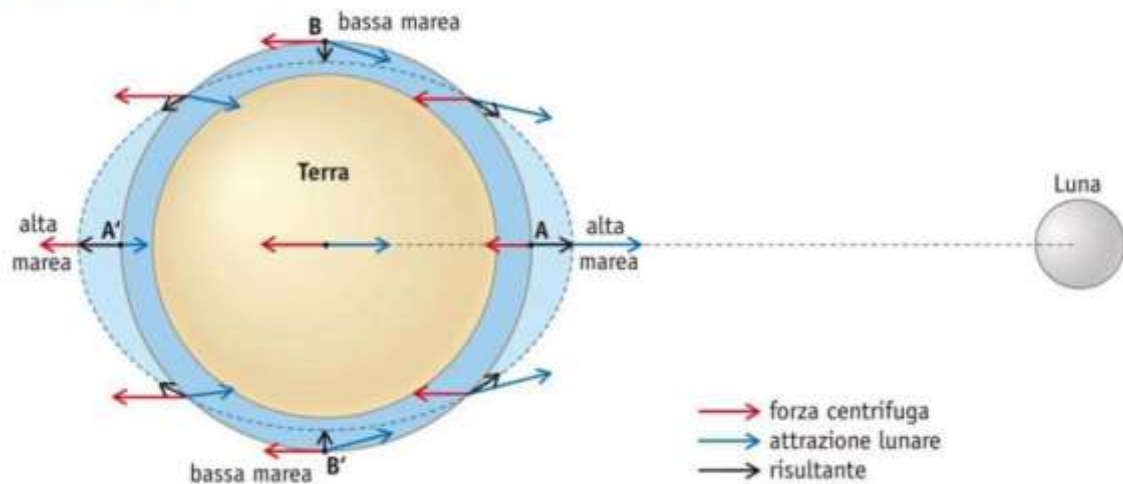
Correnti di marea

L'energia delle maree è l'energia dissipata dal movimento delle maree, che derivano direttamente dalle forze gravitazionali e centrifughe tra la terra, la luna ed il sole. Una marea è la regolare salita e discesa del livello dell'oceano dovuta alle forze gravitazionali del sole e della luna sulla terra e la forza centrifuga prodotta dalla rotazione della terra. La forza gravitazionale della luna, vista la sua vicinanza alla terra, è 2,2 volte più grande della forza gravitazionale del sole. Il fenomeno delle maree si verifica due volte ogni 24 ore, 50 minuti e 28 secondi.

Quando una massa (continente) si allinea con il sistema terra-luna, l'acqua attorno al continente è in alta marea, quando un continente si trova a 90° rispetto al sistema terra-luna, l'acqua è in bassa marea. Quindi, ogni continente è investito da due alte maree e due basse maree durante un periodo di rotazione della terra. Dato che la luna ruota attorno alla terra, ogni giorno le maree si verificano 50 minuti più tardi rispetto a quelle del giorno precedente. La luna orbita intorno alla terra in 29,5 giorni (ciclo lunare). Le dimensioni delle maree variano in funzione della la posizione reciproca assunta dai corpi celesti terra-sole-luna. Quando il sole e la luna si allineano con la terra, si verificano maree di grandi dimensioni. Mentre quando la luna si trova in quadratura rispetto alla linea terra-sole, si verificano maree di limitata estensione.

Le correnti di marea si verificano in aree costiere ed in luoghi in cui l'acqua è forzata a fluire attraverso canali più o meno stretti. Queste correnti si muovono in due direzioni: la corrente che si muove in direzione della costa è conosciuta come corrente di marea, mentre la corrente che si allontana dalla costa viene chiamata corrente di riflusso. La velocità della corrente in entrambe le direzioni varia da zero ad un valore massimo. La corrente ha velocità zero nei periodi morti, che si verificano tra la bassa e l'alta marea. Queste variazioni delle correnti, sia l'alzarsi che l'abbassarsi della marea e l'alta e bassa marea, possono essere utilizzate per la produzione di energia elettrica, nel primo caso sfruttando le correnti dovute allo spostamento della massa d'acqua, nel secondo caso accumulando la massa d'acqua che si alza con l'alta marea.

Forze in gioco



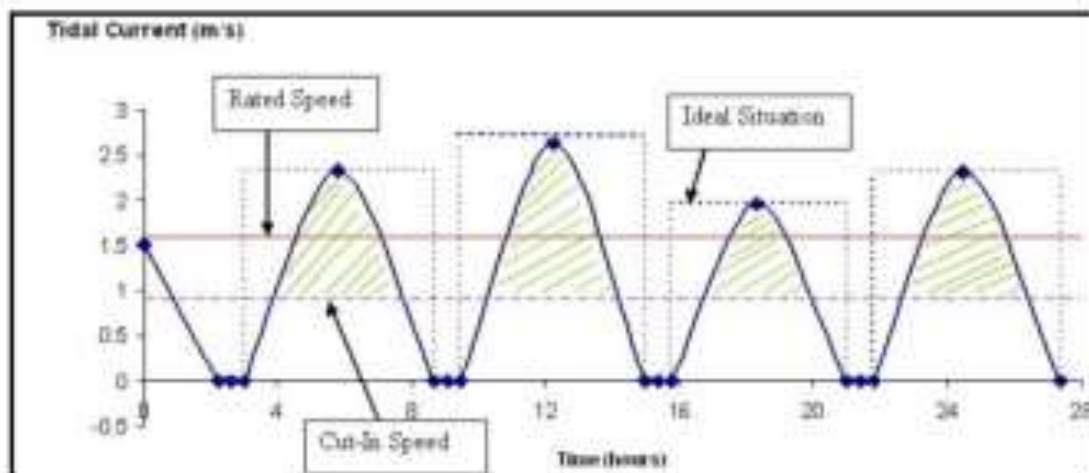
Forza centrifuga e forza gravitazionale causa di maree

Potenza ed energia della corrente marina e di marea

La potenza teorica associata al flusso di un fluido si calcola con la teoria di Betz. Definendo ρ la densità del fluido, V la sua velocità ed S la sezione ortogonale al flusso, la potenza teorica viene così calcolata:

$$\text{POTENZA TEORICA} = \frac{1}{2} \rho V^3 S \text{ [W]}$$

Solitamente è più comodo esprimere la potenza teorica rispetto alla superficie unitaria, esprimendola cioè in kW/m^2 . In questo modo, conoscendo l'andamento della velocità nel tempo e la superficie individuata dal rotore, oltre che la densità del fluido, è possibile calcolare l'energia teorica del flusso integrando la potenza teorica nel tempo. L'andamento qualitativo di una corrente di marea è la seguente:



Il tempo è sull'asse delle ascisse, mentre la velocità del flusso è sull'asse delle ordinate. I punti in cui la velocità è prossima allo zero, sono quelli in cui si ha l'inversione della direzione del flusso. Ovviamente più grande è l'area sottesa dalla curva maggiore è l'energia teorica. Tuttavia le turbine marine non entrano in funzione ad una qualsiasi velocità del flusso, ma solo quando questa supera un certo valore, solitamente intorno a 1m/s (Cut-In speed, linea rosa tratteggiata). Questo comporta che solo una parte della totale energia teorica possa essere estratta (rappresentata dalle aree con linee verdi). Un grande vantaggio derivante dallo sfruttamento delle correnti di marea è che è possibile calcolare in maniera semplice e molto accurata l'energia teorica disponibile annualmente per unità di superficie nel sito in cui sarà installata la turbina. Questo consente un notevole risparmio in termini economici e tempi di messa in opera minori rispetto ad una turbina eolica, per la quale sono invece necessarie lunghe e costose campagne anemometriche per individuare il sito adatto, che influiscono negativamente sul costo finale del kWh prodotto.

Caratteristiche generali del moto ondoso

L'energia delle onde è derivata dai venti che soffiano da una parte all'altra degli oceani, e questo trasferimento di energia fornisce una conveniente e naturale concentrazione di energia eolica nell'acqua vicino alla superficie. Una volta formate, le onde possono viaggiare per migliaia di chilometri con piccole perdite di energia. Quindi, onde create in esempio nella parte americana dell'oceano Atlantico viaggeranno verso la costa occidentale dell'Europa, supportate da venti prevalentemente da ovest verso est. I flussi di energia che si verificano in acque profonde possono essere molto grandi. La potenza in un'onda è proporzionale al quadrato dell'ampiezza e del periodo del movimento. Quindi, onde con lungo periodo (7-10 s) e grande ampiezza (2 m) hanno un flusso di energia medio compreso tra 40 e 70 kW per metro di larghezza dell'onda in arrivo. Più vicino alla costa l'intensità energetica media dell'onda diminuisce a causa dell'interazione con il fondale marino. La dissipazione di energia nelle zone vicine alla riva può essere compensata da fenomeni naturali come rifrazione o diffrazione, che portano a concentrazioni di energia (hot spot). Grazie alla posizione geografica, la costa occidentale dell'Europa è caratterizzata da un'energia particolarmente elevata. Solo la parte meridionale del Sud America possiede un'energia del moto ondoso superiore, grazie a tempeste circumpolari vicine all'atlantico. Recenti studi assegnano per l'area nord-est atlantica (incluso il mare del Nord) una potenza disponibile di moto ondoso di circa 290 GW. Il livello di potenza del moto ondoso durante l'anno varia dai circa 25 kW/m della parte più meridionale dell'Europa (isole Canarie) fino ai 75 kW/m di Irlanda e Scozia. Più a nord il livello diminuisce a 30 kW/m nella parte nord della costa norvegese. Nel mare del Nord, la risorsa cambia significativamente, variando dai 21 kW/m nell'area più esposta a nord fino a metà del precedente valore nell'area più a sud (maggiormente riparata). Nel bacino del Mar Mediterraneo il livello di potenza varia annualmente tra 4 e 11 kW/m, il più alto valore si verifica nell'area sud-ovest del mar Egeo. L'intera potenza disponibile annualmente nelle coste europee nel bacino del Mediterraneo è nell'ordine dei 30 GW, quindi la totale potenza disponibile per l'Europa risulta pari a circa 320 GW. È importante capire le difficoltà di fronte allo sviluppo dei dispositivi per la cattura di questa energia, tra queste le più importanti sono:

- L'irregolarità nell'ampiezza, periodo e direzione dell'onda; è difficile ottenere la massima efficienza del dispositivo per tutte le frequenze di eccitazione.
- Le sollecitazioni della struttura in caso di condizioni meteorologiche estreme, come uragani, possono essere anche cento volte superiori alle normali sollecitazioni.
- L'accoppiamento con l'irregolare e lento scorrere delle onde (frequenze di circa 0,1 Hz) a generatori elettrici che richiedono frequenze circa cinquecento volte superiori.

È apparente quindi che il design di un dispositivo per la conversione dell'energia del moto ondoso è molto sofisticato per essere efficace ed affidabile da una parte, e poco costoso dall'altra. Come per tutte le fonti rinnovabili, la disponibilità e la variabilità della risorsa in un certo sito di installazione deve essere determinata anticipatamente. I trend attuali si stanno portando su dispositivi di moderata potenza di generazione fino a 1,5-2 MW, o sistemi modulari di piccola potenza, 5-20 kW, che possono raggiungere grandi potenze se collegati tra di loro. L'energia delle onde è generalmente considerata una fonte rinnovabile pulita, con un limitato impatto ambientale. In particolare è vista come grande risorsa di energia che non comporta grandi emissioni di CO₂. La limitata esperienza con questo tipo di energia consente solamente di formare uno schema incompleto dei possibili effetti negativi che si avrebbero sull'ambiente marino con lo sfruttamento di questa fonte di energia. Il principale ostacolo per ottenere questa energia è proprio il mare. Come già detto precedentemente, la differenza tra le sollecitazioni medie e quelle più alte che il dispositivo potrebbe dover sostenere è troppo grande, ed è difficile prevedere accuratamente l'energia che sarà disponibile nel lungo periodo in un certo sito a causa dei pochi anni di misure effettuate. Il risultato porta ad una sottostima od una sovrastima delle sollecitazioni che il dispositivo dovrà sopportare. Nel primo caso è facile aspettarsi la distruzione totale o parziale delle strutture. Nel secondo caso invece, gli alti costi di produzione si riflettono sul costo di generazione, che rende la tecnologia non competitiva. Questo ha contribuito a rallentare lo sviluppo dei dispositivi per lo sfruttamento di questa energia. I vantaggi che derivano dall'uso dell'energia del moto ondoso sono ovvi, lo sviluppo è sostenibile, poiché combina fattori economici, ambientali, etici e sociali. L'abbondanza della risorsa e gli alti flussi di energia nel mare consigliano, con un appropriato design dei dispositivi, una strada per una produzione economica dell'energia. Un particolare vantaggio nello sfruttare questa energia è il fatto che l'impatto ambientale è limitato, la variabilità di questa fonte dovuta al susseguirsi delle stagioni che segue la domanda energetica, e l'introduzione di generatori sincroni con controllo della potenza reattiva. Come per la maggior parte delle fonti di energia rinnovabile, lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso nel sito implica la diversificazione del lavoro, e la sicurezza nella fornitura di energia per le regioni più remote. Inoltre la diffusione su larga scala di questi dispositivi porterà alla creazione di nuovi posti di lavoro, ed uno stimolo alle industrie, per esempio a quelle del settore della costruzione di imbarcazioni.

Calcolo della potenza del moto ondoso

Considerando un breve periodo di tempo, le caratteristiche del moto ondoso rimangono costanti. Per descrivere questo stato e determinarne le caratteristiche più rilevanti, si fa

uso di parametri statistici derivanti dallo studio dello spettro delle onde. I parametri di altezza e periodo d'onda più comunemente utilizzati sono: - Altezza d'onda significativa H_s definita come l'altezza media di un terzo delle onde più alte. In questo modo si trascurano le onde più piccole e meno importanti. - Periodo T_e definito come periodo medio. Il periodo di picco T_p rappresenta la componente alla cui frequenza si ha il picco di potenza. In acque profonde, la potenza in ognuno degli stati del mare (quando le caratteristiche del moto ondoso rimangono pressoché costanti) è data da:

$$P = 0.5H_s^2T_e$$

con H_s espresso in metri e T_e in secondi.

Per determinare a lungo termine l'energia che sarà disponibile in un determinato sito esistono due metodologie. La prima è basata su misure e osservazioni, la seconda sulla costruzione di modelli matematici che coinvolgono l'interazione tra il vento e le onde. Le osservazioni sono basate sulla mera osservazione delle onde, riportando i dati caratteristici di vento e onde, come periodo, altezza e direzione. Tutti i dati vengono poi raccolti e archiviati. Le informazioni ricavate in questo modo sono abbastanza affidabili, ma affette comunque da errori. Sono generalmente utilizzate come supplemento ad altri metodi di misurazione. Esistono diversi metodi per effettuare misurazioni delle caratteristiche del moto ondoso. La scelta del metodo più adatto coinvolge numerosi fattori, come profondità dell'acqua e dati da ottenere a seguito della misurazione. Solitamente in mare aperto si usano delle boe che registrano il moto ondoso (intensità o direzione); da questa registrazione si possono calcolare diversi parametri, tra i quali per esempio l'altezza d'onda, direzione e periodo. Si possono inoltre utilizzare anche sistemi di misurazione come foto aeree (per identificare fenomeni come rifrazione), radar (direzione del moto) e satelliti (altezza d'onda e direzione).

In vicinanza della costa le misurazioni possono essere eseguite anche con altri dispositivi oltre alle boe, per esempio sonde acustiche o di pressione, misuratori di corrente, sensori orbitali di velocità. Le misure effettuate con modelli matematici sono solitamente riferite ad una certa area data. L'input principale è l'intensità del vento. Questo tipo di misurazione è molto complessa, in quanto piccole variazioni nell'intensità del vento comportano variazioni molto più grandi nel moto ondoso; di conseguenza è semplice commettere grandi errori. L'accuratezza è anche funzione del bacino considerato e della complessità topografica del confine considerato.

Produzione di energia elettrica da correnti marine e di marea

L'energia associata alle correnti di marea è di tipo potenziale e cinetica. Si possono distinguere principalmente due tipi di impianti per la produzione di energia elettrica: impianti a barriera ed impianti a turbine marine, che utilizzano rispettivamente l'energia potenziale e cinetica. Per energia potenziale si intende l'energia associata a una massa d'acqua ferma in un bacino, precedentemente accumulata. L'energia cinetica si riferisce invece all'energia associata al movimento dell'acqua.

Impianti a barriera – principio di funzionamento

Gli impianti a barriera fanno uso dell'energia potenziale delle maree. Un impianto di questo tipo è generalmente costituito da una diga, costruita lungo una baia o alla foce di un fiume in cui l'escursione della marea è superiore ai 5 metri. La produzione di energia elettrica da impianti di questo tipo è molto simile a quella di una centrale idroelettrica, solo che in questo caso il flusso dell'acqua è bidirezionale, mentre in una centrale idroelettrica la produzione di energia elettrica si ha soltanto per una direzione unica del flusso d'acqua. Un tipico impianto a barriera è costituito da turbine, argini, paratoie e canali per permettere il passaggio delle barche. Le turbine che vengono utilizzate in questi impianti possono essere unidirezionali oppure bidirezionali, in particolare si utilizzano turbine a bulbo e tubolari. Questi impianti a barriera possono essere divisi in due classi:

- sistemi a singolo bacino;
- sistemi a doppio bacino.

Sistemi a singolo bacino

È un sistema caratterizzato dalla presenza di un unico bacino e necessita di una barriera che attraversa la baia o la foce di un fiume. Ci sono tre metodi per produrre energia elettrica da sistemi a singolo bacino:

- Generazione con bassa marea: il bacino viene riempito d'acqua sfruttando l'alta marea, lasciando quindi aperte le paratoie. Quando la marea raggiunge la sua massima ampiezza, le paratoie vengono chiuse per intrappolare l'acqua all'interno del bacino. A questo punto è possibile pompare acqua all'interno del bacino quando la domanda di energia è minore oppure quando l'energia elettrica è più economica (per esempio di notte). Le paratoie vengono tenute chiuse fino a quando la bassa marea non raggiunge un valore adeguato per lo sfruttamento del salto idrostatico. Successivamente l'acqua nel bacino viene lasciata fluire attraverso le turbine che accoppiate a dei generatori sono in grado di produrre energia elettrica, fino a quando il salto idrostatico non raggiunge il livello minimo, limite dato in funzione dell'efficienza operativa delle turbine.
- Generazione con alta marea: durante l'alta marea, le paratoie e le turbine rimangono chiuse fino al raggiungimento di un adeguato salto idrostatico tra l'esterno e l'interno del bacino. Quando viene raggiunto il livello idrostatico desiderato, l'acqua viene convogliata nelle turbine e fatta fluire quindi nel bacino, producendo così energia elettrica. La generazione di energia con questo metodo produce un maggiore impatto sull'ambiente e sulla navigazione in quanto, per aumentare al massimo il salto idrostatico, diminuisce il livello dell'acqua all'interno del bacino.
- Generazione a due vie: questo metodo permette di sfruttare sia la bassa che l'alta marea per produrre energia elettrica. Le paratoie vengono tenute chiuse fino a poco prima del raggiungimento del livello massimo di alta marea. Quindi l'acqua viene fatta fluire attraverso le turbine, generando elettricità, e in questo modo il bacino si riempie. Nel momento in cui viene raggiunto il livello minimo di salto idrostatico utile per la produzione di energia, le paratoie vengono riaperte. Quando il bacino è pieno d'acqua, e si verifica la bassa marea, la paratoie rimangono

chiuso fino al raggiungimento di un salto idrostatico sufficiente. Una volta superato tale salto, l'acqua viene fatta fluire attraverso le turbine per produrre elettricità. Con questo sistema si ha il vantaggio di ridurre il periodo di non generazione dell'impianto e ridurre i costi di generazione, grazie al minor picco di potenza.

Sistemi a doppio bacino

È un sistema caratterizzato dalla presenza di due bacini. Il bacino principale è molto simile a quello costruito nei sistemi a singolo bacino. La differenza tra questo sistema e quelli a singolo bacino è il fatto che una parte dell'elettricità prodotta nella fase di bassa marea, viene usata per pompare acqua nel secondo bacino, che viene così utilizzato come elemento di accumulazione; in questo modo il sistema può produrre energia elettrica in modo da seguire la domanda dei consumatori. Il maggior vantaggio di questi impianti è quello di poter produrre energia nei momenti di massima richiesta. Comunque è improbabile la fattibilità di questi sistemi a causa dell'inefficienza delle turbine nel funzionamento come pompe. Inoltre gli alti costi di costruzione di due bacini sono un ulteriore ostacolo allo sviluppo di questi sistemi.

Stato attuale e sviluppi futuri

Le tecnologie per produrre elettricità con questi sistemi sono mature ed affidabili. Le uniche problematiche da attribuire a questi impianti sono gli alti costi di costruzione delle strutture necessarie e l'impatto ambientale. Nel 2012 esistevano nel mondo soltanto sette impianti operativi, ma numerosi altri siti erano stati presi in considerazione per lo sfruttamento di questa risorsa.

IMPIANTO	NAZIONE	POTENZA [MW]	TERMINE COSTRUZIONE
Rance Tidal Power Plant	Francia	240	1966
Kislaya Guba Tidal Power Station	Russia	1.7	1968
Jiangxia Tidal Power Station	Cina	3.2	1980
Annapolis Royal Generating Station	Canada	20	1984
Strabgford Lough SeaGen	Regno Unito	1.2	2008
Uldolmok Tidal Power Station	Corea del Sud	1.5	2009
Sihwa Lake Tidal Power Station	Corea del Sud	254	2011

Altri due impianti di recente costruzione nella Corea del Sud (Incheon Tidal Power Station), completati nel 2015, hanno una capacità compresa tra 818 e 1.320 MW

Gli impianti che sono attualmente in fase di studio sono:

IMPIANTO	NAZIONE	POTENZA [MW]	INIZIO COSTRUZIONE
Dalupiri Blue Energy Project	Filippine	2200	
Garorim Bay Tidal Power Station	Corea del Sud	520	
Gulf of Kutch Project	India	50	2012
Mezenskaya Tidal Power Plant	Russia	Da 8000 a 12000	
Penzhinskaya Tidal Power Plant	Russia	87100	
Severn Barrage	Regno Unito	8640	
Skerries Tidal Farm	Regno Unito	10,5	2011
Tugurskaya Tidal Power Plant	Russia	3640	

Impatto ambientale dei sistemi a barriera

Questo tipo di centrale per la produzione di energia elettrica causa un forte impatto ambientale, in quanto a modificare pesantemente l'habitat per le specie animali e vegetali, sia durante il periodo di costruzione che durante il periodo di normale funzionamento dell'impianto. A causa del forte impatto ambientale, si arriva alla scomparsa di molte specie di pesci e piante, andando così a modificare permanentemente l'ecosistema del luogo in cui viene costruita la diga. Proprio questi effetti negativi per l'ambiente sono i maggiori deterrenti per la costruzione di nuovi impianti di questo tipo. D'altra parte hanno il grande vantaggio di essere una tecnologia matura e il costo di produzione dell'energia è molto basso.

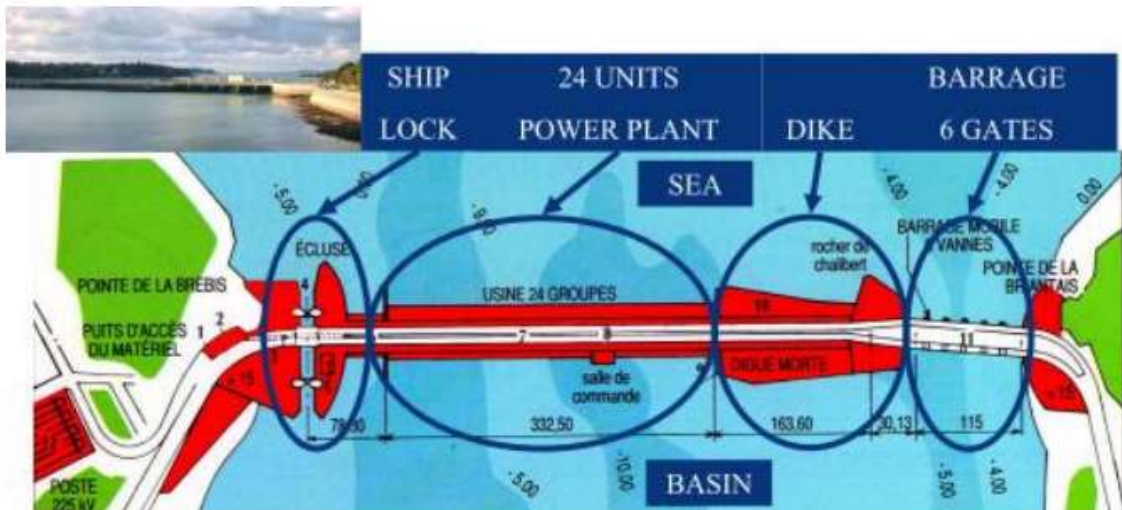
LA RANCE TIDAL POWER PLANT

Caratteristiche generali

Situata nei pressi di Saint-Malo nel nord-ovest della Francia, si trova alla foce del fiume Rance. È stata la prima centrale mareomotrice a entrare in funzione, ed è attualmente quella con la maggior potenza installata. Questo sito è particolarmente adatto per lo sfruttamento delle maree, che in questo luogo possono raggiungere una escursione massima di 13,5 m, con una media di 8,2 m.

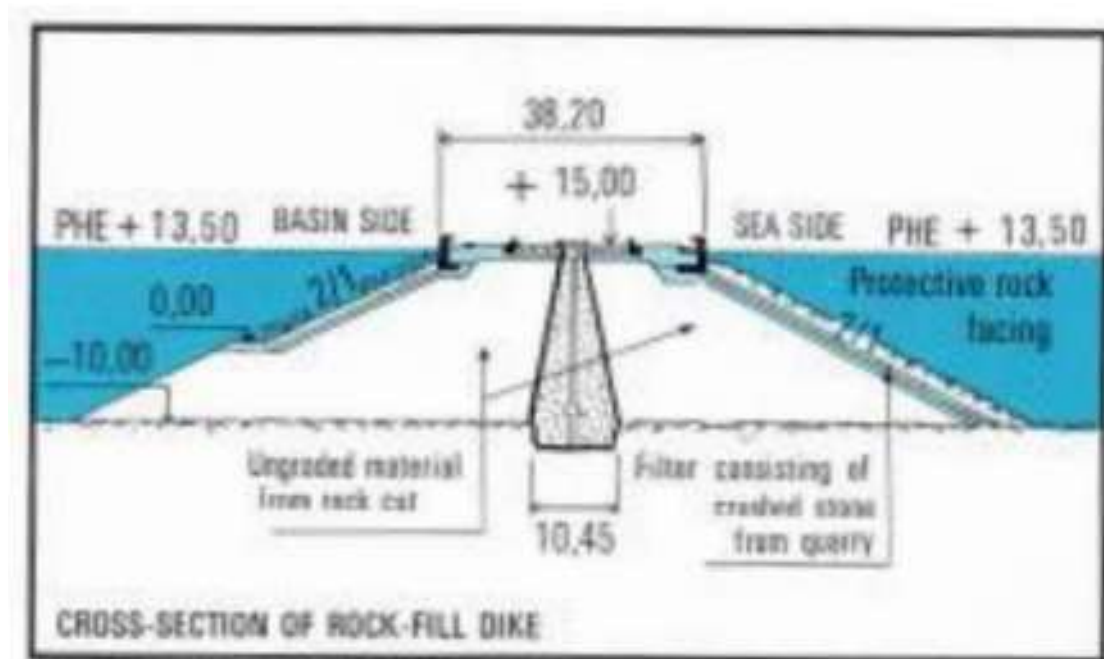
Lo studio per la fattibilità del progetto è stato effettuato negli anni che vanno dal 1943 al 1961. La costruzione di tutto l'impianto ha richiesto cinque anni: è iniziata nel 1961 e terminata nel 1966. È una centrale a singolo bacino la cui area ricopre una superficie di circa 22 km² con una capacità d'acqua di 184 milioni di metri cubi. La struttura è composta da una diga della lunghezza di circa 750 metri, che possiamo dividere in diversi settori:

- un canale per consentire il passaggio delle navi (ship lock);
- paratoie (barrage);
- una zona centrale in cui sono situate le turbine e la sala comandi (power plant);
- una parte con la sola funzione di diga (dike).

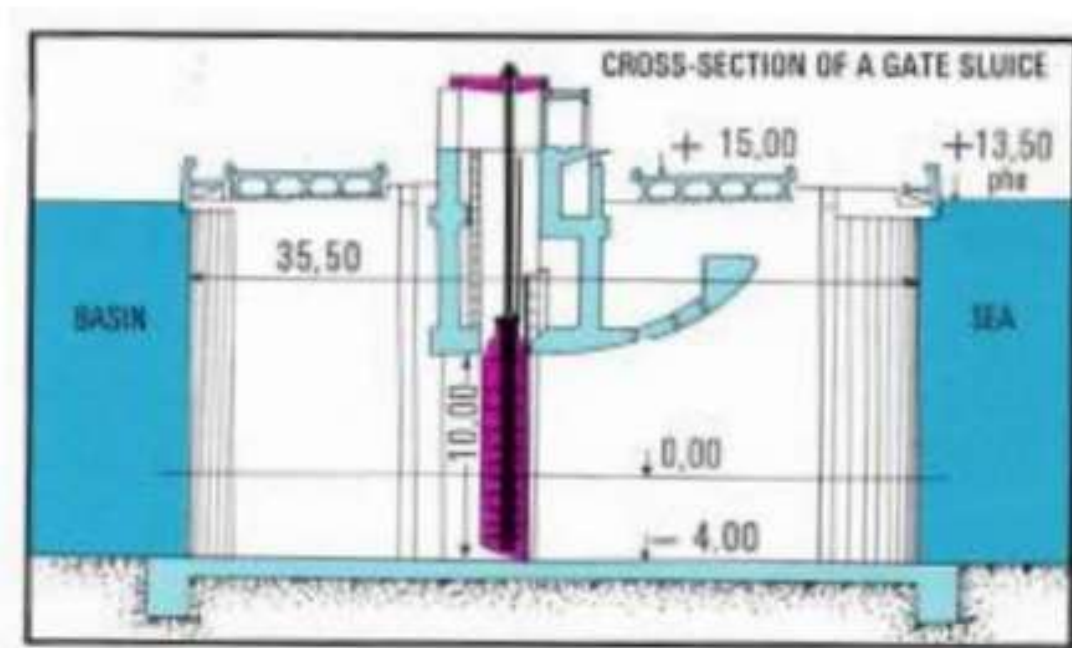


Piantina della diga a La Rance

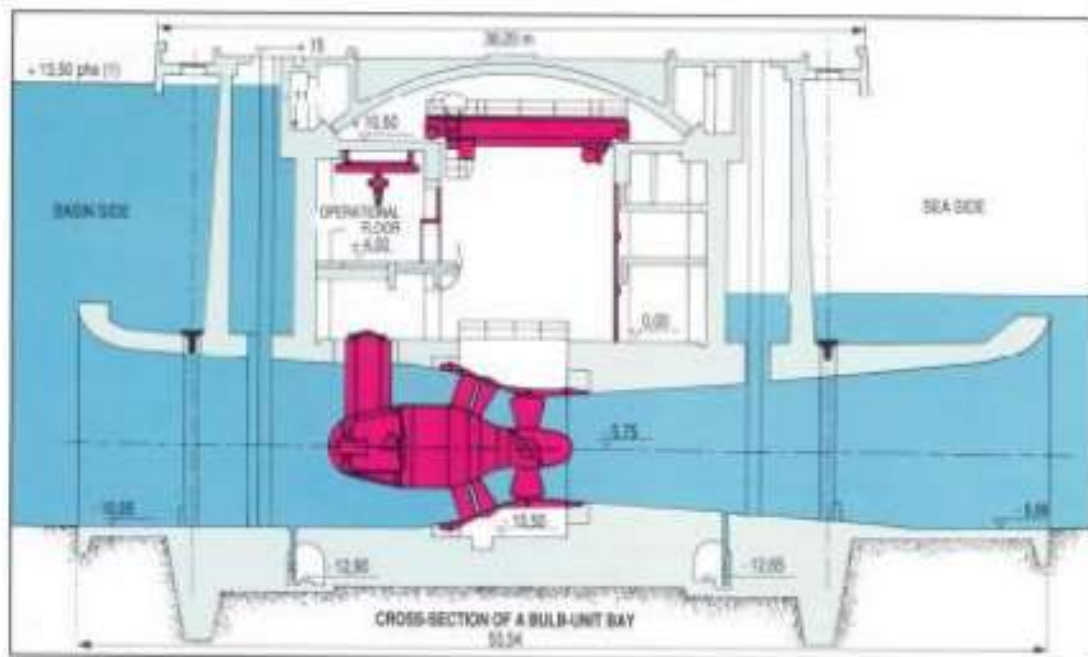
Le viste in sezione delle parti della diga sono visibili nelle seguenti immagini:



Vista in sezione della parte con la sola funzione di diga, lunghezza paria a 163,6 m



Vista in sezione di una paratoia. In totale sei paratoie di altezza 10 m e larghezza 15 m. La lunghezza di tutta la sezione dedicata alle paratoie è pari a 115 m

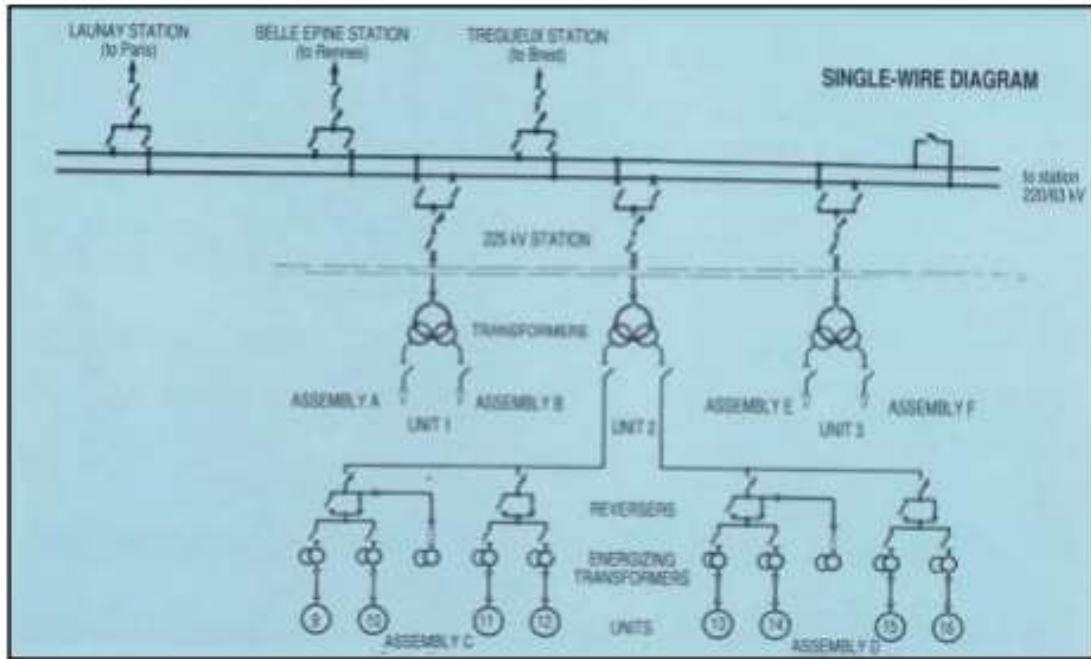


Vista in sezione di una turbina a bulbo. In totale 24 turbine. Lunghezza totale della sezione, 332,5 m

Impianto elettrico

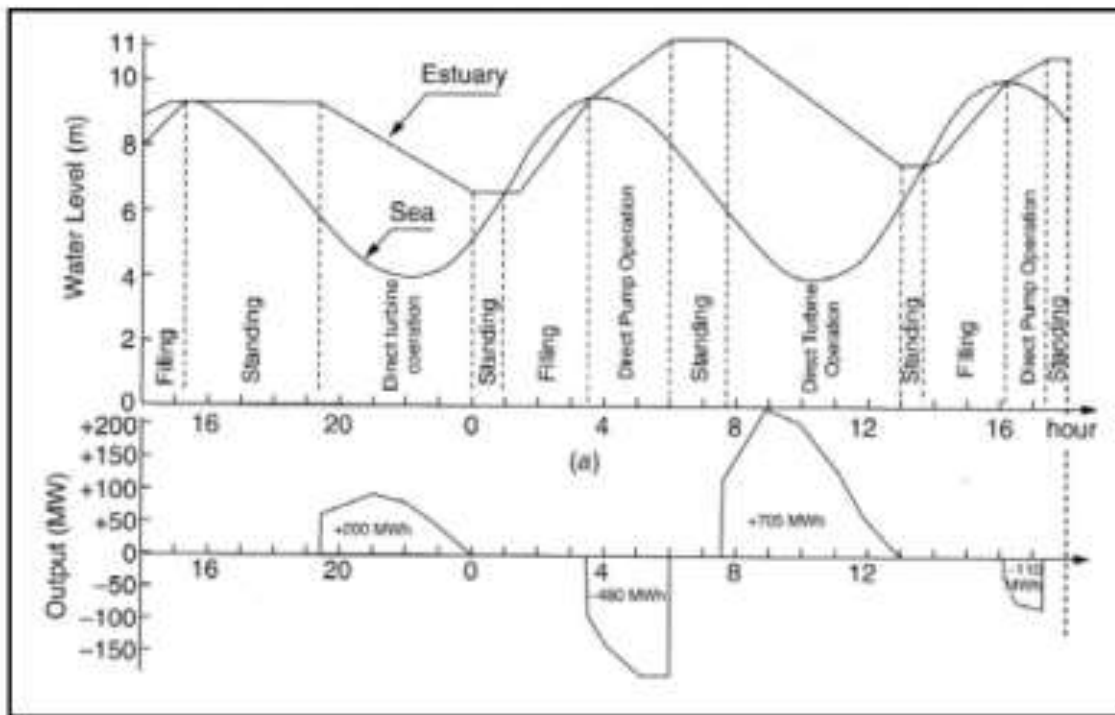
Come già accennato, la centrale è composta da 24 turbine, in cui l'alternatore è integrato nel bulbo. In totale quindi sono presenti 24 alternatori, uno per ogni turbina, ciascuno della potenza di 24 MVA, ed operano in aria ad una pressione inferiore ai 2 bar (pressione

assoluta). La tensione di uscita è pari a 3,5 kV. Gli alternatori vengono divisi in tre gruppi da otto, e collegati ad un trasformatore a tre avvolgimenti, con tensioni nominali 3,5/3,5/225 kV. In totale quindi sono presenti tre trasformatori come il precedente, di potenza pari a 80 MVA, raffreddati ad olio a circolazione naturale ed aria a circolazione forzata (ONAF). Questi trasformatori sono poi connessi alla rete a 225 kV con cavi in olio in pressione. Di seguito uno schema unifilare semplificato dell'impianto elettrico.

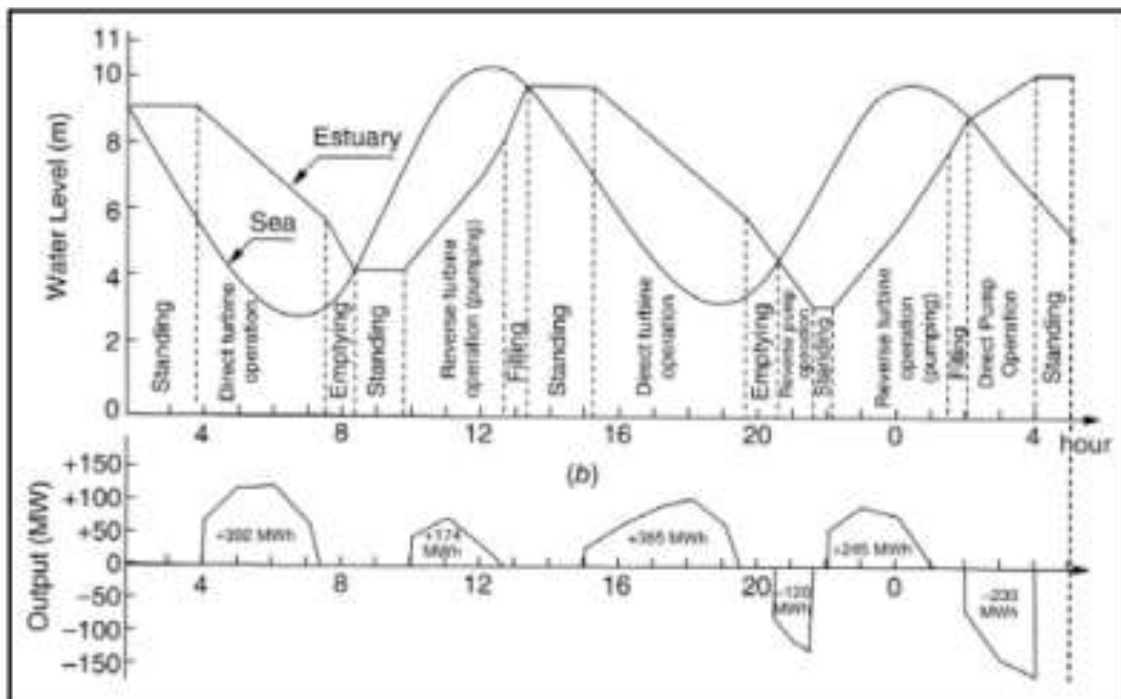


Modalità di generazione di energia

Per la centrale di La Rance è stato scelto di generare energia sfruttando sia l'alta marea che la bassa marea, in quanto il bilancio totale netto di energia prodotta è superiore rispetto al solo utilizzo della bassa marea. Con l'aiuto dei grafici seguenti, possiamo calcolare il bilancio netto di energia (cioè considerando anche l'energia necessaria per il pompaggio dell'acqua).



BILANCIO DI ENERGIA SFRUTTANDO SOLO LA BASSA MAREA. Con un facile calcolo si ricava che il bilancio di energia è pari a 315 MWh



BILANCIO DI ENERGIA SFRUTTANDO SIA L'ALTA CHE LA BASSA MAREA. In questo caso il bilancio di energia è superiore al doppio rispetto al precedente, ed assume un valore pari a 846 MWh

È evidente quindi il vantaggio che deriva dallo sfruttamento di entrambe le maree. I termini inglesi nella figura hanno il seguente significato:

standing – attesa che si raggiunga un livello di salto idrostatico sufficiente

direct turbine operation – azione diretta delle turbine (acqua fluisce dal bacino al mare attraverso le turbine)

emptying – svuotamento del bacino

reverse turbine operation – azione inversa delle turbine (acqua fluisce dal mare al bacino)

filling – riempimento del bacino

reverse pump operation – le turbine pompano acqua dal bacino al mare

direct pump operation – le turbine pompano acqua dal mare al bacino

Il salto idrostatico minimo per queste turbine è pari a 3m. Questo vuol dire che, per far entrare in funzione le turbine, la differenza tra il livello del mare e del bacino deve essere di almeno 3m. Quando questa differenza ha un valore inferiore, le turbine non producono più energia. Come si vede anche dal grafico, maggiore è la differenza di livello, maggiore è la potenza disponibile in uscita.

Nella media, con riferimento alla sola energia prodotta, cioè senza considerare quella necessaria al pompaggio, si ha che:

- L'energia prodotta durante la bassa marea corrisponde al 60% del totale
- L'energia prodotta durante l'alta marea varia dal 2 al 6%
- L'energia necessaria al pompaggio varia dal 15 al 20% della totale energia prodotta.

Costo dell'impianto e dell'energia

Il costo totale dell'impianto è stato di 620 milioni di franchi (circa 94,5 milioni di euro), che oggi corrisponderebbero a 580 milioni di euro. Vista la lunga durata di vita dell'impianto, la maggior parte dei costi del progetto è stata coperta, ed il costo dell'energia è inferiore ai 2 c€/kWh. Mediamente in un anno la centrale genera 540 milioni di kWh.

Problematiche generali

Uno dei problemi più significativi per questo impianto è rappresentato dal fatto che le turbine sono immerse in un liquido elettrolitico, che favorisce la corrosione dei materiali metallici. Per salvaguardare i materiali metallici da questo dannoso effetto, viene utilizzata la tecnica della protezione catodica. Dopo diversi studi, prove di laboratorio ed evidenze pratiche, si è deciso di proteggere dalla corrosione tutte le 24 turbine, le paratoie e le parti metalliche del canale per le navi. Questo sistema di protezione richiede un costante controllo, che in termini temporali equivale a 874 ore all'anno.

Impatto ambientale

Per quanto riguarda l'ambiente acquatico, il maggior impatto si è avuto durante la fase di costruzione della diga. Durante questo periodo infatti si è vista la scomparsa della fauna e della flora marina, ed un maggior accumulo di sedimenti e materiale organico nel bacino. Ma già nel 1976, venne raggiunto un nuovo equilibrio biologico e quindi una rinascita dell'ambiente acquatico del bacino.

Integrazione della struttura

Sono stati fatti sforzi per migliorare la qualità dell'acqua e per migliorare la navigabilità nel bacino. Nella parte superiore della diga è stata costruita una strada che ha permesso un collegamento più breve tra Dinard e Saint-Malo. La diga è anche un'attrazione turistica che attrae circa 70.000 visitatori all'anno.

TURBINE MARINE

Principio di funzionamento

Le turbine marine estraggono l'energia cinetica delle correnti generate dal movimento dell'acqua per trasformarla in energia elettrica. Questa tecnologia è simile a quella delle turbine eoliche, anche se ci sono molte differenze sulle condizioni operative. L'acqua è infatti 832 volte più densa dell'aria e la velocità delle correnti marine è generalmente molto inferiore a quella del vento. La pratica ha mostrato che le turbine marine sopportano maggiori sollecitazioni rispetto alle turbine eoliche. Devono essere in grado di operare durante i flussi di alta e bassa marea, e resistere alle sollecitazioni strutturali che si presentano quando non generano elettricità. Le turbine più utilizzate per l'estrazione dell'energia delle correnti sono le seguenti:

- Turbine marine ad asse orizzontale: le pale delle turbine ruotano attorno a un asse orizzontale parallelo alla direzione del flusso d'acqua;
- Turbine marine ad asse verticale: le pale delle turbine ruotano attorno a un asse verticale perpendicolare alla direzione del flusso d'acqua.

Nella sua forma più semplice una turbina marina è composta da un certo numero di pale montate sul mozzo (rotore), un moltiplicatore di giri e il generatore. L'effetto idrodinamico del flusso d'acqua sulle pale, comporta la rotazione del rotore connesso al moltiplicatore di giri, che converte la velocità di rotazione del rotore in una velocità adatta per il generatore che così produce energia elettrica. L'elettricità generata viene trasmessa a terra con dei cavi. Queste tre parti sono montate su una struttura di supporto necessaria per resistere alle difficili condizioni dell'ambiente marino. Ci sono principalmente tre tipi di strutture di supporto. La prima è conosciuta come struttura a gravità, e consiste in una grande massa di acciaio e calcestruzzo collegata alla base della struttura per ottenere una buona stabilità. La seconda opzione consiste in una struttura ancorata al suolo marino attraverso travi di acciaio o calcestruzzo. La terza struttura viene chiamata struttura flottante ed è collegata al fondo marino attraverso cavi o catene.

Stato attuale

Le tecnologie delle turbine marine sono per la maggior parte in fase di studio, alcune in fase pre commerciale. Attualmente gli studi sono incentrati sull'affidabilità di questa tecnologia. Recenti sviluppi hanno portato alla creazione di prototipi in scala ridotta ed

in scala completa, che gli sviluppatori hanno l'opportunità di testare in uno dei centri precedentemente descritti.

Di seguito vengono descritti i prototipi attualmente più sviluppati, tra cui alcuni non convenzionali, che sono comunque considerati turbine marine.

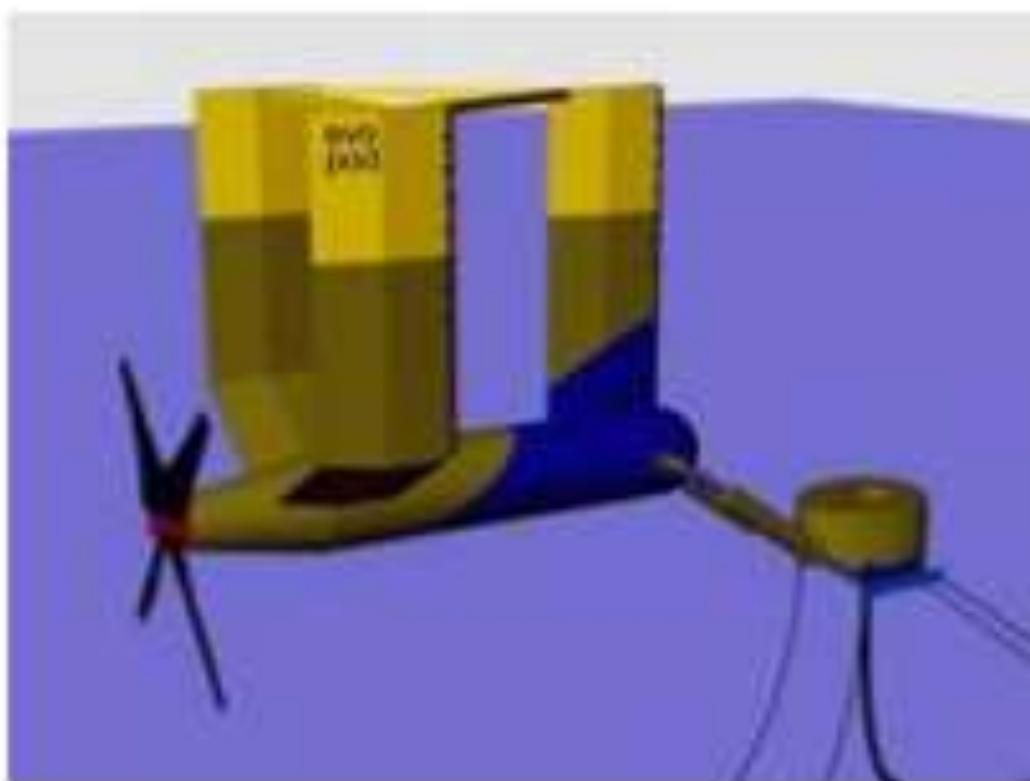
DeltaStream Turbine – Tidal Energy Ltd. – Regno Unito

È una struttura triangolare, con le turbine posizionate ai vertici del triangolo. Grazie al baricentro basso, la struttura non necessita di ancoraggi e può essere semplicemente appoggiata sul fondale marino. Le turbine sono dotate di tre pale, con un diametro di 15 metri. La totale potenza delle tre turbine è di 1,2 MW. Possono ruotare in modo da seguire la direzione dei flussi di marea. Con la loro rotazione, le turbine azionano un generatore. L'energia prodotta viene trasferita a terra mediante cavi marini fino alla stazione di conversione situata a terra. Nel 2009 è stato testato un prototipo in scala alla Cranfield University che ha permesso di verificare le prestazioni del dispositivo, permettendo così l'inizio della costruzione del prototipo in scala completa. Per questo dispositivo è stata eseguita la valutazione dell'impatto ambientale (Environmental Impact Assessment, EIA), ottenendo così nel marzo 2011 la licenza da parte del governo gallese (Welsh Government, WS) e del dipartimento per l'energia e cambiamenti climatici (Department for Energy and Climate Change, DECC). Grazie a fondi europei, nel 2012 sarà costruito e messo in funzione un prototipo su scala completa della potenza di 1,2 MW, situato nello stretto di Ramsey, tra il Galles e l'isola di Ramsey. Il prototipo sarà testato e allacciato alle rete per dodici mesi, per poi essere rimosso. Il risultato del test influirà molto sugli sviluppi futuri di questa tecnologia (produzione e diffusione).



Evopod Tidal Turbine – Ocean Flow Energy Ltd. – Regno Unito

Consiste in una struttura galleggiante semisommersa ancorata al suolo marino, dotata di una turbina ad asse orizzontale, in grado di ruotare a seconda della direzione della corrente. Il primo modello in scala 1 a 40 è stato testato all'università di Newcastle e ha provato l'efficienza della turbina e la stabilità del sistema di ancoraggio. Dal giugno 2008 e nel 2009 è stato testato un modello in scala 1 a 10 nello stretto di Strangford (Irlanda del Nord), e nel marzo 2011 ha dimostrato la possibilità di essere collegato alla rete elettrica. Il prossimo passo è quello di testare il prototipo in scala 1 a 4, della potenza di 35 kW, con l'intenzione di collegarlo alla rete. Questo aiuterà a comprendere le prestazioni che si potranno ottenere da unità più grandi.



Free Flow Turbines – Verdant Power Ltd. – Canada e Stati Uniti

È una turbina ad asse orizzontale, costituita da tre pale del diametro di circa cinque metri. La struttura viene posata sul suolo marino, è completamente sommersa e non richiede la costruzione di dighe o altre opere. Può essere usata per sfruttare le correnti delle maree e dei fiumi. Inoltre non influisce sulla direzione naturale della corrente. Sono attualmente operativi due progetti: il primo nell'East River a New York (RITE Project), il secondo nel fiume Saint Lawrence (CORE Project) in Cornwall, Ontario. Nel primo caso sono state concluse due fasi, quella di test del prototipo e prova della turbina in scala completa; in fase di approvazione l'installazione di trenta turbine da 1MW destinate alla produzione e alla vendita di energia elettrica. Nel secondo caso sono state completate le fasi di test e dimostrazione di due turbine precommerciali, dal 2007 al 2011, mentre la fase successiva,

cioè l'installazione di turbine commerciali con potenza fino a 5 MW, è stata completata negli anni compresi tra il 2011 ed il 2013 (con erogazione di energia alla rete locale).



Lunar Energy Tidal Turbine – Lunar Energy Ltd. – Regno Unito

È una turbina ad asse orizzontale. La struttura di sostegno è a gravità, e comprende una turbina bidirezionale da 1 MW, del diametro di 11,5 m. Il flusso d'acqua viene inviato alla turbina per mezzo di un condotto (studiato per massimizzare l'estrazione di energia) della lunghezza di 19,2 m e diametro 15 m. Attualmente il progetto è in fase di test e sviluppo della turbina. Il progetto più importante realizzato è la costruzione di un parco di 300 turbine in Corea del Sud (Wando Hoenggan Water Way) in collaborazione con Korean Midland Power, diventato operativo nel corso del 2016. Altri progetti minori sono in corso in collaborazione con EoN.



Turbine serie AR, AS, AN – Atlantis Resource Corporation Ltd – Singapore

Turbina AR

La turbina serie AR è ad asse orizzontale, costituita da tre pale fisse e due rotor montati sullo stesso asse del diametro di 18 metri. È stata progettata per operare in oceano aperto nelle peggiori condizioni ambientali. La potenza sviluppata è di 1 MW con corrente alla velocità di 2,6 m/s. Questa turbina è stata testata all'EMEC tra il 2011 ed il 2012.



Turbina AS

La turbina AS è ad asse orizzontale, costituita da tre pale e un condotto. È adatta ad operare in siti con correnti unidirezionali o bidirezionali. Le potenze disponibili sono da 100 kW, 500 kW e 1 MW, riferite alla velocità della corrente di 2,6 m/s. È riconosciuta come la turbina più efficiente al mondo. È stata testata a Singapore nel 2008 ed all'inizio del 2009 in Australia.



Turbina AN

La turbina AN è adatta ad operare nelle acque superficiali, ed è stata testata e connessa alla rete con eccellenti risultati in Australia. Sfrutta il momento della corrente sulle pale per guidare una catena perpendicolare al flusso d'acqua. Può operare in acqua con alto contenuto di detriti. Questa turbina è stata testata e collegata alla rete a San Remo in Australia nel 2006.

Un impianto della potenza iniziale di 50 MW, con l'impiego di turbine AK-1000, dovrebbe essere costruito a Gujarat (uno stato dell'India). Si prevede che la potenza totale dell'impianto possa essere successivamente aumentata. È in fase di studio un impianto nel Pentland Firth (nel nord della Scozia) con l'uso di turbine AK-1000 e TGL-1 MW, con l'obiettivo di raggiungere la totale potenza di 398 MW. Non è stata ancora definita una data di messa in funzione dell'impianto.



Open Centre Turbine – Open Hydro Ltd. – Irlanda EDF

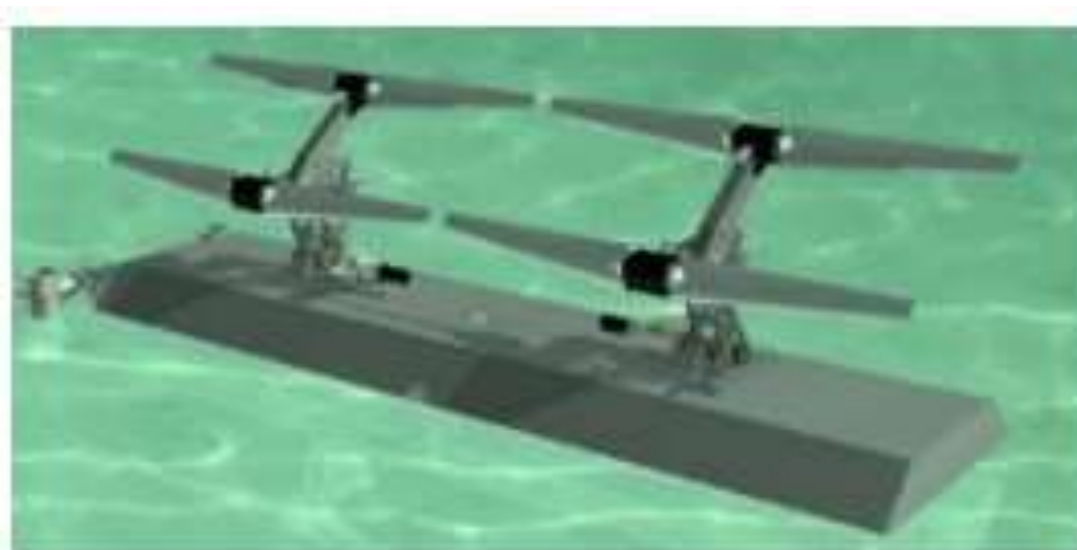
Consiste in un rotore a lenta rotazione di diametro pari a sei metri, uno statore, un condotto ed un generatore. La Open-Hydro è stata la prima compagnia a connettere una turbina marina alla rete elettrica del Regno Unito. Turbina di 250 kW installata all'EMEC. Nel 2008 questa azienda è stata scelta da EDF per lo sviluppo di un impianto dimostrativo in Francia nella regione della Britannia (zona Paimpol-Bréhat), con installazione della prima turbina alla fine del 2011.

Alla fine del 2012 è seguita l'installazione di altre tre turbine che sono state connesse alla rete elettrica francese. Sono in fase di studio anche impianti nell'isola di Alderney (nel canale della Manica) e in Nova Scotia in Canada.



Pulse Tidal Hydrofoil – Pulse Generation Ltd. – Regno Unito

È adatta ad operare in acque superficiali e costituita da pale oscillanti. Un prototipo della potenza di 100 kW che produce elettricità dal maggio del 2009, è situato alla foce del fiume Humber nel nord del Regno Unito. Successivo test effettuato dal 2012 nell'isola di Skye, è l'installazione iniziale di una turbina da 1,2 MW, che prevede di arrivare ad installare un massimo di otto turbine con capacità massima del sito di 9,6 MW.



SeaGen – Marine Current Turbines Ltd. – Regno Unito

Turbina da 1,2 MW. Nel 2008 un modello di prova è stato installato e connesso alla rete nel Strangford Lough (Irlanda del Nord), ed è attualmente operativo. Consiste in due rotori ad asse orizzontale del diametro di 16 metri. Il rotore è connesso a un moltiplicatore di giri ed infine al generatore. Le pale dei rotori sono orientabili e quindi si possono adattare a seconda della direzione della corrente, ma possono essere utili anche per rallentare la velocità di rotazione qualora fosse necessario un intervento per la manutenzione. Sono in fase di studio due impianti: uno a Kyle Rhea (Scozia) dove si è proposto di installare 4 generatori per una potenza fino a 8 MW, il secondo in Galles dove si prevede di installare nove generatori con una potenza totale fino a 10 MW. Entrambi

gli impianti nel 2011 erano in attesa dei permessi per iniziare la costruzione, iniziata nel corso del 2012, ed oggi operativi.



Stingray Tidal Energy Converter – Engineering Business Ltd. – Regno Unito

Trasforma l'energia cinetica del movimento dell'acqua in potenza idraulica. È composto da un braccio oscillante alle cui estremità sono presenti due pale. Un prototipo di 150 kW è stato testato nel 2002, ma lo sviluppo si è interrotto per difficoltà economiche.



Tidal Fence Davis Hydro Turbine – Blue Energy Ltd. - Canada

Consiste in una serie di turbine ad asse verticale, composte da quattro pale fisse collegate al rotore, che attraverso un moltiplicatore di giri fa ruotare il generatore. Questo sistema offre la possibilità di estrarre energia in qualsiasi sito. Nei fiumi può assumere una potenza compresa tra 5 kW e 500 kW, mentre negli oceani le potenze variano da 200 MW a 8.000 MW. Un prototipo è in funzione in Canada.



TidEl Stream Generator – SMD Hydrovision Ltd. – Regno Unito

Consiste in due turbine controrotanti, ognuna della potenza di 500 kW, con diametro pari a 15 m. È stato testato con successo un modello in scala 1 a 10 al National and Renewable Energy Centre (NaREC) a Blyth, nel Regno Unito. È un sistema galleggiante vincolato al suolo marino con delle catene. La struttura è in grado di seguire la direzione della corrente marina.



Tidal Stream Turbine – Hammerfest Strom AS – Norvegia

È una turbina a tre pale ad asse orizzontale, dotata di un moltiplicatore di giri e di un generatore. La struttura di sostegno è a gravità. Nel 2003 è stata installata una turbina da 300 kW nella costa nord della Norvegia che ha provato l'affidabilità e l'efficienza della turbina. Un'altra turbina precommerciale da 1 MW è stata testata all'EMEC nel 2011 e sarà utile per i futuri sviluppi della turbina. È in fase di studio la realizzazione di due impianti in Scozia, rispettivamente della potenza di 10 MW ad Islay e 95 MW a Duncansby. Nel primo caso l'installazione delle turbine è avvenuta nel 2013, mentre nel secondo caso è avvenuta nel 2015.



Turbina Marina Kobold – Ponte di Archimede Spa – Italia

È una turbina marina sommersa ad asse verticale. Le dimensioni dell'impianto in prova a Ganzirri (Stretto di Messina) sono di un diametro di 10 m. La turbina sottostante alla struttura ha invece un diametro di 6 m con un totale di 3 pale, alla quale è accoppiato un moltiplicatore di giri ed un generatore. Questo impianto è in funzione dal 2002 con lo scopo di studiare le prestazioni. È in costruzione un altro prototipo dalle dimensioni maggiori, che sarà installato vicino all'isola di Lombok, dove potrebbe fornire energia ad un piccolo villaggio. Hanno espresso interesse verso questa tecnologia Indonesia, Cina e Filippine. È stata creata infatti una joint-venture tra Ponte di Archimede e l'Indonesian Walinusa Energy Corporation. Il progetto ha trovato appoggio anche da parte dell'UNIDO (United Nations Industrial Development Organization).



Sviluppi futuri

Come visto precedentemente, molte sono le tecnologie in fase di studio per ricavare energia dalle correnti marine e di marea. Le compagnie che si occupano dello sviluppo di questo settore hanno testato sia prototipi su scala completa che in scala ridotta, generalmente con risultati soddisfacenti. Se i test continueranno ad essere così positivi, è credibile che nei prossimi dieci anni avverrà la costruzione dei primi parchi di produzione di energia elettrica. Ovviamente solo alcuni dei dispositivi precedentemente descritti saranno utilizzati per la produzione di energia elettrica, cioè quelli che consentiranno di produrre energia a prezzi competitivi, almeno in confronto con le altre fonti rinnovabili. La maggior parte delle tecnologie opera con turbine ad asse orizzontale, il che suggerisce che molto probabilmente questa sarà la configurazione ottimale per una turbina marina. Con il livello di crescita attuale, si prevede inoltre che risulteranno sfruttabili anche siti che precedentemente venivano considerati non economicamente convenienti. I vantaggi che potrebbero arrivare dallo sfruttamento di questa fonte di energia altamente prevedibile sono molteplici. Dal punto di vista dell'approvvigionamento dell'energia, sarebbe possibile fornire elettricità alle comunità che attualmente ne sono prive, come per esempio isole o arcipelaghi, e nei paesi più industrializzati ci sarebbe una maggiore diversificazione delle fonti di energia. Queste tecnologie inoltre richiederebbero nuovi posti di lavoro, dando così anche un impulso alla crescita economica locale. Altro vantaggio importante arriva dal basso impatto ambientale e dalle ridotte emissioni di CO₂ (considerando l'intero ciclo di vita, costruzione e smantellamento a fine vita).

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA MOTO ONDOSO

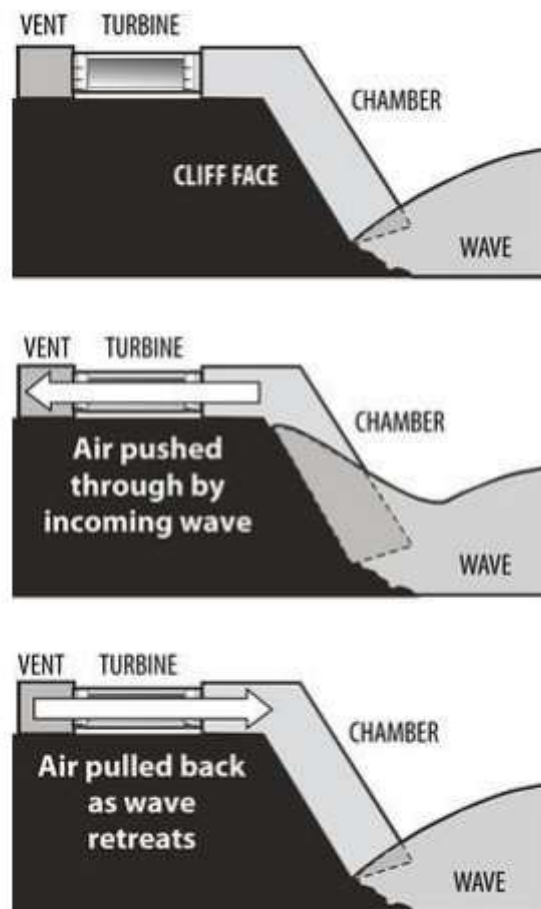
Fenomeni sfruttabili

L'energia potenziale e cinetica del moto ondoso viene trasformata in energia elettrica mediante dispositivi che possono essere così suddivisi:

- dispositivi che sfruttano il principio della colonna d'acqua oscillante;
- dispositivi con apparati galleggianti;
- sistemi con impianti sommersi;
- sistemi di superficie con bacino di raccolta.

Colonna d'acqua oscillante

Questo principio deriva dal fatto che il moto ondoso provoca un continuo alzarsi e abbassarsi del livello dell'acqua. Per sfruttare questo fenomeno si costruisce una camera in cui l'acqua aumenta e diminuisce il suo livello grazie all'azione esterna delle onde. Quando il livello dell'acqua all'interno della camera sale, l'aria al suo interno viene spostata e tenderà ad uscire dalla camera se in questa è presente un'uscita; accade l'inverso quando il livello dell'acqua diminuisce, cioè l'aria viene risucchiata nella camera. Si può sfruttare questo movimento d'aria per generare energia elettrica con l'uso di una turbina attraverso la quale l'aria può entrare ed uscire, e cedere la sua energia. In questo caso si dovrà utilizzare una turbina che ruota sempre nello stesso verso indipendentemente dalla direzione del flusso d'aria: una turbina adatta per questo scopo è la turbina Wells. Le tecnologie per sfruttare questo principio possono essere implementate nei pressi della costa oppure anche al largo. Di seguito una rappresentazione schematica di come opera una camera a colonna d'acqua oscillante.



Dispositivi con apparati galleggianti

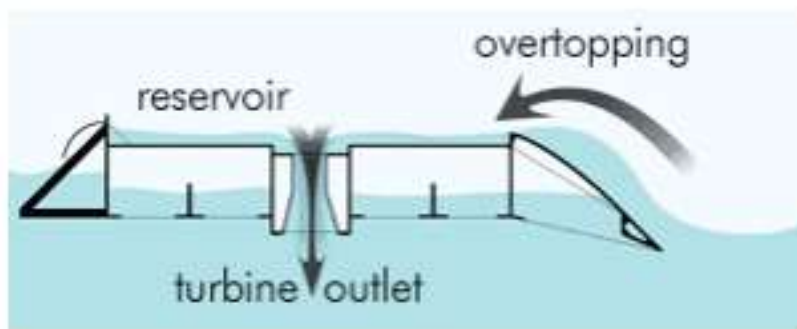
Questi dispositivi sfruttano l'ampiezza dell'onda, cioè la differenza tra l'altezza massima e minima dell'onda. Possono essere sia galleggianti che parzialmente galleggianti. Questi dispositivi oscillano grazie al movimento delle onde, e per catturare l'energia vengono accoppiati a dei pistoni idraulici, a loro volta opportunamente collegati a dei generatori. È possibile sfruttare questa energia sia nei pressi della costa che in mare aperto a seconda della tecnologia adottata.

Sistemi con impianti sommersi

Sono dispositivi completamente sommersi che sfruttano il principio di Archimede. Utilizzando delle camere sommerse, grazie alla variazione della colonna d'acqua dovuta al passaggio delle onde, si ha un movimento verticale della struttura. Grazie a questo movimento è possibile produrre energia elettrica con opportuni generatori lineari.

Sistemi di superficie con bacino di raccolta

Questi sistemi sfruttano l'energia delle onde per accumulare acqua in un bacino, che successivamente viene fatta fluire attraverso una o più turbine per produrre energia elettrica. Uno schema generale del funzionamento dell'impianto si può vedere nell'immagine seguente.



Stato attuale

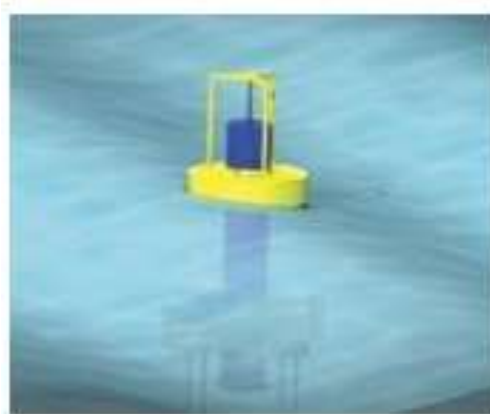
Anche in questo caso le tecnologie per lo sfruttamento del moto ondoso sono in fase di sviluppo, alcune sono anche state realizzate in scala completa, ma necessitano ancora di essere migliorate. Molti impianti sono in fase di studio o di realizzazione. Anche le società che sviluppano queste tecnologie hanno la possibilità di testare e verificare le prestazioni dei loro prototipi nei vari siti precedentemente descritti. Per il completo sviluppo delle tecnologie sono necessari investimenti da parte delle società e fondi per la ricerca da parte degli enti governativi.

Dispositivi per la produzione di energia elettrica da moto ondoso

Di seguito sono presentate le tecnologie più avanzate per la produzione di energia elettrica da moto ondoso, divise in base al principio che sfruttano per catturare l'energia presente nelle onde.

Aegir Dynamo – Ocean Navitas – Regno Unito

È un WEC di tipo galleggiante. Costituito da una parte fissa ed una mobile: la parte fissa è completamente sommersa ed ancorata al suolo marino ed ospita al suo interno il generatore a magneti permanenti ed il sistema di conversione dell'energia elettrica; la parte mobile ha invece la funzione di sfruttare la variazione del livello dell'acqua causato dalle onde. Quando il livello aumenta, la parte mobile viene spinta verso l'alto, quando invece diminuisce, la parte mobile scende verso il basso per effetto della gravità. Attraverso un sistema meccanico, questo moto viene trasferito al generatore, che è così in grado di generare energia elettrica. Il dispositivo è modulare: può operare in singole unità oppure essere utilizzato insieme ad altri. Sono in progetto test all'EMEC e al Wave Hub. La potenza di ogni unità sarà di 1,2 MW.



Archimedes Wave Swing – Regno Unito

È un sistema composto da un insieme membrane flessibili collegate fra loro che convertono l'energia del moto ondoso in energia pneumatica (aria compressa). In uscita è presente un sistema di generazione che converte l'energia pneumatica in energia elettrica. Ogni dispositivo sarà costituito da 12 membrane della grandezza di 16 m x 8 m, posizionate attorno ad una struttura circolare del diametro di circa 60 m. La potenza che sarà in grado di produrre sarà di circa 2,5 MW. La collocazione ottimale per questo dispositivo sarà in acque profonde circa 100 m, ancorato al suolo marino. Anche questo sistema può essere utilizzato per formare parchi di generazione.



DEXA Wave energy Cockerell's Raft – Danimarca

È composto da due ponti galleggianti in grado di oscillare indipendentemente, collegati mediante pistoni idraulici. Quando un'onda attraversa il dispositivo, i due ponti seguono la variazione del livello dell'acqua, e muovendosi agiscono sui pistoni idraulici che comprimono il fluido in grado di far girare un motore. Un modello è già stato testato nel 2009 per un periodo di dieci mesi. Un modello in scala 1 a 4 della potenza di 20 kW si sta testando nel DanWEC.



Langlee Wave Power – Norvegia

È un dispositivo quasi completamente sommerso ancorato al suolo marino. Sfrutta il movimento orizzontale del moto ondoso grazie a dei pannelli che vengono mossi dalle onde. Si viene a creare un moto alternativo che mediante un sistema idraulico fa girare un generatore. È stato testato con successo alla Aalborg University in Danimarca. Attualmente l'azienda è impegnata nella costruzione di un parco dimostrativo in Turchia, realizzato a partire dal 2012. Se la prova del dispositivo avrà esito positivo, è previsto che nell'area di installazione si avrà una potenza installata di 28 MW.



LIMPET – Voith Hydro – Regno Unito

Sfrutta il principio della colonna d'acqua oscillante ed utilizza una turbina Wells. Dal 2000 è operativo e connesso alla rete un impianto in scala commerciale, della potenza di 500 kW. Nel luglio 2011 è stato inaugurato un secondo impianto a Mutriku, in Spagna, composto da 16 turbine wells. La potenza dell'impianto è pari a 300 kW. È stato costruito per l'EVE (Ente Vasco de la Energia).



Ocean Treader WEC – Green Ocean Energy Ltd. – Regno Unito

È una struttura ancorata al suolo marino, composta da una parte centrale con la funzione di sostenere due galleggianti, che grazie al moto ondoso compiono movimenti verticali alternativi. Accoppiando a questi galleggianti un sistema idraulico, è possibile far ruotare un motore che a sua volta aziona un alternatore. Questo dispositivo può essere anche utilizzato come base per l'installazione di turbine eoliche off-shore. Per questa tecnologia sono state eseguite solo prove in laboratorio su prototipi in scala ridotta.



OE Buoy – Ocean Energy – Irlanda

È un dispositivo galleggiante ancorato al suolo marino che sfrutta il principio della colonna d'acqua oscillante. La variazione del livello dell'acqua nella camera fa fluire l'aria attraverso la turbina, che girando aziona il generatore elettrico. La struttura è stata studiata in modo da resistere anche alle peggiori condizioni metereologiche. Numerosi prototipi in scala ridotta sono stati testati in laboratorio. Attualmente un prototipo in scala 1 a 4 è installato nella costa ovest dell'Irlanda.



Oyster – Aquamarine Power – Regno Unito

È un sistema studiato per acque profonde circa 15 m. È costituito da una parte fissata al suolo marino, e un'altra galleggiante incernierata alla parte fissa, che costituisce un ostacolo al passaggio delle onde. Questa parte mobile si muove con moto rotatorio rispetto al punto in cui è collegata alla parte fissa. Con il suo movimento agisce su un sistema idraulico che spinge acqua ad alta pressione sulla costa, dove è situata una turbina simile a quella delle centrali idroelettriche. Nel 2009 è stato testato il primo prototipo in scala completa, che ha dimostrato la fattibilità di questa tecnologia (ha raggiunto le 6.000 ore di funzionamento). Tra il 2011 ed il 2012 è stato installato un Oyster a Billia Croo vicino ad Orkney. L'obiettivo è quello di installare altri dispositivi analoghi nello stesso sito per dimostrare la possibilità di sfruttare questa tecnologia per formare dei parchi di produzione.



Pelamis – Pelamis Wave Power Ltd. – Scozia

È uno dei WEC più evoluti. Costituito da diverse parti cilindriche in modo da potersi muovere indipendentemente tra di loro. Sotto l'effetto del moto ondoso, le diverse parti oscillano, e grazie ad un sistema di pistoni idraulici situati nei punti di collegamento delle sezioni, un fluido ad alta pressione viene accumulato, acconsentendo una produzione continua di energia elettrica. Tra il 2011 ed il 2012 si è testato un prototipo da 750 kW all'EMEC, in collaborazione con E.ON. Nel 2012 si è testato un prototipo da 750 kW all'EMEC, in collaborazione con la ScottishPower Renewables. In funzione dei risultati ottenuti da questi test, è prevista la costruzione di un parco di produzione, inizialmente di 20 MW, ma con lo scopo di essere ampliato, al largo di Agucadoura. Questo progetto è in collaborazione con EDP (Energias de Portugal) ed Efacec (azienda che opera anche nel settore dell'energia).



PICO – Wave Energy Centre – Portogallo

Completato nel 1999, sfrutta il principio della colonna d'acqua oscillante. Ha una potenza di 400 kW ed è situato nell'isola di Pico nelle isole Azzorre. È utilizzato prevalentemente per studi riguardanti questa tecnologia, ed è stato testato e connesso alla rete elettrica per brevi periodi nel 2005 e nel 2010, accumulando nel 2010 più di 600 ore di funzionamento.



Poseidon – Floating Power Plant – Danimarca

È una struttura galleggiante ancorata al suolo marino alla quale sono collegati dei galleggianti, che grazie al moto ondoso oscillano azionando un sistema idraulico. Questo sistema fa aumentare la pressione dell'acqua nel circuito idraulico che viene poi inviata nella turbina. La lunghezza finale del Poseidon sarà di 230 m, e comprenderà 10 galleggianti. Questa struttura è stata studiata anche per consentire l'installazione di turbine eoliche off-shore. Attualmente si sta testando un prototipo in scala ridotta (lunghezza di 37 m) ad Onsevig in Danimarca, che comprende anche tre turbine eoliche installate sulla piattaforma. Il prossimo passo a seguito di risultati positivi è la costruzione di un prototipo in scala completa.



PowerBuoy – Ocean Power Technologies Inc. – New Jersey (USA)

È un sistema molto semplice: consiste in una boa semi sommersa ancorata al suolo marino grazie a delle catene. La parte sommersa rimane fissa, mentre in superficie un galleggiante oscilla verticalmente grazie al moto delle onde. Questo movimento aziona dei pistoni idraulici all'interno della boa che consentono ad un generatore elettrico di produrre energia. Attualmente un modello da 150 kW si sta testando al largo di Invergordon. Oltre a questo, la società ha testato anche modelli di potenza inferiore, in grado di operare automaticamente, adatti per le zone più isolate. Si sta portando avanti il progetto di costruzione di un modello da 500 kW.



Seabased – Seabased AB – Svezia

Composto da una parte galleggiante ed un'altra sommersa appoggiata ed ancorata al suolo marino, collegate per mezzo di un cavo. Il galleggiante, mosso dalle onde, oscilla verticalmente. Grazie a questo movimento, aziona il traslatore di un generatore lineare presente nella struttura sul fondale, che è collegato al galleggiante in superficie attraverso il cavo. Tra il 2006 ed il 2014 sono stati effettuati dei test su un prototipo alla Uppsala University.



Wavebob – Wavebob Ltd. – Irlanda

È composto da due parti collegate tramite pistoni idraulici, una galleggiante ed una semisommersa con una zavorra nella parte sommersa. La parte galleggiante oscilla verticalmente se sollecitata dal moto ondoso. La presenza della zavorra favorisce il movimento relativo tra le due parti del dispositivo, azionando così i pistoni idraulici, che azionano così dei generatori presenti nell'apparecchio. Dopo test di laboratorio, attualmente un modello in scala 1 a 4 del Wavebob si sta testando nella baia di Galway nell'Irlanda del Nord. Per il modello in scala completa è prevista la potenza di 1,5 MW.



Wave Dragon – Wave Dragon ApS – Danimarca

Il principio di funzionamento di questo dispositivo è quello di innalzare il livello del moto ondoso in modo da accumulare una riserva d'acqua in un bacino (più elevato rispetto al livello del mare), in modo che questa venga fatta tornare in mare attraverso turbine idrauliche. Fino al 2011 è stato testato in Danimarca, in Nissum Bredning, un prototipo della potenza di 20 kW. In futuro sono previsti anche studi sull'impatto ambientale della struttura. Un impianto dimostrativo è stato installato al largo di Milford Haven (Regno Unito), poi rimosso dopo essere stato testato per studi per un lasso temporale compreso tra 3 e 5 anni.



Sviluppi futuri

Come per le turbine marine, anche questo settore è in forte espansione. Diversi sono i principi attraverso i quali si può estrarre energia dal moto ondoso, e molti di più sono i dispositivi che convertono questa forma di energia in energia elettrica. Pochi di questi sono “vicini” ad una fase di commercializzazione, molti invece sono in fase di studio e di prova. Lo svantaggio maggiore di questi dispositivi, aldilà dell’aspetto tecnologico ancora da sviluppare, è l’impatto visivo che questi provocano all’ambiente marino. Infatti per poter catturare l’energia delle onde è necessario che almeno una sezione o l’intera struttura sia galleggiante e quindi visibile in superficie. Inoltre le dimensioni di questi dispositivi non sono certo trascurabili (arrivano anche fino a centinaia di metri). Si potrebbe quindi prospettare per questa tecnologia la stessa problematica che riguarda gli aerogeneratori. Questo potrebbe verificarsi quando la tecnologia sarà abbastanza matura per una diffusione a livello commerciale. C’è inoltre da chiedersi che impatto possano avere questi dispositivi sulle specie animali che vivono nell’ambiente marino. Studi approfonditi sul tema sono in corso. Sicuro è che il sempre più presente bisogno di produrre energia elettrica in modo pulito sarà un forte catalizzatore per lo sviluppo di questi sistemi. Grazie anche a questo, possiamo aspettarci che tra il 2021 ed il 2025 i primi impianti per la produzione di energia elettrica da moto ondoso possano essere operativi.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA GRADIENTE TERMICO

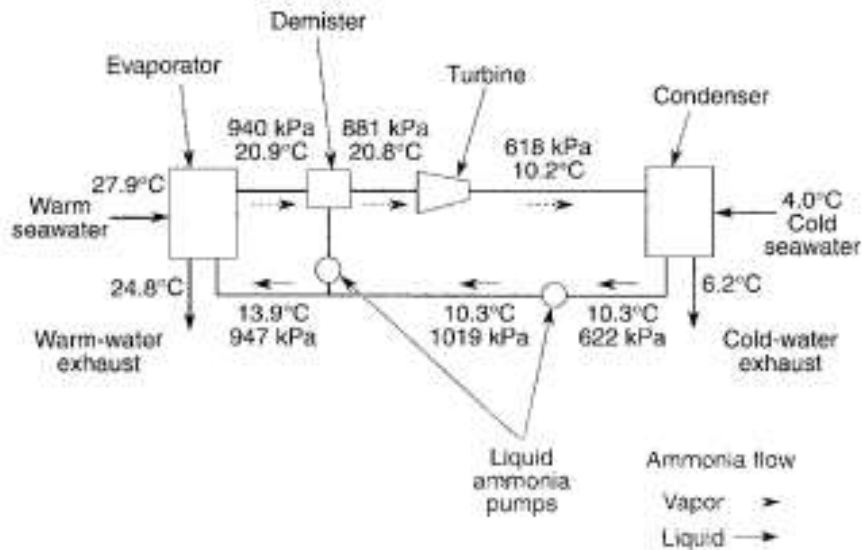
Cicli utilizzati

In questo caso la produzione di energia elettrica viene effettuata sfruttando la differenza di temperatura tra l’acqua superficiale e l’acqua presente in profondità. Gli impianti possono essere situati a terra, galleggianti oppure sul fondo marino a circa 100 metri di profondità. L’acqua dell’oceano viene utilizzata per riscaldare e raffreddare un fluido che opera in un ciclo convenzionale a vapore. Il fluido motore utilizzato deve avere una temperatura di ebollizione bassa, per esempio ammoniaca o una miscela acqua-ammoniaca. Una volta riscaldato e fatto bollire, viene mandato in turbina e successivamente condensato utilizzando l’acqua più profonda e fredda. Il fluido quindi ripercorre il ciclo continuamente.

L’acqua fredda necessaria che viene portata in superficie per condensare il fluido che opera nel ciclo, può essere riutilizzata per condizionamento di interni e per coltivazioni marine; è possibile ricavare inoltre acqua desalinizzata.

Si possono scegliere tre tipi di ciclo: chiuso, aperto e ibrido.

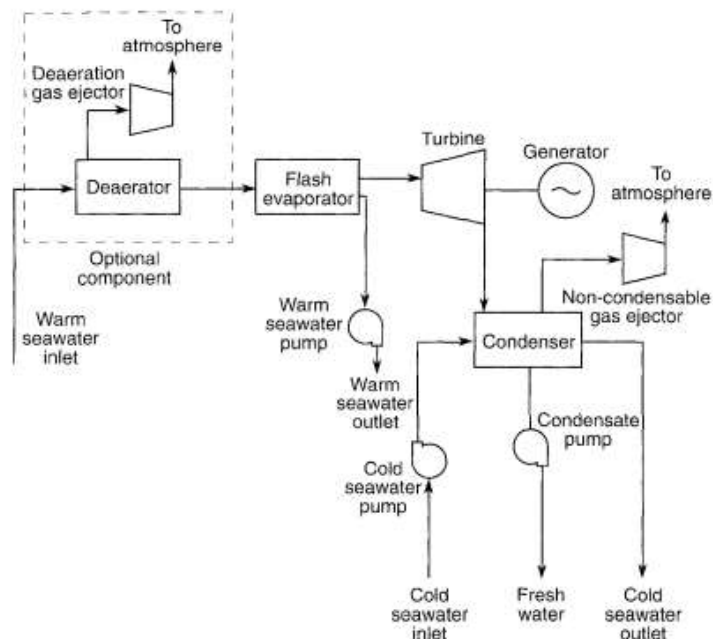
Un ciclo chiuso si basa principalmente in un ciclo Rankine, dove il fluido motore, attraverso scambiatori di calore, viene riscaldato e condensato. Un esempio di ciclo chiuso si può vedere nell’immagine sottostante. Le parti più importanti del ciclo ai fini del rendimento sono gli scambiatori di calore e la turbina.



Ciclo chiuso

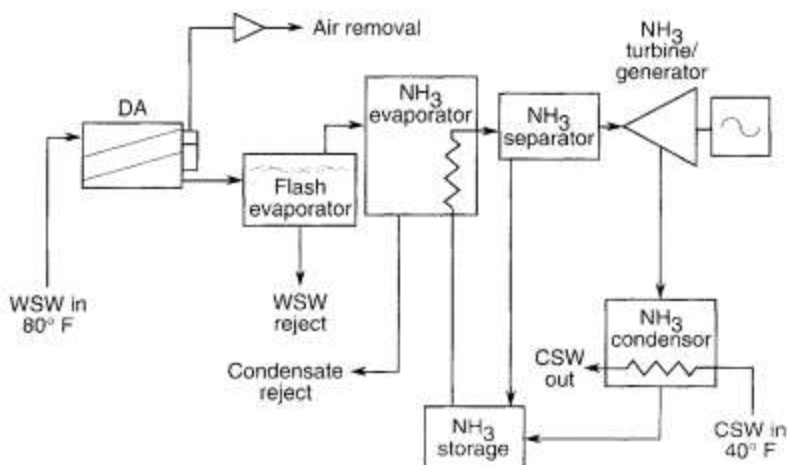
Nel ciclo aperto invece si utilizza come fluido motore l'acqua superficiale dell'oceano. Questa viene usata per produrre vapore a bassa pressione che viene successivamente mandato in turbina. Dopo la turbina il vapore viene condensato utilizzando l'acqua fredda proveniente dalle profondità dell'oceano. Dopo esser stato condensato, il vapore torna ad essere acqua, e da questa si può ricavare acqua desalinizzata, oppure può essere scaricata nuovamente nell'oceano.

Un generico schema di ciclo aperto è come quello nella figura sottostante. Viene definito ciclo aperto poiché il vapore condensato non viene inviato nuovamente nell'evaporatore, ma utilizzato per altri scopi; l'acqua necessaria all'evaporatore viene continuamente pompata dal mare.



Ciclo aperto

Si è cercato di unire i vantaggi dei cicli aperti e chiusi sviluppando un ciclo ibrido. In questo caso si utilizza sempre acqua superficiale che viene mandata nell'evaporatore, che in questo caso però serve per riscaldare il fluido motore che agisce in un ciclo chiuso. In questo modo il fluido motore in seguito al riscaldamento viene inviato in turbina e quindi al condensatore, in cui viene condensato sfruttando l'acqua più fredda dell'oceano, per poi continuare il ciclo. In questo modo si produce insieme energia elettrica ed acqua desalinizzata (utilizzando scambiatori di calore a fascio tubiero). L'acqua desalinizzata può essere usata per scopi alimentari o industriali.



Ciclo ibrido

Stato attuale

Attualmente i paesi che hanno maggiormente sviluppato questa tecnologia sono gli Stati Uniti ed il Giappone. Tuttavia il settore è prevalentemente in fase di sviluppo, e la soluzione a vari problemi richiede uno sviluppo tecnologico: per esempio le turbine, che lavorano a pressioni basse, devono essere molto grandi per poter raggiungere un livello di potenza adatto.

Comunque piccoli impianti dimostrativi e sperimentali sono stati costruiti e testati maggiormente negli Stati Uniti ed in Giappone. È lontana ancora la costruzione di vere e proprie centrali, ma investimenti e studi sono in corso per lo sviluppo ed il miglioramento del processo di trasformazione.

Principali impianti

Già dal 1979 sono state svolte prove su piccoli impianti pilota. In particolare nel 2011, si è testato un impianto (ciclo chiuso) da 50 kW montato a bordo di una nave della marina, situato al largo di Keahole Point, che produceva una potenza netta di 15 kWe. Nel 1981 il Giappone testò un impianto situato a terra nella Repubblica di Narau, sempre a ciclo chiuso, della potenza di 100 kW, con una potenza netta di 31,5 kWe. Più tardi nel 1993, un impianto a ciclo aperto sempre a Keahole Point, nei test produsse 50 kWe.

Sviluppi futuri

Il futuro per l'OTEC è abbastanza incerto e varie problematiche devono essere affrontate per migliorare l'affidabilità ed il rendimento degli impianti. Innanzitutto il problema riguarda il fluido motore: l'ammoniaca ha proprietà migliori, è poco costosa e facilmente

reperibile, per contro è tossica ed infiammabile. Le alternative come etano, propano e butano sono anch'essi infiammabili, ed altri possibili fluidi come i fluorocarboni sono dannosi per l'ozono. Lavorando a basse pressioni, il sistema deve essere ben sigillato per scongiurare perdite troppo elevate. Un altro problema è il degradamento delle prestazioni degli scambiatori di calore causate dalla presenza di organismi nell'acqua dell'oceano. Anche una piccolissima deposizione di organismi biologici sugli scambiatori (25-50 μm) può causare una perdita di efficienza pari al 40-50%. Rispetto alle precedenti tecnologie per la produzione di energia elettrica, questa è sicuramente ad uno stadio di sviluppo inferiore, ma ha il grande vantaggio che la produzione di energia può essere continua, vantaggio che ha anche rispetto alle altre fonti di energia rinnovabile, e può contribuire anche con la produzione di acqua desalinizzata ed in altre attività.

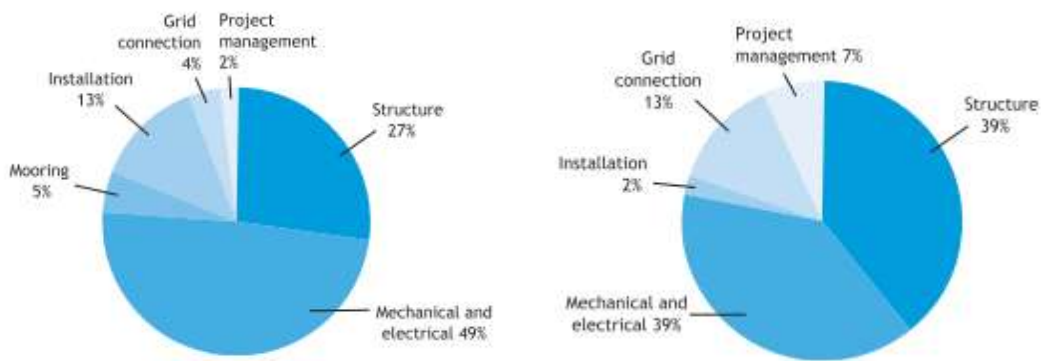
COSTI ATTESI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DAL MARE

Nella determinazione dei costi di produzione dell'energia elettrica si devono considerare i diversi costi di investimento, i costi di esercizio, di manutenzione, i costi relativi al combustibile utilizzato e l'energia prodotta. Ovviamente per le fonti rinnovabili, e quindi anche le forme di energia qui descritte, il costo del combustibile è pari a zero. Quindi si considerano soltanto i costi di investimento, di esercizio e manutenzione e l'energia prodotta. In questo capitolo vedremo quali sono i costi attuali e quelli previsti nel futuro, con riferimento anche al costo delle diverse tecnologie di produzione, anche non rinnovabili. Lo studio condotto, parametrato al 2011/2012, si basa su un tasso di sconto del 15%, con un parco di produzione al massimo di 10 MW.

Suddivisione dei costi

Costi di investimento

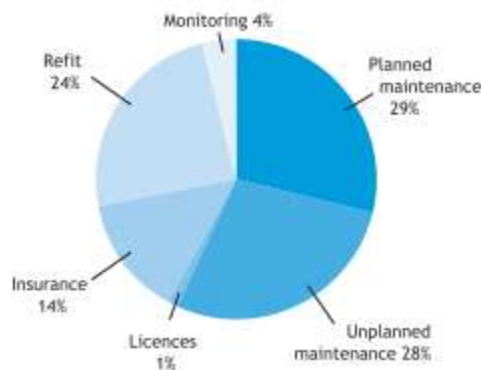
I costi di investimento sono costi da affrontare ancora prima dell'entrata in funzione dell'impianto. Di questi costi fanno parte: il costo di produzione dello stesso dispositivo atto ad effettuare la conversione di energia, il costo associato alla sua installazione, costruzione delle strutture di supporto e allacciamento alla rete. La ripartizione dei costi varia tra diversi dispositivi e dipende anche dal sito scelto per l'installazione dello stesso. Il settore è in forte sviluppo, quindi i costi di investimento oggi sono maggiori di quanto non saranno negli anni seguenti, ma diminuiranno con gli sviluppi tecnologici futuri. Ovviamente i costi di investimento variano anche in funzione di quanti dispositivi si desidera installare, e dal sito in cui andranno ad operare. Vengono espressi solitamente in €/kW.



Suddivisione costi investimento; impianto a moto ondoso (sinistra), impianto a turbine marine (destra)

Costi di esercizio e di manutenzione

Anche questi costi sono suddivisi in varie categorie: manutenzione ordinaria e straordinaria, revisioni dei componenti, licenze ed assicurazioni per permettere al dispositivo di essere installato e gestire i rischi associati, e il continuo monitoraggio delle condizioni del mare. Anche questi dipendono fortemente dal tipo di dispositivo usato e dal sito in cui esso opera. Sono molto più difficili da calcolare rispetto ai costi capitali poiché non c'è molta esperienza su questo tipo di operazioni. Si possono comunque desumere dall'esperienza acquisita nel settore dell'eolico off-shore, o delle condutture di gas e petrolio. Anche questi costi si possono considerare proporzionali alla potenza installata.



Suddivisione costi di esercizio e di manutenzione

Prestazioni del dispositivo

Le prestazioni dipendono da: l'energia disponibile della risorsa in un determinato sito, il sistema di cattura dell'energia, e la modalità di trasformazione di quest'ultima (conversione da meccanica in elettrica). Le prestazioni variano in funzione dei dispositivi, della loro distribuzione e collocazione. Sarebbe giusto studiare ognuno di questi nel caso specifico, ma è possibile effettuare osservazioni generali su gruppi di dispositivi e sulle condizioni adatte per ottenere le migliori prestazioni. Le grandezze che definiscono le prestazioni sono le seguenti: produzione annuale media di energia ed ore di produzione alla potenza nominale.

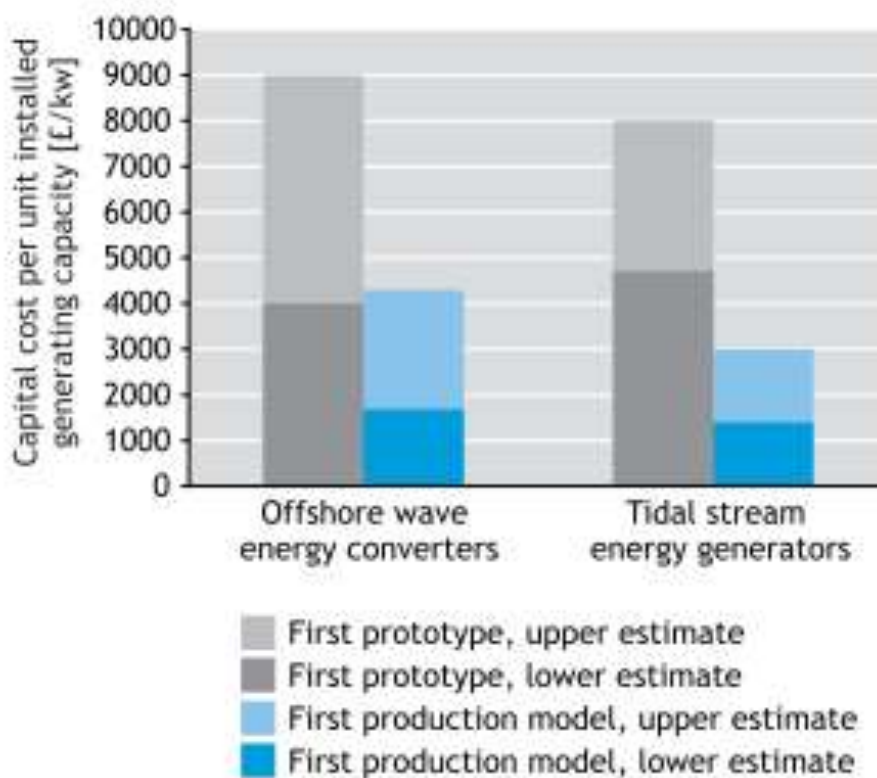
Costi attuali

Per il calcolo dei costi attuali dell'energia prodotta si utilizza la seguente formula:

$$\text{Costo dell'energia} = \frac{\text{costo del capitale} + \text{costi di esercizio e manutenzione}}{\text{energia prodotta}}$$

Tutti i costi devono essere calcolati attualizzando il valore secondo il tasso di sconto, relativamente ad un certo intervallo di tempo. In questo studio si applica un tasso di sconto del 15%, abbastanza elevato a causa dei rischi associati nell'investire in questo settore non ancora consolidato.

Il costo del capitale è ben raffigurato dall'immagine sottostante, che confronta il costo per unità di potenza per produrre il primo prototipo e il primo modello per la produzione. Le fasce di incertezza sono ampie a causa del gran numero di dispositivi finora costruiti.

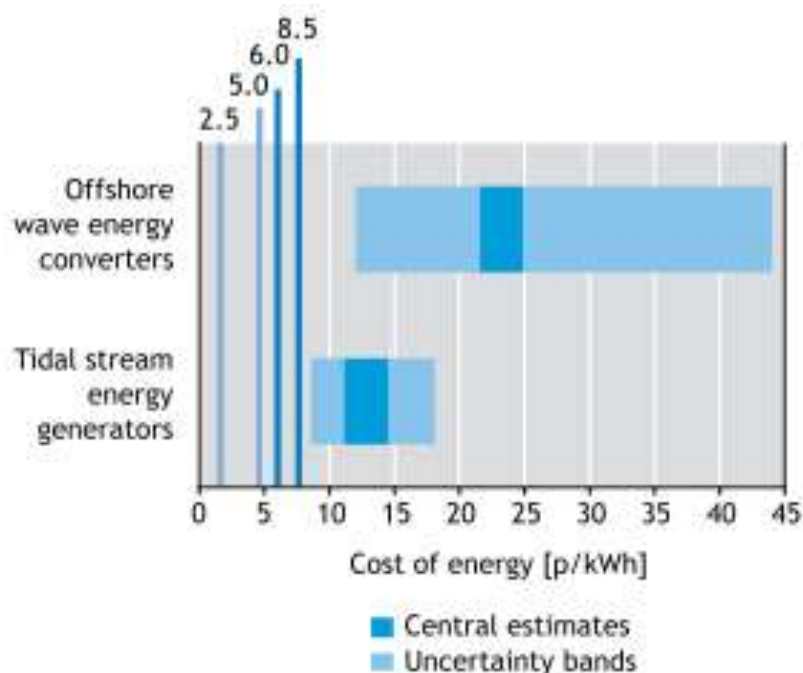


Costi di investimento

Per i WEC i costi vanno da circa 4.600 €/kW fino a 10.400 €/kW con riferimento alla costruzione del primo prototipo. Mentre i costi diminuiscono per la costruzione del primo modello, variando tra 2.000 €/kW e 5.000 €/kW.

I costi per dispositivi che sfruttano le maree e le correnti marine non sono di molto inferiori a quelli sopra riportati: da 5.500 a 9.000 €/kW per il primo prototipo, da 1.600 a 3.500 €/kW per il primo modello. Questi costi sono maggiori rispetto alle fonti tradizionali e a quelle rinnovabili presenti. Bisogna però tener conto che il settore è in evoluzione ed è prevedibile un calo significativo dei costi nel tempo, sia grazie a maggiori conoscenze che alla diffusione di questi sistemi.

Con i dati considerati, il costo dell'energia si vede nella figura seguente:



Costo attuale dell'energia elettrica

L'incertezza dovuta ai risultati dipende dalla presenza di numerosi dispositivi (con più possibilità di scelta per i WEC) e dalla non perfetta conoscenza dei costi di esercizio e manutenzione.

Dall'analisi della figura, che riporta anche i vari costi per le altre tecnologie di produzione, si nota la scarsa competitività delle tecnologie finora descritte, con leggero vantaggio per quanto riguarda lo sfruttamento delle maree e correnti marine. Questo è dovuto prevalentemente al fatto che le prestazioni di questi dispositivi sono più certe rispetto a quelle degli WEC.

Per dare dei valori numerici, il costo per i WEC sono compresi tra 14 e 52 c/kWh, diversamente per gli altri dispositivi l'intervallo va da 11 a 21 c/kWh. Anche in questo caso si è lontani dalla competitività con le risorse convenzionali, ma i costi sono previsti in diminuzione.

Costi futuri energia da moto ondoso

Per comprendere come i costi potrebbero diminuire nel futuro, è fondamentale definire il fattore di apprendimento, che indica la riduzione del costo ad ogni raddoppio della potenza installata (per esempio, se 1€ è il costo della prima unità, la seconda costerà 0.9€, considerando un fattore di apprendimento del 10%). Contribuisce alla diminuzione dei costi anche il passaggio ad economie di scala. Ma in una fase di sviluppo, è molto importante che si riduca al massimo il costo dell'energia prima di passare alla produzione di un gran numero di dispositivi e alla loro relativa installazione. Questo vuol dire effettuare studi approfonditi sul funzionamento e il rendimento di questi sistemi.

In questo studio si ipotizza che il fattore di apprendimento per i generatori da correnti marine e di marea sia del 5-10%, mentre per i WEC sia del 10-15%. La differenza nasce dal fatto che i primi sistemi offrono meno alternative, mentre per i secondi sono molto

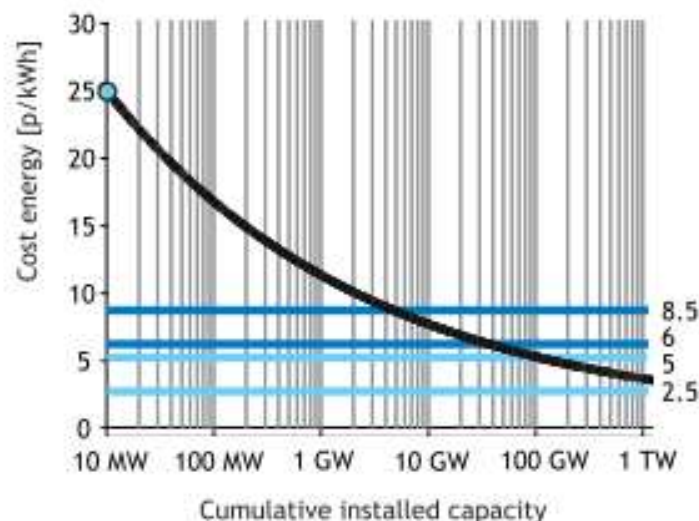
più numerosi i dispositivi attualmente disponibili. Inoltre viene considerata una durata media di vita dei dispositivi di 20 anni.

Per la determinazione dei costi futuri riguardanti gli WEC, sono stati studiati tre diversi scenari che si differenziano per il fattore di apprendimento e per il costo iniziale dell'energia.

Scenario 1 (lento sviluppo tecnologico)

- fattore di apprendimento del 10%;
- costo iniziale dell'energia: 29c/kWh.

Con l'aiuto del grafico, che riporta i costi delle diverse tecnologie convenzionali, si può notare che con circa 5GW di potenza installata si raggiunge una buona competitività con le tecnologie convenzionali più costose. Aumentando la potenza installata il costo si riduce ulteriormente, divenendo sempre più competitivo, ma non raggiunge mai il livello minimo delle tecnologie convenzionali.

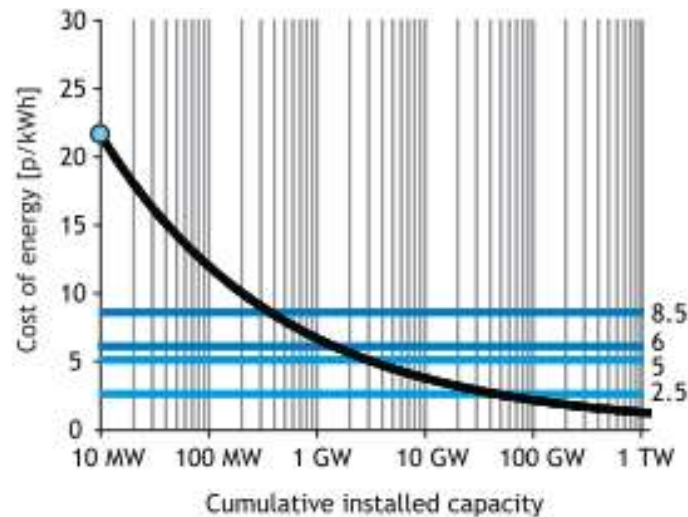


Costi futuri energia elettrica da moto ondoso, scenario 1

Scenario 2 (veloce sviluppo tecnologico)

- fattore di apprendimento del 15%;
- costo iniziale dell'energia: 25c/kWh.

In questo scenario la diminuzione dei costi è più marcata rispetto al caso precedente grazie al maggior fattore di apprendimento. La tecnologia diverrebbe competitiva in tempi più brevi, precisamente con una potenza installata di circa 250MW. Con l'aumento della potenza installata il costo dell'energia diverrebbe anche minore degli impianti convenzionali. In questo scenario la diminuzione dei costi è più marcata rispetto al caso precedente grazie al maggior fattore di apprendimento. La tecnologia diverrebbe competitiva in tempi più brevi, precisamente con una potenza installata di circa 250MW. Con l'aumento della potenza installata il costo dell'energia diverrebbe anche minore degli impianti convenzionali.

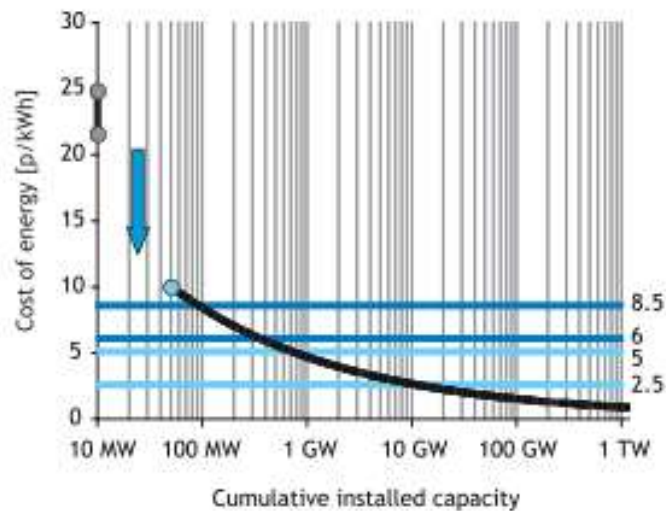


Costi futuri energia elettrica da moto ondoso, scenario 2

Scenario 3

- fattore di apprendimento: 15%;
- viene ipotizzato un forte miglioramento che porta il costo dell'energia a 12c/kWh con una potenza installata di 50 MW.

In questo caso la tecnologia raggiunge più velocemente rispetto ai precedenti scenari una buona competitività, fino a divenire più economica delle fonti tradizionali con una potenza installata di circa 10 GW.



Costi futuri energia elettrica da moto ondoso, scenario 3

L'obiettivo finale è ottenere un costo il più possibile competitivo. Questo avviene negli scenari 2 e 3. Per ottenere questi risultati sono necessari investimenti per l'installazione di impianti di produzione. Per esempio, per raggiungere il livello di 10c/kWh (8,5p/kWh), sono necessari circa 21 miliardi di Euro per lo scenario 1, e circa 900 milioni per lo scenario 2. La grande differenza è causata dal diverso fattore di apprendimento, e indica

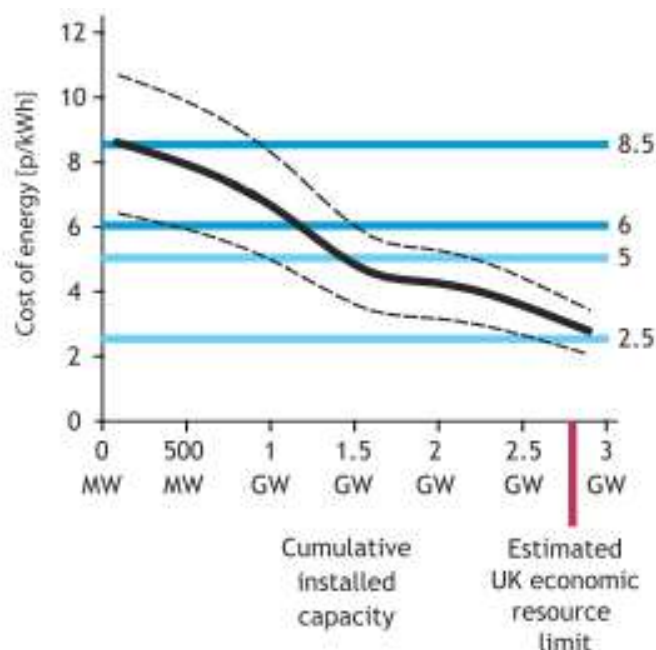
che con un limitato fattore di apprendimento è estremamente dispendioso ridurre il costo dell'energia a livelli competitivi.

Per il raggiungimento del costo di 7c/kWh (6p/kWh) sono invece necessari 2,5 miliardi di € per lo scenario 2, mentre per lo scenario 3 ci vorrebbero circa 570 milioni di €.

È da tenere in considerazione che se il costo dell'energia da fonti tradizionali subisse un aumento a causa del rincaro del combustibile, lo sfruttamento di energie rinnovabili diverrebbe a quel punto sempre più conveniente.

Costi futuri energia da correnti marine e di marea

Per quanto riguarda lo sfruttamento delle maree e correnti marine, non vengono ipotizzati scenari poiché le prestazioni sono molto più certe e solo marginalmente migliorabili. In particolare, preso per esempio il Regno Unito, che ha una risorsa stimata di circa 2,8 GW (ricavabile in modo economicamente conveniente), preso come limite per la potenza massima installabile, il costo calerebbe come illustrato in figura, raggiungendo una buona competitività con le tecnologie convenzionali. La linea continua rappresenta il valore medio stimato, mentre le linee tratteggiate indicano la banda di incertezza.



Costi futuri energia elettrica da correnti marine e di marea

PRINCIPALI COLLABORAZIONI CON GRANDI COMPAGNIE DI DISTRIBUZIONE

I ruoli che possono assumere le grandi compagnie sono sia ricerca e sviluppo di prototipi sia le dimostrazioni di grandi o piccoli impianti pilota. Nella seguente tabella sono descritte le diverse aziende, divise per nazione, che sono coinvolte in questo settore.

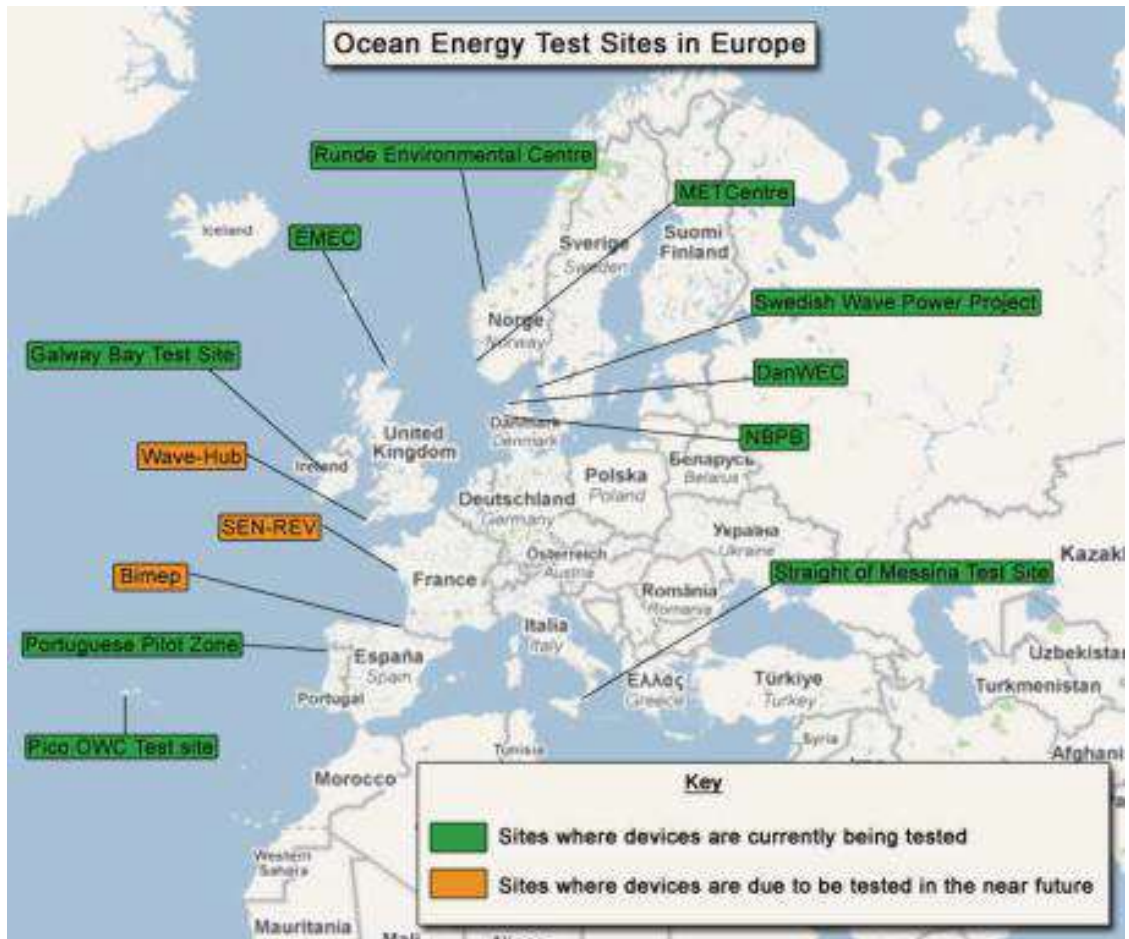
Nazione	Utility	Tipo di attività
Canada	BC Hydro	Valutazione della risorsa, integrazione di tecnologie idrocinetiche,
	Nova Scotia Power Inc.	Sviluppo siti, trasmissione
Danimarca	Thy-MorsEnergi	Coinvolta nella connessione alla griglia del Wave Star Energy
Irlanda	Electricity Supply Board	Supporta l'introduzione dell'energia oceanica nel mix energetico, sviluppo di un'area per testare gli WEC
	Bord Gais Eireann (BGE)	Investimenti in numerose tecnologie (energia da moto ondoso) e supporto agli enti coinvolti
Korea	Korea Water Resource Corporation	Costruzione della Shiwa tidal barrage power plant
	Korea East-West Power Co., Ltd.	Opera nell'impianto di Uldomok (correnti marine)
	Korea Western Power Co., Ltd.	Studi di fattibilità per Garorim tidal barrage power site
	Korea Hydro and Nuclear Power Co., Ltd.	Studi di fattibilità per Incheonman tidal barrage power site
	Korea Midland Power Co., Ltd.	Studi di fattibilità per Gangwa tidal barrage power site
	Hyundai Heavy Industry Co., Ltd.	Sviluppo e dimostrazione di dispositivo su scala complete (correnti di marea)
	Ocean Space, Inc.	Sviluppo e dimostrazione di dispositivo a scala ridotta (correnti di marea)
	Taekyung Industry Co., Ltd.	Sviluppo e dimostrazione di dispositivo a scala ridotta (moto ondoso)
	Ecocean Co., Ltd	Sviluppo di turbine marine

Svezia	Vattenfall AB	Ricerca e sviluppo
	Fortum AB	Ricerca e sviluppo
	Statkraft AS	Ricerca e sviluppo
	Göteborg Energi AB	Ricerca e sviluppo
	Falkenberg Energi AB	Ricerca e sviluppo
Messico	Comisión Federal de Electricidad	Misurazione di correnti marine e onde
Norvegia	Hafslund AS	Supporto a progetto per correnti di marea
	Statkraft AS	Ricerca e sviluppo
	Tussa Kraft AS	Supporta il progetto SeaBased
	Hålogaland Kraft AS	Supporta il progetto Hydra Tidal
	Lofotkraft Holding AS	Supporta il progetto Hydra Tidal
	Hammerfest Energi AS	Proprietaria di una parte della Hammerfest Strøm AS
Nuova zelanda	Todd Energy	Ha acquisito il 30% di Crest Energy Kaipara Limited nel 2009
Portogallo	EDP	Dimostrazione e sviluppo di tecnologie
Spagna	IBERDROLA	Dimostrazione e sviluppo di tecnologie
Regno Unito	EON	Dimostrazione e sviluppo di tecnologie
	Scottish Power	Dimostrazione e sviluppo di tecnologie
	SSE Renewables	Dimostrazione e sviluppo di tecnologie
	RWE nPower	Sviluppo di progetti
	Edf	Sviluppo di progetti
	International Power	Sviluppo di progetti
	ESBI	Dimostrazione e sviluppo di tecnologie

Altre aziende sono anche state citate nelle descrizioni dei vari dispositivi presentati nei precedenti capitoli.

SITI EUROPEI PER TESTARE I PROTOTIPI

Ad un certo punto dello sviluppo del dispositivo si giunge alla fase in cui è necessario testare il prototipo in mare, per verificarne il corretto funzionamento e l'affidabilità. Durante gli ultimi anni sono stati sviluppati diversi siti per i sistemi di conversione dell'energia oceanica in generale. La mappa sottostante indica alcuni di questi siti, alcuni dei quali sono prossimi all'installazione di alcuni dispositivi.



CAPITOLO 17

ENERGIA HARVESTING (OD ENERGIA RACIMOLATA)

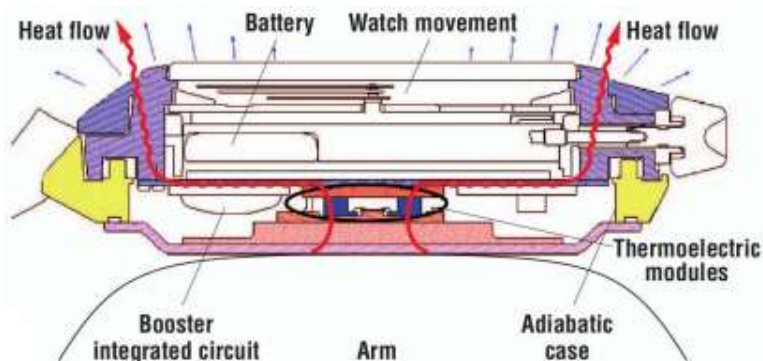
Con il termine Energy Harvesting si indicano tutte quelle tecniche utilizzate dai dispositivi elettronici atte a ricavare l'energia necessaria direttamente dall'ambiente in cui si trovano ad operare.

Tipologie

Le tipologie di energy scavenging sono decisamente variegata. Si farà una panoramica cercando di sottolineare pregi, difetti ed i settori ove meglio ognuna di esse trova impiego.

Energia Termica

La presenza di differenza di temperature rappresenta un'opportunità sfruttabile ai fini della generazione di un piccolo quantitativo di energia elettrica. L'ingegneria conosce e utilizza infatti già da decenni l'effetto Seebeck, la cui applicazione principale è la termocoppia. Ponendo una giunzione metallica in un gradiente di temperatura si ha la creazione di una tensione ai suoi capi. Quest'ultima, che è di valore modesto, viene utilizzata principalmente a scopo di misura. Infatti, essendo le termocoppie di natura metallica, esse riescono a sopportare e quantificare bene temperature anche di centinaia di gradi, mantenendo inoltre una relazione tra temperatura e tensione piuttosto lineare. Ciò che si vuole ottenere nel nostro ambito di interesse non è però un segnale utile ai fini di una misurazione, bensì dell'energia utilizzabile da qualche dispositivo. Per questo i generatori ad effetto Seebeck (TEG), sebbene funzionanti tramite lo stesso principio, non sono strutturati come una classica termocoppia. L'accorgimento più utilizzato consiste nella serializzazione: una singola giunzione non produce una tensione sufficientemente alta da essere proficuamente utilizzata quindi il collegamento in serie di un gran numero di esse (fino ad alcune migliaia) è il primo passo per avere a disposizione un numero sufficiente di volt. Questa tecnologia può trovare particolare interesse soprattutto nelle applicazioni biomedicali: sulla superficie del corpo umano si ha costantemente a disposizione una differenza termica di approssimativamente 15 gradi tra la temperatura corporea e l'ambiente circostante. Difatti nei dispositivi indossabili questa tecnologia è già utilizzata grazie al salto termico presente sulla pelle e ai limitati vincoli di ingombro. Ne è prova l'orologio meccanico Seiko Thermic wristwatch alimentato da un termogeneratore, il cui schema è mostrato nella figura sottostante.



Sezione di orologio funzionante tramite il salto termico tra braccio e ambiente

Sviluppi più difficili si intravedono negli apparecchi impiantabili. Progressi nel campo potrebbero permettere ai medici di inserire dei dispositivi all'interno del corpo umano senza la necessità di ulteriori operazioni chirurgiche di sostituzione dell'alimentazione. Tali dispositivi continuano quindi a funzionare e svolgere il loro compito grazie all'energia fornita direttamente ed esclusivamente dal paziente. Una prospettiva interessante che però non trova ancora concretizzazione. La tecnologia in questione si basa intrinsecamente su processi di natura termodinamica infatti si ha uno scambio di calore tra una sorgente calda a temperatura T_H e l'ambiente, più freddo, di temperatura T_L . La legge di Carnot pone perciò un limite superiore all'efficienza del sistema, che può essere calcolato conoscendo il valore in kelvin delle suddette temperature:

$$\eta_{max} = 1 - \frac{T_L}{T_H}$$

Nel caso si abbiano 15 gradi di scarto si ottiene approssimativamente una efficienza del 5%, che scende a 1,6% volendo ridurre a soli 5 gradi il salto. Il rendimento effettivo è poi aggravato ulteriormente da perdite e limiti tecnologico/costruttivi. Gli attuali materiali termoelettrici infatti non superano il 17 % del limite posto dalla legge Carnot, arrivando così ad un rendimento totale che varia tra lo 0,2% e lo 0,8%, nel range delle basse temperature. Risulta chiaro come l'avere a disposizione un salto termico di solo qualche kelvin produca un esito energetico altamente esiguo. In queste situazioni si rende di vitale importanza un'oculata applicazione del dispositivo di scavenging, che tenga conto del percorso del calore e che provveda ad ottimizzare la condizione di lavoro del termogeneratore. Rimanendo nelle applicazioni legate al calore umano, si può schematizzare la situazione attraverso il circuito equivalente di Figura 1. Il flusso di calore Q , proveniente dalla sorgente corpo a temperatura T_{body} , si muove verso l'ambiente, che è a temperatura minore (T_{amb}), attraversando una serie di resistenze termiche, date dai vari materiali attraversati, in ognuna delle quali è presente un relativo gradiente termico. La relazione complessiva è:

$$Q = \frac{T_{body} - T_{amb}}{R_{body} + R_{hot} + R_{TEG} + R_{cold} + R_{air}}$$

La resistenza totale è data dalla somma di quella del corpo (body), l'interfaccia tra quest'ultimo ed il generatore (hot), il generatore stesso (TEG), il dissipatore verso l'esterno (cold) ed infine l'aria dell'ambiente. La differenza a cui si trova la piastra di generazione può facilmente essere calcolata come:

$$\Delta T_{TEG} = Q \cdot R_{TEG}$$

Da queste relazioni si ricavano delle strategie per massimizzare la produzione energetica: è possibile aumentare il flusso di calore Q , oppure la differenza di temperatura tra l'elemento caldo e quello freddo ($T_{body}-T_{amb}$), oppure, ed è l'opzione più fattibile, si agisce sulle resistenze termiche andando a massimizzare il rapporto dato, di modo che il salto termico cada quasi per intero sul generatore.

$$\frac{R_{TEG}}{R_{body} + R_{hot} + R_{cold} + R_{air}}$$

Nella pratica ciò si concretizza utilizzando delle superfici di scambio costruite con metalli ad alta conduttività termica, di forme e superfici consone allo scopo.

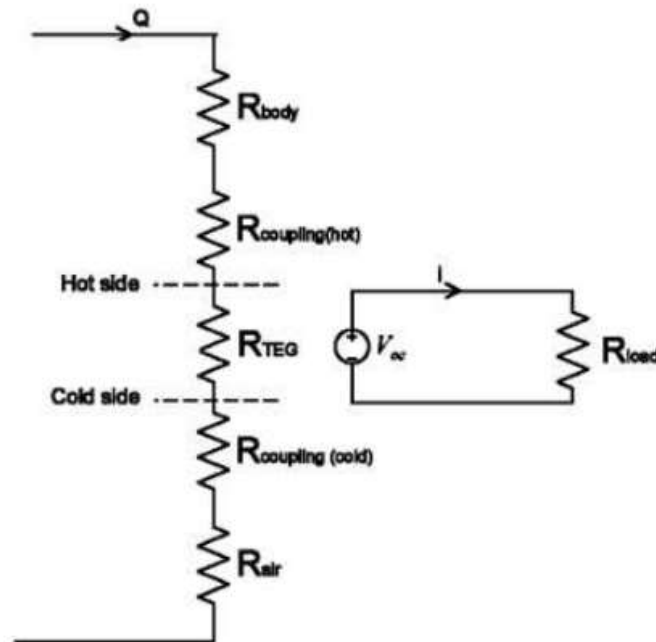


Figura 1 - Circuito termico presente tra il corpo umano, il termogeneratore e l'ambiente circostante.

Sebbene lo scenario più energeticamente vantaggioso sia rappresentato dalle applicazioni ad alta temperatura, come quelle nei pressi di tubi di gas di scarico, risulta possibile ottenere della potenza utile anche da piccoli gradienti come quelli sulla superficie umana. Il bilancio è ovviamente limitato e si aggira sui 100-200 μW , che se accumulati sono sufficienti a garantire il funzionamento di un dispositivo per brevi momenti.

Energia Elettromagnetica

Energia Solare

Il sole da sempre rappresenta la fonte rinnovabile per eccellenza. La via attualmente più diffusa per ricavare energia elettrica dalla radiazione solare (e più in generale, quella luminosa) è l'utilizzo di pannelli fotovoltaici al silicio (e simili). Elettricamente questi pannelli sono caratterizzati da due parametri: la tensione a vuoto V_{oc} e la corrente di corto circuito I_{sc} . Essi sono i punti estremi della curva caratteristica V-I, utilizzata per quantificare le prestazioni di questi dispositivi. Il modulo fotovoltaico può essere visto come un generatore costante di corrente, ma limitato in tensione; ossia la corrente cala drasticamente se si porta il punto di lavoro in prossimità della tensione V_{oc} (Figura 2 a). Il comportamento del generatore è strettamente dipendente dalla quantità di luce, che innalzandosi aumenta il valore di I_{sc} , senza mai però modificare sensibilmente V_{oc} .

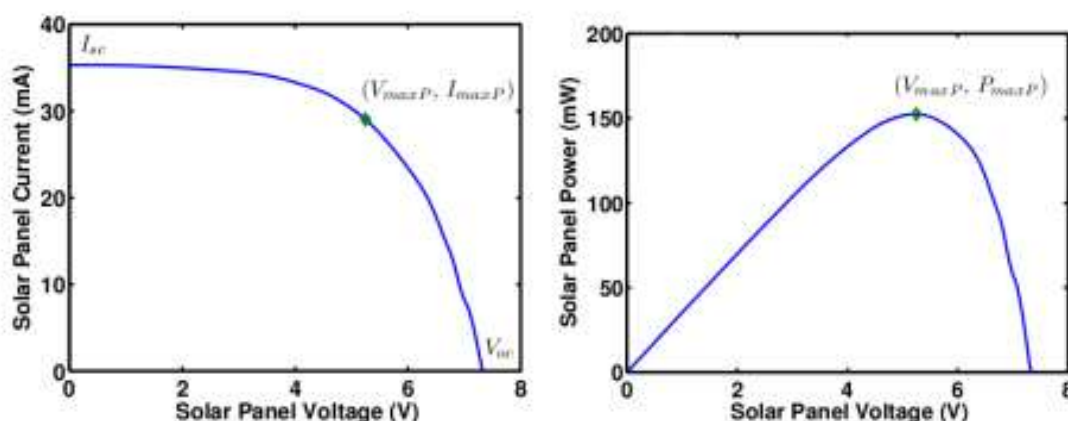


Figura 2 - Curve caratteristiche di pannello solare: (a) V-I, (b) V-P

La fonte luminosa risulta influire sull'efficienza del modulo fotovoltaico, facendola diminuire in caso di scarso irraggiamento. Va tenuto a mente questo fatto nel caso si voglia, ad esempio, un'applicazione indoor. In Tabella sono riassunte alcune prestazioni.

	100-1000 lux (indoor)	1000-65000 lux (esterno)
Silicio cristallino	3-10%	14-18%
Silicio amorfo	2-5%	8-13%
GaAs	2-8%	7-15%

Tabella - Efficienze di alcune tecnologie fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche hanno la caratteristica di avere un punto di lavoro ottimale, nel quale la potenza prodotta è massima. Il circuito di harvesting deve quindi essere in grado di garantire e mantenere il punto di lavoro in questa zona di ottimo. Uno degli inconvenienti che può nascere è il fatto che con la variazione del livello di illuminazione (ad esempio per il movimento del sole durante la giornata), varia anche il punto di massimo; nasce così l'esigenza di un maximal power point tracker (MPPT), che sappia sopperire al cambiamento delle condizioni tramite un continuo aggiustamento del punto di lavoro. Negli impianti solari a grande potenza è una pratica comune implementare questi sistemi ad esempio tramite l'utilizzo di controllori digitali. Lo stesso non si può dire nell'ambito delle bassissime potenze, dove si aggiungono le difficoltà tecniche create dal bilancio energetico estremamente contenuto con il rischio che i vantaggi apportati siano annullati dai consumi del tracker stesso. Negli ultimi anni sono state sviluppate diverse metodologie MPPT per applicazioni low power. Le più usate sono: perturb and observe che si basa sulla continua perturbazione della condizione di lavoro, in ricerca di punti più efficienti; incremental conductance invece computa la pendenza della curva della potenza e, sapendo che il MPP si trova in un punto ad inclinazione nulla (Figura 2 b), agisce di conseguenza; infine fractional open-circuit voltage sfrutta la dipendenza approssimativamente lineare (da determinarsi sperimentalmente) che sussiste tra la tensione a vuoto, V_{OC} , e la tensione di ottimo V_{MPP} .

MPPT Fractional Open-Circuit Voltage

Sebbene ogni metodo abbia delle caratteristiche particolari in termini di consumo, complessità od accuratezza, l'ultimo descritto è il migliore sotto il profilo del costo e del consumo. Come detto, il punto di massima potenza viene determinato dalla misurazione della V_{OC} . Un modo semplice per ottenere questa informazione consiste nell'analisi del funzionamento a carico nullo, ossia tramite lo scollegamento dell'elemento fotoelettrico dal circuito utilizzatore; si tratta della pratica più semplice ma implica due svantaggi: il circuito utilizzatore viene lasciato, per certi istanti, senza fonte energetica e, secondo, l'adattamento del punto di lavoro varia solo in momenti discreti, in seguito alle nuove misurazioni. Se queste sono distanti tra loro, il variare delle condizioni ambientali può portare il pannello in una condizione di sfruttamento non ottimale. Per sopperire a quanto detto, questa strategia di controllo viene spesso implementata tramite l'ausilio di una seconda cella fotovoltaica, più possibile simile a quella principale (in caratteristiche fisico/costruttive) ma di dimensioni minime, avente la funzione di riferimento. Risulta infatti che la V_{OC} del riferimento si comporta a sua volta in modo lineare rispetto alla V_{OC} del generatore primario, permettendo così di ricavare la tensione di massima potenza del sistema utilizzando le misure compiute sul modulo secondario, (dove α e β sono due costanti moltiplicative).

$$V_{MPP} \approx \alpha V_{OC} \approx \alpha(\beta \cdot V_{OC}^{ref})$$

Il modulo di riferimento può quindi essere sempre lasciato in condizione di carico nullo, permettendo una regolazione continua, mantenendo invece la cella principale sempre sotto produzione e risolvendo così gli svantaggi che emergevano in una configurazione a pannello singolo. Una possibile implementazione circuitale è schematizzata in Figura 3. La parte evidenziata con MPP Tracker si occupa di ricavare il valore di V_{MPP} da quello di V_{OC}^{ref} , e quindi di confrontarlo con V_{PV} , il punto di lavoro attuale. Da questo paragone viene determinato il duty cycle del segnale PWM da fornire al buck presente nel blocco MPP Regulator, tale da permettere una generazione di potenza ottima. Si è scelto un buck perché in questa particolare configurazione si è determinato che la tensione V_{cap} della riserva di energia, qui schematizzata da un condensatore, sia minore della tensione operativa nominale del modulo fotovoltaico. In uscita è poi presente un regolatore DC/DC che si occupa di portare la tensione ai valori richiesti dal circuito di carico. L'utilizzo di un circuito di MPPT, se implementato tramite tipologie ad alta efficienza (un esempio è stato mostrato), porta significativi benefici: a parità di potenza erogata è infatti possibile la riduzione delle dimensioni della fonte fotovoltaica e delle riserve energetiche tampone, fattori rilevanti nell'implementazione di microdispositivi di harvesting.

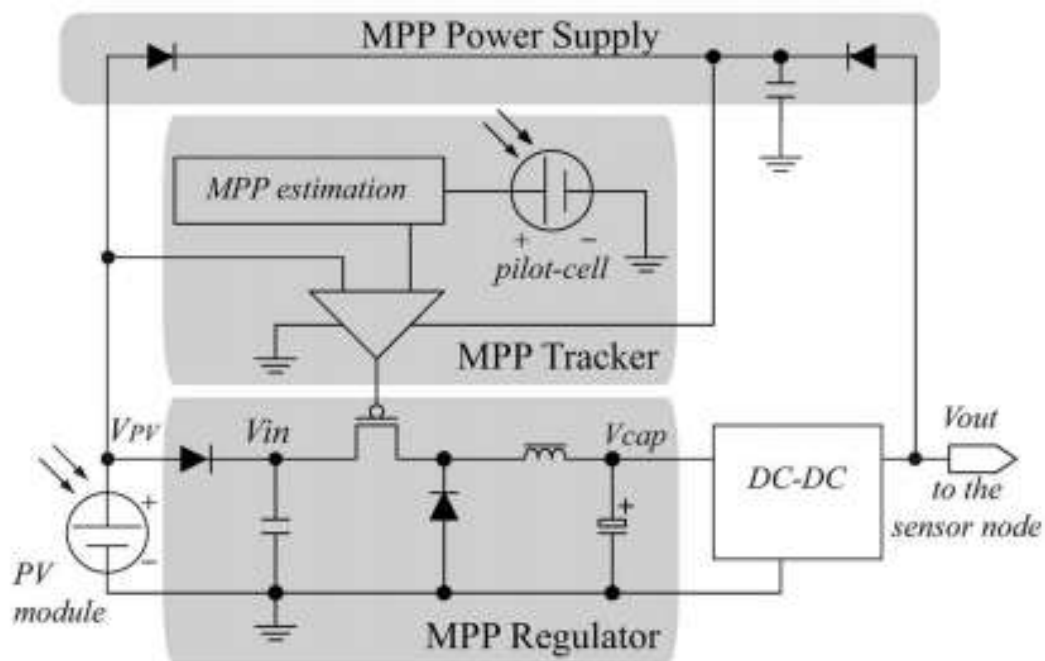


Figura 3 - Schema di MPPT del tipo fractional open-circuit voltage

Campo Magnetico Disperso

Il campi magnetici prodotti dalle linee di distribuzione elettrica sono di un'entità tale da rendere fattibile il loro sfruttamento. Ciò apre le porte alla possibilità di monitorare lo stato della rete tramite delle unità direttamente in prossimità dei conduttori, permettendo così di valutare parametri come la temperatura, la corrente, la dilatazione in lunghezza, gli stress meccanici od elettrici, in modo da riuscire ad intercettare e prevenire eventuali guasti. Si può quindi intuire come questo settore rivesta una grande importanza per gli sviluppi futuri della smart grid. Il principio alla base dello sfruttamento dei campi magnetici è espresso dalla Legge di Faraday; la quasi totalità della distribuzione di energia elettrica avviene in regime alternato sinusoidale e ciò comporta che attorno ai cavi di trasmissione si crei un campo magnetico ugualmente alternato. Intercettando parte di questo campo, si può così avere un flusso magnetico variabile da cui ottenere la tensione necessaria. Questo compito viene generalmente assolto da un induttore costruito ad-hoc, sia nella parte magnetica che elettrica e che viene utilizzato in una configurazione riconducibile ad un trasformatore. Per svolgere questo compito possono essere usate diverse tipologie di conduttore e nucleo, sempre tenendo a mente i vari compromessi come il fatto che aumentando le spire aumenta la tensione ma anche le perdite per conduzione. La configurazione denominata a bobina con concentratore (Figura 4), rappresenta una delle soluzioni tecnologiche più promettenti: è costituita da un nucleo metallico la cui forma ricorda una X, attorno alla quale è avvolto il filo, che svolge la funzione di concentrare il flusso magnetico creando percorsi ad elevata permeabilità. Si ottiene così una maggior produzione energetica mantenendo dimensioni contenute, inoltre la forma di questo nucleo permette di essere appoggiato a conduttori di sezione circolare, senza necessità di doverlo legare.

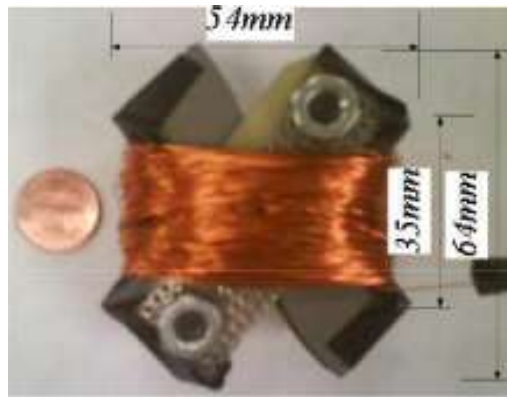


Figura 4 - Bobina con concentratore di flusso per il recupero di energia magnetica

Per quanto riguarda l'energia ricavabile, va menzionato che l'allineamento e la distanza del dispositivo dalla sorgente del campo magnetico, ricoprono un ruolo primario e fondamentale nel bilancio finale, che si aggira sui 200 mW in prossimità di cavi percorsi da correnti molto elevate. Una diversa soluzione al medesimo problema, è implementata attraverso un dispositivo piezoelettrico unito ad un magnete permanente. Quest'ultimo, soggetto al campo magnetico generato dalla linea, subisce delle oscillazioni armoniche isofrequenziali alla corrente nel conduttore, che eccitano meccanicamente il materiale piezosensibile, ottenendo così una tensione sfruttabile.

Energia Cinetica

Natura delle vibrazioni

Le vibrazioni rappresentano una possibile fonte di energia. Seppur non possano essere considerate come una soluzione universale e definitiva in ogni campo, esse sono, tra le diverse fonti finora discusse, quelle che hanno possibilità di utilizzo tra le più varie. L'obiettivo generale è, ovviamente, quello di riuscire a produrre la maggior quantità di energia nel modo più efficiente ed economico possibile. Per arrivare a tale scopo si rende quindi necessaria una fase iniziale di studio che permetta di capire la natura e le caratteristiche delle vibrazioni meccaniche presenti nell'ambiente in cui si desidera dispiegare i dispositivi. Ignorando per un attimo tutti gli ambiti a grande potenza (come quello industriale) e concentrandosi sulle piccole vibrazioni che si incontrano in un ambiente cittadino e domestico si riscontrano delle caratteristiche comuni tra le onde in studio (Figura 5).

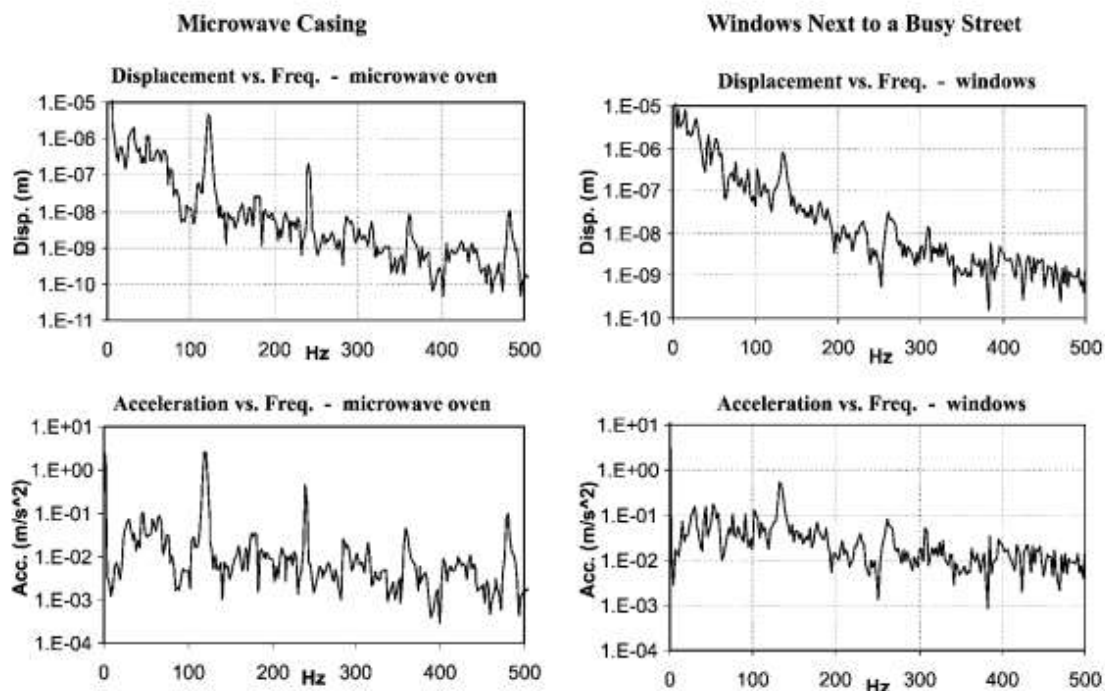


Figura 5 - Spettri del movimento e dell'accelerazione per: Forno a microonde e Finestra su strada trafficata.

Risulta che si tratta di ondulazioni a bassa frequenza, la cui fondamentale di solito non supera i 200 Hz e dalle analisi in frequenza si ottiene inoltre uno spettro costante nel campo delle accelerazioni. Quest'ultima constatazione implica il fatto che lo spettro dello spostamento decada proporzionalmente a $\frac{1}{f^2}$ rendendo evidente l'importanza di concentrare lo sfruttamento sulla fondamentale, piuttosto che nelle armoniche successive, inevitabilmente più tenui.

Nella tabella sottostante sono raccolti dei dati riguardo le vibrazioni recuperabili in alcuni ambiti di interesse.

	Accelerazione di picco ($\frac{m}{s^2}$)	Frequenza di picco (Hz)
Vano motore auto	12	200
Base frullatore	10	70
Cruscotto auto	3	13
Telaio di una porta	3	125
Finestra su strada trafficata	0,7	100
Piccolo forno a micro-onde	2,5	125

Tabella - Caratteristiche di fonti comuni di vibrazioni in ambito domestico.

Il metodo di conversione di energia più usato per questo tipo di fonti avviene tramite un dispositivo a massa inerziale, ossia si ha una struttura rigida al cui interno è presente un corpo parzialmente libero di muoversi, poiché non solidamente ancorato. Quando a

questo oggetto vengono somministrati degli stress meccanici, la massa interna ed il telaio vengono a muoversi in moto relativo. Utilizzando questo movimento per pilotare un trasduttore è possibile ottenere una conversione da energia meccanica in energia elettrica.

Modello

Nello studio del generatore soggetto alle vibrazioni esterne si può ricorrere ad un modello generale, che non tenga conto della particolare tecnologia usata per la produzione di energia, usualmente assimilato ad un oscillatore armonico. Sotto il punto di vista cinematico, il dispositivo viene descritto attraverso la presenza di una massa collegata tramite un elemento elastico ad un supporto rigido portante. La presenza di effetti smorzanti, proporzionali alla velocità, rende conto delle perdite di energia meccanica, a causa di attriti (b_m) o trasferimenti di energia (b_e). Il supporto rigido in questo caso è rappresentato dal contenitore del generatore, a sua volta solidamente vincolato con la fonte primaria di vibrazioni. Nei casi più comuni di impiego si può considerare il generatore molto più piccolo e leggero del sistema dinamico esterno, che lo eccita. Ciò porta alle ipotesi che la massa del generatore possa subire spostamenti istantanei da parte del sistema (ossia un trasferimento infinito di potenza) e che l'influenza della massa m sulla dinamica del sistema ambiente sia trascurabile. Partendo dalla Figura 6 e definendo x lo spostamento del contenitore e y quello della sorgente, si può agevolmente impostare un modello meccanico:

$$m\ddot{x} = -(\dot{x} - \dot{y})b - (x - y)k$$

dove k costituisce il parametro di elasticità, proporzionale allo spostamento, e b ($b_m + b_e$) quello di smorzamento, proporzionale alla velocità. Tramite Laplace, si giunge alla relativa funzione di trasferimento:

$$\frac{X(s)}{Y(s)} = \frac{bs + k}{ms^2 + bs + k}$$

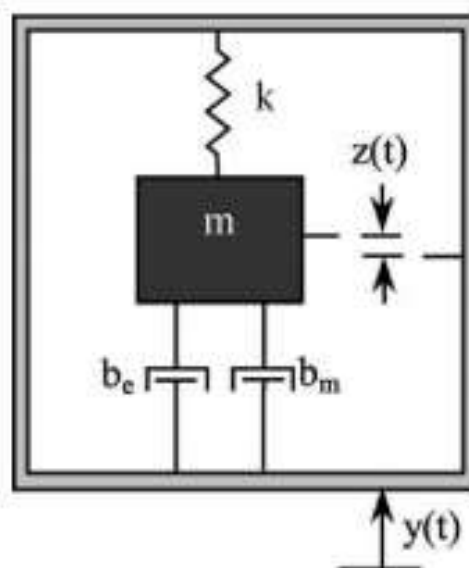


Figura 6 - Schema meccanico del modello di generatore generico

Ai fini della caratterizzazione in termini di potenza sviluppata, si trova più interessante l'espressione dello spostamento della massa m relativa al case piuttosto che in coordinate assolute. Per questo si introduce una sostituzione: $z = x - y$, che permette di ottenere l'espressione ricercata:

$$m\ddot{z} + b\dot{z} + kz = -m\ddot{y}$$

Nel dominio di Laplace la corrispondente funzione di trasferimento risulta:

$$\frac{Z(s)}{Y(s)} = \frac{-ms^2}{ms^2 + bs + k}$$

Il diagramma di Bode e la risposta allo scalino unitario (in una tra le tante possibili combinazioni dei parametri m , b e k) sono rappresentati in Figura 7.

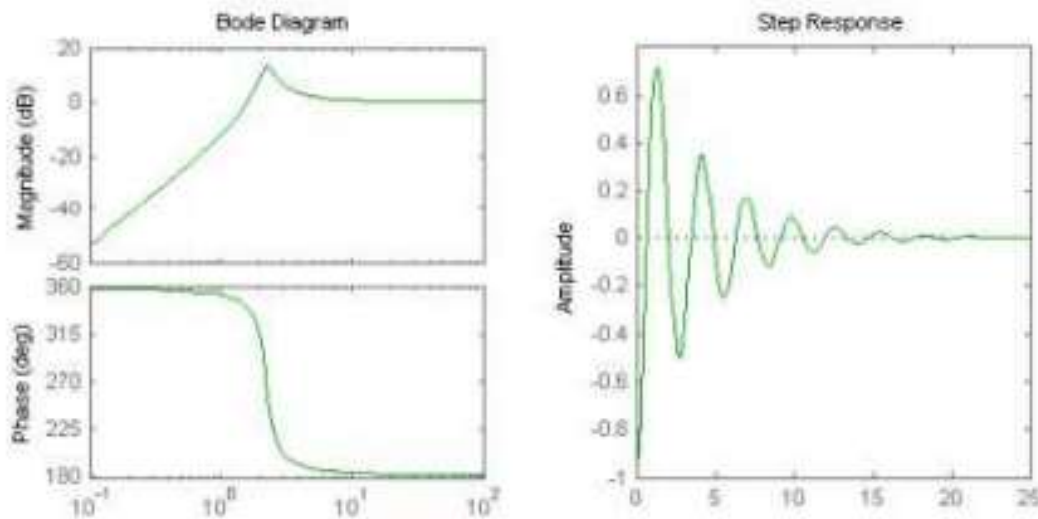


Figura 7 - Risposte in frequenza ed allo scalino di un generico sistema basato sul modello di generatore discusso.

L'assunzione alla base di questa modellizzazione è pertanto quella che la generazione di energia sia un processo che si manifesta sul sistema tramite un'attenuazione proporzionale alla velocità. Sebbene nella realtà questa ipotesi possa risultare calzante per un dispositivo elettromagnetico, risulta meno idonea per altre tipologie di trasduttori quali quello piezoelettrico o elettrocapacitivo, sia perché l'influenza può non essere lineare sia perché può non essere proporzionale necessariamente alla velocità. Ad ogni modo, tenendo a mente queste limitazioni, quanto finora sviluppato può essere comunque utilizzato per derivare delle relazioni generali ed approssimate sulla potenza ottenibile da questo tipo di configurazioni.

Potenza

Durante il normale funzionamento si ha così che la massa è sottoposta alla forza di richiamo $b_e z'$ indotta dall'apparato di conversione. Il calcolo della potenza, che può essere espresso come il prodotto di una forza per una velocità, è pertanto:

$$P = b_e \dot{z}^2$$

Tramite l'ausilio del modello meccanico precedentemente formulato, si può giungere ad una riformulazione della relazione in funzione delle caratteristiche della sollecitazione d'ingresso. Nel caso ideale di una perturbazione sinusoidale di ampiezza Y e pulsazione ω , il modulo della potenza è

$$|P| = \frac{m\zeta_t \omega^3 \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^3 Y^2}{\left(2\zeta_t \frac{\omega}{\omega_n}\right)^2 + \left(1 - \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^2\right)^2}$$

Lavorando in risonanza la relazione si semplifica in:

$$|P| = \frac{m\omega_n^3 Y^2}{4\zeta_t}$$

Equivalentemente, definendo $A = \omega 2Y$ (modulo dell'accelerazione, ricavato dopo aver compiuto doppia derivazione dello stimolo sinusoidale d'ingresso),

$$|P| = \frac{mA^2}{4\zeta_t \omega_n}$$

In questo caso è evidente come la potenza sia inversamente proporzionale alla frequenza e visto che dai rilievi sperimentali, esposti all'inizio del paragrafo, risulta che lo spettro dell'accelerazione è nel caso migliore piatto oppure decrescente, la miglior produzione energetica si ottiene minimizzando la pulsazione; il che si traduce nella richiesta di sfruttare la più bassa frequenza fondamentale presente nello spettro. Sempre dalla relazione di P , si nota la relazione di proporzionalità con la massa oscillante m , che deve essere quindi massimizzata. Nel caso di studio, qui sopra preso in esame, si ottengono i tracciati mostrati in Figura 8.

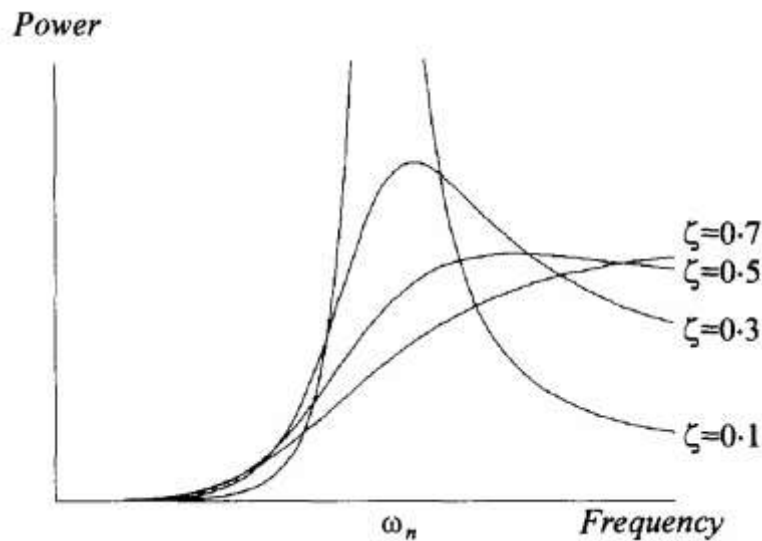


Figura 8 - Grafico nel dominio della frequenza della potenza in uscita di un microgeneratore, per diversi valori di smorzamento.

Come si vede si ha a che fare con un compromesso tra elevata potenza prodotta e larghezza di banda. Un sistema molto smorzato riesce a mantenere una produzione sensibile, in un range di frequenze più ampio rispetto a quanto riesce a fare l'equivalente poco smorzato, a scapito però della potenza massima raggiungibile. Si deduce che i parametri caratteristici del generatore devono essere scelti con estrema oculatezza in base alla situazione ambientale in cui andrà ad operare. La linea generale è quella di determinare la frequenza di lavoro più vantaggiosa e far sì che il sistema meccanico vi vada in risonanza; poi a seconda della natura di questa perturbazione (ad esempio se rimane fissa nel tempo od ondeggia tra più valori) si sceglie lo smorzamento più idoneo. Inoltre, alla luce dell'espressione della potenza in risonanza, sembrerebbe che uno smorzamento nullo o comunque infinitesimo produca una generazione infinita. Ciò ovviamente non è possibile ed è necessario capire quali limiti sussistono su questo fronte. Innanzi tutto una diminuzione dello smorzamento implica un aumento dello spostamento massimo della massa inerziale. Come si intuisce, fisicamente questo percorso non può essere superiore alle dimensioni del contenitore stesso, quindi il vincolo che si viene a creare è che lo smorzamento sia tale da impedire il superamento del limite di fine corsa da parte delle oscillazioni indotte sul corpo interno. Impostata questa condizione, con Z_{max} l'estensione ammissibile, ecco quindi la relazione della potenza massima ottenibile:

$$P_{max} = m\zeta\omega_n^3 Z_{max}^2$$

Generatore Elettromagnetico

Un generatore elettromagnetico è una macchina che basa il suo funzionamento sulla legge di Faraday. Quest'ultima infatti afferma che un campo magnetico (B) che varia nel tempo si rende responsabile della creazione di una forza elettromotrice ai capi di un circuito che vi sia immerso (generalmente con una o più spire). La geometria del conduttore e l'entità del campo magnetico ricoprono un ruolo fondamentale, in tal senso perciò si racchiudono queste caratteristiche nel concetto fisico di flusso concatenato, Φ_B , definito come

l'integrale di B su una superficie avente per bordo il suddetto circuito. La legge di Faraday assume dunque la seguente forma:

$$E_i = -\frac{d\Phi_B}{dt}$$

Le applicazioni più immediate e semplici di essa sono: o una bobina che si muove in un campo magnetico permanente, o, reciprocamente, un magnete che si muove rispetto ad un avvolgimento di conduttore mantenuto fisso. In questi casi, non avendo variazioni sostanziali della geometria del sistema e considerando B ovunque costante, si ricorre alla Legge dei Generatori, diretta conseguenza di quella di Faraday:

$$\mathcal{E}_i = Bl \cdot v(t)$$

nella quale compaiono l, la lunghezza del conduttore, e v, la velocità della parte in movimento; risultando così di più facile applicazione pratica. Tutto ciò trova utilizzo nell'energy harvesting sotto forma di microgeneratori inerziali, di cui si può vedere un esempio in Figura 9.

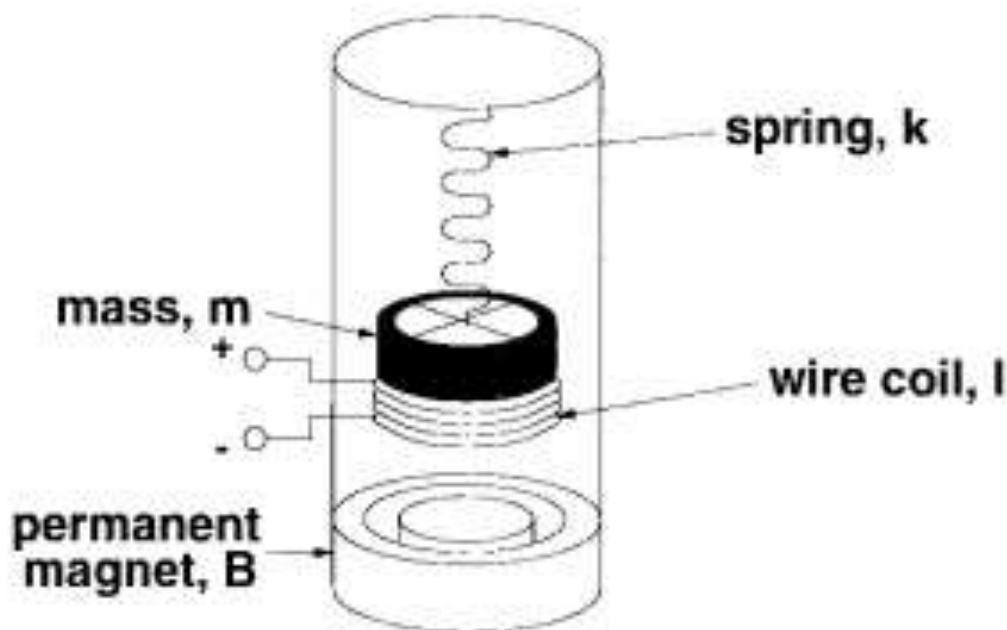


Figura 9 - Schema di un microgeneratore elettromagnetico

Come si vede, si ha la presenza di una bobina libera di muoversi all'interno di un campo generato da un magnete permanente. Il modello matematico di questa topologia di sistemi è composto da una parte meccanica in stretta correlazione con una parte elettrica, cosa che accomuna diversi dispositivi elettromeccanici come altoparlanti, microfoni, motorini e così via. Sotto il punto di vista cinematico, la configurazione presenta una massa (m) collegata tramite una molla (k) alla struttura portante e soggetta ad attriti di sfregamento

e dell'aria (d_m); si tratta quindi dello stesso oscillatore smorzato presentato in precedenza, la cui funzione di trasferimento è:

$$\frac{X(s)}{U(s)} = \frac{1}{ms^2 + d_ms + k}$$

Solidale alla massa è presente l'avvolgimento, responsabile dell'effettiva generazione della tensione e che costituisce un elemento del circuito elettrico; quest'ultimo viene completato da due resistenze in serie, R_g e R_L , che rappresentano le perdite ed il carico. La relazione tra tensione sul carico V e tensione generata risulta perciò:

$$\frac{V_o(s)}{E_G(s)} = \frac{R_L}{Ls + R_g + R_L}$$

Durante il funzionamento, la corrente che scorre nel conduttore, anch'essa soggetta al campo magnetico, produce inoltre una forza che va a contrastare la perturbazione in arrivo dall'ambiente, costituendo così un ulteriore smorzamento al sistema. La sua entità è dettata dalla Legge dei Motori,

$$f_e(t) = Bl \cdot i(t)$$

nella quale entrano in gioco la lunghezza del conduttore e la corrente che lo attraversa. L'entità della perturbazione $u(t)$ sul sistema meccanico finale risulta pertanto composta dal contributo esterno $f(t)$ a cui va sottratto $f_e(t)$.

La tensione generata, come indicato nella Legge dei Generatori, è proporzionale alla velocità, ossia alla derivata prima rispetto al tempo della posizione della massa, prima indicata con $x(t)$ (e ciò implica la presenza di un polo nell'origine). Tenendo conto di tutti i dettagli citati, la funzione di trasferimento totale tra tensione generata e forza in ingresso è:

$$\frac{V_o(s)}{F(s)} = \frac{s(BLR_L)}{(Ls + R_g + R_L)(ms^2 + d_ms + k) + B^2l^2s}$$

Nell'applicazione effettiva, risulta che il valore dell'induttanza L è generalmente piccolo rispetto quello di R_L , molto più grande. Da queste considerazioni si determina che il polo di natura elettrica è dominato da una costante di tempo $L/(R_g + R_L)$ che può risultare trascurabile nel contesto in cui si opera. Difatti la parte meccanica è generalmente accordata per lavorare a frequenze di pochi Hertz, rendendo quindi ragionevole l'approssimazione ad un puro sistema meccanico smorzato del secondo grado. In tal caso gli effetti smorzanti della componente elettrica vengono racchiusi assieme a quelli d'attrito in un generico fattore di attenuazione d .

Convertitore Step Down

I microgeneratori elettromagnetici hanno la capacità di produrre tensioni di qualche microvolt caratterizzate da un andamento alternato sinusoidale che non può essere utilizzato direttamente per l'alimentazione di circuiti digitali ma deve essere prima

convertito in una tensione costante, generalmente di almeno 3,3 volt. L'approccio concettuale è quello di usare un trasformatore che permetta di elevare sensibilmente, anche in modo piuttosto grossolano, la tensione di uscita, per poi raddrizzare l'onda tramite dei diodi e quindi utilizzare la tensione così ottenuta abbassandola in modo preciso, fino al valore desiderato, attraverso un convertitore Buck DC/DC. Va inoltre affiancato un sistema di controllo (Figura 10) che si occupi della gestione del convertitore, perseguendo il minor consumo possibile ma garantendo sempre il rispetto delle specifiche richieste dal carico.

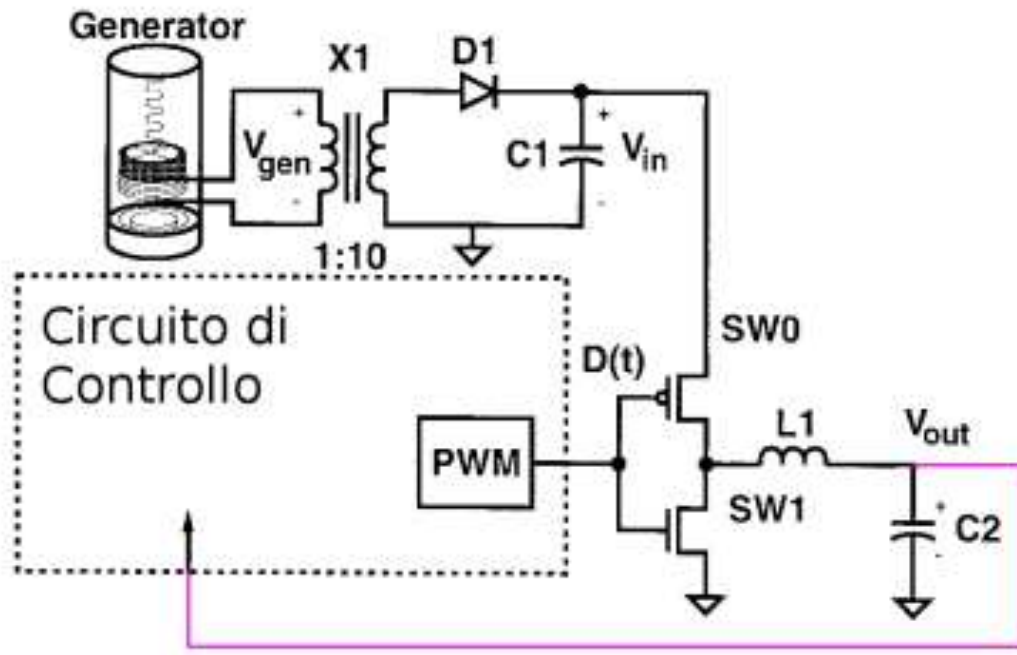


Figura 10 - Schema generico di un regolatore: in ingresso un feedback di tensione ed in uscita un pilotaggio PWM.

Una strategia comune è quella di utilizzare un comparatore analogico che confronti la tensione d'uscita con quella di riferimento e produca come output un valore proporzionale all'errore, utilizzato poi dal generatore di duty cycle per il controllo; tale architettura risulta però inadeguata in un ambito ad elevata integrazione ed ultra-bassa potenza, infatti essa ha un consumo statico ineliminabile dato dai componenti analogici ed inoltre è soggetta facilmente alle interferenze degli eventuali vicini circuiti digitali.

Feedback e PWM digitale

Una struttura di controllo che si è dimostrata valida nelle applicazioni a bassa potenza è rappresentata dal feedback digitale a bassa risoluzione. Si tratta di uno schema in gran parte digitale ed ha l'indubbio vantaggio dell'eliminazione dei consumi statici. L'output viene controllato ad istanti prefissati da un comparatore dinamico sincrono (Figura 11), che produce un risultato digitale alto o basso a seconda si sia oltre la tensione di riferimento o no. In tutti gli altri momenti il dispositivo è disabilitato, limitando i consumi.

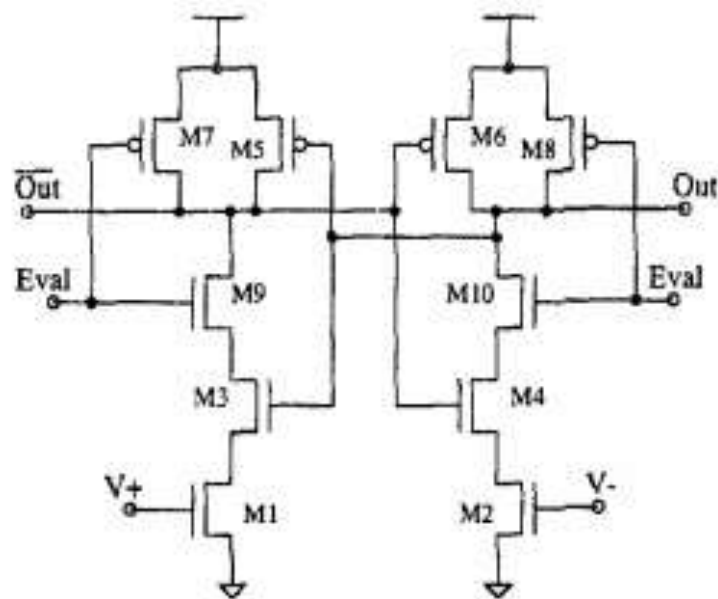


Figura 11 - Comparatore CMOS dinamico, attivato a Eval alto.

Il dato viene fornito ad un contatore di N bit. Nel caso il feedback comunichi che la specifica di tensione non è rispettata, il counter incrementa il suo valore, altrimenti viceversa decrementa il suo valore. La generazione del segnale PWM avviene leggendo la parola contenuta nel contatore, una volta ad ogni ciclo di clock, e caricandola in un secondo contatore. Quest'altro dispositivo decrementa il suo valore ad una frequenza pari a $2N$ volte quella di clock ($f_{clk} = 2N f_{sw}$); a monte di esso è presente una porta logica che rivela quando la cifra giunge a 0 (Figura 12).

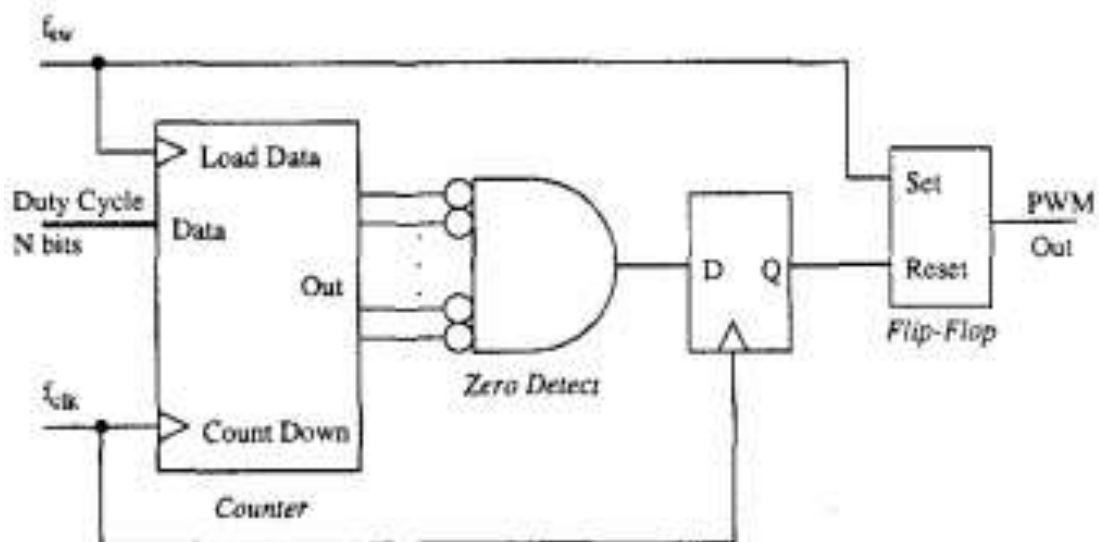


Figura 12 - Generatore PWM digitale a contatore

Si ha così che all'inizio di ogni ciclo, l'uscita è alta. A seconda di quanto è elevata la parola di N bit, fornita dal contatore collegato al feedback, tanto sarà lungo il tempo necessario alla sua riduzione fino a 0 per mano del secondo contatore, facendo così rimanere alto per più tempo il segnale di output e creando, di fatto, una modulazione PWM. Sebbene con questa soluzione si siano eliminati gli sprechi dovuti al consumo statico dei dispositivi non digitali, rimane il fatto che per alte risoluzioni del segnale modulante, ovvero per alti valori di N, sia necessario un clock ad una frequenza molto più alta di quella di switching. Si viene perciò a creare un elevato consumo dinamico, dovuto al grande e frequente numero di transizioni logiche all'interno dei contatori. Rimanendo sempre in ambito digitale, si è trovata una via che evita questo ulteriore problema energetico, tramite l'utilizzo di una catena di 2N buffer, ognuno dei quali avente l'uscita collegata anche ad un multiplexer a, ovviamente, 2N ingressi (Figura 13).

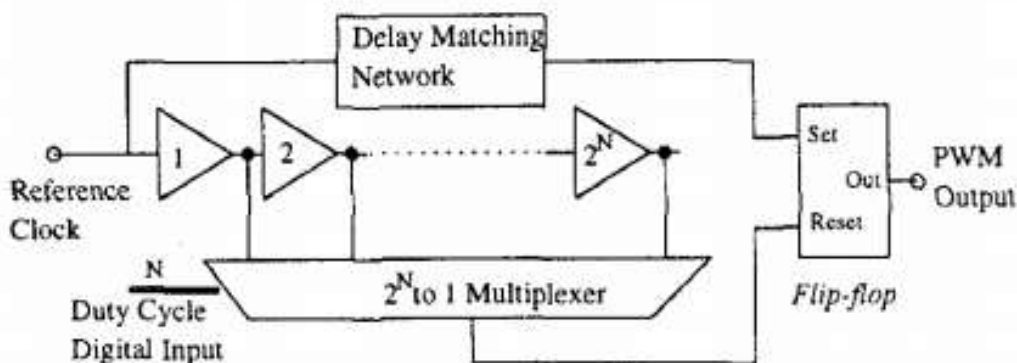


Figura 13 - Generatore PWM digitale a multiplexer

La parola di configurazione d'ingresso ad N bit viene fornita al multiplexer, che così impone quali tra i suoi ingressi deve essere propagato all'esterno. Un ciclo viene iniziato nel momento in cui arriva un impulso dal clock; esso va ad attivare immediatamente il flip-flop d'uscita ed inoltre entra nel primo buffer della catena e via via si propaga lungo la sua lunghezza. Nel momento in cui giunge all'ingresso precedentemente selezionato del multiplexer, il segnale lo attraversa e si dirama verso il flip-flop d'uscita implicandone il reset. Se è rispettata l'ipotesi che il ritardo della catena sia uguale al periodo di clock ($T_{clk} = 2N t_{buf}$), risulta in uscita un segnale PWM correttamente modulato in base al setup degli N bit di comando. Ciò viene assicurato tramite l'utilizzo di dispositivi a tempo di propagazione variabile, come quello visibile in Figura 14, dove è presente un limitatore di corrente, pilotato da un segnale analogico di configurazione (Starvation Input). La variazione del ritardo della catena è affidata ad un semplice circuito che confronta l'arrivo dell'impulso alla fine della catena con quello successivo, in ingresso. Nel caso i due non siano sincronizzati, esso cambia la tensione presente nel Starvation Input; le modifiche compiute attraverso questo ingresso inducono un cambio di conducibilità ai 2 mosfet pilotati: se la conduzione aumenta il tempo di propagazione del buffer diminuisce, velocizzandolo, altrimenti nel caso opposto si ha un rallentamento. Un controllo basato su queste strutture si è dimostrato richiedere attorno ai 10 μ W.

Performance Feedback

Quando il carico da alimentare è un qualche dispositivo di elaborazione digitale, si può regolare l'uscita non in base a riferimenti di tensione bensì a riferimenti di performance (o delay): analizzando le prestazioni del sistema numerico si determina se sia necessario un aumento di tensione, di modo da garantire un'accelerazione nella computazione, oppure una diminuzione, nel caso stia funzionando ben oltre le specifiche minime. Questo tipo di regolazione garantisce un funzionamento sempre ottimale del sistema, anche rispetto a parametri aleatori come la temperatura dell'ambiente, il carico di lavoro o differenze costruttive. Per l'implementazione si utilizza un comparatore di frequenze. Al suo ingresso sono presenti la frequenza di riferimento, richiesta dalle specifiche, f_{ref} e la frequenza attuale di lavoro f_{vco} . Quest'ultima viene generata tramite un oscillatore controllato in tensione (quella regolata d'uscita), appositamente progettato per rispecchiare le prestazioni del worst case path presente all'interno del circuito di elaborazione numerica. Significa cioè che il VCO fornisce una stima delle performance del dispositivo digitale collegato a valle che sarà utilizzata per le regolazioni del duty cycle. Il confronto tra le frequenze avviene tramite 2 contatori. Valutando la differenza tra i numeri di oscillazioni si determina se aumentare o diminuire il ciclo utile, in una configurazione simile al 1 bit feedback discusso nel precedente paragrafo. La parola binaria che quantifica il duty cycle viene fornita ad un modulatore PWM digitale, già descritto in precedenza, ottenendo il sistema di controllo complessivo presentato in Figura 15.

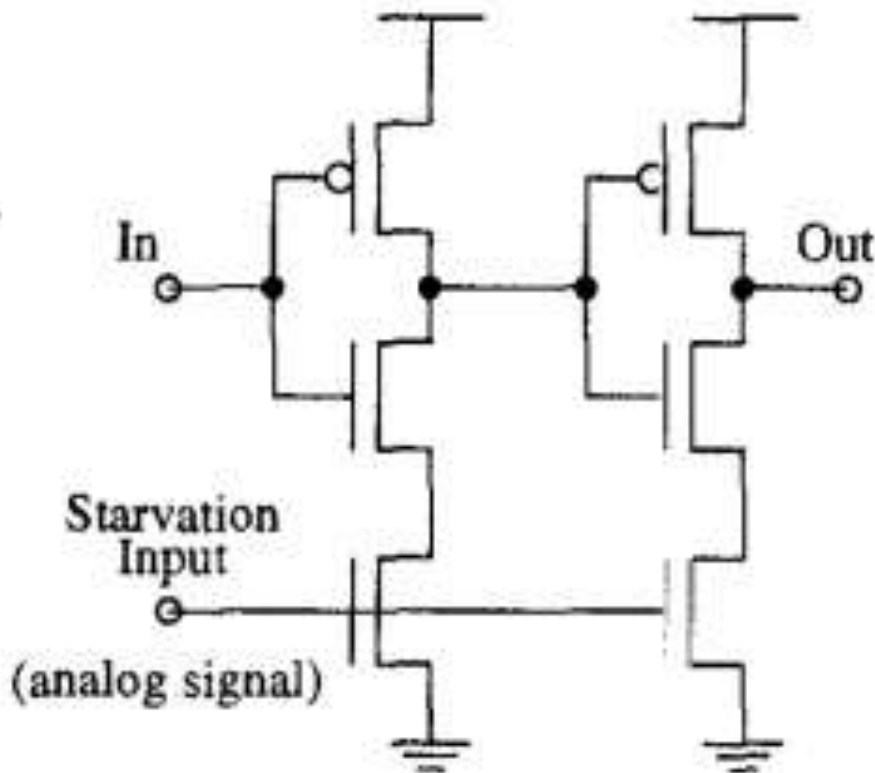


Figura 14 - Buffer non invertente a delay variabile

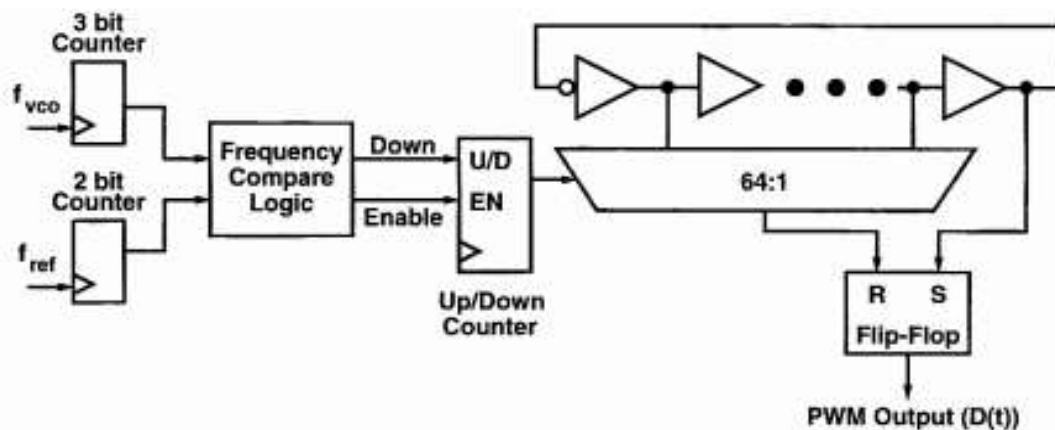


Figura 15 - Architettura a performance feedback

Convertitore Boost Inductor-less

Un'altra possibilità applicativa consiste nell'eliminare il trasformatore, utilizzando un Boost DC/DC per alzare la tensione (Figura 16 a). Tutto ciò però mal si sposa con le scarse potenze in gioco, che vengono ulteriormente mortificate già nella prima fase di rettifica. Questa strategia viene soppiantata dall'utilizzo di un convertitore Boost AC/DC che permetta di saltare lo step di raddrizzamento passivo, evitando le perdite energetiche che si hanno nei diodi (Figura 16 b).

Il passo successivo consiste nella rimozione dell'induttore d'ingresso, tipico della topologia di questi convertitori (Figura 16 c). Il componente infatti non è facilmente integrabile e dunque va a pesare nel bilancio di peso e volume del dispositivo di scavenging. Nell'ottica della produzione in larga scala e a basso costo la sua eliminazione porta l'indubbio vantaggio di aprire le porte alla possibilità di rendere tutto il circuito integrato su silicio, in un unico chip, senza così la presenza di altri componenti esterni (salvo la capacità di filtraggio).

Alla necessità dell'induttore si sopperisce utilizzando l'avvolgimento del generatore stesso, che deve essere così studiato in modo che la sua riluttanza non vari durante il suo funzionamento, richiesta che è usualmente soddisfatta da tutte le architetture classiche di microgeneratori elettromagnetici. Il fatto inoltre che l'avvolgimento diventi un elemento sostanziale nel sistema di controllo implica la possibilità, aumentando la complessità del circuito, di poter variare la sua capacità di smorzamento elettrico, andando ad influenzare la frequenza di risonanza della parte meccanica, adattandola alle condizioni ambientali. In Figura 16 è presente uno schema riassuntivo.

Convertitore Switched Capacitors

Finora si è dato molto risalto all'aspetto energetico dell'harvesting, ma in questo settore anche il costo e la capacità di integrazione sono fondamentali, visto che spesso le applicazioni di questa tecnologia avvengono su grande scala, come nel caso di reti di sensori ambientali. Per quanto il boost inductor-less discusso nel paragrafo precedente sia un passo avanti verso questo obiettivo, finora la soluzione che più si avvicina alla completa integrazione è rappresentata dai convertitori Switched Capacitors (SC).

Essi altro non sono che dei circuiti con condensatori ed interruttori; durante il loro funzionamento gli switch cambiano periodicamente la topologia della rete elettrica, inducendo dei travasi di carica tra le varie capacità. A seconda della disposizione dei componenti si riesce ad effettuare un trasferimento di energia tra l'ingresso e l'uscita,

accompagnato da un abbassamento od innalzamento della tensione. Nella Figura 17 se ne può vedere un esempio. In particolare si tratta di una topologia denominata Serie-Parallelo, a 2 passi. Nel primo *step*, sono attivati gli interruttori marcati con 1, ponendo i 4 condensatori in parallelo tra loro e l'ingresso V_g . Nella seconda fase lavorano gli switch marcati 2, ponendo i suddetti condensatori in serie; in tal modo si ha in uscita la somma algebrica delle tensioni presenti sulle capacità, che nel caso in esame si traduce in 5 volte la tensione V_g .

Questi regolatori pertanto non necessitano di componenti magnetici e quindi è fattibile una loro realizzazione monolitica su silicio; inoltre, a differenza dei più comuni convertitori switching, si comportano molto bene in presenza di carichi piccoli e nulli, mantenendo un'output in specifica senza la necessità di carichi fittizi. Anzi in questo caso la frequenza di commutazione può anche essere abbassata, arrivando alla condizione limite (solo ideale) di frequenza nulla in assenza di carico, avendo così la scomparsa di dissipazione negli interruttori. Per contro gli SC possono non riuscire a fornire un buon output in caso di variazioni brusche del carico e, più che mai nella versione completamente integrata, non riescono a gestire grandi potenze (oltre la decina di Watt) ma fortunatamente nelle applicazioni qui discusse queste condizioni non si presentano visto che difficilmente si superano i milliWatt. Si modellano questi convertitori come trasformatori ideali alla cui uscita è presente, in serie, un'impedenza resistiva, che rende conto delle dissipazioni negli interruttori e nella carica/scarica delle capacità. Le perdite pertanto si manifestano come una caduta di tensione, in presenza di un carico non nullo. Il valore di questa impedenza varia a seconda delle condizioni di utilizzo e ha due asintoti: uno, definito Slow Switching Limit (SSL), calcolato assumendo interruttori ideali e scambi di carica impulsivi, l'altro, definito Fast Switching Limit (FSL), determinato considerando come tutti resistivi i percorsi tra i vari componenti e ritenendo i condensatori come sorgenti costanti di tensione. Per basse frequenze di switching, risulta dominare l'impedenza SSL. Aumentando le commutazioni, questa decresce in modo inversamente proporzionale con la frequenza, per infine convergere ad un valore minimo e costante, corrispondente all'impedenza FSL. Questi 2 valori sono determinabili tramite semplici regole, basate esclusivamente sulle caratteristiche dimensionali dei componenti usati e la loro disposizione tipologica e rappresentano i parametri base su cui lavorare per raggiungere l'ottimizzazione finale. Alle suddette perdite d'uscita si affiancano altri 2 fenomeni dissipativi, costanti ed indipendenti dal carico, di natura capacitiva. Uno riguarda la carica/scarica della capacità parassita tra il substrato e le piastre del condensatore, ivi integrato (capacitor bottomplate loss); l'altro invece nasce dal pilotaggio degli interruttori (capacità di gate, drain...). In entrambi i casi, vi è una proporzionalità diretta tra la potenza persa ed il prodotto delle dimensioni dei dispositivi e la frequenza di commutazione. Nella procedura di realizzazione del circuito integrato di controllo, l'ottimizzazione parte generalmente da un vincolo di capacità, fissato dalla tecnologia microelettronica e dall'area di silicio impiegata. Nel caso, spesso frequente, siano necessarie più tensioni d'uscita (ad esempio una per il modulo radio, una diversa per il sensore), si devono implementare più convertitori nella stessa piastra, dovendo quindi ripartire la capacità massima totale tra i vari regolatori, mirando al fatto che tutti funzionino correttamente alla stessa frequenza di switching (di modo da avere un singolo circuito di clock). L'ultimo passaggio

consiste nel scegliere frequenza e dimensione degli interruttori. La Figura 18 mostra le zone dove predominano le varie perdite, in funzione di questi ultimi 2 parametri, per un convertitore 1:2 studiato per harvesting. Si riescono a raggiungere elevate efficienze, oltre

il 92%, ma il pilotaggio di questi convertitori non sempre è semplice, soprattutto se la tensione d'uscita è maggiore di quella d'ingresso. Esiste infatti la possibilità che gli interruttori, a causa delle tensioni formatesi nelle capacità durante le fasi di funzionamento, si trovino a tensioni oltre il livello di alimentazione d'ingresso. In tal caso, per garantire loro una tensione sufficiente all'accensione si devono studiare delle soluzioni circuitali ad-hoc.

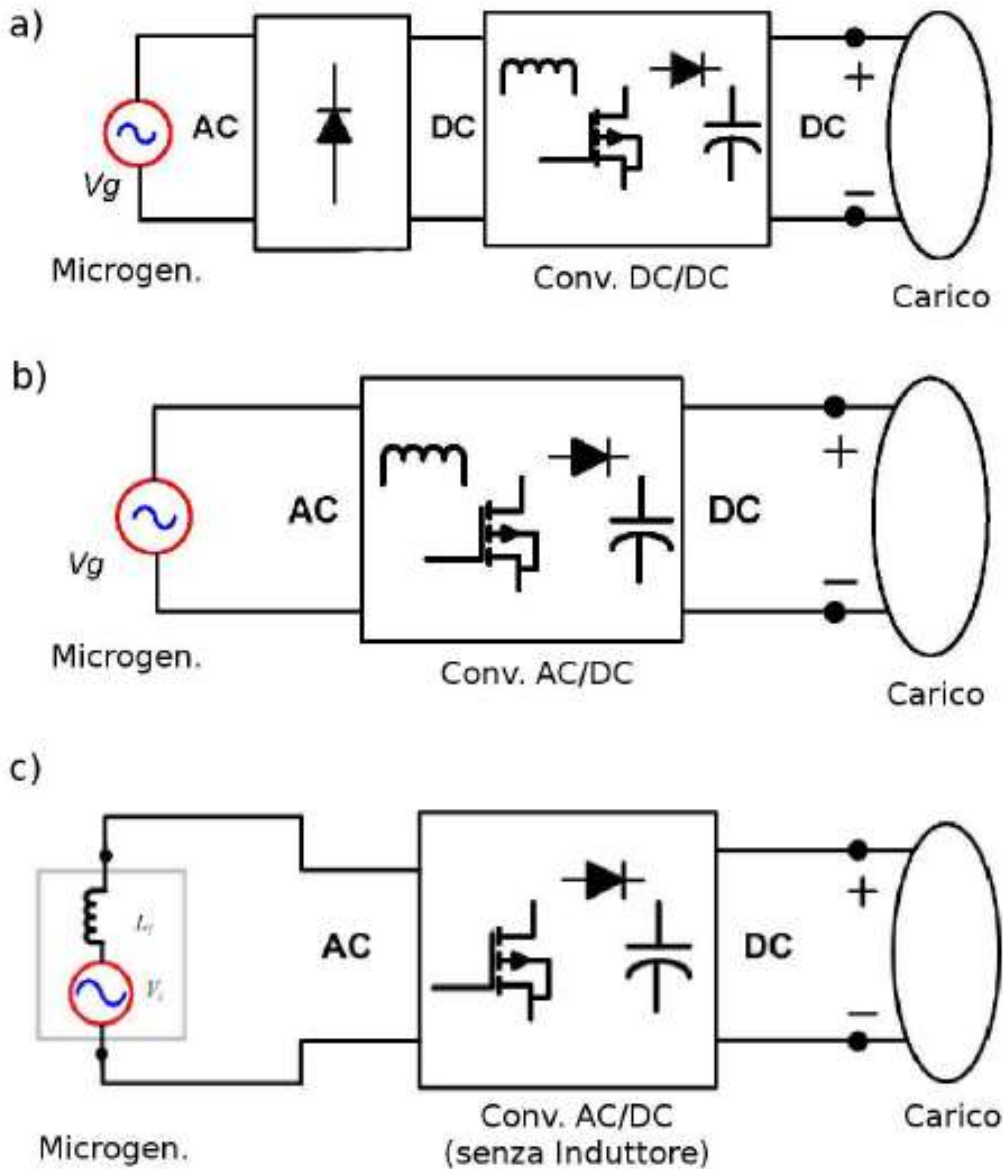


Figura 16 - Tre possibili schemi di controllo di tensione per microgeneratori induttivi: a) a rettifica, b) Boost AC/DC, c) Boost Inductor-less

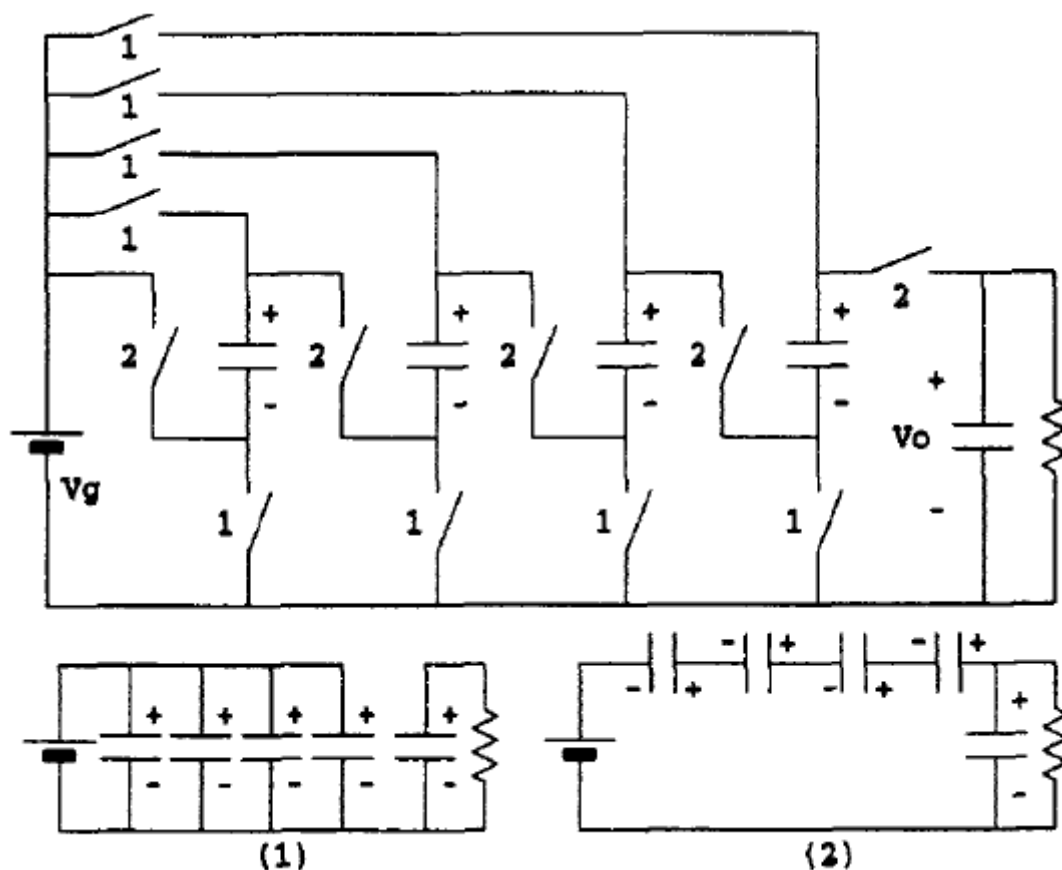


Figura 17 - Un convertitore SC (sopra, schema Serie-Parallelo) e le tipologie parziali, nelle 2 fasi di funzionamento (sotto)

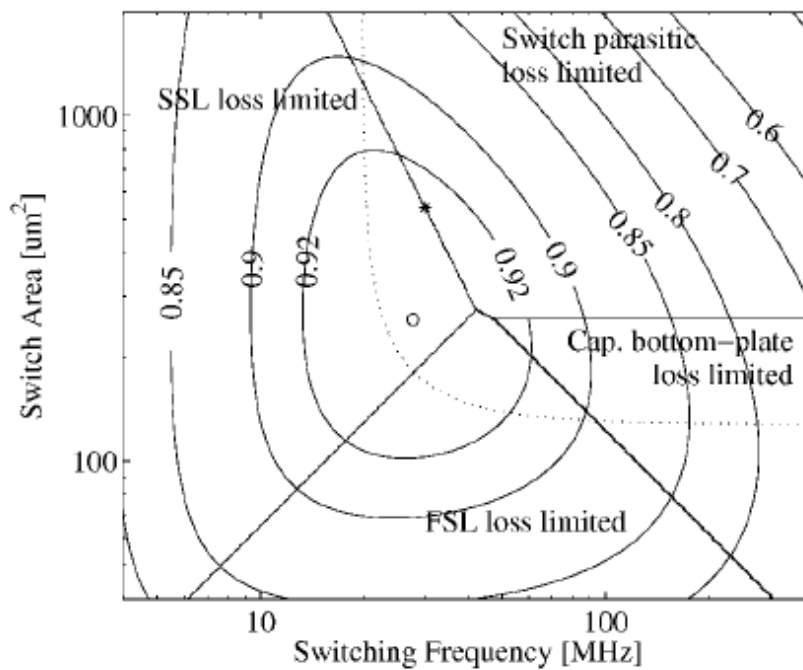


Figura 18 - Valori di efficienza per un convertitore SC 1:2

Strategie di Controllo

Considerato che i dispositivi funzionanti per harvesting hanno un consumo elevato solo per i brevi periodi di misurazione/trasmissione, conviene implementare un controllo dinamico dello switching dei convertitori SC, in modo da sfruttare, in favore dell'efficienza complessiva, la loro capacità di funzionare anche a frequenza nulla. Una soluzione consiste nel verificare l'uscita tramite un controllo ad isteresi, abilitando il convertitore solo quanto la tensione scende sotto il minimo stabilito e solo per il tempo necessario a riportare l'uscita ad un valore consono alle specifiche. La Figura 19 mostra lo schema di una possibile implementazione.

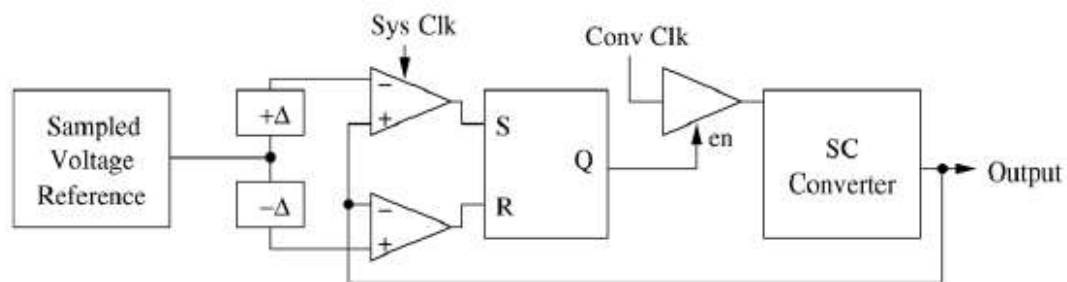


Figura 19 - Schema di controllo ad isteresi di un convertitore SC

Dei comparatori confrontano l'output, ad una frequenza stabilita da *Sys Clk*; nel caso questa tensione sia inferiore al riferimento meno un delta, viene abilitato il circuito di clock del convertitore SC (funzionante alla frequenza *Conv Clk*, stabilita in fase di progettazione), che rimane attivo fino a quando in uscita non si ottiene una tensione pari al riferimento più un delta. A quel punto il convertitore viene spento nuovamente. Questo tipo di controllo risulta estremamente semplice da implementare e risponde con prontezza agli scalini di corrente di carico, tipici dell'accensione di un modulo radio. Sfortunatamente introduce però un ripple di tensione, creato dall'alternanza delle fasi di accensione e spegnimento, che ha nell'isteresi la sua causa. Si viene così a creare la necessità di un ulteriore regolatore di fino a valle in caso di carichi particolarmente delicati; un filtraggio aggiuntivo prodotto al costo di una minore efficienza. Nello schema esposto in Figura 19 il riferimento di tensione è corredato dal termine *Sampled* ossia *campionato*. Gli studiosi che hanno proposto questa implementazione hanno infatti determinato che la circuiteria che genera un riferimento stabile necessita di non meno di qualche milliampere; un consumo ritenuto troppo elevato per un funzionamento continuo. A soluzione di ciò è stato quindi previsto un *Sample and Hold* che si occupa di memorizzare per lunghi periodi la tensione prodotta, permettendo di disattivare il generatore del riferimento. La bontà di questo tipo di controllo è esposta nel grafico di Figura 20.

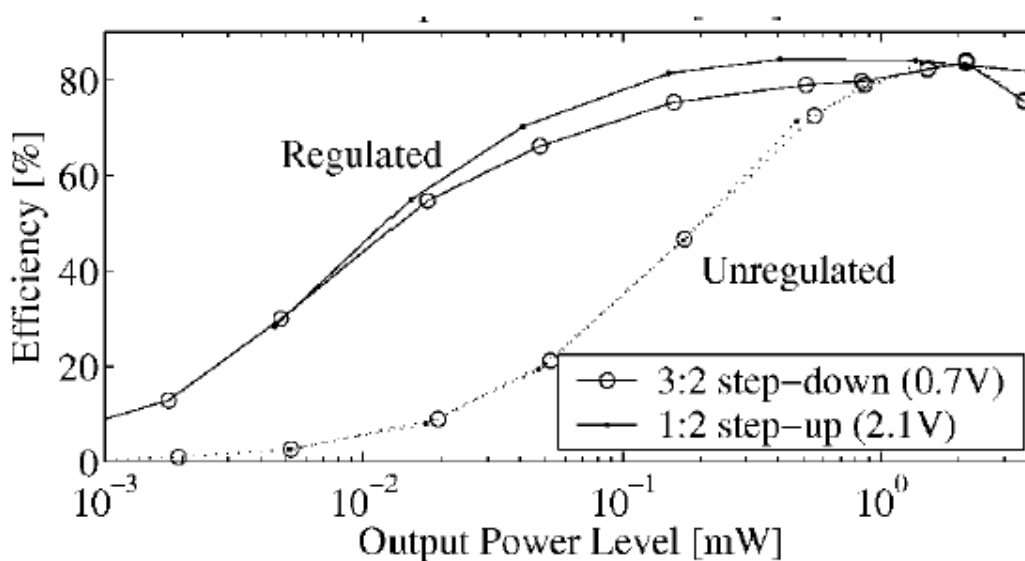


Figura 20 - Grafico comparativo tra l'efficienza di 2 diversi convertitori SC, con e senza controllo dinamico

Si vede come per basse richieste di potenza il controllo innalzi fortemente l'efficienza del sistema. Con l'aumentare del carico i tracciati convergono verso lo stesso valore; causa di ciò è che, a tali regimi, il convertitore deve rimanere necessariamente acceso per la maggior parte del tempo, andando a perdere così i vantaggi di un controllo dinamico bilanciato in base al carico.

Generatore Piezoelettrico

Piezoelettricità

I materiali piezoelettrici sono dei componenti che rispondono ad un segnale elettrico con una sollecitazione meccanica e, viceversa, producono una carica quando soggetti a stress meccanici. I due fenomeni sono caratterizzati da una relazione approssimativamente lineare, dove interviene il fattore moltiplicativo d , espresso in Coulomb su Newton, proprio del materiale in uso. Ogni elemento è caratterizzato da un vettore di polarizzazione che risulta determinante nelle proprietà della singola piastra; questo vettore è imposto nella fase costruttiva, ad esempio facendo scorrere un'elevata corrente continua tra 2 facce parallele. Nel successivo utilizzo si ha che applicando un campo elettrico di polarizzazione concorde col suddetto vettore, si ottiene una dilatazione del materiale, anch'essa in linea con l'asse di polarizzazione, ed una contrazione invece nelle direzioni trasverse, perpendicolari alla polarizzazione. Viceversa invertendo l'entità del campo elettrico si ottengono i risultati opposti. Vista l'importanza ricoperta dall'orientamento del materiale, anche i parametri che lo caratterizzano vengono espressi con l'indicazione del verso di applicazione della forza o del campo elettrico, rispetto al vettore caratteristico. Per fare questo si immagina un sistema di 3 assi di riferimento ortogonali, nel quale il terzo è parallelo alla polarizzazione ed invece il primo ed il secondo ne sono perpendicolari (Figura 21). Tramite un utilizzo oculato dei pedici, si riescono ad esprimere le varie caratteristiche del materiale, informando in quale verso hanno origine campi e forze.

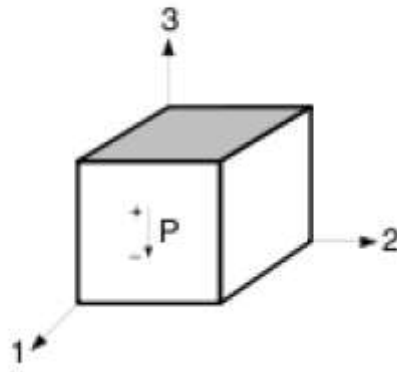


Figura 21 - Sistema di riferimento convenzionalmente utilizzato

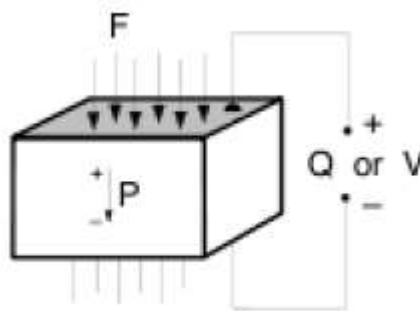


Figura 22 - Modalità 33: F e P concordi

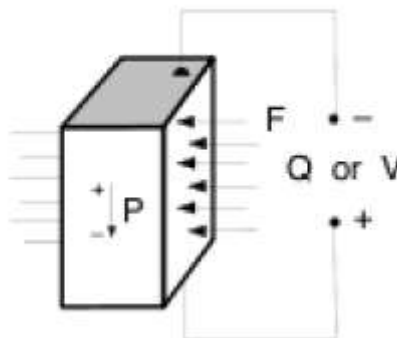


Figura 23 - Modalità 31: F e P ortogonali

Per meglio chiarire, il fattore d_{33} descrive la proporzionalità tra uno stress meccanico ed un campo elettrico paralleli al vettore di polarizzazione; il fattore d_{31} invece si utilizza nel caso questi ultimi due siano tra loro ortogonali.

Generatore a compressione parallela

Sperimentalmente si è scoperto che l'effetto piezoelettrico è massimo quando si lavora lungo il vettore di polarizzazione, ossia in configurazione 33 (vedi Figura 22). In questo caso la relazione è:

$$q = d_{33} \cdot F$$

Risulta comodo introdurre il fattore g (in volt per metro su newton), che permette di calcolare il campo elettrico generato in base alla pressione applicata (con h l'altezza del materiale e w ed l larghezza e profondità):

$$\frac{V}{h} = g_{33} \cdot \frac{F}{wl}$$

Date queste relazioni, si può calcolare l'energia in gioco, sfruttando la natura capacitiva del materiale, che pertanto viene calcolata come:

$$W_3 = \frac{1}{2} \cdot CV^2 = \frac{1}{2} \cdot qV = \frac{1}{2} \cdot \frac{h}{wl} \cdot d_{33} \cdot g_{33} \cdot F^2$$

La relazione chiarisce che la proporzionalità tra la forza e l'energia ricavabile è legata da una costante moltiplicativa in cui compaiono le dimensioni costruttive del generatore: w , l e h .

$$W_3 \propto \frac{h}{wl}$$

In tal modo si arriva a concludere che per massimizzare l'energia elettrica prodotta si deve avere una struttura a superficie piccola ma ad elevato spessore. Ciò si rivela ingegneristicamente sconveniente perché è generalmente difficile concentrare una forza in un'area piccola e quindi la forma dei generatori di questo tipo è usualmente difficile da integrare in dispositivi di scavenging e perciò scartata; sebbene, come già detto, sia la più efficiente.

Generatore a compressione ortogonale

Un'alternativa è rappresentata dai generatori a compressione ortogonale, nei quali lo stress meccanico avviene ad angolo retto rispetto al vettore di polarizzazione (Figura 23). Le relazioni che governano il fenomeno, da notare i pedici 31, sono:

$$\frac{q}{wl} = d_{31} \cdot \frac{F}{wh}$$

$$\frac{V}{h} = g_{31} \cdot \frac{F}{wh}$$

Nel qual caso, la quantità di energia prodotta diventa:

$$W_3 = \frac{1}{2} \cdot CV^2 = \frac{1}{2} \cdot qV = \frac{1}{2} \cdot \frac{l}{wh} \cdot d_{31} \cdot g_{31} \cdot F^2$$

ed evidenziando i parametri costruttivi, risulta:

$$W_3 \propto \frac{l}{wh}$$

Viene prescritto che l'elemento abbia piccoli spessore e larghezza ma una grande lunghezza, ciò permette più versatili varianti costruttive, ad esempio sotto forma di film sottili, con una grande superficie superiore ma una laterale estremamente contenuta oppure l'utilizzo di assi sottoposte a trazione. Questa versatilità è comprovata dal fatto che la gran parte dei generatori piezoelettrici per energy harvesting utilizzano questa impostazione elettro-meccanica.

Materiali e parametro K

La piezoelettricità è una proprietà presente in molti materiali, se però si è interessati ad elevati rendimenti l'insieme si restringe criticamente: il piombo zirconato di titanio (PZT) ed il titanato di bario (BaTiO₃), 2 piezoceramiche, od il polivinidene fluoride (FVDF), un piezo-polimero, più flessibile dei precedenti. L'efficienza dei materiali piezoelettrici viene definita da un'altra costante, k, detta di accoppiamento elettromeccanico, che è la radice del rapporto tra l'energia elettrica immagazzinata (di natura capacitiva) e l'energia meccanica applicata:

$$k = \sqrt{\frac{W_E}{W_M}}$$

Si tratta di un parametro tecnologico e nella Tabella si trovano alcuni valori, riguardanti gli elementi prima citati.

	Film in PVDZ	PZT	BaTiO ₃
k_{31}	0,12	0,344	0,21
$\eta \approx (k_{31})^2$	1,4%	11,8%	4,4%
k_{33}	0,15	0,705	0,48
$\eta \approx (k_{33})^2$	2,3%	49%	23%

Tabella - Valori di k per diversi materiali piezoelettrici

Con l'efficienza del 49% e 11,8%, diviene chiaro come mai il materiale più comunemente utilizzato sia il piombo-zirconato di titanio (PZT), il più versatile nella produzione di carica.

Oscillatori piezoelettrici

La configurazione più diffusa per questo tipo di microgeneratori risulta essere quella a *trave orizzontale* (Figura 24): una piastra di materiale piezoelettrico è ancorata con un vertice alla struttura portante e con l'altro ad una massa, libera di oscillare. I movimenti di quest'ultima inducono sulla trave piezoelettrica degli stiramenti e delle compressioni che diventano gli stress responsabili dell'effettiva produzione di energia elettrica. Questo tipo di strutture possono venir modellizzate, con una certa approssimazione, ad un oscillatore armonico. Si ha così la presenza di una frequenza naturale di oscillazione, nella quale la produzione di energia è massima, per poi criticamente diminuire allontanandosi da essa. Si ha l'esigenza, pertanto, che il sistema sia il più possibile *accordato* alla vibrazione a cui è soggetto e, nel caso che quest'ultima sia variabile, si deve prevedere una qualche soluzione che ne permetta comunque un efficiente sfruttamento. Il primo approccio pensato è stato quello di un controllo continuo della situazione cinematica: determinata la frequenza di maggior interesse energetico, si procede elettronicamente a variare uno dei parametri del sistema meccanico in modo tale che la sua frequenza

naturale coincida con quella voluta; ad esempio facendo variare il carico sul generatore ed influenzando così le sue proprietà elastiche. Senza dubbio si tratta, concettualmente, del miglior modo di sfruttare la fonte d'energia, essendo sempre in condizione di massima efficienza. In realtà però, si è dimostrato che un tale approccio non riesce mai a dare un bilancio energetico positivo, a causa del troppo complesso metodo di tuning. In risposta a questa esigenza, sono state messe a punto diverse strategie di controllo. I ricercatori hanno studiato una trave piezoelettrica oscillante con una massa di pre-caricamento. Tramite un attuatore è possibile muovere questa massa lungo la lunghezza della barra, andando così a modificare i parametri del sistema meccanico; in tal modo, tramite una iniziale fase di setup, si può ridurre fino al 40% la sua frequenza di risonanza. Va tenuto presente che questa soluzione richiede anch'essa un dispendio energetico non indifferente nella fase di *accordatura*, poi non più necessario a procedura terminata. Un approccio alternativo al problema si basa su un sistema multi-massa (Figura 25). Diversamente da quanto avviene nell'oscillatore semplice, in cui è presente una sola massa, vengono utilizzate più entità oscillanti del tipo molla-massa-attenuatore, collegate tra loro. Calibrando il tutto in modo adeguato si riesce ad ottenere un sistema con banda passante maggiore, meno soggetto quindi a deviazioni di frequenza della sorgente. Si ha infatti che almeno una massa tra le tante risulta sempre in risonanza, mantenendo così una produzione energetica soddisfacente.

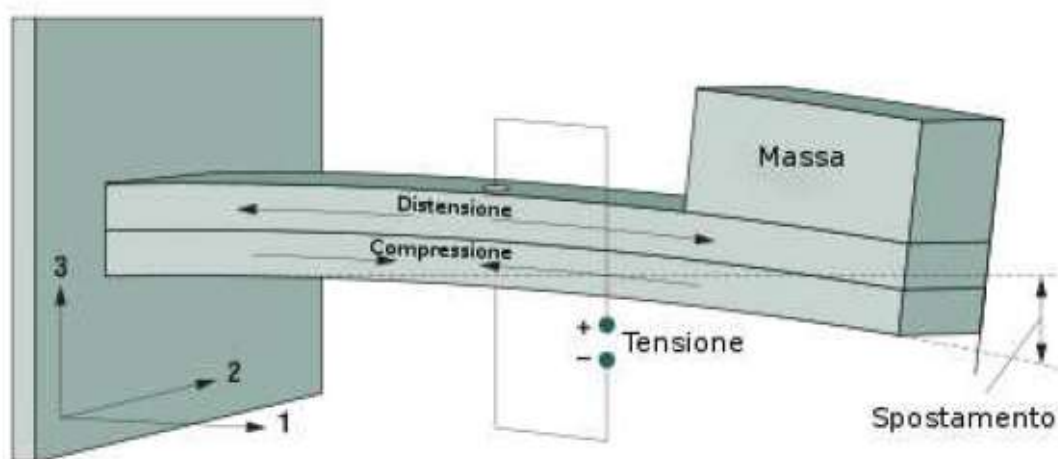


Figura 24 - Esempio di generatore piezoelettrico oscillante

Convertitore Step Down in continuo adattamento ideale

Durante il funzionamento per effetto di oscillazioni esterne un generatore piezoelettrico può essere assimilato ad un generatore di corrente i_p ed è caratterizzato da un'impedenza parassita rappresentabile tramite una capacità C_p in parallelo (contrariamente a quanto avviene nel caso elettromagnetico, in cui l'impedenza interna è induttiva). La produzione di una fonte piezoelettrica risulta alternata e di ampiezza massima I_p , dipendente dall'entità e dalla frequenza ω delle oscillazioni meccaniche, per tal motivo quando si desidera alimentare circuiti digitali e/o batterie elettrochimiche si passa in ambito DC, attraverso un raddrizzamento. Il metodo standard prevede l'utilizzo di un ponte a diodi e di un condensatore che filtra la tensione d'uscita, con questo approccio però si è scoperto che il trasferimento di potenza è ben lungi dall'essere massimo.

La situazione sopra descritta può venir rappresentata dallo schema elettrico di Figura 26, nel quale v_p rappresenta la tensione ai capi del generatore e V_{rect} quella stabilizzata in uscita. La corrente i_o è quella in transito nel raddrizzatore.

Come precedentemente detto e visibile in figura, la corrente generata i_p ha un tracciato sinusoidale. Non si può dire lo stesso della corrente transitante nei diodi, che in una prima fase è nulla e solo dopo un certo tempo u insegue perfettamente quella d'ingresso. Questo comportamento è un risultato dell'influenza della capacità del generatore.

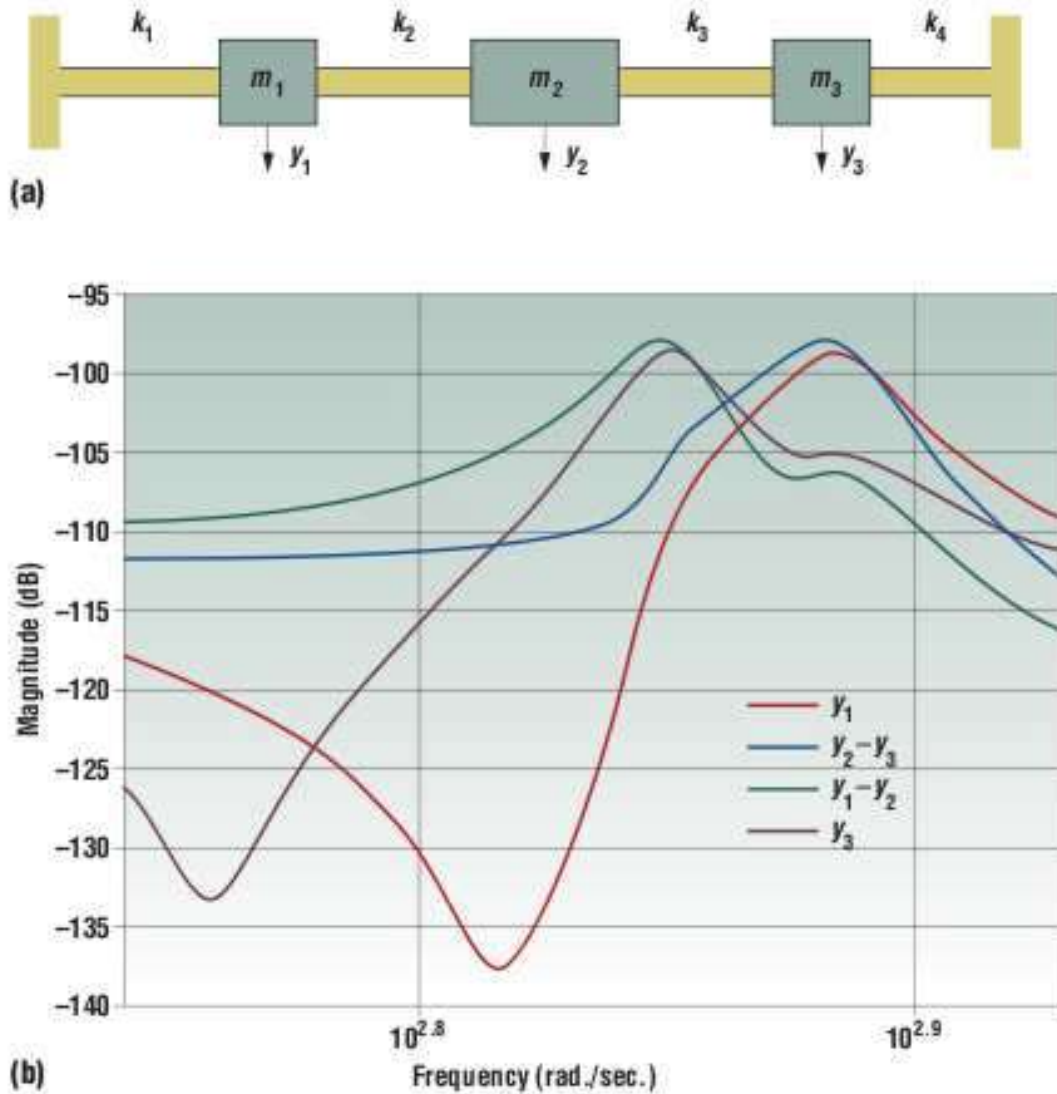


Figura 25 - a) Schema meccanico di un sistema multi-massa di generazione. b) Diagramma in frequenza dell'entità delle relative oscillazioni

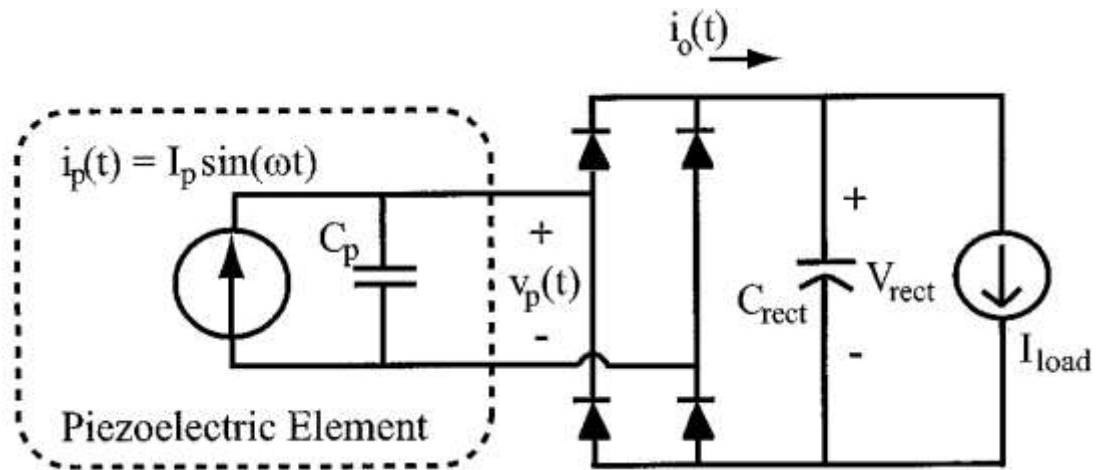


Figura 26 - Schematizzazione di generatore piezoelettrico associato ad un rettificatore e carico

Durante la parte iniziale, la corrente prodotta trova un'unica via in C_p , perché difatti i diodi sono tutti contro-polarizzati; solo quando la capacità raggiunge una tensione ai livelli di quella d'uscita V_{rect} allora si ha la possibilità che la corrente transiti anche nei semiconduttori. Il transitorio di carica della capacità parassita può essere osservato nel tracciato di v_p ; nella fase u la tensione passa da $-V_{rect}$ (dato dalla precedente fase di conduzione) a $+V_{rect}$, per un salto totale di $2V_{rect}$. Nel semiperiodo successivo si osserva l'esatto opposto (Figura 27).

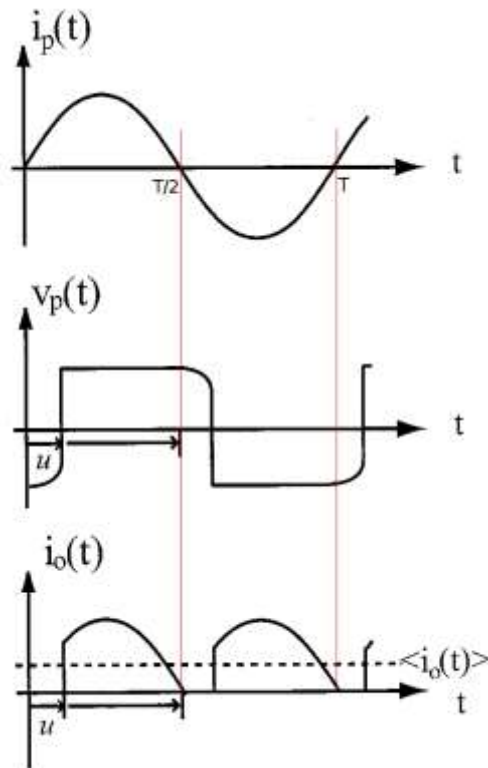


Figura 27 - Tracciati delle grandezze elettriche nel circuito di rettificazione, in presenza di oscillazioni sinusoidali

Nella determinazione delle prestazioni elettriche del dispositivo assume quindi una certa importanza la stima della corrente media in uscita dal sistema *generatore + raddrizzatore*. Limitando il calcolo ad un semiperiodo (per ovvie ragioni di periodicità) ed indicando con A l'area sottesa da i_o , si ottiene:

$$\bar{i}_o = \frac{A}{T/2}$$

Per la determinazione di A (che è omogenea ad una carica elettrica) si può procedere calcolando l'area di un semiperiodo di i_p e sottraendo la quantità di carica immagazzinata in C_p , che vale $2 \cdot V_{rect} \cdot C_p$. Risulta:

$$A = \int_0^{T/2} I_p \sin(\omega t) dt - (2V_{rect})C_p = \frac{I_p}{\omega} [1 + 1] - (2V_{rect})C_p$$

che permette di ottenere la relazione finale:

$$\bar{i}_o = \frac{A}{T/2} = \frac{\omega A}{\pi} = \frac{2I_p}{\pi} - \frac{2\omega C_p V_{rect}}{\pi}$$

Il calcolo della potenza è quindi agevole:

$$P = \frac{2V_{rect}}{\pi} \cdot (I_p + \omega C_p V_{rect})$$

Ottenuto questo risultato si può discutere dei fattori che entrano in gioco: C_p è di natura prettamente tecnico/costruttiva, ω e I_p sono frutto invece della sollecitazione esterna. Il loro miglioramento deve quindi essere ricercato al di fuori del circuito in sé. Salta all'occhio però la presenza del termine V_{rect} , questo sì dato dalla natura della topologia della rete elettrica. La conclusione che ne deriva è che la potenza ricavabile può essere massimizzata tramite una scelta oculata di V_{rect} . Utilizzando gli strumenti matematici, si opera una derivazione della relazione di P rispetto alla tensione e si uguaglia a zero, alla ricerca così di un eventuale punto di massimo.

$$\frac{dP}{dV_{rect}} = \frac{2I_p}{\pi} - \frac{4\omega C_p V_{rect}}{\pi} = 0$$

Il picco di potenza si ha perciò alla condizione:

$$V_{rect} = \frac{I_p}{2\omega C_p}$$

Questa condizione risente ovviamente dell'influenza degli stress meccanici alla base del funzionamento del generatore, qui rappresentati dai termini ω e I_p . Ciò significa che per far sì che la richiesta sia soddisfatta, si deve essere in grado di far variare con celerità il valore di V_{rect} , adattandolo alle nuove condizioni di frequenza ed intensità di sollecitazione che si sono create, garantendo così un sempre massimo trasferimento di potenza. Per perseguire questo scopo si utilizza uno Step Down DC/DC. Di solito il controllore viene utilizzato per regolare la tensione d'uscita ma nel nostro caso la sua funzione desiderata e principale è invece quella di variare la tensione al suo ingresso, mantenendola più prossima possibile al valore ottimo calcolato. Questa azione viene coadiuvata da una batteria a monte, avente la funzione di alimentare il carico in mancanza

di generazione e di rappresentare un riferimento di tensione (per ipotesi, costante) per il regolatore. Lo schema completo è in Figura 28.

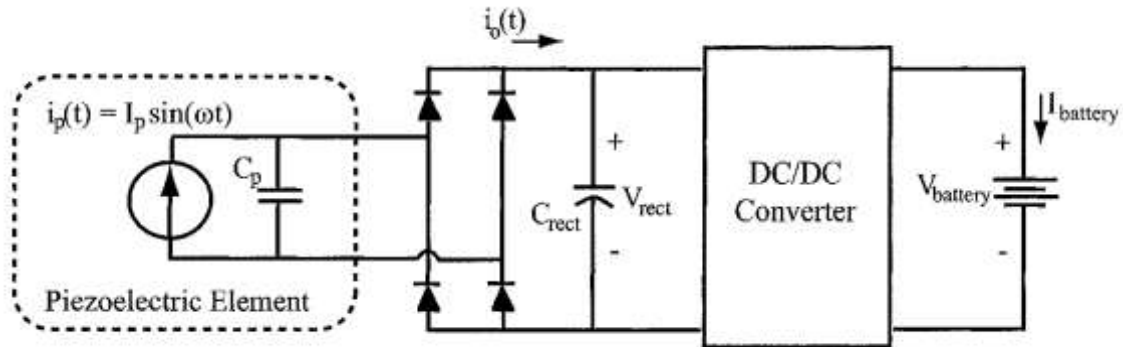


Figura 28 - Schema elettrico di un generatore piezoelettrico con convertitore Continua/Continua

A questo punto è desiderabile capire come si deve intervenire sul duty cycle del convertitore per garantire quanto richiesto. L'analisi parte dalle equazioni fondamentali del convertitore stesso, nell'ipotesi che sia in modalità discontinua (DCM):

$$t_{on} \cdot (V_i - V_o) = t'_{off} \cdot V_o$$

e

$$I_o = \frac{(t_{on} + t'_{off})t'_{off}V_o}{2LT_s}$$

Ricavando t'_{off} dalla prima ed inserendolo nella seconda si ottiene:

$$I_o = \frac{(t_{on} + t_{on} \frac{V_i - V_o}{V_o})t_{on} \frac{V_i - V_o}{V_o} V_o}{2LT_s} = \frac{t_{on}^2}{2LT_s} \cdot \frac{V_i}{V_o} \cdot (V_i - V_o)$$

Ricordando l'ipotesi di uguaglianza tra potenza entrante e potenza uscente si ha che

$$P_i = P_o \rightarrow I_i = I_o \frac{V_o}{V_i}$$

avendo infine

$$I_i = \frac{t_{on}^2}{2LT_s} \cdot (V_i - V_o) = \frac{\delta^2}{2Lf_s} \cdot (V_i - V_o)$$

Lo step successivo è quello di studiare il regolatore nella situazione in cui si trova ad operare. Lo studio perciò si contestualizza a quanto analizzato in precedenza, ossia si impone come tensione d'ingresso al convertitore la tensione a monte del rettificatore, prima indicata con V_{rect} , così pure per la corrente di ingresso, che viene posta a \bar{i}_o .

$$\frac{2I_p}{\pi} - \frac{2\omega C_p V_{rect}}{\pi} = \frac{\delta^2}{2Lf_s} \cdot (V_{rect} - V_o)$$

Risolvendo questa equazione secondo il duty cycle si ottiene che

$$\delta = \sqrt{\frac{2I_p - 2\omega C_p V_{rect}}{\pi} \cdot \frac{2Lf_s}{V_{rect} - V_o}}$$

Tramite lo studio della derivata della potenza eseguito in precedenza, si era scoperto che in condizioni ottime è presente una proporzionalità di un fattore $2\omega C_p$ tra la corrente I_p e la tensione V_{rect} . Ipotizzando di essere in questa situazione e sostituendo, si ottiene la relazione per il ciclo utile a massimo trasferimento di potenza:

$$\delta_{opt} = \sqrt{\frac{4\omega C_p V_{rect} L f_s}{\pi(V_{rect} - V_o)}}$$

Il legame tra il duty cycle e la tensione rettificata, il cui grafico (nell'esempio di $\alpha = \beta = 1$) è visibile in Figura 29, è del tipo:

$$\delta_{opt} = \sqrt{\frac{\alpha V_{rect}}{V_{rect} - \beta}} \sim f(x) = \sqrt{\frac{\alpha x}{x - \beta}}$$

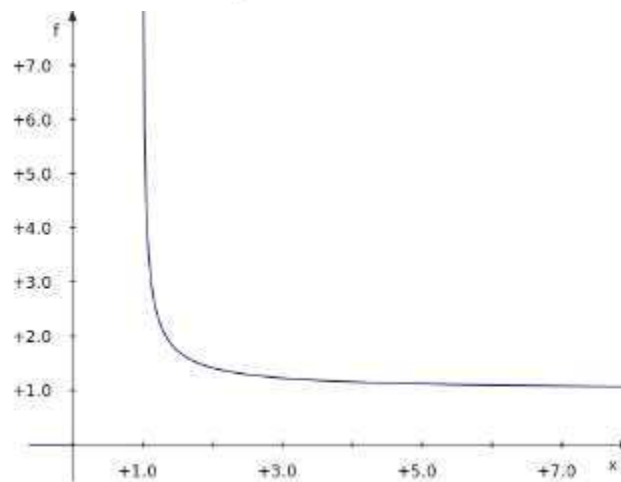


Figura 29 - Estratto del grafico della radice di $x/(x - 1)$

Al crescere di V_{rect} (nella figura espresso da x) diventa quindi molto ragionevole ritenere che il duty cycle (nella figura $f(x)$) rimanga pressoché costante. Variazione tanto più trascurabile quanto più il fattore al denominatore $V_{rect} - V_o$ possa essere approssimato a V_{rect} ; fatto assolutamente accettabile nel caso in esame, nel quale la tensione in uscita è pari ai pochi volt di una batteria, almeno un ordine di grandezza inferiore alla tensione d'ingresso in presenza di una sollecitazione meccanica consistente.

Il risultato fondamentale che si ottiene è che in funzionamento a regime, il duty cycle ottimo può essere ritenuto fissato solo dai parametri elettrici del circuito e non è influenzato dalle fluttuazioni delle condizioni operative del generatore piezoelettrico al suo ingresso.

$$\delta_{opt} \approx \sqrt{\frac{4\omega L C_p f_s}{\pi}}$$

Questa conclusione conduce al fatto che non è necessario (sotto le sopracitate opportune condizioni), prevedere un qualche tipo di sistema di controllo e variazione del ciclo utile; ciò implica una radicale semplificazione circuitale e di progetto, che porta con sé anche un ovvio risparmio energetico in fase di funzionamento.

Si ricorda che ciò è valido solo per un convertitore Buck in condizione DCM. Utilizzare un funzionamento discontinuo in ogni condizione di lavoro, compresa quella a massimo regime, può essere però considerata una pratica poco saggia, considerando le maggiori perdite di conduzione date da correnti più elevate nei componenti, che questa modalità comporta. In questo caso ciò viene accettato di buon grado per i vantaggi in termini di semplificazione, le scarse potenze in gioco e la scomparsa del problema di reverse recovery nei diodi.

Implementazione circuitale

Nella Figura 30 è schematizzato un possibile circuito elettrico di massima con cui è possibile implementare e mettere in pratica i concetti finora esposti.

Di base è presente la classica struttura di uno Step Down converter, pilotato da un generatore piezoelettrico rettificato e alla cui uscita è collegata una batteria da 3 Volt. A questo sono affiancati 3 blocchi: un Caricatore ad Impulsi (Pulse Charger), un Controllo di Soglia (Threshold Control) ed un Generatore di Duty Cycle. Come discusso in precedenza, oltre una certa soglia il duty cycle può essere considerato costante. Nella situazione opposta però ciò non è più vero. Vale a dire che nel caso il generatore abbia una produzione modesta di energia diviene necessario un controllo dinamico del ciclo utile. Tale richiesta cozza con l'incremento non trascurabile di consumi che una tale implementazione richiederebbe, cosa che si manifesterebbe proprio in concomitanza di una scarsa generazione di energia. In tal situazione quindi l'efficienza complessiva non è sufficiente a motivare il controllo dinamico. La soluzione proposta preferisce affidarsi ad un Pulse Charger. Questo circuito carica la batteria tramite impulsi sempre alla medesima tensione, la cui frequenza è sancita dalla disponibilità d'energia al suo ingresso, ossia aumenta in presenza di una produzione crescente.

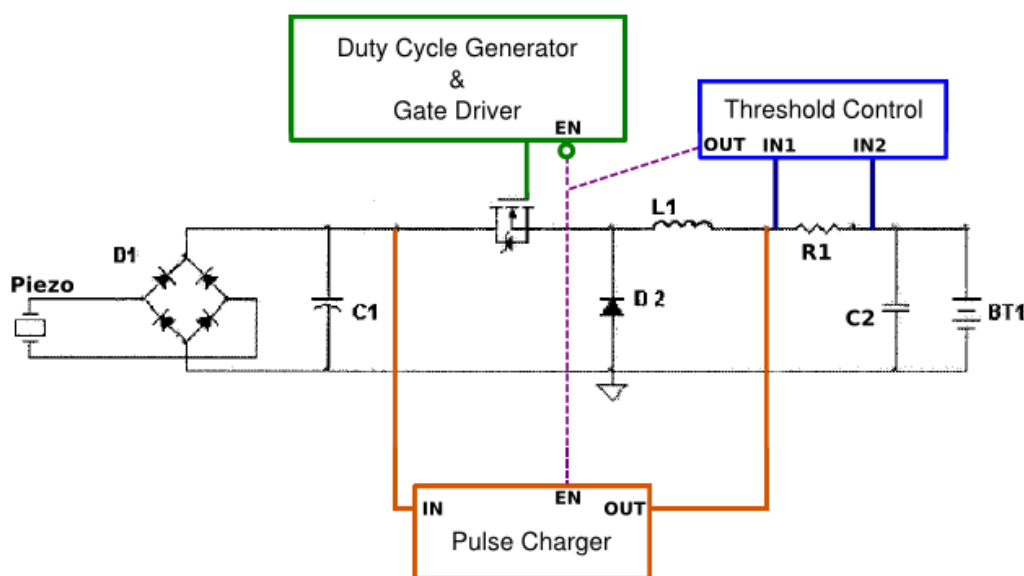


Figura 30 - Schema di controllo di un generatore piezoelettrico con convertitore Buck per massimo trasferimento di potenza

L'implementazione circuitale è realizzata tramite un condensatore caricato dall'ingresso; un comparatore lo monitorizza e quando questo supera la soglia prefissata viene chiuso un interruttore che convoglia l'energia verso la batteria e scarica la capacità. Si tratta di un dispositivo estremamente semplice e dal consumo ridotto, non possiede però nessuna capacità di far lavorare il generatore piezoelettrico nella condizione ottimale.

Quando la situazione rende favorevole l'utilizzo del convertitore a duty cycle costante, il pulse charger viene inibito ed entra in funzione il generatore di duty cycle. Come già ampiamente discusso, questo dispositivo non ha necessità di un qualche tipo di controllo dinamico o sensing delle condizioni esterne. Il suo unico compito è generare un segnale PWM del valore specificato e con questo pilotare lo switch del convertitore.

A discriminare tra una modalità di carica e l'altra vi è il terzo dispositivo, denominato Controllo di Soglia. Il suo compito è coadiuvato da una resistenza, R1, di shunt. Tramite gli ingressi IN1 e IN2, il controller ha in ogni momento a disposizione una misura della quantità di corrente diretta verso il carico e la tensione di quest'ultimo. A seconda della politica concordata si occupa di attivare uno e uno solo dei 2 metodi di carica sopra esposti (da notarsi come ciò sia sottolineato nel grafico dagli ingressi ENABLE, uno dei quali negato rispetto l'altro).

In base a quanto detto, viene applicata la seguente strategia: quando la batteria è scarica e la produzione è debole, lavora il *pulse charger*, effettuando quindi un lavoro di *avviamento*. Se l'energia in entrata aumenta, il controllo non viene passato ancora al Buck fino a quando la batteria non raggiunge una soglia minima tale da garantire il perfetto funzionamento dell'oscillatore a frequenza prefissata, dentro il blocco PWM. Raggiunte le condizioni ideali, il pulse charger si disattiva, isolando il suo ingresso, e lo Step Down entra in funzione, portando quindi a regime di massima efficienza il generatore piezoelettrico.

Le due soglie di lavoro vanno determinate in fase di progettazione. Formalmente:

$$PC_{EN} = \overline{G_{EN}} = \overline{(V_{batt} > V_{th}) \cdot (I_{batt} > I_{th})}$$

Questo tipo di topologia di convertitore è stata anche sperimentata praticamente, con risultati mostrati in Figura 31.

Come si evince dal grafico, quando il generatore raggiunge 25 Volt il controllo con Step Down adattato eguaglia e supera il metodo di carica più semplice. Con l'aumentare della potenza in gioco, il controllore continua a comportarsi in modo efficace, seguendo l'incremento, contrariamente al circuito passivo che risulta *sedersi* asintoticamente attorno ai 10 mW.

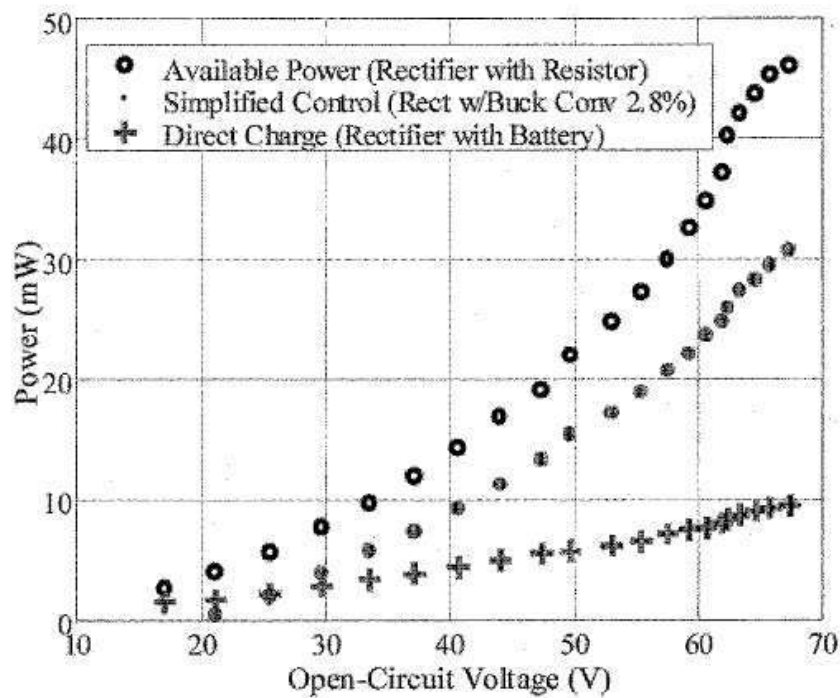


Figura 31 - Comparazioni di prestazione di diverse metodologie di energy harvesting piezoelettrico

Convertitore ad Estrazione di Carica

Come spiegato nel paragrafo precedente, le condizioni operative garantite da un convertitore ricoprono un ruolo fondamentale nel raggiungimento di una elevata efficienza. Un'azione di adattamento tra carico e generatore è pertanto richiesta. Oltre a quanto esposto precedentemente, una via ulteriore verso l'efficienza è il cambiamento di architettura del raddrizzatore con una topologia che permetta un proficuo utilizzo dell'esigua energia a disposizione, indipendentemente dall'impedenza di carico e che sappia sfruttare le caratteristiche proprie dei generatori piezoelettrici. Il raddrizzatore *ad estrazione di carica* (Synchronous Charge Extraction) risponde a questa esigenza (Figura 32).

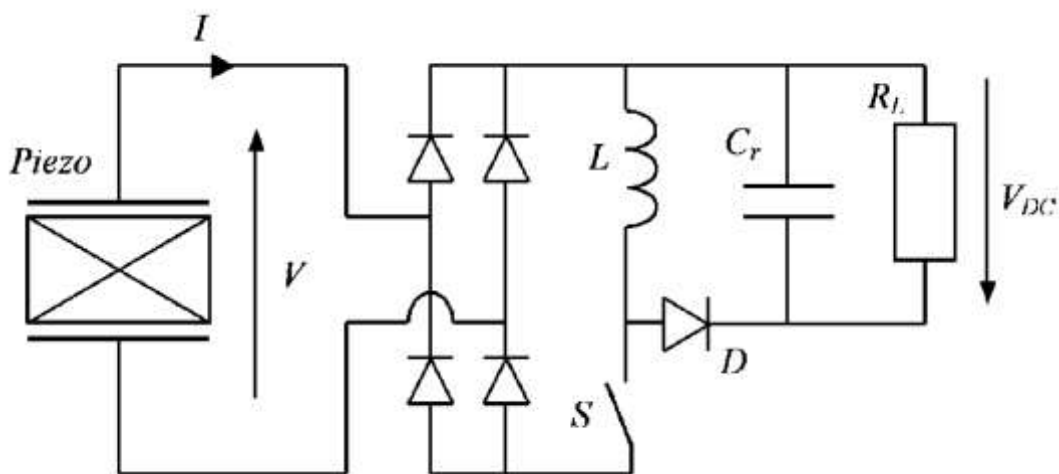


Figura 32 - Topologia di estrattore di carica sincrono

Questa tecnica si basa sulla rimozione periodica della carica generata dal dispositivo piezoelettrico, ed accumulata nella sua capacità parassita, con un suo trasferimento celere al carico.

L'operazione avviene in modo sincrono con le vibrazioni meccaniche, iniziando ad ogni picco d'ondulazione nel momento di massimo piegamento.

Quando l'interruttore S viene chiuso, la capacità parassita C_0 si scarica sull'induttore L. Quando il trasferimento di energia è completato, ossia la piastra è stata svuotata della sua carica, l'interruttore viene riaperto e la corrente che nel frattempo si è creata in L trova la sua unica via di richiusura attraverso il diodo, trasferendo a sua volta un quantitativo di energia verso la capacità di filtraggio C_r ed il carico.

L'induttore deve venir scelto di un valore tale da rendere il tempo di estrazione quasi istantaneo rispetto al periodo di oscillazione meccanica. Il grafico in Figura 33 mostra quanto descritto e racchiude le principali grandezze in gioco: lo spostamento meccanico $u(t)$, la tensione V e la corrente I ai capi del generatore piezoelettrico.

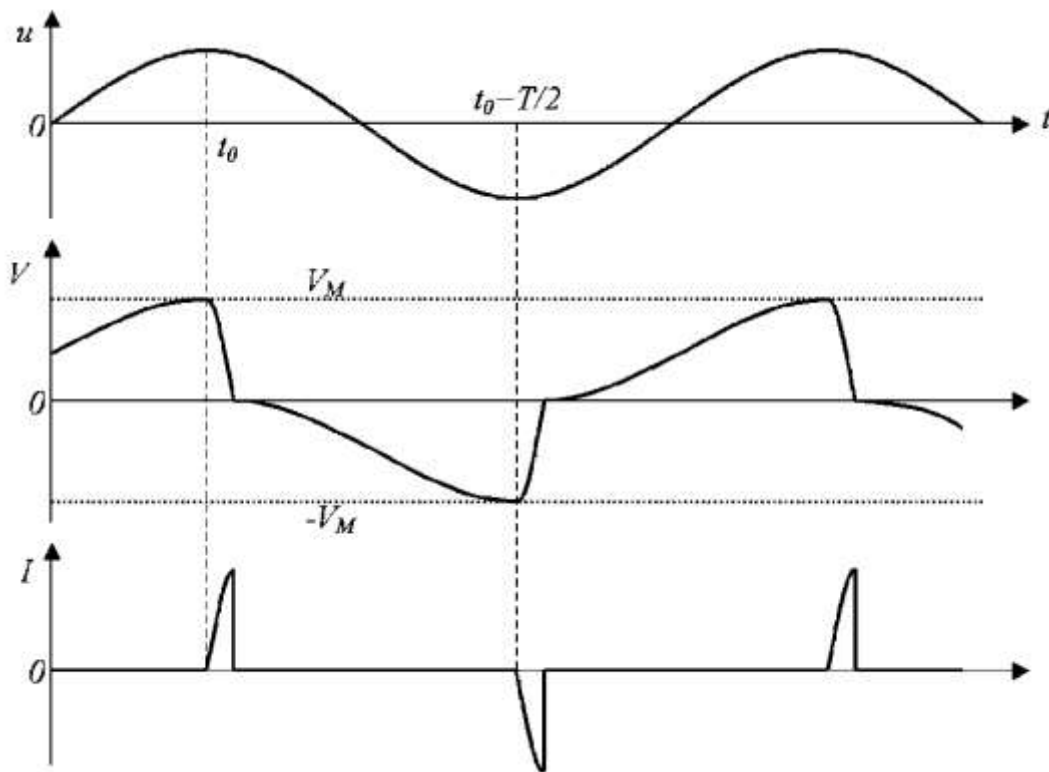


Figura 33 - Estrattore di carica: sollecitazione, tensione e corrente

In questa topologia il generatore si trova a funzionare a vuoto ($I = 0$), tranne che nei brevi momenti del trasferimento di carica. Le relazioni meccaniche dell'oscillatore non vengono così ad avere termini di smorzamento di natura elettrica (per buona parte del tempo) e la capacità parassita viene influenzata solo dai fenomeni piezoelettrici. In tal caso vi è una proporzionalità diretta tra V e U e si può applicare la relazione caratteristica dei piezomateriali per ricavare il valore di picco della tensione prodotta:

$$V_M = 2 \frac{wl}{hg_{33}C_0} U_M = \frac{2\alpha}{C_0} U_M$$

Dove per comodità, si è scelto di racchiudere nel parametro alfa le caratteristiche meccaniche quali la sezione ($w \cdot l$), l'altezza h ed il coefficiente piezoelettrico g_{33} . Per il calcolo della potenza si procede considerando che il condensatore C_0 viene caricato a V_M ogni semiperiodo dal generatore e questa energia è poi trasferita al carico dal raddrizzatore. Quindi:

$$P = \frac{E_C}{T/2} = \frac{1}{2} C_0 V_M^2 \cdot \frac{\omega}{\pi}$$

Sviluppando il termine V_M con quanto trovato si ha:

$$P = 2 \cdot \frac{\alpha^2 \omega}{\pi C_0} \cdot U_M^2$$

Nel risultato non è presente la componente R_L e ciò indica che in questa topologia l'adattamento del carico è una pratica non necessaria. Il confronto tra le prestazioni teoriche è mostrato in Figura 34 ed esse sono state anche confermate sperimentalmente.

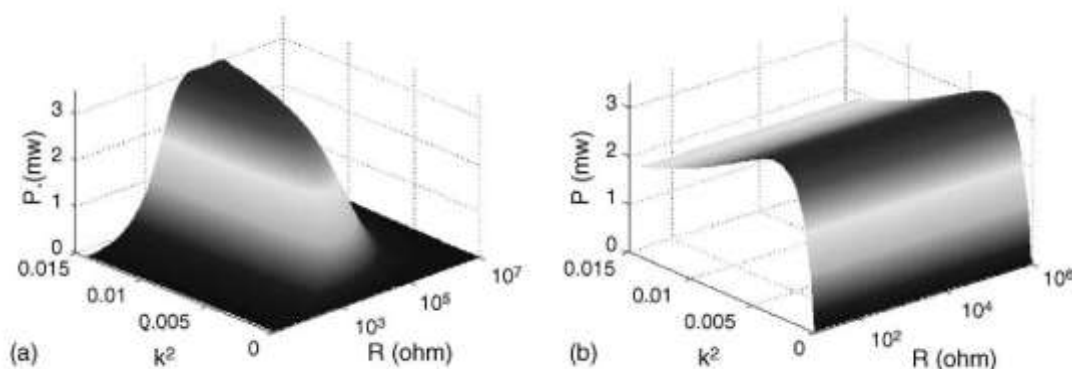


Figura 34 - Energia ricavata in regime di risonanza per: (a) rettificatore standard, (b) rettificatore ad estrazione di carica

Il convertitore ad estrazione di carica mostra un picco di potenza per un particolare valore di accoppiamento k , esso poi diminuisce per dispositivi piezoelettrici di qualità tecnologiche maggiori (k più grande). Questo comportamento ha origine dall'aumento dei fenomeni di smorzamento e porta con sé il vantaggio di avere un rettificatore che funziona estremamente bene con generatori di qualità non elevata e/o composti da poco materiale piezoelettrico (k piccoli) permettendo un risparmio ed al contempo un efficiente sfruttamento energetico.

Altre politiche di rettifica, per applicazioni non risonanti

Esistono altre topologie di rettificatori, funzionanti anch'essi in sincrono con le ondulazioni meccaniche; si basano sempre sull'utilizzo di un interruttore ed un induttore e vengono definiti dispositivi di *Synchronized Switching Harvesting with Inductor* (SSHI). Contrariamente a quanto esposto in precedenza, queste topologie risultano piuttosto vantaggiose nel funzionamento non risonante, come verrà spiegato dopo la loro presentazione.

SSHI-Parallelo

Il circuito è piuttosto semplice e l'unica differenza rispetto un rettificatore standard è la presenza di un induttore, che tramite uno switch può essere posto in parallelo al dispositivo piezoelettrico (Figura 35). Come descritto, anche in questo caso l'interruttore si attiva nei momenti di massima ondulazione.

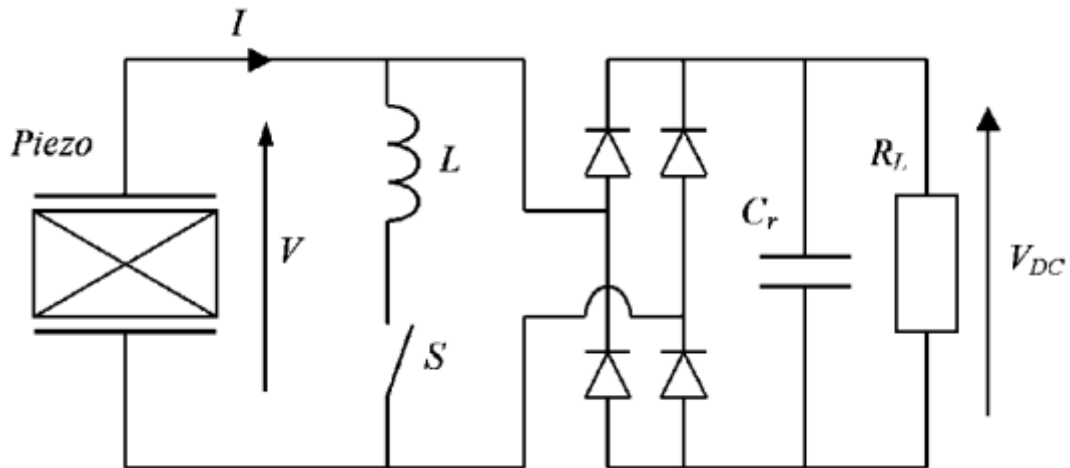


Figura 35 - Topologia di SSHI-Parallelo

Quando lo switch si chiude si ha la formazione di un oscillatore LC tra induttore e capacità parassita. In fase di progetto si dimensionano i componenti di modo che la frequenza elettrica di quest'ultimo sia decisamente superiore rispetto a quella dei componenti meccanici. Non appena è trascorso un semiperiodo, l'oscillatore elettrico viene soppresso tramite la riapertura dell'interruttore, ottenendo il risultato complessivo di aver invertito la tensione V in maniera quasi-istantanea. Le perdite di conduzione ovviamente impediscono l'idealità del processo, ottenendo così una V_m che è, in modulo, strettamente minore alla tensione di partenza. Nel valutare la bontà dell'inversione si introduce il parametro Q , desiderato più alto possibile.

$$V_m = V_{DC} \cdot e^{-\frac{\pi}{2Q}}$$

I tracciati di tensione e corrente possono essere visti nella Figura 36. In particolare è ombreggiato l'andamento della corrente nella fase di inversione.

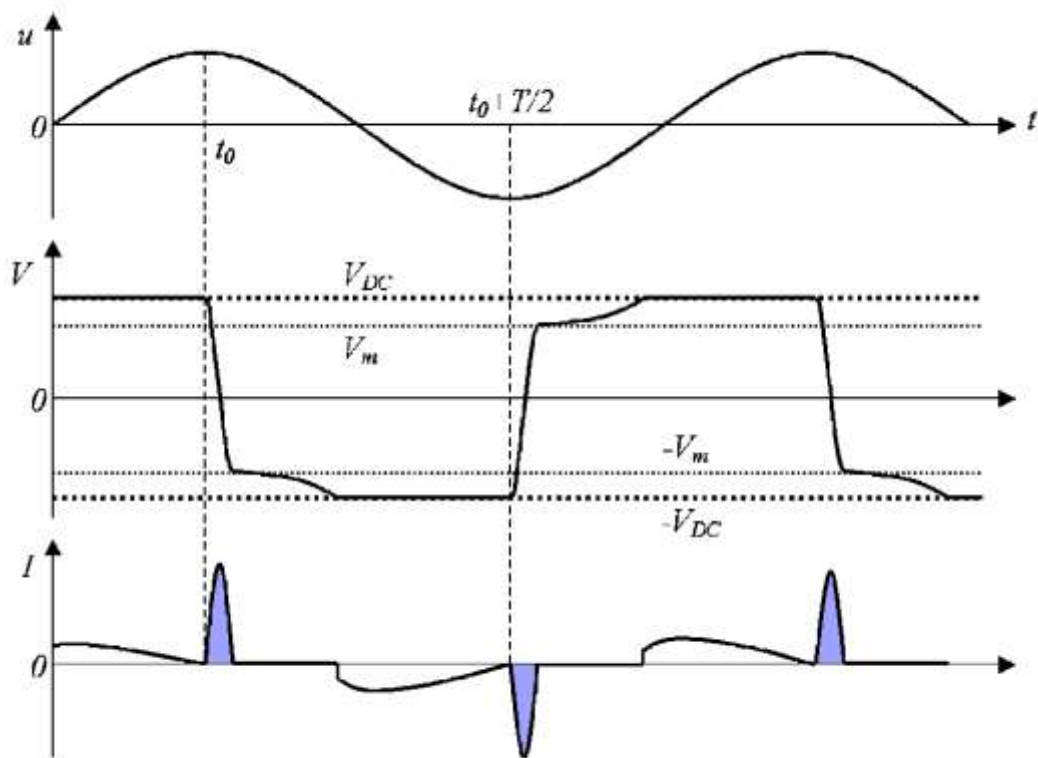


Figura 36 - SSHI-parallelo: sollecitazione, tensione e corrente

Il bilancio della corrente può essere ricavato studiando un semiperiodo dell'ondulazione meccanica. Si determina che deve sussistere la seguente uguaglianza di carica:

$$\int_{t_0}^{t_0+T/2} I dt + \int_{t_0}^{t_0+T/2} i_s dt = \frac{V_{DC} T}{R} \frac{T}{2}$$

Il secondo integrale, riguardante la corrente nell'interruttore, è nullo tranne che per il breve periodo dell'inversione, durante il quale la corrente varia con la derivata della tensione:

$$\int_{t_0}^{t_0+T/2} i_s dt = C_0 \int_{t_0}^{t_0+\epsilon} dv = C_0 \cdot V_{DC} (1 + e^{-\frac{\pi}{2Q}})$$

La tensione rettificata può essere espressa come:

$$V_{DC} = \frac{2R_L \alpha \omega}{R_L C_0 (1 - e^{-\pi/2Q}) \omega + \pi} U_M$$

Si giunge così agevolmente alla relazione della potenza:

$$P = \frac{V_{DC}^2}{R_L} = \frac{4R_L \alpha^2 \omega^2}{(R_L C_0 (1 - e^{-\pi/2Q}) \omega + \pi)^2} U_M^2$$

SSHI-Serie

Questa variante ha un pilotaggio esattamente uguale alla relativa controparte parallela, ciò che cambia è invece la disposizione dell'induttore e dell'interruttore che si trovano in serie tra modulo piezoelettrico e raddrizzatore (Figura 37).

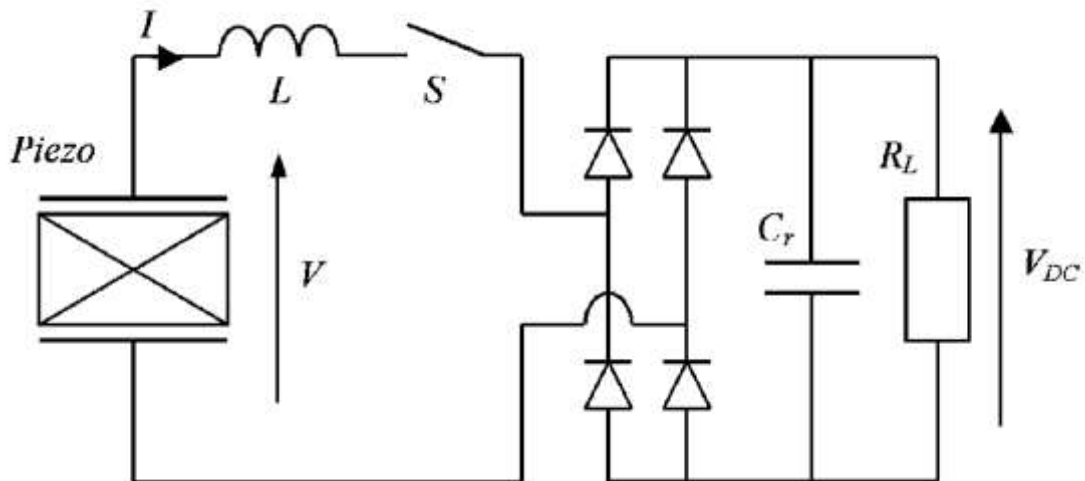


Figura 37 - Topologia di SSHI-Serie

Alla chiusura dell'interruttore una parte dell'energia immagazzinata nella capacità C_0 viene trasferita alla corrispondente capacità d'uscita C_r attraverso il ponte a diodi. Durante questa fase si ha la rapida inversione della tensione (Figura 38).

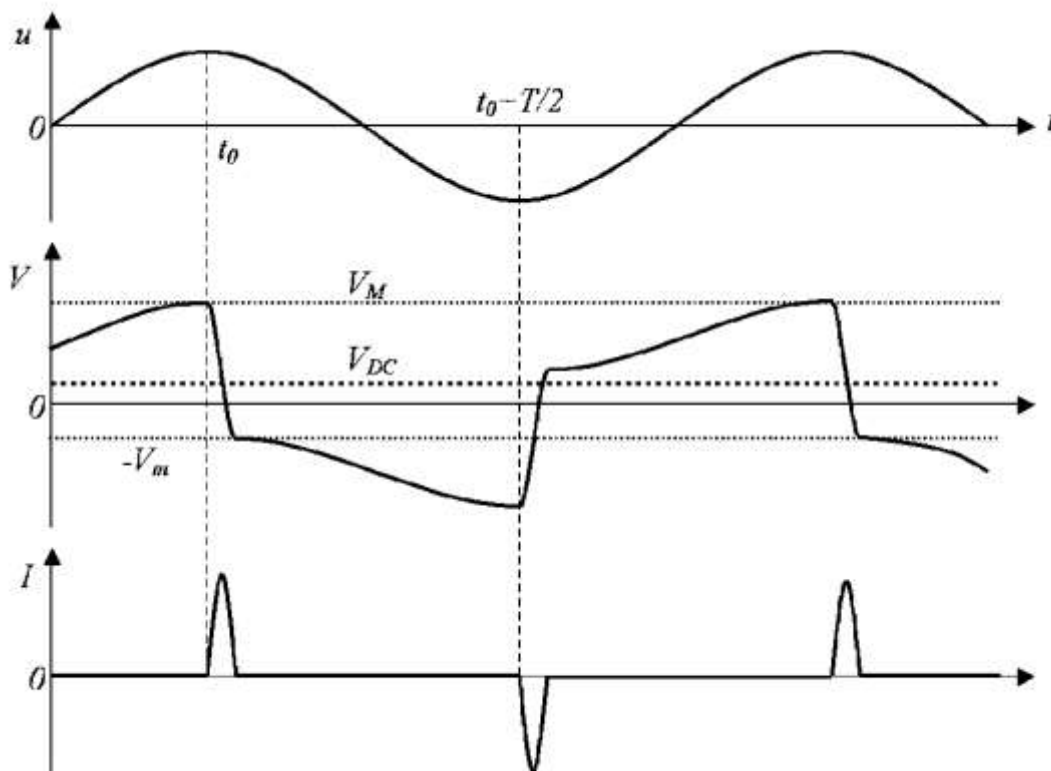


Figura 38 - SSHI-serie: sollecitazione, tensione e corrente

Da un'analisi della configurazione si nota come questa inversione non avvenga attorno allo zero, bensì abbia come baricentro V_{DC} ; infatti tra V_M e V_m sussiste la relazione:

$$V_m - V_{DC} = -(V_M - V_{DC})e^{-\pi/2Q}$$

nella quale appare anche in questo caso un'attenuazione data dalla non perfetta inversione, quantificata tramite il parametro Q . Per determinare le varie relazioni di tensione e potenza, si opera come nel caso precedente, impostando un bilancio energetico nel semiperiodo:

$$V_{DC} \int_{t_0}^{t_0+T/2} I dt = V_{DC} C_0 (V_M + V_m) = \frac{V_{DC}^2 \pi}{R_L \omega}$$

Riunendo quando detto si ottiene:

$$V_{DC} = \frac{2\alpha U_M R_L \omega (1 + e^{-\pi/2Q})}{\pi(1 - e^{-\pi/2Q}) + 2R_L C_0 \omega (1 + e^{-\pi/2Q})}$$

da cui è possibile ricavare la potenza P tramite la forma usata anche prima.

Prestazioni

I due convertitori SSHI non godono del vantaggio di produrre un quantitativo di potenza indipendente dal carico. Inoltre i dati sperimentali, che confermano le aspettative teoriche, mostrano (Figura 4.35 (3), (4)) che essi riescono a superare la prestazione del sistema ad estrazione di carica solo per coefficienti di accoppiamento grandi (tipici di materiali potenzialmente ideali). In tal caso però anche il rettificatore classico (Figura 4.35 (1)) rappresenta un'alternativa vantaggiosa data la sua semplicità e non rimangono motivi di utilizzare soluzione più complesse.

L'unica prospettiva di utilizzo quindi riguarda sistemi scarsamente accoppiati, nei quali non si voglia implementare un sistema a *charge extraction*. La Figura 39 confronta graficamente queste affermazioni, per un particolare apparato sperimentale, dove il miglior risultato è di 3,2 mW con un k^2 di 0.003, ottenuto tramite un convertitore ad estrazione.

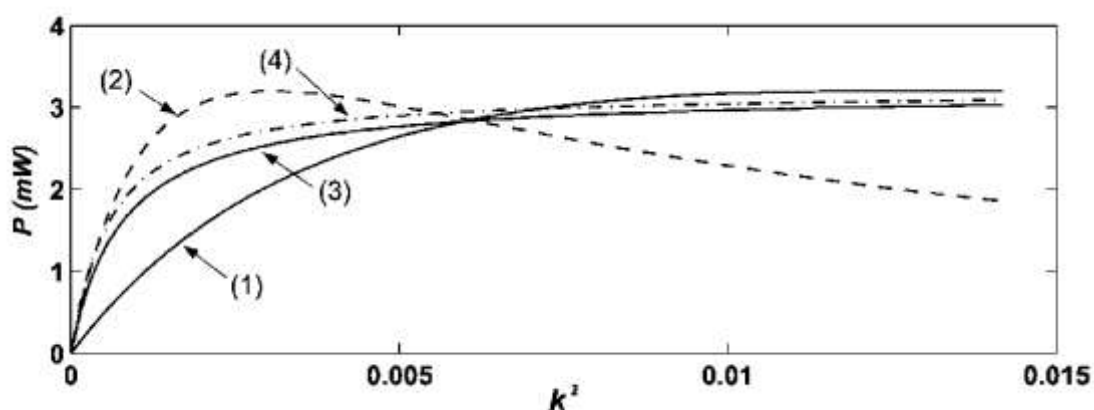


Figura 39 - Potenza ricavata in regime di risonanza in funzione di k per: (1) rettificatore classico, (2) ad estrazione, (3) SSHI-serie, (4) SSHI-parallelo

Bisogna passare ad un tipo di generatori completamente diversi per poter spiegare il motivo dell'esistenza delle topologie SSHI e poterne mettere in luce i vantaggi sostanziali:

si tratta dei dispositivi a spostamento costante.

Questo campo di applicazioni è rappresentato da quei generatori che sfruttano direttamente i movimenti della struttura su cui sono solidamente uniti (e non quello di una massa inerziale), situazione in cui generalmente l'energia raccolta rappresenta solo una piccola parte dell'energia meccanica che caratterizza il sistema. In tal caso l'influenza dello smorzamento indotto elettricamente non ha alcun effetto sul moto del sistema, poiché risulta di entità sensibilmente minore e trascurabile.

Un esempio potrebbe essere dato da una piastra piezoelettrica rigidamente fissata ad un pilone di un ponte od all'ala di un aeroplano. Proprio in questo contesto le due topologie discusse risultano dominare prestazionalmente, come confermano i risultati sperimentali che si possono vedere nella Figura 40.

L'imperativo è riuscire a produrre una inversione di tensione efficiente (Q grande), nel qual caso si riescono ad ottenere dei guadagni di potenza anche decine di volte superiori rispetto al raddrizzatore classico. Assicurato ciò, l'unico parametro di scelta rimanente è la resistenza ottimale di carico, più alta per la versione parallela.

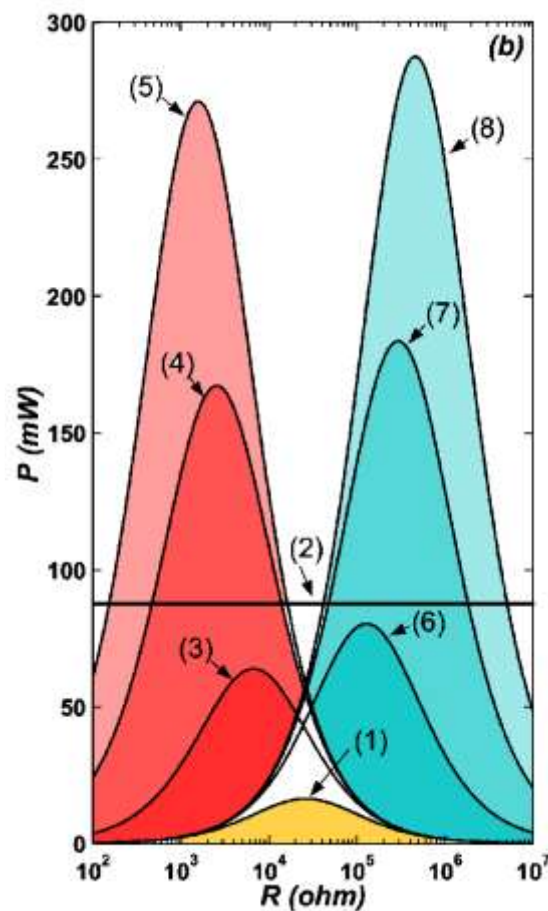


Figura 40 - Energia ricavata in regime di spostamento costante per: (1) rettificatore classico, (2) ad estrazione, (3-4-5) SSHI-serie con Q pari a 5, 8, 13, (6-7-8) SSHI-parallelo con Q pari a 5, 8, 13

ESEMPI DI APPLICAZIONE

PicoCube

Il PicoCube è un nodo wireless di misura che viene usato per monitorare la pressione dei pneumatici; utilizza energia ottenuta tramite lo sfruttamento delle vibrazioni presenti nella ruota. L'apparato elettronico misura 1 cm³ e contiene al suo interno un microcontrollore, un sensore di pressione, un accelerometro e dei convertitori switched capacitor. Come si vede in Figura 41, grazie all'alta integrabilità dei regolatori scelti è stato possibile utilizzare solo componenti miniaturizzati.

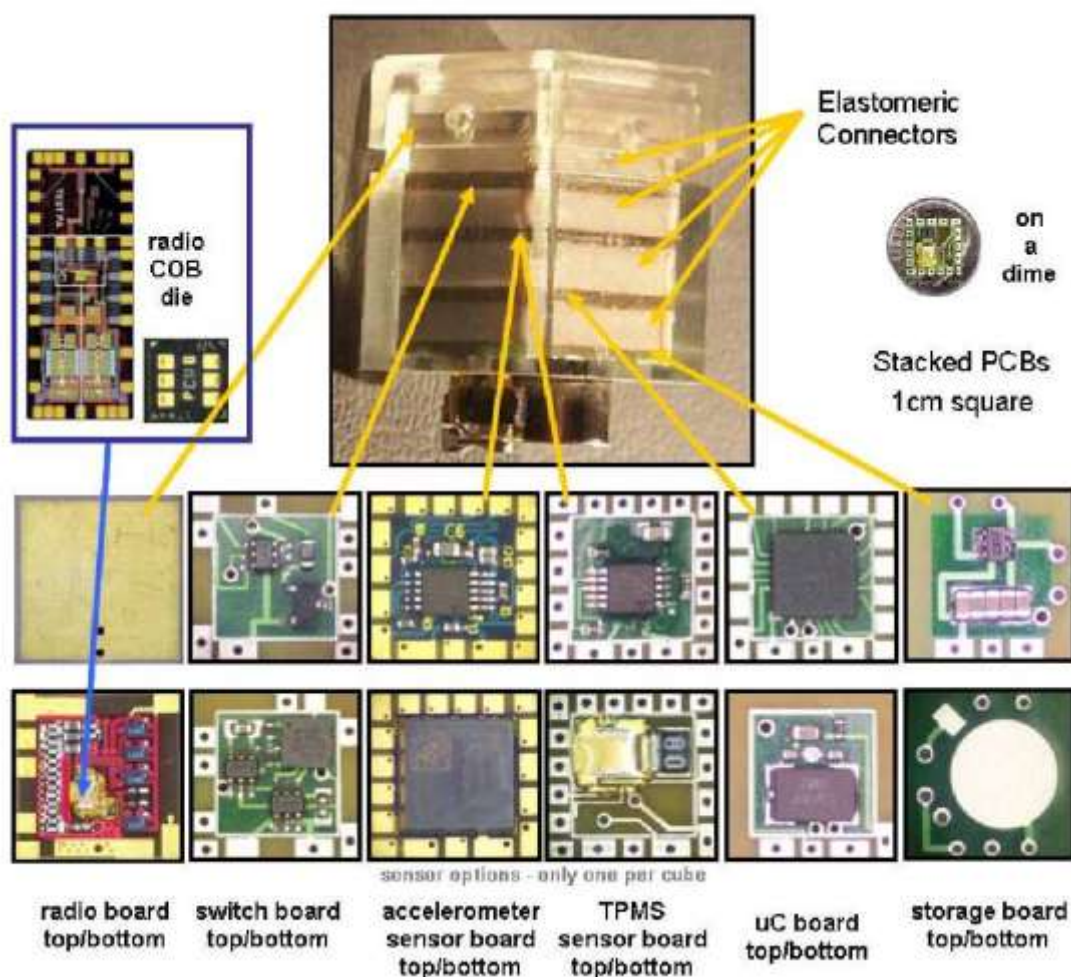


Figura 41 - Anatomia del sensore wireless PicoCube (generatore non incluso)

Nel modulo convivono componenti commerciali e componenti costruiti ad-hoc; per questo motivo il modulo radio ed i sensori lavorano a tensioni diverse, richiedendo la presenza di più convertitori di tensione.

Telecomando Wireless

Sono sempre più diffusi i telecomandi radio ad esempio nelle aperture centralizzate delle auto. Sebbene il loro consumo sia modesto la loro batteria richiede sostituzioni regolari. I ricercatori si sono quindi mossi verso lo sviluppo di bottoni che sappiano sfruttare l'energia dovuta alla loro pressione per alimentare la trasmissione in radiofrequenza dell'informazione. Una delle soluzioni proposte è composta da un unico pulsante che

riesce a produrre una trasmissione di 20 ms ad ogni pressione ed usa come fonte energetica un piccolo dispositivo piezoelettrico. Quando viene esercitata forza sul bottone un martelletto eccita il materiale piezosensibile. La tensione prodotta viene abbassata tramite un trasformatore e, a valle di quest'ultimo, è presente un condensatore per immagazzinare l'energia prodotta ed alimentare il regolatore di tensione della circuiteria. Il trasmettitore RF si attiva qualche millisecondo dopo la pressione, non appena viene raggiunta la tensione adeguata all'operazione, e invia in *broadcast* una parola di 12 bit tramite un trasmettitore a 418 MHz, per un raggio di una quindicina di metri.



Figura 42 - Telecomando wireless autoalimentato dalla pressione del pulsante

Il prototipo discusso è mostrato in Figura 42. Oltre ad essere compatto, risulta anche essere economico, visto che se ne stima un costo di 5 dollari.

Gli sviluppi futuri riguardo a questo dispositivo puntano ad una più efficiente gestione dell'energia prodotta in modo da poter trasmettere dati più complessi ed implementare un ricevitore che possa verificare la corretta ricezione della trasmissione da parte del destinatario.

Precision Agriculture

Nel campo delle reti di sensori, l'energy harvesting è massicciamente utilizzato soprattutto nelle applicazioni in agricoltura dove è desiderabile monitorare le condizioni meteorologiche e climatiche per seguire costantemente la crescita delle colture, poter agire tempestivamente in caso di siccità e pianificare interventi fitosanitari.

Un esempio è fornito dalla piattaforma di acquisizione dati. Per garantire un'autonomia maggiore ogni nodo dispone di ben 3 fonti energetiche: un pannello solare, un generatore eolico (Figura 43) ed un generatore mosso dal fluire dell'acqua nelle tubazioni d'irrigazione. In questa applicazione le fonti energetiche vengono utilizzate anche come strumenti di misura: tramite l'analisi del quantitativo di energia prodotta vengono determinati l'irraggiamento solare e la ventilazione evitando così di dover aggiungere altri sensori.



Figura 43 - Nodo di misura in una rete wireless di monitoraggio delle colture. Si notano generatore eolico e pannello solare.

Circuiti Integrati Commerciali di Harvesting

Da qualche tempo stanno cominciando a comparire sul mercato circuiti integrati specificatamente progettati per essere utilizzati con generatori ad harvesting. Hanno la caratteristica di operare anche con bassissime tensioni, avere una corrente di quiescenza estremamente contenuta e di avere un *package* molto compatto. Questi IC hanno al loro interno un convertitore elettronico ad alta efficienza (uno stepup o uno step-down a seconda della tipologia di alimentazione) e possiedono inoltre delle funzioni appositamente studiate per le applicazioni di energy harvesting. La prima è la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso in unità esterne, aventi la funzione di riserva tampone, utilizzate in caso di consumi di picco elevati oppure nel caso il generatore smetta di funzionare, permettendo così di mantenere alimentato il carico per un certo tempo. La seconda è quella di avere un'uscita digitale, definita *power good*, che viene asserita non appena il convertitore riesce a garantire in uscita la tensione richiesta. Questo segnale può venire utilizzato dall'elettronica digitale a monte come input di Enable.