

La produzione energetica mondiale

Il dilemma ed i ripensamenti

Nota della Redazione

Il presente documento, pur essendo originale nel suo impianto, nella scelta degli argomenti e nell'ordine di trattazione, consta di numerose trasposizioni da fonti ritenute attendibili, pubblicate su Wikipedia, IlSole24Ore, Le Scienze, Report(Rai3), Rai News, ed altri siti internet dedicati alle energie alternative (fotovoltaico, eolico, geotermico, energia marina) e di due interessanti articoli sulle fonti energetiche e sull'energia idroelettrica interamente trascritti dal giornale "Lotta Comunista".

INDICE

La battaglia mondiale dell'energia	
Un nuovo secolo del carbone oscura i miti ecologisti	1
L'economia delle centrali	2
I limiti oggettivi delle rinnovabili	2
Carbone e competitività	3
Le nuove centrali a carbone	4
Le centrali a fissione nucleare	5
Note storiche	5
Generalità sul funzionamento	6
Classificazione dei reattori nucleari	7
Reattore BWR (centrale di Fukushima-Daiichi)	8
Reattore PWR (centrale di Three Mile Island)	9
Reattori di generazione III+ (tipo AP1000 Westinghouse)	10
Reattori di generazione III+ (tipo EPR di Areva)	12
Centrali elettriche con tecnologia mista fusione fissione	14
Il costo economico ed ambientale delle centrali a fissione nucleare	15
Conclusioni	16
Il giallo del Plutonio	17
La speranza di un futuro migliore	
Le energie da fonti rinnovabili	20
premessa	20
Rubbia ed il solare termodinamico	21
La frontiera dell'energia fotovoltaica	22
Il primato australiano	22
Il fotovoltaico quantistico	22
L'energia più antica: il vento	23
Generatore eolico	24
Costi	25
La diffusione dell'eolico nel mondo	26
Impatto ambientale dell'energia eolica	27
Eolico off-shore	27
Le innovazioni	28
L'Energia Geotermica	29
Storia	29
Geotermia industriale	29
La geotermia a bassa entalpia	30
Conclusioni	31
Energia dall'acqua	31
Premessa	31
I giganti dell'idroelettrico	32
L'energia idrica	32
L'energia idroelettrica	32
Distribuzione mondiale ineguale	33
La concentrazione elettrica mondiale	33
Energia dal mare	35
Energia del moto ondoso	36
L'energia delle maree	37
L'energia delle correnti marine	38
Energia talassotermica	39
Energia da osmosi	39
L'handicap dell'energia marina	40
Un falso d'autore: energia e biogas dalle biomasse	40
Premessa	40
Funzionamento	41
Centrali termiche	41
Centrali a biogas	42

La realizzazione del business.....	44
Carburanti dal sole.....	45
Una produzione alternativa di energia: il risparmio.....	46
Premessa	46
Nuovi motori per autotrazione	47
Veicoli con impianto di cogenerazione	48
I sistemi di raffreddamento magnetici	48

La produzione energetica mondiale Il dilemma ed i ripensamenti

La tragedia di Fukushima ha contribuito a ravvivare un dibattito mondiale sul futuro energetico planetario già presente negli ambienti scientifici e politici da oltre trent'anni, ossia da quando si sono manifestati in tutta la loro drammaticità, e non più come un mero esercizio intellettuale sul futuro dell'umanità, il pesante problema dell'impatto ambientale e le previsioni sull'esaurimento delle scorte di energie fossili.

Fra un quarto di secolo la domanda globale di energia aumenterà del 36% (*World energy outlook* dell'International Energy Agency) e la sfida delle rinnovabili è estremamente ardua se non accompagnata dai sistemi di efficienza energetica, che comprendono, oltre alle modifiche dello stile e dell'ambiente di vita, il riammodernamento della rete di fornitura elettrica.

Tutto questo richiede molta ricerca scientifica e tecnologica, altrimenti i combustibili fossili faranno la parte del leone con le inevitabili implicazioni sulla concentrazione di gas serra e quindi sul cambiamento climatico.

Sono già allo studio i sistemi di abbattimento delle emissioni di gas serra, miglioramenti tecnologici sul solare termodinamico, studi avanzati sulla fotosintesi artificiale e sulle altre ricerche di base in campo energetico.

Speriamo che l'Italia, tutta protesa ai tagli di spesa, non perda l'ennesima occasione di rimanere fra i paesi avanzati: la storia di Marconi e del telegrafo senza fili, considerato dai nostri vertici del Ministero delle Poste e Telecomunicazioni poco più che un giocattolo, docet!

Sull'attuale stato delle riserve energetiche, è stato pubblicato un interessante articolo su "Lotta Comunista", organo della Sinistra Comunista, che per gentile concessione di questo partito possiamo pubblicare integralmente.

La battaglia mondiale dell'energia

Un nuovo secolo del carbone oscura i miti ecologisti

Il fattore di capacità

Il fattore di capacità è il tasso di utilizzo delle centrali elettriche in un determinato periodo di tempo: se nelle 24 ore di una giornata i generatori di elettricità funzionano per 12 ore, il fattore di capacità è il 50%, se funzionano per 6 ore è il 25%, se funzionano per 18 ore è il 75%.

Dato un investimento nel capitale fisso di una centrale elettrica, i costi dell'elettricità sono funzione del fattore di capacità: più è alto, più bassi sono i costi dell'energia elettrica.

Sul finire del XIX secolo alcune grandi invenzioni - la lampada a incandescenza, la dinamo, il motore elettrico - diedero inizio al lungo ciclo elettrico nel quale stiamo ancora vivendo. Nel periodo 1890-1900, le compagnie dei tram elettrici, le prime fabbriche che usavano motori elettrici, i grandi edifici commerciali, gli edifici pubblici, le prime abitazioni con illuminazione elettrica, le compagnie municipali per l'illuminazione stradale avevano propri generatori: l'energia elettrica era prodotta da piccoli generatori gestiti dai consumatori di elettricità. Ne veniva un sottoutilizzo degli impianti: i grandi edifici commerciali o per uffici tenevano i generatori in funzione durante il giorno, le compagnie per l'illuminazione stradale durante la notte, l'elettricità necessaria ai tram era concentrata in alcune ore della giornata, quella delle fabbriche in altre. Nel complesso il fattore di capacità era basso e il costo dell'energia elettrica alto.

Fu Samuel Insull (1859-1938), capo della Chicago Commonwealth Edison, a capire che la concentrazione della produzione in grandi centrali avrebbe ridotto i costi perché avrebbe aumentato il fattore di capacità: poche grandi centrali potevano fornire nelle differenti ore del giorno l'illuminazione delle abitazioni, degli uffici, delle strade e la forza motrice per i tram e le fabbriche. Acquistando altre compagnie elettriche e costruendo grandi centrali, la Chicago Commonwealth Edison aumentò il fattore di capacità e ridusse le tariffe elettriche da 20

centesimi di dollaro per kilowattora a 10 centesimi nel 1897, e a 2,5 centesimi nel 1909. Per gli impianti industriali che utilizzavano l'elettricità al di fuori delle ore di punta la tariffa scese a 0,5 centesimi nel 1912 (Richard Munson, "From Edison to Enron", 2005).

L'intuizione di Insull sull'aumento del fattore di capacità trasformò l'elettricità da prodotto di lusso in prodotto di massa.

L'economia delle centrali

Il consumo di energia elettrica ha una componente costante (carico di base) e una che varia nelle ore del giorno o nei giorni della settimana (carico variabile). Il periodo del giorno in cui si ha il consumo massimo sono le ore serali, dalle 16 alle 20 nei giorni infrasettimanali, mentre il consumo minimo è dalle 4 alle 8 di mattina nel week-end. Il carico di base settimanale è circa il 65 % del consumo massimo nelle ore serali.

Per ridurre i costi le compagnie elettriche usano le grandi centrali a carbone e nucleari per il carico di base, perché hanno un basso costo del combustibile e la loro messa in rete richiede un lungo periodo di tempo. Le centrali a gas naturale e idroelettriche sono utilizzate per il carico variabile, perché sono flessibili e possono essere rapidamente allacciate alla rete. Nell'OCDE gli impianti nucleari e a carbone per il carico di base forniscono il 32,5% della capacità totale e il 58% dell'energia elettrica (tabella).

Negli ultimi vent'anni le resistenze alla costruzione di nuove centrali a carbone e nucleari hanno favorito le centrali a gas, estendendo il loro ruolo dalla copertura del carico variabile a quello di base, contribuendo all'aumento delle tariffe elettriche per il più alto costo del gas naturale. Nei paesi dell'OCDE il costo è in media di 4,5 centesimi di euro per kWh per le centrali a carbone, di 5,5 per le centrali nucleari, di 7,5 per le centrali a gas naturale (AIE, "Projected costs of generating electricity").

Il fattore di capacità è il momento intermedio tra la potenza installata e l'energia prodotta, e ciò da l'illusione statistica di un declino del peso del carbone: più alto è il fattore di capacità delle centrali a carbone, maggiore è l'elettricità prodotta a parità di potenza installata, minore risulta quindi la percentuale della potenza installata delle centrali a carbone. Sembra un paradosso: la maggiore efficienza delle centrali a carbone ne riduce il peso statistico, calcolato sulla potenza installata.

Dal 1974 al 2007, nei paesi OCDE, la potenza installata delle centrali a carbone è salita da 316 a 500 Gigawatt, con una riduzione del peso sul totale della potenza elettrica installata dal 31,8 al 19,8% (tabella). Ma l'aumento del loro fattore di capacità dal 61 al 90% ha mantenuto costante sul 37-38% l'energia elettrica generata dal carbone. Il carbone è ancora il primo generatore di elettricità dei paesi dell'area OCDE.

I limiti oggettivi delle rinnovabili

«Non piace ammetterlo ma il bianco e brillante iPod è alimentato dal nero carbone», deve ammettere il giornalista americano Jeff Goodell, forte critico del carbone: «L'eolico e il sole non sono in grado di sostenere l'economia ad alta tecnologia» (J. Goodell, "Big coal", 2006). Il perché è sempre il fattore di capacità a dirlo: è il 22% per le centrali eoliche e solo il 6% per le centrali solari. Queste fonti d'energia invertono il trend storico dell'aumento del fattore di capacità, e fanno alzare le tariffe elettriche. A parità di potenza installata, una centrale a carbone genera 4 volte l'energia di una centrale eolica e 15 volte quella di una centrale solare. Nessun paese può affidarsi all'instabilità del vento o all'intermittenza del sole: per la loro natura variabile, queste fonti energetiche non possono essere usate per il carico di base e in termini pratici il loro limite può raggiungere al massimo il 10% della capacità di una rete elettrica, che può salire al 20% se consideriamo anche l'energia idroelettrica (Ian Hore-Lacy, "Nuclear energy in the 21st century", 2006). Una percentuale superiore creerebbe una forte instabilità nel sistema, con rischi di black-out e improvvisa paralisi dell'economia e della vita sociale di interi Stati.

Per il loro basso fattore di capacità, l'energia eolica e quella solare non potrebbero vivere senza gli incentivi dei governi. Secondo una tabella pubblicata da "Il Sole24Ore" del 17 aprile 2010, l'eolico ha costi che variano da 7,6 a 12,1 centesimi di euro per kWh, ma riceve incentivi superiori allo stesso costo, 18 centesimi di euro per kWh. I costi del solare variano da 21,2 a 52 cent di euro, con incentivi variabili secondo i paesi da 25,3 a ben 48 cent. Gli incentivi sono eguali o superiori ai costi e ciò, oltre a far aumentare le tariffe elettriche, apre una finestra legale per la speculazione.

In Danimarca, il paese preso come modello da seguire per l'eolico, le tariffe elettriche per le famiglie sono di 32,2 centesimi di dollaro per kWh. La Germania con 22,2 centesimi ha quasi raggiunto i 22,6 dell'Italia: è l'effetto del trasferimento nelle bollette delle famiglie tedesche degli incentivi all'eolico e al solare. In Francia, dove la quasi totalità di elettricità è di origine nucleare, le tariffe alle famiglie sono di 14,4 cent di dollaro per kWh. Nei paesi dove ha una forte incidenza il carbone, le tariffe sono di 10,4 centesimi in USA, di 7,9 a Taiwan, di 6,5 in Sud Corea (Energy Information Administration, dipartimento dell'Energia USA).

Sánchez Galàn, il chairman della spagnola Iberdola, la più grande compagnia di energie rinnovabili al mondo, afferma: «L'energia solare è un prodotto finanziario, non una soluzione energetica» ("Wall Street Journal", 8 settembre 2009). Il "Financial Times" del 30 aprile 2010 parla dell'esplosione della bolla speculativa sull'energia solare in Spagna perché il governo, per ridurre il debito ed evitare di far la fine della Grecia, intenderebbe tagliare i sussidi al settore, pari a 6,3 miliardi di euro per il 2010 e a 126 miliardi per i prossimi 25 anni.

Carbone e competitività

Gli incentivi all'eolico e al solare potrebbero continuare come una spesa di lusso dei paesi industriali se non ci fosse la concorrenza mondiale: la Cina e l'India pagano l'elettricità sui 5 centesimi di dollaro per kWh, perché il carbone fornisce dal 70 all'80% della loro elettricità. È una scomoda verità con la quale i paesi industriali dovranno fare i conti, e qualcuno li sta già facendo.

Per i prossimi vent'anni, e probabilmente oltre, il carbone continuerà ad essere un pilastro portante dello sviluppo elettrico mondiale.

Secondo una previsione del Dipartimento dell'Energia americano, nel mondo l'energia elettrica generata dal carbone passerà dal 41 % dell'elettricità totale del 2006 al 43% del 2030 (Energy Information Administration).

In un'intervista al "Financial Times" del 17 febbraio 2010 Steven Chu, premio Nobel per la fisica e ministro dell'Energia di Obama, sostiene: «Siamo in una situazione nella quale è in gioco la nostra competitività [...] noi dobbiamo avere il carbone pulito perché nel mondo c'è troppo carbone, e India e Cina hanno troppo carbone, così essenzialmente non c'è scelta».

Gigawatt	1974		2007		Terawattora		peso percentuale		Fattore di capacità (%)	
	1974	2007	1974	2007	1974	2007	1974	2007	1974	2007
carbone	316,0	499,9	31,81	19,82	1.694	3.957,3	37,92	36,92	61	90
gas naturale	74,6	615,4	7,51	24,41	520,2	2.306,9	11,64	21,52	80	43
nucleare	52,9	318,6	5,33	12,64	188,5	2.272,6	4,22	21,20	41	81
idroelettrica	178,8	441,2	18,00	17,50	925,6	1.332,0	20,72	12,43	59	34*
altro	371,0	646,4	37,35	25,63	1.139	849,7	25,50	7,93	35	15
di cui: eolica		78,3		3,11		149,7		1,40		22
solare		8,3		0,33		4,6		0,04		6

La voce "altro" include il petrolio, gli scarti, le biomasse, l'eolica e il solare. La forte riduzione del peso della voce "altro" dipende dalla riduzione dell'uso del petrolio nella produzione di energia elettrica.

Fonte: nostra elaborazione su dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia.

Questo articolo è abbastanza realistico ed aggiornato, ma non tiene affatto conto dell'impatto ambientale, un argomento sempre più discusso e di peso nelle scelte economico-politiche planetarie.

Le nuove centrali a carbone

Le nuove centrali a carbone, dotate di sistemi di abbattimento dei fumi, sono costose e questa maggior spesa andrebbe spalmata sull'intero periodo di funzionamento della centrale aumentando il costo del KWh (il medesimo calcolo andrebbe fatto per le centrali nucleari).

La moderna tecnologia per l'utilizzo efficiente e pulito del carbone previsto dai protocolli CCT (clean coal technologies) prevede 4 fasi:

1. pre-combustione, per pulire il carbone e ridurre i promotori di elementi inquinanti e di sottoprodotti (soprattutto zolfo e ceneri)
2. combustione in letto fluidizzato (o tecnologie consimili) per limitare gli inquinanti (soprattutto ossidi di azoto e di zolfo)
3. post-combustione per rimuovere gli inquinanti formati durante la combustione, particolati, ossido di zolfo e di azoto etc.
4. conversione, ossia tecnologie in grado di trasformare il carbone in prodotti energetici liquidi o gassosi cosiddetti "puliti" e di più facile utilizzo.

A questo si deve aggiungere la tecnologia del sequestro di CO₂ al camino di emissione dei gas di scarico, applicabile a molte fonti fossili.

I diversi metodi progettati per eliminare l'anidride carbonica dagli scarichi degli impianti a carbone, prima che siano immessi in atmosfera, assorbono fino al 30 per cento dell'energia ottenuta dalla stessa combustione. Questo inconveniente può raddoppiare il costo dell'elettricità generata e rendere il carbone da bruciare in modo pulito difficilmente vendibile.

L'Advanced Research Projects Agency-Energy del Department of Energy, insieme con altre agenzie governative statunitensi, sta finanziando la ricerca su tecnologie che possano abbassare questa percentuale inaccettabile. Un progetto particolarmente interessante dell'Energy Center della Notre Dame University usa un nuovo materiale chiamato liquido ionico, in sostanza un particolare tipo di sale. Il primo vantaggio di questo materiale consiste nel fatto che può estrarre circa il doppio dell'anidride carbonica rispetto ad altre sostanze simili, che adsorbono il carbonio. Un altro vantaggio è che in questo processo il sale cambia fase e passa dallo stato solido a quello liquido. Questo cambiamento rilascia calore, che è riciclato per estrarre il carbonio dal liquido in modo che possa essere eliminato.



Il sistema dovrebbe essere in grado di ridurre l'energia parassitaria al 22-23 per cento ma l'obiettivo necessario per far rimanere attraente il carbone è una riduzione della parassitaria almeno al 15%.

Resta ancora irrisolto il problema dello smaltimento della CO₂, estratta dai fumi.

Il carbone è una fonte fossile abbondante sul pianeta e a buon mercato, ma le previsioni di costo innescate dall'applicazione dei protocolli CCT, ci spiegano perché nonostante l'attuale vantaggio economico, le rinnovabili continuano a crescere a livello mondiale (attualmente il 32% nel mondo, senza tenere

conto dell'idroelettrico) e questa azione di pari passo aiuta l'evoluzione scientifica e tecnologica di fotovoltaico, eolico, geotermico, idroelettrico, biomasse e quant'altro, con crollo dei costi di produzione e gestione.

La stessa Cina, un gigante nella produzione di elettricità con centrali a carbone punta su rinnovabili e sulla costruzione di megacentrali idroelettriche (4 per il costo complessivo di 44 miliardi di euro).

Le centrali a fissione nucleare

Fino alla tragedia giapponese, tutti i governi occidentali consideravano una opzione seria ed improcrastinabile l'allestimento di centrali elettronucleari di generazione III+ per ovvii motivi.

In primis la costruzione di una centrale a fissione crea un enorme impulso al volano dell'economia, sia per la grande industria che per le imprese attive in molti settori, dall'edilizia all'elettronica, con un aumento del PIL benefico per l'economia dei paesi sviluppati, condannata ancor oggi e non sappiamo per quanto tempo, ad una crescita continua per mantenere l'attuale livello di benessere.

L'aumento dell'offerta di lavoro avrebbe contribuito ad abbassare gli attuali livelli di disoccupazione ed in ultima analisi la messa in funzione delle centrali avrebbe sicuramente abbassato il costo del Kilowattora.

Tutto questo si sarebbe trasformato in grande consenso popolare, obiettivo finale della politica.

Infine si sarebbe ottenuto un abbattimento delle emissioni di CO₂, anche se tutti i governi mondiali, escluso nessuno, hanno dimostrato, nei confronti di questo obiettivo, scarsa o nessuna sensibilità.

Note storiche

L'elettricità venne prodotta per la prima volta da un reattore nucleare il 20 dicembre 1951, alla stazione sperimentale EBR-I (Experimental Breeder Reactor I) vicino ad Arco, che inizialmente produceva circa 100 kW (fu anche il primo reattore a subire un incidente di parziale fusione del nocciolo nel 1955). Nel 1953 un discorso del presidente Dwight Eisenhower, «Atomi per la pace», enfatizzò l'utilizzo dell'atomo per scopi civili e sostenne un piano politico per porre in primo piano gli Stati Uniti in un'ottica di sviluppo internazionale del nucleare. Nel 1954 Lewis Strauss, presidente della Atomic Energy Commission statunitense, in un convegno di scrittori scientifici sostenne: "Non è troppo aspettarsi che i nostri figli usufruiranno nelle loro case di energia elettrica troppo economica per poter essere misurata".

La potenza complessiva delle centrali nucleari aumentò velocemente, passando da meno di 1 GigaWatt (GW) nel 1960 a 100 GW negli anni settanta e 300 GW negli anni ottanta. Dal tardo 1980 la potenza è andata crescendo molto più lentamente, raggiungendo i 366 GW nel 2005, con la maggiore espansione avutasi in Cina. Tra il 1970 e il 1990 furono avviate in costruzione centrali per più di 50 GW di potenza, con un picco a oltre 150 GW tra il 1970 ed i primi anni ottanta; nel 2005 sono stati pianificati circa 25 GW di nuova potenza. Più dei 2/3 di tutti gli impianti nucleari programmati dopo il gennaio 1970 furono alla fine cancellati.

La successiva diminuzione dei prezzi dei combustibili fossili ha segnato un breve declino dei programmi di installazione di nuove centrali elettronucleari, fino alla crisi del petrolio del 1973 che ebbe un forte effetto sulle politiche energetiche: la Francia e il Giappone che usavano soprattutto petrolio per produrre energia elettrica (rispettivamente, in tal modo producevano il 39% e il 73% dell'energia elettrica totale) investirono sul nucleare.

Oggi le centrali nucleari forniscono rispettivamente circa l'80% e il 30% di elettricità in queste nazioni. Tuttavia, ciò non le rende indipendenti dall'estero sia per il reperimento dell'uranio, sia per la stessa produzione elettrica: è tipico di ogni inverno che la Francia si veda costretta ad importare grandi quantità di energia elettrica dai paesi confinanti per sopperire alle proprie esigenze di picco, come avvenuto ad esempio nel dicembre 2009 quando è stato necessario importare una potenza pari a quella di 5-7 reattori a seconda delle giornate, anche a causa del contestuale fuori servizio di 11 reattori su 59 operanti.

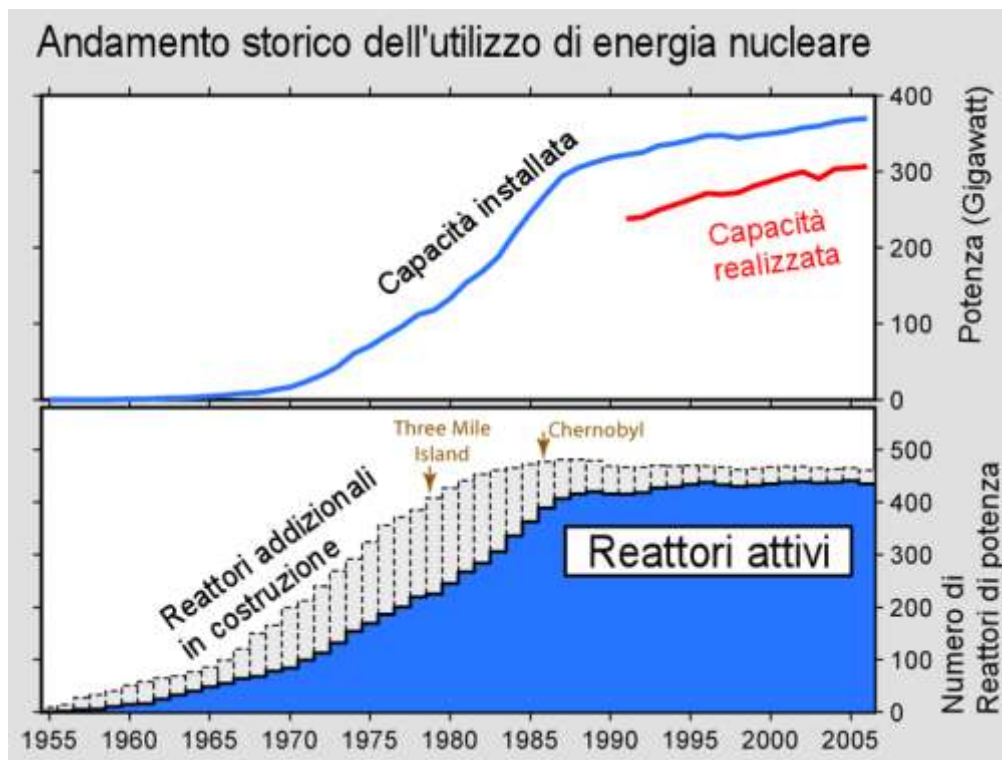
Molti sono gli incidenti di scarsa entità che coinvolgono annualmente le centrali nucleari, piccole fuoriuscite di radioattività soprattutto attraverso i sistemi di raffreddamento, aumento, oltre la soglia, della radioattività nell'aria nell'area circostante le centrali, tutti più o meno legati a problemi di manutenzione o di vetustà delle centrali, ma i più gravi incidenti, che hanno inciso sull'opinione pubblica mondiale sono due.

Quello di Three Mile Island (USA) nel 1979 e il disastro di Chernobyl del 1986.

Diversamente dall'incidente di Three Mile Island, il ben più grave incidente di Chernobyl non influì sulla regolamentazione della costruzione dei nuovi reattori occidentali, dato che la tecnologia di Chernobyl che utilizzava i problematici reattori RBMK era sfruttata solamente in Unione Sovietica ed era carente di strutture di contenimento.

L'Associazione mondiale degli Operatori del Nucleare (WANO) venne creata nel 1989 allo scopo di promuovere la cultura della sicurezza e lo sviluppo professionale degli operatori impiegati nel campo dell'energia nucleare.

In Irlanda, Nuova Zelanda e Polonia l'opposizione ha impedito lo sviluppo di programmi nucleari, mentre in Austria (1978) ed Italia un referendum ha bloccato l'utilizzo del nucleare. In Svezia (1980) un referendum ha interrotto un ulteriore sviluppo di questa fonte energetica.



Generalità sul funzionamento

In una centrale nucleare a fissione refrigerata ad acqua leggera, come ogni centrale elettrica basata su un ciclo al vapore, avviene una reazione che libera calore utilizzato per la vaporizzazione dell'acqua e quindi la generazione di lavoro meccanico. Il principio fisico alla base della generazione del calore in una centrale nucleare a fissione è dunque la *fissione nucleare*, ovvero la scissione del nucleo di atomi pesanti quali uranio e plutonio.

La potenza degli impianti varia da un minimo di 40 MW fino ad oltre un GW (1000 MW). Le centrali più moderne hanno tipicamente potenza compresa tra i 600 MW e i 1600 MW. Solo le centrali termoelettriche a combustibili fossili e le centrali nucleari raggiungono questa potenza con un singolo impianto, attualmente.

La vita operativa di una centrale nucleare attuale è in genere intorno ai 25-30 anni, anche se oggi si progettano centrali che, mediante la sostituzione periodica di importanti componenti, si ritiene che possano arrivare a 60 anni.

Al termine di questo periodo l'impianto va smantellato, il terreno bonificato e le scorie stoccate adeguatamente. Questi aspetti, in parte comuni, ad esempio, alle miniere ed agli impianti chimici, assumono particolare rilevanza tecnica ed economica per le centrali nucleari, riducendo il vantaggio dovuto al basso costo specifico del combustibile. Il costo di smantellamento viene oggi ridotto prevedendo un lungo periodo di chiusura della centrale, che permette di lasciar decadere

naturalmente le scorie radioattive poco durevoli, costituite dalle parti di edificio sottoposte a bombardamento neutronico.

Per quanto riguarda i consumi, in base ai dati a disposizione, una centrale nucleare "media" da 1000 MW_e (megawatt elettrici) necessita all'incirca di 30 tonnellate di uranio arricchito all'anno o 150/200 tonnellate di uranio naturale (arricchimento al 2.5-3.3%); a titolo di confronto, una centrale elettrica a carbone da 1000 MW_e richiede 2.600.000 t di combustibile fossile (che devono essere trasportati fino all'impianto). La produzione di questi quantitativi di uranio presuppone l'estrazione grandi quantitativi di roccia (che rimangono vicini al luogo di estrazione) e l'uso di ingenti quantitativi di acidi ed acqua per la concentrazione del minerale: ad esempio la miniera di Rossing in Namibia (concentrazione di uranio al 0.033%) per ottenere il quantitativo di uranio necessario per l'arricchimento considerato richiede l'estrazione di 1.9-2.5 milioni di tonnellate di minerale e l'uso 115-150 mila tonnellate di acqua fresca, altri calcoli (concentrazione di uranio al 0.15%) invece individuano, per un arricchimento al 3.5%, un fabbisogno di 6 milioni di tonnellate di minerale, l'uso di 16.500 tonnellate di acido solforico e 1.050.000 tonnellate di acqua.

Infine, per quanto riguarda il rendimento termodinamico, va evidenziato che le centrali nucleari hanno una efficienza di conversione del calore in energia elettrica piuttosto bassa, per le relativamente basse temperature del vapore che producono.

Infatti solo una parte variabile dal 30% al 35% della potenza termica sviluppata dai reattori è convertita in elettricità, per cui una centrale da 1000 MW elettrici (MW_e) ha in genere una produzione di calore di 3000-3500 MW termici (MW_t); a titolo di confronto una centrale a ciclo combinato a metano ha rendimenti che raggiungono il 57%. La conseguenza di ciò è la necessità di dissipare enormi quantità di calore poco pregiato in atmosfera, in fiumi o in mare, con un fabbisogno di acqua di raffreddamento veramente molto cospicuo; se la portata al condensatore fosse insufficiente per un raffreddamento adeguato, questo comporta la riduzione della produzione di energia elettrica, alla stregua di un qualunque impianto termico, sia nucleare, a biomasse o a solare termodinamico.

Ad esempio in Francia il raffreddamento delle centrali elettriche nel 2006 ha assorbito 19,1 miliardi di m³ d'acqua dolce, cioè il 57% dei prelievi totali d'acqua del paese; una parte di quest'acqua, il 93%, viene restituita ai fiumi, mentre la quota consumata (cioè utilizzata in torri evaporative) ed emessa in atmosfera rappresenta il 22% (1,3 miliardi di m³) di tutta l'acqua consumata in Francia.

Classificazione dei reattori nucleari

- **Reattori nucleari di I generazione:** si tratta di piccoli reattori sperimentali o proto-commerciali degli anni quaranta-cinquanta, evoluti poi nella II generazione.
- **Reattori nucleari di II generazione:** versioni commerciali derivate di quelli di prima generazione. Sono gran parte dei reattori attualmente in funzione.
 - Reattori moderati a grafite:
 - Magnox - reattori di origine britannica raffreddati a gas oggi obsoleti;
 - AGR (Advanced gas-cooled reactor) - evoluzione dei Magnox;
 - RBMK, classe sovietica raffreddata ad acqua bollente ormai obsoleta cui appartiene la centrale di Chernobyl.
 - Reattori raffreddati e moderati ad acqua:
 - BWR (Boiling Water Reactor) in cui il fluido che muove la turbina è in contatto diretto con gli elementi di combustibile; di origine americana.
 - VVER (Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reactor), in cui vi sono due circuiti d'acqua in serie, di origine russa.
 - PWR (Pressurized Water Reactor), in cui vi sono due circuiti d'acqua in serie (categoria a cui appartiene la centrale di Three Mile Island); di origine americana.

- CANDU Reattore ad acqua pesante pressurizzata di origine canadese.
- **Reattori nucleari di III generazione e di III+ generazione**, introducono migliorie delle tipologie precedenti, ad esempio:
 - EPR, basato sul PWR europeo, è un reattore nel quale il raffreddamento e la moderazione vengono ottenuti grazie all'acqua pressurizzata; di origine franco-tedesca.
 - ABWR o Reattore nucleare avanzato ad acqua bollente, basato sul BWR.
 - ESBWR, Reattore Economico Semplificato ad Acqua Bollente, basato sul BWR.
 - AP1000, Reattore Pressurizzato Avanzato, basato sul PWR americano.
 - ACR, Evoluzioni della filiera CANDU di origine canadese.
 - VVER1000 e VVER1200 (Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reactor), in cui vi sono due circuiti d'acqua in serie, di origine russa.
- **Reattori nucleari di IV generazione:** attualmente la dicitura si riferisce ufficialmente ad alcune proposte di un consorzio internazionale; introducono cambiamenti sostanziali nel processo tecnologico (in fase di studio).

Si fa presente che queste distinzioni sono state definite sostanzialmente a posteriori e che il confine fra una e l'altra generazione non è sempre netto ed individuabile. Ad esempio alcune caratteristiche tipiche dei cosiddetti 4^a generazione sono già state sperimentate fin dagli anni quaranta con una accelerazione negli anni settanta, senza tuttavia far decollare la filiera a causa dei problemi riscontrati.

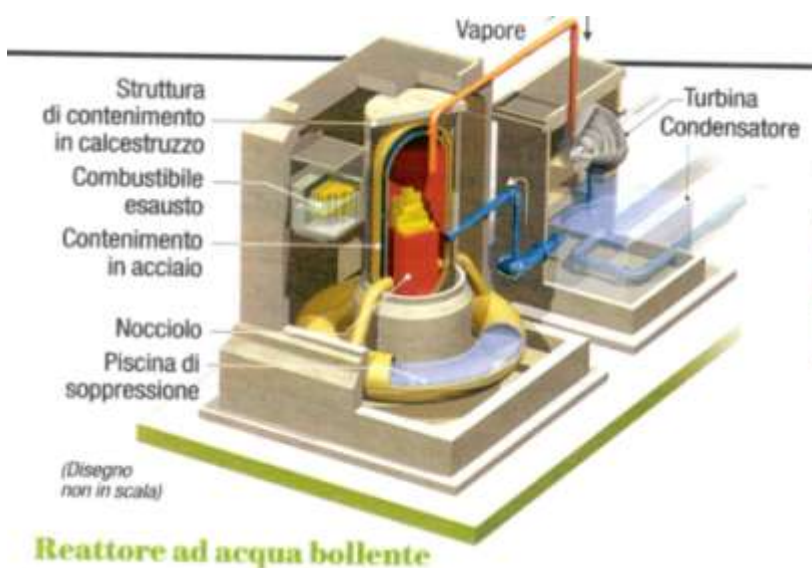
Reattore BWR (centrale di Fukushima-Daiichi)

Sviluppato a partire dagli anni cinquanta negli Stati Uniti dalla General Electric con l'apporto dei centri di ricerca statunitensi, appartiene alla categoria dei reattori nucleari a neutroni lenti o termici, moderati e raffreddati ad acqua leggera ed è ancora molto diffuso.

Il combustibile è ossido di uranio debolmente arricchito in uranio-235 sotto forma di pastiglie ceramiche contenute in fasci di barre di una lega di zirconio.

La pressione di esercizio del circuito del reattore è di 75-80 atmosfere, e il vapore esce dal nocciolo a circa 285-290 gradi Celsius.

Caratteristica principale di questo tipo di impianto, ovvero la generazione del vapore direttamente nel reattore.



Il vapore è separato dalle gocce d'acqua in componenti collocati sopra il reattore stesso e inviato direttamente alla turbina senza bisogno di generatori di vapore e quindi di un circuito secondario come avviene invece nei PWR. Dopo l'espansione in turbina, il vapore ritorna allo stato liquido in un condensatore grazie allo scambio termico con l'acqua di una sorgente fredda, che può essere quella del mare o di un fiume. L'acqua condensata viene preriscaldata e pompata di nuovo nel recipiente del reattore per

ripetere il ciclo.

Il recipiente del reattore è collocato all'interno di un contenitore primario di sicurezza, destinato al contenimento di vapori e polveri radioattivi che potrebbero essere liberati in caso di incidente. Al contenitore primario è collegata una piscina d'acqua per la soppressione degli scarichi di vapore. Intorno al contenitore primario è costruito l'edificio con funzione di contenitore secondario, al cui interno si trovano i sistemi ausiliari.

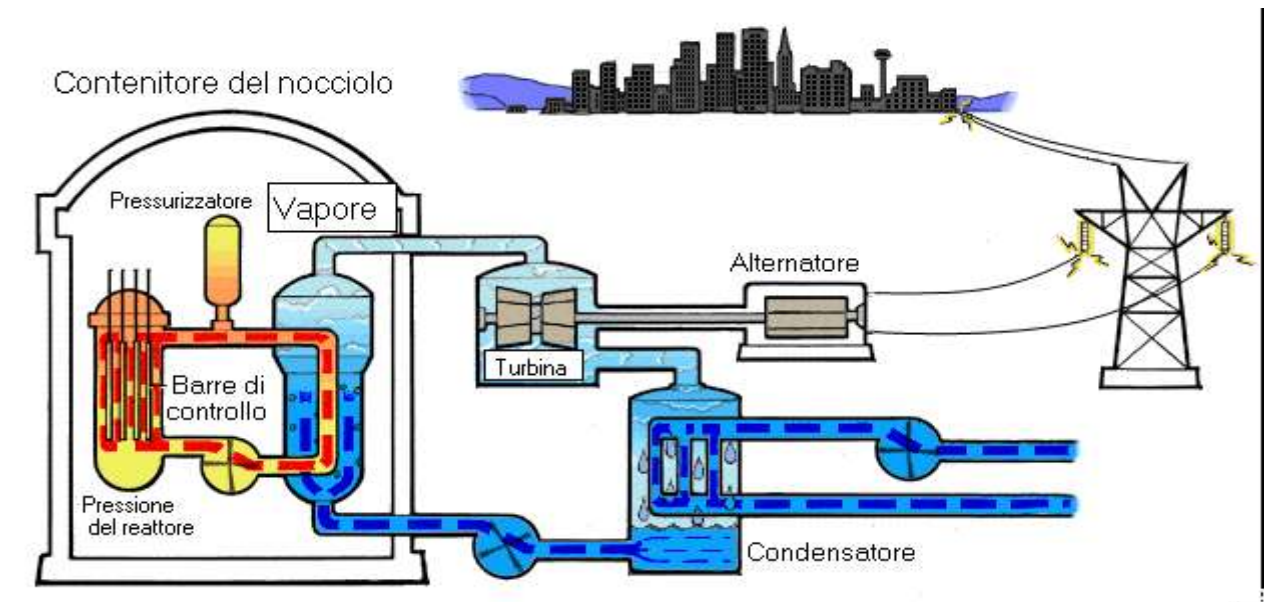
Reattore PWR (centrale di Three Mile Island)

Il reattore PWR funziona con acqua in pressione.

Il nocciolo riscalda l'acqua pressurizzata che non arriva mai ad ebollizione (circuitto rosso) e converte in vapore acqua in un altro circuito (circuitto blu).

La radioattività è limitata al circuito in pressione, ma se si interrompe la corrente elettrica le pompe non possono far circolare l'acqua per raffreddare il nocciolo esattamente come nel reattore BWR aumentando il rischio di fusione delle barre.

Il combustibile esaurito è stoccato separatamente, riducendo l'esposizione durante gli incidenti al nocciolo.



In questo reattore l'acqua leggera di raffreddamento del nocciolo (circuitto primario), usata anche come moderatore, viene tenuta a pressioni elevate intorno ai 150 bar, in modo da poter raggiungere temperature elevate senza cambiamento di stato.

Il circuito primario funziona a temperature massime dell'ordine dei 320 °C; ciò limita nella pratica la produzione di vapore nel circuito secondario a pressioni dell'ordine dei 70-80 bar, riducendo quindi il rendimento termico dell'impianto. D'altra parte, l'acqua a contatto del nocciolo è a pressione più alta di quella di un reattore BWR, e quindi più incline a decomporsi in H^+ e OH^- , con conseguenti problemi di corrosione.

Ulteriori problemi sono dovuti all'utilizzo di acido borico per il controllo nel lungo periodo della reattività del reattore. A tal scopo, l'interno del reattore è placcato con 5 mm di acciaio inossidabile. Le barre di combustibile, anche qui contenenti pastiglie di ossido di uranio parzialmente arricchito, sono immerse nel moderatore, acqua, che funge anche da fluido refrigerante. Nella stessa acqua sono alloggiare le barre di controllo usate per modulare l'emissione di neutroni.

L'acqua è contenuta in un recipiente in pressione, è fatta circolare da una pompa, e sottrae calore per convezione al nocciolo caldo. Il circuito, detto circuito primario, è mantenuto ad una pressione abbastanza elevata da poter raggiungere, senza vaporizzazione, temperature atte a consentire lo scambio termico nel generatore di vapore con il circuito secondario.

Il circuito secondario, non radioattivo, è costituito da un generatore di vapore in cui viene fatta circolare acqua. Lo scambio senza contatto tra l'acqua del primario e quella del secondario genera vapore che, a pressione relativamente bassa, passa nella turbina la quale è accoppiata ad un generatore, che produce elettricità da immettere in rete. Dalla turbina il vapore passa al condensatore dove viene raffreddato e condensato, fornendo così l'acqua da reimmettere in ciclo mediante la pompa.

La soluzione PWR offre maggior sicurezza rispetto a BWR solo per incidenti legati a danni di vario genere (vetustà/usura) dell'impianto idraulico e nessun vantaggio nelle catastrofi o atti terroristici.

Nella maggior parte di queste centrali la struttura di contenimento è la medesima di quella danneggiata nei reattori di Fukushima (tipo General Electric Mark I).

Ciononostante alcuni ingegneri progettisti sostengono che una manutenzione efficace ed il miglioramento/aggiornamento delle strutture di contenimento e di intervento immediato in caso di danneggiamento dei PWR possono raggiungere, con minor costo, lo stesso stadio di sicurezza dei reattori di generazione III o III+.

Fra di essi, Hussein S. Khalil, direttore della divisione energia nucleare dell'Argonne National Laboratory si è limitato a dire: «Si può ragionevolmente sostenere che gli impianti Gen III+ garantiscano mediante espedienti naturali un grado di sicurezza paragonabile a quello raggiunto dagli impianti esistenti grazie agli aggiornamenti effettuati».

Negli Stati Uniti, il problema fondamentale alla base delle critiche sollevate sui reattori gen. III+ non sta nella progettazione (teoricamente, fino a 10 volte più sicuri della II generazione) ma nelle scelte tecniche delle ditte costruttrici, volte al contenimento delle spese, e nella pressione che queste esercitano sulle lobbies politiche di riferimento per ottenere l'approvazione del governo.

Reattori di generazione III+ (tipo AP1000 Westinghouse)

In Georgia, si stanno ponendo le fondamenta per una rinascita del nucleare statunitense con la costruzione di 2 nuovi reattori AP1000 Westinghouse.

Lo spettro del cambiamento climatico ha trasformato il nucleare da minaccia ambientale a potenziale fonte energetica priva di emissioni di carbonio. Sia il presidente George W. Bush sia il presidente Barack Obama hanno sostenuto questa tecnologia nella speranza di poter dare il via a nuovi impianti. La Nuclear Regulatory Commission (NRC) degli Stati Uniti sta ora analizzando le proposte per costruire 20 nuovi reattori, oltre ai due della Georgia.

Gli AP1000 e gli altri reattori di Gen III+, in fase di valutazione alla NRC, sono stati progettati pensando a una catastrofe diversa da quella giapponese. Nel marzo 1979 una parziale fusione del nocciolo nell'impianto di Three Mile Island, vicino a Harrisburg, in Pennsylvania, non fu causata da un disastro naturale, ma da un errore umano. Nel giro di alcuni mesi gli ingegneri pensarono come migliorare il reattore, semplificando le misure di sicurezza e aggiungendo un impianto di raffreddamento in grado di entrare in funzione senza intervento umano. Il risultato sono i reattori Gen III+, come AP 1000.

Il funzionamento di base è simile a quello dei reattori PWR basato sullo scambio di calore fra due circuiti idraulici (primario e secondario) ed inoltre, nel progetto dell'AP1000 Westinghouse, gli ingegneri hanno provato a scegliere la migliore soluzione tra una miriade di vincoli di fisica, di costi e di pianificazioni di incidenti. Il punto di arrivo è necessariamente frutto di compromessi, ma dopo Fukushima, la Nuclear Regulatory Commission (NRC) sta rivedendo i parametri considerati, con notevole timore da parte delle aziende costruttrici per un insostenibile aumento dei costi.

All'interno di questo reattore l'acqua di raffreddamento circola in un circuito chiuso, e quando passa sopra il nocciolo assorbe il calore prodotto ma non vaporizza, perché è mantenuta ad alta pressione. Le tubazioni, a loro volta, sono raffreddate dall'acqua di un circuito secondario. Se l'alimentazione elettrica della pompa è interrotta, si attiva una batteria di emergenza. Se anche questo sistema fallisce entra in azione la gravità: l'acqua fluisce da tre serbatoi di emergenza collocati dentro il contenitore in acciaio a cupola che custodisce il nocciolo.

In caso di blackout, la pressione dell'acqua nel nocciolo si riduce gradualmente fino a diventare più piccola della pressione nei serbatoi.



Westinghouse AP1000

Il vantaggio di questi sistemi di emergenza è che non richiedono energia elettrica ed intervento umano e questo rende l'AP1000 migliore rispetto ai reattori più vecchi.

Secondo i sostenitori di questa tecnologia, lo station blackout che ha colpito Fukushima - perdita di elettricità sia dalla rete sia dai generatori di emergenza, che ha bloccato tutte le pompe di raffreddamento - non sarebbe stato un problema con questi sistemi, grazie al cui funzionamento gli operatori avrebbero potuto ripristinare l'energia elettrica in pochi giorni.

È ancora da stabilire però se questi sistemi prevengano la fusione del nocciolo e il rilascio di materiale radioattivo.

Edwin Lyman, membro della Union of Concerned Scientists, mette in discussione le scelte progettuali dell'AP1000 di Westinghouse e del TEBWR di General Electric fatte per contenere i costi. In cima alle preoccupazioni di Lyman c'è la robustezza del contenitore in acciaio del recipiente e quella dell'edificio di contenimento secondario dell'AP1000.

Il contenitore dell'AP1000, spiega Lyman, non garantisce sufficienti margini di sicurezza. Il parametro usato da Lyman per la capacità di contenimento di un reattore, e quindi per la sua capacità di reggere a un aumento di pressione, è il rapporto tra volume del contenimento e potenza termica.

Per AP600, il predecessore di AP1000, mandato in pensione perché generava una potenza troppo limitata, questo rapporto era di circa 25 metri cubi per megawatt, quasi lo stesso della maggior parte dei reattori ad acqua in pressione già operativi. Ma con il passaggio ad AP1000, reattore da 1100 megawatt, Westinghouse non ha ampliato in modo proporzionale la capacità del contenimento, e il rapporto è sceso a 17 metri cubi per megawatt, sottolinea Lyman. Le strutture di contenimento e gli edifici, nota, «costano parecchio».

Bruschi, della Westinghouse, ribatte che AP1000 è ampiamente negli attuali margini fissati dalle norme della NRC, sostenendo che molto probabilmente il raffreddamento extra garantito dai sistemi passivi ridurrebbe la pressione generata nel contenimento da un incidente grave.

A uno a uno, i serbatoi rilasciano acqua all'interno del recipiente del reattore per raffreddare le barre di combustibile. Se necessario, un enorme quarto serbatoio nella parte alta dell'edificio di contenimento in calcestruzzo versa altra acqua sulla parete esterna della cupola, in modo da assorbire calore, sempre mediante vaporizzazione. All'interno della cupola, il vapore che sale dal nocciolo del reattore entra in contatto con il soffitto raffreddato, condensa e ricade sul reattore. Questo quarto serbatoio contiene circa tre milioni di litri d'acqua, quanto basta per tre giorni, e può essere riempito con un idrante, spiega Howard Bruschi, ex responsabile della divisione tecnologica di Westinghouse, l'azienda che produce l'AP 1000. Inoltre nell'edificio c'è un sistema di ventilazione che raffredda ulteriormente il contenitore in acciaio.

Lyman si preoccupa però di eventuali valori di pressione molto più alti rispetto a quelli preventivati dagli ingegneri.

La critica più dura agli AP1000 viene da John Ma, ingegnere della NRC. Nel 2009 la commissione ha introdotto una nuova norma, ispirata dagli eventi dell'11 settembre 2001, secondo cui i nuovi impianti devono resistere all'impatto con un aereo.

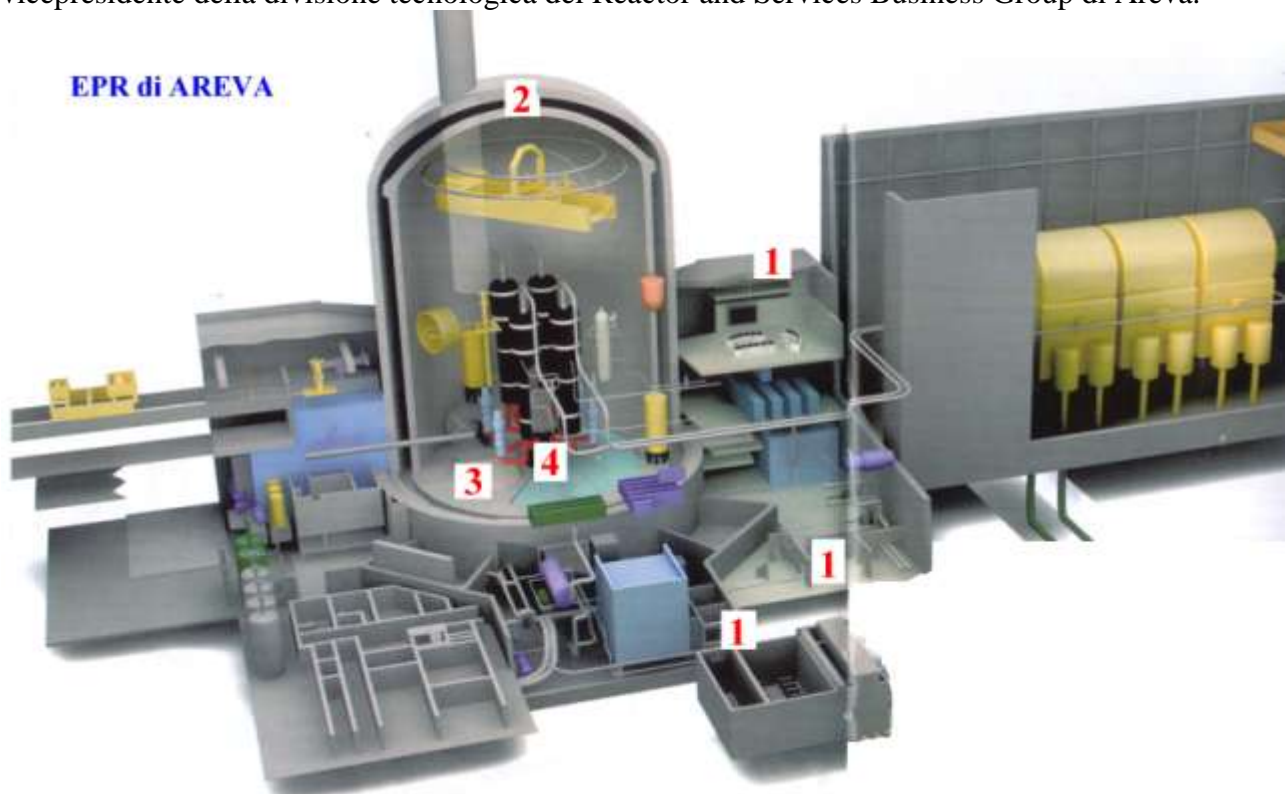
Per soddisfare questa nuova richiesta, Westinghouse ha rivestito le pareti in calcestruzzo con lastre di acciaio. L'anno scorso Ma, membro dell'NRC da molti anni, ha espresso il primo dissenso della sua carriera, sostenendo che alcune parti del rivestimento in acciaio sono così fragili che l'impatto di un aereo o di un oggetto di grandi dimensioni scagliato da un temporale potrebbe frantumare la parete.

Questa conclusione è stata criticata da un gruppo di ingegneri esperti di Westinghouse e da diversi consulenti dell'Advisory Committee on Reactor Safeguards della NRC, che hanno raccomandato l'approvazione del progetto.

Reattori di generazione III+ (tipo EPR di Areva)

Lyman preferisce il progetto dell'EPR di Areva, sviluppato grazie al confronto di aziende tedesche e francesi con gli enti regolatori europei, e in revisione alla NRC.

Invece dei sistemi di sicurezza passiva, EPR ha quattro generatori diesel e due generatori secondari, tutti in edifici separati, a tenuta d'aria e impermeabili all'acqua, su lati opposti dell'impianto. Ciò rende estremamente improbabile che si guastino tutti contemporaneamente, spiega Marty Parece, vicepresidente della divisione tecnologica del Reactor and Services Business Group di Areva.



- 1) **Edifici di salvaguardia:** sono 4 di cui 2 con la stessa protezione in cemento armato del reattore. Resistenza ad impatto con aereo di linea.
- 2) **Edificio reattore:** 2 contenitori, uno spesso più di un metro, l'altro 1,3 metri, in cemento armato. Il secondo si estende all'edificio del combustibile e a 2 sistemi di salvaguardia. Resiste a esplosioni interne, terremoti, allagamenti, impatto con aerei.
- 3) **Core catcher:** dispositivo di raccolta del nocciolo fuso. Sotto questo basamento circola acqua di raffreddamento.
- 4) **Vessel:** recipiente del reattore in acciaio spesso 25 cm, Ha un coperchio mobile per accedere al nocciolo del combustibile. Seconda barriera perché la prima sono le barre stesse di combustibile.

Anche se i generatori smettono di funzionare, EPR ha un edificio di contenimento a doppia parete e un core catcher, cioè una struttura che raccoglie il combustibile fuso, lo contiene e lo sommerge con acqua immessa per gravità. Il catcher può prevenire eventuali perdite radioattive dal pavimento.

EPR di AREVA rappresenta la nuova generazione europea dei reattori nucleari.

L'European Pressurized Reactor (EPR) sfrutta la tecnologia dell'acqua in pressione per ottenere una capacità di 1600 MW_e. Il calore generato dalla fissione nucleare è trasmesso ad acqua sottopressione (153 atmosfere a 330°C).

Il reattore ha ridondanza dei sistemi di salvaguardia che assicurano una triplice funzione:

1. impedire la perdita di controllo della reazione di fissione
2. mantenere il raffreddamento del reattore in qualsiasi circostanza
3. limitare l'aumento di pressione e temperatura nell'edificio del reattore in caso di incidente

I sistemi di salvaguardia, come accennato, sono 4, ognuno in grado di svolgere da solo tutte le funzioni di raffreddamento e controllo, pertanto la ridondanza è 400%; secondo AREVA questi sistemi ed altre caratteristiche costruttive portano la probabilità di incidente a meno di un caso ogni 100.000 anni, in accordo con gli obiettivi dell'International Atomic Energy Agency.

EPR nasce in un contesto europeo, dove le ricerche che riguardano questi aspetti costituiscono il tema portante del network SARNET (Severe Accident Research NETWORK), coordinato dall'istituto per la sicurezza nucleare francese (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire, IRSN) a cui aderiscono una cinquantina di organizzazioni tra costruttori di impianti, compagnie elettriche, università e centri di ricerca, e, da parte italiana, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), ENEA e Università di Pisa.

I principali temi di indagine ancora aperti riguardano soprattutto le fenomenologie fisico-chimiche legate al degrado e alla fusione del nocciolo del reattore, il confinamento e raffreddamento del corium - la miscela di componenti del nocciolo che si forma in seguito alla fusione - i fenomeni esplosivi che potrebbero danneggiare il contenitore, il rilascio e il trasporto delle sostanze radioattive in fase aeriforme. Un esempio di risposta data da SARNET a enti istituzionali e operatori energetici è stata infatti la pronta attivazione di un gruppo di lavoro dedicato all'impatto radiologico dell'incidente di Fukushima.

Nel frattempo su EPR è caduta una tegola pesantissima da parte di organismi europei di controllo dell'energia nucleare.

Il modello di reattore nucleare di nuova generazione è stato infatti messo in discussione da tre autorità di controllo europee (Francia, Finlandia e Gran Bretagna). Il problema riguarda la concezione dei sistemi di controllo-comando, cioè del sistema di pilotaggio del reattore.

Le 3 autorità hanno infatti indicato di aver incontrato tutto lo stesso difetto nel corso della loro valutazione del reattore in costruzione in Finlandia e Francia e proposto per la vendita nel Regno Unito. La funzione sotto osservazione è quella che dovrebbe permettere di pilotare il reattore in modo sicuro anche in caso di cattivo funzionamento grazie a circuiti indipendenti.

«Il design dell'Epr, così come è proposto da chi ha comprato la licenza (Edf in Francia) e dal fabbricante Areva, non è conforme al principio di indipendenza, nella misura in cui esiste un altissimo grado di interconnessione complesso tra i sistemi di sicurezza e di pilotaggio», hanno indicato le tre authority chiedendo ad Areva di modificare il design iniziale.

In conclusione il progetto dell'EPR è in crisi.

Le spiegazioni sono state date in un saggio di **Steve Thomas** dell'Università di Greenwich (Londra), "**EPR in Crisis**" e qui in sintesi ne elenchiamo i principali motivi:

- la costruzione dei primi due reattori in Europa va drammaticamente male.
- i prezzi a cui viene offerto sono talmente alti da far cancellare i progetti (come nel caso del Sud Africa e Canada) o hanno fatto vincere la gara a un competitore con prezzi più bassi (come nel caso degli Emirati Arabi Uniti).
- i mercati potenziali di USA, Gran Bretagna e Italia sono tutti problematici e gli eventuali ordini per reattori, semmai vi saranno, arriveranno molto più tardi del previsto.

- i processi per l'ottenimento delle autorizzazioni per la sicurezza nucleare in Francia, USA e Gran Bretagna sono incompleti e, anche in caso di esito positivo, le modifiche necessarie a ottenere l'approvazione delle autorità di controllo possono far aumentare ulteriormente i costi.

Centrali elettriche con tecnologia mista fusione fissione

I programmi di sviluppo per lo sfruttamento civile della fusione nucleare con lo stesso processo che permette al Sole di splendere e fa esplodere le bombe H vengono spesso interrotti per il costo e la scarsità di risultati.

La parte difficile è arrivare a un processo così efficiente da ottenere più energia rispetto a quella immessa nel sistema per «accenderlo», una condizione chiamata «ignizione», che sarebbe sfruttata per generare elettricità.

Molto più semplice, secondo i ricercatori della Ignition Facility (NIF) a Livermore, in California, usare la fusione per innescare la fissione, cioè la scissione di atomi che alimenta i reattori nucleari ed il concetto di fusione che innesca la fissione per scopi civili risale ad Andrej Sakharov, padre della bomba H sovietica, che propose l'idea negli anni cinquanta.

Comunque si tratta di un escamotage tecnologico che potrebbe arrivare alla realizzazione di nuovi impianti fra 20 anni.

Nello schema del Livermore, gli impulsi generati da un laser producono esplosioni di fusione al centro della camera di reazione, emettendo neutroni che scindono atomi di un sottile strato di uranio o di un altro combustibile che riveste le pareti della camera. L'energia generata da queste fissioni moltiplicherebbe la produzione di energia della camera di un fattore quattro o più.

Il vero vantaggio di questa tecnologia è l'ampliamento della gamma dei possibili combustibili fino a includere l'uranio non arricchito, l'uranio impoverito (un voluminoso prodotto di scarto dell'arricchimento dell'uranio) o anche combustibile esausto di altri reattori nucleari, cioè scorie che altrimenti dovrebbero essere stoccate per migliaia di anni o subire un complicato e pericoloso riprocessamento per essere usate in un impianto a fissione.

Altro due benefici sono:

- 1) la quantità di combustibile consumato. Un reattore convenzionale scinde solo una piccola percentuale degli atomi del combustibile prima che il combustibile sia sostituito.
- 2) gli impianti a fusione-fissione potrebbero richiedere solo un ventesimo del combustibile di un reattore a fissione. Una fase di «incenerimento» nel decennio finale del ciclo di vita dell'impianto, valutata in cinquant'anni, ridurrebbe le scorie a lunga emivita da alcune tonnellate a un centinaio di chilogrammi, sia pure a prezzo di una diminuzione dell'energia prodotta in quei dieci anni.

Sono allo studio, soprattutto negli USA ed in Cina, schemi di fusione-fissione, alternativi a quelli a laser, in cui la reazione di fusione è confinata da potenti campi magnetici. In tal caso si sfrutterebbero gli studi ed i risultati raggiunti dalla ricerca nel campo della fusione pura.

Ma esistono alcuni ostacoli tecnici per costruire un impianto reale.

Occorrerebbe produrre in serie e in modo economico piccole sfere attentamente ingegnerizzate: i bersagli del processo di fusione; l'ignizione dovrebbe avvenire dieci volte al secondo, frequenza che richiederebbe dispositivi tecnologici non ancora disponibili (la NIF riesce a produrre al massimo pochi inneschi al giorno).

Altro handicap è costituito dalla maggiore difficoltà di controllo della fissione, poiché il combustibile nucleare verrebbe sottoposto ad un flusso di calore e di neutroni molto più alti rispetto a quelli prodotti in un reattore convenzionale.

Forse al vantaggio di riduzione drastica delle scorie si contrapporrebbe una pericolosità intrinseca del sistema che renderebbe insostenibili i costi della sicurezza molto di più delle attuali soluzioni per le centrali a fissione.

Il costo economico ed ambientale delle centrali a fissione nucleare

Come accennato la vita operativa di una centrale nucleare potrebbe arrivare a 60 anni.

Al termine di questo periodo l'impianto va smantellato, il terreno bonificato, le scorie stoccate adeguatamente e per ridurre il costo di smantellamento occorre un lungo periodo di chiusura della centrale, che permette di lasciar decadere naturalmente le scorie radioattive poco durevoli, costituite dalle parti di edificio sottoposte a bombardamento neutronico.

Ad esempio l'**Autorità inglese per il decommissioning** ritiene che i lavori per il reattore di Calder Hall a Sellafield in Gran Bretagna, chiuso nel 2003, potranno terminare all'incirca nel 2115, cioè circa 160 anni dall'inaugurazione, avvenuta negli anni cinquanta. Naturalmente deve anche essere trovato un sito atto ad accogliere le scorie ed i materiali provenienti dallo smantellamento.

Va rilevato che un aumento della sicurezza comporta evidentemente una crescita esponenziale dei costi di costruzione, ed è noto da molti studi (MIT, UE, Citigroup ecc.) che questa maggiore richiesta di sicurezza è una delle cause che rende le centrali più moderne meno competitive economicamente sia rispetto a quelle più vecchie che rispetto ad altre fonti energetiche.

Purtroppo molto spesso i costi vengono stimati sulla base di vecchie centrali più economiche, ma anche molto meno sicure, come l'esperienza giapponese sembra dimostrare.

Per tornare al progetto EPR di Areva, già nel 1995, e di nuovo nel 1997, vi erano state preoccupazioni sul costo della tecnologia, allora valutato attorno ai 2.000 dollari al kW. Si tratta di un prezzo decisamente inferiore rispetto ai costi attuali dell'Epr, valutati sui 6.000 dollari al kW o più. Difficilmente l'Epr sarà conveniente, a meno di enormi sussidi pubblici o scaricando sugli utenti i costi del kW, quali che essi siano.

L'Ad di Areva, Anne Lauvergnon, riconosce che *"il costo dei reattori nucleari è sempre cresciuto per ogni generazione successiva, perché i requisiti di sicurezza erano sempre più elevati. La sicurezza ha un costo"*.

Francois Roussely, già Ad di EDF dichiarava: *"La complessità risultante dell'EPR, che emerge dalla scelta progettuale, specificatamente dal livello di potenza, del sistema di contenimento, del contenitore (core catcher) e della ridondanza dei sistemi di sicurezza è certamente un handicap per la sua costruzione e dunque per il suo costo"*.

I costi di estrazione ed arricchimento dell'uranio sono stati descritti a pag. 7 ed accenniamo brevemente al costo ambientale in gas serra, un cavallo di battaglia dei filonuclearisti, che giustamente evidenziano il loro minor carico, a parità di energia elettrica, rispetto ai tradizionali combustibili fossili.

Le emissioni di gas serra sono dovute prevalentemente alla fase di produzione del combustibile nucleare che coinvolge l'estrazione e l'arricchimento dell'uranio ed alla costruzione della centrale. La qualità del minerale di uranio estratto e il tempo di vita operativa della centrale risultano essere le due variabili principali nel determinare la quantità di emissioni.

Studi compiuti dalla [IAEA](#), [Vattenfall](#), [Japan Central Research Institute of Electric Power Industry](#), [Suitable Development Commission report](#), [World Nuclear Association](#), [Australian Nuclear Association](#), attribuiscono al nucleare dai 6 ai 26 gr/kWh di CO₂, mentre assegnano dai 5,5 ai 48 per l'eolico, dai 53 ai 280 per il fotovoltaico, dai 4 ai 236 per l'energia idroelettrica, dai 439 ai 680 per centrali termiche a ciclo combinato a gas e dai 860 ai 1200gr per le centrali a carbone.

Altri documenti invece assegnano valori per il nucleare tra gli 84 e i 122 gr/kWh contro i 755 per il carbone, i 385 per il gas e un intervallo tra gli 11 e i 37 per l'energia eolica.

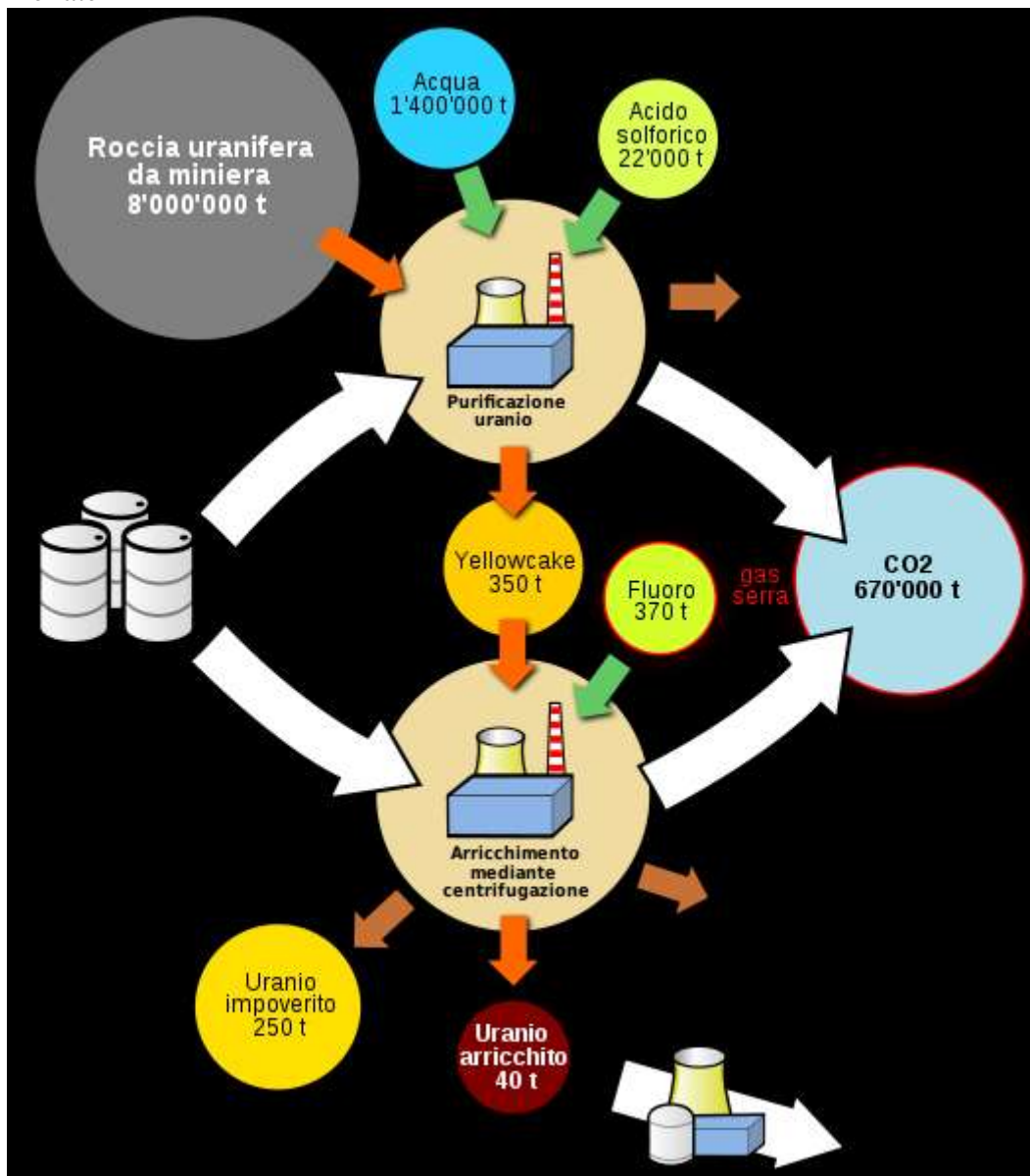
Il report dell'Oxford Research Group conclude che le emissioni derivanti da energia nucleare si attestano su valori intermedi tra quelli delle fonti fossili e quelli delle fonti rinnovabili,

A questo costo va aggiunto quello del calore prodotto e non trasformato in energia (rendimento elettrico pari al 30 al 35% della potenza termodinamica prodotta – v. pag.7).

La figura successiva illustra l'utilizzo di risorse ed emissione di CO₂ in tonnellate per il funzionamento di una centrale nucleare di tipo EPR per un anno. Il grafico è relativo esclusivamente alla produzione di combustibile: sono escluse le risorse energetiche e le emissioni relative alla costruzione della centrale (~12 grammi di CO₂ per kWh) e delle

infrastrutture, nonché alla gestione delle scorie (30~65 gr CO2/KWh) ed allo smantellamento finale degli impianti.

** t = tonnellate



Conclusioni...amare

La statistica sulla sicurezza di una centrale nucleare, è “calcolata sulla carta” e quantunque sia precisa, “manca di immaginazione”, un difetto che può riguardare qualunque ente regolatore come ogni progettista ed inoltre, come affermano molti geologi e sismologi, dire che un evento si possa manifestare ogni 10.000 o 100.000 anni non significa che non possa accadere domani.

Inoltre nel calcolo statistico non sono previsti i difetti connessi alla complessità della realizzazione, come sta dimostrando l’esperienza finlandese.

Naj Meshkati, professore di ingegneria della University of Southern California, ha sostenuto che Fukushima ha dimostrato la necessità di un «nuovo paradigma». «I progetti si fondano sull'eventualità di casi improbabili», ha spiegato. «Ma gli ingegneri non sono così bravi a progettare un evento mai avvenuto».

Michael Corradini, membro del comitato consultivo della NRC sulla sicurezza dei reattori, ha affermato che «Nessun edificio, ponte o riparo è al 100 per cento antisismico. La questione è non solo che cosa vuoi progettare, ma anche se la società è disposta ad accettare quel determinato fattore di sicurezza».

L'attuale tentativo di risposta a queste tematiche di imprevedibilità, sostenute da esponenti degli enti istituzionali di controllo, si basa oltretutto sui sistemi di salvaguardia dagli incidenti, sull'implementazione della sicurezza intrinseca del combustibile. Un filone di queste progettazioni è costituito dai reattori pebble bed, progetto Gen III+ in fase di sviluppo, che si basano su gas invece che su acqua per estrarre il calore dal combustibile e sono alimentati con migliaia di granelli di materiale radioattivo che si trova all'interno di sfere di grafite grandi come palle da tennis. La grafite rallenta la velocità di fissione, riducendo la probabilità che il nocciolo si surriscaldi, e il gas di raffreddamento ha meno probabilità dell'acqua di causare un'esplosione. Ci sono anche altri piccoli reattori, i «reattori modulari», che generano una potenza inferiore ma a costi ben più bassi rispetto a quelli di un grande impianto: generano meno calore e quindi sono più facili da raffreddare.

Il giallo del Plutonio

Il **plutonio** è l'elemento chimico di numero atomico 94. Il suo simbolo è **Pu**.

È l'elemento oggi più usato nelle [bombe nucleari](#) a [fissione](#). Il suo isotopo più importante è ^{239}Pu , che ha un'emivita di 24200 anni.

Il plutonio puro è un metallo argenteo, ma ingiallisce quando si ossida.

Curiosamente, il plutonio subisce una contrazione di volume all'aumentare della temperatura.



Il plutonio in forma metallica mostra alcune proprietà particolari, a differenza degli altri metalli conduce male il calore, mostra forti variazioni di volume per modeste variazioni di temperatura o pressione e non è magnetico.

Per via della sua facile fissione, il ^{239}Pu è un componente fissile fondamentale delle moderne armi nucleari. La [massa critica](#) per una sfera di plutonio è di 16 chilogrammi, che può essere ridotta a 10 chilogrammi attraverso l'uso di una schermatura che rifletta i neutroni da essa emessi contro la stessa massa. Una tale quantità corrisponde circa ad una sfera di 10 centimetri di diametro che per completa detonazione libera un'energia di 200 [chilotoni](#).

L'isotopo ^{238}Pu emette particelle alfa e viene per questo usato nei [generatori termoelettrici a radioisotopi](#) (RTG) come quelli che alimentano le [sonde Galileo](#) e [Cassini](#). Versioni precedenti della stessa tecnologia hanno fornito energia a dispositivi per condurre esperimenti sismologici sulla superficie della Luna durante le missioni del [Programma Apollo](#).

Benché la quasi totalità del plutonio sia di origine sintetica, tracce molto tenui si trovano in natura nei minerali dell'uranio. Queste tracce provengono da un processo di cattura neutronica da parte di ^{238}U che si converte dapprima in ^{239}U , il quale subisce due [decadimenti beta](#) convertendosi in ^{239}Np e quindi in ^{239}Pu . Lo stesso processo è usato per produrre ^{239}Pu nei reattori nucleari. Una concentrazione significativa di plutonio naturale si trova al sito del fiume Oklo nel Gabon.

Dal 1945 si calcola che le esplosioni nucleari abbiano rilasciato in atmosfera circa 10 tonnellate di plutonio.

Un reattore per la fabbricazione di plutonio richiede dei macchinari che permettano di esporre le barre di uranio ai neutroni emessi dal nucleo, e che consentano di cambiarle spesso, o almeno di poterlo fare fermando il reattore per il minor tempo possibile.

Per questo motivo, cioè per evitare la proliferazione nucleare, la [IAEA](#) ispeziona periodicamente tutti i reattori nucleari in attività nel mondo.

Alcuni tipi di reattori commerciali, come gli [RBMK](#) e i [CANDU](#), permettono il cambio di combustibile "al volo" senza dover fermare il reattore, ponendo così un rischio di proliferazione. Infatti i reattori RBMK furono ideati, progettati e costruiti in Unione Sovietica durante la guerra fredda, perciò a dispetto degli ostentati propositi pacifici è probabile che la produzione di plutonio fosse uno degli obiettivi del loro progetto. I requisiti per il caricamento di combustibile di questi reattori rendono impossibile racchiuderli in una adeguata struttura di contenimento, cosa che ha drasticamente aggravato il disastro di Chernobyl.

La maggior parte del plutonio prodotto nel mondo proviene da reattori per la ricerca scientifica o da reattori apposti per la produzione di questo elemento, quasi tutti militari. Una parte dei reattori per la produzione di plutonio sono [reattori autofertilizzanti](#), che producono più combustibile di quanto non ne consumino.

Escludendo gli effetti cancerogeni, il plutonio assunto ha una tossicità paragonabile a quella dei metalli pesanti che si manifesta su tempi più lunghi di quelli di un'esposizione o un'avvelenamento da altre sostanze anche naturali.

Comunque il plutonio è tossico a dosi minime (con una [LD₅₀](#) in quantità di 1×10^{-8} gr/kg di peso).

Oltre ai problemi connessi alla tossicità, vanno presi accorgimenti per evitare l'accumulazione di plutonio in quantità vicine alla massa critica, ovvero alla quantità capace di innescare e autopropagare una reazione di fissione nucleare.

In queste condizioni, anche se non confinata, la massa di plutonio si surriscalda e, rompendosi, danneggia ciò che le sta attorno. La forma è rilevante; vanno evitate forme compatte come quella sferica.

Il diossido di plutonio è un composto chimico con formula PuO_2 . Si tratta di un solido a elevato punto di fusione che rappresenta uno dei principali composti del Plutonio.

La sua colorazione può variare dal giallo al verde oliva, in relazione alla dimensione delle particelle, alla temperatura e al metodo di produzione.

Il diossido di plutonio viene utilizzato nel [MOX](#) quale combustibile per reattori nucleari.

Il diossido di plutonio-238 è utilizzato come fonte di energia per le sonde spaziali come la [New Horizons](#). L'isotopo decade emettendo [particelle \$\alpha\$](#) generando calore in seguito alla conversione dell'energia cinetica in energia termica.

L'isotopo di plutonio-238 non è mai puro, raggiungendo generalmente una concentrazione dal 75 all'80%, con un contenuto spesso dal 15 al 20% di plutonio-239 e diversi altri [attinidi](#).

Il Mixed oxide fuel (o **MOX**) è una miscela di uranio naturale e plutonio.

È composto in genere da [uranio impoverito](#), il prodotto di scarto dei processi di arricchimento dell'uranio, più il plutonio. La percentuale di plutonio dentro il combustibile MOX dipende dalle quantità isotopiche dei vari isotopi del plutonio. Considerando ad esempio la creazione di un combustibile nucleare per reattori commerciali ad arricchimento pari al 4.5%, per creare un combustibile MOX equivalente si deve utilizzare una quantità di [plutonio weapons grade](#) pari a circa il 4.5% del totale del combustibile (quasi tutto il plutonio in questo caso è [fissile](#)), utilizzando un plutonio derivante dal riprocessamento del combustibile esausto di altri reattori, si deve arrivare al 7% del totale di plutonio (se questo è composto per il 65% di materiale fissile).

Il MOX può essere prodotto partendo da armi nucleari dismesse in seguito ai trattati [START](#) e [SORT](#). Attualmente esiste un'abbondante quantità di plutonio proveniente dallo smantellamento delle testate nucleari in base ai molti accordi contratti dagli Stati Uniti e dall'Unione Sovietica.

Il plutonio si può estrarre anche dal riprocessamento del combustibile nucleare "esaurito" dai reattori convenzionali. Anche se il plutonio che si genera nei reattori nucleari ad acqua leggera, consiste abitualmente di una miscela di isotopi non adeguata alla fabbricazione di armi nucleari,

può essere impiegato nella miscela MOX, per ridurre sia la quantità che la radioattività netta dei rifiuti nucleari che devono essere immagazzinati per essere "raffreddati" ed in seguito vetrificati e rinchiusi in contenitori inossidabili sigillati, posti all'interno di siti geologicamente stabili.

Il quadro del disastro nucleare di Fukushima è stato notevolmente peggiorato dall'inquinamento da plutonio contenuto nel MOX.

L'inquinamento da Plutonio non era una novità per il Giappone. Già nel settembre del 1999, nella centrale di Tokaimura, si era verificata la fuoriuscita del radionuclide per un errato stoccaggio nell'impianto di trattamento delle barre di combustibile.



I dirigenti della azienda proprietaria JSO ammisero l'errore e la mancanza di un piano di emergenza.

Ciononostante non sono state concepite adeguate contromisure e revisione della sicurezza nelle centrali alimentate a MOX ed il problema si è presentato con maggiore drammaticità a Fukushima.

Il Giappone ha accumulato 50 tonnellate di riserve di Plutonio, equivalente a 7000 testate nucleari, ed il Center for International Security and Cooperation (CISAC) della Stanford University, <http://cisac.stanford.edu/> e Physics Today, www.physicstoday.org/ bollettino della Società

Americana di Fisica, concordano nel supporre che il Giappone potrebbe sviluppare capacità belliche per controbilanciare la potenza nucleare russa e cinese, indipendentemente dagli USA.

L'utilizzo del Plutonio nel campo civile, comunque lo si valuti per la pericolosità ed i rischi connessi alla manipolazione dell'elemento, ha una sua logica che potrebbe essere considerata pacifica e necessaria: la follia sta nell'aver creato e accumulato questo radionuclide artificiale.

In piena guerra fredda, nel 1964, erano in circolazione "ufficialmente" 68.440 testate nucleari.

Dopo il 1989 nasce la moratoria del nucleare: finalmente diviene di dominio pubblico la realtà di un arsenale militare in grado di distruggere il pianeta almeno 200 volte e si avviano programmi internazionali di smantellamento dei depositi di uranio arricchito e plutonio di circa l'80%.

Alla fine della guerra fredda, segnata al crollo muro di Berlino, nasce l'accordo fra Clinton e Yeltsin per un'azione di riduzione concordata e graduale.

In parole povere gli USA devono aiutare il colosso russo oramai economicamente e politicamente crollato a liberarsi delle riserve nucleari avviandolo all'utilizzo civile, e gli USA pagano l'operazione di smantellamento russo ricevendo in cambio combustibile nucleare: l'operazione è necessaria e politicamente corretta, perché evita che l'uranio finisca in paesi in guerra o in aree politicamente instabili, tramite complesse partite di giro internazionali.

Gli USA coinvolgono con enormi finanziamenti il loro settore energetico privato e nasce l'accordo fra la US Enrichment Corporation e la compagnia russa Tecnaexport.



Alla fine del 2009, 375 tonnellate di uranio militare vengono trasformate in oltre 10.000 tonnellate di combustibile civile equivalente a 150.000 tonnellate di materiale minerario ottenuto per estrazione.

Il problema delle 260 tonnellate di plutonio militare da smaltire viene risolto dalla tecnologia, creando il MOX (v. sopra).

Il MOX è costruito in modo tale da non poter essere riconvertito per scopo bellico e può

essere liberamente messo in circolazione sul mercato mondiale.

L'8 aprile 2010 nasce un altro accordo storico, il trattato START (v. sopra), fra Obama e Medvedev per utilizzare a scopi civili un ulteriore 30% dell'arsenale bellico.



I costi del MOX sono ritenuti competitivi (tutto dipende dal prezzo mondiale dell'uranio, cfr. l'art. prec. "Fukushima.....per non dimenticare") ma, d'altro canto, per una centrale rifornita dal MOX, il costo dello smantellamento a fine vita sale di molto ed inoltre rimane tuttora irrisolto lo stoccaggio sicuro delle scorie per 25.000 anni.

Stiamo dissertando di costi e danni ambientali non ancora calcolati.

Un'ultima chicca è costituita da un programma di ricerca nato nell'ultimo dopoguerra, negli

USA, fra gli anni '50 e '60, per studiare gli effetti del plutonio su esseri umani, l'assorbimento del metallo nel tratto digerente ed un eventuale uso terapeutico della sostanza.

Vengono arruolati a loro insaputa centinaia di americani, donne anche in stato di gravidanza, uomini, bambini, compresi alcuni disabili, da parte della Agenzia per la Difesa Atomica, tutti intossicati dal plutonio e morti in gran parte avvelenati o di cancro.

I documenti dove sono raccolte la casistica e le relative notizie sul decorso della malattia sono stati desecretati da Clinton nel 1994 ed esaminati da una apposita Commissione Federale per i Crimini contro l'Umanità, ai fini di un risarcimento delle vittime.

"Più conosco gli uomini, più amo gli animali" Oscar WILDE

La speranza di un futuro migliore

Le energie da fonti rinnovabili

Premessa

Allo stato delle attuali conoscenze, non è possibile sostituire il parco dei sistemi di produzione di energia tramite fonti fossili con le energie rinnovabili.

Le energie rinnovabili sono tuttora caratterizzate da discontinuità e poco adatte a rispondere a picchi di richiesta energetica.

Per questo motivo si va affermando, nell'ambito di coloro che lavorano nel campo delle fonti rinnovabili a livello di ricerca e di applicazione, una corrente di pensiero che vede nel mix delle fonti di produzione la risoluzione della discontinuità della fornitura energetica.

Questa sarà la scommessa della rivoluzione energetica che attualmente è limitata soprattutto alla generazione da pale eoliche, o ottenuta dalla luce solare catturata in impianti fotovoltaici o prodotta da centrali a biomassa tutte votate principalmente alla produzione di energia elettrica.

Secondo la società di consulenza Pricewaterhouse-Coopers, intere regioni geografiche, tra cui l'Europa, potrebbero arrivare a coprire tutto il proprio fabbisogno con energia alternativa entro il 2050.

C'è bisogno di altre fonti rinnovabili, di cui alcune sono già in uso, altre sono ancora in fase sperimentale, partendo dalle centrali geotermiche che utilizzano il calore presente nel sottosuolo terrestre, fino alle attività delle centrali ad osmosi che sfruttano la diversità fisica dell'acqua dolce da quella salata.

E ancora, i sistemi a corrente ascendente, come le torri solari, che funzionano con flussi di aria calda, o le centrali mareomotrici che mettono a frutto l'energia sprigionata dagli spostamenti d'acqua legati alle maree.

Sempre sulla forza dell'acqua sono basati anche gli impianti che sfruttano il moto ondoso. Particolarmente efficienti sono anche le centrali solari termodinamiche di Rubbia, in grado di produrre grandi quantità di corrente elettrica a partire da fasci di luce solare.

Questo tipo di centrale dovrebbe entrare in campo in quello che è al momento il progetto più ambizioso nell'ambito delle energie rinnovabili, la Desertec Industrial Initiative (Dii), una joint venture di 20 imprese europee e nordafricane.

L'obiettivo è coprire entro il 2050 buona parte del fabbisogno dei Paesi dell'Africa Settentrionale e fino al 15% della domanda europea con energia eolica e solare proveniente dal Sahara e si ricorrerà al mix produttivo, coordinando centrali solari termodinamiche con impianti fotovoltaici e fattorie eoliche e dotando questa rete produttiva di nuovi cavi dell'alta tensione tra i due continenti.

Un progetto per il quale servirebbero centinaia di miliardi di euro, spalmati su quarant'anni. Secondo Greenpeace, Desertec potrebbe portare alla creazione di circa 2 milioni di posti di lavoro nei Paesi nordafricani entro il 2050.

Il progetto è una rivoluzione per il settore energetico, come dimostra anche la composizione dei soci: dalla Siemens, attualmente produttrice delle turbine eoliche più potenti del mondo (fino a 7 MW ed oltre) alla spagnola Red Eléctrica a fianco di associazioni ambientaliste, come Greenpeace o il Club of Rome. Oltre a colossi finanziari come la Deutsche Bank.

Rubbia ed il solare termodinamico

Di questo problema se ne è sempre ampiamente occupato il premio nobel Carlo Rubbia.

Già nel novembre del 2009, Rubbia dichiarava realizzabile un sistema in grado di rispondere a questi handicaps, puntando soprattutto sul solare: *“.....se guardiamo al nucleare, ci accorgiamo che siamo di fronte alle stesse difficoltà irrisolte di un quarto di secolo fa. La strada promettente è piuttosto il solare, che sta crescendo al ritmo del 40% ogni anno nel mondo e dimostra di saper superare gli ostacoli tecnici che gli capitano davanti. Ovviamente non parlo dell'Italia. I paesi in cui si concentrano i progressi sono altri: Spagna, Cile, Messico, Cina, India Germania. Stati Uniti”*.

Rubbia ha da sempre mosso le sue critiche verso il programma italiano di riavvio dell'utilizzo dell'energia nucleare affermando *“....Si sa dove costruire gli impianti? Come smaltire le scorie? Si è consapevoli del fatto che per realizzare una centrale occorrono almeno dieci anni? Ci si rende conto che quattro o otto centrali sono come una rondine in primavera e non risolvono il problema, perché la Francia per esempio va avanti con più di cinquanta impianti? E che gli stessi francesi stanno rivedendo i loro programmi sulla tecnologia delle centrali Epr, tanto che si preferisce ristrutturare i reattori vecchi piuttosto che costruirne di nuovi? Se non c'è risposta a queste domande, diventa difficile anche solo discutere del nucleare italiano”*.

Il solare di Rubbia punta al processo termodinamico di accumulo di energia termica e successiva trasformazione in energia elettrica per risolvere il difetto della discontinuità.

“....il solare termodinamico accumula l'energia raccolta durante le ore di sole. La soluzione di sali fusi utilizzata al posto della semplice acqua riesce a raggiungere i 600 gradi e il calore viene rilasciato durante le ore di buio o di nuvole. In fondo, il successo dell'idroelettrico come unica vera fonte rinnovabile è dovuto al fatto che una diga ci permette di ammassare l'energia e regolarne il suo rilascio. Anche gli impianti solari termodinamici - a differenza di pale eoliche e pannelli fotovoltaici - sono in grado di risolvere il problema dell'accumulo”.

Comunque è da sottolineare che il rendimento è basso esattamente come per le centrali nucleari ed è questo l'handicap da superare.

La frontiera dell'energia fotovoltaica

Il primato australiano

I grandi deserti assolati dell'Australia sono al centro della attenzione del governo.

Secondo una dichiarazione del primo ministro australiano Kevin Rudd c'è la volontà politica di sfruttare a fondo l'energia solare, che è stata definita da Rudd *“la più grande risorsa naturale dell'Australia”*

L'Australia, ha detto il premier, *aderirà entro l'anno all'agenzia internazionale per lo sviluppo delle energie rinnovabili.*

L'Australia si prepara a costruire la più grande centrale solare del mondo investendo 1,4 miliardi di dollari australiani, circa 800 milioni di euro. Il mega impianto fotovoltaico sarà in grado di produrre 1 gigawatt e sarà tre volte più grande del maggiore impianto fotovoltaico attualmente esistente al mondo, ubicato in California. La centrale sarà una *“fattoria solare”* composta da quattro impianti che avranno una potenza complessiva pari a quella di una centrale a carbone.

L'investimento previsto per questo impianto è solo una parte dell'investimento complessivo di 3,3 miliardi di dollari che il governo australiano ha dichiarato di voler stanziare per le energie rinnovabili.

A questa prima grande centrale fotovoltaica dovrebbero infatti far seguito altre grandi *“fattorie solari”* che farebbero diventare l'Australia leader mondiale del fotovoltaico.

In tal modo lo stato si sostituirà all'iniziativa privata che vedrà gradatamente ridotti gli incentivi alla costruzione degli impianti fino all'azzeramento.

Il governo sostiene che tali impianti stanno subendo una drastica riduzione dei costi, per cui potrebbero diventare remunerativi anche senza sussidio e punta inoltre, con tale provvedimento, a diminuire il valore della bolletta energetica pro capite.

Il progetto del fotovoltaico australiano si basa su alcuni filoni della ricerca nazionale.

Il più vecchio è costituito dalla tecnologia 'Heliostat Concentrator Photovoltaic' (HCPV) che consiste in specchi che si orientano automaticamente verso il sole. Tali specchi concentrano la luce irraggiata su un'ampia superficie in un fascio molto più ristretto e la riflettono sui ricevitori fotovoltaici. I ricevitori sono costituiti da celle fotovoltaiche ad altissima efficienza che convertono la luce in energia elettrica.

Il sistema di specchi per la concentrazione dell'energia solare è relativamente economico, e permette di ridurre drasticamente la superficie delle celle fotovoltaiche, estremamente costose.

Un altro filone lo hanno aperto i ricercatori australiani della University of New South Wales che, nel tentativo di migliorare le prestazioni del fotovoltaico, sono riusciti a mettere a punto una nuova tecnologia in grado d'offrire un sostanziale guadagno d'efficienza al minimo costo aggiuntivo e spodestare il precedente record solare per celle in silicio cristallino (18,9%).

Il merito va al processo laser brevettato con cui i ricercatori del Photovoltaics Technology Transfer Team in collaborazione con la società Centrotherm, hanno potuto raggiungere prima un 19,3% di efficienza di conversione a maggio di quest'anno passato ora a 19,4%.

A rendere eccitante il lavoro è soprattutto la consapevolezza di aver infranto un primato senza esser dovuti ricorrere a particolari attrezzature e materiali; in altre parole aver compiuto un progresso senza esorbitanti costi aggiuntivi.

“L'aspetto interessante di questo record è l'aver raggiunto questi risultati in tempi brevi, utilizzando un wafer di silicio e attrezzature leggermente modificate ma assolutamente in linea con gli standard industriali”.

Il fotovoltaico quantistico

Rappresenta una dei filoni di ricerca nel campo dell'energia solare.

Le celle fotovoltaiche in commercio convertono in corrente dal 10 al 15 per cento dell'energia di radiazione ricevuta, quindi l'elettricità che producono è costosa. Un motivo è che uno strato di

silicio in grado di assorbire la luce ha un limite teorico di efficienza del 31 per cento (il miglior risultato sperimentale è 26 per cento).

La nuova ricerca sui cristalli semiconduttori, o punti quantici (Quantum dot), potrebbe spingere il massimo teorico oltre il 60 per cento, aprendo la strada a elettricità con prezzi competitivi. In una cella convenzionale, i fotoni liberano elettroni del silicio, che così possono scorrere in un cavo conduttore generando corrente elettrica. Molti fotoni solari sono però troppo energetici: quando incidono sul silicio, gli elettroni emessi perdono rapidamente energia in forma di calore e ritornano allo stato iniziale prima di essere catturati dal cavo conduttore. Se si potessero raccogliere gli elettroni prima che si «raffreddino», si potrebbe raddoppiare l'efficienza massima.

Una soluzione è rallentare il raffreddamento degli elettroni, aumentando il tempo per la cattura. L'anno scorso Xiaoyang Zhu, chimico dell'Università del Texas ad Austin, ha cominciato a usare punti quantici, ciascuno costituito da poche migliaia di atomi. Zhu ha fatto depositare punti di seleniuro di piombo su uno strato conduttore di biossido di titanio, un materiale comune, e ha scoperto che una volta colpiti dalla luce gli elettroni impiegavano un tempo fino a 1000 volte più lungo per perdere energia.

«Zhu ha dimostrato che è possibile sfruttare questo processo», ha sottolineato Prashant Kamat della Notre Dame University, non coinvolto nella ricerca.

Tenere in stallo gli elettroni è solo una parte dell'obiettivo: ora Zhu sta cercando di facilitare la conversione in corrente del maggior numero possibile di elettroni, in modo che il materiale conduttore non li assorba in forma di calore. Ma per ottenere una cella fotovoltaica funzionante rimangono ancora molti ostacoli da superare.

«Dobbiamo chiarire la fisica del processo: come si raffreddano esattamente gli elettroni e come sono trasferiti ai materiali conduttori», spiega Zhu, «Una volta capito questo, potremmo definire i materiali da usare».

Secondo il ricercatore, «occorrerà un po' di tempo, ma confido nel fatto che si arriverà a un risultato: un giorno voglio vedere questi pannelli sul mio tetto».

Il ritorno commerciale potrebbe essere enorme.

L'energia più antica: il vento

Non è eccessivo affermare che la civiltà per millenni ha corso sul filo del vento.

Si tratta di energia meccanica semplice ed intuitiva che abbiamo sfruttato per traffici ed esplorazione sin dagli albori della nostra storia con la vela (2500 a.c.) e fin dal 7° secolo in Iran e in Afghanistan, con i mulini a vento che si affermano in Europa solo 500 anni dopo.

Il primo mulino a vento storicamente segnalato risale al tempo del califfo Omar I (634-44).

Si stima che nei primi anni del secolo scorso in Danimarca fossero in funzione circa 30.000 mulini a vento di varie dimensioni, per una potenza installata di circa 200 MW.

In Europa abbiamo realizzato sin dal 1500 le applicazioni più disparate: macinazione di cereali, frantoi per la spremitura delle olive, pompaggio dell'acqua, ecc.



Un tipico mulino a vento olandese utilizzato per il pompaggio dell'acqua dai "polder", terreni sotto il livello del mare, alle canalizzazioni soprastanti che fanno defluire l'acqua nei fiumi e nel mare.

I primi sistemi eolici per la generazione di elettricità furono costruiti nel primo decennio del 1900 con macchine di potenza compresa fra i tre ed i trenta kW, spesso carenti nella progettazione e nella realizzazione; un grosso sviluppo tecnologico fu apportato agli aerogeneratori nel periodo a cavallo dei due conflitti mondiali, quando negli Stati Uniti furono realizzate macchine da oltre un MW ed in Danimarca si diffusero fino a coprire buona parte del fabbisogno elettrico interno.



Un vecchio aerogeneratore presente anche nelle nostre case cantoniere

Recentemente, un'altra spinta verso la rivalutazione delle potenzialità del vento è stata data dalla crescente attenzione ai problemi ambientali, che ha indotto molti paesi a fare un uso intelligente delle risorse energetiche, soprattutto di quelle con ridotta o nulla emissione d'inquinanti in atmosfera.

Spendiamo alcune righe sulla tecnologia eolica, che pur essendo intuitiva, ha raggiunto livelli di complessità molto interessanti

Generatore eolico

Senza entrare nei particolari, una tipica macchina eolica, al di là delle particolarità dei modelli e degli sviluppi tecnologici apportati in modo differenziato da alcune aziende costruttrici, è composta dalle pale della macchina (comunemente in numero da uno a tre) che sono fissate su di un mozzo e che, nell'insieme, costituiscono il rotore.

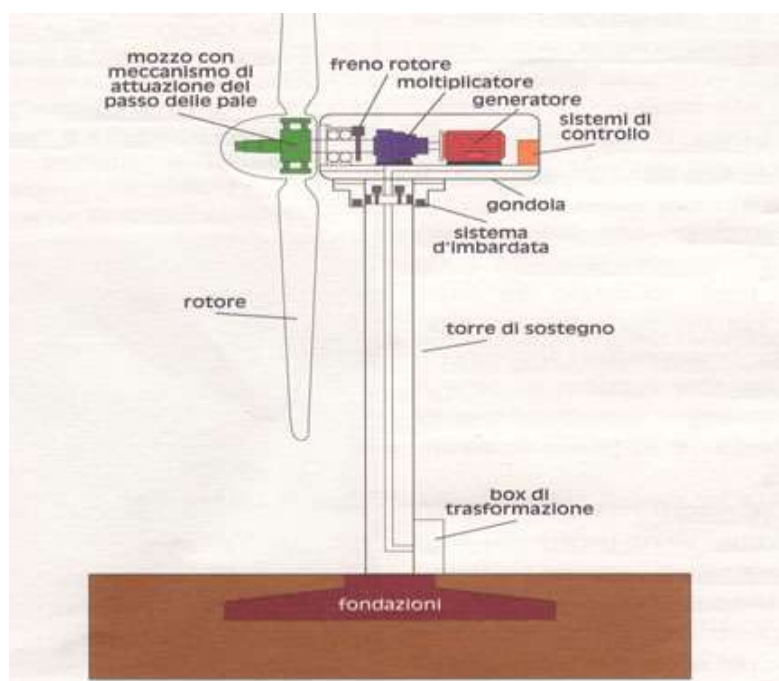
Il mozzo, a sua volta, è poi collegato ad un primo albero - albero lento - che ruota alla stessa velocità angolare del rotore e, dopo il collegamento ad un moltiplicatore di giri, si diparte un albero veloce che ruota invece con velocità angolare data dal prodotto di quella del primo albero per il moltiplicatore di giri. Sull'albero veloce è poi posizionato un freno, a valle del quale si trova il generatore elettrico, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Tutti questi elementi sono ubicati in una cabina detta navicella o gondola la quale a sua volta è posizionata su di un supporto-cuscinetto, orientabile in base alla direzione del vento.

La navicella è poi completata da un sistema di controllo di potenza e da uno di controllo dell'imbardata. Il primo ha il duplice scopo di regolare la potenza in funzione della velocità del vento istantanea, così da far funzionare la turbina il più possibile vicino alla sua potenza nominale, e di interrompere il funzionamento della macchina in caso di vento eccessivo.

Il secondo invece consiste in un controllo continuo del parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento.

L'intera navicella è poi posizionata su di una torre che può essere a traliccio o tubolare conica, ancorata al terreno tramite un'opportuna fondazione in calcestruzzo armato.



Schema di un aerogeneratore ad asse orizzontale

Esistono diversi tipi di impianti, sia per la piccola produzione elettrica sia per azionare altri dispositivi (macchine, pompe, sistemi di elettrolisi per la produzione di idrogeno, etc..) ma l'attuale sfruttamento industriale è costituito da macchine per la produzione di energia elettrica da immettere in rete: sono quelle di maggiore potenza (da circa 600 kW fino a circa due MW e la Siemens ne sta progettando un tipo da 4 o 7 MW).

L'efficienza massima di un impianto eolico può essere calcolata utilizzando la [Legge di Betz](#), che mostra come l'energia massima che un generatore qualunque possa produrre (ad esempio una pala eolica) 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.

Costi

Il costo di installazione si aggira attorno agli 1,5 euro per watt (per confronto, un impianto fotovoltaico ha un costo di circa 5 euro per watt).

Per le turbine negli anni passati ci sono stati aumenti dei costi a causa dell'aumento del prezzo delle materie prime, ossia dei materiali ferrosi di cui sono composte.

Nel 2008 il costo in terraferma era di 1,38 euro per watt, con un aumento del 74% relativo ai tre anni precedenti mentre per l'[Off shore](#) il costo era di 2,23 euro, con un incremento del 48% rispetto ai tre anni precedenti. Tuttavia oggi nel mondo e particolarmente negli Stati Uniti il costo delle turbine sta diminuendo velocemente per vari motivi tra cui la forte competizione del settore. Oggi si è arrivati nel secondo semestre del 2010 a prezzi medi per grandi commesse inferiori a 1 euro per watt.

Dopo anni in cui il costo è salito, adesso (2010/2011) siamo in presenza di prezzi calanti.

Il costo di produzione varia a seconda della velocità media del vento nella zona, e risulta ottimale, quando nella zona si hanno venti abbastanza costanti con velocità medie che superano i 5 metri al secondo (18 km/h).

Secondo il rapporto dell'[International Energy Agency](#) del 2005, il costo medio di produzione dell'energia eolica è di circa 90 dollari per megawattora.

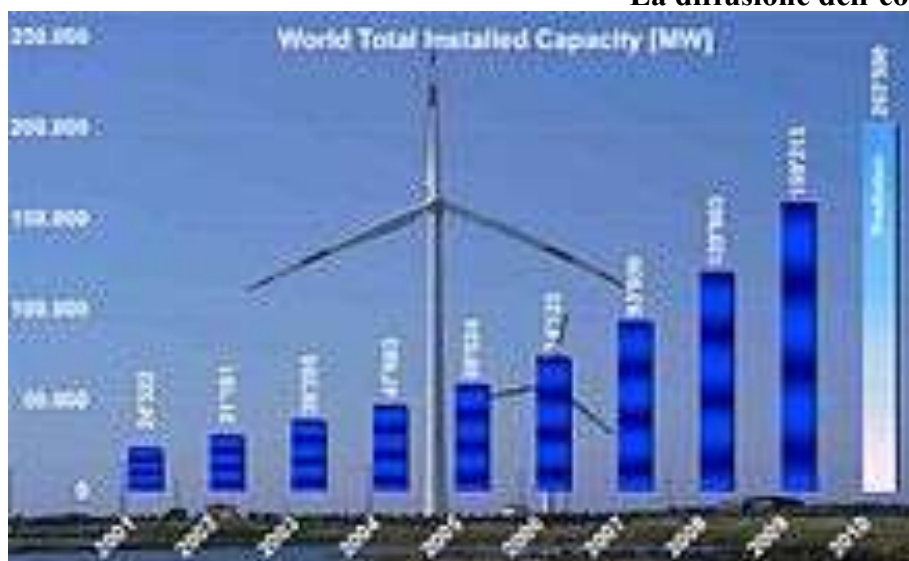
Il costo non tiene conto che in grandi installazioni potrebbe essere necessario predisporre degli impianti di generazione di riserva per assicurare l'erogazione di energia elettrica nel caso si verificasse assenza di vento.

Il costo di installazione in Italia, facendo riferimento ad impianti con una potenza nominale superiore ai 600 KW, varia tra i 1,5 e i 2 euro per watt/ora; il prezzo 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.

In relazione alla superficie occupata, una centrale eolica non toglie la possibilità di continuare le precedenti attività su quel terreno (pastorizia, colture, ecc.).

La diffusione dell'eolico nel mondo



Capacità mondiale installata dal 1997 al 2010 (2010 da confermare)

(Fonti GWEC, EWEA, ANEV)

Anche nel 2009 l'eolico è stato l'energia con più elevato sviluppo in Europa, infatti il 39% dei nuovi impianti installati vengono dal settore eolico.

Nel 2008 gli Stati Uniti sono diventati i leader mondiali come produzione, sorpassando la Germania.

Nel 2009 anche la Cina ha effettuato questo sorpasso, raddoppiando rispetto all'anno precedente per la quinta volta di fila la potenza totale installata.

La capacità installata totale ha raggiunto i 158.5 GW nel 2009 con 38 GW installati solo nell'ultimo anno e un mercato per le turbine di circa 45 miliardi di euro e mezzo milione di persone occupate in questo settore (fonte GWEC). La Cina con i suoi nuovi 13803 MW insieme agli Stati Uniti con 9996 MW sono stati da soli gli artefici di più del 60% delle nuove installazioni a livello mondiale.

I 10 paesi con maggiore potenza installata sono (fonte aggiornata al 2009):

Paese	MW	%
USA	35064	22.1
Cina	25805	16.3
Germania	25777	16.3
Spagna	19149	12.1
India	10926	6.9
Italia	4850	3.1
Francia	4492	2.8
Gran Bretagna	4051	2.6
Portogallo	3535	2.2
Danimarca	3465	2.2
Resto del mondo	21391	13.5

Secondo gli studi dell'ANEV (in collaborazione con Legambiente, GreenPeace, WWF, UIL, Università Telematica "Guglielmo Marconi" e Terna), l'obiettivo che l'Italia può raggiungere è quello di 16200 MW installati entro il 2020 che corrispondono a 27 TWh di elettricità prodotta. Considerando che l'Italia dovrebbe raggiungere il 17% di produzione di energia rinnovabile entro il 2020, il contributo dell'eolico potrebbe bastare a coprire il 50% di questa energia.

Il tutto con impianti che andrebbero ad occupare soltanto lo 0.0008% del territorio e con un'occupazione nel settore eolico di 66000 addetti. Le regioni con maggiori capacità sono quelle del sud e le isole maggiori in particolare Puglia, Campania, Sicilia, Sardegna, con obiettivo di 1750-2100 MW installati entro il 2020.

Impatto ambientale dell'energia eolica

Gli impianti eolici producono un impatto sull'ambiente estremamente limitato e fondato sui seguenti fattori di impatto:

- 1. occupazione del territorio;**
- 2. variazione del paesaggio;**
- 3. emissioni acustiche;**
- 4. interferenze elettromagnetiche;**
- 5. disturbo all'avifauna stanziale e migratoria;**
6. produzione di energia da immettere direttamente sulla rete locale (*impatto positivo*);
7. disponibilità di potenza direttamente vicino ai centri di carico locali (*impatto positivo*);
8. emissioni inquinanti evitate dalla sostituzione di una quota parte del parco termoelettrico (*impatto positivo*).

Di questi fattori solo i primi due possono in qualche modo considerarsi particolarmente significativi e provati.

Tuttavia il fattore rappresentato dall'*occupazione del suolo* di fatto non esclude gli altri usi del territorio in quanto solo l'1-2% del territorio occupato dalla wind farm è materialmente indisponibile per l'esistenza stessa delle macchine.

Gli impianti eolici, insieme agli impianti idraulici (anche di piccola taglia), sono gli unici in grado di sostituire quote significative di impianti basati su fonti fossili, per cui per ogni unità di energia elettrica prodotta verrebbero risparmiati quantitativi di emissioni (fattori di emissioni per tipologia di impianto a fonte fossile).

Eolico off-shore

La sistemazione dell'eolico su piattaforme fisse o galleggianti (progetto quest'ultimo allo studio in

Italia ed in particolare per un offshore pugliese in adriatico) potrebbe essere una risposta alle osservazioni poste da geologi ed ambientalisti rispetto a quello territoriale.



Middelgrunden, impianto eolico da 40 MW nello [stretto di Oresund](#) al largo di Copenaghen.

Uno dei vantaggi è la assenza di ostacoli collinari o montuosi che possono variare o amplificare la turbolenza del vento.

Le turbine *offshore* flottanti potranno essere installate anche nei siti marini molto profondi.

Il progetto usa un sistema di ancoraggio a tre punti (cavi in acciaio ancorati al fondale), simile a quello utilizzato nelle piattaforme petrolifere.

Spagna, Norvegia, Regno Unito hanno già avviato progetti, quest'ultimo fino ad un massimo di produzione elettrica offshore di 20GW entro il 2020

Le innovazioni

Tralasciando alcuni tipi di progettazioni basate sulla piccola produzione di energia elettrica come la Twind technology (basata sull'uso di una coppia di palloni aerostatici), o agli apparati senza pale (asse verticale e sfruttamento di vento scarso, 3mt/sec, prototipo il "Tornado Like" di 2 ingegneri russi), la vera novità potrebbe essere costituita da Winflex, un sistema per produrre energia dal vento che non richieda l'uso di turbine eoliche di grandi dimensioni, ingombranti e rumorose. Difatti le turbine Winflex sono composte da un tessuto flessibile ed economico, e realizzato con materiali compositi.

Turbine gonfiabili, che possono essere installate praticamente ovunque, anche sui tetti delle case. E producono un ritorno dell'investimento molto più rapido rispetto alle turbine eoliche tradizionali.

Si riducono anche i costi e i tempi di montaggio e di conseguenza non necessitano di sovvenzioni governative per essere competitive sul mercato.



Il concetto che sta dietro al sistema Winflex è un'idea nuova e un'alternativa credibile alle turbine tradizionali, adottate ormai in quasi tutti i paesi d'occidente, ma che spesso incontrano la resistenza delle popolazioni locali per via dell'inquinamento acustico e delle dimensioni spropositate che "deturpano" il paesaggio.

La turbina Winflex utilizza un rotore molto più leggero attorno al quale ruotano le pale, come fossero vele di un'imbarcazione. È inoltre progettata per operare in tutte le condizioni atmosferiche, anche durante le tempeste. Finora, sono state progettate, costruite, testate, e collegate in rete da oltre due anni due turbine gonfiabili da 10 kW e 200 kW.

Al momento, l'obiettivo primario pare che sia quello di portare a breve sul mercato una turbina gonfiabile da 1 MW di potenza ed è certo che il suo sistema sia una soluzione pratica e conveniente per fornire energia rinnovabile "libera" da vincoli ambientali, con un ritorno dell'investimento rapido, e una portabilità molto più flessibile rispetto alle ingombranti pale eoliche tradizionali.

L'Energia Geotermica

L'energia geotermica è generata per mezzo di fonti geologiche di calore e può essere considerata una forma di energia alternativa e rinnovabile.

Si basa sullo sfruttamento del gradiente geotermico naturale della Terra dovuto all'energia termica rilasciata in processi di decadimento naturale di elementi radioattivi quali l'uranio, il torio e il potassio, contenuti all'interno della terra.

Dal punto di vista fisico sappiamo che la temperatura del suolo aumenta man mano che si scende in profondità, in media ogni 100 metri la temperatura delle rocce cresce di +3° C. In alcune particolari zone questa caratteristica naturale del pianeta si accentua con temperature nel sottosuolo leggermente più alte della media, ad esempio a causa di fenomeni vulcanici o tettonici.

In queste zone calde l'energia può essere facilmente recuperata anche a bassa profondità.

I vapori provenienti dalle sorgenti d'acqua nel sottosuolo sono convogliati verso apposite turbine adibite alla produzione di energia elettrica. Il calore sprigionato dai vapori può anche essere riutilizzato per il riscaldamento, le coltivazioni in serra e il termalismo.

L'energia geotermica costituisce oggi meno dell'1% della produzione mondiale di energia, in qualità di sfruttamento civile ed industriale, ma si sta sviluppando un filone per uso domestico molto interessante ed economico, la minigeotermia e la geotermia a bassa entalpia, che ripercorre, con le dovute differenze tecnologiche, l'antica usanza di costruire le cantine ipogee per avere ambienti a temperatura stabile e controllata cioè non soggetta alle variazioni ambientali esterne.

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 (zetaJoule = 10^{20} Joule) 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.

Storia



La storia della geotermia per la generazione elettrica nasce in Italia e precisamente in Toscana nella zona di Larderello in provincia di Pisa, dove fino all'800 le manifestazioni geotermiche tramite i soffioni boraciferi erano naturali.

Nel 1865 vennero realizzate le prime pompe a vapore, che andarono piano, piano a sostituire i rudimentali metodi di trasporto delle acque boracifere e a fine '800 nacque anche la prima caldaia tubolare della potenza di 8 cv alimentata da fluido endogeno per uso industriale.

Nel 1904, il principe Piero Ginori Conti,

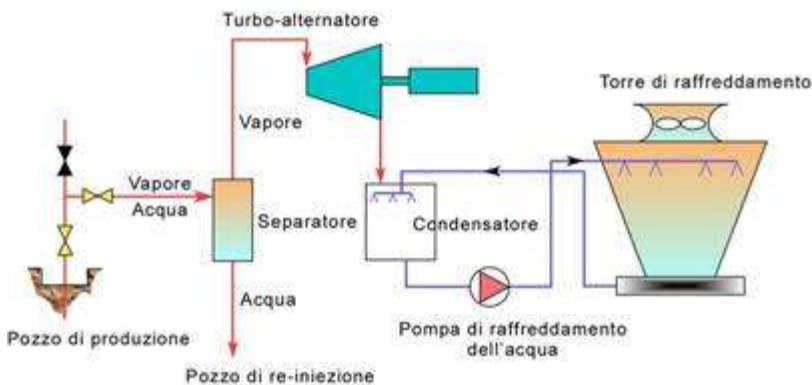
direttore della Larderello Spa, sperimentò per la prima volta la produzione di energia elettrica tramite l'uso di energia geotermica.

L'esperimento dimostrativo consisteva nell'accensione di cinque lampadine alimentate da una dinamo accoppiata a un motore a pistoni; dove il motore era alimentato da vapore prodotto tramite uno scambiatore termico alimentato tramite vapore geotermico.

Geotermia industriale

Gli impianti più adatti alla produzione elettrica sono del tipo "a condensazione", più costosi e

complessi di quelli a contropressione ma con il doppio di efficienza e di portata superiore a 100MW.



Uno dei più grandi complessi geotermici al mondo si trova in Italia sul Monte Amiata (l'impianto ha un potenziale di 1400 MW, sufficiente a soddisfare le richieste energetiche dell'area attorno ad essa).

L'energia elettrica prodotta a livello mondiale da fonte geotermica secondo le stime della International Geothermal

Association (IGA) dovrebbe essere intorno ai 67 TWh nel 2010, provenienti da centrali geotermiche distribuite nel mondo per complessivi 10715 MW installati.

La geotermia è la fortuna energetica dell'Islanda. L'isola del nord Atlantico basa l'intera sua esistenza energetico-climatica sul naturale equilibrio tra l'acqua calda di profondità e l'atmosfera glaciale esterna. Un equilibrio naturale sfruttato dagli islandesi anche per la produzione di energia elettrica con gli impianti geotermici. L'Islanda è la casa history tecnologica per eccellenza.

La geotermia a bassa entalpia

Nell'uso domestico si sfrutta il sottosuolo come serbatoio di calore e la tecnica si va diffondendo anche per il continuo contenimento dei costi.

Un impianto di geotermia a bassa entalpia sopperisce totalmente al riscaldamento nel periodo invernale e alla refrigerazione nel periodo estivo, nonché consente la produzione di acqua calda sanitaria fino a 60°C, tutto per mezzo del medesimo impianto.



Questa operazione è resa possibile dalle pompe di calore, motori che tutti noi conosciamo nella forma più diffusa rappresentata dai frigoriferi.

Il principio si basa sul fatto che il suolo può essere considerato un grosso serbatoio termico che mantiene la sua temperatura abbastanza costante durante tutto l'anno.

L'impianto risulta costituito da 2 circuiti idraulici separati: la sonda geotermica posizionata in fondo alla perforazione ove circola acqua glicolata e l'impianto di distribuzione del calore, del rinfrescamento e dell'acqua calda sanitaria all'interno della casa (pannelli radianti, freecooling, boiler).

La profondità da raggiungere per un funzionamento ottimale varia dai 50 ai 250 mt, con fori di diametro pari a 150 mm.

Il risultato energetico è che con 1 kW di energia elettrica (necessario al funzionamento delle pompe) si riescono ad ottenere 3-4 kW di energia termica.

Conclusioni

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.

Queste centrali inoltre non comportano un danno all'ambiente, poiché considerate non inquinanti. 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 a 50-100 euro per MWh nel 2010 e si prevede che scenderà a 40-80 euro per MWh nel 2020.

Le centrali geotermiche non sono condizionate da impatto estetico o acustico rilevante come nel caso dell'eolico o di sottrazione di terreno agricolo come nel caso del fotovoltaico e il principale problema, se non l'unico, è costituito dal tipico odore sgradevole di uova marce delle zone termali causato dall'idrogeno solforato delle aree vulcaniche.

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.

Altro problema è la durata di un impianto: i pozzi tendono ad esaurirsi in 10-20 anni e la risoluzione consiste nella reiniezione dei vapori di condensa.

Questa pratica ha portato non solo vantaggi in termini di mantenimento nel tempo dei valori di pressione e di portata ma ha anche contribuito a ridurre le emissioni gassose come è accaduto a Larderello, migliorando la risorsa geotermica dal punto di vista energetico e riducendone il potenziale inquinante.

Le prospettive per il prossimo futuro sono molto interessanti in quanto nel 2010 ci sono 70 paesi che hanno progetti in fase di sviluppo.

Fra le nazioni più attive ci sono i paesi africani della fascia del Rift, questo anche grazie a progetti di sviluppo a livello mondiale promossi da nazioni storicamente avanzate in questa materia (Australia, Cina, Germania, Islanda, Italia, Giappone e Stati Uniti).

In Italia si prevede la possibile nascita di un nuovo polo di produzione presso la zona dei Campi Flegrei nella zona del Vesuvio, a Nord-Ovest di Napoli.

In breve, il Campi Flegrei Deep Drilling Project, un ambizioso progetto di ricerca portato avanti dal Dipartimento di Napoli dell'Istituto Italiano di Geofisica e Vulcanologia, in collaborazione con diverse istituzioni e Università in Italia e all'estero, prevede di fare perforazioni per il monitoraggio e lo studio dell'attività vulcanica ma nello stesso tempo sfruttare le enormi potenzialità geotermica dovute al fatto che si possono trovare temperature elevatissime già a bassissime profondità.

Energia dall'acqua

Premessa

L'energia meccanica fornita dall'acqua è sfruttata sin dall'antichità, come quella eolica, anche con meccanismi molto evoluti (basti pensare alle macchine idrauliche di Erone di Alessandria, II sec. a.c.).

L'energia idroelettrica intesa come sfruttamento dell'energia potenziale fornita da dighe o salti naturali percorsi dalle falde idriche costituisce una quota importante della produzione energetica mondiale totale e può ulteriormente aumentare nei paesi con molte risorse idriche non ancora intaccate come la Cina, l'India o alcuni paesi africani e sudamericani.

L'impatto ambientale dell'energia idroelettrica è imponente, con stravolgimento del paesaggio e delle risorse agricole ed ecologiche dei territori sia a monte che a valle delle dighe, che sono gli impianti necessari per lo sfruttamento industriale dell'energia potenziale della massa idrica.

Inoltre esiste un filone di ricerca ecologico che potrebbe acquisire importanza perché è un bacino enorme di energia cinetica pulita ed inesauribile ed è costituito dalla energia fruibile dalle dinamiche di movimento del mare (moto ondoso, maree, movimenti convettivi termici, etc.).

Ospitiamo all'interno dell'argomento un altro articolo sulle quote mondiali di produzione di energia idroelettrica pubblicato su "Lotta Comunista" per gentile concessione del partito della Sinistra Comunista.

I giganti dell'idroelettrico

Il particolare mix di diverse forme di energia utilizzato da ciascun paese è determinato dal grado di sviluppo della scienza e della tecnica, dai costi relativi, dalla conformazione geografica del paese e da considerazioni di sicurezza nazionale.

L'energia idrica

L'energia utilizzabile dallo scorrere dell'acqua dei fiumi è conosciuta da migliaia di anni, molto prima che la scienza definisse nel XIX secolo il concetto stesso di energia.

Per secoli le ruote idrauliche sono state usate per muovere le macine del grano o far funzionare i primi opifici. Nel XVIII secolo, nel periodo della manifattura e del primato economico europeo della Francia l'acqua era la forma di energia non animale più utilizzata. Furono gli ingegneri francesi, in particolare Chevalier de Borda (1733-1799) e Lazare Carnot (1753-1823), e i matematici svizzeri di Basilea, Johann Bernoulli (1667-1748) e Leonhard Euler (1707-1783), a determinare i principi generali di utilizzo efficiente dell'energia idrica.

E' grande merito della matematica e dell'ingegneria del XVIII secolo aver capito che l'energia utilizzabile da una cascata non può essere superiore all'altezza del salto moltiplicata per il peso dell'acqua che cade. Sebbene in quel secolo l'energia fosse pensata ancora come vis viva, forza viva, e non nella forma di astrazione più generale definita dalla "scienza dell'energia" del XIX secolo, fu nondimeno un grande progresso perché da allora la tecnica, guidata da sintetici concetti scientifici, si indirizzò verso la ricerca di metodi migliori di utilizzo del dislivello di un corso d'acqua (Peter Mathis, "Science and society 1600-1900", 1972).

Nel XIX secolo l'entrata sulla scena industriale della macchina a vapore ridimensionò l'uso dell'energia idrica. L'energia idrica ed eolica non sono la novità dei tempi moderni, ma sono sempre state usate dall'inizio della storia della civiltà. I mulini a vento e i mulini ad acqua fanno parte del paesaggio dell'era pre-industriale. Le grandi novità dell'era industriale furono l'uso della macchina a vapore nel XIX secolo e dell'elettricità nel XX.

L'energia idroelettrica

Dopo il suo declino nel periodo della macchina a vapore, l'acqua tornò ad essere un'importante forma d'energia con l'elettricità. Nuove turbine idrauliche e grandi opere d'ingegneria civile resero possibile lo sfruttamento in forma industriale dell'energia idrica. L'applicazione della corrente alternata permise la trasmissione dell'elettricità su lunghe distanze. Nella prima metà del XX secolo l'elettrificazione fece dell'acqua il carbone bianco in competizione con il carbone nero.

La prima grande centrale idroelettrica del mondo venne costruita sulle cascate del Niagara nello Stato di New York nel 1895, con una capacità di 8,2 megawatt. In Europa le Alpi vennero sfruttate dall'Italia, dalla Svizzera e dalla Francia per produrre energia idroelettrica. Il carbone bianco delle regioni alpine pose le condizioni del decollo industriale dell'Italia del Nord nella prima metà del XX secolo, mentre la scarsità di corsi d'acqua con flusso costante e un buon dislivello fu un handicap per lo sviluppo industriale del Sud. Negli Stati Uniti l'utilizzo dell'energia idroelettrica dei grandi fiumi permise la diffusione dell'industrializzazione dalla cintura industriale dei Grandi Laghi, alimentati dal carbone, agli Stati del Sud e dell'Ovest.

Non esistono energie pulite. Ogni energia ha un ruolo duale, civile e militare, dipende dall'uso sociale che se ne fa: i satelliti che guidano gli aerei in guerra sono alimentati dai pannelli solari. La bomba atomica non sarebbe stata possibile senza l'energia idrica: la forza dell'acqua del fiume Tennessee venne utilizzata a Oak Ridge per produrre l'uranio arricchito

per la bomba lanciata su Hiroshima; sul grande fiume Columbia, nello Stato di Washington, fu prodotto il plutonio della bomba sganciata su Nagasaki. I "ragazzi di via Panisperna", che con Enrico Fermi diedero un contributo fondamentale allo sviluppo della fisica nucleare, devono molto a Orso Mario Corbino (1876-1937), uno degli artefici dello sviluppo idroelettrico italiano. Nel XX secolo l'energia idroelettrica ebbe in Europa, Russia, USA e Canada un ruolo fondamentale nello sviluppo dell'economia; oggi contribuisce all'industrializzazione di Asia, Africa e America Latina.

Distribuzione mondiale ineguale

Vaclav Smil è un'autorità mondiale nello studio dell'energia, è professore all'Università di Manitoba in Canada e membro della Royal Society of Canada. Nel valutare le disponibilità di energia idrica del mondo, Smil usa due criteri semplici, già definiti nel XVIII secolo: il dislivello e la quantità d'acqua disponibile.

Secondo i suoi calcoli il flusso mondiale d'acqua è valutabile in 44.000 chilometri cubi l'anno: con un dislivello medio di 840 metri, se quest'acqua fosse utilizzata al 100%, la potenza idroelettrica teorica mondiale sarebbe di 11.600 gigawatt, cifra superiore all'attuale capacità elettrica mondiale installata di 4.500 GW delle centrali di ogni tipo, a carbone, a gas naturale, nucleari, idroelettriche (V. Smil, "Energy at the crossroads", 2003).

I limiti della tecnologia e della geografia permettono però solo l'utilizzo del 14% del massimo teorico: sono 1.600 GW. L'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) prevede per il 2030 una capacità elettrica mondiale di 7.800-8.600 GW. L'energia idroelettrica da sola non sarebbe in grado di soddisfare le esigenze dell'economia mondiale; aggiunta alle altre fonti energetiche può dare un suo importante contributo, circa un sesto della produzione mondiale di energia elettrica.

Nel 2007 la capacità idroelettrica mondiale installata era di 924 GW: per arrivare al limite teorico di 1.600 GW indicati da Smil ne mancano 676. Questa cifra concorda con le previsioni dell'IEA, secondo cui entro il 2030 saranno costruite nel mondo nuove centrali idroelettriche per 513 GW. Nei prossimi vent'anni 492 GW di vecchie centrali idroelettriche dovranno essere rinnovate: sommando ai 513 GW delle nuove centrali, per il 2030 dovranno essere installati 1.005 GW di capacità idroelettrica. E un business di 3.000 miliardi di dollari, circa il 34% degli 8.700 miliardi di investimenti totali previsti nella costruzione o rinnovamento di centrali elettriche di ogni tipo entro il 2030 (nostra elaborazione sui dati dell'Energy information administration del dipartimento dell'Energia USA e dell'IEA).

I costi di costruzione degli impianti idroelettrici sono molto superiori a quelli delle centrali termoelettriche, ma i costi di utilizzo sono molto più bassi perché, una volta costruita la diga, l'acqua non costa, a differenza del carbone o del gas naturale (W. Shepherd, D.W. Shepherd, "Energy studies", 2003).

La distribuzione delle fonti energetiche idriche è ineguale: il 47% è in Asia, con il 15% per la sola Cina; l'America Latina ha il 20%, i paesi dell'ex URSS il 12%, mentre il restante 21% si distribuisce tra Africa, Europa occidentale e USA.

La concentrazione elettrica mondiale

I paesi di vecchia industrializzazione hanno minori margini d'utilizzo addizionale dell'energia idroelettrica: l'Europa ha già raggiunto il 45% del suo potenziale idroelettrico sfruttabile, gli USA il 45, l'America Latina il 20, l'Asia il 15, l'Africa il 3,5 (V. Smil, op. cit.). Nei prossimi vent'anni l'installazione di nuova capacità idroelettrica avverrà per un quinto nei paesi dell'OCDE e per quattro quinti in Asia, Africa, America Latina. Queste ultime regioni hanno il "vantaggio dell'arretratezza", perché utilizzeranno le nuove tecnologie dell'ingegneria civile e dell'ingegneria elettrica.

La concentrazione del capitale sviluppa su scala sempre crescente « *la consapevole applicazione tecnica della scienza* » e « *l'economia di tutti i mezzi di produzione mediante il*

loro uso come mezzi di produzione del lavoro sociale combinato » (Friedrich Engels, "Antidühring").

La concentrazione riduce i costi unitari: in questo aspetto dell'elettrificazione l'Asia e la Cina hanno un vantaggio competitivo sull'Europa e sugli Stati Uniti. E all'Asia, all'America Latina e all'Africa che guardano i grandi colossi dell'industria elettromeccanica, la francese Alstom, la tedesca Siemens, la svizzero-svedese ABB, l'americana General Electric, le giapponesi Toshiba e Mitsubishi.

Il settore dell'energia elettrica è altamente concentrato: 460 centrali hanno un quarto della potenza elettrica installata mondiale; la Cina, con 114 centrali con potenza superiore a 1 GW, ha una concentrazione elettrica superiore all'Europa occidentale e centrale, con 89 centrali sopra 1 GW, e al Nord America con 86. Non solo sul salario, ma pure sul costo dell'energia la Cina ha un vantaggio competitivo sull'Occidente.

Gli impianti giganteschi caratterizzano l'idroelettricità. Se consideriamo le centrali con potenza superiore a 1 GW, le idroelettriche nel mondo sono 175, a fronte di 134 nucleari e 107 a carbone. Sempre tra queste centrali, le idroelettriche hanno il 38,9% della potenza, contro il 28,4% delle nucleari e il 23,8% di quelle a carbone.

In Asia e in America Latina che sono collocate le più grandi centrali idroelettriche. Nei limiti fissati dalla conformazione geografica, l'energia idroelettrica è sempre un'opzione che i paesi considerano nei loro piani di sviluppo industriale.

Le maggiori centrali elettriche (Centrali con capacità installata superiore a 1 GW)

	numero	GW	quota %
1 Cina	114	296,6	26,3
2 USA	68	139,9	12,4
3 Giappone	39	108,5	9,6
4 Russia	25	74,3	6,5
5 Canada	18	53,4	4,7
6 Francia	14	51,0	4,5
7 Sudafrica	14	39,5	3,5
8 Brasile	8	35,8	3,2
9 Germania	16	33,8	3,0
10 Italia	17	27,7	2,5
11 Australia	14	24,8	2,2
12 Regno Unito	12	18,1	1,6
13 Sud Corea	4	17,3	1,5
14 Ucraina	5	14,8	1,3
15 Venezuela	2	12,4	1,1
16 Taiwan	5	12,0	1,1
17 India	7	11,2	1,0
18 Pakistan	4	9,5	0,9
19 Svezia	3	9,1	0,8
20 Spagna	6	9,0	0,8
altri	65	130,3	11,5
Totali	460	1.129,0	100,0

distribuzione	per	aree	geografiche
NAFTA	86	197,0	17,4
Europa	89	189,9	16,8
ex URSS	37	106,2	9,4
Cina	114	296,6	26,3
resto Asia	63	168,5	15,0
altri	71	170,8	15,1

Fonti energetiche			
Idroelettriche	175	438,5	38,9
Nucleari	134	321,2	28,4
Carbone	107	269,1	23,8
Gas	37	82,6	7,3
Petrolio	7	17,6	1,6

Le prime venti centrali per potenza elettrica installata (fonte energetica diversa)

	stato	GW	Tipo
1 Three Gorges Dam	Cina	22,5	idrica
2 Itaipu Dam	Brasile	14,0	idrica
3 Baihetan Dam	Cina	13,1	idrica
4 Xiluodu Dam	Cina	12,6	idrica
5 Guri Dam	Venezuela	10,2	idrica
6 Kashiwazaki-Kariwa	Giappone	8,2	nucleare
7 Tucurui Dam	Brasile	8,0	idrica
8 Bruce Nuclear Generating Station	Canada	7,3	nucleare
9 Taishan Power Station	Cina	7,0	carbone
10 Wudongde Dam	Cina	7,0	idrica
11 Grand Coulee Dam	USA	6,8	idrica
12 Sayano-Shushenskaya Dam	Russia	6,4	idrica
13 Xiangjiaba Dam	Cina	6,4	idrica
14 Longtan Dam	Cina	6,3	idrica
15 Krasnoyarsk Hydroelectric Dam	Russia	6,0	idrica
16 Ulchin Nuclear Power Plant	Sud Corea	5,9	nucleare
17 Yeonggwang	Sud Corea	5,9	nucleare
18 Nuozhadu Dam	Cina	5,9	idrica
19 Taichung Power Plant	Taiwan	5,8	carbone
20 Gravelines Nuclear Power Plant	Francia	5,7	nucleare

Generazione di elettricità nel mondo (2008)

forma di energia	quota %
Carbone	41,0
Gas	21,3
Idroelettrica	15,9
Nucleare	13,5
altre	8,3
Totali	100,0

Elaborazione su dati UDI, World electric power plants database, International energy agency, Energy information administration, dipartimento Energia USA.

Energia dal mare

Le ricerche in questa branca delle energie alternative sono promettenti e meritano una trattazione un po' più approfondita sia per l'originalità dei sistemi escogitati che per quantità teorica di produzione e basso impatto ambientale.

In linea di principio è possibile convertire almeno cinque tipi di energia presenti nel mare:

- Energia del moto ondoso

- Energia mareomotrice (o delle maree)
- Energia delle correnti marine
- Energia talassotermica (OTEC: gradiente termico tra superficie e fondali)
- Energia a gradiente salino (osmotica)

Attualmente esiste solo un impianto per lo sfruttamento delle maree in Francia, mentre sono in corso esperimenti per lo sfruttamento del potenziale energetico delle onde nel Regno Unito, in Norvegia e in Giappone e del gradiente termico negli Stati Uniti.

L'Unione Europea ha di recente concluso uno studio che identifica circa 100 siti suscettibili di essere utilizzati per la produzione di energia elettrica dalle correnti marine.

In Italia è lo stretto di Messina ad essere stato identificato tra i siti più promettenti.

Secondo l'ENEA ed il comitato scientifico Marescienza (www.marescienza.it) correnti e onde marine degli 8.000 chilometri di coste del nostro paese consentirebbero di produrre, se sfruttate adeguatamente, una quantità di energia elettrica pari a 6 reattori nucleari Epr.

Va comunque rivisto il vecchio "Piano nazionale difesa mare e coste del 1982" per garantire un'adeguata tutela degli ecosistemi marini e costieri.

L'ammontare delle risorse energetiche oceaniche è in teoria di :

- 1) 2.000 TWh/anno dal gradiente salino
- 2) 10.000 TWh/anno dal gradiente termico (OTEC)
- 3) 800 TWh/anno dalle maree
- 4) 8.000 – 80.000 TWh/anno dalle onde

Questo potenziale teorico è svariate volte più grande del fabbisogno elettrico globale ed è equivalente a 4000–18000 MtoE (milioni di tonnellate di petrolio equivalenti).

Energia del moto ondoso

E' una fonte di recente sperimentazione in vari progetti europei di ricerca nel campo energetico.

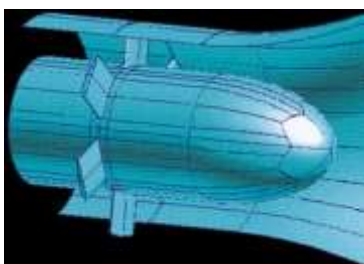
Ci sono allo studio ipotesi per concentrare e focalizzare le onde in modo da aumentarne l'altezza e il potenziale di conversione in energia elettrica (sistema del "salto idrico").

Altre ipotesi prevedono invece di utilizzare le variazioni di pressione che si riscontrano al di sotto della superficie del mare (sistema del principio di Archimede), altre utilizzano dei galleggianti che "copiano" il moto ondoso trasferendolo a dei generatori per mezzo di pistoni idraulici (sistema basato sull'ampiezza d'onda).



In Italia è stato progettato un sistema frangiflutto in grado di attuare anche lo sfruttamento della forza d'urto delle onde del mare per produrre energia elettrica. Si tratta di una struttura del tutto simile a quelle in corso di sperimentazione da molto tempo ma dalle quali si distingue per la presenza di un serbatoio idropneumatico, finora mai utilizzato in applicazioni del genere ma che si ritiene essere in grado di regolarizzare il flusso e cioè di trasformare l'energia pulsante delle onde in energia che si mantiene costante per periodi di una durata

compatibile con una sua utilizzazione ai fini idroelettrici.



Oltre alle progettazioni basate su sistemi frangiflutti o barriere di protezione dei porti sono stati sperimentati impianti turbogeneratori dalla scozzese [Wavegen](#) e dalla australiana [Energetech](#) da utilizzare off-shore e sottocosta, anche in accoppiata con centrali eoliche marine per migliorarne l'efficienza.

Il turbogeneratore ha la proprietà di mantenere lo stesso senso di rotazione indipendentemente dalla direzione del flusso, quindi le turbine ricevono la spinta sia nella fase di compressione che in quella di decompressione.

Gli impianti sono progettati per una potenza di 2 MW e non sono necessariamente costieri. Con piattaforme al largo si potrà raccogliere la spinta, ben più elevata, delle onde lunghe del mare.

Ogni metro di fronte ondosu può sviluppare mediamente 70 kW al largo e 20 kW sottocosta.

Il progetto LIMPET (Land-Installed Marine-Powered Energy Transformer), in Scozia, è collegato alla rete elettrica e il costo del kWh è di 0,075 €, per fare un paragone basti pensare che i primi impianti eolici producevano un kWh al costo di 0,16 € mentre oggi si hanno costi di 0,04 € con la prospettiva di arrivare a meno di 3 centesimi.

L'efficienza del sistema è buona, circa il 50%, il fronte dell'impianto (sottocosta) è di 18 metri e le due turbine da 300 kW producono in un anno circa 2300 MWh, mentre i migliori aerogeneratori con la stessa potenza producono mediamente in un anno circa 1300 MWh,

Attualmente i costi del prototipo sono 4 volte maggiori di quelli delle turbine eoliche attuali che però godono di una certa industrializzazione.

Il sistema che utilizza l'ampiezza dell'onda è basato su una struttura di galleggianti semisommersi che grazie al movimento dettato dalle onde agisce su dei pistoni idraulici accoppiati a dei generatori.



Il progetto Pelamis consiste in una struttura composta da 5 elementi congiunti, che ha un diametro di 3,5 m ed è lungo 150 metri, la potenza è di 750 kW.

Impianti di prova saranno installati al largo della Scozia (750 kW) e al largo dell'isola di Vancouver in Canada (2 MW).

Gli impianti commerciali dovrebbero essere di 30 MW e "coprirebbero" un Km quadrato di mare, con grossi problemi di

impatto paesaggistico, soprattutto se si dovessero allestire produzioni industriali dell'ordine dei GW. I primi sistemi commerciali saranno installati davanti alle coste del Portogallo ed il primo impianto che sta per essere completato ha una potenza di 2,25 MW.



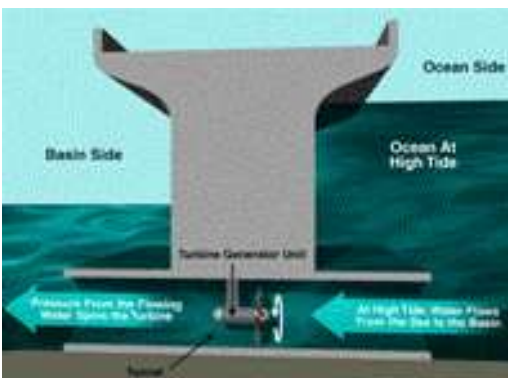
Anche in Brasile si stanno costruendo impianti che sfruttano l'ampiezza d'onda in cui i galleggianti sono collegati ad una banchina tramite un braccio snodato, meccanicamente accoppiato ad un generatore.

Sono da considerare molto più efficienti del Pelamis, anche in relazione alla facilità di manutenzione.

L'energia delle maree

La marea, il ritmico innalzamento e abbassamento del livello del mare provocato dall'azione

gravitazionale della luna e del sole, di solito ha un'ampiezza (dislivello tra l'alta marea e la bassa marea) inferiore al metro, ma in alcune zone, per la particolare configurazione del sito, il dislivello può raggiungere valori elevati, utili per lo sfruttamento e la produzione di energia, ad oggi prevalentemente elettrica. In alcune zone del pianeta, per esempio, si registrano maree anche con 20 mt di ampiezza verticale.



Esistono diversi progetti di sfruttamento delle maree, che comportano metodi diversi di sfruttamento

dell'energia: sollevamento di un peso in contrapposizione alla forza di gravità; compressione dell'aria in opportuni cassoni e movimentazione di turbine in seguito alla sua espansione; movimento di ruote a pale; riempimento di bacini e successivo svuotamento con passaggio in turbine. Quest'ultimo sembra dare i migliori risultati.

Una premessa è ovviamente un'ampiezza della marea sufficiente, come si verifica ad esempio nella Francia settentrionale, presso St. Malo, dove la differenza tra il livello minimo e il livello massimo dell'acqua è di 12-13 metri.

Le centrali di marea costiere hanno il limite nell'erosione che esercitano sulle coste e nella abbondante sedimentazione all'interno del bacino.

Per questi motivi si sta pensando a degli impianti offshore che hanno anche la possibilità di essere progettati in strutture con più bacini di contenimento dell'acqua per modulare la produzione di energia elettrica (discontinua perché legata alle fasi di marea) ed allinearla con il picco di richiesta di energia.

Ad oggi sono stati individuati, a livello globale, 21 siti dove le caratteristiche delle maree sono adatte alla installazione di questo tipo di centrali mareomotrici.

Nonostante lo sfruttamento del dislivello di marea sembri semplice oltreché vantaggioso i limiti principali di queste centrali sono molteplici.

Costo di installazione elevato, difficoltà di collocazione (indicativamente, i siti idonei devono avere ampiezze di marea superiore ai 3 metri e topografia favorevole all'installazione), discontinuità nella produzione, erosione delle coste creata anche dalle centrali che modificano i flussi di marea, tendenza alla sedimentazione all'interno del bacino (soprattutto se collocate alla foce dei fiumi), disturbo per l'ecosistema, in particolare per la fauna ittica.

L'energia delle correnti marine

E' l'energia cinetica prodotta dalle enormi masse d'acqua in movimento che costituiscono le correnti marine e possono essere paragonate ad immensi fiumi che scorrono in seno al mare. Si tratta di masse d'acqua di densità diversa, che non si mescolano tra loro ma scorrono a lungo l'una accanto

all'altra, a livelli superficiali o profondi, seguendo una direzione quasi costante e con una caratteristica velocità.

Ne esistono di vario tipo: costiere, di mare aperto, superficiali e di profondità, stabili o stagionali, etc.

Uno dei siti più interessanti per lo sfruttamento in ambito mediterraneo di questa energia rinnovabile è lo Stretto di Messina, caratterizzato da correnti con velocità di 1,5 m/s, che sviluppano una potenzialità energetica pari a quella prevista dalla grande centrale idroelettrica in costruzione in Cina sul Fiume Azzurro: circa 15.000 MW.

In studi dedicati è stata identificata anche una particolare tipologia di generatore, simile a un generatore eolico, ma con pale particolari (non profilo alare), che sfruttano la doppia rotazione delle pale, sia attorno al mozzo dell'elica, sia attorno al proprio asse.

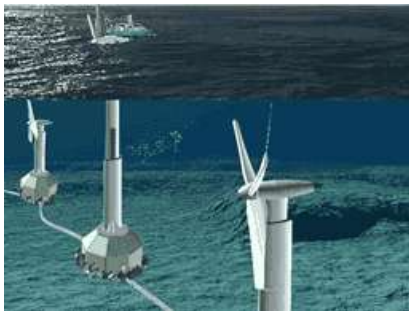
Le turbine per lo sfruttamento delle correnti marine possono essere (come per le tecnologie eoliche) ad asse orizzontale o ad asse verticale.

Le turbine ad asse orizzontale probabilmente sono più adatte alle correnti marine costanti, come quelle presenti nel Mediterraneo.

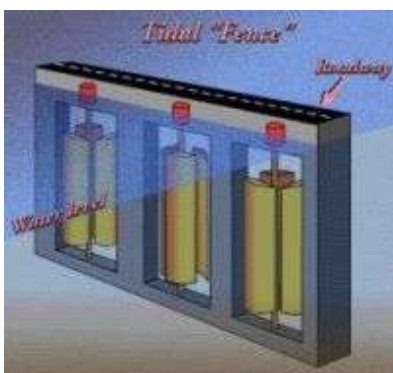
Anche in questo campo la tipologia di impianti sperimentali progettati è quanto mai ampia in relazione alle caratteristiche fisiche dei fondali e della corrente marina da affrontare.

Teoricamente nella sola Europa la disponibilità di questo tipo di energia è pari a circa 75 GW.

I costi di questi impianti sperimentali sono già ad un buon livello (0.07 €/kWh), si calcola di raggiungere costi ancora più competitivi per impianti multipli.



Turbine ad asse orizzontale



Turbine ad asse verticale

Per rendere più evidente il concetto dell'efficienza di questi impianti basti sapere che per ottenere una potenza di 3 KW/metro quadrato è sufficiente una corrente marina con velocità 3mt/sec mentre nell'eolico occorre una corrente d'aria che viaggia a 28 mt/sec (100 km orari).

Energia talassotermica

Detta anche energia mareotermica, sfrutta le differenze di temperatura tra la superficie marina (generalmente più calda) e le profondità oceaniche (nell'ordine delle centinaia di metri).

Spesso viene anche indicata come OTEC, acronimo inglese per *Ocean Thermal Energy Conversion*. L'energia solare assorbita dalla superficie del mare la riscalda, creando una differenza di temperatura fra le acque superficiali, che possono raggiungere i 25 - 28 gradi, e quelle situate per esempio ad una profondità di 600 mt, che non superano i 6-7 gradi. E' ovvio che le aree più idonee per queste installazioni sono quelle tropicali, in mari molto profondi e caldi,

Il principio è concettualmente simile a quello di una centrale termoelettrica a vapore.

Si utilizza un ciclo chiuso nel quale circola un fluido (es: ammoniaca e fluoro) in grado di evaporare alla temperatura dell'acqua di superficie (es: 25-28°C); il vapore in pressione mette in moto una turbina e un generatore di elettricità, quindi passa in un condensatore e torna allo stato liquido, raffreddato dall'acqua aspirata dal fondo (che può essere ad esempio a 6-7°C).

Una differenza di 20 gradi centigradi basta a garantire la produzione di una quantità di energia economicamente sfruttabile.

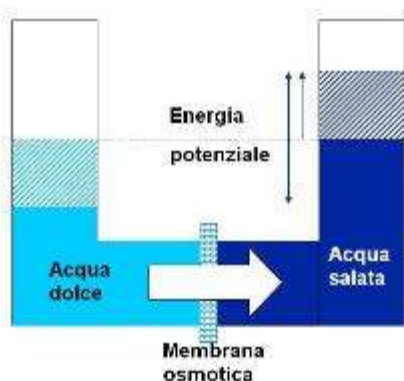


La prima centrale di questo tipo è stata realizzata nel 1996 presso le isole Hawaii, a Tahiti e a Bali: si tratta comunque di impianti di taglia piccola, ed è possibile realizzare impianti al massimo dell'ordine di alcuni MW.

Centrale America nelle Hawaii che sfrutta la differenza termica tra gli strati d'acqua dell'oceano per produrre corrente elettrica

Energia da osmosi

Quando un fiume si versa in mare e l'acqua dolce si mescola con acqua salata vengono liberate enormi quantità di energia. Ciò non è evidente e non è intuitivo ma basti pensare che per ottenere



acqua dolce dall'acqua salata serve energia, per contro quando l'acqua dolce viene salata si libera energia.

L'energia a gradiente salino detta anche energia osmotica è ottenuta dalla differenza nella concentrazione del sale fra l'acqua di mare e l'acqua dolce (per esempio alla foce di un fiume).

La quantità di energia ottenibile con questo procedimento è significativa.

Le possibilità per una applicazione pratica dipende molto dalla riduzione di costo della membrana osmotica necessaria al sistema.

Nel corso degli ultimi venti anni lo sviluppo di membrane osmotiche ha avuto un buon sviluppo grazie all'applicazione nella desalinizzazione dell'acqua per usi potabili ed irrigui e per la depurazione delle acque reflue.

Le due tecniche più interessanti sono quella a ritardo-pressione per osmosi (pressure-retarded osmosis, PRO) e l' elettrodialisi inversa (reverse electro dialysis, RED).

La PRO utilizza le membrane ad osmosi inversa, un tipo di membrana semipermeabile inventato dagli americani Sidney e Loeb per produrre acqua potabile, tecnologia consolidata ed utilizzata soprattutto in Medio Oriente.

La RED utilizza una nuova membrana, più economica, formata da plastica polietilene modificata elettricamente, che ne potrà permettere un potenziale uso commerciale.

Nei Paesi Bassi, ad esempio, dove più di 3.300 m³ al secondo di acqua dolce sfociano in mare, l'energia potenziale è di 3.300 MW.

L'handicap dell'energia marina

L'energia cinetica del mare è enorme, come enorme è la sua capacità erosiva/distruttiva, senza considerare tempeste o tsunami.

Il problema centrale dei sistemi di sfruttamento dell'energia del mare è la manutenzione, tanto più costosa quanto più si installino sistemi off-shore o sottomarini.

All'azione chimica/corrosiva dell'acqua salata si aggiunga l'aggressione biologica costituita da alghe ed altri sistemi viventi in grado di colonizzare qualsiasi oggetto o manufatto umano venga immerso nel mare.

Un falso d'autore: energia e biogas dalle biomasse

Premessa

Il 20 febbraio 2009, in Italia, il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali ha inserito in un disegno di legge, all'art. 2, l'equiparazione del biogas da residui agricoli e scarti alimentari alle energie rinnovabili con tariffa agevolata pari a € 0.28 / KWh.

Il sistema di incentivazione con questa tariffa, è abbastanza premiante, tenendo conto dei costi di costruzione e gestione, sia per gli impianti sotto il megawatt, che per taglie superiori attraverso i certificati verdi, che garantiscono anche un premio aggiuntivo se si usa biomassa da filiera corta e pertanto l'investimento sta attirando l'attenzione di molti agricoltori.

*“Rispetto al 2007 - spiega Sergio Piccinini, direttore del Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA) di Reggio Emilia - il numero degli impianti a biogas operativi con effluenti zootecnici, colture energetiche e scarti agroindustriali è **creciuto del 77%** passando da 154 impianti a 273, di cui il 27% attualmente in costruzione.*

E' certo che il trattamento delle biomasse si integra bene con il mondo agricolo e zootecnico, di cui sono il rifiuto principale, e sono in grado di produrre biogas dalla loro fermentazione, che può essere bruciato per produrre elettricità o purificato a metano e compost dal materiale residuo della fermentazione, ma, come verrà ampiamente trattato in seguito, senza la tariffa incentivante il business scompare e questa attuale fetta del mercato dell'energia non è più remunerativa.

Allora, quale potrebbe essere il giusto contesto nel quale inserire la produzione di energia dalle biomasse?

Certamente il ciclo di smaltimento dei rifiuti organici della nostra agricoltura industrializzata e della raccolta differenziata.

In questo contesto, considerandolo un problema sociale e non semplicemente una forma “alternativa della produzione di energia equiparata alle fonti rinnovabili” si dovrebbero trovare le risorse per sostenerne le installazioni e la loro gestione auspicando di mantenere il sistema a costo zero ossia senza perdita economica.

La tesi ambientale, se facciamo attenzione, è presente **“fra le righe”** nelle dichiarazioni di Piccinini del CRPA che nel dimensionare gli impianti *“è sempre fondamentale per l'imprenditore avere la consapevolezza che deve esserci un corretto equilibrio fra le biomasse disponibili in azienda o nelle immediate vicinanze e utilizzabili nell'impianto, oltre al terreno necessario alla gestione agronomica del digestato prodotto”* e nelle dichiarazioni di Katuscia Eroè, esperta di energia di Legambiente, *“la biomassa deve essere disponibile in loco e coltivata preferibilmente su terreni residuali, ma la soluzione migliore è senza dubbio il riutilizzo di scarti e sottoprodotti delle varie lavorazioni, da quelli dell'industria alimentare a quelli della manutenzione del verde, anche qui organizzati in piccole filiere nei dintorni dell'impianto”*.

Quindi l'equiparazione alle energie rinnovabili potrebbe essere ritenuto un falso del Ministero ed il giusto obiettivo sarebbe ambientale e di interesse pubblico, non limitato ad alcuni ambienti produttivi del privato agricolo-industriale che non può sostenere costi senza un giusto rendimento.

Anche in questo capitolo riteniamo opportuno approfondire un argomento che ha creato false valutazioni ed attese energetiche troppo ottimistiche.

Funzionamento

Le biomasse comprendono vari materiali di origine biologica, scarti delle attività agricole riutilizzati in apposite centrali per produrre energia elettrica. Si tratta generalmente di scarti dell'agricoltura, dell'allevamento e dell'industria.

- 1) legname da ardere
- 2) residui agricoli e forestali
- 3) scarti dell'industria agroalimentare
- 4) reflui degli allevamenti
- 5) rifiuti urbani
- 6) specie vegetali coltivate per lo scopo

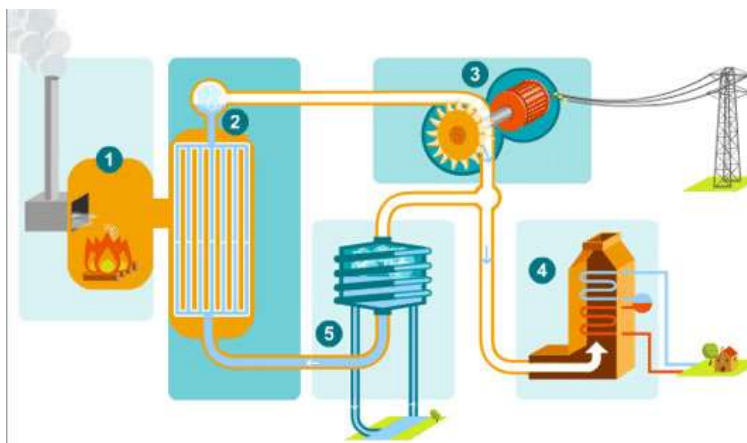
Le centrali possono essere termiche per bruciare gli scarti tal quali come un qualsiasi inceneritore o a produzione di biogas per fermentazione con produzione di compost, lo scarto finale.

Centrali termiche

Una centrale a biomasse produce l'elettricità grazie al vapore prodotto attraverso la combustione dei materiali elencati, che mette in funzione una turbina collegata ad un alternatore.

Le biomasse vengono bruciate in una camera di combustione (1), producendo il calore necessario a trasformare, nella caldaia (2) l'acqua in vapore che viene inviato sotto pressione alla turbina (3).

Il vapore mette in rotazione la turbina che a sua volta fa ruotare il rotore di un alternatore che produce corrente elettrica alternata.



La corrente così prodotta viene inviata ad un trasformatore che la eleva di tensione prima che venga immessa nella linea di trasmissione.

All'uscita della turbina, il vapore viene nuovamente trasformato in acqua grazie ad un condensatore (5) nel quale circola acqua fredda. L'acqua viene, da quest'ultimo, reimessa nella caldaia.

Una parte di vapore in uscita dalla turbina può essere recuperato ed usato per il riscaldamento: in questi casi si parla di impianti di cogenerazione (4).

Centrali a biogas

L'impianto di digestione dei rifiuti agricoli e zootecnici e produzione di biogas è costituito dai seguenti componenti fondamentali:

- Accumulo e stoccaggio delle derrate e del liquame da digerire
- Alimentazione all'impianto di digestione
- Sistema di riscaldamento liquami:
Scambiatore di calore a fascio tubiero, realizzato con tubi in acciaio zincato concentrici con dispositivi per spurgo aria, montato su traliccio realizzato in modo da permettere una facile manutenzione del circuito fanghi.
- Sistema di idrolisi:
Reattore d'idrolisi ad bassa temperatura 80 ° C e a bassa pressione della capacità di 50 mc per ciclo.
serbatoi da idrolisi con sistema di riscaldamento miscelazione e triturazione in acciaio inox della capacità di mc 50.
- Reattore anaerobico :
digestore anaerobico in ferro al C. protetti con vernice epossicatramosa
- Prelievo e trattamento biogas :
digestore secondario con sovrastante gasometro in ferro al C. protetti con vernice epossicatramosa
- Depurazione del biogas
- Utilizzazione del biogas :
Gruppo di cogenerazione a motore a scoppio con alternatore completo di quadro elettrico e dispositivi di controllo della potenza di 650 kW.

Le derrate ed il liquame vengono inviate ai reattori d'idrolisi costituiti da serbatoi in acciaio riscaldato a 40 – 50 ° C e perfettamente miscelato con un unico dispositivo esterno.

L'alimentazione dell'acqua di ricircolo per idrolizzare la massa passa da scambiatori di calore dove viene preriscaldata, e quindi immessa nel reattore.

Il reattore anaerobico è sostanzialmente un serbatoio ermeticamente chiuso in cui avvengono i processi biologici di demolizione della sostanza organica e di gassificazione.

Il volume dei reattori assicura il tempo di permanenza idraulico necessario per la gassificazione della sostanza organica solubile, mentre appositi dispositivi esterni di recupero dei solidi e della biomassa assicurano, sia il corretto tempo di permanenza della sostanza organica sospesa per una ottimale gassificazione, sia il giusto tempo di moltiplicazione alla popolazione microbica.

Contemporaneamente all'immissione del refluo da trattare all'interno dei reattori, si ha la fuoriuscita dagli stessi dell'effluente stabilizzato, che viene inviato allo stoccaggio per il recupero della fase liquida da riciclare in digestione e lo stoccaggio della frazione solida da inviare all'impiego in agricoltura (compost).

Il biogas viene prelevato alla sommità dei digestori da un'apposito duomo di prelievo ed inviato alla linea di depurazione con deumidificazione a freddo, e filtrazione delle particelle solide.

Dai digestori il liquame che fuoriesce viene trattato in flottazione per chiarificare l'acqua che viene riutilizzata per la fase di idrolisi e digestione anaerobica.

Si deve poi considerare che la sostanza organica presente nei materiali inviati a digestione, viene ridotta del 60-65% ed anche oltre, con una conseguente riduzione della sostanza secca di circa il 45%, quindi il fango trattato rappresenta solo il 55% (come sostanza secca) del refluo originario.

Dalla digestione anaerobica della sostanza organica si ottiene il biogas.

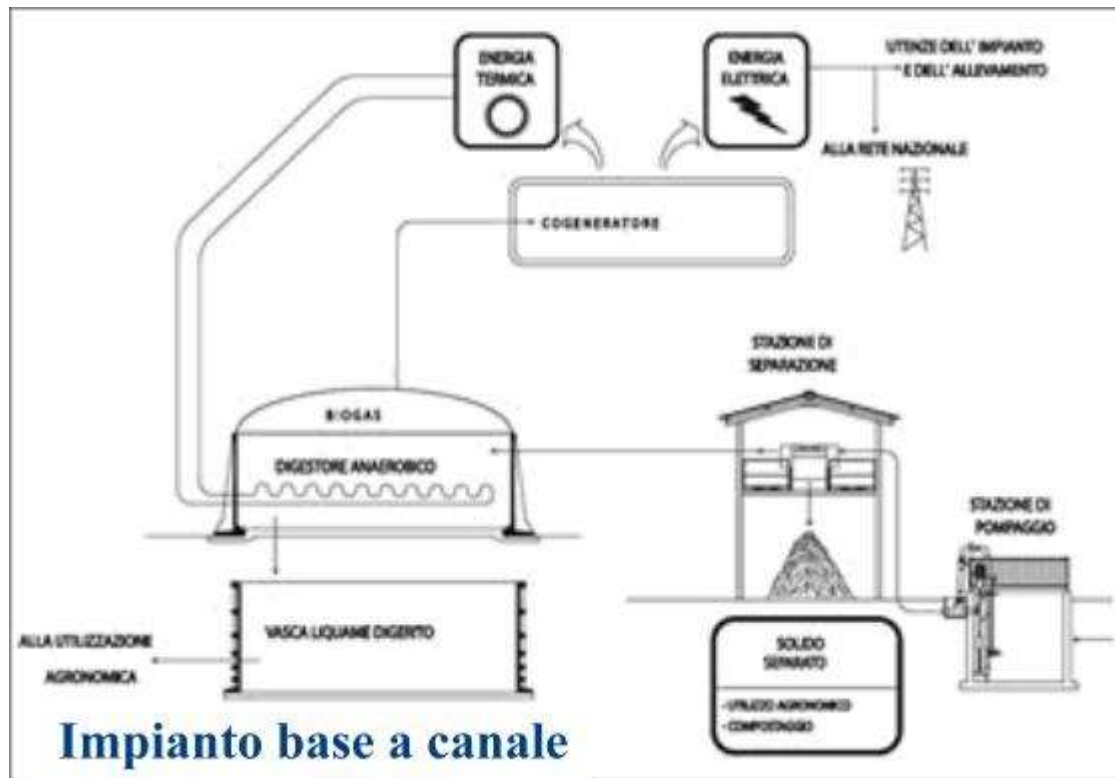
Il biogas è una miscela di gas costituita principalmente da metano (60-65%) e da anidride carbonica (il rimanente) con una piccolissima frazione di altri gas.

Il biogas è quindi combustibile è dotato di un potere calorico basso e per tale motivo può essere impiegato per la produzione di energia termica (combustione in caldaia), elettrica (combustione in

motori endotermici accoppiati ad alternatori) ed energia elettrica e termica (utilizzo in cogeneratori).

In ogni caso si ha energia che viene impiegata in azienda in sostituzione totale o parziale di quella acquistata con conseguente risparmio sulle spese.

Le tipologie di impianti ideati sono essenzialmente 3 a seconda dei materiali utilizzati come combustibili e della massa da trattare.



L'impianto a canale con flusso a pistone è caratterizzato dalla massima semplicità realizzativa

1) Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone

Può essere validamente utilizzato sia nel trattamento dei liquami zootecnici, sia nella stabilizzazione dei fanghi ottenuti dalla flottazione di reflui agro-zootecnici. Nel caso di utilizzo per liquami zootecnici, richiede una preventiva separazione dei solidi grossolani, non tecnicamente biodegradabili in tempi tecnici ragionevoli, utilizzando nel processo anaerobico solo la frazione liquida delle deiezioni. Il digestore pertanto è assolutamente privo di organi di miscelazione interni e si deve prediligere la conformazione a canale.

2) Impianto cilindrico tipo up-flow miscelato

Utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), pertanto il digestore, che in questa tipologia di impianto è di forma cilindrica, sarà dotato di impianto di miscelazione ad elica, di pompa di ricircolo esterna temporizzata e sistema di bocchette di fondo per ottenere la movimentazione del liquame e l'effetto up-flow e rompicrosta. Il digestore sarà alimentato giornalmente con liquame fresco, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20/25 giorni.

3) Impianto tipo super-flow per biomasse super dense

Il processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), con immissione di opportuna biomassa anche in grandi quantità, oltre il limite di pompabilità. Di norma l'impianto prevede due digestori, uno primario e uno secondario. Il digestore primario di tipo cilindrico, è dotato di un particolare miscelatore ad asse orizzontale che garantisce

la completa miscelazione dei liquami e della biomassa. Il digestore primario è alimentato costantemente con liquame fresco e biomassa secondo un piano di carico prestabilito in funzione delle composizioni e caratteristiche dei vari complementi di apporto, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20 – 30 giorni per essere trasferito nel digestore secondario, a sua volta miscelato ed in grado di recuperare la residua quantità di biogas. Il tempo di permanenza nel secondo digestore risulta pari a circa 30 – 40 giorni per una permanenza media complessiva pari a circa 60 giorni.

L'obiettivo industriale è di progettare impianti modulari che possano produrre circa 1 MW di potenza complessiva, capace di 8 milioni di KW/h all'anno ossia € 2.240.000/anno (a 28 eurocents) e contemporanea cogenerazione di calore e compost.

Il costo dell'investimento è circa 4 milioni di euro + 1 milione/anno per la gestione che dovrebbero rientrare in 5 - 7 anni grazie all'incentivo.

La realizzazione del business

Oggi le banche finanziano la costruzione di centrali a biogas, anzi entrano con i loro dipendenti nei consigli di amministrazione delle cooperative agricole che ottengono il permesso alla costituzione dell'impresa.

Le banche entrano in società ponendo alla cooperativa il preciso vincolo di un costo di produzione del KW/h tale da far rientrare l'investimento con gli interessi entro 15 anni che sono il limite amministrativo di erogazione degli incentivi.

Praticamente obbligano la cooperativa a dedicare aree agricole alla coltura di cereali per biogas abbastanza vaste da raggiungere l'obiettivo economico.

Per capire l'importanza della clausola occorre esaminare la potenzialità energetica dei combustibili immessi nell'impianto.

In un impianto di media portata (750KW - 1 MW) vengono consumate annualmente:

- 1) 6500 mc di liquame bovino
- 2) 200 tonnellate di grappi d'uva (resa 40 – 50 mc gas /tonn.)
- 3) 8600 tonnellate di mais (resa 200 mc gas /tonn.)
- 4) 6200 tonnellate di grano triticale (resa 170 mc gas /tonn.)
- 5) 1100 tonnellate di cereale sorgo (resa 140 mc gas /tonn.)

Escluse le prime 2 voci che sono il vero guadagno ecologico/ambientale per la società il resto significa inviare al macero 16000 tonnellate di prodotto fresco prima destinato all'uso alimentare umano o degli allevamenti.

Quindi occorre dedicare 300 ettari di terreno al servizio di una centrale a biogas da 1 MW, ed il costo del KW/h così prodotto è di 22 eurocents: guadagno netto 6 eurocents.

Se il ricavato totale del KW/h fosse di 7 eurocents (prezzo in bolletta) e non di 28, la centrali sarebbero solo un colossale fallimento.

Per capire pienamente la follia di questa operazione di equiparazione alle fonti rinnovabili bastino le dichiarazioni del dr. Alberto Di Fazio, esperto del CNR di fonti energetiche mondiali.

“E' stato calcolato che se si dedicasse tutto il terreno agricolo del pianeta alla produzione di biocarburanti si potrebbe soddisfare il 25% dell'attuale fabbisogno mondiale di carburante per i motori a combustione interna.....oltre al grave impatto ambientale di questa scelta bisognerebbe tenere conto della quantità impressionante di fertilizzanti e disinfestanti necessari alle colture, derivati in gran parte dal petrolio....”

David Pimentel altro esperto internazionale in fonti energetiche ha calcolato che 1 ettaro di terreno coltivato a mais consuma in totale (compreso l'uso di macchinari agricoli) 8.2 milioni kCal/anno e rende 13 tonn, di mais equivalenti a 9.3 milioni kCal/anno: uno sforzo enorme per un risultato pigmeo.

Bisogna ammettere a discolpa degli operatori della filiera agricola che il prezzo dei cereali sul mercato mondiale è troppo basso per remunerare la coltivazione e gli incentivi sono estremamente allettanti.

In Italia gli incentivi stanno spingendo sempre più cooperative alla realizzazione di impianti di grande potenza e gli stessi governi regionali sono orientati in tal senso, ad es. l'Emilia Romagna punta alla produzione di 100 MW di elettricità tramite biogas nel 2011.

Attualmente il 50% delle centrali a biogas in Italia sono concentrate nella provincia di Cremona (oltre il 25% dei terreni agricoli di tutta la provincia sono dedicati al biogas) e questa scelta ha determinato la diminuzione di prodotti agricoli italiani sul mercato, la crisi degli allevamenti per mancato approvvigionamento di mangimi, contemporanea diminuzione della produzione di grana padano e l'aumento del fitto dei terreni che seguono l'onda speculativa del biogas.

Carburanti dal sole

L'obiettivo principale della conversione dell'energia solare in carburanti (principalmente idrogeno) è di superare l'handicap della discontinuità produttiva degli impianti fotovoltaici.

Convertire il fotovoltaico in un prodotto stoccabile per poi riconvertirlo in energia elettrica è un'operazione con un bilancio energetico finale ovviamente inferiore alla conversione diretta in elettricità, ma necessario per far fronte al black out notturno del fotovoltaico ed ai picchi di consumo.

Le soluzioni proposte dai ricercatori sono numerose e a volte originali e sorprendenti, se ne illustrano alcune in via di realizzazione pratica.

Un progetto interessante del Sandia National Laboratories usa un disco parabolico di sei metri di diametro ricoperto di specchi in un impianto nel deserto del New Mexico.

I raggi del Sole sono concentrati su una struttura cilindrica lunga 0.5 metri collocata di fronte al disco e gli specchi focalizzano la luce solare attraverso un'apertura su una decina di anelli concentrici che ruotano una volta al minuto. Sui bordi degli anelli ci sono denti di ossido di ferro (ruggine) e ossido di cesio che nella rotazione sono colpiti dai raggi, riscaldandosi fino a 1500 gradi Celsius.

Il calore permette di liberare ossigeno dall'ossido di ferro. Grazie alla rotazione, i denti tornano nell'impianto di raffreddamento, la parte in ombra del reattore, ed estraggono ossigeno dal vapore oppure dall'anidride carbonica nella camera, rilasciando idrogeno e monossido di carbonio ricchi di energia.

La miscela di idrogeno e monossido di carbonio è chiamata «gas di sintesi», o syngas ed è il mattone di base per combustibili fossili e composti chimici, anche per la plastica.

Inoltre il processo potrebbe assorbire una quantità di CO₂ equivalente a quella emessa quando il combustibile è bruciato.



I problemi pratici, ovviamente, sono l'ostacolo maggiore. Al Sandia i denti tendono a fratturarsi, ostacolando la reazione. «Durante il ciclo, si passa continuamente da 1500 a 900 gradi: un grande stress per il materiale», sottolinea il direttore della Ligitt Works dell'Arizona State University, che non è coinvolto nel progetto.

Il passo successivo è rendere più robusta la struttura dell'ossido di ferro oppure trovare materiali sempre migliori con cui realizzare i denti. Occorre anche uno sforzo per ridurre l'alto costo degli specchi. I ricercatori del Sandia ritengono che il loro motore a syngas possa produrre combustibile a 2.5 euro al litro, un obiettivo non impossibile, ma ancora piuttosto lontano e comunque non ancora competitivo con il costo dei combustibili fossili.

Altri istituti, tra cui il Politecnico di Zurigo e l'Università del Minnesota, stanno sviluppando metodi alternativi per produrre syngas. Alcune start-up, inoltre, stanno seguendo percorsi diversi. Il dispositivo di Sun Catalytix di Cambridge, in Massachusetts, immerge in acqua un catalizzatore a basso costo, usando l'elettricità ottenuta con un pannello fotovoltaico per separare idrogeno e ossigeno dall'acqua.

Quello di Liquid Light di Monmouth Junction, nello Stato di New York, immette CO₂ in una cella elettrochimica che sintetizza metano.

Nathan Lewis, direttore del Joint Center for Artificial Photosynthesis del California Institute of Technology, sta sviluppando foglie artificiali con nanocavi semiconduttori che assorbono la luce per scindere le molecole d'acqua in idrogeno e ossigeno.

«*Simili combustibili solari permetterebbero di raggiungere quattro obiettivi*» spiega Arun Majumdar, direttore dell'Advanced Research Projects Agency for Energy, «*Carburante pulito, maggiore sicurezza energetica, minori emissioni di anidride carbonica e mitigazione del cambiamento climatico*».

Una produzione alternativa di energia: il risparmio

Premessa

Per ultimo, non per importanza ma perché può essere ritenuto un argomento non pertinente agli obiettivi di questo articolo, meritevole di un'ampia trattazione in altro contesto, è il risparmio energetico che illustriamo per brevissimi cenni.

A grandi linee possiamo ritenere che il risparmio energetico si possa attuare in due forme:

- La autoproduzione di quantità limitate di energia
- Il risparmio nelle forma di minor consumo o meglio di minor spreco e di abbattimento delle dispersioni

Tutte le fonti rinnovabili si prestano ad un produzione civile minima, sufficiente a soddisfare i bisogni di piccole comunità o di singole famiglie. Ovviamente il tipo di fonte e la sua peculiare applicazione cambia a seconda del territorio in cui viene installata.

La geotermia a bassa entalpia, ad esempio, oggi è un prodotto di applicazione ubiquitaria, economicamente abbordabile da singole unità familiari, come il solare termico che è alla portata di tutti, o gli impianti di pannelli fotovoltaici da 3 – 6 KW/h.

La fusione nucleare a bassa energia o fusione fredda non è tecnicamente equiparabile alle fonti rinnovabili, ma nasce per collocarsi nel campo della produzione domestica di acqua calda, riservandosi in un futuro l'applicazione ai motori a turbina (treni o navi) e ai generatori di elettricità: semprechè sia possibile la realizzazione degli attuali prototipi su scala industriale a costi accessibili.

A fronte di alcuni svantaggi quali la maggiore spesa totale degli impianti piccoli (installazione + gestione) rispetto a quelli industriali, a parità di quantità di energia prodotta, o le difficoltà di controllo dell'erogazione totale (facilmente superabile con gli attuali sistemi telematici di controllo degli eccessi immessi in rete o dei picchi di richiesta, come dimostra l'esperienza di Monaco), la parcellizzazione produttiva diminuisce le perdite dovute al trasporto dell'energia (fino al 30% dell'energia prodotta), la complessità e la gestione di infrastrutture centralizzate e crea un risparmio di spesa per tutti.

In alternativa, molto si è già fatto per abbattere sprechi e dispersioni nell'edilizia, sia con le nuove tecniche di costruzione e con i nuovi materiali, spesso derivati dal ciclo dei rifiuti, sia utilizzando il calore sviluppato in altri processi produttivi (elettricità, gas, smaltimento rifiuti, etc....) ossia la cogenerazione, sia con la domotica, il controllo in automazione delle funzioni più importanti (luci, condizionamento etc...) di un edificio sia esso singola abitazione, o destinato ad uso pubblico.

Molto si è fatto anche nel campo degli utilizzatori di energia che costruiamo, dai sistemi di trasporto agli elettrodomestici e molto si può ancora fare. Illustriamo, a scopo esemplificativo, tre progetti ancora allo stadio di studio, con qualche probabilità di realizzazione pratica.

Nuovi motori per autotrazione

Qualcuno si ricorda le promesse del motore rotativo dell'ingegner Wankel, un motore che sviluppava una potenza di un motore tradizionale di 2000 cc con un terzo di cilindrata.

Un notevole risparmio in peso e semplicità costruttiva, forse destinato anche al risparmio di carburante, rivelatosi all'atto pratico un fallimento tecnologico (usura e numero di interventi di riparazione) che condusse al fallimento la NSU, proprietaria del brevetto, una solida impresa tedesca di autoveicoli.

La Michigan State University sta sviluppando un progetto diverso, noto come generatore wave-disk o motore a onda d'urto, che elimina i pistoni.

“Il motore è grande come una pentola e richiede meno componenti rispetto al motore a pistoni” spiega il coinventore Norbert Müller, professore di ingegneria meccanica alla Michigan State University *”...pistoni, bielle e basamento non servono. Minore massa e maggiore efficienza energetica potrebbero spingere un'auto ibrida con freni a cogenerazione a distanze cinque volte più grandi con lo stesso consumo di carburante, riducendo le emissioni di anidride carbonica”*.

Questo sistema, inoltre, potrebbe tagliare i costi di produzione anche del 30 per cento.

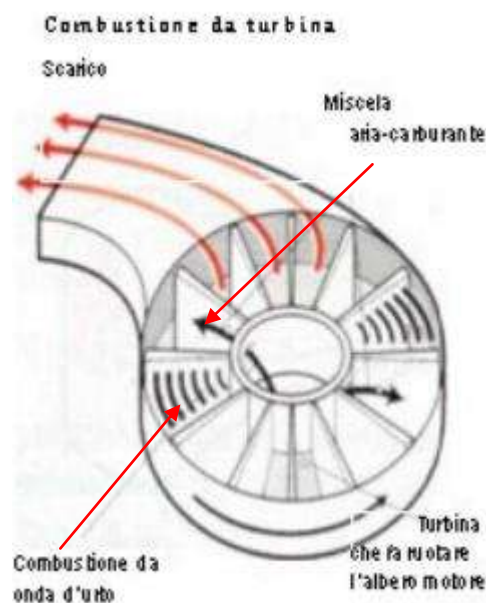
Müller sta testando un prototipo di generatore wave-disk: lo scopo è realizzare un motore da 25 chilowatt (33 cavalli).

L'ingegnere si aspetta che l'efficienza di conversione dell'energia della sua prima macchina sia del 30 per cento, distante dal valore di riferimento dei migliori motori diesel: 45 per cento.

Eppure, secondo le previsioni più ottimistiche, lo sviluppo di questi motori potrebbe portare l'efficienza al 65 per cento. Nello schema wave-disk, il processo di generazione dell'energia avviene in una turbina in rotazione.

Il sistema si può immaginare come un ventilatore o un'elica che ruota in un piano orizzontale, con molte pale di forma curva che sfiorano i bordi dell'alloggiamento. La miscela aria-combustibile in pressione e ad alta temperatura entra nello spazio che separa le pale dal fuso centrale. Quando la miscela si accende, i gas che bruciano si espandono, generando un'onda d'urto che comprime l'aria nello spazio rimanente.

Le onde riflesse dalle pareti dell'alloggiamento comprimono e riscaldano ulteriormente l'aria, che al momento giusto è espulsa dall'involucro. La forza dei gas compressi sulle pale insieme con quella dell'uscita dei gas di scarico, fanno ruotare il rotore collegato all'albero motore.



Simulazioni altamente affidabili, condotte anche alla Michigan State, ora stanno dando informazioni precise sulla geometria delle pale e la temporizzazione della combustione per ottenere

le massime prestazioni. Ma ancora non è chiaro se i modelli computerizzati possano portare a veicoli che vedremo sulle strade.

«*La tecnologia wave-disk potrebbe essere piuttosto difficile da realizzare*», afferma Dan Paxson, che si occupa di modelli fluidodinamici al Glenn Research Center della NASA a Cleveland.

Ovviamente il professor Müller ha pochi dubbi sul fatto che se realizzerà il generatore wave-disk potrebbe aprire la strada a veicoli ibridi più ecologici, «*è solo questione di tempo, impegno e immaginazione, oltre che di denaro*».

Veicoli con impianto di cogenerazione

Il 60% dell'energia prodotta da milioni di veicoli e impianti di generazione è sprecata soprattutto in forma di calore.

Alcuni ricercatori di General Motors stanno cercando di sfruttare questa energia usando materiali a memoria di forma che convertono il calore in elettricità. L'obiettivo del gruppo, guidato da Alan Browne, è recuperare parte del calore del sistema di scarico delle auto per alimentare l'impianto di condizionamento o lo stereo.

Browne progetta di raccogliere il calore con una cinghia costituita da fibre parallele in lega nichel-titanio che «ricordano» una forma. Le leghe a memoria di forma oscillano tra due stati: in questo caso uno stato rigido, predefinito, a temperatura più alta, e uno stato più flessibile a temperatura più bassa.

Nel progetto General Motors, la cinghia è fissata a tre pulegge ai vertici di un triangolo.

Uno è in prossimità del sistema di scarico, un altro dove si trova l'impianto di raffreddamento. Contraendosi nel punto ad alta temperatura ed espandendosi in quello a temperatura più bassa, la cinghia si muove, facendo ruotare le pulegge, che a loro volta possono guidare un generatore. All'aumentare della differenza di temperatura il materiale si muove più velocemente e si genera più energia.

Il prototipo GM è più una dimostrazione di fattibilità che un dispositivo pratico. Un piccola cinghia di 10 grammi fornisce 2 watt di potenza, sufficienti ad alimentare una lampada

«*Visto che possono funzionare anche con solo 10 gradi Celsius di differenza, queste leghe renderebbero possibili tante applicazioni che prima erano considerate irrealizzabili*» ha commentato Geoff McKnight, scienziato dei materiali agli HRL Laboratories, ma, allo stato odierno, le leghe a memoria di forma si usurano e diventano fragili.

Inoltre occorrono tre mesi di lavorazione continua per fissare nel materiale la «memoria» dello stato ad alta temperatura, ed è difficile combinare i cavi per produrre una cinghia.

General Motors non è l'unica realtà impegnata in questa ricerca.

Sanjiv Sinha dell'Università dell'Illinois sta sviluppando materiali a stato solido che convertono calore in elettricità. Se i motori a cogenerazione si possono realizzare con dispositivi e materiali esistenti e futuri, le applicazioni sono virtualmente infinite.

In tutto il mondo questo metodo potrebbe generare miliardi di watt, riducendo il consumo di combustibili fossili.

I sistemi di raffreddamento magnetici

Un terzo del fabbisogno di energia degli edifici è costituito da condizionatori, frigoriferi e congelatori.

Gli impianti di raffreddamento commerciali comprimono e fanno espandere un gas o un liquido refrigerante attraverso cicli ripetuti e i gas più comuni, una volta rilasciati, riscaldano l'atmosfera almeno 1000 volte di più dell'anidride carbonica, a parità di numero di molecole.

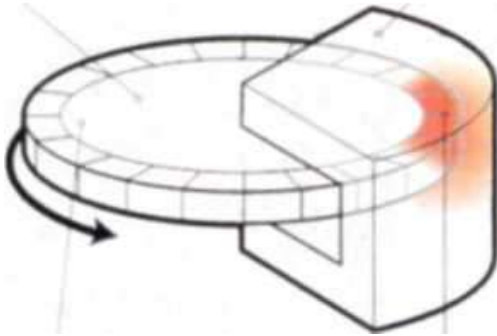
Alcuni ricercatori dell'Astronautics Corporation of America di Milwaukee stanno sviluppando un impianto di raffreddamento a magneti che elimina i compressori.

Il progetto si basa su un effetto chiamato «magnetocalorico», scoperto nel 1881, ma per lungo tempo ignorato per scopi applicativi perché, in teoria, sarebbero necessari magneti superconduttori criogenici per massimizzare l'effetto, ed è causato dalla proprietà degli atomi di immagazzinare

calore sotto forma di vibrazioni: quando un campo magnetico allinea gli elettroni nel metallo impedendogli di muoversi liberamente, gli atomi del metallo vibrano con frequenza maggiore, aumentando la temperatura. Eliminando il campo, la temperatura diminuisce.

Nel 1997 alcuni ricercatori dell'Ames Laboratory del Department of Energy degli Stati Uniti, hanno scoperto una lega di gadolinio, silicio e germanio che ha mostrato un effetto magnetocalorico gigante a temperatura ambiente.

Da quel momento, la Astronautics si è concentrata su queste leghe, e ora sta progettando un condizionatore d'aria per raffreddare un appartamento di circa 90 metri quadri.



Un piccolo disco piatto contiene cunei porosi realizzati con una di queste leghe.

Il disco è circondato da un magnete permanente stazionario a forma di anello, che giace sullo stesso piano. Il magnete ha un traferro da un lato su cui si concentra il campo magnetico. Quando il disco ruota, ciascun cuneo magnetocalorico attraversa il traferro riscaldandosi, per poi raffreddarsi nel resto del percorso. Il fluido in circolo all'interno del sistema è riscaldato e raffreddato dai cunei rotanti, e il fluido raffreddato estrae calore dall'ambiente.

Il magnete è attentamente progettato per impedire che il campo si propaghi dalla macchina e influisca su circuiti elettronici vicini o con eventuali pacemaker cardiaci.

Nell'impianto magnetico la maggior parte del lavoro è fatta dal motore elettrico che comanda la ruota, e in genere i motori elettrici sono molto più efficienti rispetto ai compressori convenzionali.

Oltre al minor consumo un altro grande vantaggio consisterebbe nel fatto che il sistema usa solo acqua per il trasferimento del calore, producendo un impatto sull'ambiente notevolmente più basso, secondo Steven Jacobs, direttore del centro di ricerca tecnologico della Astronautics.

Ma vi sono ancora molte difficoltà pratiche da superare.

Una delle sfide principali è controllare in che modo l'acqua attraversa i cunei porosi: il disco ruota a una velocità compresa tra 360 e 600 giri al minuto.

Inoltre, il magnete è fatto di una costosa lega in neodimio-ferro-boro; per arrivare a un dispositivo commerciabile occorrerebbe quindi minimizzarne il più possibile le dimensioni riuscendo a garantire un forte campo magnetico.