

# Miscellanea INGV

**Energie alternative: stato dell'arte e  
potenzialità di sviluppo ed applicative**

# 08



## **Direttore**

Enzo Boschi

## **Editorial Board**

Raffaele Azzaro (CT)

Sara Barsotti (PI)

Mario Castellano (NA)

Viviana Castelli (BO)

Rosa Anna Corsaro (CT)

Luigi Cucci (RM1)

Mauro Di Vito (NA)

Marcello Liotta (PA)

Simona Masina (BO)

Mario Mattia (CT)

Nicola Pagliuca (RM1)

Umberto Sciacca (RM1)

Salvatore Stramondo (CNT)

Andrea Tertulliani - Editor in Chief (RM1)

Aldo Winkler (RM2)

Gaetano Zonno (MI)

## **Segreteria di Redazione**

Francesca Di Stefano - coordinatore

Tel. +39 06 51860068

Fax +39 06 36915617

Rossella Celi

Tel. +39 06 51860055

Fax +39 06 36915617

redazionecen@ingv.it

# m

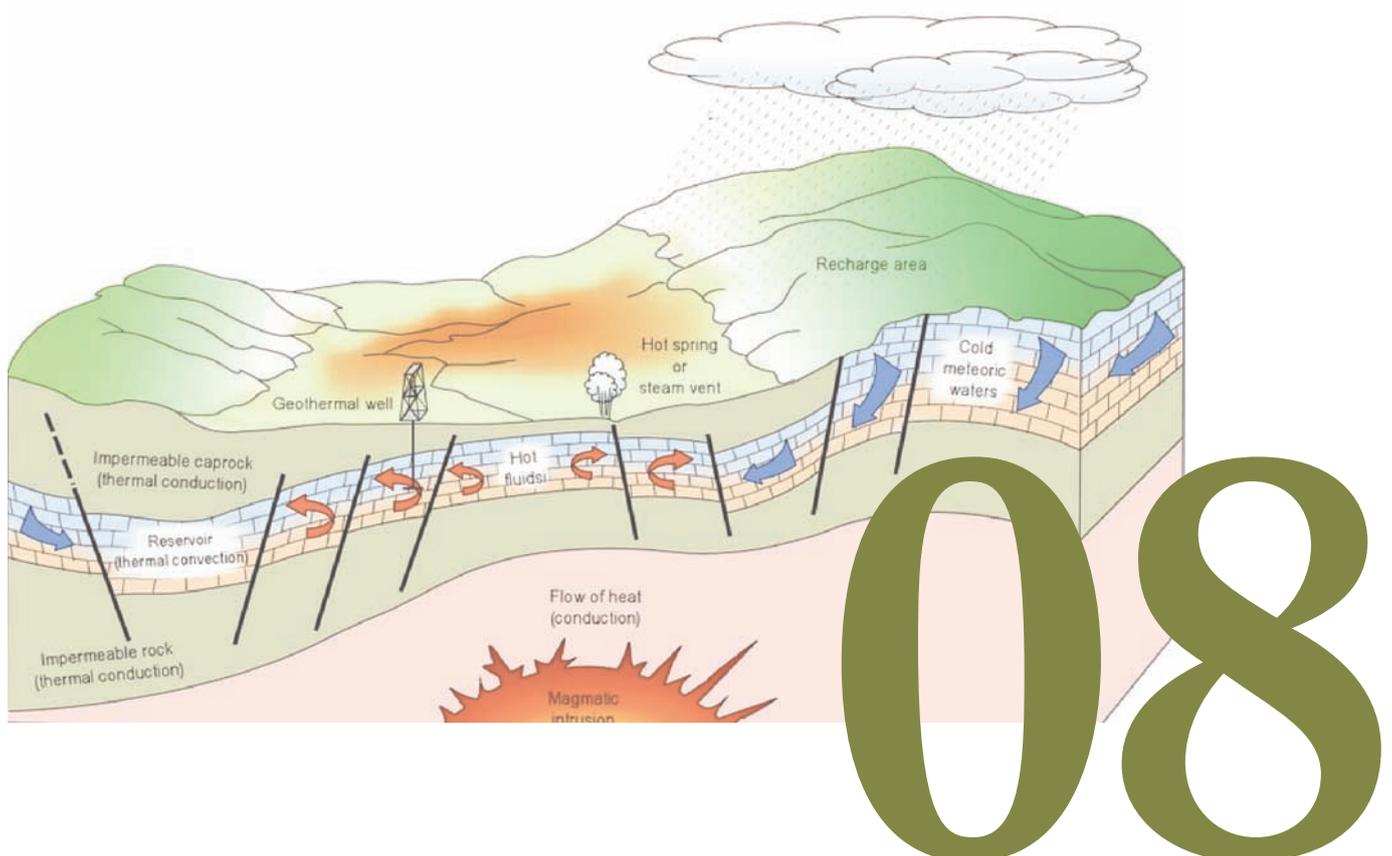
# Miscellanea

# INGV

## ENERGIE ALTERNATIVE: STATO DELL'ARTE E POTENZIALITÀ DI SVILUPPO ED APPLICATIVE

Alessandro Mazzullo

INGV (Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, Sezione di Bologna)





# INDICE

INTRODUZIONE.....	5
1. GENERALITÀ E QUADRO LEGISLATIVO.....	5
2. QUADRO DELLE ATTUALI FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE E DELLE TECNICHE.....	8
2.1. Energia solare.....	8
2.1.1 Solare fotovoltaico: tecnologie attuali.....	9
2.1.2 Solare fotovoltaico: situazione nel mondo e in Italia.....	10
2.1.3 Solare fotovoltaico: sviluppi tecnologici futuri.....	11
2.1.4 Solare termico: tecnologie.....	12
2.1.5 Stato del mercato e scenari di medio e lungo periodo.....	14
2.2 Energia eolica.....	17
2.2.1 Nozioni Generali e tecnologie.....	17
2.2.2 Generatori eolici e possibili innovazioni.....	19
2.2.3 Problemi tecnici e ambientali.....	21
2.2.4 Situazione nel mondo e in italia.....	21
2.3 Energia da Biomasse.....	23
2.3.1 Nozioni generali.....	23
2.3.2 Tecnologie, processi, applicazioni.....	24
2.3.3 Potenzialità, costi e ambiente.....	27
2.3.4 Situazione nel Mondo, in Europa e in Italia.....	28
2.4 Energia geotermica.....	30
2.4.1 Nozioni generali.....	30
2.4.2 Sistemi geotermici e classificazione delle risorse geotermiche.....	30
2.4.3 Situazione nel Mondo e in Europa.....	35
2.4.4 La geotermia in Italia.....	37
2.4.5 Tecnologie e applicazioni.....	38
2.5 Energia idroelettrica.....	42
2.5.1 Nozioni generali.....	42
2.5.2 Impianti e turbine.....	43
2.5.3 Micro-idroelettrico e nuove opportunità.....	46
2.5.4 Situazione nel mondo e in Italia.....	47
3. ENERGIA DA FONTI MARINE.....	48
3.1 Energia dalle onde.....	49
3.1.1 Generalità.....	49
3.1.2 Dispositivi <i>shoreline</i> .....	50
3.1.3 Dispositivi <i>offshore</i> .....	51
3.2 Energia dalle maree.....	53
3.3 Energia dalle correnti marine.....	55
3.4 Energia da osmosi.....	56
3.5 Energia dal gradiente termico.....	59
3.5.1 Introduzione e storia.....	59
3.5.2 Tipologie di impianti.....	62
3.5.3 Difficoltà tecniche.....	64
3.5.4 Altre tecnologie correlate all’OTEC.....	65
3.5.5 Ripercussioni ambientali.....	67
3.5.6 Costi ed economia dell’OTEC.....	68
3.5.7 Vantaggi e svantaggi dell’OTEC.....	70
3.5.8 Sviluppo e diffusione della tecnologia OTEC.....	70
4. CONCLUSIONI.....	71
GLOSSARIO DELLE SIGLE E DEI TERMINI UTILIZZATI.....	73
UNITÀ DI MISURA UTILIZZATE.....	82
ELENCO DEI SITI VISITATI.....	83



## Introduzione

Questa relazione ricalca il documento finale dell'attività di ricerca svolta durante il tirocinio per il conseguimento della laurea in Fisica ed ha carattere informativo e divulgativo sulle energie rinnovabili e delle relative tecnologie. Allo scopo di darne il più ampio quadro possibile senza scendere in tecnicismi, ritenuti non opportuni in questo manoscritto per le finalità prefissate.

Le informazioni e i dati che si ritroveranno in tutta la relazione hanno come unica fonte Internet, essendo infatti lo scopo della ricerca quello di testare se attraverso la sola Rete (*World Wide Web*), si riesca a realizzare un quadro ampio, e quanto più completo sull'argomento dell'Energia Rinnovabile.

Il panorama delle fonti rinnovabili è in continua evoluzione, i progetti e le innovazioni seguono da anni una crescita esponenziale tecnico-economica, dovuta alla sempre maggior consapevolezza che lo sfruttamento intensivo delle fonti fossili per la produzione di energia, in concomitanza alla crescita del bisogno energetico mondiale, non sia sostenibile ancora a lungo dal nostro pianeta. Governi e organi internazionali si sono mossi in questi ultimi decenni, varando e sottoscrivendo incentivi e protocolli sia per lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie delle energie rinnovabili, sia per la sensibilizzazione dell'opinione pubblica mondiale sul risparmio energetico e sui problemi dei cambiamenti climatici che si stanno ponendo all'attualità sempre con maggiore rilevanza.

Tuttavia le fonti rinnovabili hanno un grande potenziale teorico, tanto che ad una prima analisi potrebbe sembrare che il problema energetico possa essere presto risolto con un massiccio investimento in queste tecnologie. In realtà, anche se alcuni dei metodi per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile sono tecnologicamente all'avanguardia (basti pensare all'eolico o all'idroelettrico che sono conosciuti e sfruttati da secoli) e le cui tecnologie sono già abbastanza mature da renderle economicamente competitive con le fonti classiche, andando a fare un'analisi più approfondita si scoprono molti aspetti che devono senza dubbio essere ulteriormente approfonditi, sviluppati e testati per rendere queste tecnologie davvero un'alternativa valida e realmente perseguibile.

Ad oggi gli alti costi iniziali per la costruzione degli impianti, sommati alle spese di manutenzione, alle inevitabili perdite di efficienza di un impianto, e alla inadeguatezza delle infrastrutture o dei collegamenti alla rete elettrica, rendono ancora difficile una massiccia presenza di investimenti, soprattutto di privati. Una netta "virata" verso queste tecnologie potrà avvenire solo con un forte intervento e un cambio strategico- sociale nei piani energetici da parte degli Stati.

Durante la ricerca spesso è stato difficile districarsi tra i numerosissimi siti internet che trattano delle fonti di energia rinnovabili e per attingere le informazioni più recenti, i dati e le statistiche più realistici, si è rilevato che anche nei siti delle agenzie nazionali (GSE) e internazionali (IEA) non sono quasi mai indicati i termini e i metodi con cui sono stati ricavati i numeri e le proiezioni sulle potenzialità delle fonti rinnovabili e dei loro impianti. Sempre venivano omessi i termini relativi alle stime dei costi di costruzione e mantenimento delle strutture per la generazione di energia (da non sottovalutare anche l'aspetto legato ai dati sul costo finale dell'energia che variano spesso considerevolmente da sito a sito).

Si è cercato, pertanto, durante tutta la ricerca, di inserire i dati più affidabili e di riportare nella maniera più oggettiva possibile, i vantaggi e gli svantaggi dei singoli metodi e delle tecnologie delle fonti rinnovabili, affinché il lettore possa farsi una propria idea sullo sviluppo e sulle opportunità di sfruttamento di tali fonti.

Si ringrazia in partenza, la sede di Bologna dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia e in particolar modo il dottore Gabriele Ponzoni, per l'aiuto e la guida durante tutta l'attività del tirocinio.

## 1. Generalità e quadro legislativo

Il panorama delle fonti rinnovabili è tra i più vasti e confusi. Le sue applicazioni, le tecnologie e le norme sono in continua evoluzione, soprattutto perché negli ultimi anni si è avuto un incremento esponenziale dell'interesse verso questo settore, spinto sempre più, sia dalla crescente richiesta di energia per lo sviluppo dell'economia globale, sia dalla consapevolezza che prende sempre più piede tra i governi, esperti del settore e fortunatamente anche tra l'opinione pubblica, che le fonti "classiche" non bastino più e che lo sfruttamento intensivo delle stesse stia portando a risultati catastrofici a livello ambientale.

Questo lavoro si prefigge lo scopo di fornire un quadro più generale e ampio possibile sulle energie rinnovabili e sul loro attuale stato di sviluppo, in particolar modo su quelle da fonte idrica marina.

Si definiscono energie rinnovabili quelle forme di energia che, per loro natura, tendono a rigenerarsi o a non esaurirsi nella scala dei tempi umani e quindi non pregiudicano il loro futuro utilizzo, ad esempio: il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche ed anche quella prodotta dalla combustione di prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici (tale fonte è nota col nome di biomassa).

Al contrario le “fonti non rinnovabili” sono considerate tali sia per i lunghi tempi di formazione, sia per essere presenti in giacimenti e riserve non inesauribili: il petrolio, il carbone, il gas naturale e l’isotopo 235 dell’uranio (elemento attualmente più utilizzato per la produzione di energia nucleare).

L’aspetto legislativo che regola un argomento complesso come quello delle fonti rinnovabili è in continua evoluzione e si differenzia da zona a zona del pianeta, tra continenti e tra le stesse nazioni.

Linea guida è il protocollo di Kyoto, trattato internazionale riguardante il riscaldamento globale, sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l’11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC).

Nel documento firmato nella prima conferenza dell’UNFCCC tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992 e meglio conosciuta come il Summit della Terra, non erano previsti limiti obbligatori per le emissioni di gas serra per le singole nazioni. Quindi tale accordo risultava legalmente non vincolante anche se erano previsti degli aggiornamenti, denominati protocolli, che avrebbero posto i limiti obbligatori di emissioni.

Il più famoso tra questi trattati è appunto il Protocollo di Kyoto entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. Prevede l’obbligo da parte dei paesi industrializzati di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio ed altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990, considerato anno di riferimento per periodo 2008-2012. Impone agli stessi Paesi di predisporre progetti per la protezione di boschi, foreste e terreni agricoli che assorbono anidride carbonica (perciò sono detti “carbon sinks”, cioè immagazzinatori di CO<sub>2</sub>).

Prevede inoltre meccanismi di mercato, detti “Meccanismi Flessibili”, il principale dei quali è il Meccanismo di Sviluppo Pulito il cui obiettivo è la riduzione delle emissioni al costo minimo possibile, cioè massimizzare le riduzioni ottenibili a parità di investimento. In questo ambito, i Paesi sviluppati, possono guadagnare “carbon credit” ovvero crediti di emissione tramite una delle seguenti forme:

- *Clean Development Mechanism (CDM)*: consente ai paesi industrializzati e ad economia in transizione di realizzare progetti nei paesi in via di sviluppo che producano benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di gas-serra e di sviluppo economico e sociale dei Paesi ospiti e, nello stesso tempo, generino crediti di emissione (CER) per i Paesi che promuovono gli interventi.
- *Joint Implementation (JI)*: consente ai paesi industrializzati e ad economia in transizione di realizzare progetti per la riduzione delle emissioni di gas-serra in un altro paese dello stesso gruppo e di utilizzare i crediti derivanti, congiuntamente con il paese ospite.
- *Emissions Trading (ET)*: consente lo scambio di crediti di emissione tra paesi industrializzati e ad economia in transizione; un paese che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiore al proprio obiettivo può così cedere (ricorrendo all’ET) tali “crediti” a un paese che, al contrario, non sia stato in grado di rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni di gas-serra.

Ogni paese industrializzato, inoltre, dovrà realizzare un sistema nazionale per la stima delle emissioni gassose e andrà incontro a sanzioni nel caso di mancata realizzazione degli obiettivi prefissati. Per i Paesi in via di sviluppo le regole risultano più flessibili, infatti non sono stati invitati a ridurre le loro emissioni per non ostacolare la loro crescita economica frapponendovi oneri che sarebbero per essi particolarmente gravosi.

Affinché il trattato potesse entrare in vigore si richiedeva che fosse ratificato da non meno di 55 nazioni con almeno il 55% delle emissioni inquinanti: questo avvenne solo nel novembre del 2004, quando anche la Russia aderì formalmente. Rimangono ad oggi fuori dal trattato gli Stati Uniti, produttori del 36,2% del totale delle emissioni, che pur avendo inizialmente firmato, ritirarono la loro adesione nei primi mesi dell’amministrazione Bush.

In particolare l’Unione Europea è all’avanguardia nella lotta al cambiamento climatico, alla riduzione dei gas inquinanti e allo sviluppo di energia sostenibile e alternativa. La linea direttrice della sua politica energetico- ambientale attualmente è il piano denominato 20-20-20 che si prefissa:

- aumento dell’efficienza energetica per tagliare del 20% il consumo dell’UE energetico rispetto alle previsioni per il 2020;

- incremento fino al 20% della percentuale rappresentata dalle fonti rinnovabili nel consumo energetico complessivo dell'UE entro il 2020;
- incremento della percentuale minima costituita dai biocarburanti fino ad almeno il 20% del consumo totale di benzina e gasolio per autotrazione all'interno dell'UE, sempre entro il 2020.

Per raggiungere l'obiettivo di portare, entro il 2020 alla quota del 20% il consumo energetico europeo prodotta da fonti rinnovabili, l'UE ha adottato misure miranti a promuovere le fonti di energia rinnovabile ed a sviluppare il relativo mercato. Tra l'altro nei settori della biomassa e dei biocarburanti l'UE ha creato una tabella di marcia per le energie rinnovabili. L'Unione, con il pacchetto energia del 2007 sta inoltre cercando, con opportune misure fiscali, di orientare il mercato dell'energia verso una maggiore sostenibilità, allo scopo di contenere e razionalizzare il consumo di energia tramite l'efficienza energetica. Proprio per migliorare questo aspetto l'UE ha lanciato, mediante un libro verde, una vasta consultazione e ha adottato un piano di azione per il periodo 2007-2010. Ha inoltre adottato misure specifiche soprattutto in materia di rendimento e di etichettatura dei prodotti che consumano energia. Importante è anche l'azione verso i trasporti, tramite il libro bianco adottato nel 2001, che contribuisce a ridurre sensibilmente l'impatto dei trasporti sul cambiamento climatico, in particolare, con una migliore gestione del trasporto merci e l'utilizzazione degli strumenti tecnologici disponibili. A livello internazionale, per aiutare i paesi in via di sviluppo a far fronte alla sfida del cambiamento climatico, l'UE ha adottato una strategia nell'ambito della cooperazione allo sviluppo di tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e per un minore impatto ambientale delle classiche.

Il nostro paese purtroppo è uno dei più arretrati dell'UE sia come sfruttamento delle fonti rinnovabili sia come sensibilizzazione pubblica. Il ritardo sugli obiettivi del protocollo di Kyoto costa all'Italia 42 euro al secondo (sul sito del Kyotoclub si può controllare in tempo reale il valore della spesa). Dopo i vari decreti e leggi che ratificarono gli obiettivi del Protocollo di Kyoto, liberalizzando il mercato dell'energia (Decreto Legge n. 79 del 16/3/1999) e incentivando l'energia elettrica, prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno (Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387 con cui il Conto Energia arriva in Italia), la normativa oggi in vigore prevede, un meccanismo di incentivi che remunerano l'elettricità prodotta dagli impianti per 20 anni.

Il nuovo progetto, apre la porta del solare a privati, imprese, enti pubblici, condomini residenziali, che potranno installare impianti per la produzione di energia elettrica defiscalizzata che gli verrà pagata per un valore triplo rispetto alla tariffa media di fornitura. L'energia elettrica, prodotta da impianti solari fotovoltaici e misurata tramite un contatore installato a valle del sistema, verrà pagata per 20 anni con tariffe molto interessanti. Il nuovo decreto presenta snellimenti burocratici e nuove tariffe incentivanti che privilegiano l'integrazione architettonica dei pannelli nell'edificio: ad esempio gli impianti installati a terra sono considerati "non integrati", gli impianti montati sopra le tegole sono detti "parzialmente integrati" e gli impianti in cui i moduli sostituiscono le tegole sono "integrati".

Gli incentivi sono i seguenti, espressi in euro (€) per ogni kilowattora prodotto dall'impianto fotovoltaico. Le tariffe incentivanti sono state fissate in tre categorie di impianti in base alla taglia:

- da 1 a 3 kWp (kilowatt di picco);
- da 3 a 20 kWp;
- oltre 20 kWp (non sono previsti limiti di potenza).

All'interno di queste categorie, ognuna è divisa in impianti di tipo:

1. *non integrato*,
2. *parzialmente integrato*,
3. *integrato*.

Per gli impianti fotovoltaici da 1 a 3 kWp è prevista una tariffa di:

- 0,39 € per kWh prodotto se non integrato;
- 0,43 € per kWh se parzialmente integrato;
- 0,48 € per kWh se integrato.

Per gli impianti fotovoltaici da 3 a 20 kWp si scende, rispettivamente a:

- 0,37 € per kWh prodotto se non integrato;
- 0,41 € per kWh se parzialmente integrato;
- 0,45 € per kWh se integrato.

Per gli impianti fotovoltaici con potenze superiori a 20 kWp a:

- 0,35 € per kWh prodotto se non integrato;
- 0,39 € per kWh se parzialmente integrato;
- 0,43 € per kWh se integrato.

Queste nuove tariffe in vigore fino al 31 dicembre 2009, sono ridotte del 2% per ciascun anno dopo il 2008 e permangono fisse per 20 anni (nessuna integrazione è prevista in base al tasso di inflazione). L'incentivo, proporzionale all'energia elettrica prodotta, viene pagato su tutta l'energia prodotta dall'impianto installato, non soltanto quindi su quella in eccesso che si riversa nella rete elettrica. L'incentivo non viene pagato dall'ENEL, ma dal GSE, il Gestore dei Servizi Elettrici nazionale: il pagamento è mensile, per 20 anni.

Provando a calcolare quanto pagherebbe il GSE per un impianto da 3 kW si nota che la remunerazione è diversa dal Nord al Sud. Infatti lo stesso impianto da 3kW a Milano produce in un anno circa 3.500 kWh, mentre a Palermo, dove c'è più sole, può produrre per lo stesso periodo oltre 4.500 kWh. Pertanto, riferendoci ad un impianto parzialmente integrato architettonicamente, il proprietario dell'impianto di Milano riceve dal GSE  $3.500 \times 0,44 = 1.540$  € all'anno, mentre il proprietario dell'impianto di Palermo riceve  $4.500 \times 0,44 = 1.980$  € all'anno.

Inoltre, se il consumo annuo è di 3.500 kWh (detti anche "scatti" sul report della bolletta), e l'impianto produce 3.500 kWh all'anno, la bolletta si azzerava. Questo meccanismo, definito "scambio sul posto", si effettua con l'Enel con un conteggio su base annua dei kWh consumati e dei kWh prodotti. Se la produzione e il consumo sono uguali, non si paga nulla; se c'è una differenza in negativo, si paga in bolletta la sola differenza del consumo, in presenza di saldo positivo (cioè produzione maggiore del consumato) l'Enel riporterà il credito per l'anno successivo come energia prodotta in più. Quindi installando sul tetto di casa un impianto fotovoltaico che produce 3.500 kWh/anno, si possono potenzialmente risparmiare anche 600 € all'anno di bolletta elettrica.

L'incentivo del Conto Energia e il risparmio sulla bolletta elettrica si sommano, e in un anno si guadagna a Milano 1.540 € dal Conto Energia aggiunto ad un risparmio di 600 €; pertanto, con un impianto da 3500 kWh/anno, si può ricavare 2.140 € all'anno. A Palermo, invece, il ricavo è di  $1.980 + 600 = 2.580$  € all'anno. Vediamo allora che cosa succede in 20 anni. Il guadagno del Conto Energia + il risparmio sulla bolletta sono:

$$(1.540 \text{ €} + 600 \text{ €}) \times 20 \text{ anni} = 42.800 \text{ € a Milano}$$

$$(1.980 \text{ €} + 600 \text{ €}) \times 20 \text{ anni} = 51.600 \text{ € a Palermo}$$

Questo ragionamento semplificato non tiene conto dei prevedibili aumenti della bolletta elettrica: se soltanto ipotizziamo un aumento medio della bolletta del 5% l'anno, le cifre precedenti diventano di oltre 50.000 € a Milano e di oltre 60.000 € a Palermo. Ora, se consideriamo che al Nord Italia per ottenere questa produttività c'è bisogno di un impianto da 3 kW di potenza, il costo è di circa 20.000 €, IVA e installazione incluse. Con il Conto Energia pertanto si è più che raddoppiato il capitale investito, senza alcun rischio finanziario. Per chi abita al Sud basterebbe un impianto da 2,34 kW per produrre la stessa energia. Spendendo circa 16.000 €, IVA e installazione incluse, per loro il capitale salirà di oltre il 200%.

## 2. Quadro delle attuali fonti di energia rinnovabile e delle tecniche

Lo scopo della presente sezione è quello di fare il punto sui modi e sulle tecniche principali con cui si ricava energia dalle fonti rinnovabili suddividendole per tipo.

### 2.1. Energia solare

Dal punto di vista energetico, con l'espressione "energia solare" si intende l'energia raggiante sprigionata dal Sole, per effetto delle reazioni termonucleari che avvengono nel suo interno, e trasmessa alla Terra sotto forma di radiazione elettromagnetica. Il flusso di energia che la Terra riceve è enorme, visto che è disponibile ovunque e in quantità che sono, almeno in teoria, largamente superiori agli attuali fabbisogni energetici. La potenza massima della radiazione solare nelle ore centrali della giornata, alle latitudini dei Paesi europei mediterranei, è di oltre  $1 \text{ kW/m}^2$ ; in tali zone l'energia incidente sull'unità di superficie orizzontale ( $\text{m}^2$ ) può raggiungere in un giorno, nelle migliori condizioni estive, circa 25 MJ (Mega Joule) (come termine di riferimento, l'energia chimica contenuta in 1 kg di gasolio è pari a circa 42 MJ). Ogni anno il sole irradia sulla terra 16.000 miliardi di TEP (Tonnellate Equivalenti Petrolio) mentre la domanda mondiale di energia è di circa 8 miliardi di TEP. In Italia la domanda annua è di circa 167 milioni di TEP.

Alla conferenza di Osaka, in Giappone, tenutasi nel 2003, si affermava che era sufficiente sfruttare il 4% delle aree desertiche della terra per ottenere dal sole energia elettrica pari al fabbisogno attuale.

L'utilizzo dell'energia solare, tuttavia, pone diversi e complessi problemi tecnici ed economici, legati alla bassa densità energetica della radiazione solare, alla sua discontinuità (dovuta all'alternanza tra ore diurne e notturne, ma anche al ciclo delle stagioni), alla sua aleatorietà (determinata dalle mutevoli condizioni meteorologiche) e, infine, al valore modesto dei rendimenti di conversione. L'insieme di questi fattori determina un divario notevole tra le capacità potenziali di sfruttamento e le possibilità pratiche di impiego.

### 2.1.1 Solare fotovoltaico: tecnologie attuali

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia associata alla radiazione solare in energia elettrica. Essa sfrutta l'effetto fotovoltaico, basato sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori, che, se opportunamente trattati, sono in grado di produrre elettricità senza l'uso di alcun combustibile.

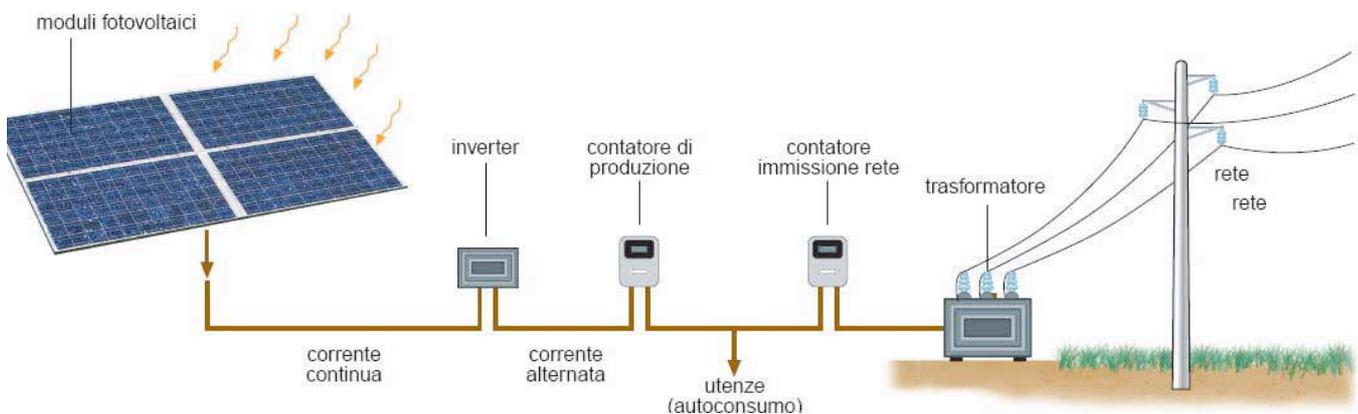


Figura 1. Schema impianto fotovoltaico (fonte GSE).

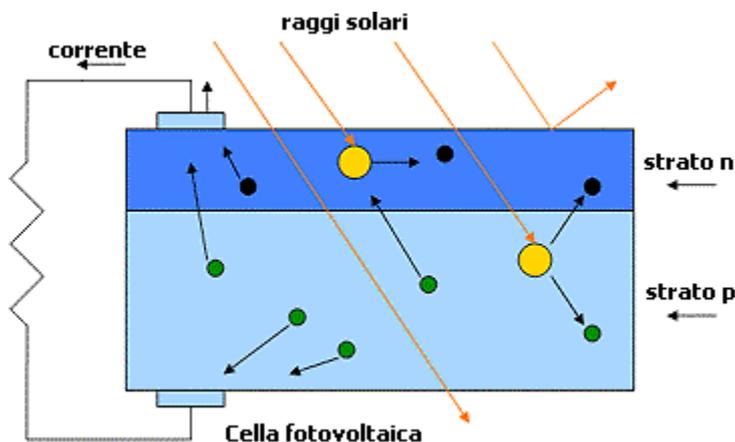


Figura 2. Schema funzionamento di una cella fotovoltaica (fonte internet).

La cella fotovoltaica è costituita da due strati di semiconduttore (solitamente composti a base di silicio) in contatto fra loro: uno strato è di tipo *n*, o strato finestra (generalmente si tratta di silicio drogato con fosforo), caratterizzato da una certa quantità di cariche negative (elettroni); uno strato è di tipo *p*, o strato assorbitore (ottenuto drogando il silicio con boro), in cui si ha un eccesso di cariche positive; alla giunzione, cioè nella zona di contatto tra i due strati, si crea una barriera di potenziale. Ciascun fotone (purché dotato di energia sufficiente  $E = h\nu$ ) è in grado di liberare all'interno della giunzione una coppia elettrone - lacuna che contribuisce alla conduzione elettrica del semiconduttore. A causa della barriera di potenziale gli elettroni possono passare dallo strato *p* a quello *n*, ma non è possibile il passaggio inverso: si crea così un eccesso di elettroni nello strato *n*. Collegando un conduttore a ciascuno degli strati *p* e *n* e chiudendo il circuito ci sarà circolazione di corrente grazie al passaggio degli elettroni che si ricombinano con le lacune. È importante che la radiazione solare penetri in entrambi gli strati *n* e *p* ed è per questo motivo che il primo strato è molto sottile rispetto al secondo.

Il fotovoltaico è oggi la tecnologia energetica in più rapida espansione. La produzione industriale globale nel 2008 ha raggiunto circa 7 GW con un incremento dell'85% sul 2007. Il mercato è dominato da installazioni domestico-residenziali connesse in rete, con un 10% di impianti *off-grids* in aree remote.

Occorre distinguere tra le tecnologie attualmente in uso: a *silicio cristallino* (o *wafer-based crystalline silicon*, c-Si), tecnologie a *film sottile* (*thin-film*, di cui alcune in fase di penetrazione commerciale ed altre ancora in fase precommerciale), *fotovoltaico a concentrazione* (in fase dimostrativa), e *tecnologie innovative* quali il fotovoltaico organico.

Oltre l'85% della capacità installata si basa sulla tecnologia del silicio cristallino (c-Si). I costi di generazione attuali consentono, in regioni idonee, una marginale competitività con tecnologie per la produzione di picco in rete e per la produzione *off-grids*, non certo con tecnologie per la produzione di base (*baseload*). I costi di investimento variano tra 4.000 e 7.000 €/kW secondo il tipo di installazione, la taglia dell'impianto, le condizioni locali di mercato, con valori tipici intorno a 5.000 €/kW (in flessione). Gli analisti indicano un declino rapido dei costi a 2.000- 4.000 €/kW entro il 2015. Stime più ottimistiche indicano addirittura riduzioni fino a 1.000 €/kW entro tale data. Le proiezioni suggeriscono costi di generazione di lungo termine di circa 50 €/MW nelle aree più idonee a condizione di aumentare opportunamente l'efficienza e la durata dei film sottili e sviluppare celle di nuova generazione ad alta efficienza e basso costo. Trattandosi di tecnologia ad alto costo di investimento, la vita media (attualmente 25 anni), l'efficienza, la stabilità e l'affidabilità delle celle fotovoltaiche sono ugualmente importanti ai fini della competitività economica. La riduzione dei costi ottenuta in anni recenti per il silicio cristallino è anche dovuta al risparmio di energia (circa 50%) e materiali conseguito in processi di produzione che non richiedono più lavorazioni in ambienti classificati, pur mantenendo elevati standard di qualità (efficienze di modulo tra 15% e 19% da confrontarsi con valori tra 12% e 14% per produzioni più commerciali).

Si differenziano tre tipi di celle a seconda della struttura del cristallo: monocristalline, policristalline e amorfe. Solamente una parte dell'energia solare che colpisce una cella fotovoltaica viene convertita in energia elettrica; l'efficienza di conversione delle celle commerciali al silicio monocristallino è in genere compresa fra il 10% e il 14%, del 17% per il silicio policristallino ed intorno al 10% per il silicio amorfo. Il modulo FV tradizionale è costituito dal collegamento in serie di 36 celle, per ottenere una potenza in uscita pari a circa 50 W, ma oggi, soprattutto per esigenze architettoniche, i produttori mettono sul mercato moduli costituiti da un numero di celle molto più alto e di conseguenza di più elevata potenza, anche fino a 200 W per ogni singolo modulo. A seconda della tensione necessaria all'alimentazione delle utenze elettriche, più moduli possono poi essere collegati in serie in una "stringa". La potenza elettrica richiesta determina poi il numero di stringhe da collegare in parallelo per realizzare finalmente un generatore fotovoltaico. Il trasferimento dell'energia dal sistema fotovoltaico all'utenza avviene attraverso ulteriori dispositivi, necessari per trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli alle esigenze dell'utenza finale; il complesso di tali dispositivi prende il nome di BOS (Balance of System). Un componente essenziale del BOS, se le utenze devono essere alimentate in corrente alternata, è l'*inverter*, dispositivo che converte la corrente continua in uscita dal generatore FV in corrente alternata.

Esistono due tipi di sistemi fotovoltaici: gli impianti senza accumulo e collegati alla rete elettrica (*grid connected*) e quelli con accumulo (*stand alone*); questi ultimi sono provvisti di accumulatori per mettere in serbo l'energia elettrica, durante il giorno e specialmente nelle ore di sole, da utilizzare poi durante la notte e quando il sole è coperto. L'energia viene conservata in batterie (normalmente piombo-acido) ed un regolatore di carica impedisce che la tensione di carica superi un certo valore per salvaguardare l'integrità degli accumulatori. Gli impianti con accumulo sono impiegati nelle utenze isolate, cioè là dove gli utilizzatori non sono collegati alla rete, e quindi, se la loro fonte di elettricità fosse quella solare, ne rimarrebbero privi proprio durante la notte, quando la luce è indispensabile. Gli impianti senza accumulo sono normalmente utilizzati per fornire energia a una rete elettrica già alimentata da generatori convenzionali e servono ad immettervi altra energia.

### **2.1.2 Solare fotovoltaico: situazione nel mondo e in Italia**

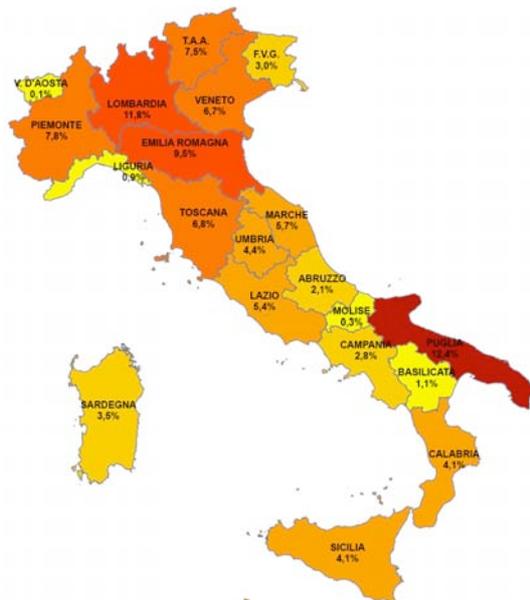
Nel mondo si registra una potenza installata di fotovoltaico di ben 5,95 GW nel 2008 con una crescita del 110% rispetto al 2007. A questo risultato contribuiscono 81 paesi ma è l'Europa a fare la parte del leone, con 4,87GW pari all'82% del totale. Nel 2008, la Spagna ha quasi triplicato il suo parco fotovoltaico (2,46 GW) crescendo del 283% e superando al primo posto la Germania (1,86 GW) nella classifica mondiale. Al terzo posto si pongono gli Stati Uniti (0,36 GW) mentre la rapida crescita verificatasi nell'anno consente alla Corea (0,28 GW) di conquistare il quarto posto superando anche se di poco Italia (0,24 GW) e Giappone (0,23 GW). Sul lato della produzione il rapporto dell'IEA registra un totale progressivo di 6,85 GW mentre nel 2007 era di 3,44 GW. Paesi in forte crescita come Cina e Taiwan, hanno contribuito in

maniera decisiva continuando ad aumentare la loro quota di produzione mondiale di celle solari, passando al 44% nel 2008 dal 35% nel 2007. In termini di fatturato l'industria del fotovoltaico ha totalizzato 37,1 miliardi di dollari.

Le prime quattro centrali del fotovoltaico nel mondo, sono in Spagna, con i parchi di Olmedilla (60 MW) e Puertollano (50 MW) e in Germania a Straßkirchen (54 MW) e Turnow-Preilack (53 MW). È da notare che tra le 50 più grandi del mondo, ben 45 si trovano tra Spagna e Germania, i due paesi che hanno fatto investimenti maggiori in questo tipo di tecnologia. In Italia le centrali di Montalto di Castro e Serravalle Scrivia hanno delle potenze rispettivamente di 6 e 4.7 MW.



**Figura 3.** Distribuzione regionale % della potenza al 2008 (fonte GSE).



**Figura 4.** Distribuzione regionale Watt / kmq al 2008. Potenza installata in ITALIA: 432 MW. Superficie nazionale: 301.171 kmq. Valore ITALIA: 1.434 W/kmq (fonte GSE).

In Italia, come possiamo vedere dalla rappresentazione cartografica, la distribuzione regionale della potenza fotovoltaica installata mostra che nell'Italia settentrionale vi è la più alta concentrazione di capacità: in particolare in Lombardia ed Emilia Romagna, che da sole esprimono più del 20% del totale nazionale (90 MW su 418 MW). Tra le regioni meridionali, però, è la Puglia a detenere il primato nazionale di capacità installata con il 12,4%, mentre le altre regioni meridionali assieme alle isole costituiscono circa il 16% del totale nazionale. Come si può notare dalla rappresentazione cartografica della distribuzione della potenza fotovoltaica installata in Watt su superficie regionale, nell'Italia settentrionale vi è la più alta concentrazione di capacità per kmq: in particolare la Lombardia e l'Emilia Romagna, pur considerata la loro ampia estensione territoriale, presentano valori elevati. Le Marche e l'Umbria detengono i valori più elevati al Centro, dovuti alla modesta estensione territoriale. Tra le regioni meridionali è la Puglia a detenere il primato nazionale di capacità installata con 2.669 Watt per kmq, mentre le altre regioni meridionali e le isole sono caratterizzate da valori molto più bassi rispetto a quello nazionale.

### 2.1.3 Solare fotovoltaico: sviluppi tecnologici futuri

Per quanto riguarda le innovazioni, si seguono principalmente due strade: l'aumento dell'efficienza delle attuali celle e i film sottili. Dai laboratori statunitensi e da quelli europei si susseguono annunci di record di efficienza per celle. Ad agosto del 2008 al National Renewable Energy Laboratory (NREL) statunitense record mondiale con 40,8% di efficienza. Questa cella a tripla giunzione progettata, fabbricata e testata presso il NREL, con strati costituiti da fosfuri e arseniuri di Gallio e Indio, consente di sfruttare una gamma maggiore di frequenze dello spettro solare e di conseguenza utilizzare più energia da convertire in elettricità. Le tecnologie dei film sottili rappresentano attualmente il 13% del mercato con potenziale di crescita fino a 30% entro il 2012. Le tecnologie di riferimento, pur con diverso grado di maturazione commerciale sono: il silicio amorfo/microcristallino e il silicio-germanio (TFa-Si, TF $\mu$ c-Si, TFa-SiGe) con

efficienze di cella comprese tra 9% e 12% che si traducono in efficienze dei moduli commerciali tra 6,5 e 8,5%; i semiconduttori policristallini tellurio-cadmio (TFCdTe) con efficienza di cella tra 10% e 16,5% e i film sottili tipo  $\text{Cu(In,Ga)(S,Se)}_2$  (TFCIGSS) con efficienze di cella fino a 19,5%. A queste si aggiunge un numero elevato di altre varianti e soluzioni. A fronte di efficienze per il momento più basse, il film sottile offre riduzioni di costo associate al minor uso di materiali di pregio, a tecniche di produzione più idonee alla produzione di massa, a riduzioni sensibili della temperatura nei processi di lavorazione, alla maggior tolleranza nei livelli di purezza; di conseguenza, esso permette maggiore flessibilità e ritorni più rapidi degli investimenti.

#### 2.1.4 Solare termico: tecnologie

Il solare termico è la tecnologia che permette la conversione diretta dell'energia solare in energia termica. Questa, derivante dall'irraggiamento solare, può essere "catturata" in molti modi e utilizzata per le varie necessità energetiche: come semplice energia termica utile alla produzione di acqua calda per usi sanitari, per riscaldamento ma anche per ottenere energia frigorifera; energia elettrica o energia meccanica. Le tecnologie migliori permettono anche la cogenerazione di più tipologie di energia ed è possibile accumulare l'energia termica in molti modi e per differenti usi. Vediamo ora alcune delle tecnologie in uso.

- **Collettori a tubi sottovuoto.** Sono composti da tubi di vetro speciale sottovuoto ricoperti da uno strato altamente selettivo che trasforma la luce solare in calore. In questo caso l'assorbitore di calore è di forma circolare ed è alloggiato all'interno della cavità sottovuoto dei tubi stessi; in questo modo il fluido termoconvettore evapora e, cedendo il suo calore all'estremità superiore del tubo, si condensa e ritorna in basso. Essendo sottovuoto, i collettori di questo tipo non conducono calore e si ha una migliore efficienza. Vista la loro maggiore resa, richiedono una minore superficie espositiva rispetto alle altre tipologie di pannelli e sono capaci di trattenere il calore accumulato anche in condizioni atmosferiche molto rigide, garantendo prestazioni elevate e costanti durante l'intero arco dell'anno; per questi motivi possono essere utilizzati anche in zone con un'insolazione medio-bassa o con condizioni climatiche particolarmente rigide durante l'inverno, come in alta montagna o nei paesi nordici.



Figura 5. Collettore a tubi sottovuoto (fonte internet).

- **Collettori a piastra o collettori piani.** I collettori a piastra, sono composti da una cella/ intelaiatura termicamente isolata (in legno incollato a tenuta di acqua o in alluminio), coperta da un vetro protettivo in grado di sopportare pioggia, grandine e temperature rigide, filtra i raggi solari e crea l'effetto serra per intrappolare il calore. All'interno della cella si trova l'assorbitore di calore vero e proprio, che è una lastra metallica scura, detta anche piastra captante, o corpo nero assorbente, sulla quale sono saldati i tubi all'interno dei quali circola un liquido termoconvettore (per esempio composto da acqua e glicole propilenico atossico). Questo liquido, riscaldato dal calore solare, sale alla cima del collettore e va nel serbatoio dove, tramite uno scambiatore, cede il calore all'acqua da riscaldare contenuta all'interno e da



Figura 6. Collettore a piastra piana (fonte internet).

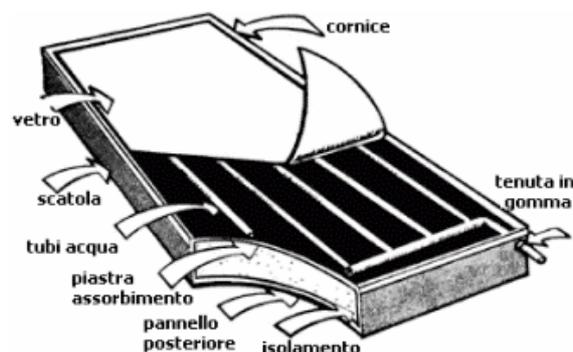


Figura 7. Schema collettore a piastra piana (fonte internet).

dove viene distribuita ai diversi punti di presa; a questo punto il liquido termoconvettore raffreddato scende ed il processo ricomincia da capo. I pannelli a piastra possono essere di due tipi. 1) Tipo a superficie non selettiva, in cui l'assorbitore di calore è semplicemente verniciato in nero, un colore che contribuisce a captare e trattenere meglio e più a lungo i raggi solari; questa tipologia di pannelli, è consigliata per le case abitate in brevi periodi o con un'insolazione media annuale di almeno 1200 Megacalorie. 2) Tipo a superficie selettiva, in cui l'assorbitore di calore è potenziato da un trattamento effettuato con un prodotto sensibile all'infrarosso che consente al pannello di trattenere maggiormente il calore del sole, riducendo al tempo stesso la riflessione; questa tipologia di pannelli è maggiormente indicata per le case dove si risiede abitualmente o per un utilizzo di almeno 10 mesi all'anno e sono in grado di produrre acqua calda in qualunque mese dell'anno, raggiungendo in estate anche punte di 80-90°F. Hanno un costo maggiore rispetto ai pannelli a superficie non selettiva, giustificato dalla maggiore complessità dell'impianto e dai trattamenti tecnologici cui è sottoposto e possono essere utilizzati sia per la produzione di acqua calda sanitaria, che per l'integrazione al sistema di riscaldamento.

- **Collettori monoblocco o ad accumulo.** I collettori ad accumulo, detti anche monoblocco, sono di costruzione molto semplice rispetto alle precedenti categorie e sono prevalentemente composti da un serbatoio in acciaio inox che viene esposto direttamente al sole, solitamente sono asserviti da un collettore piano integrato. Il serbatoio solitamente è dipinto di nero, termicamente coibentato e coperto da una lastra di materiale trasparente termoisolante, può anche essere montato direttamente in una cavità del tetto in cui si trova uno specchio solare concavo che riflette la luce. I collettori vengono collegati direttamente alla rete dell'acqua fredda e calda senza l'ausilio di scambiatori di calore e pompe e possono essere collegati ad una caldaia a gas ausiliaria, che interviene automaticamente quando la temperatura scende al di sotto di quella richiesta. Rispetto alle precedenti tipologie hanno un costo più modesto, sono compatti, maneggevoli, occupano poco spazio e possono essere installati senza l'ausilio di tecnici specializzati. Generalmente il loro uso è limitato alla sola produzione di acqua calda sanitaria e, inoltre, durante la notte o nei giorni con scarsi apporti solari possono raffreddarsi facilmente. Esistono in commercio collettori monoblocco con resistenza elettrica, alternativi all'impianto assistito da una caldaia a gas o biomassa. I sistemi monoblocco generalmente utilizzano collettori piani, esistono però anche collettori monoblocco in versione a tubi sottovuoto



**Figura 8.** Collettore monoblocco ad accumulo (fonte internet).

- **Sistema a specchi parabolici lineari.** Denominati con il termine SEGS (Solar Electric Generating System) essi sono usati per focalizzare su un singolo asse i raggi solari su un lungo tubo ricevente posizionato lungo la linea focale dei concentratori. Un mezzo portatore di calore, ad esempio olio, pompato attraverso i tubi ricettori, alimenta una stazione di potenza localizzata centralmente. Il calore solare è trasformato in vapore allo scopo di far funzionare un turbo-generatore elettrico. La temperatura tipica di operazione è di 390 °C. Tali impianti oggi hanno dimensioni tipiche dell'ordine da 30 a 80 MW elettrici e bruciano anche una certa quantità di combustibile fossile (gas naturale nel miglior caso) per produrre energia quando l'energia solare è deficitaria. I concentratori lineari parabolici ad inseguimento sono la tecnologia di concentrazione solare più collaudata, con costi al kWh di 0,08 €, in prospettiva il costo dell'energia ottenibile è nell'ordine dei 4 centesimi di euro per kWh entro pochi anni, in abbinamento con il 25% di sistemi a metano e/o con sistemi di accumulo di energia termica tramite le tecnologie dei sali fusi l'efficienza può essere ancora maggiore.



**Figura 9.** Veduta aerea dei SEGS di Kramer Junction (fonte internet).

Negli USA gli impianti installati ammontano a 354 MW, nel marzo 2003 è stato approvato un progetto per altri 50 MW che sarà realizzato in Nevada entro il 2005.

- **Sistema a concentratori parabolici indipendenti.**

Consistono in uno specchio parabolico mobile per seguire il moto del sole e riflettente i raggi solari nel punto focale, dove sono assorbiti dal ricevitore. Il calore assorbito è trasferito (a 750 °C) da un sistema fluido-vapore (ad esempio sodio) al motore-generatore, ad esempio un motore lineare tipo Stirling o a ciclo Brayton. Le dimensioni dei singoli moduli possono variare nell'intervallo da 5 a 50 kW elettrici; con una serie di tali concentratori si possono realizzare impianti di qualsiasi taglia e potenza. Mentre impianti con un numero limitato di specchi hanno generalmente il generatore individualmente montato su ciascun punto focale, su più grande scala il calore può essere raccolto attraverso guide di calore (heat-pipes) presso una stazione di potenza localizzata centralmente, dove può essere aggiunto anche l'accumulo dell'energia termica, come nel caso delle torri solari. Nella figura 10 un concentratore solare con motore ciclo Stirling al ricevitore, la potenza di picco è di 10 kW, è di proprietà della Sandia's National Solar Thermal, installato ad Albuquerque, New Messico. Il calore prodotto dai concentratori solari può azionare dei motori a medie e alte temperature per muovere generatori di energia elettrica o per pompare acqua o altre applicazioni meccaniche.



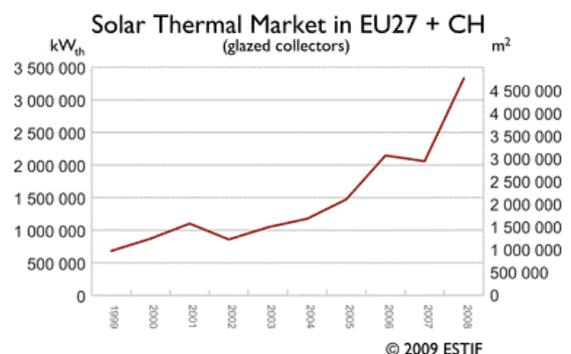
**Figura 10.** Concentratore solare a ciclo Stirling (fonte internet).

### 2.1.5 Stato del mercato e scenari di medio e lungo periodo

In Europa sono installati oltre 19 GW termici (27 milioni di metri quadrati di collettori). Secondo varie ipotesi il settore potrebbe coprire dal 3 al 12% del fabbisogno di energia primaria al 2020. Il solare termico (ST) continua a crescere costantemente, nonostante se ne parli poco, nonostante non sia certo la più conosciuta tra le tecnologie rinnovabili, nonostante attiri poco l'attenzione dei media e nonostante la crisi economica. Cresce e si sviluppa in termini di potenza installata, fatturato, occupazione e innovazione. Si potrebbe riassumere così l'esito della Quarta Conferenza europea sull'energia solare termica (Estec 2009), tenutasi a Monaco lo scorso 25-26 maggio, che ha visto la partecipazione di circa 400 esperti del solare termico provenienti da 43 Paesi. La Conferenza è stata l'occasione per presentare lo stato dell'arte del settore da diverse angolazioni: mercato, normative, informazione, tecnologia, qualità e certificazioni.

Per quanto riguarda il mercato europeo, Estif ha presentato i dati più recenti. Il mercato del ST ha registrato negli ultimi 2 anni una crescita del 100% e solo nel 2008 sono stati installati 4,75 milioni di m<sup>2</sup> pari a 3,3 GWth (fig.11). Oggi in tutta Europa sono installati in totale più di 27 milioni di m<sup>2</sup> di collettori ST (19,1 GWth). Anche i benefici economici del settore cominciano a imporsi in modo evidente e significativo: nel 2008 il fatturato totale ha superato i 3 miliardi di euro per un totale di 40.000 posti di lavoro a tempo pieno.

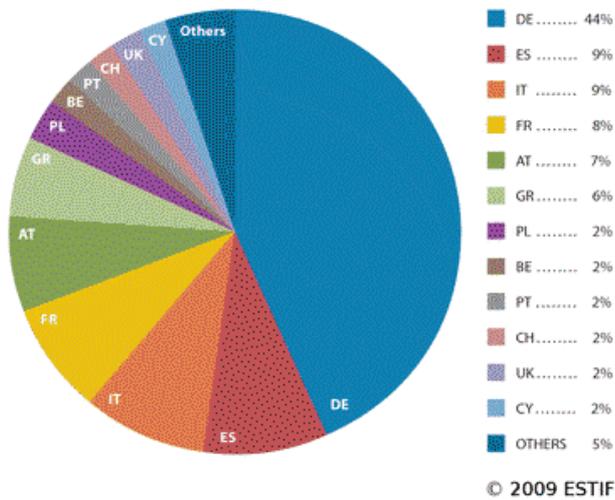
Nella figura 12 da grafico si può notare come il mercato tedesco continui ad essere quello più sviluppato, con il 44% del mercato europeo: nel solo 2008 la Germania ha più che raddoppiato il proprio installato annuale, passando da 0,7 GWth a 1,5 GWth (pari a 2,1 milioni di m<sup>2</sup>). Anche Spagna, Italia e Francia hanno mostrato una crescita significativa e detengono le prime due il 9% del mercato e la terza l'8%; seguono l'Austria con il 7% e la Grecia con il 6%.



**Figura 11.** Crescita delle installazioni di ST (fonte Estif).

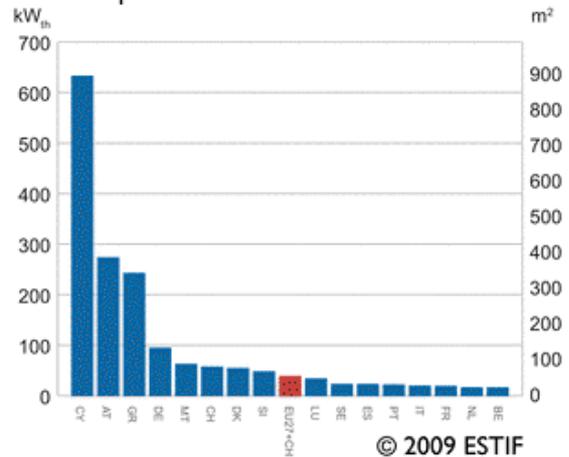
Il dato però che aiuta a capire meglio il livello di sviluppo del mercato ST nei diversi Stati Membri è la superficie di collettori installati per abitante (figura 13). Austria e Grecia si aggirano intorno ai 250-270 kWth/1000 abitanti, la media europea è pari a 38 kWth/1.000 abitanti, mentre l'Italia si trova nettamente al di sotto della media europea con 18 kWth ogni mille abitanti.

## Share of the European solar thermal market



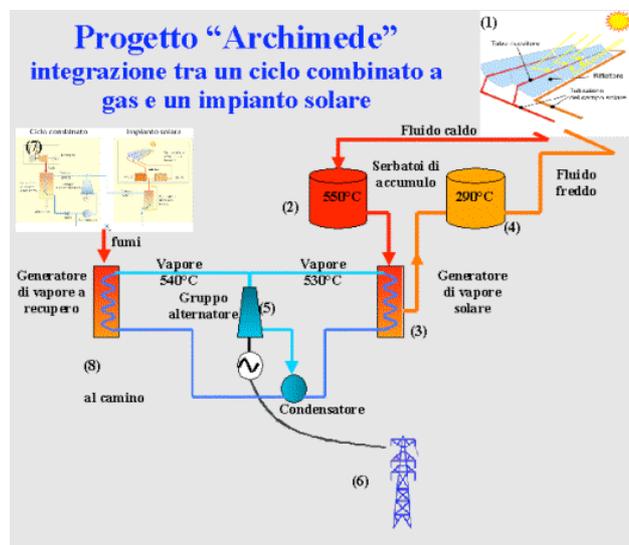
**Figura 12.** Ripartizione del mercato del solare termico europeo (fonte Estif).

## Solar thermal capacity in operation per 1 000 inhabitants in 2008



**Figura 13.** Sviluppo del mercato ST nei diversi Stati Membri in funzione della superficie di collettori installati per abitante (fonte Estif).

Assolterm ha presentato il quadro di mercato e normativo italiano. Per quanto riguarda il 2008, sono stati installati 421.000 m<sup>2</sup> pari a 295 MW<sub>th</sub>. Il totale installato ha superato 1 GW<sub>th</sub> pari a 1,5 milioni di m<sup>2</sup> installati. Questo dato positivo sulle vendite 2007 e 2008 in valore assoluto (che fa dell'Italia il secondo mercato del solare termico in Europa) deve, peraltro, essere realisticamente accostato al dato di superficie di collettori installati per abitante, valore che resta bassissimo e che ben illustra tutto il potenziale di crescita di questa tecnologia, a fronte delle condizioni climatiche del nostro Paese ovviamente assai favorevoli.



**Figura 14.** Schema ciclo centrale Archimede.

Per quanto riguarda l'Italia l'Enel è presente nel solare termico con un impianto: la centrale Archimede di Priolo (Siracusa), progettato insieme all'ENEA. Il progetto Archimede prevede di integrare in un'unica centrale elettrica un impianto solare termodinamico con un ciclo combinato a gas. Grazie a un sistema di specchi parabolici i raggi solari sono concentrati su tubi ricevitori all'interno dei quali scorre un fluido termovettore (miscela di sali fusi) che si scalda fino a 550°C. Raggiunta questa temperatura di esercizio i sali fusi sono convogliati in un serbatoio caldo dimensionato in modo da accumulare l'energia termica necessaria al funzionamento del sistema anche nei periodi di mancata insolazione. Questa energia viene utilizzata all'interno di uno scambiatore, dove parte del calore dei sali fusi è ceduto per la generazione

di vapore alla temperatura di 530°C. Lo scambio di energia termica abbassa la temperatura del fluido termovettore che viene raccolto in un serbatoio “freddo” a 290°C prima di essere re-immesso nel ciclo. Il vapore generato con questo sistema è utilizzato all’interno di un turbo alternatore per la produzione di energia elettrica che, a questo punto, può essere immessa in rete. Nel caso in cui il Sole fosse indisponibile per diversi giorni, la produzione di elettricità sarà garantita da un ciclo combinato a gas. Il gruppo alternatore per la produzione di energia elettrica è lo stesso mentre la generazione del vapore avviene grazie a caldaie alimentate a gas; in questo caso i fumi residui della combustione dovranno essere immessi in atmosfera. Di seguito è riportata una tabella con tutti i parametri della centrale Archimede.

<b>Grandezza</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Valore</b>
Numero di specchi		360
Superficie totale degli specchi	m <sup>2</sup>	199.000
Energia termica raccolta annualmente	GWh	179,4
Energia elettrica prodotta annualmente	GWh	59,2
Rendimento medio annuo	%	16,4
Potenza elettrica nominale	MW	20,8
Capacità di accumulo termico	MWh	600
Petrolio risparmiato annualmente	kg	13 milioni circa
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate annualmente	kg	40 milioni circa
Costo previsto	€	50 milioni

**Figura 15.** Tabella illustrativa dei parametri della centrale Archimede.



**Figura 16.** Centrale ST Sanlúcar la Mayor (Siviglia).

La più grande centrale termica d'Europa si trova in Spagna, più precisamente a Sanlúcar la Mayor (Siviglia). L'obiettivo che i costruttori si sono prefissati di raggiungere è 320 MW di potenza entro il 2013, che corrispondono ad una centrale media italiana a combustibili fossili. Il costo finale è decisamente alto, più di un miliardo di euro (più precisamente 1.200 milioni), l'energia prodotta sarà quindi sicuramente più cara, ma trattandosi di energia "verde" il maggior costo viene ripagato dall'ecologia (e dai certificati verdi). La tecnologia è relativamente semplice; c'è una torre verso cui una serie di specchi convogliano la luce solare; nella torre c'è una caldaia che aziona una turbina.

## 2.2 Energia eolica

### 2.2.1 Nozioni Generali e tecnologie

L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in elettrica. Prima tra tutte le energie rinnovabili per il rapporto costo/produzione è stata anche la prima fonte energetica rinnovabile usata dall'uomo. Il suo sfruttamento, relativamente semplice e poco costoso, è attuato tramite macchine eoliche divisibili in due gruppi ben distinti:

- generatori eolici ad asse verticale,
- generatori eolici ad asse orizzontale.

Essa è pensata tenendo presente sia una produzione centralizzata in impianti da porre in luoghi alti e ventilati, sia un eventuale decentramento energetico, per il quale ogni comune possiede impianti di piccola taglia, composti da un numero esiguo di pale (1-3 pale da 3-4 megawatt) con le quali genera in loco l'energia consumata dai propri abitanti. Il tempo di installazione di un impianto è molto breve; una volta eseguiti i rilievi sul campo per misurare la velocità del vento e la potenza elettrica producibile, si tratta di trasportare le pale eoliche e fermarle nel terreno. Il tempo di progettazione e costruzione di altre centrali (idroelettriche, termoelettriche, etc.) è invece superiore a 4 anni.



Figura 17. Esempio di un campo eolico (fonte internet).

Nonostante le intenzioni siano delle migliori, nel nostro paese la mancanza di una legge quadro o di un testo unico sulle energie eoliche, diversamente da com'è per il solare, è considerata una delle cause della più lenta diffusione di questa tecnologia rispetto all'estero. Benché l'eolica sia l'energia meno costosa, non è né massicciamente impiegata dai produttori elettrici che potrebbero rivenderla al costo del kWh attuale con maggiori profitti, né è la prima quantità d'energia ad essere venduta nella Borsa elettrica, che pur abbina domanda e offerta di energia in base al prezzo del kWh elettrico (l'eolico, avendo il prezzo per kWh più basso e conveniente, dovrebbe da un punto di vista teorico collocarsi subito).

L'eolico infatti attualmente è l'energia meno costosa disponibile. Basti pensare che un reattore nucleare da 1600 megawatt costa 2,5 mld di euro (dunque, 1.56 euro al watt). All'opposto una pala eolica da 3 megawatt costa 3 mln di euro: l'eolico quindi costa in generale circa 1 euro/watt, e cioè circa il 50% in meno. Si calcola che diversi siti italiani potrebbero avere installate migliaia di pale eoliche come la centrale di Varese Ligure, e generare una potenza elettrica di 3 gigawatt, come quella che può produrre una centrale nucleare a 4 reattori.

Oltre ad avere il costo d'installazione più basso, l'eolico ha anche il costo di esercizio (o costo di produzione) più basso: 3-4 centesimi di euro al kW contro i 4 del carbone e i 6 o più del petrolio il cui prezzo al barile varia con continuità e rende difficile il calcolo. Tale costo d'esercizio è tipicamente basso, circa 30.000 volte inferiore al costo d'acquisto, poiché la fonte energetica- vento è gratuita. Anche il nucleare non costa meno, considerando i costi di stoccaggio delle scorie e quelli di smantellamento del reattore.

Il Dipartimento per l'energia per il mercato statunitense calcola un costo complessivo di produzione da nucleare superiore ai 6 centesimi di usd (circa 5 eurocent) al kWh.

Una centrale eolica, o parco eolico o *wind farm* in inglese, è un gruppo di aerogeneratori posti nello stesso sito per la generazione di energia elettrica. Le varie turbine sono normalmente connesse tra loro tramite una rete in media tensione, poi tramite un trasformatore viene incrementata la tensione e adattata per il trasporto su linee ad alta tensione.

Le centrali eoliche possono essere essenzialmente di quattro tipologie:

- *Onshore*: ovvero installate in regioni collinari o montagnose, ben al di dentro delle zone costiere. Queste centrali eoliche usufruiscono di quella che viene chiamata accelerazione topografica che si ha quando il vento soffia sopra le catene montuose. Aspetto considerevole se si pensa che un incremento della velocità del vento del 10% porta ad incrementi di energia prodotta del 33%.
- *Nearshore*: ovvero installate in mare o a terra in prossimità della linea costiera (entro 3 km a terra, entro 10 km in mare). Queste centrali sfruttano il vento prodotto dal riscaldamento differente della terra e del mare che avviene giornalmente.
- *Offshore*: ovvero installate in mare aperto, normalmente a più di 10 Km dalla costa. Questo tipo di impianto eolico sfrutta il fatto che l'assenza di asperità in mare aperto permette la presenza di venti più importanti e quindi un grande rendimento energetico. Il costo è lo svantaggio di questo tipo di impianti che può costare il doppio di un impianto terrestre. L'aumento dei costi è dovuto alla complessità delle fondamenta in mare e al trasporto dell'energia a terra. In questo settore si stanno muovendo ad esempio la Spagna, e la Norvegia, dove sorgerà il più grande impianto eolico al mondo, che potrà fornire 1,5 GW di potenza elettrica. Attualmente il governo Inglese sembra intenzionato a presentare un progetto per realizzare un'estesa serie di generatori off-shore in grado entro il 2020 di produrre abbastanza corrente elettrica da alimentare le utenze domestiche del Regno Unito. Il piano prevede impianti per 20 GW che si aggiungeranno agli 8 GW di impianti già deliberati. Una innovazione importante potrebbero essere le turbine offshore flottanti, che potranno essere installate anche nei siti marini molto profondi, imitando la tecnologia delle piattaforme petrolifere. Il progetto di queste installazioni usa un sistema di ancoraggio a tre punti (cavi in acciaio ancorati al fondale), simile appunto a quello utilizzato nelle piattaforme petrolifere. Al momento Hydro, società norvegese che opera nel settore energia, sta lavorando per collocare un prototipo di questa turbina vicino Karmøy, un'isola a sud est della Norvegia ed eventualmente vicino ad una installazione petrolifera con l'obiettivo di rifornirla di energia rinnovabile.
- *Airborne*: ovvero installate in aria. In realtà per ora è solo un'idea (di origine italiana), non esiste ancora questo tipo di impianti. Il vantaggio sarebbe riuscire a sfruttare i venti ad alta quota (più costanti e potenti) e senza il costo delle torri.

Recentemente si è sviluppato un nuovo settore: il minieolico. È considerata di tipo minieolico la produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzata con l'utilizzo di generatori di altezza inferiore a 30 metri. Gli aerogeneratori possono essere al servizio di una utenza isolata, non collegata alla rete elettrica o connessi sia per una auto-produzione in scambio che per la fornitura di energia alla rete. La differenza con il grande eolico risiede oltre che nella dimensione delle macchine anche nella possibilità di operare in modo economicamente valido con regimi di vento inferiori a quelli richiesti dalle enormi macchine industriali.

Per microeolico si intendono invece impianti portatili, capaci di fornire meno di 1 kW a strutture come camper, cucine da campo, ospedali da campo; *hub, server e router wireless* per computer portatili in spiagge o campeggi; barche a vela, yacht, ecc. Questa piccola quantità di potenza è sufficiente a fornire potenza a qualche lampada fluorescente, a frigoriferi ecologici, laptop, ventilatori, ma non ad alimentare resistenze elettriche di forni, phon, scaldabagno o lavatrici. Generatori eolici domestici sono in commercio nel Regno Unito già da una ventina di anni, e a partire dagli anni '90 è in crescita la loro popolarità e la consapevolezza delle loro potenzialità presso il grande pubblico. Le dichiarazioni attorno alla loro efficienza e produttività sono oggetto di forte dibattito a causa della discrepanza tra le previsioni di produzione dei fabbricanti e i risultati ottenuti in molti casi di studio.

Il principale problema consiste nella collocazione: infatti i generatori eolici devono essere disposti lungo le coste marine, oppure in passi di montagna, o in luoghi che sono stati certificati come "ventosi", dopo averne studiato la meteorologia per molti anni. Invece i produttori tacciono su questo, e normalmente gli aerogeneratori comprati dal pubblico sono installati in aree dove le velocità del vento sono troppo basse per ottenere un livello di produzione sufficiente a ripagare l'investimento, o addirittura il vento è così basso ed incostante da rendere del tutto inutilizzabile la turbina. La generazione di energia eolica richiede velocità del vento che sono superiori a quelle che si trovano nella stragrande maggioranza delle aree abitate, che spesso sono state costruite in luoghi riparati dai venti.

### 2.2.2 Generatori eolici e possibili innovazioni

I generatori eolici nell'arco degli ultimi 20 anni hanno migliorato il rendimento, le dimensioni e costi e continuano a farlo, quindi le cifre riportate di seguito sono da ritenersi provvisorie. Tali generatori sono riusciti a passare da una produzione di pochi chilowatt di potenza, a punte di 3 megawatt per i più efficienti e una produzione tipica del mercato attuale di 1,5 MW, con una velocità del vento di 3-4 m/s. Considerando che la massima corrente erogata alle utenze domestiche è di 3 chilowatt, una pala è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico di circa 1000 utenze domestiche, corrispondenti 4000-4500 persone (considerando 4 abitanti medi per nucleo familiare), pari alle dimensioni medie di un comune italiano. Questi standard sono raggiunti sia da aerogeneratori orizzontali che verticali.

Un generatore, sia ad asse verticale che orizzontale, richiede una velocità minima del vento di 3-5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 m/s. Ad elevate velocità (20/25 metri al secondo) l'aerogeneratore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza.

Oltre ai tipi menzionati, esistono anche generatori a pale mobili, che seguono l'inclinazione del vento, mantenendo costante la quantità di elettricità prodotta dall'aerogeneratore, e a doppia elica, per raddoppiare la potenza elettrica prodotta.

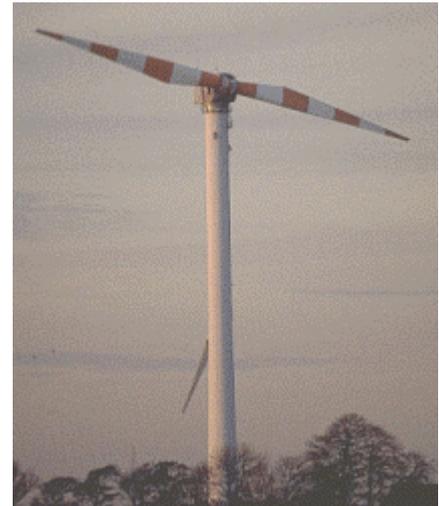
L'efficienza viene ridotta dalla notevole potenza elettrica che viene dissipata nel rotore che deve avere una velocità di 3000 giri/minuto per erogare una corrente alla frequenza di rete di 50 hertz. Se i giri al minuto dell'aerogeneratore sono variabili come lo è la velocità del vento, la frequenza di rete deve sempre rimanere costante a 50 hertz, ecco perchè i rotori vengono collegati a una serie di inverter prima di immettere l'energia in rete. Il rendimento elettrico di tale dispositivo può essere considerato simile all'efficienza del motore ad aria compressa, intorno al 70%.

La cinematica del generatore eolico è caratterizzata da bassi attriti, assenza di surriscaldamento e di un sistema di refrigeranti (olio ed acqua) e inoltre da un costo di manutenzione pressoché nullo. In particolare un generatore eolico ad asse orizzontale (HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbines*) è formato da una torre in acciaio di altezze che si aggirano tra i 60 e i 100 metri sulla cui sommità si trova un involucro (gondola) che contiene un generatore elettrico azionato da un rotore a pale lunghe circa 20 metri (solitamente 2 o 3). Esso genera una potenza molto variabile: tipicamente 600 chilowatt che equivale al fabbisogno elettrico giornaliero di 500 famiglie.

Il mulino a vento è un esempio storico di generatore ad asse orizzontale. Come già detto questi generatori richiedono una velocità minima di 3-5 metri/sec ed erogano la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 metri/sec., ma con elevate velocità (20/25 metri al secondo) l'aerogeneratore viene bloccato automaticamente.

Le turbine ad elica possiedono una sola elica. La pala della stessa, come un'ala sottile, offre una resistenza minima all'avanzamento, non crea turbolenze pericolose e ha una elevata portanza. Da tutto ciò scaturisce un alto coefficiente di potenza e velocità di rotazione molto alte (alcuni rotori hanno eliche con velocità periferiche vicine a quelle del suono). In considerazione dell'alta velocità di rotazione, tipica di queste macchine, è possibile accoppiare dei generatori di elettricità, direttamente o con ingranaggi molto modesti, evitando che gran parte della potenza estratta sia dissipata in complicate trasmissioni caratterizzate da elevati rapporti.

L'elica, per poter avere un rendimento costante ed elevato, deve sempre potersi orientare nel vento. A tal fine i metodi utilizzati sono due: con timone, di opportune dimensioni, che orienta tutto il complesso (elica controvento o *up-wind*), oppure con l'elica posizionata posteriormente al complesso generatore-perno di rotazione e utilizzando la coppia giroscopica del motore stesso per orientare il mulino (elica sottovento o *down-wind*). L'elica ha un profilo aerodinamico facilmente ricavabile da libri e pubblicazioni molto diffuse; in pratica per applicazioni modeste vengono impiegati profili standard.



**Figura 18.** Esempio di generatore ad asse orizzontale (fonte internet).



**Figura 19.** Esempio di generatore eolico a turbina multipla (fonte internet).

Le turbine multiple hanno un rotore, costituito da un alto numero di pale in lamiera metallica, (generalmente 18 o più), disposte a raggiera su un mozzo e ad angolo rispetto al piano di rotazione, proprio come una grande ventola. Il diametro medio è di circa 1.5-3 metri. La rotazione dell'asse è trasformata in moto alternativo per mezzo di un albero a gomito, oppure rinviata alla base del traliccio tramite una coppia di ingranaggi conici. Questo tipo di mulini viene utilizzato nella maggioranza dei casi per pompare acqua dai pozzi. Il rotore è rigido e la sua superficie ed inclinazione non possono essere variate al variare della forza del vento; infatti superata una certa velocità il sistema deve essere fermato manualmente oppure piegato in modo da disporre il rotore parallelo alla direzione del vento. Il numero elevato di pale comporta una elevata compattezza, ragion per cui si ha una produzione molto alta anche a basso numero di giri. È sufficiente un vento debole per far lavorare il rotore in condizioni ottimali. Le pale sono leggermente incurvate e con angolo di calettamento variabile dal mozzo all'estremità. Per micro-generatori si può utilizzare un numero inferiore di pale sagomate.

Un generatore eolico ad asse verticale invece è un tipo di macchina eolica contraddistinta da una ridotta quantità di parti mobili nella sua struttura, ciò conferisce un'alta resistenza alle forti raffiche di vento e la possibilità di sfruttare qualsiasi direzione del vento senza variare l'orientamento. È una macchina molto versatile, adatta all'uso domestico come alla produzione centralizzata di energia elettrica nell'ordine di gigawatt.

La dimensione delle strutture è il limite principale alla realizzazione di macchine molto più grandi di quelle attualmente prodotte: i requisiti statici e dinamici che bisogna rispettare non consentono di ipotizzare rotori con diametri molto superiori a 100 metri e altezze di torre maggiori di 180 metri. Queste dimensioni, per altro, riguardano macchine con generatore ad asse verticale per esclusiva installazione off-shore. Le macchine on-shore più grandi hanno diametri di rotore di 70 metri e altezze di torre di 130 metri. In una macchina siffatta il raggio della base supera i 20 metri.

Visto che la velocità del vento cresce con la distanza dal suolo i costruttori di aerogeneratori tradizionalmente hanno spinto le torri a quote sempre più elevate. La crescita dell'altezza, insieme al diametro del rotore da essa dipendente, sono la causa delle complicazioni statiche dell'intera macchina, che impone fondazioni complesse, costose e strategie sofisticate di ricovero in caso di improvvise raffiche di forte vento. Macchine eoliche ad asse verticale sono state concepite e realizzate fin dal 1920, ma la minore efficienza, rispetto a quelle con asse orizzontale (30%) ne ha di fatto confinato l'impiego nei laboratori. L'unica installazione industriale oggi esistente è quella di Altamont Pass in California, realizzata dalla FloWind nel 1997. L'installazione è in fase di smantellamento a causa delle difficoltà economiche del costruttore ormai in bancarotta.

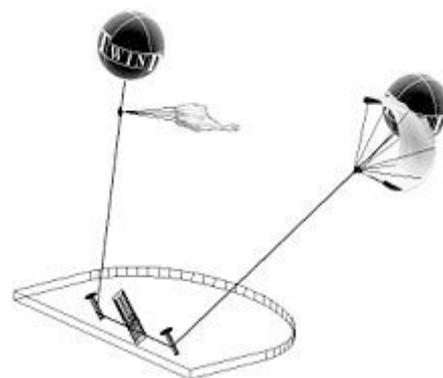
Per quanto riguarda l'eolico non ci sono grosse innovazioni in atto. Esiste in Italia un progetto radicalmente innovativo che consiste proprio in una centrale eolica ad asse di rotazione verticale. Si tratta del *Kite Wind Generator* o *Kitegen*. Questo sistema elimina tutti i problemi statici e dinamici che impediscono l'aumento della potenza (quindi delle dimensioni) ottenibile dagli aerogeneratori tradizionali. Il problema di "catturare" il vento è risolto utilizzando profili alari di potenza (*Power Kites*) solidali al perimetro della turbina. I profili alari di potenza volano secondo traiettorie prestabilite, permettendo di trasformare la forza, esercitata sui cavi, in una coppia complessiva concorde che mette in rotazione le braccia di una giostra ad asse verticale. In pratica, i profili alari di potenza rappresentano le pale della turbina e le consentono di ruotare intorno ad un asse verticale, semplificando enormemente i problemi di fondazione e di rigidità. Ad agosto 2006 è stato costruito un primo prototipo dal nome Mobilegen.



**Figura 20.** Generatore ad asse verticale.

Un altro più recente approccio allo sfruttamento dell'energia eolica è il *Twind Technology* che intende proporre un metodo innovativo per sfruttare l'energia dei venti ad alta quota. Il metodo si basa sull'utilizzo di una coppia di palloni aerostatici che stazionano a quote superiori agli 800 metri, frenati a terra da cavi che fungono anche da elemento di trasmissione del moto.

Quando un pallone viene trascinato orizzontalmente dalla forza del vento che spinge sulla superficie della sua vela aperta, l'altro pallone, a vela chiusa, viene riportato sulla verticale della piattaforma, trainato dallo stesso cavo collegato al primo pallone. Al termine dello srotolamento del cavo, giunto a fine corsa, un meccanismo automatico opera la chiusura delle ali a vela del primo pallone e l'apertura delle ali a vela del secondo; in questo modo le funzioni dei due palloni si invertono replicando la stessa dinamica. Questa tecnologia permette di ottenere energia mediante il continuo movimento alternativo del cavo agganciato ai due palloni aerostatici.



**Figura 21.** Schema del progetto Twind Technology.

### 2.2.3 Problemi tecnici e ambientali

Una delle principali problematiche legate alla produzione di energia eolica è la sua intermittenza. Infatti, nell'arco di poche ore, l'alternanza di picchi elevati di produzione e di assenza completa, può creare problemi alla gestione della rete. Questo problema oggi è ancora tollerabile in considerazione della bassa percentuale di energia proveniente da fonti eoliche, ma potrebbe crescere col suo sviluppo, ragion per cui si pensa di associare alla produzione di eolico sistemi in grado di immagazzinare gli eccessi di produzione durante i periodi di picco per poi rilasciare energia durante i periodi di scarsa ventosità. Una possibile soluzione è quella di creare centrali ibride eolico/idrogeno immagazzinando l'energia, con produzione di idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua. L'energia immagazzinata nell'idrogeno verrà convertita in energia elettrica attraverso celle a combustibile o con un motore a combustione collegato a un generatore elettrico. In Danimarca, a maggio 2007 è stata costruita la prima centrale europea a eolico- idrogeno.

Nonostante sia una delle fonti a impatto emissivo zero, l'eolico presenta alcuni problemi a livello ambientale: primo fra tutti quello dell'impatto visivo, specie nel nostro paese, dove il paesaggio artistico e ambientale è di straordinaria bellezza e soprattutto fortemente vincolato a livello legislativo (vincolo paesaggistico). Inoltre, sulla terraferma i luoghi più ventosi, e quindi più adatti alle installazioni eoliche, sono generalmente le cime e i crinali di colline e montagne; le grandi dimensioni degli impianti moderni fa sì quindi che questi risultino visibili da grande distanza e causino un turbamento del paesaggio. Usare un colore verde, nel tentativo di "mimetizzare" gli aerogeneratori all'interno del paesaggio, attenua in minima parte il problema, date le altezze degli impianti. Ecco il motivo per cui, nonostante la suddetta maggiore economicità ed efficienza degli impianti di grossa scala, si decide soprattutto per una soluzione di compromesso tra il ritorno economico, che spinge verso impianti più grandi, e l'impatto paesaggistico.

Nel valutare i danni provocati a livello faunistico, alcuni studi sostengono che il rischio di mortalità da impatto per gli uccelli sui rotori sia molto più elevato di quanto riportato dai produttori di turbine eoliche, e che il rumore dovuto alla rotazione delle pale, danneggi l'avifauna in particolare gli impianti più grandi. Alla luce delle attuali tecnologie però, dimensioni e caratteristiche tecniche delle pale (numero di giri/minuto), tutte certamente più sviluppate rispetto quelle delle prime turbine ed impianti degli anni 80, fanno sì che nella maggior parte dei casi, il rumore e la mortalità dell'avifauna non siano più problemi rilevanti e tali da essere motivo di rigetto di un impianto eolico.

Alcune fonti sostengono che il rumore, o anche la sola presenza, di una turbina eolica nelle vicinanze di un'abitazione possa favorire una cosiddetta "sindrome da pala eolica", un insieme di disturbi debilitanti a sfondo neurologico (<http://www.viadalvento.org/impatti/rumore/>). Infine, secondo le autorità preposte al controllo del traffico aereo di alcuni paesi, gli impianti possono interferire con l'attività dei radar, sia perché l'elevata RCS (*Radar Cross Section*) delle torri produce un'eco radar difficile da eliminare, sia perché le pale in continua rotazione possono essere scambiate per velivoli in movimento.

### 2.2.4 Situazione nel mondo e in Italia

Ad oggi l'energia eolica copre meno del 2% del fabbisogno mondiale di energia ma è in rapida crescita. I paesi all'avanguardia nello sfruttamento di questa energia sono Stati Uniti (potenza installata eolica cumulata di oltre 25.000 MW), Danimarca, Spagna, Portogallo e Germania (prima tra le nazioni dell'UE con

una potenza installata di 23.900 MW). Il 2008 è stato un anno record per l'eolico nella Repubblica Popolare Cinese che ha quasi raddoppiato rispetto al 2007 la potenza installata, passando dai 3.600 MW ai 6.300 di quest'anno, che rappresentano il secondo record mondiale dopo quello degli USA (oltre 8.300 MW), consentendo alla Cina di superare l'India e di attestarsi in quarta posizione con 12.200 MW totali. La Repubblica dell'India si ritrova così in quinta posizione con una potenza cumulata che si avvicina ai 10.000 MW. La possibilità di sfruttare il vento dipende ovviamente dalle caratteristiche morfologiche del terreno e dalla posizione. Sicuramente nazioni come Danimarca, Spagna e Portogallo sono avvantaggiate dalle caratteristiche dei loro territori, la Germania è però la dimostrazione che questa non è una condizione vincolante. La capacità installata totale ha raggiunto i 120.8 GW nel 2008 con 27 GW installati solo nell'ultimo anno e un mercato per le turbine di circa 36.5 miliardi di euro e 400.000 persone occupate in questo settore (fonte GWEC). I 10 paesi con maggiore potenza installata sono elencati nella tabella di fig. 22.

Paese	MW	%
USA	25170	20.8
Germania	23903	19.8
Spagna	16754	13.9
Cina	12210	10.1
India	9645	8.0
Italia	3736	3.1
Francia	3404	2.8
Gran Bretagna	3241	2.7
Danimarca	3180	2.6
Portogallo	2862	2.4
Resto del mondo	16693	13.8

**Figura 22.** Tabella dei paesi con maggiore potenza eolica installata fonte GWEC.

Totale potenza installata alla fine del 2008	
Regione	MW
Marche	20
Campania	773
Puglia	935
Sardegna	397
Sicilia	684
Calabria	201
Umbria	17
Lazio	29
Abruzzo	178
Basilicata	185
Molise	132
Toscana	48
Liguria	19
Emilia Romagna	16

**Figura 23.** Tabella dei MW installati nelle regioni italiane fonte Anev.

L'Europa è il leader mondiale per capacità di energia eolica installata con oltre 8.4 GW installati nel 2008 (fonte EWEA) per un totale di 65GW. Il motivo di questa forte crescita è da ricercarsi essenzialmente nella politica portata avanti a livello comunitario tramite la direttiva 77/2001/EC e attraverso varie forme di incentivi (tariffe vantaggiose, certificati verdi, ecc.). I principali freni allo sviluppo di questa nuova piattaforma di produzione energetica nel vecchio continente, sono dovuti ai ritardi burocratici nel concedere le autorizzazioni e all'adattamento della rete elettrica.

Nel nostro paese il settore eolico ha vissuto un crescente sviluppo. Anche se comunque si è ancora distanti dalle percentuali di potenza eolica installata degli Spagnoli o dei Tedeschi, l'Italia nel 2008 ha raggiunto il miglior risultato di sempre con i suoi 1.010,40 MW in più installati rispetto all'anno precedente e per un totale di oltre 6 miliardi di kWh di energia prodotta dal vento. Tale quantità totale di energia equivale approssimativamente al consumo domestico di circa 6,5 milioni di italiani che tradotto in termini di emissioni rappresenta circa 4,5 milioni di tonnellate di CO2 evitate all'atmosfera. Con gli oltre 1.000 MW del 2008, la potenza installata ha raggiunto i 3.736,47 MW, mentre la produzione elettrica, passando da 4 a oltre 6 TWh (crescita 35% nel 2008 che equivale come detto a oltre 6 miliardi di kWh), rappresenta circa il 2% del consumo interno lordo.

Le regioni Italiane in condizioni più favorevoli per lo sfruttamento dell'energia eolica sono quelle del sud, le isole e le regioni centrali adriatiche. Nella tabella di fig. 23 è riportata la potenza installata; nelle figure 24 e 25 vi sono invece le percentuali di distribuzione del numero d'impianti e della potenza installata per ogni regione; tutti i dati si riferiscono al termine del 2008.



**Figura 24.** Distribuzione regionale % del numero di impianti a fine 2008 (fonte GSE).



**Figura 25.** Distribuzione regionale % della produzione al 2008 (fonte GSE).

Le centrali italiane più produttive si trovano a: Aggius/Viddalba/Bortigiadas (SS) (93 aerogeneratori per un totale di 67,8 MW), Accadia (FG) (24 aerogeneratori per un totale di 15,9 MW), Lecce (LE) (18 aerogeneratori per un totale di 36 MW), Monterenzio/Castel del Rio (BO) (16 aerogeneratori per un totale di 12,8 MW).

Questi dati sono stati resi noti dalle associazioni Anev (Associazione nazionale energia del vento), Aper (Associazione produttori energia da fonti rinnovabili), Enea (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente) e Gse (Gestore servizi elettrici). Tuttavia il dato di crescita (35% nel 2008) per quanto buono, non è ancora al livello dei maggiori produttori europei, pur rimanendo in linea con il raggiungimento degli obiettivi comunitari in tema di rinnovabili al 2020.:

## 2.3 Energia da Biomasse

### 2.3.1 Nozioni generali

Biomassa è qualsiasi sostanza organica derivante direttamente o indirettamente (attraverso le catene alimentari) dalla fotosintesi clorofilliana. Mediante la fotosintesi le piante assorbono dall'ambiente anidride carbonica che viene trasformata in materiale organico (glucosio) con l'apporto di energia solare, acqua e

sostanze nutrienti presenti nel terreno. La Biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere utilizzati direttamente come combustibili o trasformati in altre sostanze (solide, liquide o gassose) di più facile e conveniente utilizzazione negli impianti di conversione.

I biocombustibili sono un'energia pulita a tutti gli effetti, infatti contrariamente ai combustibili fossili (anch'essi di origine organica), liberano nell'ambiente le sole quantità di carbonio che hanno assimilato le piante durante la loro formazione, mentre la quantità di zolfo e di ossidi di azoto è nettamente inferiore a quella rilasciata dai combustibili fossili.

Le principali tipologie di biomassa utilizzabili per la produzione di energia sono:

- legna derivante dalle operazioni di cura e manutenzione dei boschi,
- residui dell'attività agricola (paglia, potature),
- residui delle attività agroindustriali (sansa, gusci, noccioli, lolla, pula),
- scarti della lavorazione primaria del legno,
- reflui industriali, reflui civili, deiezioni animali, frazione organica dei rifiuti solidi urbani,
- colture energetiche dedicate (lignocellulosiche, oleaginose, amidacee zuccherine) coltivate per essere destinate alla produzione di energia e/o combustibili.

### 2.3.2 Tecnologie, processi, applicazioni

I processi di conversione biochimica permettono di ricavare energia per reazione chimica dovuta al contributo di enzimi, funghi e microrganismi che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni; essi vengono impiegati per quelle biomasse in cui il rapporto C/N è inferiore a 30 e l'umidità alla raccolta superiore al 30%. Risultano idonei alla conversione biochimica le colture acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, ortive, patata, ecc.), i reflui zootecnici e alcuni scarti di lavorazione (borlande, acqua di vegetazione, ecc.), nonché la biomassa eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate.

I processi di conversione termochimica invece sono basati sull'azione del calore che permette le reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia e sono utilizzabili per i prodotti ed i residui cellululosici e legnosi in cui il rapporto C/N abbia valori superiori a 30 ed il contenuto di umidità non superi il 30%. Le biomasse più adatte a subire processi di conversione termochimica sono la legna e tutti i suoi derivati (segatura, trucioli, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo ligno- celluloso (paglia di cereali, residui di potatura della vite e dei fruttiferi, ecc.) e taluni scarti di lavorazione (lolla, pula, gusci, noccioli, ecc.).

Tra le varie tecnologie di conversione energetica delle biomasse, alcune possono considerarsi giunte ad un livello di sviluppo tale da consentirne l'utilizzazione su scala industriale, altre necessitano invece di ulteriore sperimentazione al fine di aumentare i rendimenti e ridurre i costi di conversione energetica. Le tecnologie attualmente disponibili sono sinteticamente:

- digestione anaerobica,
- fermentazione alcolica,
- digestione aerobica,
- carbonizzazione,
- gassificazione,
- pirolisi,
- combustione diretta,
- steam explosion,
- small modular,
- estrazione di oli e produzione di biocarburanti.

La **digestione anaerobica**, è un processo di conversione di tipo biochimico, che avviene in assenza di ossigeno e consiste nella demolizione, ad opera di microrganismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale. Produce un gas (biogas) costituito per il 50÷70% da metano e per la restante parte soprattutto da CO<sub>2</sub>, avente un potere calorifico medio dell'ordine di 23.000 kJ/Nm<sup>3</sup>. Il biogas così prodotto, viene raccolto, essiccato, compresso ed immagazzinato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas per la produzione di calore, o motori a combustione interna (idonei ad esempio i da motori navali a basso numero di giri) per produrre energia elettrica. Al termine del processo di fermentazione nell'effluente si conservano integri i principali elementi nutritivi (azoto, fosforo, potassio), già presenti nella materia prima, favorendo così la mineralizzazione dell'azoto organico; l'effluente risulta in tal modo un ottimo fertilizzante. Gli impianti a

digestione anaerobica possono essere alimentati mediante residui ad alto contenuto di umidità, quali le deiezioni animali, i reflui civili, i rifiuti alimentari e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Tuttavia, anche in discariche opportunamente attrezzate per la raccolta del biogas sviluppato, solo il 40% circa del gas generato può essere raccolto, mentre la rimanente parte viene dispersa in atmosfera: poiché il metano, di cui è in gran parte costituito il biogas, è un gas serra con un effetto circa venti volte superiore a quello della CO<sub>2</sub>, le emissioni in atmosfera di biogas non sono desiderabili; quando invece la decomposizione dei rifiuti organici è ottenuta mediante digestione anaerobica nei digestori (chiusi) degli appositi impianti, quasi tutto il gas prodotto viene raccolto ed usato come combustibile.

La **fermentazione alcolica** è un processo di tipo micro-aerofilo che opera la trasformazione dei glucidi contenuti nelle produzioni vegetali in etanolo. L'etanolo risulta un prodotto utilizzabile anche nei motori a combustione interna normalmente di tipo "dual fuel", come riconosciuto fin dall'inizio della storia automobilistica. Se, però, l'iniziale ampia disponibilità ed il basso costo degli idrocarburi avevano impedito di affermare in modo molto rapido l'uso di essi come combustibili, dopo lo shock petrolifero del 1973 sono stati studiati numerosi altri prodotti per sostituire il carburante delle automobili (benzina e gasolio); oggi, tra questi prodotti alternativi, quello che mostra il miglior compromesso tra prezzo, disponibilità e prestazioni è proprio l'etanolo, o più probabilmente il suo derivato ETBE (EtilTertioButilEtere), ottenuto combinando un idrocarburo petrolifero (l'isobutene) e l'etanolo.

Il processo di **digestione aerobica** consiste nella metabolizzazione delle sostanze organiche per opera di microrganismi, il cui sviluppo è condizionato dalla presenza di ossigeno. Questi batteri convertono sostanze complesse in altre più semplici, liberando CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O e producendo un elevato riscaldamento del substrato, proporzionale alla loro attività metabolica. Il calore prodotto può essere così trasferito all'esterno, mediante scambiatori a fluido. In Europa viene utilizzato il processo di digestione aerobica termofila autoriscaldata (*Autoheated Thermophilic Aerobic Digestion*) per il trattamento delle acque di scarico. Più recentemente tale tecnologia si è diffusa anche in Canada e Stati Uniti.

La **carbonizzazione** è un processo di tipo termochimico che consente la trasformazione delle molecole strutturate dei prodotti legnosi e cellulósici in carbone (carbone di legna o carbone vegetale), ottenuta mediante l'eliminazione dell'acqua e delle sostanze volatili dalla materia vegetale, per azione del calore nelle carbonaie, all'aperto, o in storte, che offrono una maggior resa in carbone.



Figura 26. Impianto di gassificazione.

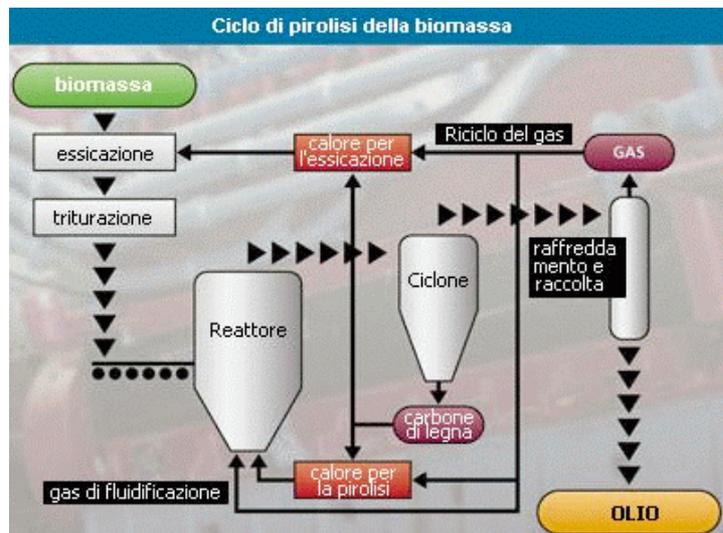


Figura 27. Ciclo pirolisi.

Il processo di **gassificazione** consiste nell'ossidazione incompleta di una sostanza in ambiente ad elevata temperatura (900÷1.000°C) per la produzione di un gas combustibile (detto gas di gasogeno) di basso potere calorifico inferiore, variabile tra i 4.000 kJ/Nm<sup>3</sup>, nel caso più diffuso dei gassificatori ad aria ed i 14.000 kJ/Nm<sup>3</sup>, nel caso dei gassificatori ad ossigeno. Valori intermedi (10.000 kJ/Nm<sup>3</sup>) si ottengono nel caso di gassificatori a vapor d'acqua. I problemi connessi a questa tecnologia, ancora in fase di sperimentazione, si incontrano a valle del processo di gassificazione e sono legati principalmente al suo

basso potere calorifico ed alle impurità presenti nel gas (polveri, catrami e metalli pesanti), che pongono alcune limitazioni legate essenzialmente al suo immagazzinamento e trasporto. Ciò fa sì che risulti eccessivamente costoso il trasporto su lunghe distanze. Tali inconvenienti possono essere superati trasformando il gas in alcool metilico ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), più facilmente immagazzinabile e che può anche essere agevolmente utilizzato per l'azionamento di motori. Il metanolo, caratterizzato da un potere calorifico inferiore dell'ordine di 21.000 kJ/kg, può essere successivamente raffinato per ottenere benzina sintetica, con potere calorifico analogo a quello delle benzine tradizionali.

La **pirolisi** è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici, ottenuto mediante l'applicazione di calore, a temperature comprese tra 400 e 800°C, in completa assenza di un agente ossidante, oppure con una ridottissima quantità di ossigeno (in quest'ultimo caso il processo può essere descritto come una parziale gassificazione). I prodotti della pirolisi sono sia gassosi, sia liquidi, sia solidi, in proporzioni che dipendono dai metodi di pirolisi (pirolisi veloce, lenta, o convenzionale) e dai parametri di reazione. Uno dei maggiori problemi legati alla produzione di energia basata sui prodotti della pirolisi è la qualità di detti prodotti, che non ha ancora raggiunto un livello sufficientemente adeguato da permettere una buona efficienza nelle applicazioni, sia con turbine a gas sia con motori diesel. In prospettiva, anche con riferimento alle taglie degli impianti che si possono costruire, i cicli combinati ad olio pirolitico appaiono i più promettenti, soprattutto in impianti di grande taglia, mentre motori a ciclo diesel, utilizzando prodotti di pirolisi, sembrano più adatti ad impianti di piccola potenzialità.

La **combustione diretta** viene generalmente attuata in apparecchiature (caldaie) in cui avviene anche lo scambio di calore tra i gas di combustione ed i fluidi di processo (acqua, olio diatermico, ecc.). La combustione di prodotti e residui agricoli si attua con buoni rendimenti, se si utilizzano come combustibili sostanze ricche di glucidi strutturati (cellulosa e lignina) e con contenuti di acqua inferiori al 35%. I prodotti utilizzabili a tale scopo sono i seguenti:

- legname in tutte le sue forme;
- paglie di cereali;
- residui di raccolta di legumi secchi;
- residui di piante oleaginose (ricino, catramo, ecc.);
- residui di piante da fibra tessile (cotone, canapa, ecc.);
- residui legnosi di potatura di piante da frutto e di piante forestali;
- residui dell'industria agro – alimentare.

Le caldaie a letto fluido rappresentano la tecnologia più sofisticata e dispendiosa che sta ricevendo, però, notevoli attenzioni, infatti essa permette il conseguimento di numerosi vantaggi quali la riduzione degli inquinanti e l'elevato rendimento di combustione.

Lo **Steam Explosion** (SE) è un trattamento innovativo, a basso impatto ambientale, mediante il quale si può ottenere una vasta gamma di prodotti, utilizzando come materia prima le biomasse vegetali. Rispetto agli altri processi di pretrattamento, lo SE presenta il vantaggio fondamentale di separare in tre differenti correnti le frazioni costituenti i comuni substrati vegetali (emicellulosa, cellulosa, lignina) rendendo possibile l'utilizzazione totale delle biomasse. Il processo consiste nell'uso di vapore saturo ad alta pressione per riscaldare rapidamente legno, o qualsiasi altro materiale lignocellulosico, in un reattore che può essere ad alimentazione continua o discontinua.

I piccoli **sistemi modulari "small modular"** alimentati con le più svariate tipologie di biomassa potrebbero potenzialmente soddisfare il fabbisogno energetico di oltre 2,5 miliardi di persone attualmente sprovviste di energia elettrica. Ciò per il fatto che queste popolazioni vivono in aree con abbondante disponibilità di biomassa destinabile all'ottenimento di combustibili bioenergetici: piccoli sistemi modulari da 5 kW a 5 MW potrebbero rappresentare soluzioni ottimali per le piccole comunità o interi villaggi. Non di meno questi sistemi possono avere un potenziale mercato anche nei paesi industrializzati, in quanto hanno costi di produzione e di gestione molto interessanti e competitivi, anche grazie alla loro modularità e taglia che permettono di avere una fonte di energia elettrica e calore in prossimità dei luoghi di utilizzo. Il laboratorio nazionale per l'energia rinnovabile (NREL) con sede nel Colorado (USA) con la partecipazione di altri laboratori di ricerca sta puntando molto su questi sistemi con progetti e realizzazioni in fase di studio e verifica di costi ed efficienza. Un sistema prevede l'utilizzo di microturbine per cogenerazione già esistenti

in commercio, integrate in un gassificatore di materiale legnoso, il prototipo è di 30 kW e il costo di scala potrebbe essere inferiore ai 500 € al kW, per la produzione di elettricità l'efficienza è del 25-30%.



**Figura 28.** Sistemi modulari “small modular”.

Gli oli vegetali possono essere estratti dalle piante oleaginose (soia, colza, girasole, ecc.). Caratteristica comune di tutte le oleaginose è quella di essere ricche di materie proteiche che, dopo l'estrazione dell'olio, sono impiegabili nell'alimentazione animale sotto forma di panelli. Le principali piante che si trovano in Europa sono la colza e il girasole (i principali Paesi produttori europei di colza sono Germania, Francia, Gran Bretagna e Danimarca; per il girasole Francia, Spagna e Italia); la coltivazione della soia, invece, si trova principalmente in America (Stati Uniti, Brasile e Argentina). Gli oli possono essere utilizzati come combustibili nello stato in cui vengono estratti oppure dopo esterificazione (che è la reazione di

preparazione di un estere a partire da un alcol ed un acido) ed il loro utilizzo ha destato ormai da tempo un notevole interesse, sia per la disponibilità di tecnologie semplici di trasformazione ed utilizzazione, sia perché consentono bilanci energetici accettabili, sia, infine, per la riutilizzazione dei sottoprodotti di processo (es. la glicerina, utilizzata dall'industria farmaceutica).

Degli importanti prodotti derivati dalle biomasse sono i **biocarburanti** che, oltre a prestarsi per produrre calore e/o energia elettrica, possono essere usati per autotrazione, sia miscelati con i carburanti da combustibili fossili e sia, in alcuni casi, utilizzati puri. Si suddividono in: bio-etanolo, bio-metanolo, bio-diesel, olio vegetale, biogas, bio-idrogeno.

### 2.3.3 Potenzialità, costi e ambiente

I biocombustibili rappresentano un'area di grande potenzialità, ma anche di significativa incertezza. Le proiezioni indicano che nel lungo termine il 26% della domanda globale di combustibili da trasporto potrebbe essere soddisfatta da biocombustibili utilizzando il 4% delle terre arabili. In anni recenti, la grande enfasi sui biocombustibili di prima generazione (tipicamente bioetanolo da colture zuccherino-amidacee e biodiesel da piante oleaginose) si è presto esaurita intorno alla seconda metà del 2007 con un crollo degli investimenti a livello mondiale determinato in parte dal forte rialzo dei prezzi agricoli e in parte dai problemi legati all'uso dei terreni agricoli e alla competizione con la produzione alimentare. Autorevoli organizzazioni internazionali (FAO) hanno espresso forti perplessità circa la sostenibilità di grandi produzioni di biocombustibili, anche sul piano della effettiva riduzione delle emissioni. L'attenzione si è quindi rapidamente spostata sui biocombustibili di seconda generazione: bioetanolo da processi di idrolisi e fermentazione di materiali ligneo-cellulosici (residui agro-industriali e forestali, coltivazioni dedicate *non-food*, rifiuti urbani) o biodiesel da processi Fischer-Tropsch (*biomass to liquid*, BTL) e colture microalgali per la produzione sia di bioetanolo che di biodiesel (queste ultime indicate come tecnologie di terza generazione). Tali soluzioni non sono in competizione con la produzione agricola alimentare anche se possono comportare occupazione di territorio, e richiedono fasi di trattamento aggiuntive della materia prima (es. idrolisi dei materiali cellulosici) e quindi costi più elevati. Essi tuttavia associano spesso alla produzione primaria altri prodotti (es. biopolimeri) e introducono la prospettiva di bioraffinerie.

Mentre la ricerca affina i processi, diversi impianti dimostrativi sono già in esercizio o in fase di realizzazione con soglie di competitività con i prezzi petroliferi che si collocano tra 60 e 100 \$ per barile e costi di abbattimento nella fascia 10-20 €/tCO<sub>2</sub>. Anche se la crisi economica e il ribasso dei prezzi petroliferi hanno prodotto un rallentamento delle realizzazioni dimostrative industriali, per quanto detto lo sfruttamento a fini energetici delle biomasse può assumere un ruolo strategico, contribuendo ad uno sviluppo sostenibile ed equilibrato del pianeta. Inoltre un impiego diffuso delle biomasse può comportare notevoli ricadute a livello economico, ed occupazionale, oltre che ambientale, in quanto esse possono garantire:

- la valorizzazione di residui agroindustriali;
- nuove opportunità di sviluppo per zone marginali e/o riduzione di surplus agricoli con sostituzione di colture tradizionali con colture energetiche;
- la possibilità di sviluppo di nuove iniziative industriali;
- contributo nullo all'incremento del tasso di CO<sub>2</sub> in atmosfera;
- l'autonomia energetica locale di Aziende agricole o di lavorazioni del legno.

In tale ottica, la Campagna della Commissione europea per il decollo delle fonti energetiche rinnovabili (*Take off Campaign*), individua l'energia da biomasse come uno dei settori-chiave per il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Libro Bianco europeo.

Nell'ottica della diversificazione delle fonti rinnovabili, inoltre, lo sfruttamento a fini energetici delle biomasse rappresenta, in particolare per l'Italia, un importante giacimento energetico potenziale, che potrebbe permettere di ridurre la vulnerabilità nell'approvvigionamento delle risorse energetiche e limitare l'importazione di energia elettrica. Si valuta, infatti, che la disponibilità di biomasse residuali (legno, residui agricoli e dell'industria agroalimentare, rifiuti urbani e dell'industria zootecnica) in Italia corrisponda ad un ammontare di circa 66 milioni di t di sostanza secca l'anno equivalente a 27 Mtep.

Nonostante l'Italia sia un Paese abbastanza ricco di foreste, le loro caratteristiche energetiche sono scarse ed inoltre solo 1/3 della naturale produttività di queste è attualmente sfruttato. Con un adeguato programma di rimboschimento e mantenimento delle foreste, potrebbero rendersi disponibili nuove biomasse per circa 2 Mtep/anno. Inoltre a parte le foreste esistenti, si potrebbero ottenere nuove superfici boschive convenzionali, sfruttando una parte degli oltre 2.000.000 ha non destinati all'agricoltura perché troppo poco produttivi, piantando boschi cedui e colture erbacee a precipuo uso energetico, riconvertendo anche parte dei 250 mila ettari lasciati attualmente incolti nel rispetto delle direttive comunitarie emanate con riferimento al problema delle eccedenze agricole: l'attuale superficie destinata alle colture energetiche, estremamente limitata, dovrebbe essere estesa a 3.500÷5.000 ha di colture legnose a corto ciclo, ma la superficie potenziale è dell'ordine del milione di ha. La difficoltà di sviluppo del settore dello sfruttamento energetico delle biomasse è legata principalmente al superamento delle barriere non tecniche (finanziamenti dei costi di investimento alquanto elevati, Politica Agricola Comunitaria, diffusione delle informazioni).

Il costo dell'energia da biomassa è attualmente ancora generalmente maggiore di quello derivante dalle fonti fossili, ma vi è una tendenza verso la competitività, in tempi ragionevolmente brevi, da sostenere e valorizzare. In tutti i casi, tuttavia, il gap di costo tra le fonti rinnovabili e quelle fossili, sarebbe invertito se venissero considerati nell'analisi costi-benefici gli aspetti ambientali ed i costi sociali connessi alla combustione dei materiali fossili.

I vantaggi dell'utilizzo delle biomasse sono vari: sono ampiamente disponibili ovunque e rappresentano una risorsa locale, pulita e rinnovabile. L'utilizzazione delle biomasse per fini energetici non contribuisce all'effetto serra, poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente, sia per effetto della conversione energetica, è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; non vi è, quindi, alcun contributo netto all'aumento del livello di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera. In tale ottica, quindi, aumentare la quota di energia prodotta mediante l'uso delle biomasse, piuttosto che con combustibili fossili, può contribuire alla riduzione della CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera.

#### **2.3.4 Situazione nel Mondo, in Europa e in Italia**

Ad oggi, le biomasse soddisfano il 15% circa degli usi energetici primari nel mondo, con 55 milioni di TJ/anno (1.230 Mtep/anno). L'utilizzo di tale fonte mostra però un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi. I paesi in via di sviluppo, nel complesso, ricavano mediamente il 38% della propria energia dalle biomasse, con 48 milioni di TJ/anno (1.074 Mtep/anno), ma in molti di essi tale risorsa soddisfa fino al 90% del fabbisogno energetico totale, mediante la combustione di legno, paglia e rifiuti animali.

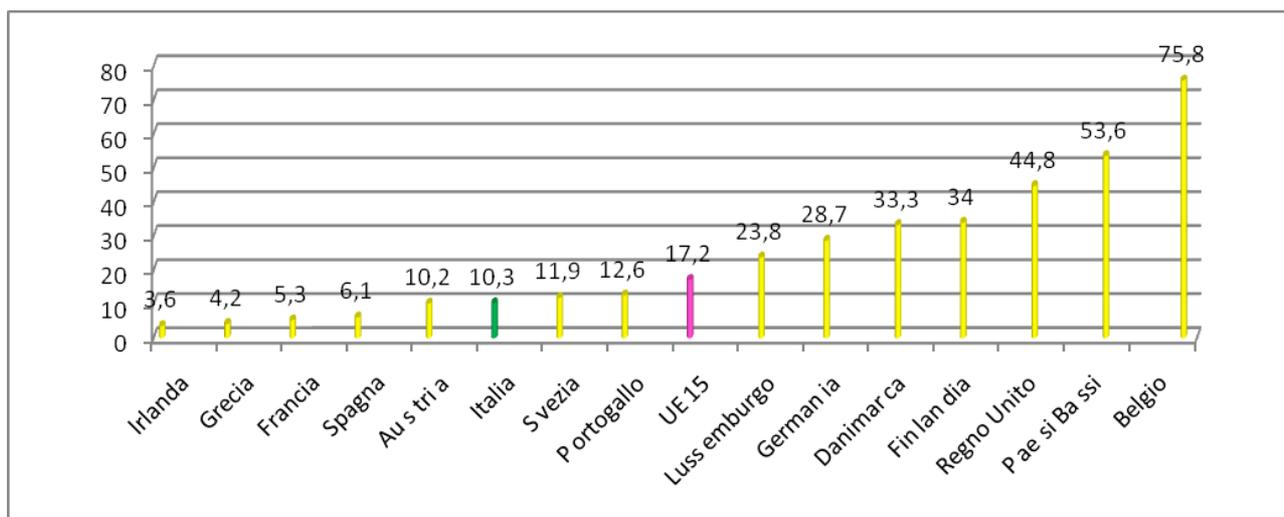
Nei Paesi Industrializzati, invece, le biomasse contribuiscono appena per il 3% agli usi energetici primari con 7 milioni di TJ/anno (156 Mtep/anno). In particolare, gli USA ricavano il 3,2% della propria energia dalle biomasse, equivalente a 3,2 milioni di TJ/anno (70 Mtep/anno). Nell'Europa dei 15 la produzione da biomasse, rappresenta il 17,2% della produzione FER e il 3,0% della produzione lorda di energia elettrica. Degli 86,9 TWh prodotti in Europa nel 2008, il 30,3% appartiene alla Germania; seguono Regno Unito e Svezia con percentuali intorno all'11%; l'Italia si colloca al 5° posto e rappresenta il 6,9% della produzione totale da Biomasse.

In Italia il peso della produzione da biomasse è sempre al di sotto dei valori dell'UE-15, si colloca infatti al 10° posto sia secondo il rapporto verso la produzione FER, rispetto al quale di evidenza invece il Belgio, in cui il 75,8% della produzione lorda totale da fonti rinnovabili (fonte Gse) è di natura biomasse, sia secondo il rapporto verso la produzione lorda totale di energia elettrica, dove primeggia la Finlandia con l'11,6. L'impiego delle biomasse in Europa soddisfa, dunque, una quota abbastanza marginale dei consumi di energia primaria, rispetto alla sua potenzialità.

All'avanguardia, nello sfruttamento delle biomasse come fonte energetica, sono i Paesi del centro-nord Europa, che hanno installato grossi impianti di cogenerazione e teleriscaldamento alimentati a biomasse. La

Francia, che ha la più vasta superficie agricola in Europa, punta molto anche sulla produzione di biodiesel ed etanolo, per il cui impiego come combustibile ha adottato una politica di completa defiscalizzazione. La Gran Bretagna invece, ha sviluppato una produzione trascurabile di biocombustibili, ritenuti allo stato attuale antieconomici, e si è dedicata in particolare allo sviluppo di un vasto ed efficiente sistema di recupero del biogas dalle discariche, sia per usi termici che elettrici. La Svezia e l’Austria, che contano su una lunga tradizione di utilizzo della legna da ardere, hanno continuato ad incrementare tale impiego sia per riscaldamento che per teleriscaldamento, dando grande impulso alle piantagioni di bosco ceduo (salice, pioppo) che hanno reso 3÷4 volte superiori alla media come fornitura di materia prima.

Nel quadro europeo dell’utilizzo energetico delle biomasse, l’Italia si pone in una condizione di scarso sviluppo, nonostante l’elevato potenziale di cui dispone, che risulta non inferiore ai 27 Mtep. Il grafico che segue descrive, l’incidenza della produzione da impianti alimentati da B.Rb.B.B.\* nell’UE 15 nel 2008 rapporto tra la produzione B.Rb.B.B.\* e la produzione FER.



**Figura 29.** Grafico dell’incidenza della produzione da impianti alimentati da B.Rb.B.B.\* nell’UE 15 nel 2008 rapporto tra la produzione B.Rb.B.B.\* e la produzione FER (fonte GSE).

A fine 2008, in Italia, risultano in esercizio 352 impianti alimentati da biomasse e rifiuti per un totale di 1.555 MW di potenza installata e una produzione elettrica di 5.966 GWh. I dati sono contenuti nella prima edizione di “Le biomasse e i rifiuti”, pubblicata dal Gestore dei Servizi Elettrici sul proprio sito internet ([www.gse.it](http://www.gse.it)). Dei 352 impianti (Biomasse, Rifiuti solidi urbani, Biogas e Bioliquidi) installati in Italia, 110 sono alimentati da biomassa solida (65 da rifiuti solidi urbani), 239 da biogas (di cui 193 da rifiuti) e 12 da bioliquidi. In termini di potenza, su 1,55 GW installata in totale, la parte del leone la fanno le biomasse solide con 1,07 GW (di cui 619 MW da RSU); la potenza del biogas è di 365 MW e quella dei bioliquidi di 121 MW (fonte Gse).

La produzione degli impianti alimentati da Biomasse, Rifiuti solidi urbani biodegradabili, Biogas e Bioliquidi (5.966,4 GWh) ha registrato una crescita media annua pari al 7,3% nel periodo compreso tra il 2004 e il 2008 e una variazione in aumento dal 2007 al 2008 pari al 9,7%. Da rifiuti solidi biodegradabili e biomasse solide la produzione è stata di 4,3 TWh, per il biogas di 1,6 TWh e per i bioliquidi di soli 64,6 GWh (la modesta entità è spiegabile se consideriamo che il 50% degli impianti è entrato in esercizio nel secondo semestre del 2008). In particolare la produzione da solidi è incrementata dal 2004 al 2008 secondo un tasso medio annuo pari al 6,6%, quella da biogas dell’8,1% (fonte Gse).

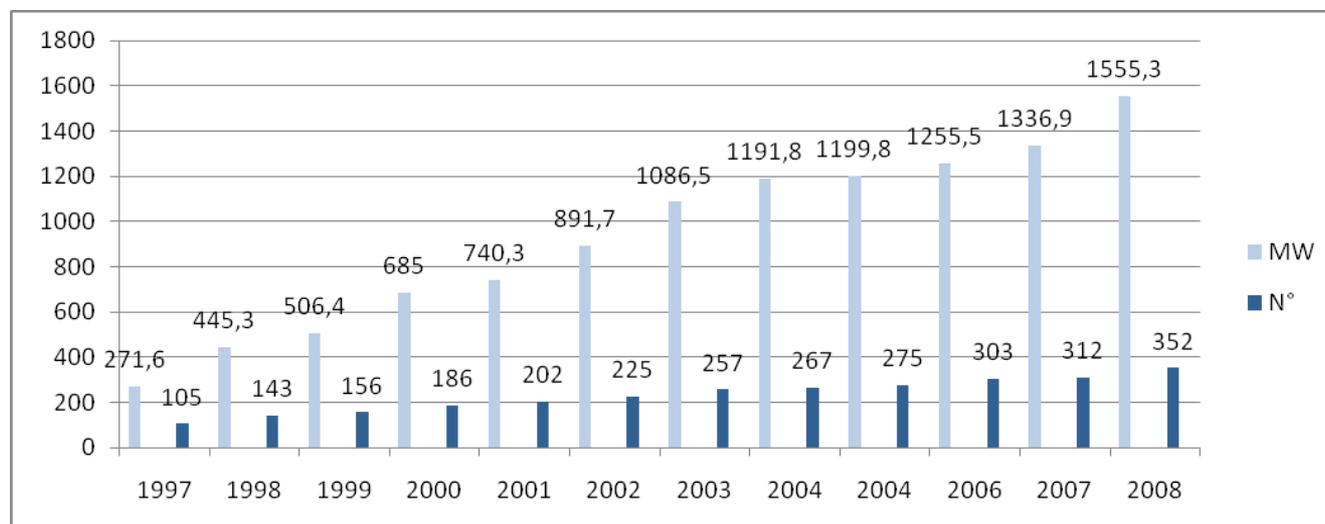
A fine 2008 la quota di produzione elettrica da Biomasse, Rifiuti solidi urbani biodegradabili, Biogas e Bioliquidi sul totale da fonti rinnovabili era del 10,3% (era dell’11,4% a fine 2007); la produzione elettrica sul totale nazionale è dell’1,9% (era dell’1,7% nel 2007).

Secondo un’analisi su base regionale, la produzione degli impianti in esercizio, ha portato ad evidenziare i seguenti aspetti:

- nell’Italia settentrionale vi sono le più alte quote di produzione realizzata, in particolare in Lombardia e in Emilia Romagna, con, rispettivamente, il 22,9% e il 14,9%;
- nell’Italia centrale il Lazio con il 4,6% mostra il valore più elevato;

- tra le regioni meridionali si distinguono la Puglia e la Calabria, con quote di produzione, rispettivamente del 13,4% e del 13,2%;
- riguardo alle isole, la Sardegna si attesta sul 3,0%, mentre la Sicilia presenta un valore pari all'1,3%.

Di seguito è riportato il grafico che descrive l'evoluzione della potenza installata e della numerosità degli impianti alimentati da B.R.B.B.\* in Italia dal 1997 al 2008.



**Figura 30.** Grafico dell'evoluzione della potenza installata e della numerosità degli impianti alimentati da B.R.B.B.\* in Italia dal 1997 al 2008.

## 2.4 Energia geotermica

### 2.4.1 Nozioni generali

L'energia geotermica è costituita dal calore contenuto all'interno della Terra, che nelle zone più profonde si stima possa raggiungere anche i 6.000°C. Esso trae origine dal residuo calore primitivo del pianeta e soprattutto dalle reazioni nucleari legate al decadimento radioattivo di alcuni materiali terrestri (uranio, torio, potassio, ecc.). Per gli usi industriali ed energetici con energia geotermica si fa riferimento oggi al calore endogeno disponibile fino a profondità di 4-6 km, benché le attuali tecnologie di perforazione consentano di raggiungere profondità anche di 10 km, con finalità esplorative/sperimentali.

L'energia geotermica può essere considerata tecnicamente inesauribile per le finalità umane; essa si propaga per conduzione nelle rocce compatte e per convezione in quelle permeabili e fratturate, affluendo in superficie con un gradiente di temperatura medio di circa 30°C ogni 1000 metri.

La Terra è quindi un immenso serbatoio di calore: si calcola che l'energia termica contenuta entro i primi 5 km sia equivalente a circa 500.000 volte gli attuali fabbisogni mondiali. Si tratta però di energia fortemente dispersa e solo raramente recuperabile in condizioni economicamente vantaggiose. Per contro ha la caratteristica di essere relativamente costante nel tempo, priva di fluttuazioni meteorologiche (diurne o stagionali) e, cosa che più interessa dal punto di vista economico, può concentrarsi in zone caratterizzate da anomalie termiche (vulcanesimo secondario), ove può raggiungere livelli di temperatura industrialmente sfruttabili. In tali zone l'acqua di falda viene riscaldata dal calore geotermico e resa disponibile (in modo naturale oppure grazie a perforazioni artificiali) sotto forma di fluido più o meno caldo (più raramente anche vapore surriscaldato) utilizzabile per scopi termici (riscaldamento) o per la produzione di energia elettrica, a seconda della temperatura e delle caratteristiche del fluido stesso.

### 2.4.2 Sistemi geotermici e classificazione delle risorse geotermiche

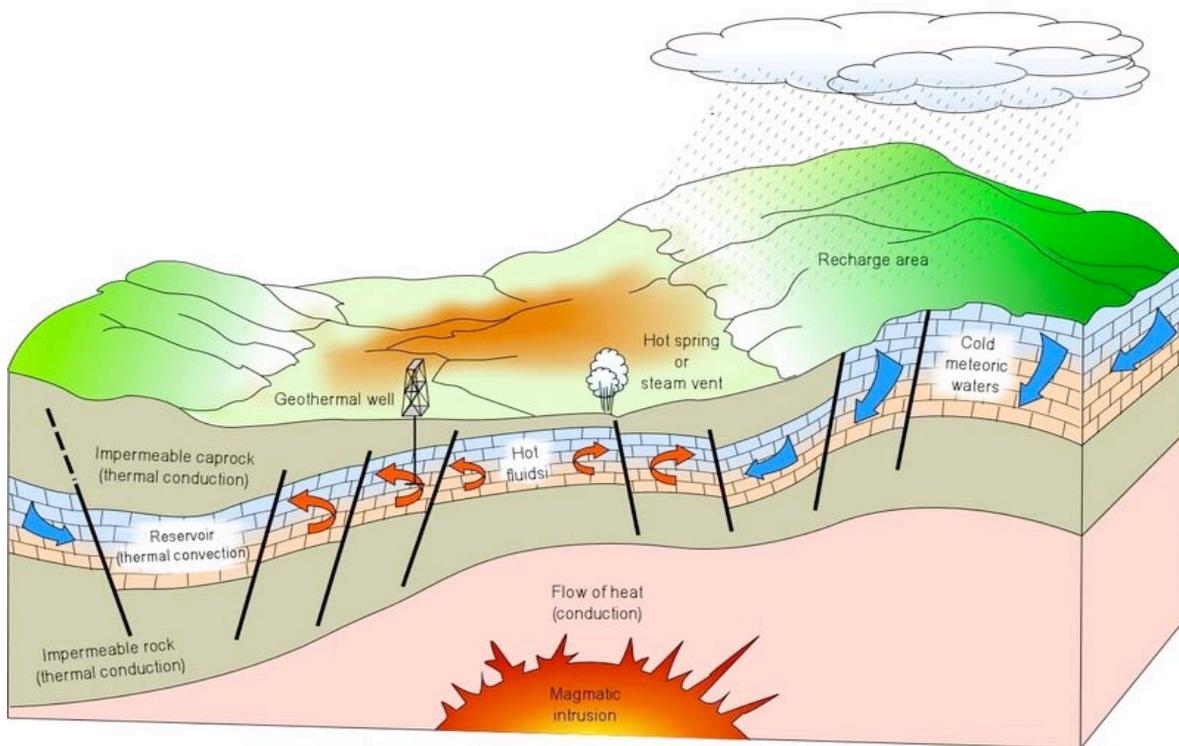
I sistemi geotermici possono essere trovati in regioni con un gradiente geotermico normale o leggermente superiore al normale, e in particolare nelle regioni prossime ai margini tra zolle dove il gradiente geotermico può essere nettamente superiore al valore medio. Nel primo caso, i sistemi saranno caratterizzati da basse temperature, di solito non superiori ai 100° C a basse profondità, nel secondo caso le temperature potrebbero coprire un ampio intervallo, fino anche sopra i 400° C. Un sistema geotermico è

costituito da tre elementi principali: una fonte di calore, un serbatoio e un fluido, che è il vettore che trasferisce il calore.

La fonte di calore può avere una temperatura molto alta ( $>600^{\circ}\text{C}$ ) a causa di un'intrusione magmatica che ha raggiunto delle profondità relativamente basse (5-10 km).

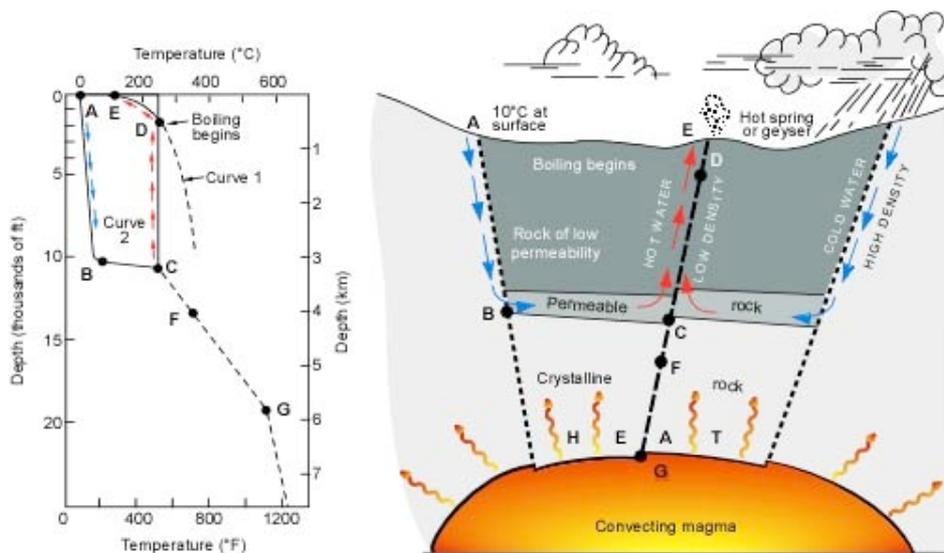
Il serbatoio è un complesso di rocce calde permeabili nel quale i fluidi possono circolare estraendo calore. Il serbatoio generalmente è ricoperto da uno strato di rocce impermeabili e connesso a una zona di ricarica di acque superficiali dalle quali le acque meteoriche possono sostituire totalmente, o parzialmente, i fluidi che fuoriescono dal serbatoio attraverso i naturali sistemi di fratture o dai pozzi artificiali.

Il fluido geotermico è essenzialmente l'acqua (almeno nella maggior parte dei casi): acqua di origine meteorica, in fase liquida o vapore, in funzione della sua temperatura e pressione. Questa, spesso, trasporta in soluzione sostanze chimiche e gas, come  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , ecc. La figura 31 è una rappresentazione molto semplificata di un sistema geotermico.



**Figura 31.** Rappresentazione schematica di un sistema geotermico.

Il meccanismo alla base dei sistemi geotermici è disciplinato dalla *convezione del fluido*. Nella figura 32 è raffigurato schematicamente il meccanismo nel caso di un sistema idrotermale di temperatura intermedia. La convezione si verifica a causa del riscaldamento ed alla conseguente espansione termica del fluido in un campo gravitazionale; il calore, che viene fornito alla base del sistema di circolazione, è l'energia che muove il sistema. Il fluido caldo trovandosi a minor densità tende a salire e ad essere sostituito dal fluido più freddo ad alta densità, proveniente dai margini del sistema.



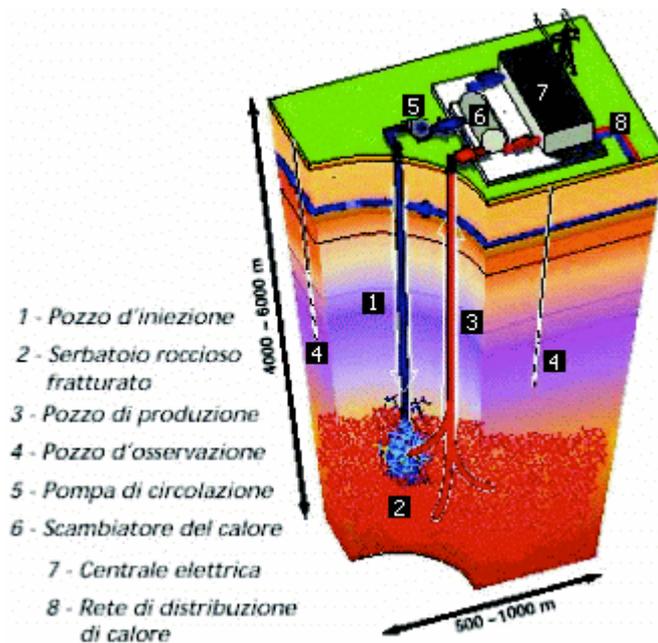
**Figura 32.** Convezione del fluido di un sistema geotermico. La curva 1 è la curva di riferimento per il punto di ebollizione dell'acqua pura. La curva 2 mostra il profilo della temperatura lungo un percorso tipico di circolazione da ricaricare al punto A al punto di scarico nel punto E.

Il fenomeno che abbiamo appena descritto può sembrare abbastanza semplice, ma la costruzione di un buon modello di sistema geotermico non è affatto facile; richiede competenze in molte discipline e una vasta esperienza, soprattutto quando si tratta di sistemi ad alta temperatura e a grandi profondità. In natura, data la grande varietà di combinazioni delle caratteristiche geologiche, fisiche e chimiche, si possono avere potenzialmente infiniti casi e quindi diviene quasi impossibile stabilire a priori un modello standard generalmente valido.

Di tutti gli elementi di un sistema geotermico, la fonte di calore è l'unico che deve essere naturale, mentre, se esistono le condizioni favorevoli, gli altri due elementi potrebbero anche essere artificiali. Ad esempio, i fluidi geotermici estratti dal serbatoio per azionare la turbina di un impianto di energia geotermica potrebbero, dopo il loro utilizzo, essere immessi nuovamente nel serbatoio attraverso specifici *pozzi di iniezione*. In questo modo la ricarica naturale del serbatoio è integrata dalla ricarica artificiale. Da molti anni ormai la re-iniezione è stata adottata anche in varie parti del mondo come un mezzo per ridurre drasticamente l'impatto ambientale delle operazioni di un impianto geotermico.

La ricarica artificiale attraverso pozzi di iniezione può anche contribuire a ricostituire e mantenere i campi geotermici vecchi o esauriti. Ad esempio, nel campo Geysers in California, Stati Uniti, uno dei più grandi campi geotermici del mondo, la produzione ha cominciato a diminuire drasticamente alla fine degli anni 1980 a causa di una mancanza di liquidi. Il primo progetto di questo tipo (il sud-est geysers per il riciclaggio delle acque reflue) è stato lanciato nel 1997; esso ha portato alla riattivazione di una serie di centrali elettriche che erano state abbandonate a causa della mancanza di liquidi. Un secondo sistema, il *Santa Rosa Geysers Recharge Project*, porterà 41,5 milioni di litri al giorno di rifiuti trattati, questi saranno pompate dall'impianto di trattamento delle acque reflue regionali di Santa Rosa e di altre città attraverso una condotta di 66 km al campo Geysers, dove ricaricheranno il serbatoio attraverso pozzi appositamente perforati.

Nel cosiddetto *Hot Dry Rock (HDR)*, nei progetti che sono stati sperimentati per la prima volta a Los Alamos (New Mexico, USA) nel 1970, sia il fluido che il serbatoio sono artificiali. Acqua ad alta pressione viene pompata attraverso condotti appositamente forati e in un corpo di roccia, calda, e compatta, in profondità provocando la sua *fratturazione idraulica*. L'acqua permea queste fratture artificiali, ed estrae il calore dalle rocce, che agisce come una riserva naturale. Questo serbatoio viene poi raggiunto da un secondo pozzo, che viene utilizzato per estrarre l'acqua riscaldata. Il sistema consiste: (i) del pozzo utilizzato per la fratturazione idraulica, attraverso il quale l'acqua fredda è iniettata nel (ii) serbatoio artificiale, e (iii) del pozzo utilizzato per estrarre l'acqua calda. L'intero sistema, completo di impianto di utilizzo della superficie, potrebbe formare un circuito chiuso (vedi figura 33).



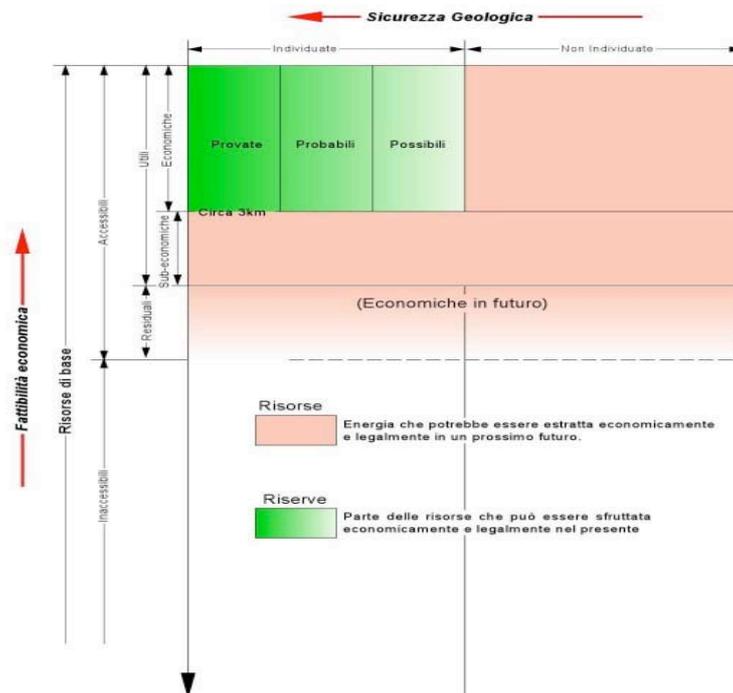
**Figura 33.** Schema di una scala commerciale Hot Dry Rock.

Il progetto di Los Alamos è stato il precursore per altri progetti simili in Australia, Francia, Germania, Giappone e Regno Unito. Dopo un periodo di relativo abbandono, questi progetti hanno avuto un rinnovato impulso dalla scoperta, da un lato, che le rocce profonde hanno un certo grado di fratturazione naturale, e dall'altro, che le metodologie e le tecnologie adottate dipendono dalle locali condizioni geologiche e quindi necessitano di studi mirati nelle varie zone. Le ricerche più avanzate nel settore HDR sono state svolte in Giappone e nel quadro del progetto europeo in Alsazia (Francia). Diversi progetti lanciati in Giappone nel 1980 (a Hijiori, Ogachi e Yunomori), largamente finanziati da governo e industria giapponese, hanno prodotto risultati molto interessanti sia dal punto di vista scientifico che industriale. Il progetto europeo HDR, d'altra parte, è stato attuato in diverse fasi, compresa la perforazione di due pozzi, uno dei quali ha raggiunto il *bottom-hole* a 5.060 m. Risultati molto promettenti sono stati ottenuti dalle loro indagini geofisiche e prove idrauliche, e il progetto europeo sembra, per il momento, essere quello col maggior successo.

Quelle che seguono sono alcune delle definizioni e classificazioni più comuni delle risorse geotermiche. Quando si parla genericamente di risorse geotermiche, di solito ci si riferisce a quelle che più precisamente dovrebbero essere chiamate risorse di base accessibili, intendendo con questo termine tutta l'energia termica contenuta tra la superficie terrestre ed una determinata profondità, in un'area definita e misurata partendo dalla temperatura media annua locale. Le risorse di base accessibili comprendono quelle utili, cioè quella parte delle risorse di base accessibili che potrebbe essere estratta, economicamente in accordo con la legislazione locale, entro un periodo di tempo definito (solitamente meno di 100 anni). Questa categoria comprende le risorse economiche individuate, cioè quella parte delle risorse di una determinata area, che può essere estratta legalmente ad un costo competitivo con altre fonti commerciali di energia e che è stata confermata da perforazioni o dai risultati dell'esplorazione geologica, geochimica e geofisica. La figura 34 spiega graficamente questi termini ed altri, che possono essere usati dagli esperti geotermici.

Il più comune criterio di classificazione delle risorse geotermiche si basa sull'entalpia dei fluidi, che trasferiscono il calore dalle rocce calde profonde alla superficie. L'entalpia, che può essere considerata più o meno proporzionale alla temperatura, è usata per esprimere il contenuto termico (energia termica) dei fluidi, e dà un'idea approssimativa del loro "valore". Le risorse sono divise in risorse a bassa, media ed alta entalpia (o temperatura), secondo diversi criteri (vedi la tabella in figura 35). Muffler e Cataldi (1978) usano la classificazione (a) della fig. 35. Altri esperti preferiscono la classificazione (b), come Hochstein (1990), o (c), come Benderitter e Cormy (1990). Nicholson (1993) suggerisce la classificazione (d), che fa una distinzione di massima tra le risorse più adatte alla generazione di elettricità (alta entalpia) e quelle più adatte all'uso diretto del calore (bassa entalpia). Quando si parla di fluidi geotermici è bene, comunque, indicare la

loro temperatura, o almeno un intervallo di temperatura, perché i termini bassa, media o alta possono avere significati diversi e creare errori di interpretazione.



**Figura 34.** Diagramma con le diverse categorie di risorse geotermiche (da Muffler e Cataldi, 1978). L'asse verticale indica il grado di fattibilità economica; l'asse orizzontale il grado di sicurezza geologica.

Risorse a:	(a)	(b)	(c)	(d)
bassa entalpia	<90	<125	<100	≤150
media entalpia	90-150	125-225	100-200	*
alta entalpia	>150	>225	>200	>150

**Figura 35.** Classificazione delle risorse geotermiche in base alla temperatura (°C). Legenda fonti:

- a) Muffler e Cataldi, 1978
- b) Hochstein, 1990
- c) Benderitter e Cormy, 1990
- d) Nicholson, 1993

Frequentemente viene fatta una suddivisione tra sistemi geotermici ad acqua dominante e sistemi geotermici a vapore dominante (o a vapore secco). Nei sistemi ad acqua dominante, è l'acqua sempre in fase liquida, che controlla la pressione, il vapore può essere presente, ma essenzialmente in forma di bolle. Questi sistemi geotermici, la cui temperatura può andare da 125° a 225°C, sono i più diffusi nel mondo. Essi possono produrre, in funzione dalla loro temperatura e pressione, una miscela di acqua e vapore, vapore umido e, in alcuni casi, vapore secco. Nei sistemi a vapore dominante normalmente coesistono nel serbatoio acqua liquida e vapore, e stavolta è quest'ultima la fase continua che controlla la pressione. Sono sistemi ad alta temperatura e normalmente producono vapore secco o surriscaldato. I sistemi geotermici di questo tipo sono piuttosto rari; i più conosciuti sono Larderello in Italia e The Geysers in California.

I termini vapore umido, vapore secco e vapore surriscaldato, sono usati frequentemente e richiedono una spiegazione. Aiutiamoci con un esempio: prendiamo un recipiente riempito con acqua (liquida), che possa essere mantenuto alla pressione costante di 1 atm (101,3 kPa). Se riscaldiamo l'acqua, essa comincerà a bollire una volta raggiunti i 100°C (temperatura di ebollizione alla pressione di 1 atm), passando dalla fase

liquida a quella gassosa (vapore). Dopo un certo tempo il recipiente conterrà sia liquido che vapore; il vapore che coesiste con il liquido, in equilibrio termodinamico con esso, è vapore umido. Se continuiamo a riscaldare il recipiente, mantenendo costante la pressione di 1 atm, il liquido evaporerà totalmente ed il recipiente conterrà soltanto vapore: questo è il vapore secco. Sia il vapore umido che il vapore secco prendono il nome di vapore saturo. Infine, se si aumenta la temperatura sino, per esempio, a 120°C, tenendo sempre la pressione ad 1 atm, avremo vapore surriscaldato, con un surriscaldamento di 20°C, cioè 20°C sopra la temperatura di evaporazione a quella pressione. Ad altre temperatura e pressioni, questi fenomeni si verificano anche nel sottosuolo.

Un'altra suddivisione dei sistemi geotermici è basata sullo stato di equilibrio del serbatoio, che tiene conto della circolazione dei fluidi e dello scambio termico nel serbatoio. Nei sistemi dinamici l'acqua ricarica in continuazione il serbatoio, si riscalda ed è poi scaricata alla superficie o nel sottosuolo stesso nelle formazioni rocciose permeabili situate all'intorno. Il calore è acquisito dal sistema per conduzione e per effetto della circolazione dei fluidi. Questa categoria comprende sistemi ad alta temperatura (>150°C) e a bassa temperatura (<150°C). Nei sistemi statici la ricarica del serbatoio è molto ridotta o nulla e lo scambio termico avviene soltanto per conduzione. Questa categoria comprende sistemi a bassa temperatura e i sistemi geopressurizzati. Sistemi di questo genere possono formarsi nei grandi bacini sedimentari (per esempio, il Golfo del Messico) a profondità di 3–7 km. Questi serbatoi sono formati da rocce sedimentarie permeabili, inglobate entro strati impermeabili a bassa conduttività, contenenti acqua calda pressurizzata, che è rimasta intrappolata al momento della deposizione dei sedimenti. La pressione dell'acqua calda è vicina alla pressione litostatica, superando largamente la pressione idrostatica. I sistemi geopressurizzati potrebbero produrre energia termica e idraulica (acqua calda in pressione) e gas metano, infatti non è raro trovare questo gas al loro interno. Questa risorsa è stata studiata in modo approfondito, ma, sino ad oggi, non è seguito uno sfruttamento industriale.

### 2.4.3 Situazione nel Mondo e in Europa

I Paesi guida per lo sfruttamento dell'energia geotermica sono: Usa, Nuova Zelanda, Italia, Islanda, Messico, Filippine, Indonesia e Giappone. In tempi brevi le applicazioni con lo sfruttamento di serbatoi acquiferi continueranno ad essere le uniche commercialmente utilizzabili. Per l'uso finalizzato alla produzione di elettricità è stimato, sempre nel breve periodo, un potenziale di circa 80.000 MW (10 volte l'attuale potenza installata).

Gli Stati Uniti con una potenza geotermica installata di 2.687 MW sono uno dei paesi all'avanguardia nella geotermia con 26 campi in esercizio ad alta entalpia; si tratta soprattutto di campi ad acqua dominante distribuiti nell'*Imperial Valley* in California settentrionale, vi è, inoltre, un campo gigante a vapore dominante a *The Geysers*.

Il campo *The Geysers* già più volte citato è il più grande giacimento geotermico scoperto nel mondo, proprio in questo campo fu commissionato, nel 1960, il primo impianto degli Stati Uniti, per lo sfruttamento di energia geotermica, con una capacità di 12,5 MW. Sempre negli USA oltre alla California vi sono prospettive geotermiche negli altri stati della fascia occidentale fino all'Alaska. Ma il settore del riscaldamento urbano, non è l'unico in cui la geotermia viene utilizzata, l'energia geotermica viene sfruttata anche nelle serre e nel settore industriale. Negli ultimi mesi sia Google che il Dipartimento dell'Energia USA hanno impegnato ingenti risorse per ricavare ancora più energia geotermica da immettere in rete; in quest'ultimo periodo il Dipartimento dell'Interno degli Stati Uniti, cui spetta il controllo e la conservazione della maggior parte delle terre appartenenti allo Stato, ha annunciato che aprirà una buona parte delle terre federali allo sviluppo geotermico. Si parla di 190 milioni di acri, distribuiti su 11 stati, che saranno messi a disposizione per la costruzione di impianti. Il potenziale totale stimato di queste zone è di 5.540 megawatt, che potrebbero venire sfruttati per il 2015 e fornirebbero abbastanza energia per oltre 5 milioni di abitazioni. Secondo il Dipartimento dell'Interno statunitense, entro il 2025 questa stima potenziale potrebbe anche salire fino a 12.100 megawatt. Recentemente inoltre l'Enel si è aggiudicato un finanziamento di 60 milioni di dollari per il completamento di due centrali geotermiche sul suolo americano: *Stillwater* e *Salt Wells* nello stato del Nevada.

Il secondo campo geotermico per potenzialità, dopo *The Geysers*, ma il primo al mondo ad acqua dominante, è quello Messicano (743 MWe, 8 MWt, al 1998) di *Cerro Prieto*; in questo stato, vi sono altri 3 campi in esercizio ed altri potenzialmente sfruttabili soprattutto lungo la fascia vulcanica che lo attraversa longitudinalmente; ma al contrario degli Stati Uniti, il settore degli usi diretti non è molto sviluppato. Per quel che concerne gli altri paesi del continente americano, il Canada ha installato una centrale da 60 MWe, ma si stima la possibilità di portarla ad almeno 120 MWe; nel Centro e Sud America, vengono privilegiati gli

usi elettrici, in El Salvador, vi sono grandi potenzialità accertate, ma molti ostacoli nella realizzazione di impianti in tempi relativamente brevi per le difficoltà finanziarie.

Nell'arcipelago delle Filippine (1.969 MW installati), l'energia geotermica per la produzione di elettricità costituisce una risorsa estremamente importante fin dagli anni Settanta, ed il governo sta mirando a dare un ulteriore impulso al settore delle alte temperature; invece non è molto sviluppato il settore delle basse temperature. Anche l'Indonesia ha un enorme potenziale geotermico dell'ordine di 16.000 MWe e, come Giappone e Cina, sta investendo molto, ma l'utilizzo dell'energia geotermica è mirata prevalentemente ai fluidi a bassa temperatura.

Altri importantissimi progetti riguardano l'Africa orientale e nello specifico la zona del Corno d'Africa della Rift Valley. Questa zona, oggetto di particolare interesse, potrebbe trasformarsi presto in una delle più grandi centrali energetiche del XXI secolo. L'*Environment Programme* dell'Onu (Unep) e il *Global Environment Facility* (GEF) hanno annunciato il completamento del progetto sperimentale di prospezioni in Kenia che avrebbe superato tutte le aspettative: i pozzi geotermici sarebbero in grado di produrre da 4-5 MW a 8 MW di elettricità ciascuno portando a un risparmio di 75 milioni di dollari della bolletta petrolifera con la messa in opera di impianti geotermici per un totale di 70 MW installati.

Il progetto keniano è stato sviluppato in tre anni utilizzando le tecniche "Micro Seismic" e "Magneto Telluric surveys", e località come Olkaria e Naivasha, a solo un'ora d'auto dalla capitale Nairobi sono state individuate dagli studi tra i luoghi più promettenti per le perforazioni.

Bisogna ricordare che già un impianto geotermico era operativo nell'area da circa 25 anni con una produzione di 45 MW di energia elettrica, mentre un'altro messo in funzione nel 2000 vanta una capacità di 70 MW.

Ma le nuove tecniche, che evitano la grande dispersione di vapore, e l'individuazione di nuovi pozzi con potenziale energetico molto più elevato di quanto fino ad oggi scoperto e sfruttato prospettano al Kenya un incremento esponenziale della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, fino ad ora principalmente legata ad impianti idroelettrici, ormai in crisi a causa della diminuzione delle piogge. Viceversa, con l'energia geotermica il governo di Nairobi punta ad una produzione a regime di 1.200 MW entro il 2015.

Nel vecchio continente, la produzione di energia geotermica per usi diretti è di 18.000 GWh/a, utilizzati principalmente per il condizionamento di edifici, serre, piscine e processi industriali. Questi ultimi rappresentano a livello mondiale il 52% degli usi diretti, mentre per l'Europa sono l'11% del totale.

La produzione di energia geotermica come sappiamo ha un impatto positivo per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di gas-serra, e inoltre i più recenti impianti emettono solo 136 g/kWh di CO<sub>2</sub> per kWh di elettricità prodotta contro i 453 g/kWh degli impianti a gas naturale e i 1042 g/kWh degli



Figura 36. Potenziale geotermico in Africa orientale.

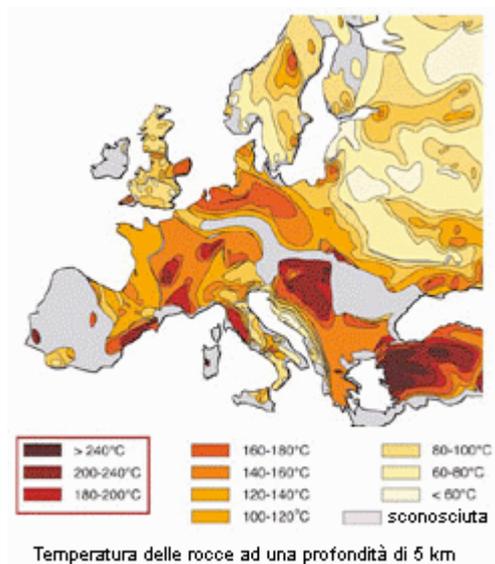


Figura 37. Potenziale geotermico europeo.

impianti a carbone. L'Unione Europea quindi intende incrementare lo sfruttamento di questo tipo di energia, passando dal 6% al 12% entro il 2010, nell'ambito delle politiche comunitarie per l'abbattimento dei gas serra.

La Francia, è il paese leader del riscaldamento geotermico con 74 progetti realizzati nei bacini di Parigi e dell'Aquitania. Questo paese ha sviluppato, fin dal 1969, la tecnologia di produzione attraverso il *doublet*, costituito da una coppia di pozzi, di cui uno produttore e l'altro reiniettore, che dopo l'estrazione del calore consente la reiniezione nei serbatoio dei fluidi geotermici raffreddati, permettendo così sia lo smaltimento dei reflui che la ripressurizzazione e rialimentazione dell'acquifero; si risolve quindi il problema dell'inquinamento ed il fenomeno della subsidenza. Questa tecnologia ha reso possibile l'utilizzo degli acquiferi profondi, inquinanti e subsidenti del "bacino di Parigi". Il maggiore complesso di teleriscaldamento del mondo è proprio a Parigi, con 3 operazioni, 4 *doublets* profondi 1.900 metri con acqua a 79° C che riforniscono 15.000 alloggi. Rilevante è anche lo sfruttamento, con pompe di calore, delle risorse superficiali a bassa temperatura (12-25° C), per il riscaldamento di oltre 35.000 alloggi.

Anche in Germania il settore geotermico è molto attivo; nella Bassa Sassonia recentemente è partita la sperimentazione di un innovativo meccanismo per lo sfruttamento dell'energia del sottosuolo. L'impianto da 2 MW di prossima costruzione nella zona di Hannover, nel nord-ovest del Paese, denominato *Genesys*, sfrutterà un pozzo profondo 2,5 miglia. Un gruppo di scienziati che sta lavorando per una agenzia del Governo tedesco ha trovato un nuovo sistema di pompaggio che ha ridotto notevolmente i costi. L'innovativo sistema di approvvigionamento permetterà la riduzione dei costi del 50%; serviranno 13 milioni di dollari, con un guadagno che, nei 25 anni di vita dell'impianto, dovrebbe garantire alla società investitrice un risparmio sul riscaldamento di circa 21 milioni.

In Svizzera invece sono molto sviluppate le utilizzazioni a bassissima temperatura con pompe di calore. Molto interessante è poi il progetto di riscaldamento urbano della città di Lund in Svezia, con 2 maxipompe di calore da 13 MWt che sfruttano due pozzi di 670 e 800 metri di profondità con acque a 23-28°C. Nel bacino del mediterraneo la Grecia, presenta discrete risorse, ancora non sviluppate sia nella bassa che nell'alta entalpia, questa ultima nelle isole vulcaniche dell'Egeo. Il paese più caldo dell'Europa centrale invece è l'Ungheria, grazie all'anomalia termica positiva; ma del settore è sviluppato solo il campo della bassa temperatura sfruttato essenzialmente per il settore agricolo.

La maggior parte dei paesi europei ha progetti solo nel campo delle basse temperature; fa eccezione assieme all'Italia, l'Islanda. Questo è il paese geotermico per eccellenza, la risorsa, infatti, soddisfa l'85% della domanda d'energia dell'isola. Oltre all'uso elettrico dei fluidi geotermici che, accanto alle risorse idriche, soddisfano completamente il fabbisogno nazionale di energia, è ben sviluppato anche il settore del riscaldamento urbano, dell'acqua calda sanitaria e degli usi industriali.

#### 2.4.4 La geotermia in Italia

L'Italia è il paese geotermicamente più "caldo" di tutta l'Europa, cosa testimoniata dai numerosi vulcani, dai soffioni boraciferi, dalle sorgenti termominerali. Al 2006 la potenza installata era di 810,5 MWe (l'1,7% della produzione elettrica totale del paese); mentre per gli usi diretti era di 324,6 MWt dei quali il 41% utilizzato per il riscaldamento, il 28% per usi termali, il 22% per le serre, il 9% per i processi industriali e l'1% per l'orticoltura.

Le prime applicazioni della geotermia si sono avute proprio nel nostro paese ed in particolare a Larderello (Toscana) dove esistevano da sempre evidenti manifestazioni geotermiche; infatti, già dal 1777 veniva utilizzato l'acido borico delle acque geotermiche della zona e nel 1827 si ha la prima vera utilizzazione in forma diretta

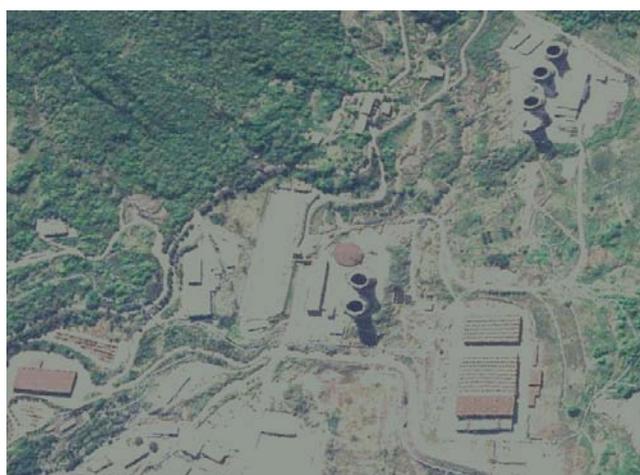


Figura 38. Foto satellitare dell'impianto di Lardello (GSE).

dell'energia geotermica il cui calore veniva usato, al posto della legna, per l'evaporazione dell'acqua da cui estrarre l'acido borico. Nel 1904 con la nascita della geotermoelettricità, vennero accese delle lampade tramite una dinamo azionata da una macchina a vapore da 0.75 CV, alimentata da un soffione. Tra il 1905 ed il 1936 venendo migliorate le tecniche di perforazione si arriva ad una potenza elettrica installata di 73 MW;

dagli anni Venti, proprio da Larderello, si estende a tutto il mondo l'interesse per la geotermia. Negli anni Settanta viene dato un notevole impulso all'esplorazione in tutte le aree italiane, cosa che porta all'individuazione di diverse aree geotermiche e di altri due campi ad alta entalpia, oltre a quello di Larderello, presso Latera nel Lazio e Mofete in Campania.

Diversi sono i progetti realizzati per l'utilizzo dei fluidi geotermici per il teleriscaldamento, i più significativi sono quello di Ferrara (12 MWt), di Vicenza (5 MWt) e di Rovigo (3,7 MWt) per la bassa entalpia, quello di Larderello (24,1 MWt) e di Castelnuovo Val di Cecina (5,3 MWt) per l'alta entalpia.

Per quel che concerne la geotermia dei fluidi ad alta entalpia utilizzata per la produzione di energia elettrica, 4 sono i campi in esercizio, il più importante dei quali è sempre quello di Larderello con 547 MWe installati; 108 MWe sono installati nella regione del Monte Amiata; 90 MWe nella regione Toscana di Travale-Radicondoli; infine 40 MWe presso Latera nel Lazio.

Regione leader in Italia è chiaramente la Toscana. Il Friuli recentemente ha avuto un incentivo di 8 milioni di euro dall'Europa affinché gli enti locali sfruttino la geotermia, ed è in fase di ultimazione un progetto pilota a Grado: un pozzo profondo mille metri, da cui si estrarrà acqua calda da usare per il riscaldamento di alcuni edifici pubblici, che farà risparmiare circa 1700 tonnellate di petrolio all'anno. Dal pozzo si prevedeva di prelevare circa 22 litri al secondo di acqua a 55 gradi per riscaldare due scuole e un centro anziani. Dall'impianto non si ricaverà energia elettrica, come avviene in altri pozzi geotermici, ma si produrranno 2 megawatt di energia all'anno, pari a 8800 barili di greggio, tramite il riscaldamento diretto. Nel progetto la Regione ha investito 400 mila euro mentre 1,2 milioni sono stati finanziati dalla Comunità Europea. Quello dell'Isola del Sole probabilmente non sarà l'unico pozzo per la geotermia profonda del Friuli, nella regione sono già stati presentati i progetti per altri 2 impianti, uno sempre nel comune di Grado e uno a Lignano.

#### 2.4.5 Tecnologie e applicazioni

Come abbiamo visto nella descrizione degli utilizzi dell'energia del sottosuolo in tutto il mondo, questa può essere sfruttata per numerose applicazioni e con svariate tecnologie. Di seguito elenchiamo i sistemi di sfruttamento più comuni.

**A) Sonde geotermiche.** Sono un sistema di utilizzo della risorsa geotermica di scarsa profondità e bassa temperatura (lo sfruttamento della risorsa è conveniente già da 12°C). Si basa sull'evidenza che, già oltre i 20 metri di profondità, la temperatura del sottosuolo è costante e non dipende più dalle escursioni termiche né giornaliere né stagionali. Le sonde geotermiche verticali (SGV) sono degli scambiatori di calore installati in perforazioni in prossimità dell'edificio da riscaldare che vanno dai 50 fino ai 400 metri di profondità. Un fluido è pompato all'interno di un circuito chiuso all'interno di uno o due tubi di polietilene a forma di U; lo spazio vuoto è riempito con una miscela di bentonite e cemento che assicura un buon contatto termico tra i tubi e la parete della perforazione. Le perforazioni hanno un diametro di 10-15 cm ed al termine dei lavori non rimane nulla di visibile in superficie. Le SGV possono essere installate in quasi tutti i tipi di formazioni rocciose: il numero e la profondità delle perforazioni sono determinati in base al volume dei locali da scaldare ed al tipo di terreno. Il fluido circolante nelle condotte recupera il calore dal terreno e fornisce l'energia geotermica (70% dell'energia totale - con una temperatura stimata di 12° nel sottosuolo) ad una pompa di calore (PAC), dimensionata secondo la potenza di riscaldamento necessaria che permette di innalzare la temperatura a circa 35°. Le SGV sono usate per fornire riscaldamento a ville familiari, immobili o piccoli quartieri residenziali. Il riscaldamento è fornito alle abitazioni attraverso pavimenti riscaldanti o radiatori a bassa temperatura; l'installazione permette di avere acqua calda sanitaria ad una temperatura di 60°.

**B) Le serpentine nel terreno** sono degli scambiatori di calore messi orizzontalmente a 1-2 m di profondità in terreni sciolti.

**C) Sistemi a pozzi *closed loop open loop* d'estrazione e reimmissione** (sfruttamento diretto della falda freatica). Sono forse il metodo più semplice per l'utilizzo del calore per il riscaldamento dei locali. Nel nostro territorio la temperatura delle acque sotterranee superficiale presenta temperature costanti al disotto dei 20-30 metri di profondità, superiori ai 12° C con picchi in alcune zone di circa 30°. Lo sfruttamento della falda freatica è possibile attraverso pozzi unici o multipli (pozzi di produzione e d'iniezione) e richiede una concessione dal Servizio Regionale Acque. Dopo aver estratto l'acqua sotterranea attraverso l'emungimento di un pozzo, una pompa di calore trattiene la sua energia e fornisce una temperatura sufficiente per il riscaldamento delle abitazioni. Una volta raffreddata, l'acqua viene reimpressa in falda mediante un secondo pozzo o, in alternativa, iniettata nella rete comunale

d'approvvigionamento idrico. Tale sistema, se per un verso presenta un'evidente semplicità di realizzazione e di utilizzo della risorsa, d'altra parte comporta una serie di problemi relativi al depauperamento della falda (se l'acqua emunta non viene reimpressa) e possibili fenomeni di contaminazione della stessa (se il circuito d'iniezione non è totalmente chiuso). Il progetto *Deep Heat Mining*, promosso dall'Ufficio Federale dell'Energia Svizzero (UFE), è un progetto pilota che prevede a Basilea, entro il 2009, la costruzione di una centrale geotermica pilota per la produzione di elettricità a partire dal calore delle rocce fratturate in profondità. Si basa sul principio di creare uno scambiatore di calore in un massiccio di rocce fessurate al fine di farvi circolare dell'acqua per riscaldarla. Per ottenere ciò si inietta nella perforazione acqua fredda ad alta pressione ad una profondità in cui la temperatura delle rocce raggiunga i 200°C. Sotto l'effetto della pressione, l'acqua s'insinua nelle fessure dell'ammasso roccioso allargandole e creando un serbatoio da cui attingere. L'acqua accumulata e riscaldata risale attraverso un pozzo di produzione per arrivare, sotto forma di vapore, ad un circuito chiuso, munito di turbina a vapore accoppiato ad un generatore. Una volta "raffreddata" l'acqua torna al serbatoio roccioso. È una tecnologia sperimentale in Europa priva d'emissioni di CO<sub>2</sub>; il primo progetto analogo, in Francia dovrebbe vedere la luce nel 2004.

**D) Pali energetici.** Sono delle geostrutture (principalmente pali) in calcestruzzo o calcestruzzo armato dalla duplice funzione: fungere da fondamenta e, equipaggiate con scambiatori di calore, fornire calore all'edificio che sostengono. All'interno dei pali sono installati dei tubi in polietilene ad U (due o più a seconda del diametro del palo da 0.4 a 1.5 m). Un fluido portatore di calore circola nel circuito chiuso tra i pali e la pompa di calore. I pali energetici funzionano secondo un ciclo annuale, con un'estrazione di calore dal terreno durante la stagione di riscaldamento ed un'estrazione di freddo durante il periodo di climatizzazione. Questa tecnologia, che prevede la propria integrazione nel progetto di costruzione dell'edificio sin dall'inizio, ha avuto un incremento in Austria, Svizzera e Germania con oltre 350 strutture energetiche la cui potenza installata varia da qualche decina di kW per piccoli immobili, fino a 800 kW per grandi edifici industriali.

**E) Geotermia delle gallerie.** Le gallerie che attraversano massicci rocciosi drenano le venute d'acqua che incontrano. Queste acque sotterranee sono evacuate verso l'esterno dei canali mediante gallerie ed infine riversate verso i corsi d'acqua. A seconda dello spessore delle rocce sopra il tunnel le acque possono raggiungere e superare i 20°C con un potenziale geotermico (cioè la potenza energetica che ogni galleria potrebbe fornire) che può essere utilizzato, accoppiato a delle pompe di calore per il riscaldamento a distanza di edifici pubblici e privati.

**F) Le acque termali** hanno una temperatura elevata che può essere utilizzata in diversi modi.

Tra tutti questi tipi d'installazioni quelli più diffusi sono le tecnologie a bassa temperatura, cioè le sonde geotermiche, i sistemi a pozzi, le serpentine nel terreno e i pali energetici. Queste tecnologie hanno il vantaggio di non richiedere il raggiungimento di profondità troppo elevate.

Trascurando l'uso dell'acqua geotermica per scopi industriali (alimentare, legno, ecc.), le principali applicazioni del vapore naturale proveniente dal sottosuolo sono:

- produzione di energia in centrali elettriche tramite il classico metodo delle turbine;
- uso del calore geotermico diretto per il riscaldamento di aria o acqua;
- uso del calore geotermico diretto per il condizionamento tramite pompe di calore.

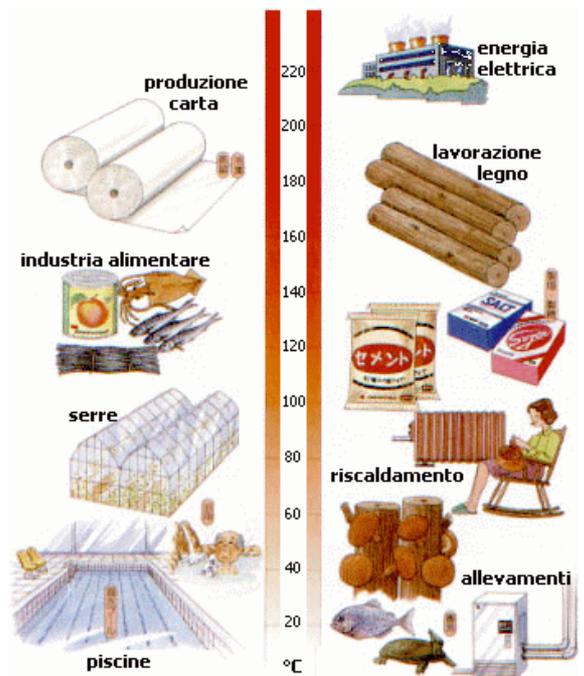
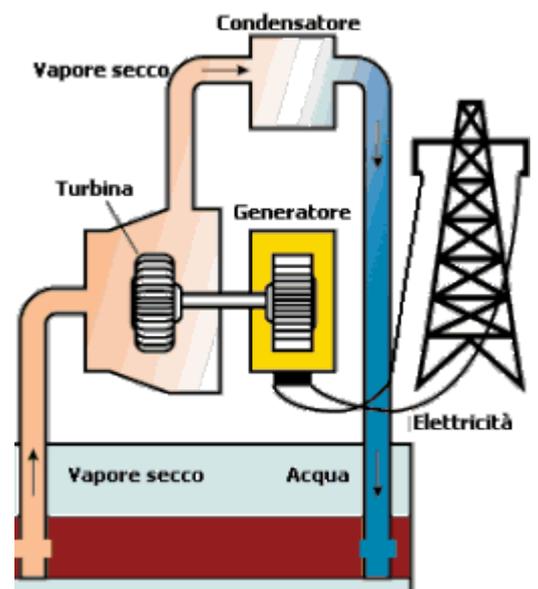


Figura 39. Le diverse applicazioni della geotermia.

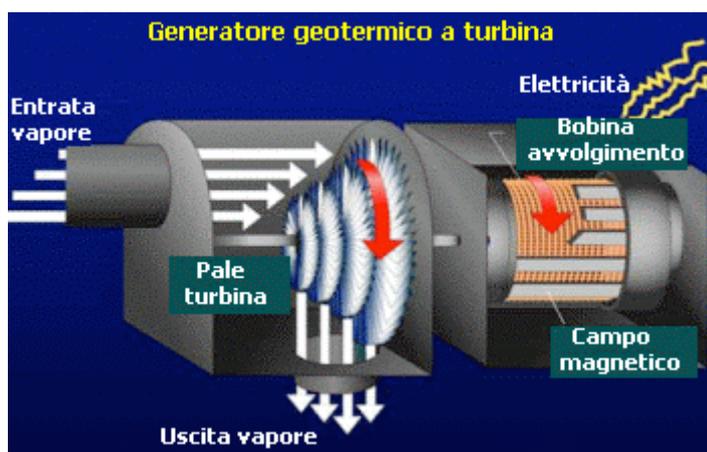
**Centrali geotermoelettriche.** Generalmente nelle attuali centrali geotermoelettriche si sfrutta la pressione esercitata dal vapore contenuto negli acquiferi geotermici per muovere una turbina Rankine accoppiata ad un generatore. Dai pozzi il vapore, tramite vapordotti (tubazioni in acciaio coibentato), viene trasportato alla centrale geotermoelettrica per essere immesso nella turbina (una macchina ruotante che trasforma parte del contenuto energetico del vapore in energia meccanica). È poi compito del generatore di corrente, o alternatore, trasformare l'energia meccanica di rotazione della turbina in energia elettrica. All'uscita della

turbina il vapore passa nel condensatore, dove una pioggia di acqua fredda proveniente dalle torri di refrigerazione lo raffredda condensandolo. Una frazione del fluido così ottenuto viene reintrodotta nel sottosuolo mediante appositi pozzi di reiniezione. Il rimanente evapora nelle torri di refrigerazione ed è immesso nell'atmosfera. La reiniezione permette di mantenere in equilibrio l'ecosistema grazie alla restituzione di parte delle sostanze estratte; inoltre, restituendo parte del fluido, si riesce a prolungare l'efficienza del serbatoio. Dalla centrale geotermoelettrica escono quindi gli acquedotti che portano i fluidi al sistema di reiniezione ed i conduttori elettrici che portano l'elettricità alla stazione di trasformazione. Di questo tipo sono le centrali di Larderello in Toscana, e la maggioranza di quelle in Islanda, dove questa tecnologia è molto sfruttata. La centrale più grande è la più volte citata "The Geysers", che si trova circa 140 km a Nord di San Francisco in California (USA) con una potenza totale di 750 MW. Per un migliore sfruttamento di questa tecnologia e un minor impatto ambientale è preferibile che il sistema preveda la reiniezione dei liquidi nell'acquifero una volta sfruttato il loro potere calorifico.

**Centrali geotermiche per teleriscaldamento.** Il teleriscaldamento è uno dei modi più interessanti per usare direttamente i fluidi geotermici a bassa temperatura (80 - 100 °C). Consiste nell'usare il fluido geotermico per scaldare direttamente, tramite degli scambiatori di calore, l'acqua circolante nei corpi scaldanti (radiatori, termoconvettori o pannelli radianti) dell'impianto di riscaldamento delle abitazioni. Un esempio interessante è l'impianto di teleriscaldamento a Ferrara. Attorno agli anni Sessanta, nel corso di sondaggi effettuati nella Pianura Padana volti alla ricerca di nuovi giacimenti di idrocarburi, venne scoperto, a poco più di 1000 m di profondità, un giacimento carbonatico mesozoico mineralizzato ad acqua salata avente una temperatura, a bocca pozzo, di 100° C. In seguito venne accertata la presenza di ulteriori campi geotermici ma con minore termalità rispetto a quello localizzato a Casaglia (Ferrara). Attualmente questa fonte geotermica, producendo una portata d'acqua pari a circa 400m<sup>3</sup>/h, contribuisce in modo significativo, con una potenza di circa 14 MWt, alla potenza totale che può essere erogata attraverso la rete del teleriscaldamento. Attraverso una sofisticata tecnologia il fluido viene pompato verso la superficie da una profondità di circa 1000 m attraverso due pozzi di prelievo e successivamente, dopo aver ceduto



**Figura 40.** Schema centrale geotermoelettrica.



**Figura 41.** Schema di un generatore elettrico accoppiato a turbina.

l'energia termica alla rete del teleriscaldamento attraverso uno scambiatore, è reiniettato tramite un pozzo di immissione che garantisce la stabilità geotecnica del sottosuolo. Le caratteristiche principali dell'impianto di Ferrara (fonte HERA) sono le seguenti:

- portata complessiva: 400 m<sup>3</sup>/h,
- temperatura fluido geotermico: 100-105°C,
- temperatura fluido teleriscaldamento in mandata: 90-95°C,
- temperatura fluido teleriscaldamento in ritorno: 60-65°C,
- potenza termica nominale: 14 MWt,
- disponibilità di utilizzazione: continua,
- energia termica fornita: 77.490 MWt/anno (il dato è relativo all'anno 2003).

**Pompe di calore.** Molte applicazioni relative al riscaldamento termico sono basate sull'utilizzo di pompe di calore. La pompa di calore è una macchina per il riscaldamento di edifici e per la preparazione di acqua calda; essa è una valida alternativa alla caldaia a olio o a gas. In natura esistono immense riserve di energia,



**Figura 42.** Foto di un impianto in funzione (fonte internet).

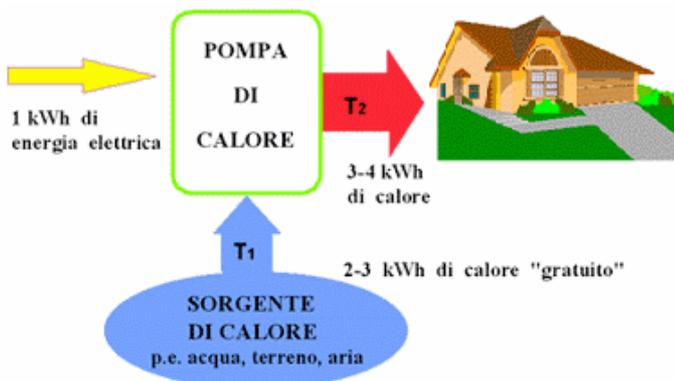
putroppo inutilizzabile direttamente per il riscaldamento, poiché i fluidi (aria, acqua) o i corpi (suolo) che la contengono si trovano a temperature troppo basse. La pompa di calore è una macchina in grado di trasferire calore da un corpo a temperatura più bassa ad un corpo a temperatura più alta. Tale processo è inverso rispetto a quello che avviene spontaneamente in natura ed è dovuto al fatto che viene fornita energia elettrica alla macchina che “pompa calore”. Il principio di funzionamento che sta alla base di questo macchinario è un ciclo termodinamico chiamato ciclo frigorifero, o ciclo motore inverso, ed è analogo a quello che sta alla base di un comune frigorifero. Nel caso in cui si abbia sia l’interesse a riscaldare (ad esempio durante l’inverno) che a rinfrescare (ad esempio,

durante l’estate), la pompa si dice “reversibile”. Analizzando più nel dettaglio, la pompa di calore è costituita da un circuito chiuso, costituito da un compressore, un condensatore, una valvola di espansione ed un evaporatore (scambiatore esterno in caso di riscaldamento) percorso dal fluido frigorifero (come R-134a, R-32, R-125, R-507, NH<sub>3</sub>, CO<sub>2</sub>, ecc.). Se la pompa di calore è a ciclo invertibile, è ulteriormente equipaggiata con una valvola di inversione del ciclo.

Il ciclo termodinamico consiste quindi in una compressione, una condensazione, una espansione ed una evaporazione. Durante la compressione il fluido gassoso aumenta di pressione e di temperatura; nella seconda fase attraversa uno scambiatore (condensatore) nel quale cede calore all’acqua o all’aria, condensandosi. L’acqua o l’aria sono utilizzate come fluido vettore per il riscaldamento di locali o acqua sanitaria. Nella terza fase il fluido liquido attraversa una valvola di espansione (processo di laminazione) con conseguente riduzione di pressione e temperatura. La temperatura che raggiunge è sufficientemente bassa per permettere lo scambio termico con il fluido sorgente di calore (aria esterna, acqua o suolo). Nella fase 4, detta di evaporazione, il fluido viene evaporato, cioè passa da liquido a vapore prendendo energia dalla sorgente termica. In base a quanto affermato precedentemente, durante il funzionamento della pompa di calore si hanno: un consumo di energia elettrica nel compressore, un assorbimento di calore dall’ambiente circostante nell’evaporatore ed una cessione di calore all’ambiente da riscaldare nel condensatore. Il vantaggio dell’impiego della pompa di calore sta nel fatto che tale sistema consente di fornire più energia (sotto forma di calore, forma di energia poco pregiata) di quella elettrica (forma di energia pregiata) necessaria al funzionamento. L’ambiente da cui si estrae calore è la sorgente fredda. Le principali sorgenti fredde sono aria, acqua e terreno. Il fluido vettore da scaldare è detto pozzo caldo; generalmente si tratta di acqua o aria. Nel condensatore il fluido frigorifero cede al pozzo caldo sia il calore prelevato dalla sorgente che l’energia fornita dal compressore. Il calore può poi essere ceduto all’ambiente mediante normali serpentine inserite nel pavimento, radiatori o ventilatori-convettori (nel caso di distribuzione con circuito d’acqua), oppure canalizzazioni per il trasferimento del calore ai diversi locali (nel caso di distribuzione del calore mediante aria). In base alla sorgente fredda e al pozzo caldo utilizzato le pompe di calore possono essere: aria – acqua, terra – acqua, acqua – acqua, aria – aria, acqua – aria.



**Figura 43.** Pompa di calore.



**Figura 44.** Schema del funzionamento della pompa di calore.

La Terra, mantenendo il sottosuolo a temperature praticamente costanti durante tutto l’anno (a parte i primissimi metri che subiscono l’influenza delle stagioni), si presta perfettamente allo scopo delle pompe di calore. Le temperature del sottosuolo, fino a 100-200 m di profondità si aggirano sui 10-15 gradi circa. La tecnica di estrazione del calore consiste nella sonda geotermica già descritta nei paragrafi precedenti. La soluzione viene inviata nel circuito della sonda a -3°C e, a contatto con il terreno più caldo, essa si riscalda fino a 0°C e viene portata alla pompa di calore che la utilizza come sorgente fredda. Grazie al fatto che il terreno è a temperatura costante

durante tutto l'anno, la pompa di calore mantiene sempre un'efficienza elevata di lavoro e di conseguenza in questi casi non si usa integrare sorgenti termiche d'appoggio.

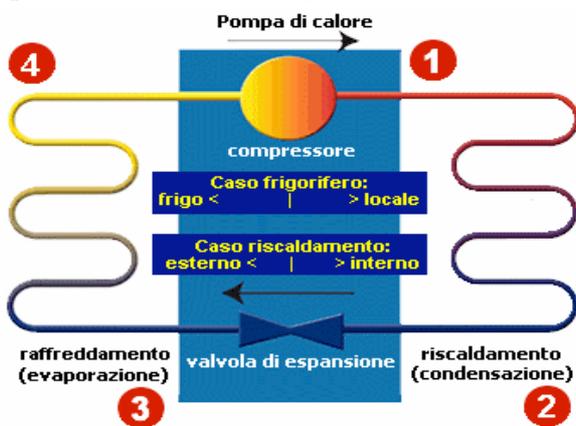


Figura 45. Schema dell'utilizzo domestico della pompa di calore (fonte internet).

L'acqua di falda sotterranea o di lago costituisce pure un'interessante sorgente termica. Il suo uso tuttavia è limitato alle zone in cui è possibile estrarre l'acqua ad un costo vantaggioso (vicino alla riva o in presenza di falde a debole profondità). Le esperienze passate inoltre consigliano di essere molto attenti con l'uso dell'acqua in circuito aperto a causa dei rischi legati alla corrosione, allo sporco e ai depositi calcarei, che possono danneggiare ed ostruire i sistemi. Anche in questo caso le temperature, essendo relativamente costanti, non vi è necessità di una sorgente d'appoggio per la pompa di calore. L'uso di entrambe le sorgenti Terra (con sonde geotermiche) e acqua necessita di autorizzazione da parte dell'Autorità, che viene di norma concessa, a meno di conflitto con zone di protezione delle acque, di riserve o di captazioni idriche.

Nel caso dell'aria, impianti interessanti sono pure ottenuti con unità aria-aria. Queste lavorano sull'aria "viziata" estratta dai locali, che può cedere importanti quantità di calore, permettendo alla pompa di calore di lavorare con ottime prestazioni durante tutto l'anno. In queste unità sono integrabili scambiatori di recupero diretto del calore, sistemi per la regolazione del ricambio automatico dell'aria in caso di afflusso di persone, dispositivi di trattamento dell'umidità, eccetera. Questi sistemi sono generalmente installati in ristoranti, sale conferenze, cinema, alberghi, palestre, eccetera. È possibile scaldare l'aria nel locale anche in inverno perché la pompa estrae il calore dall'aria fredda e tramite il ciclo termodinamico scalda l'aria dell'interno.

La combinazione con impianti termosolari può ugualmente essere molto interessante. In questo caso la pompa di calore può estrarre calore dal circuito dei collettori solari, garantendo anche un miglior funzionamento dell'impianto solare. Questa soluzione è particolarmente interessante se applicata alla produzione di acqua calda sanitaria. L'applicazione della pompa di calore in combinazione con prestazioni di raffreddamento (es. per climatizzazione o per raffreddamento di celle frigorifere, piste di pattinaggio, eccetera) permette, con una sola macchina, di svolgere due compiti, risparmiando sui costi d'investimento di una seconda macchina e anche su quelli dell'energia, rispetto alla soluzione tradizionale che prevede caldaia e raffreddatore separati. Naturalmente le pompe di calore possono essere installate ovunque ci sia un recupero di calore disponibile, per esempio in impianti industriali, in processi chimici, stabilimenti alimentari, macchine utensili, eccetera. Tipica è l'applicazione nella casa *KlimaHaus* (a basso consumo energetico), accompagnata da accorgimenti quali: sfruttamento dell'energia solare mediante sistemi di tipo passivo, ventilazione controllata dell'edificio, isolamento termico ed, eventualmente, impianto solare. Un'altra esperienza vantaggiosa di applicazione della pompa di calore è rappresentata dalle piscine, dove il COP (*Coefficient Of Performance*) risulta essere molto elevato (minor differenza tra temperatura di evaporazione e condensazione).

## 2.5 Energia idroelettrica

### 2.5.1 Nozioni generali

Energia idroelettrica è un termine usato per definire l'energia elettrica ottenibile a partire da una caduta d'acqua, convertendo con un apposito macchinario l'energia meccanica contenuta nella portata d'acqua trattata. Gli impianti idraulici, quindi, sfruttano l'energia potenziale meccanica contenuta in una portata di acqua che si trova disponibile ad una certa quota rispetto al livello cui sono posizionate le turbine.

L'uso dell'energia idraulica risale all'antichità: già i greci e i romani usavano ruote idrauliche per la macinazione del grano. Durante tutto il medioevo l'energia idraulica ebbe notevoli applicazioni, ma l'energia idraulica moderna deve il suo sviluppo all'ingegnere britannico John Smeaton (1724-1792), che per primo costruì ruote idrauliche in ghisa di grandi dimensioni. All'inizio dell'Ottocento l'energia idraulica, che aveva giocato un ruolo importante nella rivoluzione industriale, diede impulso alla crescita delle industrie tessile, conciaria e meccanica. Il primo impianto idroelettrico fu costruito nel 1880, nel Northumberland, in Inghilterra. La rivalutazione dell'energia idraulica coincise con lo sviluppo del generatore elettrico

accoppiato alla turbina idraulica e con la crescente domanda di elettricità che caratterizzò l'inizio del XX secolo. La tecnologia dei grandi impianti nei decenni è rimasta praticamente la stessa. Le centrali possono essere costruite ovunque sia possibile creare degli sbarramenti su un corso d'acqua e inoltre necessitano di un dislivello di almeno qualche decina di metri. Le aree montuose recenti (Alpi, Himalaya, Montagne Rocciose, Ande) e alcune di quelle antiche (Scandinavia, scudi canadese, brasiliano, africano, siberiano) presentano caratteristiche favorevoli allo sfruttamento del potenziale idrico. Grandi produzioni di energia idroelettrica si hanno in Canada, in Siberia e lungo i grandi fiumi della fascia tropicale (Congo, Zambesi, Paranà). Come già visto esistono anche centrali ad acqua fluente ma la loro potenzialità è inferiore alle altre. Un aspetto recente da mettere in evidenza è lo sviluppo della "microidraulica", ovvero impianti di produzione che utilizzano salti di altezze contenute e altrettanto ridotte portate. Le limitate risorse necessarie per delle centrali di microidraulica con potenzialità da 10 kW a 100 kW consente il loro impiego in siti potenzialmente interessanti proprio per questa loro peculiarità.



**Figura 46.** Cascate d'acqua (fonte internet).

### 2.5.2 Impianti e turbine

La potenza di un impianto idraulico dipende da due termini: il salto (dislivello esistente fra la quota a cui è disponibile la risorsa idrica svasata e il livello a cui la stessa viene restituita dopo il passaggio attraverso la turbina) e la portata (la massa d'acqua che fluisce attraverso la macchina espressa per unità di tempo).

In base alla taglia di potenza nominale della centrale, gli impianti idraulici si suddividono in (potenze espresse in kW):

- micro-impianti:  $P < 100$ ;
- mini impianti:  $100 < P < 1000$ ;
- piccoli impianti:  $1000 < P < 10000$ ;
- grandi impianti:  $P > 10000$ .

Gli impianti possono essere poi ad acqua fluente, a bacino, di accumulo a mezzo pompaggio. In funzione del salto gli impianti idraulici possono essere:

- a bassa caduta ( $H > 50$  m);
- a media caduta ( $H = 50 \div 250$  m);
- ad alta caduta ( $H = 250 \div 1000$  m);
- ad altissima caduta ( $H > 1000$  m).

In funzione della portata si parla di:

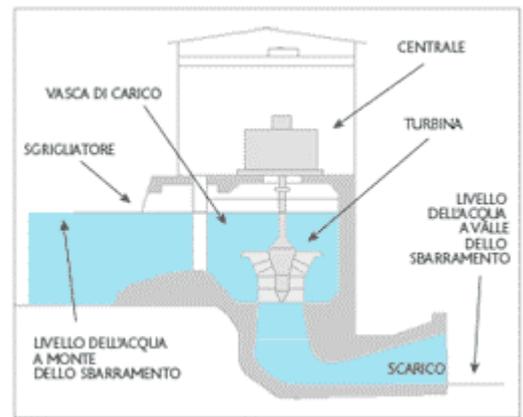
- piccola portata ( $Q > 10$  m<sup>3</sup>/s);

- media portata ( $Q = 10 \div 100 \text{ m}^3/\text{s}$ );
- grande portata ( $Q = 100 \div 1000 \text{ m}^3/\text{s}$ );
- altissima portata ( $Q > 1000 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

Un impianto idroelettrico è costituito da opere civili ed idrauliche (diga o traversa di sbarramento, sistema di presa, vasca di carico, opere di convogliamento e di restituzione, condotte forzate, edificio della centrale) e da macchinari elettromeccanici (turbine idrauliche, generatori, quadri elettrici, sistemi di comando).

Lo schema generale di un impianto idroelettrico comprende:

- un'opera di sbarramento dell'alveo del corso d'acqua a monte dell'impianto, costituita da una traversa o una diga, che può determinare un volume d'invaso in alveo tale da consentire o meno l'accumulo delle portate naturali; solitamente l'opera di presa è dotata di una o più paratoie di scarico per la pulizia del bacino contro il suo interrimento;
- una o più paratoie di presa, che possono essere seguite da una vasca di calma per la sedimentazione della sabbia trasportata dalla corrente;
- un canale di derivazione, che può essere in tutto o in parte in galleria;
- una vasca di carico, solitamente dotata di organi di scarico;
- una o più condotte forzate che convogliano l'acqua alle turbine idrauliche;
- un impianto di produzione dell'energia elettrica, in cui sono installati uno o più gruppi turbina-generatore;
- un canale di restituzione dell'acqua turbinata nell'alveo del corso d'acqua a valle dell'impianto.



**Figura 47.** Schema centrale a sbarramento (fonte internet).

Non in tutti gli impianti sono presenti tutte le opere sopra indicate. Gli impianti a basso salto non hanno solitamente la condotta forzata, mentre molti impianti ad alto salto, in particolare se recenti, non hanno il canale di derivazione, ma solo la condotta forzata.

L'acqua viene opportunamente derivata tramite le opere di presa e convogliata nella vasca di carico dalla quale si dipartono i canali e/o le condotte forzate che vanno ad alimentare le turbine idrauliche. L'albero della girante della turbina è collegato ad un generatore di elettricità (alternatore). L'acqua utilizzata nella turbina viene rilasciata a valle dell'impianto senza alcun consumo dell'acqua prelevata a monte.

In definitiva un impianto idroelettrico, sfruttando il dislivello topografico esistente tra la vasca di carico e l'impianto di produzione, trasforma l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica di rotazione della turbina che viene convertita direttamente in energia elettrica tramite il generatore.

Gli impianti idroelettrici si suddividono in impianti a serbatoio, a bacino oppure ad acqua fluente. Tale classificazione dipende dalla durata di invaso dell'impianto ossia il tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa. Gli impianti a serbatoio prendono il nome dal "serbatoio di regolazione" stagionale che li caratterizza. Questi impianti hanno durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore. Gli impianti a bacino sono quelli che hanno un serbatoio classificato come "bacino di modulazione" settimanale o giornaliera, hanno durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2. Gli impianti ad acqua fluente sono quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua, la loro produzione dipende dalla portata del fiume senza capacità di regolare il flusso.

Nella pratica mentre per gli impianti a serbatoio e a bacino è possibile regolare l'utilizzazione dell'acqua nell'impianto tramite la capacità di accumulo creata da queste opere, gli impianti a deflusso utilizzano direttamente la portata utile disponibile nell'alveo del corso d'acqua senza possibilità di regolazione della portata all'impianto.

La potenza ottenibile da un gruppo di produzione elettrica turbina-generatore è espressa dalla seguente relazione:

$$P = 9,81 \times Q \times H \times \eta$$

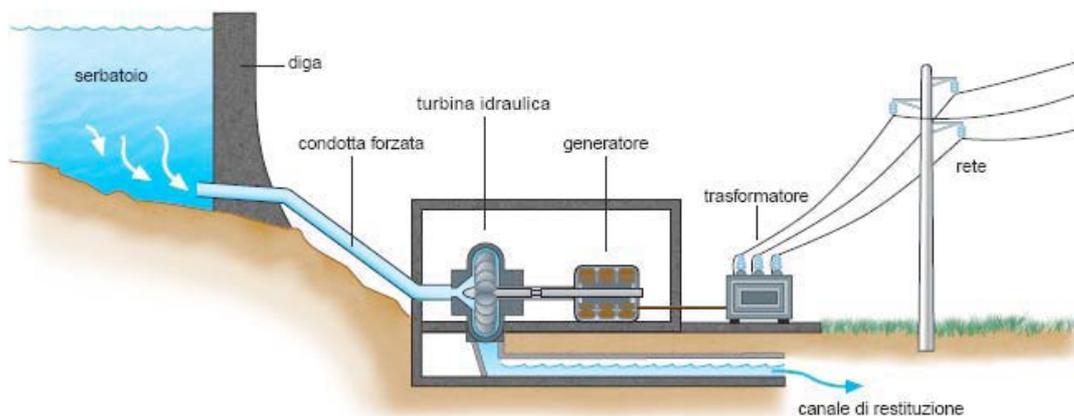
dove:

P = potenza, espressa in kW,

Q = portata d'acqua, espressa in  $\text{m}^3/\text{s}$ ,

H = salto motore netto, espresso in m,

$\eta$  = rendimento del gruppo di produzione turbina-generatore.



**Figura 48.** Schema centrale a serbatoio (fonte GSE).

Gli impianti idroelettrici a serbatoio o ad accumulo sono attualmente il miglior sistema di accumulo di energia, se tali sistemi fossero in numero maggiore ciò permetterebbe sia un minor numero di centrali termoelettriche, oggi necessarie per soddisfare i fabbisogni di punta, sia dall'altro lato il massimo rendimento delle stesse centrali termoelettriche e anche delle centrali ad acqua fluente nonché dei sistemi eolici, solari e dei sistemi derivati dalle fonti di energia rinnovabili in genere.

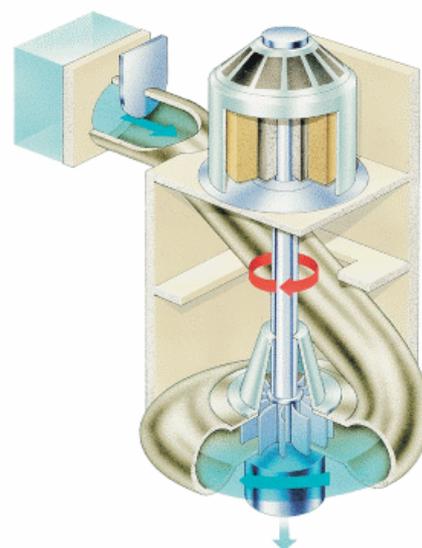
Sono impianti con tutte le caratteristiche degli impianti tradizionali ma che ricavano la disponibilità di acqua nel serbatoio superiore mediante sollevamento elettromeccanico (con pompe o con la stessa turbina di produzione). Questo tipo di impianto consiste in due serbatoi di estremità, collocati a quote differenti, collegati mediante i manufatti tipici di un impianto idroelettrico: nelle ore diurne di maggior richiesta (ore di punta) dell'utenza l'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore è usata per la produzione di energia elettrica; nelle ore di minor richiesta (ore notturne) la stessa viene risollevata al serbatoio superiore. In questo modo l'uso della corrente elettrica per pompare l'acqua nel serbatoio superiore viene restituita quasi integralmente in una forma di maggior pregio perché restituita nelle ore di maggior richiesta.

La diffusione di un gran numero di questi impianti, anche se di dimensioni medie e piccole, permetterebbe da un lato una maggiore ritenzione di acqua nel territorio, cosa sempre utile, e da un altro lato la possibilità di attenuare i fenomeni alluvionali, nel caso di abbondanti piogge i serbatoi sarebbero riempiti senza la necessità di pompare acqua da valle a monte, in questi casi si ha un guadagno netto di energia elettrica.

La turbina idraulica è un elemento importantissimo della centrale idroelettrica. La turbina è quel dispositivo meccanico che trasforma l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica; è essenzialmente costituita da un organo fisso, il distributore, e da uno mobile, la girante. Il primo ha tre compiti essenziali: indirizza la portata in arrivo alla girante imprimendovi la direzione dovuta, regola la portata mediante organi di parzializzazione, provoca una trasformazione parziale o totale in energia cinetica dell'energia di pressione posseduta dalla portata. L'entità di questa trasformazione è l'elemento più importante per la classificazione delle turbine: quando la trasformazione da potenziale a cinetica avviene completamente nel distributore, si parla di turbine ad azione, altrimenti di turbine a reazione. La girante infine trasforma l'energia potenziale e/o cinetica dell'acqua in energia meccanica resa sull'albero motore. Vi sono diversi tipi di turbine:

- turbina Pelton;
- turbina Turgo;
- turbina *Cross-Flow* (turbina a flusso incrociato, viene anche chiamata turbina Banki-Michell, oppure turbina Ossberger);
- turbina Kaplan;
- turbina a bulbo (tipo particolare di Kaplan per dislivelli di qualche metro);
- turbina Francis.

In genere per gli impianti con maggiori salti si utilizzano le



**Figura 49.** Schema di turbina (fonte internet).

turbine Turgo, Francis e Pelton. Nel campo delle portate più elevate e dei salti contenuti si sono assai diffuse le turbine dette Banki-Mitchell che in un prossimo futuro potrebbero essere sostituite da nuovi prototipi studiati e progettati presso l'Università degli Studi di Roma "La Sapienza".

### 2.5.3 Micro-idroelettrico e nuove opportunità

Per le piccole centrali idroelettriche (meno di 10 MW), le opportunità di sviluppo sono notevoli. La normativa nei paesi membri dell'UE, è attuata in maniera tempestiva, la European Small Hydropower Association (ESHA) stima che la capacità installata per le nuove piccole centrali idroelettriche aumenterà di 16.000 MW di energia prodotta con l'idroelettrico entro il 2020, 4000 MW in più rispetto ai livelli attuali. Un altro settore importante di crescita per l'idroelettrico in Europa, soprattutto nella regione centrale del continente, riguarda gli impianti di stoccaggio e distribuzione. Durante i periodi di fornitura di energia elettrica in cui la domanda di energia è più alto, è possibile utilizzare energia supplementare degli impianti idroelettrici in accumulazione bilanciando così le fonti energetiche rinnovabili ma intermittenti, in particolare il vento. Ancora numerosi impianti di stoccaggio e distribuzione, sono in fase di costruzione, compresi gli impianti da 178 MW ad Avce in Slovenia, i 540 MW a Kopsverk in Austria, 480 MW a Limberg sempre in Austria e 141 MW Nestil in Svizzera; diversi altri sono in altrettanti siti in fase di analisi. Fortunatamente anche l'Europa è un leader nella ricerca e nello sviluppo di nuove tecnologie e il settore dell'idrocinetica è uno dei più avanzati. Trenta anni fa, il Regno Unito possedeva i team di ricerca più aggressivi del settore dell'idrocinetica del mondo. Un impegno che con il tempo è stato trasformato a favore della ricerca e sviluppo, nonché della commercializzazione di nuovi modelli, che continua ancora oggi in tutta Europa.

L'energia prodotta dall'idroelettrico installato in Europa ammonta in totale a circa 179.000 MW ed i paesi europei con la più grande quantità di impianti idroelettrici sono Francia, Italia, Norvegia e Spagna. La manutenzione e in molti casi, l'aggiornamento, di queste infrastrutture esistenti continua ad essere un tema centrale per il settore in tutta Europa a causa dei costi elevati. L'accento posto in Europa occidentale di modernizzare gli impianti idroelettrici è quello di aggiungere nuove attrezzature, potenziando così la capacità degli impianti e aumentandone la resa. In Europa orientale, l'attenzione è per il ripristino dei vecchi impianti che hanno subito l'abbandono soprattutto nel periodo di occupazione dell'Unione Sovietica. Numerose e ingenti sono gli investimenti e le forze impiegate, così come le risorse per migliorare le strutture esistenti. Ad esempio, in Francia, *Electricite de France* (EDF) è pronta ad investire più di 2 miliardi di euro, cioè parte del programma di stimolo economico francese in cui è compresa la spesa per i progetti di ammodernamento delle centrali idroelettriche. Negli ultimi mesi, la EDF ha rilasciato diverse iniziative per il settore dell'energia idroelettrica incluso uno studio per l'ammodernamento di attrezzature di lavoro per i suoi numerosi progetti, tra cui fino 50 generatori a turbina, nell'arco dei prossimi cinque anni.

Il micro-idroelettrico è una fonte rinnovabile ancora ampiamente da sfruttare, comprende gli impianti inferiori ai 100kW di potenza e fino a pochi kW. Per la produzione è sufficiente avere salti di 7/20 metri con poca o pochissima portata d'acqua oppure piccoli salti con una portata buona e costante, inoltre è possibile sfruttare anche la corrente dei corsi d'acqua: agli inizi del secolo scorso molti laboratori artigiani utilizzavano semplici canali per azionare macchine utensili con piccole pale/mulini accoppiati a pulegge tramite cinghie di trasmissione. Inoltre esistono in commercio piccolissimi sistemi idroelettrici integrati, a partire da 200 W di potenza, facilmente installabili in moltissime situazioni con salti e portate minime. Il vantaggio di questi piccolissimi sistemi è la non necessaria autorizzazione al prelievo delle acque e un inesistente impatto ambientale, naturalmente devono essere applicati con un minimo di buon senso per evitare comunque uno spreco di acqua potabile che rimane una fonte preziosa. Il potenziale di questi piccoli sistemi è completamente ignorato e quindi non esistono ricerche ufficiali in tal senso ma una valutazione empirica fatta da tecnici e liberi professionisti del settore rivela un potenziale tutt'altro che trascurabile.

Con oltre 11.600 MW installati nel 2005, anche il mini idroelettrico è parte integrante del sistema di produzione elettrica dell'Unione europea. Con un incremento di 108,9 MW rispetto al 2004, il 2005 ha toccato quota 11.643,5 MW di potenza, con un ruolo importante dell'Italia che conta su 2.592 MW e della Francia con 2.040 MW. I due Paesi, con Spagna, Germania, Austria e Svezia rappresentano l'84,3% della potenza installata in Europa.

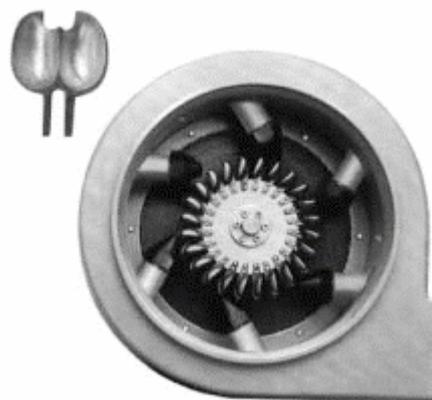


Figura 50. Turbina mini-idroelettrico (fonte wikipedia).

L'UE vanta il primato mondiale nel settore dell'industria idroelettrica per piccole installazioni. Un traguardo raggiunto, secondo quanto rileva EurObserv'ER, all'importanza che l'UE ha assegnato a questa fonte energetica, grazie al suo ridotto impatto ambientale. Si tratta di un potenziale che, sostiene l'Associazione europea dei piccoli impianti idroelettrici (Esha), deve essere trasferito nei Paesi di prossima industrializzazione come la Cina e America Latina. I dati dell'Esha indicano in 150-180 milioni di euro il valore delle vendite, con una ricaduta occupazionale pari a 20mila addetti, per 50 aziende operative in tutta Europa. Attualmente, secondo l'EurObserv'ER, il settore si trova di fronte a una duplice problematica e apparentemente contraddittoria: conciliare le esigenze di massima produttività elettrica con un buon livello di qualità ecologica che minimizzi quindi gli impatti sull'ambiente. Le stime prevedono una crescita annua media del 2% e una potenza installata di 12.855 MW al 2010, inferiore all'obiettivo dei 14.000 MW del Libro Bianco, con un ruolo predominante di Spagna, Italia e Francia che puntano a un ulteriore sviluppo della tecnologia, a differenza di Austria e Svezia che invece sembrano non intenzionate a investire ancora sul minidro.

#### **2.5.4 Situazione nel mondo e in Italia**

Secondo le ultime statistiche mondiali disponibili recensite nella BP Statistical Review of World Energy 2009, con riferimento all'anno 2008, la produzione mondiale di energia idroelettrica ha registrato un incremento del 2,8%, merito di una favorevole combinazione tra progresso tecnologico e un buon livello di precipitazioni nelle regioni chiave per tale produzione. Complessivamente, a livello mondiale sono stati prodotti 3170,9 TWh (Terawatt-ora, equivalente ad un miliardo di kWh): per ottenere lo stesso volume di elettricità, un impianto termico moderno avrebbe richiesto l'utilizzo di 717,5 tonnellate di combustibile fossile.

Leader mondiale nella produzione di energia idroelettrica è la Repubblica Popolare Cinese, con un output realizzato nel 2008 di 585,2 TWh, seguita dal Canada, con 369,5 TWh, e dal Brasile, 363,8 TWh. Restano trascurabili, a causa delle caratteristiche morfologiche e climatiche delle regioni, i risultati realizzati dagli impianti idroelettrici di Africa e Medio Oriente, che rappresentano una piccola parte della produzione mondiale. C'è da sottolineare che, mentre il tasso d'incremento della regione africana si è mantenuto costante allo 0,2%, quello della zona del Medio Oriente registra un - 45,6%. Questi Paesi sono inoltre più esposti alle variazioni nelle precipitazioni, al punto che un periodo di siccità può mettere a rischio la già contenuta produzione, come avvenuto nel 2005, quando, in seguito alla siccità che aveva colpito il bacino di affluenza del lago Vittoria, la produzione di energia idroelettrica in Uganda subì gravi riduzioni.

L'energia idroelettrica è, storicamente, la fonte rinnovabile più utilizzata in Italia, anche perché fu la prima ad essere adottata. Attualmente, il 73,9% dell'energia pulita, pari al 13% dell'energia prodotta complessivamente, proviene dalle 2.184 centrali idroelettriche funzionanti in Italia. Negli ultimi anni, inoltre, la produzione di energia idroelettrica è cresciuta costantemente, anche se non di molto. Nel 2008, rispetto all'anno precedente, la potenza complessiva è aumentata dello 0,9%, arrivando a 17.623 MW, per una produzione di 41.623 GWh. Il dato ancor più interessante, però, è che i 56 nuovi impianti idroelettrici entrati in funzione nel 2008 hanno una potenza media inferiore ai 3 MW. Difatti, sono stati costruiti soltanto tre impianti da più di 10 Mw (+1%), mentre quelli medi e piccoli crescono al tasso del 3,7 e del 2,2%. Ciò è dovuto anche al fatto, spiega il rapporto Gse, che per la morfologia della nostra penisola la costruzione di impianti grandi è diventata difficile e pericolosa a livello di impatto sugli ecosistemi. Tuttavia, gli impianti di grandi dimensioni sono ancora largamente quelli che producono il quantitativo di energia più elevato.

Per quanto riguarda la suddivisione territoriale, le regioni del nord ospitano circa l'80% degli impianti. Il record per numerosità va al Piemonte con 474 impianti, per potenza va invece alla Lombardia con 4.903 MW. A livello europeo, l'Italia è il terzo Paese dopo Svezia e Francia per produzione di energia da fonte idroelettrica. Per l'energia idroelettrica, le nuove normative Europee si traducono in una crescita significativa del settore e lo sviluppo di nuove capacità e nel miglioramento delle strutture esistenti in tutta Europa. Così l'accento posto in Europa occidentale è quello di modernizzare strutture e potenziare la capacità degli impianti. In Europa orientale invece, l'attenzione va verso il ripristino di vecchi impianti in disuso. Per non parlare dei diversi nuovi progetti che stanno nascendo, qualcosa di mai visto negli ultimi diversi decenni. Esempi di nuovi progetti includono: impianti idroelettrici a Sonna in Norvegia (270 MW), Glendoe nel Regno Unito (100 MW), Blanca in Slovenia (42,5 MW).



turbine nel Regno Unito, in Norvegia, in Irlanda, e in Giappone, installazioni che sfruttano il gradiente termico negli Stati Uniti, boe per catturare le intense correnti di marea nello stretto di Messina e in Indonesia. 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 stato proprio lo stretto di Messina ad essere stato identificato tra i siti più promettenti. Attualmente le tecnologie sull'energia oceanica non sono ancora economicamente competitive con le più mature tecnologie rinnovabili, come l'energia eolica, ma a medio termine, queste tecnologie potranno dare un contributo significativo nel mercato energetico affiancando le risorse già tecnologicamente più avanzate. A più lungo termine, l'energia oceanica potrebbe rivestire un ruolo molto più centrale nel portafoglio energetico mondiale; l'*European Energy Association* afferma che il potenziale globale teorico di energia oceanica è stata stimata oltre 100.000 TWh / anno (come riferimento, il consumo mondiale di energia elettrica è pari a circa 16.000 TWh / anno).

Questo potenziale teorico è svariate volte più grande del fabbisogno elettrico globale. La conversione della risorsa onda da sola potrebbe fornire una parte sostanziale della domanda di elettricità di molti paesi in Europa, come l'Irlanda, Regno Unito, Danimarca, Portogallo e Spagna e altri. La domanda di elettricità nelle isole in aree remote potrebbero essere interamente soddisfatte mediante conversione di una piccola frazione delle risorse marine disponibili. Gli ultimi anni sono stati particolarmente interessanti in termini di sviluppo del settore, con l'attuazione di diversi progetti anche a livello commerciale in tutto il mondo. Ma al fine di accelerare lo sviluppo del settore, devono essere affrontate varie sfide, tra cui: l'impostazione di politiche efficaci per incoraggiare lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie, la creazione di standard di settore, migliorando la collaborazione tra pubblico e privato e il continuo sviluppo di impianti sempre più affidabili ed efficienti. A questo proposito sono nate diverse agenzie sia a livello europeo (EU-OEA *European Ocean Energy Association*) che a livello mondiale (IEA *International Energy Agency - Ocean Energy Systems*), attivamente impegnate nel promuovere lo sviluppo e l'uso di queste tecnologie attraverso un mix di politica legislativa, attività educative e di comunicazione tra governi, privati, ricerca e industria.

### 3.1 Energia dalle onde

#### 3.1.1 Generalità

La possibilità di generare energia elettrica dal mare è conosciuta da molti anni (il primo brevetto sulla conversione dell'energia delle onde è stato pubblicato nel 1799 e nel 1909 un sistema di illuminazione portuale in California è stato alimentato con un sistema di energia del moto ondoso). Tuttavia importanti attività di ricerca e sviluppo di conversione di energia delle onde sono iniziati solo di recente; cinque anni fa, soprattutto in Europa, il settore ha destato un rinnovato interesse. Oggi la conversione di energia delle onde è soggetta a studi in un certo numero di paesi dell'Unione europea, ma anche in varie parti del mondo, soprattutto in Canada, Cina, India, Giappone, Russia e Stati Uniti. Imprese del settore energetico sono state fortemente coinvolte nello sviluppo di convertitori di energia come Pelamis, Archimedes Wave Swing, AquaBuOY, Oceanlinx, Wave Star, Wave Dragon, ecc. Il potenziale di questo tipo di energia è enorme: la risorsa globale di energia del moto ondoso in acque profonde (vale a dire 100m o più) è stimato a pari a circa 110 TW. La risorsa economicamente sfruttabile varia 140-750 TWh/ anno per gli attuali progetti di dispositivi ma solo quando saranno completamente maturi e se i potenziali miglioramenti che sono attualmente oggetto di ricerca saranno realizzati si potrebbe arrivare ben più in alto a 2.000 TWh / anno.

Il Consumo di energia elettrica globale è di circa 15.400 TWh /anno (BP, IEA), quindi le onde potrebbe fornire fino al 13% del consumo di energia elettrica del mondo, che equivale a circa il 70% di ciò che è attualmente la fornitura da sistemi idroelettrici. I costi per la generazione di energia elettrica da convertitori di energia del moto ondoso hanno mostrato un miglioramento significativo negli ultimi 20 anni, raggiungendo un prezzo medio inferiore a 10 c€/ kWh. Naturalmente, rispetto al prezzo medio dell'energia elettrica nella UE, che è di 4 c€/ kWh, il prezzo dell'energia elettrica prodotta da onda è ancora elevato, ma si prevede di ridurlo ulteriormente con lo sviluppo delle tecnologie. L'obiettivo più importante per questo settore è quello di testare l'affidabilità e l'efficienza degli apparecchi nelle prestazioni in mare, potendo così portare alla luce i problemi tecnici e ambientali che solo la fase applicativa può riscontrare per portare queste tecnologie a essere confrontabili con quelle delle altre fonti rinnovabili più sviluppate. Questo passaggio, che è fondamentale al fine di acquisire maggiore fiducia nell' energia oceanica come una fonte affidabile di energia, richiede però dei finanziamenti adeguati e un incentivo da parte dei governi e degli organi sopranazionali.

I sistemi di energia dalle onde possono essere divisi in 2 gruppi: dispositivi *shoreline* e *offshore*.

### 3.1.2 Dispositivi shoreline

Sono fissati al litorale o incorporati nel litorale stesso, avendo il vantaggio della facilità di installazione e manutenzione. Questi tipi di dispositivi non richiedono sistemi di ormeggi o lunghi cavi elettrici sottomarini. La tecnologia più avanzata di questo tipo di dispositivo installazione lungo il litorale è la colonna d'acqua oscillante (OWC), ma ne esiste un'altra, la *Seawave Slot-cone Generator* (SSG).

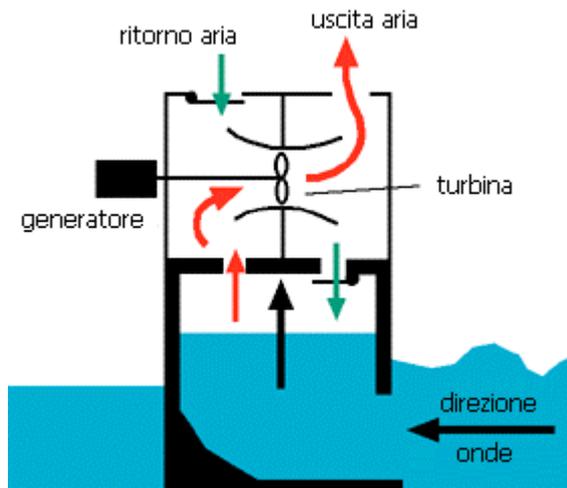


Figura 53. Schema sistema OWC (fonte internet).

L'energia elettrica si ottiene grazie a un processo di tipo pneumatico, abbinato al particolare principio di funzionamento delle turbine Wells. L'onda ascendente provoca una compressione d'aria all'interno della camera in cui è installata la turbina, mettendola in rotazione. L'onda discendente provoca invece una decompressione, che anch'essa mette in moto la turbina. La particolarità della turbina Wells consiste nel fatto che, pur funzionando con due flussi d'aria in direzioni opposte (compressione e decompressione), il suo

senso di rotazione non cambia. Il funzionamento di tipo pneumatico presenta un grande vantaggio: la parte meccanica e la turbina non subiscono l'azione corrosiva dell'acqua marina. I principali svantaggi di questa tecnologia sono dati dall'impatto visivo e dalla rumorosità della turbina. Esistono diversi esempi di impianti OWC realizzati e perfettamente funzionanti; il primo impianto OWC è stato inaugurato dalla ditta scozzese Wavegen nel novembre 2000 sull'isola di Islay in Scozia e produce circa 500 kW. Fra gli altri impianti di questo tipo già operativi si possono citare: PICO nelle Azzorre, da 400 kW, Trivandrum in India, da 150 kW, Sakata in Giappone, da 60 kW. Le potenze degli impianti esistenti vanno dai 60 kW ai 1000 kW.

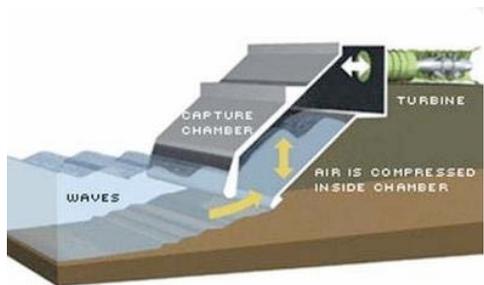


Figura 54. Schema impianto integrato in un frangiflutti (fonte internet).

Un altro sistema che estrae energia dal moto ondoso, che può essere integrato in un frangiflutti, è lo *Seawave Slot-cone Generator* (SSG). La tecnologia del SSG si basa sul principio *overtopping*, dove le onde sono catturate all'interno di un serbatoio. L'acqua passa attraverso una turbina che a sua volta gestisce un generatore che produce elettricità. La quantità di energia generata è determinata da quanto in alto sopra il livello del mare, l'acqua è accumulata, vale a dire quanto è alto il livello del serbatoio di cresta sopra il livello del mare. Per garantire l'utilizzo di tutto lo spettro delle onde, la struttura è costituita da una serie di serbatoi uno sull'altro al di sopra del livello medio del mare, in cui l'acqua delle onde in arrivo è memorizzato temporaneamente. Usando questo metodo praticamente tutte le onde, indipendentemente dalle dimensioni e velocità vengono catturate per la produzione di energia. Infatti, anche se le onde più piccole memorizzate nei serbatoi più bassi, produrranno meno energia, assicureranno la continuità della produzione, anche in condizioni di mare calmo. Questo principio a serbatoi multi livello ci permette di utilizzare appieno l'intero spettro di altezza delle onde che si traduce in alta efficienza del sistema. Per ottimizzare ulteriormente l'efficienza del convertitore SSG è stata sviluppata la turbina multi stadio (*Multi Stage Turbine* - MST). Questa con una speciale progettazione permetterà l'utilizzo di diverse altezze d'acqua con un solo macchinario. Ciò ridurrà al minimo il



Figura 55. Sistema SSG (fonte internet).

numero sequenze di avvio/arresto sui generatori, col risultato di una fornitura di energia più agevole alla rete ed una maggiore efficienza complessiva.

La WAVEenergy progetta la costruzione di un completo impianto di test su scala sulla costa occidentale della Norvegia a Kvitsøy. L'impianto di prova sarà composto da un modulo da 10m, con una capacità installata di 200kW; scopo principale dei test è verificare e testare la tecnologia, ma allo stesso tempo si forniranno annualmente alla griglia 200.000kWh.



**Figure 56-57.** Ricostruzioni computerizzate di integrazioni di un impianti in frangiflutti o darsene (fonte internet).

Gli impianti SSG per sfruttare l'Energia del moto ondoso prevedono in futuro l'incorporazione in una struttura frangiflutti. Ciò ridurrà i costi di costruzione e l'impatto visivo sull'ambiente. Test e calcoli mostrano che una costruzione SSG lunga 500m, con un 25kW/m di incidenza dell'onda sarà in grado di produrre 22 GWh / anno. Nelle figure 56 e 57 vi sono alcune ricostruzioni di come questi impianti, che possono essere integrati come frangiflutti o come protezioni litoranee di porti e darsene.

### 3.1.3 Dispositivi offshore

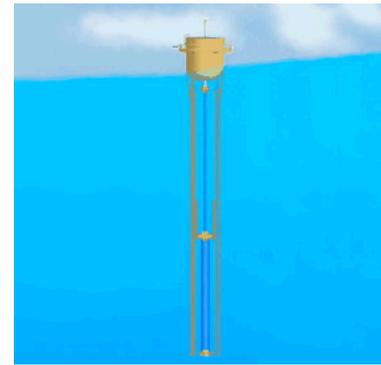
Questi tipi di dispositivi sfruttano i regimi più potenti delle onde, disponibili nelle acque (>25 m di profondità) raccogliendo la spinta, delle onde lunghe del mare. Possono inoltre essere abbinati agli impianti eolici "offshore" rendendo migliore la rendita commerciale di entrambe le tecnologie. Ogni metro di fronte ondoso può sviluppare mediamente 70 kW al largo e 20 kW sottocosta. In Scozia il progetto LIMPET (*Land-Installed Marine-Powered Energy Transformer*) è collegato alla rete elettrica e il costo del kWh è di 0,075 €, un ottimo risultato per un prototipo assoluto del genere. 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 circa 18 metri e le due turbine da 300 kW producono in un anno circa 2300 MWh, i migliori aerogeneratori con la stessa potenza producono mediamente in un anno circa 1300 MWh, certo i costi del prototipo sono 4 volte maggiori di quelli delle turbine eoliche attuali che però godono di una certa industrializzazione.

Diverse sono le società e i prototipi che si stanno testando nelle acque di tutto il mondo; qui di seguito si riportano i maggiori progetti e per chi fosse interessato può approfondire con la lettura di un dossier dell'Epri trovato nel sito dell'Enel dove vi sono alcune delle caratteristiche tecniche di ognuno dei progetti.

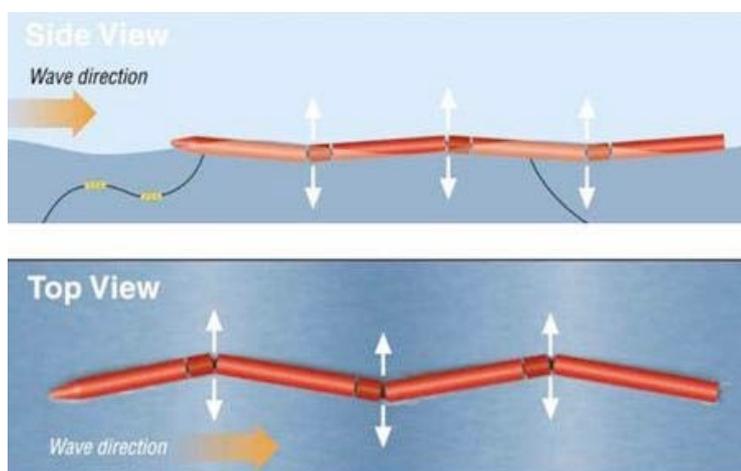
Company	Device Name	Technology Readiness	Survivability
Aqua Energy	Aqua BuOY	Yes	Yes
Energetech	OWC	Yes	Yes
Independent Natural Resources	Wave Dog	Yes	Yes
Ocean Power Delivery	Pelamis	Yes	Yes
Ocenergy	WavePump	No	Yes
OreCON	Offshore OWC	Yes	Yes
Teamwork	Wave Swing	Yes	Yes
Waveberg	Waveberg	No	Yes
WaveBob Ltd.	Wavebob	Yes	Yes
Wave Dragon	Wave Dragon	Yes	Yes



**Figura 58.** Foto Wave Dragon Overtopping Device fonte rapporto Enel.



**Figura 59.** Schema AquaEnergy fonte rapporto Enel.



**Figura 60.** Schema del movimento Pelamis (fonte pelamiswave.com).

Tra tutti gli impianti che utilizzano il moto ondoso, probabilmente uno dei più avanzati è il **Pelamis**, che sfrutta l'ampiezza dell'onda e si basa su una struttura semisommersa che grazie al movimento dettato dalle onde agisce su dei pistoni idraulici per azionare dei generatori. Il rosso serpente d'acciaio prodotto da una società scozzese produce energia elettrica mediante un sistema idrodinamico.

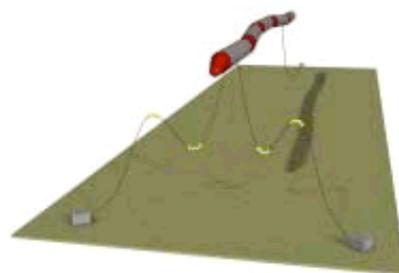
Quattro elementi collegati insieme, con una lunghezza complessiva di 150 metri, galleggiano nel mare perpendicolarmente alla cresta delle onde in modo che i singoli elementi seguano il moto ondoso. Cilindri idraulici integrati nelle giunture tra gli elementi assorbono il movimento e trasferiscono le forze,

mediante un sistema idraulico, a sei generatori di elettricità. La potenza complessiva di "Pelamis" è di 750 KW. Ovviamente i materiali di costruzione devono essere resistenti all'azione corrosiva dell'acqua di mare e sono previsti accessi alla struttura per eventuali interventi di manutenzione e/o riparazione; in particolare del pistone idraulico, una pompa ad olio ad alta pressione che aziona dei motori idraulici accoppiati al generatore, una delle parti più sensibili dell'intero macchinario. 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 chilometro quadrato di mare.

A 5 km al largo della costa atlantica del Portogallo settentrionale, ad Aguçadoura è sorto il primo



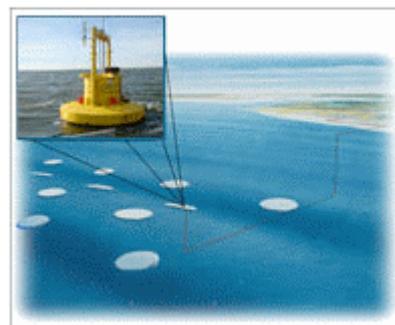
**Figura 61.** Foto del prototipo Pelamis (fonte pelamiswave.com).



**Figura 62.** Sistema di ancoraggio Pelamis (fonte pelamiswave.com).

impianto commerciale di convertitori di energia del moto ondoso. È composto da tre macchine P1-A Pelamis di capacità, 2,25 MW (3 x 750kW). Inoltre è in attuazione il progetto “Orcadian Wave Farm” che sarà composto da quattro generatori di Pelamis forniti da PWP (Pelamis wave power) a ScottishPower per l’installazione presso il sito EMEC (il sito stesso usato per grid-connected test del prototipo full-scale). Il progetto utilizzerà gli attuali cavi elettrici sottomarini, le sottostazione e i collegamento alla rete. Nel febbraio 2007 il governo scozzese ha annunciato un pacchetto di finanziamenti per la *Orcadian Wave Farm* di 4ml di sterline e nel settembre 2007 la *Orcadian Wave Farm* ha ricevuto il suo consenso finale.

Anche il **principio di Archimede** si presta molto bene allo sfruttamento del moto ondoso. Tra i sistemi che si basano sui principi idrostatici vi è l’AWS (*Archimedes Wave Swing*) (<http://www.waveswing.com>), del quale nel maggio 2004 è stato installato un impianto pilota al largo delle coste portoghesi. Questo progetto nell’assetto commerciale si dovrebbe presentare con una potenza di 2 MW, per una struttura (completamente sommersa) alta 30 metri e di 10 metri di diametro, che raggiunge la massima efficienza con onde che abbiano una ampiezza di 5 metri. Questo cilindro a forma di boa, ancorato al fondo marino, al passaggio delle onde sposta la parte superiore del cilindro nei confronti della parte inferiore e col movimento ascendente e discendente converte il moto in energia elettrica. All’avvicinarsi della cresta dell’onda, la pressione dell’acqua sulla parte superiore del cilindro aumenta e la parte superiore o ‘galleggiante’ comprime il gas all’interno del cilindro stesso per bilanciare le pressioni. Accade il contrario, dopo il passaggio dell’onda: il cilindro si espande e il movimento relativo tra il galleggiante e la parte inferiore o silo è convertita in elettricità per mezzo di un sistema idraulico e motore a gruppo elettrogeno.



**Figura 63.** Posizionamento boe (fonte internet).



**Figura 64.** Foto del prototipo della OPT (fonte internet).

Il dispositivo è intrinsecamente semplice con solo una parte principale in movimento - il *floaters*. I sistemi ausiliari sono limitati e sono stati progettati per ottenere un elevato livello di affidabilità attraverso la duplice ridondanza e l’uso di componenti testati in mare. La fase di pre-commercializzazione di un impianto di circa 250kW è attualmente in corso. Già da marzo del 2004 l’americana *Ocean Power Technologies* ([www.oceanpowertechnologies.com](http://www.oceanpowertechnologies.com)) sta mettendo a punto un sistema simile. OPT ha iniziato la fase iniziale di installazione di un complesso di Pelamis fino al raggiungimento di 1,39 MW di potenza al largo della costa settentrionale della Spagna. Il progetto è una joint venture con l’utility spagnola Iberdrola SA.

Un impianto per la piena dimostrazione, di dimensioni fino a 5 MW di capacità è previsto nelle acque del Regno Unito. Quelli descritti sono solo alcuni dei tanti progetti e prototipi studiati e che stanno ora attraversando tutte le fasi della sperimentazione pre-commerciale. Nei siti delle società che li producono sono sempre spiegati i principi fisici e meccanici che sfruttano e sono evidenziati i vantaggi che portano riguardo alla produzione di energia pulita; mai o quasi mai però sono presenti stime dei costi di messa in funzione, di generazione e di manutenzione delle strutture o le loro effettive efficienze.

### 3.2 Energia dalle maree

Le tecniche di conversione di energia delle maree tendono a sfruttare il naturale sviluppo e la caduta del livello degli oceani e dei mari causato principalmente dalla interazione dei campi gravitazionali del sistema Terra-Sole-Luna. In Alcuni tratti di costa, in particolare negli estuari, questo effetto è accentuato e si ha la creazione di colonne di marea alte fino a 17 m. L’energia associata alle maree può essere utilizzata con la costruzione di dighe o altre opere di ingegneria che sbarrano un estuario, sfruttando il potenziale creato dal dislivello tra l’alta marea e la bassa marea, la cosiddetta ampiezza di marea. Premessa è che ovviamente l’ampiezza della marea sia 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.

All'acqua che viene immagazzinata in serbatoi è permesso il flusso attraverso una fila di turbine, collegate ai generatori. Dato che le maree hanno una periodicità giornaliera, di 24 o 12 ore, la centrale può produrre energia su una base altamente prevedibile.

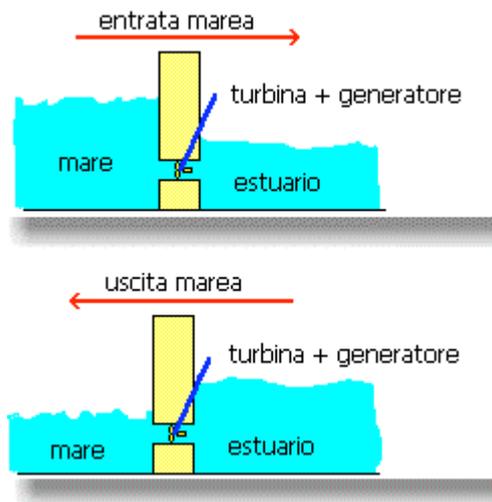
Il principio della conversione è molto simile alla tecnologia utilizzata nei tradizionali impianti idroelettrici, pertanto, questo tipo di impianti rappresentano la più antica e più matura di tutte le tecnologie di energia oceanica. I costi relativi ai progetti di installazione che sfruttano l'energia delle maree richiedono investimenti di capitale molto grossi per la costruzione degli impianti e lunghi periodi per rientrare nei costi. Di conseguenza il costo dell'elettricità è molto sensibile al tasso di incentivi utilizzato. Questo problema potrebbe essere risolto con fondi statali o di grandi organizzazioni che potrebbero farsi coinvolgere da questo modo di sviluppare energia. Oltre al grosso investimento iniziale per la costruzione della diga, tra i costi a lungo termine si devono tenere presenti i costi di manutenzione e di gestione delle turbine, che però sono in genere molto bassi, dovendo solo sostituire le turbine una volta circa ogni 30 anni.

L'economia di uno sbarramento di marea è molto complicata poiché pesa sul piatto della bilancia anche e soprattutto l'impatto ambientale e visivo. Il progetto ottimale sarebbe quello che produrrebbe la maggiore potenza elettrica avendo la diga più piccola possibile. Purtroppo, pur essendo la tecnologia per la conversione dell'energia di marea in energia elettrica molto simile alla tecnologia utilizzata nei tradizionali impianti idroelettrici, ed è quindi considerata una tecnologia matura, non vi è modo di aggirare questi problemi d'impatto ambientale. Attualmente tre sbarramenti di marea operano come centrali commerciali.



**Figura 66.** Centrale alle foci del fiume Rance (fonte internet).

di là della UE, Canada, Argentina, Australia Occidentale e Corea hanno i siti potenzialmente più interessanti. A causa degli elevati costi di generazione, i lunghi tempi di ammortamento e il loro impatto ambientale sugli ecosistemi locali, è improbabile che l'energia da escursione di marea sarà sviluppata commercialmente in tempi brevi. Inoltre le centrali di questo tipo lungo il litorale hanno i loro limiti 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 abbiano anche il vantaggio di poter modulare la produzione di energia elettrica dividendo la struttura in più bacini. Data la non elevata velocità delle turbine di questi sistemi, con opportune griglie di sbarramento può essere salvaguardata anche la flora e la fauna all'esterno degli



**Figura 65.** Schema di impianto di sfruttamento di energia delle maree (fonte internet).

Uno di questi è l'impianto di marea, che è stato costruito sulla foce del fiume Rance in Francia nel 1960 e ha completato oltre 40 anni di proficua attività. La portata dell'impianto raggiunge i 18.000 metri cubi di acqua al secondo e la produzione annua della centrale copre il 3% del fabbisogno elettrico della Bretagna. La centrale ha una capacità di 240 MW e produce 600 GWh/anno. Essa è costituita da una diga in pietrame, sei chiuse di entrata e uscita per vuotare e riempire rapidamente la foce e 24 turbine a bulbo sviluppate appositamente. Altri sbarramenti per centinaia di MW di potenza installata sono attualmente in discussione in Gran Bretagna. Il potenziale globale di energia delle maree è stimato a circa 200 TWh/anno.

All'interno dell'Unione europea, Francia e Regno Unito sono le nazioni che hanno gli elevati intervalli di marea (di oltre 10 metri) sufficienti per adoperare questa tecnologia. Al



**Figura 67.** Sezione dell'impianto sul fiume Rance (fonte internet).

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

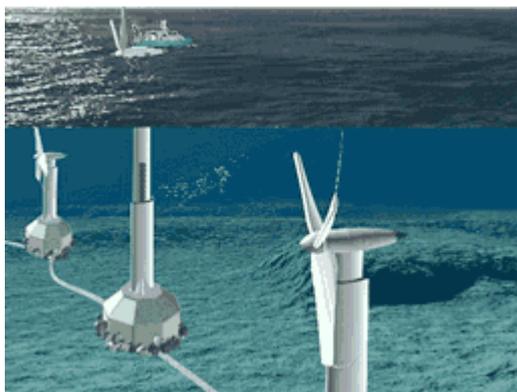
### 3.3 Energia dalle correnti marine

Anche l'energia delle correnti marine è una delle fonti più interessanti ed inesplorate tra le fonti di energie rinnovabili. Si pensi che nella sola Europa la disponibilità di questo tipo di energia è pari a circa 75 GW. Le forti correnti marine che attraversano lo Stretto di Messina ad esempio hanno una potenzialità energetica pari a quella prevista dalla grande centrale idroelettrica in costruzione in Cina sul Fiume Azzurro: circa 15.000 MW.

Le turbine per lo sfruttamento delle correnti marine possono essere (come per le tecnologie eoliche) ad asse orizzontale o ad asse verticale. Quelle ad asse orizzontale sono più adatte alle correnti marine costanti, come quelle presenti nel Mediterraneo, quelle ad asse verticale invece hanno il pregio di non dover cambiare angolazione seguendo le correnti di marea che più volte nell'arco della giornata cambiano direzione anche di circa 180°.

È bene notare che l'energia delle correnti marine è del tipo "non a barriera", al contrario di quella ottenuta utilizzando l'innalzamento e l'abbassamento delle maree come la centrale di La Rance in Francia. La descrizione tecnica di una particolare turbina per lo sfruttamento delle correnti di marea, è molto simile a quella di una turbina eolica che possiede un migliore rendimento a basse velocità del vento. Troviamo turbine ad asse orizzontale installate nella centrale di Hammerfest in Norvegia e a Lynmouth in Inghilterra. I costi di questi impianti sperimentali sono già ad un buon livello (4 cent/kWh) e si calcola di raggiungere costi ancora più competitivi per impianti multipli. Con un solo metro quadrato di area intercettata in una corrente di acqua che viaggia a 3 metri al secondo (11 Km/h) si possono produrre circa 3 kW. Facendo un paragone con l'eolico, una corrente di aria che intercetta un metro quadrato di area, per produrre gli stessi 3 kW, deve viaggiare a 28 m/s (101 Km/h). Nell'aprile 2006 in Italia è stato allacciato alla rete elettrica nazionale dell'Enel il primo generatore di elettricità al mondo che sfrutta le correnti marine. La potenza generata è esigua, soli 40 kW (13 abitazioni a pieno carico) ma bisogna tener conto che si tratta di una tecnologia allo stato iniziale con ampissimi margini di sviluppo. Già dal prossimo passo evolutivo si dovrebbero raggiungere i 150 kW (oltre il 300% in più).

La turbina Kobold, che ha l'aspetto di una piattaforma galleggiante di circa 10 metri di diametro, dotata di una turbina ad asse verticale con tre grandi pale immerse in acqua, è nata dall'idea di Elio Matacena di sfruttare all'incontrario un moderno propulsore navale montato sui traghetti Caronte. Posta da quasi due anni al largo di Ganzirri (a Nord di Messina) dove le correnti hanno velocità medie di 2 metri al secondo, Kobold ha dimostrato la fattibilità della conversione dell'energia meccanica in elettrica. Il costo di una boa si aggira intorno ai 125.000 €, così suddivisi: 55.000 € per la turbina, 35.000 € per l'installazione e 35.000 € per il collegamento con la rete elettrica a terra. I costi operativi e di manutenzione, pari al 2.4% di 125.000 €, ammontano a 3.000 € all'anno, secondo stime del Dipartimento di Progettazione Aeronautica (DPA) dell'Università Degli Studi di Napoli "Federico II" che ha partecipato alla progettazione. Sul tetto delle turbine, per ottimizzare al massimo il rendimento sono stati installati anche dei pannelli fotovoltaici.



**Figura 69.** Ricostruzione computerizzata di turbine marine (fonte internet).



**Figura 68.** Foto turbina Kobold (fonte sito Archimede S.p.A.).

La Ponte di Archimede S.p.A., ovvero l'azienda che ha sviluppato e realizzato la turbina, ha già trovato un importante cliente disposto ad acquistarne un gran numero: l'Indonesia. Il territorio indonesiano si presta ad essere un ottimo banco di prova per questa tecnologia, essendo composto da tantissime isole di dimensioni alquanto ridotte sulle quali è quasi impossibile portare o produrre energia, tanto che la maggior parte è ancora senza elettricità. Il governo indonesiano ha intenzione di installare le Kobold tra queste isole per sfruttare le fortissime correnti che le circondano in modo da poter dare corrente elettrica ai tanti villaggi e paesi che ancora ne sono sprovvisti.

L'università *University of Wales, Swansea* con altri partner ([www.swanturbines.co.uk](http://www.swanturbines.co.uk)) sta progettando particolari turbine per produrre elettricità dalla corrente marina. Le turbine *Swanturbines* sono particolari per

una serie di aspetti. Il primo è il diretto accoppiamento delle pale al generatore elettrico senza l'intervento di una scatola di trasmissione; questa configurazione è più efficace ed elimina un potenziale punto di guasto. Un'altra particolarità è l'uso del *gravity base*, un pesante blocco di cemento per tenere la turbina in piedi anziché dover ricorrere alla trivellazione del fondo marino.

La *Marine Current Turbines Ltd* sta invece sviluppando un sistema commerciale noto come "SeaGen". Il prototipo è già operativo a Strangford Narrows (Irlanda del Nord) e usa dei rotori gemelli da 16m di diametro in grado di sviluppare una potenza nominale di 1.2 MW ad una velocità attuale di 2,4 m/s. Il sistema è accreditato dall'OFGEM come una stazione ufficiale del Regno Unito e funziona regolarmente a piena potenza nominale dopo aver immesso diverse centinaia di MW/h in rete durante l'estate del 2009. Il SeaGen è destinato per il futuro uso commerciale a utilizzare le varianti con due rotori a flusso assiale di 14m per 20m di diametro (le dimensioni variano a seconda delle condizioni del sito locale), ciascuno alla guida di un generatore tramite un cambio molto simile a una turbina idroelettrica o delle turbine eoliche. Queste turbine hanno una caratteristica brevettata per cui le pale del rotore possono essere ruotate di 180° al fine di consentire loro di operare in bi-flussi di direzione. L'unità che si può vedere in una ricostruzione digitale in figura 70 presenta due strutture gemelle nel complesso che sono montate su ali come estensioni su entrambi i lati di un *monopile* tubolare in acciaio del diametro di circa 3m e l'ala completa con la sua unità di alimentazione può essere sollevata sul livello del mare per rendere sicure ed affidabili le opere di manutenzione e riparazione.



Figura 70. Struttura del SeaGen (fonte [www.seageneration.com](http://www.seageneration.com)).

### 3.4 Energia da osmosi

L'energia del gradiente salino, detta anche energia osmotica, è l'energia ottenuta sfruttando la differenza nella concentrazione del sale fra l'acqua di mare e l'acqua dolce (per esempio alla foce di un fiume). La tecnologia sfrutta l'energia che si libera nel momento in cui l'acqua dolce si mescola con l'acqua salata, quindi è un po' il processo inverso a quello di desalinizzazione. Il funzionamento è semplice: immaginiamo di disporre di una torre piena di acqua di mare, chiusa sul fondo da una membrana semipermeabile e immersa nell'acqua di un fiume. L'acqua dolce del fiume entra all'interno della torre passando attraverso la membrana, costringendo in tal modo l'acqua di mare a sollevarsi anche di alcune decine di metri rispetto al livello originale, come spinta da una grande forza, la "pressione osmotica" (tale fenomeno tende ad equilibrare la concentrazione salina, diluendo quella della zona in cui è maggiore). Dalla torre l'acqua di mare può poi essere fatta discendere di nuovo al livello originale passando attraverso una turbina; produrrebbe così elettricità continuamente, secondo lo stesso principio delle centrali idroelettriche, senza emissione di anidride carbonica, in maniera pulita e rinnovabile.

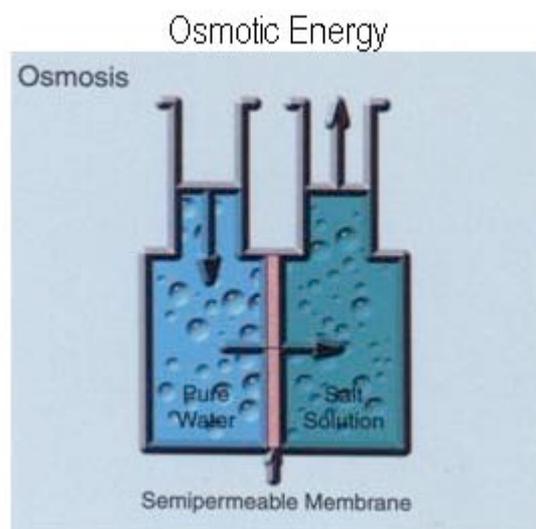


Figura 71. Principio del sistema per osmosi (fonte internet).

Fin qui il principio generale, l'applicazione pratica comporta però varie difficoltà: la prima consiste nella preparazione di membrane semipermeabili efficienti. Le prime membrane semipermeabili artificiali sono state inventate nel 1959 da Sidney Loeb (1917-2008), partendo da soluzioni di acetato di cellulosa in acetone; stendendo una tale soluzione su una superficie di vetro e lasciando evaporare il solvente, Loeb osservò che la parte esposta all'aria assumeva una struttura porosa, differente da quella continua che si formava a contatto col vetro. Queste nuove membrane asimmetriche risultarono semipermeabili.

La prima applicazione fu alla dissalazione: l'acqua di mare, salata, è separata dall'acqua dolce da una membrana semipermeabile, viene compressa contro la membrana ad una pressione superiore a quella osmotica (23 atmosfere per l'acqua di mare); in queste condizioni l'acqua passa dal contenitore con acqua di mare a quello con acqua dolce, dissalandosi secondo il processo chiamato "osmosi inversa". Col passare degli anni le membrane semipermeabili sono state sempre più perfezionate e fabbricate anche con base di poliammidi, tanto che i dissalatori a osmosi inversa sono ormai molto diffusi.

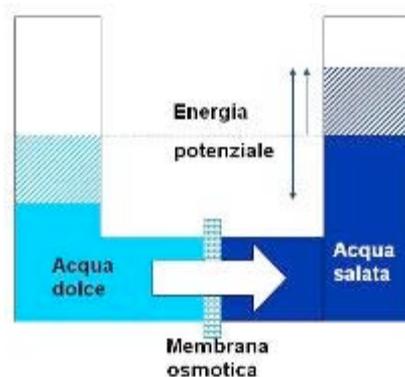
L'osmosi inversa viene utilizzata anche per separazioni nel campo dell'industria alimentare o del trattamento delle acque inquinate. Lo stesso Loeb nel 1973 suggerì che il fenomeno osmotico avrebbe potuto anche essere utilizzato per produrre delle pressioni utilizzabili come fonti di energia per centrali elettriche. Il grande punto di forza di una centrale elettrica osmotica è che funziona sempre, comunque, ogni volta che si dispone di due soluzioni aventi differente salinità, separate da una membrana semipermeabile. Si potrebbe, per esempio, utilizzare come soluzione a bassa salinità la stessa acqua di mare e come soluzione concentrata quella delle acque madri di una salina, come quella di Margherita di Savoia o di Trapani. Una simile proposta è stata fatta per ottenere elettricità sfruttando l'elevata pressione osmotica dell'acqua di laghi salati come il Mar Morto, il Lago Salato negli Stati Uniti e altri laghi salati che esistono in Russia o sulle Ande; inoltre in tutte le aree del mondo che hanno ampio accesso sia all'acqua dolce che salata. Nell'emisfero settentrionale, vi sono siti particolarmente interessanti in Scandinavia, Russia e Canada. Risorse idriche simili esistono anche in Sud America e Africa.

Teoricamente ci sono diversi modi per convertire in energia utile l'energia dissipata quando l'acqua dolce si miscela all'acqua di mare. Le due tecniche più interessanti sfruttano l'osmosi (*pressure retarded osmosis* – PRO) o l'elettrodialisi inversa (*reverse electrodialysis* – RED).

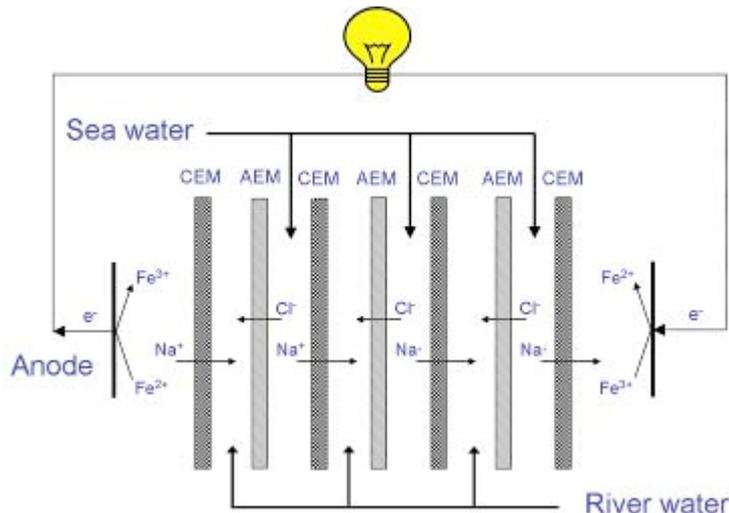
Il fenomeno fisico alla base della *pressure retarded osmosis* (PRO) (fig.72) fu notato per caso la prima volta nel 1784, quando il sacerdote e fisico francese Jean-Antoine Nollet mise una vescica di maiale riempita di vino in un barile d'acqua. L'effetto fu che la vescica si gonfiò fino a scoppiare. Il fisico olandese Van't Hoff nel 1899 descrisse il fenomeno trovando la formula per calcolare la pressione osmotica. Nel PRO, quando acqua dolce e acqua di mare si incontrano sui lati di una membrana, il fenomeno naturale di osmosi farà sì che l'acqua dolce verrà attratta verso quella di mare. Questo perché la membrana permette il passaggio solo all'acqua dolce e ferma l'acqua salata, creando una pressione di 26 bar sul lato dell'acqua marina che può essere usata per guidare una turbina (questa pressione è l'equivalente di una colonna d'acqua di 260 metri di altezza); tuttavia, la pressione ottimale di lavoro è solo la metà di questa e va da 11 a 15 bar.

Questo metodo di produrre energia è stato inventato dal Prof. Sidney Loeb nel 1973 presso la Ben Gurion University of the Negev, in Israele, dove produsse una membrana semipermeabile utile allo scopo. Attualmente questa tecnica è utilizzata in Norvegia dalla società Statkraft che ha messo in funzione proprio di recente una centrale che sfrutta questa tecnologia. Visitando la pagina della società è possibile farsi un'idea più chiara, anche tramite i video illustrativi e le foto di come funziona l'impianto ([www.statkraft.com](http://www.statkraft.com)).

Nella tecnica *reverse electrodialysis* (RED) una soluzione concentrata di acqua salata e una d'acqua dolce sono messe in contatto attraverso una serie alternata di membrane a scambio anionico (AEM) e delle membrane a scambio cationico (CEM) (fig.73).



**Figura 72.** Principio del PRO. L'acqua dolce è separata dall'acqua salata da una membrana semipermeabile, così si ha un sollevamento del livello dell'acqua salata (Fonte internet).



**Figura 73.** Rappresentazione schematica di elettrodialisi inversa (fonte internet).

La differenza di potenziale chimico tra le due soluzioni è alla base del funzionamento di questo processo, che richiede due tipi di membrane, una selettivamente permeabile agli ioni positivi ed una agli ioni negativi. L'acqua salata e quella dolce, separate dai due tipi di membrane, perderanno gli ioni positivi e quelli negativi separatamente, si genera così una tensione su ogni membrana che può essere utilizzata direttamente come energia elettrica. La tensione totale del sistema sarà la somma delle tensioni che appaiono sulle singole coppie di membrane. Tale tensione, oltre a dipendere dal numero delle membrane della pila, dipende anche dalla temperatura assoluta, dal rapporto tra le concentrazioni delle soluzioni, dalla resistenza interna e dalle proprietà degli elettrodi. Un modulo di celle RED con una capacità di 250 kW ha le dimensioni di un container.

Nei Paesi Bassi, per esempio, vi è un sito dove sfociano in mare in media più di 3.300 m<sup>3</sup> di acqua dolce al secondo. Le membrane dimezzano le differenze di pressione, perciò si ottiene una pressione equivalente ad una colonna d'acqua di 135 metri. La potenza teoricamente ottenibile si calcola facilmente:

$$P = E / \Delta t = mg\Delta h / \Delta t = 3.3 \cdot 10^6 \frac{kg}{s} \cdot 10 \frac{m}{s^2} \cdot 135m = 4.5 \cdot 10^9 W$$

Nel 2006 un impianto di 50 kW è stato testato in un sito costiero a Harlingen, nei Paesi Bassi; la sperimentazione era incentrata sulla prevenzione delle bioincrostazioni sul anodo, catodo e sulle membrane e sull' aumento delle prestazioni. Nel 2007 la Direzione dei Lavori pubblici e gestione delle risorse idriche olandese, Redstack e ENECO hanno firmato una dichiarazione d'intenti per lo sviluppo di una centrale elettrica pulita a Afsluitdijk. Per cominciare saranno oggetto di indagine le condizioni per la costruzione di un impianto sulla diga Afsluitdijk. Successivamente una piccola istallazione di 10-50 chilowatt sarà costruito per testare la tecnologia sotto effettive condizioni di lavoro. Questi test si svolgeranno dalla metà del 2008 fino al 2010, dopo di che la capacità sarà ampliato a 1000 kW e il sistema sarà ottimizzato. È prevedibile che dopo questa fase l'installazione sarà ulteriormente ampliato fino a una capacità finale di 200 MW.

Evidenziamo le analogie e differenze tra le due tecnologie.

- Nella PRO il 99% della massa dell'acqua di mare deve attraversare la membrana mentre nella RED lo deve fare solo l'1% della massa.
- Nella PRO il deterioramento delle membrane per inquinamento deve essere trattato con sostanze chimiche dannose per l'ambiente. Nella RED l'accumularsi sulla membrana a scambio ionico di ioni pesanti presenti nell'acqua di mare farà in modo che alla fine del ciclo di vita le membrane stesse dovrebbero essere trattate come rifiuti chimici.
- Sono impiegati più fondi per lo sviluppo delle membrane della PRO, con conseguente decremento dei prezzi che può essere un vantaggio a breve termine per questa tecnologia. Per la RED ci sono tempi più lunghi per lo sviluppo di membrane più economiche, a meno di qualche scoperta ne acceleri il conseguimento.
- Nella PRO la differenza di pressione di 20~25 bar tra l'acqua di mare e l'acqua dolce detta stringenti requisiti per la resistenza meccanica e le perdite delle membrane. D'altro canto nella RED non possono



**Figura 74.** La centrale della Statkraft (fonte [www.statkraft.com](http://www.statkraft.com)).

essere ignorate le pressioni nell'azione di pompaggio dei flussi d'acqua attraverso i sottili canali tra le membrane; ciò comporta l'esigenza di elevate resistenze meccaniche delle membrane anche nella RED, sebbene le perdite siano meno deleterie.

- Nella PRO l'energia meccanica deve essere convertita in energia elettrica mediante l'applicazione di generatori. Per la RED gli elettrodi forniscono direttamente un output elettrico.
- Sulla base di recenti studi la PRO sembra essere più appropriata della RED per flussi ad elevata concentrazione di sale, mentre la RED funziona meglio per flussi misti di acqua di mare e acqua dolce.

Le possibilità di una migliore applicazione pratica di queste due tecniche e il successo commerciale delle centrali osmotiche dipenderanno dai perfezionamenti e dalla riduzione di costo delle membrane semipermeabili: tutte le cellule viventi, vegetali e animali, hanno delle pareti semipermeabili, ma è difficile riprodurre in laboratorio e nell'industria la loro struttura chimica; oltre alle membrane c'è ancora molto da inventare e perfezionare

anche per gli aspetti meccanici, ma questo ovviamente non deve bloccare la ricerca. Nel corso degli ultimi venti anni lo sviluppo di membrane osmotiche ha avuto un buono sviluppo grazie all'applicazione nella desalinizzazione dell'acqua per usi potabili ed irrigui e per la depurazione delle acque reflue; grazie a ciò ora si comincia a pensare seriamente alla possibilità di utilizzare le membrane anche per la produzione di energia.

Secondo i calcoli della norvegese *Statkraft*, l'energia da osmosi ha un potenziale globale di 1600-1700 TWh all'anno, equivalente al 50% della produzione di energia elettrica attuale dell'Unione europea. Il potenziale è di circa 180 TWh in Europa e 12 TWh in Norvegia. L'impianto costruito dalla *Statkraft* a Tofte è il primo al mondo che genera energia elettrica da miscelazione di acqua di mare e di acqua dolce (vedi figure da 74 a 76). Il prototipo è costituito da membrane, tubi, una unità di pulizia, scambiatori di pressione e una turbina. L'impianto è modulare ed è composto da 66 tubi in pressione con le membrane arrotolate all'interno. Il vantaggio di un impianto basato su moduli è che alcune parti della struttura possono essere ritirati dal servizio per la pulizia e la manutenzione, mentre il resto della struttura rimane in funzione. Il prototipo Tofte contiene un totale di 2000 m<sup>2</sup> di membrane. I moduli che si stanno provando attualmente in Norvegia hanno un rendimento inferiore a 1 watt per metro quadrato, ma vi è intenzione di installare membrane in grado di fornire 2-3 watt e l'obiettivo è quello di raggiungere i 5 watt. Il prototipo è stato progettato per 10 kW, ma sarà inizialmente di circa 2-4 kW, sufficiente per gestire un coffee-maker; tutta l'energia prodotta sarà fornita alla rete elettrica di Hurum Energiverk.



**Figura 75.** membrane in uso nella centrale (fonte [www.statkraft.com](http://www.statkraft.com)).

Il prototipo sarà in funzione per 2-3 anni, successivamente vi sarà un impianto pilota di 1-2 MW prima di costruire un impianto completo, se praticabile; l'ambizione è di costruirne uno entro il 2015. Ciò però sarà possibile solo se la membrana sarà migliorata e se si riuscirà a trasferire la pressione alla turbina senza assorbire troppa energia dal sistema. Un impianto in scala come il loro per raggiungere una potenza di 1 MW ha bisogno che ogni secondo un metro cubo di acqua dolce sia miscelato con due metri cubi di acqua di mare a 12 bar. Ciò significa che un tipico impianto di 25 MW, delle dimensioni di uno stadio di calcio, necessiterà di 25 m<sup>3</sup> di acqua dolce e 50 m<sup>3</sup> di acqua di mare al secondo e richiederà cinque milioni di metri quadrati di membrana. L'impianto potrebbe produrre 166 GWh di elettricità all'anno, abbastanza per la fornitura a 30000 famiglie europee. Visto che la tecnologia si basa su moduli, l'impianto di alimentazione può essere sempre scalato verso l'alto o verso il basso in base alle risorse disponibili.

### 3.5 Energia dal gradiente termico

#### 3.5.1 Introduzione e storia

Gli oceani della terra vengono continuamente riscaldati dal sole. A causa di questo continuo riscaldamento lo strato superiore delle acque è molto più caldo degli strati delle acque oceaniche profonde.

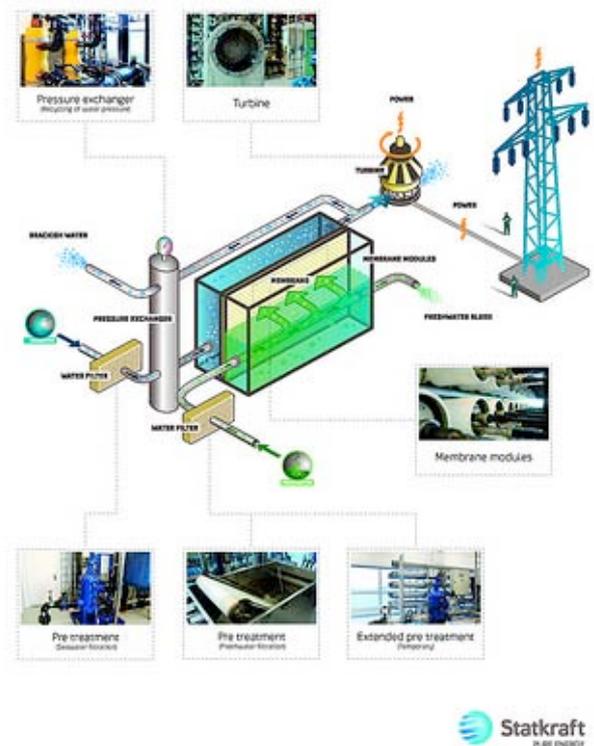
La differenza di temperatura tra lo strato superficiale caldo e quello freddo dell'oceano profondo arriva anche a essere di 20° C (36° F) a circa 1000 metri (3.280 piedi) sotto la superficie. La fascia di oceano che possiede naturalmente un ideale gradiente termico necessario per il funzionamento di un sistema che sfrutta questo gradiente si trova di solito tra le latitudini 20° N e 20° S. All'interno di questa zona tropicale vi sono ampie porzioni di due grandi nazioni industriali, Stati Uniti ed Australia, così come vi sono molte nazioni con un'economia in via di sviluppo, bisognose quindi di sempre maggiori forniture di energia.

Il principio della conversione dell'energia termica oceanica (OTEC) consiste nell'utilizzare il calore immagazzinato negli oceani per generare elettricità. Anche se i sistemi OTEC sono tecnologicamente avanzati, il concetto ha una lunga storia di sviluppo. Ci sono stati molti tentativi di sviluppare e affinare questa tecnologia a partire dall'800. Nel 1881 Jacques Arsene d'Arsonval, un fisico francese, propose un metodo per prelevare l'energia termica degli oceani, ma fu un altro francese quarant'anni dopo, Georges Claude, che effettivamente costruì il primo impianto OTEC a Cuba nel 1930. Nel ciclo di Claude le acque superficiali sono fatte velocemente evaporare in una camera a vuoto, il conseguente vapore a bassa pressione è utilizzato per azionare una turbina e quindi un generatore; le acque di mare relativamente più fredde vengono utilizzate per condensare il vapore dopo che è passato attraverso la turbina. Questo ciclo può quindi essere configurato per produrre acqua desalinizzata ed energia elettrica allo stesso tempo. Il sistema costruito da Claude generò 22 kW di energia elettrica. Cinque anni più tardi lo stesso Claude costruì un altro impianto OTEC a bordo di una nave da carico; purtroppo esso fu distrutto poco dopo che la nave partì a causa delle condizioni climatiche avverse.

Continuando a sfogliare la storia, nel 1956 degli scienziati francesi progettaronò un impianto di 3MW ad Abidjan, Costa d'Avorio; l'impianto però non fu mai completato a causa delle grandi quantità di petrolio a basso costo che si resero disponibili dal 1950 in poi, rendendo l'olio delle centrali elettriche più economico. Nel 1962 Hilbert J. Anderson e James H. Anderson Jr. iniziarono a progettare un ciclo per realizzare ciò che Claude non era riuscito a fare. I due scienziati si concentrarono sullo sviluppo di nuovi modelli di componenti più efficienti; dopo aver superato alcuni dei problemi della progettazione di Claude brevettarono il loro nuovo "ciclo chiuso" nel 1967.

Gli Stati Uniti incominciarono ad essere coinvolti nella ricerca OTEC nel 1974, quando nacque il *Natural Energy Laboratory of Hawaii* a Keahole Point. Il laboratorio oggi è diventato una delle strutture sperimentali leader nel mondo per la tecnologia OTEC. Un passo avanti significativo, che promette notevoli riduzioni dei costi per gli impianti a ciclo chiuso OTEC, è stato realizzato proprio al NELHA attraverso la ricerca sulla progettazione di evaporatori e condensatori. La ricerca fu effettuata con un impianto a ciclo aperto azionato ad intermittenza tra il 1992 e il 1998 che ha fornito dati preziosi per indicare la strada alle future modifiche e miglioramenti del processo OC-OTEC (*open cycle* - OTEC). La turbina-generatore dell'impianto fu progettata per una potenza di 210 kW per sfruttare una differenza di temperatura tra i 26°C delle acque di superficie ed i 6°C delle acque profonde. Essa ha prodotto una potenza massima lorda di 250 kW durante la tarda estate, momento in cui l'acqua superficiale è più calda. I requisiti di alimentazione richiesti per il pompaggio a riva sono di 6500 gpm a 43° F; l'acqua di mare risale quindi attraverso un tubo di 40 cm da una profondità di 2700 m e 9600 gpm, così sono stati prodotti in media circa 200 kW. Una piccola parte (il 10%), del vapore prodotto è stato deviato su un condensatore di superficie per la produzione di acqua dissalata. I tassi più elevati di produzione che sono stati realizzati toccano i 255 kW (lordi), con una

## OSMOTIC POWER PROTOTYPE



**Figura 76.** Schema del prototipo della centrale della Statkraft (Fonte [www.statkraft.com](http://www.statkraft.com)).

potenza netta corrispondente di 103 kW e la produzione di circa 6 litri al minuto di acqua dissalata. Questi sono i record mondiali per OTEC. Si deve notare che la potenza netta non è stata ottimizzata per le perdite di pompaggio, che sono state relativamente elevate a causa dell'utilizzo di un sistema di acquisizione dell'acqua di mare che era già disponibile e non progettato appositamente.

Si prevede che per un impianto di dimensioni commerciali il rapporto di rete di potenza lorda sarà di circa 0,7. Un progetto preliminare di impianto fu preparato sempre al NELHA per una potenza di 1,4 MW (lordi) utilizzando per l'approvvigionamento delle acque dei nuovi gasdotti da 55 cm di diametro che erano stati installati principalmente per fornire acqua di mare per lo sviluppo di imprese di acquicoltura. Il carico totale di pompaggio a flusso pieno (27.000 gal/min di acqua di mare da 3000 m di profondità, a 39° F, e 40.500 gal/min di acque superficiali a 76-81° F) sarebbe stato di circa 1 MW, cosicché si sarebbero potuti produrre fino a 400 kW netti. Questo progetto però non si è mai materializzato a causa del mancato accordo su una soluzione finanziariamente adeguata per sostenere la sperimentazione progressiva dell'impianto, quindi non vi è alcun impianto OTEC attualmente funzionante per la produzione di elettricità commerciale a Keahole Point. Tuttavia persistono alcune applicazioni, dato che l'acqua marina fredda viene utilizzata direttamente per il condizionamento dell'amministrazione e degli edifici di laboratorio. L'acqua del mare fornisce circa 50 tonnellate di aria condizionata, compensando l'equivalente di 200 kW di picco della domanda elettrica. Con questo escamotage per l'aria condizionata il NELHA risparmia circa 4.000 dollari al mese in costi di energia elettrica e il sistema richiede una manutenzione molto minore rispetto ai tradizionali sistemi a compressore.

La ricerca su entrambi i sistemi OTEC, a ciclo chiuso e a ciclo aperto, e sull'OTEC connesso all'acquicoltura, continua in diversi luoghi oltre alle Hawaii, particolarmente in India e in Giappone. Sebbene non abbia potenziali siti per lo sfruttamento della tecnologia OTEC, il paese del Sol Levante ha dato un contributo importante al suo sviluppo. A partire dal 1970 la *Tokyo Electric Power Company* ha costruito con successo un impianto di 100 kW a ciclo chiuso sull'isola di Nauru. L'impianto, che è diventato operativo nel 1981, ha prodotto circa 120 kW di energia elettrica; 90 kW sono stati utilizzati per alimentare l'impianto stesso e la restante energia per alimentare una scuola e molti altri luoghi a Nauru. Ciò stabilì un record mondiale di potenza per la produzione da un sistema OTEC dove l'energia elettrica è inviata effettivamente ad una vera rete di alimentazione. L'India continua a finanziare la ricerca per lo sviluppo di varie strutture galleggianti OTEC ed ha avviato in Tamil Nadu un progetto pilota OTEC da 1 MW, che utilizza un tubo di 800 metri nel golfo del Bengala, anche se al momento sono stati riscontrati grossi problemi di perdite d'efficienza.



**Figura 77.** Foto dei lavori sui prototipi indiani (fonte internet).

Uno dei tanti progetti attualmente sul tavolo da disegno è quello di un impianto per la base della *U.S. Navy* a Diego Garcia nell'Oceano Indiano. L'impianto dovrebbe fornire 8 MW di energia elettrica e sarebbe progettato anche per dissalare 5 milioni di litri di acqua di mare al giorno. OCEES conferma che l'impianto potrebbe essere già installato e funzionante entro la fine del 2011. Altre notizie arrivano sempre dalle Hawaii dove la società *Lockheed Martin's* ha ottenuto insieme alla *Makai Ocean Engineering* di Waimanalo l'autorizzazione a costruire al largo delle isole un impianto da 10-20 MW, che si spera di avere installato e funzionante nei prossimi 4-6 anni. L'impianto, che conterà anche di un tubo da 1000 metri con 4 metri di diametro, andrebbe ad alimentare le isole con la sua energia elettrica attraverso una rete di cavi sottomarini. Questo sistema è stato progettato per espandersi fino a 100 MW.

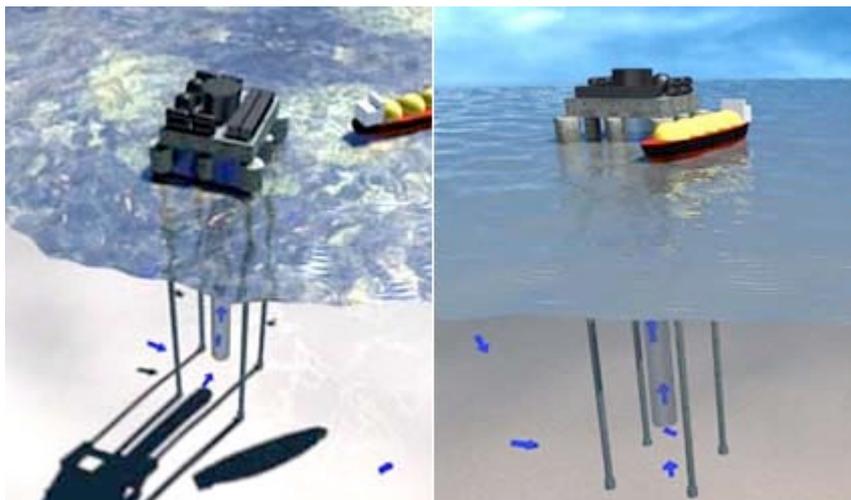


Figura 78. Ricostruzioni computerizzate di una piattaforma OTEC (fonte internet).

### 3.5.2 Tipologie di impianti

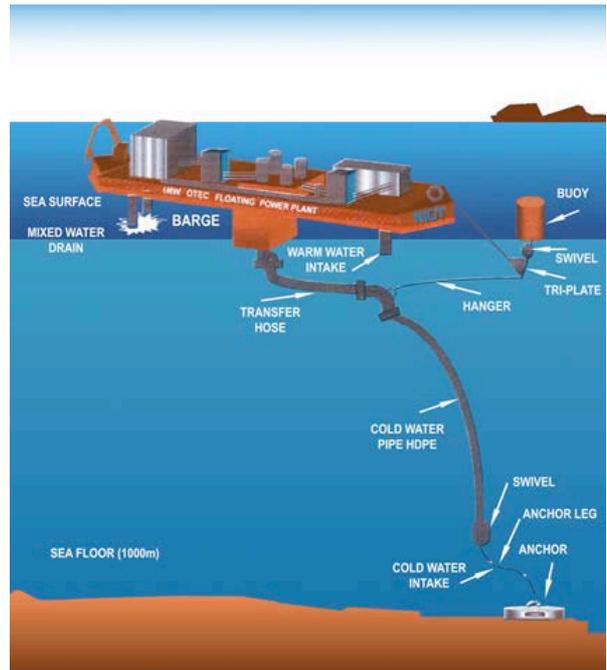
Gli impianti OTEC possono essere suddivisi secondo il tipo di ciclo che utilizzano o per la posizione in cui vengono costruiti. L'acqua fredda di mare è ovviamente parte integrante di ciascuno dei tipi di sistemi OTEC che si decide di utilizzare: ciclo chiuso, ciclo aperto e ibridi, indipendentemente dalla posizione e dalla tipologia dell'impianto. Per funzionare le acque fredde devono essere portate in superficie; ciò può essere eseguito tramite pompaggio diretto o dissalando l'acqua nei pressi del fondale la quale diminuirà la sua densità risalendo fino alla superficie attraverso un tubo.

Secondo la posizione si possono avere: impianti terrestri, piattaforme fisse, piattaforme galleggianti. Gli impianti terrestri e near-shore offrono tre vantaggi principali rispetto a quelli situati in acque profonde. Impianti costruiti sulla terraferma o in prossimità di essa non richiedono ormeggi sofisticati, cavi di alimentazione lunghi ed il mantenimento dei costi legati alle più ampie problematiche associate agli ambienti di mare aperto. Inoltre possono essere installati in zone riparate in modo che siano relativamente al sicuro da tempeste e mareggiate. L'elettricità, l'acqua desalinizzata e l'acqua di mare ricca di sostanze nutritive, possono essere trasmessi con facilità ad altri impianti vicini, consentendo agli impianti OTEC di operare con le relative industrie, come la maricoltura, o che richiedono l'acqua desalinizzata. I siti più adatti all'installazione comprendono le isole vulcaniche, dove vi è un ripido gradiente (circa 15-20 gradi), le piste *off-shore* e i fondali relativamente piatti. In questi siti è possibile ridurre al minimo la lunghezza dei tubi di aspirazione dell'acqua fredda. Come già anticipato, la costruzione di un impianto terrestre dovrebbe tener conto anche della necessità di difendere l'installazione dalle tempeste e dai lunghi periodi di mare grosso che sottopongono i tubi di scarico e quelli per l'approvvigionamento d'acqua ad un forte stress se non vengono ben protetti. Per questa ragione diventano ottimi siti per la costruzioni di un impianto le insenature della riva e i luoghi della costa naturalmente o artificialmente già protetti.

Sistemi OTEC potrebbero anche essere costruiti in impianti puramente off-shore nelle acque di 10-30 metri di profondità. Questo tipo di impianto, che utilizza tubi di aspirazione e di scarico più brevi (e quindi meno costosi), permetterebbe di evitare i pericoli del moto turbolento dell'acqua vicino alla riva; avrebbe però la necessità di una maggior protezione dall'ambiente di marino e dall'erosione, con fondamenta resistenti; inoltre sorgerebbe il problema della trasmissione a riva dell'energia e dei prodotti. Al fine di evitare la zona turbolenta vicino alla riva, nonché di avere più facile accesso alle risorse idriche fredde, gli impianti OTEC possono essere montati in aree con profondità di massimo 100 metri. Questo tipo d'impianto, a piattaforma fissa, potrebbe essere costruito in un cantiere navale, trainato al sito e fissato al fondo del mare. Come per le piattaforme petrolifere *offshore* però presenta problematiche e costi differenti dagli impianti terrestri. Le difficoltà di queste installazioni includono lo stress strutturale derivato dalle condizioni di mare aperto e la più difficile consegna dei prodotti; il dover considerare le forti correnti oceaniche e le grandi onde richiede spese supplementari di costruzione. Questo genere d'impianti richiede anche ampie aree logistiche per l'accatastamento di materiali e il mantenimento di una base stabile per il funzionamento; inoltre l'erogazione potrebbe anche diventare costosa a causa dei lunghi cavi sottomarini necessari per raggiungere

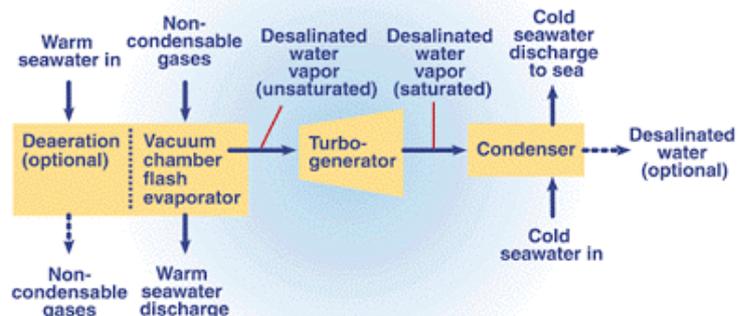
la terra. Per queste ragioni, questa tipologia d'impianti risulta meno attraente nei prossimi sviluppi dell'OTEC.

Le strutture galleggianti OTEC sono invece normalmente preferite per i sistemi aventi una grande capacità di potenza, ma presentano varie difficoltà. Questo tipo di impianto è più difficile da stabilizzare, condizione questa assolutamente necessaria affinché non sorgano seri problemi per la consegna dell'energia. Inoltre anche questa tipologia d'impianti ha bisogno di una base stabile per un funzionamento continuo. Tempeste e mareggiate possono creare sollecitazioni tali da rompere i cavi d'ormeggio che, arrivando anche a profondità di 1000m, sono difficili da mantenere e proteggere e più suscettibili ai danni; essi inoltre possono interferire con i tubi verticali che riforniscono di acqua fredda o con quelli che riforniscono di acqua calda dalla superficie, e quindi bloccare il ciclo produttivo. Per aiutare a prevenire questi problemi, i tubi possono essere fatti di polietilene (relativamente flessibile) e collegati alla parte inferiore della piattaforma e con giunti cardanici o collari. Si dovrebbe poi prevedere l'opzione di sganciare in modo pilotato e sotto controllo i tubi di sistema, qualora sia necessario per evitare danni più gravi in occasione di tempeste e forte rollio della piattaforma. Purtroppo ormeggiare semplicemente la piattaforma non è un metodo accettabile, visto che le attuali tecnologie sono limitate a una profondità di circa 2000 metri (6.560 piedi), ma anche a profondità minori, il costo per la realizzazione può diventare proibitivo per imprese che decidono di investire nel sistema OTEC.

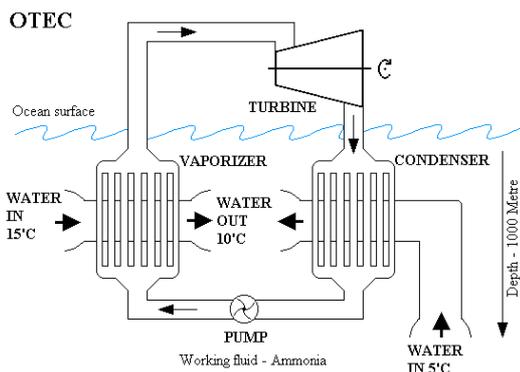


**Figura 79.** Schema impianto galleggiante OTEC (fonte NELHA).

Un'altra classificazione degli impianti OTEC li suddivide a seconda del ciclo usato, se aperto, chiuso o ibrido. Il ciclo aperto utilizza l'acqua superficiale calda degli oceani tropicali come fluido di lavoro per produrre elettricità. L'acqua evapora in un contenitore a vuoto alla temperatura delle acque superficiali. Il vapore in espansione ad una pressione assoluta di circa 2,4 kilopascal (kPa) spinge una turbina a bassa pressione collegata ad un generatore che produce elettricità. Il vapore è condensato di nuovo in un liquido a contatto con le temperature fredde dell'acqua dell'oceano profondo. Il processo è ripetuto con un approvvigionamento continuo di acqua di mare calda dalla superficie. Se il condensatore mantiene il vapore separato dal contatto diretto con l'acqua di mare, l'acqua condensata può essere utilizzata come acqua potabile, per l'irrigazione o l'acquacoltura. Un contatto diretto nel condensatore tra il vapore e l'acqua di mare fredda produrrebbe più energia elettrica, ma il vapore mescolato con l'acqua di mare darebbe come risultato dell'acqua di scarico salata.



**Figura 80.** Schema sistema a ciclo aperto (fonte NELHA).

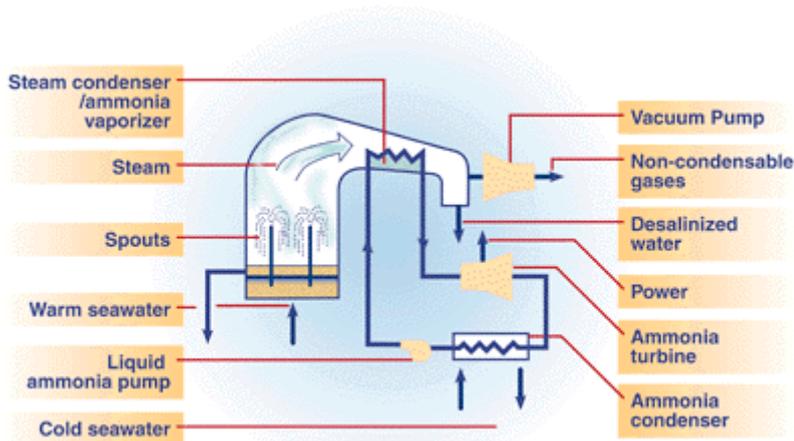


**Figura 81.** Schema di un impianto a ciclo chiuso OTEC (fonte NELHA).

Il sistema a ciclo chiuso invece utilizza un fluido a basso punto di ebollizione (come l'ammoniaca che bolle ad una temperatura di circa  $-28^{\circ}\text{C}$  a pressione atmosferica) per far ruotare una turbina che genera elettricità. L'acqua calda superficiale viene pompata attraverso uno scambiatore di calore, dove il liquido è vaporizzato grazie al suo basso punto di ebollizione. Il vapore in espansione trasforma allora l'energia attraverso la turbina-generatore; l'acqua fredda viene poi pompata attraverso un secondo scambiatore di calore che condensa il vapore di nuovo in liquido che viene poi riciclato attraverso il sistema. Nel 1979 il *Natural Energy Laboratory* e diversi partner privati hanno sviluppato un esperimento di mini OTEC su una nave che ha conseguito il primo successo in mare con una produzione netta di energia elettrica a ciclo chiuso. La nave col mini OTEC era ormeggiata 1,5 miglia (2,4 km) al largo delle coste delle Hawaii ed ha prodotto abbastanza elettricità

netta per illuminare le lampadine della nave e mantenere operativi computer e televisori. Sempre il *Natural Energy Laboratory* nel 1999 ha testato un impianto pilota a ciclo chiuso di 250 kW, il più grande del suo genere mai messo in funzione. Da allora non ci sono state sperimentazioni di tecnologia OTEC negli Stati Uniti, soprattutto perché l'economia della produzione di energia da fonti classiche ha ritardato il finanziamento permanente di impianti a funzionamento continuo.

Un ultimo ciclo che si usa è una combinazione delle caratteristiche del ciclo chiuso che a ciclo aperto. In un sistema ibrido OTEC l'acqua di mare calda entra in una camera a vuoto in cui è velocemente trasformata in vapore, simile a quello del processo a ciclo aperto. Il vapore fa evaporare l'ammoniaca che è il fluido di lavoro di un circuito a ciclo chiuso. Il liquido vaporizzato aziona quindi una turbina per produrre elettricità. Il vapore condensa all'interno dello scambiatore di calore e fornisce l'acqua desalinizzata.



**Figura 82.** Schema sistema a ciclo ibrido (fonte NELHA).

### 3.5.3 Difficoltà tecniche

Degradazione delle prestazioni dello scambiatore di calore dovuta ai gas disciolti. Una questione tecnica molto importante relativa al ciclo di Claude è il rendimento degli scambiatori di calore che operano a contatto diretto. Molti sistemi a ciclo di Claude utilizzano un condensatore di superficie in quanto le loro prestazioni sono ben comprese, tuttavia i condensatori a contatto diretto presentano significativi svantaggi. Ad esempio, l'acqua calda del mare che sale nei condotti di aspirazione subisce un calo della pressione nel punto in cui il gas comincia ad espandersi; se ciò accade ad una notevole quantità di gas, diviene giustificata la progettazione di una trappola per i gas prima dell'arrivo agli scambiatori di calore. Esperimenti in condizioni che simulano il tubo di aspirazione di acqua calda indicano che circa il 30% del gas disciolto si espande all'altezza di 8,5 metri di tubo; il meccanismo di espulsione di tutti i gas non condensabili è molto difficile da prevedere e dipende dalla dinamica di evoluzione del gas. Per ciò questo è un problema da tener presente nel computo generale dell'efficienza del sistema.

Degradazione delle prestazioni dello scambiatore di calore dovuta al livello di incrostazione microbica. L'acqua di mare, per operare in modo efficace, quando passa attraverso lo scambiatore di calore

deve mantenere una buona conducibilità termica. Strati sottili di incrostazioni biologiche come 25-50 mm possono degradare le prestazioni dello scambiatore fino al 50%. L'evidente discrepanza tra il livello di formazione di incrostazioni e la compromissione del trasferimento di calore è causato da un sottile strato d'acqua intrappolato nella crescita microbica sulla superficie dello scambiatore di calore stesso. Uno studio, condotto nel 1985 nei prototipi di Keahole Point, ha concluso che le prestazioni erano fortemente compromesse dalla formazione di incrostazioni nel corso del tempo. Lo studio ha stabilito che, sebbene la spazzolatura normale era in grado di rimuovere la maggior parte degli strati microbici, in lunghi periodi di tempo si formava uno strato persistente sulla superficie dello scambiatore, che non poteva più essere rimosso mediante semplice spazzolatura. Inoltre lo studio condotto utilizzando *sponge rubber ball* (sistema di pulizia che utilizza palle di gomma di spugna) di passaggio attraverso il sistema, ha concluso che, sebbene il trattamento diminuisca il tasso di formazione di incrostazioni non è stato però sufficiente a bloccare completamente la crescita, pertanto la spazzolatura diviene assolutamente necessaria per ripristinare la piena capacità di trasferimento di calore. Inoltre, fu notato che alcune specie di microbi cominciarono a ricrescere più velocemente dopo l'esperimento. Il motivo dell'aumento del tasso di crescita, dopo le operazioni di pulizia, sembra essere il risultato di una pressione selettiva che agisce sulle colonie microbiche.

Oltre ai metodi di pulizia fisica è stato anche esaminato l'uso della clorazione. Essa rallenta la crescita microbica in modo sensibile e può risultare efficace nel funzionamento a lungo termine di un impianto, ma non se ne conoscono i possibili problemi di inquinamento delle acque che passano dal sistema su lunghi periodi. Infine, lo studio ha concluso che, il *biofouling* microbico è un problema principalmente per l'acqua calda di superficie che arriva nello scambiatore, l'acqua fredda infatti dà un basso *biofouling* e solo un minimo di formazione di incrostazioni inorganiche. Oltre alla dipendenza dalla temperatura dell'acqua, le incrostazioni microbiche mostrano anche dipendenza da numerosi altri fattori, il più evidente dei quali è il livello di nutrienti. Il tasso di formazione di incrostazioni dipende anche dal materiale utilizzato per costruire lo scambiatore di calore: le tubazioni in alluminio rallentano la crescita della vita microbica, ma l'ossido che si forma sulla parte interna dei tubi rende la pulizia più difficile e comporta una maggiore perdita di efficienza; tubazioni in titanio invece comportano un *biofouling* più veloce, ma anche una più efficace pulizia.

Problemi di mantenimento del vuoto. L'evaporatore, la turbina, il condensatore devono operare nel vuoto parziale che va dal 3% al 1% della pressione atmosferica, cosa che pone una serie di problemi pratici. In primo luogo, il sistema deve essere accuratamente sigillato per impedire le infiltrazioni di aria atmosferica che può degradare o arrestare il funzionamento. In secondo luogo, il volume specifico del vapore a bassa pressione è molto elevato rispetto a quella del fluido di lavoro pressurizzato utilizzato nel caso di un ciclo chiuso. Ciò significa che i componenti devono disporre di zone di flusso di grandi dimensioni al fine di garantire che la velocità di vapore non raggiunga valori eccessivamente elevati.

Consumo di energia del compressore del gas di scarico. Un approccio per la riduzione della spesa di potenza per il compressore di gas di scarico è il seguente. Dopo che la maggior parte del vapore è stato condensato dal blocco di condensatori, una miscela di vapore di gas non condensabili viene fatta passare attraverso una regione contro corrente che aumenta il gas-vapore di reazione di un fattore cinque. Il risultato è una riduzione dell'80% nei gas di scarico di pompaggio.

### 3.5.4 Altre tecnologie correlate all'OTEC

L'OTEC ha importanti applicazioni, oltre che la produzione di energia elettrica.

Aria condizionata. Il freddo (5°C, 41°F) dell'acqua di mare messo a disposizione da un sistema di OTEC crea l'opportunità di fornire grandi quantità di raffreddamento per le strutture che sono collegate o si trovano vicino all'impianto. L'acqua di mare fredda può essere utilizzata in batterie ad acqua refrigerata per fornire aria condizionata per gli edifici. Si stima che un tubo di 1 piede (0,3 metri) di diametro sia in grado di fornire 4700 gpm quindi 0,296 metri cubi di acqua al secondo o 17800 litri al minuto è il massimo valore per un tubo d'acciaio di diametro 1 piede (0,3 metri).

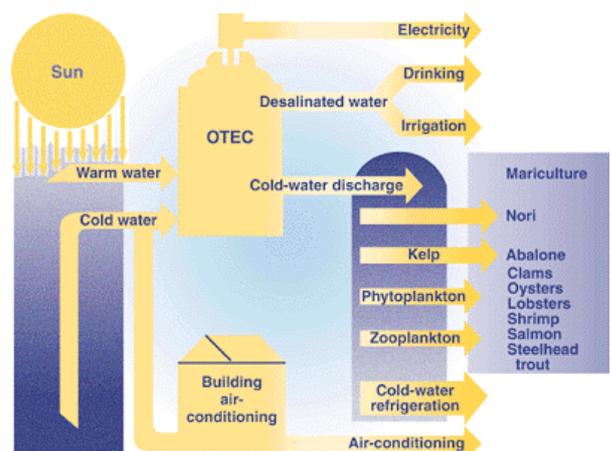


Figura 83. Schema risorse/prodotti di una centrale OTEC (fonte NELHA).

Se l'acqua pervenuta attraverso un tubo fosse a 43° F (6° C) potrebbe fornire anche aria condizionata a sufficienza per un edificio di grandi dimensioni. Se questo sistema opera per 8.000 ore / anno, producendo energia elettrica e refrigerazione nei locali, dall'energia venduta a 5-10 cents per kWh si potrebbero risparmiare 200,000- 400,000 \$ in bolletta energetica annua. Il *InterContinental Resort and Thalasso Spa* sull'isola di Bora Bora utilizza un sistema di OTEC di aria condizionata nei suoi edifici. Il sistema pompa l'acqua di mare fredda attraverso uno scambiatore di calore dove si raffredda l'acqua dolce in un sistema a circuito chiuso. Questa acqua dolce fredda viene poi pompata agli edifici ed è usata direttamente per il raffreddamento (senza conversione in energia elettrica).

La tecnologia OTEC supporta anche la refrigerazione del suolo agricolo. Quando i flussi di acqua fredda vengono portati tramite tubazioni sotterranee sotto i campi, si raffredda il suolo circostante. La differenza di temperatura tra le radici delle piante nel terreno e le foglie in atmosfera permette la coltivazione in zone subtropicali di molte piante, che si sono evolute in climi temperati. Il *Natural Energy Laboratory*, titolare del brevetto su questo processo, ha mantenuto un giardino con più di 100 tipi di frutta e verdura, molti dei quali normalmente non potrebbero sopravvivere nelle isole Hawaii. Il progetto di agricoltura refrigerata tramite il suolo è attualmente in corso presso il *Natural Energy Laboratory*.

L'acquacoltura è il più noto prodotto della tecnologia OTEC. È ampiamente considerato come uno dei modi più importanti per ridurre i costi finanziari e l'energia di pompaggio dei grandi volumi di acqua. L'acqua delle profondità dell'oceano contiene alte concentrazioni di nutrienti essenziali privi di agenti patogeni che sono esauriti nelle acque di superficie a causa del consumo biologico. Questo "upwelling artificiale" imita quelli naturali che sono i maggiori responsabili della concimazione e del sostegno degli ecosistemi marini dove vi è la più grande densità di vita del pianeta. Dato che il processo di OTEC utilizza le profonde acque oceaniche e le calde acque della superficie, combinandole in diversi rapporti, esso fornisce acqua di mare ad una temperatura specifica favorevole al mantenimento di un ambiente ottimale per l'acquacoltura. Anche i frutti di mare, non proprio tipici delle acque tropicali, possono essere coltivati in piscine alimentate dall'acqua pompata dai sistemi OTEC; ciò estende la gamma di prodotti ittici freschi a disposizione per i mercati vicini. Allo stesso modo, la refrigerazione a basso costo fornita dal mare freddo può essere utilizzata per mantenere la qualità del pescato, che tende a deteriorarsi rapidamente col caldo delle regioni tropicali.



**Figura 84.** Condensatore per produzione di acqua dissalata (fonte NELHA).

L'acqua desalinizzata può essere prodotta in impianti a ciclo aperto o ibrido che utilizzano condensatori di superficie, cioè dove il vapore viene condensato per contatto indiretto con l'acqua di mare fredda. L'acqua prodotta è relativamente priva di impurità e può essere raccolta e distribuita alle comunità locali per le forniture di acqua dolce naturale per l'agricoltura o da bere. Analisi di sistema indicano che un impianto di 2 MW (elettrici) netti potrebbe produrre circa 4.300 metri cubi di acqua dissalata ogni giorno

Produzione di idrogeno. L'Idrogeno può essere prodotto mediante elettrolisi usando l'elettricità generata dal processo OTEC, infatti il vapore prodotto può essere utilizzato come mezzo relativamente puro per l'elettrolisi così da migliorare l'efficienza complessiva. Gli Impianti OTEC su isole, piattaforme, chiatte e navi hanno il potenziale per una produzione su larga scala, con la distribuzione ai porti tramite le navi cisterna; ad esempio questo è il metodo di consegna attualmente utilizzato per il trasporto di idrogeno nel *Kennedy Space Center* per l'uso da parte della NASA. Le sfide principali includono i costi di produzione, trasporto e distribuzione, rispetto alle altre fonti di energia e combustibili. Considerando l'incidenza del continuo aumento del prezzo del petrolio sui mercati mondiali, i costi per la produzione di idrogeno su larga scala e la distribuzione potrebbe essere soggetti a modifiche in breve tempo.

Estrazione di minerali. Altra opportunità, attualmente sottosviluppata, è lo sfruttamento della miniera naturale data dall'acqua dell'oceano per i suoi 57 elementi, contenuti in sali ed in altre forme e disciolti in

soluzione. In passato la maggior parte delle analisi economiche hanno concluso che l'estrazione dall'oceano degli oligoelementi disciolti in soluzione sarebbe inutile, in parte a causa dell'energia necessaria a pompare il grande volume di acqua che servirebbe e, più significativamente, per l'alto costo per separare i minerali dall'acqua marina. Generalmente questo metodo è limitato ai minerali che spiccano in alte concentrazioni e possono essere estratti facilmente, come ad esempio magnesio. Tuttavia, negli impianti OTEC il problema che rimane è il costo del processo di estrazione. Gli scienziati giapponesi hanno recentemente iniziato ad indagare la possibilità di combinare l'estrazione di uranio disciolto in acqua di mare con le tecnologie energetiche oceaniche. Hanno così trovato sviluppi per altre tecnologie (in particolare le scienze dei materiali) con il miglioramento della redditività di estrazione dei minerali da processi che impiegano energia oceanica.

### 3.5.5 Ripercussioni ambientali

L'OTEC offre una delle tecnologie più benigne per la produzione di energia elettrica, in quanto la manipolazione di sostanze pericolose è limitata ad alcune parti industriali del ciclo produttivo (come ad esempio l'ammoniaca) e non vengono generati sottoprodotti nocivi. Il sistema OTEC richiede l'apporto di strati di acqua di mare misti dalla superficie e dalle zone più profonde per poi restituirla in prossimità del termocline; tutto ciò potrebbe essere realizzato con il minimo impatto ambientale. Anche l'anidride carbonica, che si libera dall'acqua di mare utilizzata per il funzionamento di un impianto di OC OTEC, è inferiore all'1% dei circa 700 grammi per kWh rilasciata dagli impianti di olio combustibile; il valore poi è ancora più basso nel caso di un impianto CC - OTEC.

Un problema potrebbe sorgere dal flusso costante di acqua fredda dovuto al ciclo che, essendo ricco di sostanze nutritive, porta con sé anche varie specie di batteri i quali, assieme all'abbassamento della temperatura, potrebbero causare anomalie alla superficie del mare per lo strato termico e la biostimolazione se i tempi di stagnazione nello strato mescolato e nella zona eufotica diventassero abbastanza lunghi. Si ricorda che la zona eufotica è lo strato più superficiale del mare in cui vi è luce sufficiente per la fotosintesi; questo strato è definito dalla percentuale di penetrazione della luce presente alla superficie dell'acqua. Ad esempio, tale zona arriva a circa 120 m nelle acque delle Hawaii, anche se questa risulta essere una stima eccessiva, in quanto la maggior parte dell'attività biologica richiede livelli di penetrazione della luce almeno del 10% di quella presente alla superficie del mare; quindi, considerando la diminuzione esponenziale dell'intensità luminosa con la profondità, il valore più verosimile è circa di 60 m, sempre considerando come esempio le Hawaii. L'analisi di specifici progetti OTEC indica che l'acqua di mare mista ritorna ad una profondità di 60 m in una diluizione con coefficiente 4 (cioè 1 parte di emissione OTEC mescolata con 3 parti di acqua di mare ambiente) ed è già in equilibrio (assetto neutro) a profondità minori. Ne consegue che la rete alimentare marina dovrebbe teoricamente essere minimamente interessata e che non dovrebbero essere indotte persistenti anomalie alla superficie del mare in merito alla temperatura. Tali conclusioni devono comunque essere confermate con misurazioni effettive sul campo che possono essere eseguite solo con la messa in funzione di pre-impianti commerciali di tipo sperimentale.

Come accennato in precedenza, per avere un efficace trasferimento di calore è necessario proteggere gli scambiatori di calore da incrostazioni biologiche. È stato stabilito che il *biofouling* si verifica solo negli scambiatori di calore OTEC esposti alla superficie marina. Per far limitare le incrostazioni è stato proposto il Cloro ( $Cl_2$ ) insieme a diversi mezzi meccanici, a seconda del tipo di evaporatore. Questi provvedimenti però, a lungo andare potrebbero provocare danni collaterali nelle acque marine. Per proteggere la vita marina la *Environmental Protection Agency* (EPA) degli Stati Uniti consente un massimo di  $Cl_2$  di scarico di  $0,5 \text{ mg l}^{-1}$  ed una media di  $0,1 \text{ mg l}^{-1}$  di  $Cl_2$ . Un impianto CC-OTEC per fortuna utilizza  $Cl_2$  a livelli inferiori al 10 per cento dei limiti di EPA. Altra causa di danni sono i componenti centrali, che rilasciano piccole quantità di fluido di lavoro durante le operazioni. I problemi degli scarichi in mare dipendono principalmente (ma non solo) dal fluido di lavoro, dai biocidi, dalla profondità di aspirazione e di scarico nella configurazione prescelta. Altre preoccupazioni potenzialmente significative sono legate alla stessa fase di costruzione. Queste sono simili a quelle connesse con la costruzione di una centrale elettrica, con una costruzione navale o quella di piattaforme *off-shore*. L'uso di biocidi e di ammoniaca e di altre sostanze negli impianti OTEC sono simili a quello di altre attività umane; se le norme sanitarie e di sicurezza, come quelle in vigore negli Stati Uniti sono attentamente seguite, le emissioni di biocidi da un impianto (molto probabilmente anidro di ammoniaca e cloro) dovrebbero essere sufficientemente bassi da non essere dannosi.

I fluidi da lavoro e/o i biocidi potrebbero diventare pericolosi per i lavoratori degli impianti ed anche (potenzialmente) per la popolazione nelle aree circostanti. Sia l'ammoniaca che il cloro possono danneggiare occhi, pelle e mucose, e possono inibire la respirazione. In caso di incidente con entrambi i sistemi i rischi sono simili a quelli di altre applicazioni industriali che coinvolgono queste sostanze chimiche. Si pensi ad

esempio che l'ammoniaca è utilizzata come fertilizzante e nei sistemi di refrigerazione per il pattinaggio sul ghiaccio, mentre il cloro è usato negli impianti di trattamento delle acque comunali e nelle centrali a vapore.

Altro problema è l'interferenza degli organismi catturati dai sistemi in un impianto OTEC: l'urto è fatale per l'organismo, che trascinato dentro l'impianto è esposto anche ai biocidi, alla temperatura e ai colpi di pressione. Inoltre può essere esposto ai fluidi di lavoro e alle tracce dei costituenti (metalli in tracce e olio o grasso). In tal senso i macchinari dovrebbero essere progettati per limitare la velocità del flusso di aspirazione e per ridurre al minimo i trascinamenti e l'imprigionamento. Le prese in mare devono essere adeguate in modo tale che l'aspirazione non si traduca in turbolenza o in zone di ricircolo nelle immediate vicinanze dell'impianto. Sebbene gli esperimenti indichino che i tassi di mortalità per il fitoplancton e zooplancton trascinato dall'aspirazione di acqua calda può essere inferiore al 10 per cento, in realtà solo una parte ancor più piccola delle coltivazioni di fitoplancton dalla superficie può essere ucciso dal trascinamento. La prudenza comunque suggerisce che, ai fini della valutazione globale, queste stime di cattura e di mortalità post cattura siano assunte condizionatamente al fatto che questi dati devono ancora essere sottoposti a test su impianti pre-commerciali.

Da ricordare anche che gli elementi metallici strutturali (ad esempio, scambiatori di calore, elementi delle pompe, tubazioni metalliche) possono essere corrosi o erosi dal mare e quindi aggiungere oligoelementi all'emissione esterna. È difficile però prevedere a priori se i metalli liberati da un impianto interesseranno in maniera significativa la flora e fauna locale. Gli oligoelementi generalmente differiscono per la loro tossicità e resistenza alla corrosione e pochi studi sono stati condotti nello specifico sul danno alle specie tropicali e subtropicali. Inoltre, potenzialmente le tracce di metalli liberati dai sistemi OTEC stessi saranno rapidamente diluite dai grandi volumi di acqua che passeranno attraverso gli impianti. Tuttavia, la vastità di un impianto OTEC e il suo sistema di circolazione suggerisce che la somma dei costituenti rilasciata in tracce dall'insieme e ridistribuita nell'ambiente potrebbe costituire un danno non indifferente a lungo termine per alcuni organismi.

La costruzione di impianti OTEC nonché il loro funzionamento possono influenzare la pesca commerciale. I pesci infatti saranno attratti verso l'impianto, aumentando potenzialmente la pesca nella zona, a causa della ridistribuzione dei nutrienti. Tuttavia bisogna anche considerare che le perdite di uova e di larve dei pesci costieri (così come il novellame), a causa del sistema industriale stesso, possono ridurre le popolazioni di pesce indigene. L'effetto netto di interferenza del funzionamento OTEC sulla vita acquatica dipenderà dall'equilibrio tra questi due effetti.

Altri rischi connessi con i sistemi OTEC sono i problemi di sicurezza connessi con la generazione ed il trasporto dell'energia elettrica ed i cicli industriali ad essa collegati; si tratta di pericoli dovuti direttamente all'elettricità, a macchine rotanti, uso di gas compresso, pesanti materiali di manipolazione, ecc. È essenziale che tutti i problemi potenzialmente significativi vengano esaminati e valutati per ciascun sito di progettazione per assicurare che l'OTEC sia davvero un'alternativa filoambientale sicura per la generazione di energia convenzionale. Il parere generalmente diffuso tra i ricercatori è che gli effetti potenzialmente dannosi delle installazioni OTEC sull'ambiente possano essere evitati o attenuati da una corretta progettazione.

### **3.5.6 Costi ed economia dell'OTEC**

Affinché l'OTEC possa diventare operativo ed important, come fonte energetica in termini di utilizzo a livello mondiale, la tecnologia deve avere un equo trattamento fiscale ed essere sovvenzionata quanto le fonti di energia concorrenti. Visto che i sistemi OTEC non sono ancora assai diffusi, le stime dei costi sono incerte. Uno studio stima i costi di generazione dell'energia (per difetto) a 0.07 US\$ per kWh, rispetto a 0,05-0,07 \$ per i sistemi eolici agevolati. Tuttavia i fattori positivi che dovrebbero essere presi in considerazione nella valutazione dell'OTEC comprendono lo stato della tecnologia come una risorsa rinnovabile (senza combustione o rifiuti prodotti o la fornitura di combustibile limitata), la quantità di spazio in cui è disponibile (entro 20° N/S dall'equatore), gli effetti geopolitici positivi dovuti ad una minore dipendenza dal petrolio, lo sviluppo contemporaneo di forme alternative di energia marina, come l'energia del moto ondoso e maremotrice, infine le possibilità di combinazione con altri modi di sfruttamento connessi agli impianti, come energia solare, acquacoltura, refrigerazione del suolo, aria condizionata, produzione di idrogeno, di filtraggio di minerali in traccia, tutti provenienti da un unico sistema.

Inoltre, la zona in cui è più facile l'installazione di questa tecnologia coincide spesso con la posizione di molti paesi in via di sviluppo, che hanno quindi una grande domanda di energia elettrica e che ad oggi non sono ancora vincolati dal protocollo di Kyoto. Questo permetterebbe di aiutarli nella loro crescita economica con una maggiore attenzione all'ambiente e alle emissioni in atmosfera. Di seguito è riportata una tabella con i paesi in via di sviluppo che potrebbero potenzialmente usufruire dell'OTEC.

Area	Paese	Differenza di temperatura dell'acqua tra 0 e 1.000 m(°C)	Distanza dal litorale (km)
<b>Africa</b>	Benin	22-24	25
	Gabon	20-22	15
	Ghana	22-24	25
	Kenya	20-21	25
	Mozambico	18-21	25
	São Tomé e Príncipe	22	1-10
	Somalia	18-20	25
	Tanzania	20-22	25
<b>America Latina e Caraibi</b>	Bahamas	20-22	15
	Barbados	22	1-10
	Cuba	22-24	1
	Dominica	22	1-10
	Repubblica Dominicana	21-24	1
	Grenada	27	1-10
	Haiti	21-24	1
	Giamaica	22	1-10
	Saint Lucia	22	1-10
	Saint Vincent e Grenadine	22	1-10
	Trinidad e Tobago	22-24	10
	Isole Vergini Americane	21-24	1
	<b>Oceano Indiano e Pacifico</b>	Comore	20-25
Isole Cook		21-22	1-10
Fiji		22-23	1-10
Guam		24	1
Kiribati		23-24	1-10
Maldive		22	1-10
Mauritius		20-21	1-10
Nuova Caledonia		20-21	1-10
Pacific Islands Trust Territory		22-24	1
Filippine		22-24	1
Samoa		22-23	1-10
Seychelles		21-22	1
Isole Salomone		23-24	1-10
Vanuatu		22-23	1-10

**Figura 85.** Tabella dei paesi in via di sviluppo con possibilità di installazione della tecnologia OTEC entro 25 km dalla costa (fonte [www.otecnews.org](http://www.otecnews.org)).

### 3.5.7 Vantaggi e svantaggi dell'OTEC

Schematicamente possiamo riassumere i vantaggi della tecnologia OTEC nei seguenti punti.

1. Le risorse energetiche sono enormi.
2. Le risorse energetiche per OTEC sono naturalmente rinnovabili.
3. OTEC non è inquinante ed ecologicamente conveniente, in quanto si arricchiscono di sostanze nutritive le acque superficiali povere e si tende ad "affondare" il carbonio. Infatti l'anidride carbonica atmosferica e oceanica disciolta per la produzione di biomassa si combina per mezzo della fotosintesi con azoto, fosforo, silicio, sostanze nutritive ed altri elementi sollevati dalle profondità marine, riducendo così il maggior carico di carbonio atmosferico.
4. È basato su turbine stabili e tecnologie di refrigerazione ben conosciute.
5. Produce facilmente, come prestazioni secondarie, notevoli quantitativi di acqua dolce, sostanze nutritive per le culture di frutti di mare e pesci, come pure acqua fredda per il condizionamento dell'aria e l'agricoltura da terreno freddo.

Per quanto riguarda gli svantaggi invece, schematicamente possono essere i seguenti.

1. Un impianto OTEC richiede un notevole esborso di capitale iniziale.
2. La tecnologia OTEC non è stata dimostrata per un periodo prolungato con alimentazione integrata, maricoltura, acqua dolce, ecc.
3. OTEC ad oggi è possibile solo in siti isolati (negli oceani tropicali); da tali siti, la potenza generata e i prodotti del mare dovrebbero essere quindi trasportati altrove.
4. OTEC è al momento ancora ecologicamente discutibile in quanto non è stato testato su larga scala e per un lungo periodo.

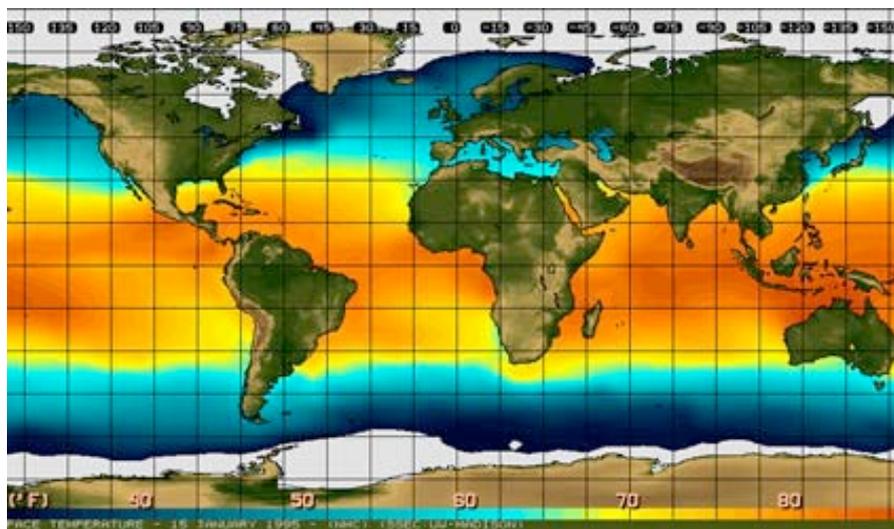
### 3.5.8 Sviluppo e diffusione della tecnologia OTEC

Le direttrici di sviluppo dell'OTEC sono essenzialmente due: una ingegneristica ed una politico-ambientale. Per quanto riguarda quella ingegneristica, è tecnologicamente più facile da costruire e gestire un impianto di OTEC a terra piuttosto di uno che galleggi in mare aperto. Questo perché un impianto con base a terra non è così vulnerabile alle tempeste o alle onde alte come una struttura galleggiante; inoltre l'ubicazione di un impianto a terra permette anche l'utilizzo immediato dei prodotti e sottoprodotti OTEC (elettricità, acqua potabile, prodotti di maricoltura). Tutto ciò permette di risparmiare sulla conservazione, distribuzione e spese di marketing. La progettazione e l'installazione efficace ed economica di un tubo per il trasporto di grandi quantità di acqua fredda verso la superficie ha rappresentato una sfida ingegneristica significativa. Il più grande risultato è stato raggiunto realizzando progetto, fabbricazione, trasporto, implementazione e test in mare di una strumentazione di 2,4 m di diametro, 120 m di lunghezza, in plastica rinforzata con fibra di vetro (FRP). I dati ottenuti sono stati utilizzati per convalidare la tecnologia di progettazione sviluppata per tubi sospesi per impianti OTEC galleggianti, infatti questo tipo di tubo è raccomandato per i sistemi OTEC offshore. Per gli impianti terrestri vale la progettazione per tubi di polietilene ad alta densità con diametro inferiore a 1,6 m. Altra sfida da affrontare per impianti di OTEC galleggianti è il sistema di posizionamento ed il fissaggio di un cavo sottomarino di alimentazione per l'impianto galleggiante. Possono essere utilizzati per questo i sistemi di ormeggio oceanici, progettati per una profondità di oltre 1000 m, oppure sistemi di spinta di posizionamento dinamico sviluppato dall'industria petrolifera offshore.

In relazione invece ai problemi di carattere politico-ambientale, la costruzione di un impianto di OTEC deve essere subordinata ad una valutazione preliminare della fattibilità che tenga conto dell'impatto ambientale, della presenza di una ben funzionante infrastruttura di servizi pubblici e locali (elettricità, acqua, trasporti, ecc) e naturalmente dei costi finanziari di costruzione e manutenzione. Quindi l'analisi che deve essere fatta per la scelta dei siti in cui sia possibile installare questo genere di impianti, deve tener conto dei fattori seguenti.

1. Individuazione dei siti tropicali dove c'è acqua con un battente di profondità abbastanza accentuato molto vicino alla costa (entro, diciamo, dieci chilometri o sei miglia). Questo perché gli enormi condotti di aspirazione OTEC sono una parte importante della spesa iniziale ed è importante rendere questa distanza la più corta possibile.
2. Considerazione di quali di questi siti hanno un situazione burocratica e politica (per le autorizzazioni, proprietà esclusive, costruzione, lavoro, tasse, commercializzazione dei prodotti, ecc.) adatte all'installazione di questi impianti.

3. Determinazione di quali di questi siti hanno adeguate infrastrutture locali per assorbire la potenza elettrica e i milioni di litri d'acqua prodotti dalle centrali. In realtà, uno dei fattori più importanti che interessano la fattibilità di un sito litorale OTEC risulta essere la disponibilità di un acquirente disposto ad acquistare i prodotti.



**Figura 86.** In arancio le zone del pianeta dove è più congeniale l'installazione di impianti OTEC (Fonte internet).

#### 4. Conclusioni

Questo lavoro ha cercato di fare un'ampia e rapida panoramica sul mondo delle energie alternative, sul loro stato dell'arte, le loro prospettive future, ma anche sui problemi e le difficoltà che le contraddistinguono. Certamente è un mondo pieno di chiaroscuri dove non è facile ritrovare dati oggettivi e spesso gli stessi dati e le informazioni vengono presentati in modo diverso a seconda dell'idea o del progetto che si vuole promuovere. Queste notizie contrastanti non facilitano un loro massiccio utilizzo da parte dei singoli cittadini ed anzi creano alle volte diffidenza, nonostante le agevolazioni proposte dai governi per l'installazione di apparecchiature casalinghe. Inoltre, per come è strutturato il sistema di distribuzione dell'energia, specie nel nostro paese, e per gli alti costi iniziali di costruzione degli impianti e di allaccio alla rete di distribuzione, le fonti alternative non rappresentano ancora un'attraente fonte d'investimento da parte delle grandi società elettriche.

Purtroppo nella storia dell'evoluzione tecnologica si è verificato più di una volta che un'idea, un prototipo sperimentale, un progetto, hanno avuto un deciso sviluppo, fino ad entrare con forza nel nostro utilizzo quotidiano, quasi esclusivamente quando se ne è visto il potenziale profitto economico diffuso a breve termine. Le tecnologie delle energie rinnovabili sono quasi tutte giunte ormai ad un livello abbastanza avanzato, ma non sono ancora del tutto un'alternativa paritaria alle fonti classiche. Fortunatamente lo scenario è in continua evoluzione, anche se presenta spesso delle battute d'arresto. L'attenzione verso le fonti alternative d'energia sta sempre più crescendo e tutte hanno davanti un grande margine di miglioramento in termini di sviluppo tecnologico, efficienze, abbattimento dei costi, ed una enorme reperibilità in ogni parte del pianeta.

A questo aggiunga lo sviluppo sociale e occupazionale che tali fonti potrebbero portare col sorgere d'impianti per le loro produzioni. Si tratta di un aspetto da non sottovalutare, specialmente in questo periodo di crisi, in cui si potrebbe sostenere l'occupazione mediante la crescita e la creazione di impianti idonei alle potenzialità specifiche del territorio (ad esempio di biomasse nelle nostre zone appenniniche, o di energia solare, eolica o marina, sulle nostre tante isole). Si verrebbe così a creare in quelle zone un importante indotto occupazionale, una fonte di guadagno, di risparmio energetico ed economico, oltre che naturalmente dei grossi benefici ambientali. È certo che i dati che ci arrivano dagli studi sullo stato del nostro pianeta sono sempre più preoccupanti (anche a vederli sotto le più rosee prospettive) e che quindi i temi del risparmio energetico, del riciclaggio e delle fonti di energia pulita diventano sempre più strategici per uno sviluppo sostenibile nel medio-lungo periodo. Finora l'iniziativa dello sviluppo delle energie rinnovabili è stata

lasciata per lo più a qualche sporadico privato, mentre sarebbe necessario un maggiore interesse da parte dei governi, per ammodernamenti anche strutturali dei sistemi energetici in tutta la loro filiera. Finché non avverrà tutto ciò, la produzione di energia da fonti rinnovabili rimarrà alquanto marginale, con solo pochi picchi d'eccellenza, ma senza essere una reale, apprezzabile ed importante alternativa. È necessario che i temi ambientali diventino davvero un obiettivo delle istituzioni e che a tutti i livelli della società venga assimilata l'idea che le fonti di energia rinnovabile ed il loro sviluppo non sono solo un'opportunità, ma anche e soprattutto una necessità per il nostro futuro e per quello del pianeta.

## GLOSSARIO DELLE SIGLE E DEI TERMINI UTILIZZATI

### **ABIOTICO**

Per ambiente abiotico si intende l'intero complesso delle caratteristiche fisiche e chimiche dell'ambiente inorganico che influenza gli organismi viventi.

### **ACQUA CALDA SANITARIA**

Abbreviato in A.C.S. è l'acqua normalmente utilizzata per il consumo del bagno e della cucina. Proviene dall'acquedotto e viene riscaldata tramite riscaldatori (scaldabagni, caldaie, ecc.) che utilizzano combustibili tradizionali come gas, gasolio, legna, carbone o energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche oppure con energia solare (attraverso impianti solari).

### **A.C.S.**

Abbreviazione di Acqua Calda Sanitaria.

### **ACCUMULATORI SOLARI**

Nel caso di solare termico si fa riferimento ai boiler di accumulo di acqua calda, nel fotovoltaico alle batterie che accumulano energia elettrica.

### **AEROFILO**

In botanica, organo o organismo che vive nell'ambiente aereo o comunque in contatto dell'aria.

### **AEROSOL**

Sospensione di goccioline di liquido o particelle solide nell'aria e nei gas in genere.

### **AMBIENTE**

Ciò che ci circonda inteso soprattutto come suolo e aria. È un sistema complesso in cui i rapporti sono concatenati ed intrecciati in modo dinamico. Per comprenderne il funzionamento occorre considerare le connessioni, i rapporti, gli insiemi. Ogni insieme costituisce un sottosistema di un insieme più vasto. L'ambiente non è costituito da fenomeni naturali soltanto fisici o chimici o biologici: quando è implicato l'uomo è necessario analizzare e valutare anche, ad esempio, gli aspetti psicologici, filosofici e sociali.

### **AMMORTAMENTO**

Periodo di durata variabile lungo il quale si recupera il costo di installazione di un impianto.

### **AMORFO**

Il silicio idrogenato amorfo si è mostrato promettente per la produzione di celle solari e apparati elettronici a basso costo (moduli fotovoltaici con efficienza circa 7% e bassa stabilità nel tempo).

### **ANEV**

Associazione nazionale energia del vento.

### **ANPA**

Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente.

### **ANTIGELO**

Liquido simile per concetto a quello delle automobili, che viene utilizzato in miscelazione con acqua demineralizzata nel circuito primario (circuito chiuso) del sistema solare per evitare problemi di gelo. Non dà sedimentazione e non perde le proprie caratteristiche nel tempo, quindi non va sostituito, semmai rabboccato in occasione dei controlli (normalmente ogni due/quattro anni).

### **ANTROPOCENTRISMO**

Interpretazione delle relazioni uomo - ambiente esclusivamente in considerazione dei valori, degli interessi, delle esperienze e delle opere della specie umana.

### **ARCHITETTURA ECOLOGICA**

Progettazione in stretta relazione con l'ambiente ed attenta anche ai rischi interni costituiti dalle varie emissioni inquinanti (sostanza chimiche, radon, onde elettromagnetiche). Tutto ciò richiede un nuovo modo di progettare gli edifici anche con l'utilizzo della "domotronica" (applicazione dell'elettronica alla gestione della casa).

### **ASSOTERM**

Associazione solare termico.

### **ATMOSFERA**

Guscio gassoso che circonda la superficie della Terra e di altri corpi celesti. Si chiama così anche una unità di pressione uguale alla pressione esercitata al livello del mare alla temperatura di 0°C dall'atmosfera terrestre.

## **AUTOPRODUZIONE**

Fenomeno specifico degli impianti a circolazione naturale, che grazie al moto convettivo che si sviluppa nel circuito primario, creano senza intervento di pompe l'energia per la circolazione del fluido nello stesso circuito primario.

## **AUTOREGOLAZIONE**

Termine normalmente utilizzato per i cavi scaldanti autoregolanti. Significa che il cavo varia il proprio assorbimento in rapporto alla temperatura esterna, senza necessità di termostati. Per i pannelli solari Solahart a circolazione naturale è riferito allo scambio termico tra il liquido del circuito chiuso e l'acqua sanitaria contenuta nel serbatoio. La velocità di scambio varia in rapporto alla differenza di temperatura tra acqua calda sanitaria e liquido, senza necessità di apparecchiature di controllo (pompe, centraline, sonde, etc.).

## **AVIFAUNA**

È l'insieme delle specie di uccelli che si trovano in una particolare regione geografica.

## **B.R.B.B.**

Biomasse, Rifiuti solidi urbani, Biogas e Bioliquidi.

## **B.Rb.B.B.**

Biomasse, Rifiuti solidi urbani Biodegradabili, Biogas e Bioliquidi.

## **BARRIERA DI POTENZIALE**

In meccanica quantistica è la presenza di un potenziale soltanto in una zona ben determinata.

## **BATTERIA**

Dispositivo per l'accumulo dell'energia elettrica in corrente continua.

## **BILANCIO ECOLOGICO**

Calcolo dell'impatto ambientale complessivo di un prodotto o di un processo.

## **BILANCIO ENERGETICO**

Calcolo dell'energia totale impiegata nel funzionamento di un determinato sistema.

## **BIOARCHITETTURA**

Branca dell'architettura che studia e promuove l'utilizzo di materiali biocompatibili (naturali) nelle costruzioni e la promozione dell'utilizzo di impiantistica biocompatibile che sfrutta quanto più possibile le energie rinnovabili.

## **BIOCENOSI**

Insieme degli organismi che vivono in un biotopo. Si suddivide in fitocenosi ed in zoocenosi quando ci si riferisce rispettivamente a vegetali o animali che popolano un ambiente.

## **BIOCENTRISMO**

Concezione che rivaluta la centralità del mondo biotico nella valutazione di idee e pratiche umane.

## **BIODEGRADABILE**

Che può essere completamente scisso e trasformato dai batteri in elementi primari ed innocui. La biodegradabilità intesa come requisito per i beni di consumo è un concetto relativo e si valuta in percentuale.

## **BIOINDICATORI**

Segnali naturali che ci permettono di riconoscere il deteriorarsi degli equilibri naturali. La salute delle acque può essere controllata osservando flora e fauna acquatiche: con la crescita dell'inquinamento diminuisce la varietà delle specie. L'inquinamento atmosferico può essere controllato con l'osservazione dei licheni, che funzionano in modo simile ad una spugna assorbendo sia le sostanze utili che quelle nocive.

## **BIOMA**

Complesso delle comunità vegetali ed animali che in una data zona geografica hanno raggiunto una stabilità mantenuta dall'equilibrio delle condizioni ambientali.

## **BIOMASSA**

Termine generico che comprende tutta la materia organica; può indicare il peso della sostanza vivente prodotta dai processi biologici. La biomassa contiene energia solare sotto forma di legami chimici.

## **BIONICA**

Termine derivante da bio(logia) ed (elettro)nica, che definisce la scienza che indaga la struttura e le funzioni degli organismi viventi in funzione di una progettazione più efficiente.

**BIOSFERA**

Indica l'involucro esterno alla superficie terrestre, costituito da aria, acqua, suolo e sottosuolo (per la profondità di poche decine di metri), in cui sussistono le condizioni essenziali alla vita; per estensione definisce l'insieme delle forme viventi.

**BIOTOPO**

Luogo che permette lo sviluppo degli organismi viventi ed offre determinate caratteristiche fisico-chimico-climatiche.

**BLACK CHROME**

Trattamento con cromo nero della piastra captante contenuta in alcuni collettori solari che le conferisce la caratteristica di selettività (alto rendimento).

**BOILER SOLARI**

Accumulatori di Acqua Calda Sanitaria abbinati a pannelli solari.

**CAPACITÀ DI CARICO**

Capacità di un ecosistema di sopportare gli organismi che lo popolano senza decadere dalle condizioni di equilibrio.

**CARTE ECOLOGICHE**

Sono dichiarazioni a carattere generale che in passato hanno svolto un ruolo notevole ed ancor oggi costituiscono un punto di riferimento per il dibattito sul rapporto uomo-ambiente e sulla necessità di codificare con leggi e norme il diritto dell'uomo a vivere in un ambiente sano ed in equilibrio ecologico.

**CATENA ALIMENTARE**

Comprende le piante, gli erbivori e i carnivori definendo una sequenza di organismi tra loro interdipendenti dal punto di vista alimentare.

**CC-OTEC**

Impianti OTEC a ciclo chiuso.

**CDR**

Abbreviazione di Combustibile derivato dai rifiuti.

**COMPOST**

Terriccio fertile ottenuto con il compostaggio, un processo naturale di biodegradazione di rifiuti organici, rami, foglie, erba e vegetali in genere.

**CONSERVAZIONE**

Il modo di utilizzare le risorse naturali (aria, acqua, suolo, minerali, diverse specie di piante e di animali, i beni materiali e culturali) con lo scopo di raggiungere una qualità di vita sempre migliore per l'umanità.

**CONSUMO INTRNO LORDO DI ENERGIA ELETTRICA (C.I.L.)**

È pari alla produzione lorda di energia elettrica al netto della produzione da pompaggi, come definito dalla Direttiva Europea 28/2009, più il saldo scambi con l'estero.

**CONTO ENERGIA**

Nome comune assunto dal programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica.

**CORRENTE ELETTRICA**

Qualsiasi flusso ordinato di cariche elettriche.

**CRUSCOTTO DELLA SOSTENIBILITÀ**

Strumento di notevole utilità e di facile consultazione per la valutazione dell'impronta ecologica e della gestione dell'ambiente di un territorio, prodotto dall'Istituto statistico delle Comunità Europee (Eurostat).

**ECOSISTEMA**

Concetto elaborato nel 1935 da A.G. Tansley per definire l'insieme degli elementi viventi e non viventi che in uno stesso ambiente sono legati e tenuti in equilibrio da una serie di complesse relazioni di interdipendenza. E. NATURALE: dove la presenza umana non predomina rispetto a quella delle altre specie e non ha causato mutamenti. E. MODIFICATO: in cui si rileva la presenza di interventi umani che non ne hanno stravolto l'equilibrio. E. COLTIVATO e E. COSTRUITO: fortemente caratterizzati dalla presenza umana. E. DEGRADATO: sistema decaduto dalla condizione di equilibrio ecologico.

**EEA**

Sigla della European Energy Association.

**EFFETTO SERRA**

Aumento della temperatura dovuto al fatto che i raggi del sole vengono maggiormente riflessi sulla Terra in conseguenza dell'aumento progressivo della presenza di anidride carbonica nell'atmosfera.

## **EFFICIENZA**

Numero adimensionale con un valore compreso tra 0 e 1 oppure espresso in percentuale quando moltiplicato per 100. L'efficienza energetica di un processo è definita come  $W/E$  dove  $W$  è la quantità di lavoro utile eseguito dal processo (in joule),  $E$  è la quantità di energia (ancora in joule) assorbita dal processo.

## **ELETTROLISI DELL'ACQUA**

Processo elettrolitico nel quale il passaggio di corrente elettrica causa la decomposizione dell'acqua in ossigeno ed idrogeno gassosi.

## **EMEC**

European Marine Equipment Council, che rappresenta l'industria europea delle attrezzature marine, composta da 13 associazioni di categoria europee provenienti da Croazia, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania (due), Italia, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Svezia, Turchia e Regno Unito.

## **ENEA**

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.

## **ENERGIA**

Capacità di un corpo di compiere un lavoro, posseduta in virtù del suo stato chimico o fisico. Tipologia: chimica, cinetica, elettrica, elettromagnetica, luminosa, meccanica, muscolare, solare, termica, radiante.

## **ENERGIA RICHIESTA DALLA RETE**

In un determinato periodo, è la produzione destinata al consumo meno l'energia elettrica esportata più l'energia elettrica importata. L'energia elettrica richiesta è pari anche alla somma dei consumi di energia presso gli utilizzatori finali e delle perdite di trasmissione e distribuzione della rete.

## **ENERGIE ALTERNATIVE** (anche singolare: energia alternativa).

Modo di ottenere energia elettrica fundamentalmente differente da quella ottenuta con l'utilizzo dei combustibili fossili, che costituiscono fonti cosiddette "non rinnovabili". Spesso tale classe di fonti energetiche viene confusa o assimilata a quella delle fonti di energia rinnovabile (che in inglese sono sinonimi) o anche a quella delle fonti energetiche in grado di permettere uno sviluppo sostenibile. In realtà le fonti di energia alternativa comprendono una classe più ampia di forme di produzione di energia comprendendo "qualunque" modo di produzione di energia che non avvenga mediante l'utilizzo di combustibili fossili. Una differenza sostanziale ad esempio è la presenza fra le fonti alternative dell'energia nucleare, che non viene compresa nelle altre due classi. Alcune fonti energetiche alternative sono rappresentate da: energia nucleare (fissione e fusione); energia idroelettrica; energia geotermica; energia ricavata da biogas (anche biodiesel); energia eolica; energia solare (sia attraverso centrali solari termiche che fotovoltaiche); energia del moto ondoso e delle maree; energia ricavata da biomasse (ottenuta con processi di trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici). Le energie alternative divengono d'importanza sempre maggiore anche a seguito delle esigenze socio-ambientali.

## **ENERGIE RINNOVABILI** (o anche fonti di energia rinnovabile)

Tecnicamente vengono definite tali quelle fonti di energia non esauribili nella scala dei tempi umani o comunque così percepite dall'uomo o dalla società. Non esiste una definizione univoca dell'insieme delle fonti rinnovabili, esistendo in diversi ambiti diverse opinioni sull'inclusione o meno di una o più fonti nel gruppo. Secondo la normativa di riferimento italiana (D.L. 16 marzo 1999, n.79, vengono considerate rinnovabili: il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici. Rientrerebbero in questo campo dunque: energia idroelettrica, energia del moto ondoso, energia mareomotrice, energia geotermica, energia solare (termica e fotovoltaica), energia eolica, energia da biomasse, biogas, oli vegetali, biodiesel, combustibile derivato dai rifiuti (CDR), termovalorizzazione. Non viene considerata rinnovabile, sebbene "non fossile", l'energia nucleare, in quanto il suo utilizzo dipende comunque da riserve limitate di materiali che non si rigenerano alla stessa velocità con cui vengono consumate e ancora, al contrario delle altre citate, pongono seri problemi di sicurezza e di smaltimento dei prodotti di scarto. A volte non viene considerata rinnovabile l'energia geotermica mentre, nell'ambito dei movimenti ambientalisti, spesso viene scartata l'energia prodotta dai rifiuti. Un'altra classificazione che spesso viene fatta è quella tra fonti rinnovabili "classiche" (idroelettrico e geotermia) e fonti rinnovabili "nuove" (anche dette "NER") tra cui vengono generalmente incluse l'energia solare, eolica e da biomassa.

## **ENTROPIA**

Da en(dentro) e tropé(rivolgimento); grandezza fisica che misura il grado di disordine di una struttura organizzata. Tendenza alla disgregazione e al caos definita dalle leggi della termodinamica.

**ESTIF**

Abbreviazione di European Solar Thermal Industry Federation.

**EUFOTICA**

Zona di un dato ecosistema acquatico in cui si ha un livello ottimale di luce solare in entrata, sufficiente a permettere la fotosintesi da parte delle piante e dei batteri fotosintetici.

**EU-OEA**

European Ocean Energy Association.

**EURATOM**

European Atomic Energy Community ([www.euratom.org](http://www.euratom.org)).

**EWEA**

European Wind Energy Association.

**FAO**

Food and Agriculture Organization.

**FER**

Fonti energia rinnovabile.

**FLUSSO ENERGETICO**

Quantità di energia che attraversa, nell'unità di tempo, una superficie unitaria (per es. 1 mq) perpendicolarmente alla sua direzione di propagazione.

**FOTOSFERA**

Superficie visibile del Sole, da cui proviene la luce che vediamo. Corrisponde ad una zona di circa 300 Km di spessore ed è sede di alcune manifestazioni più evidenti dell'attività solare.

**FV**

Fotovoltaico.

**GWEC**

Global Wind Energy Council.

**GSE**

Gestore Servizi Elettrici.

**GAS SERRA**

Gas che sono la causa del fenomeno noto come effetto serra. I principali sono: vapore acqueo (H<sub>2</sub>O), biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), ossido di diazoto (N<sub>2</sub>O), ozono (O<sub>3</sub>), clorofluorocarburi (CFC), esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). Alcuni di questi sono oggetto del trattato di Kyoto, stipulato con lo scopo di limitarne la diffusione.

**GESTIONE DEI RIFIUTI**

La raccolta, il trasporto, il recupero e lo smaltimento dei rifiuti, compreso il controllo di queste operazioni, nonché il controllo delle discariche e degli impianti di smaltimento dopo la chiusura (D.Lgs. n. 22/1977 aggiornato Ottobre 2001).

**I.E.A.**

Abbreviazione di International Energy Agency: istituto internazionale deputato a definire un più sicuro utilizzo dell'energia a livello mondiale, autore di un interessante studio (task 26) sul funzionamento dei sistemi solari combinati (produzione acqua calda sanitaria e riscaldamento).

**IDROCARBURO**

Composto chimico organico formato da idrogeno e carbonio. In natura gli I. si trovano in miscele allo stato solido (asfalto e bitumi), liquido (petrolio) e gassoso (metano, ma anche etano, propano, butano).

**IMPATTO AMBIENTALE**

Scontro con l'ambiente. Nel caso di un'attività o di presenza umana in una data zona, ci si riferisce all'effetto inquinante che ne può derivare. Studiare l'impatto ambientale di una data attività umana significa valutarne tutte le possibili e più varie conseguenze a livello ambientale.

**INDICATORE AMBIENTALE**

Un dato o un valore derivato da dati ambientali, che fornisce informazioni su un fenomeno con un significato che si estende oltre quello direttamente associato al valore stesso. Si hanno indicatori diversi. I. di pressione: descrive le pressioni sull'ambiente causate dalle attività umane. I. di stato: descrive la qualità ambientale e gli aspetti quali-quantitativi delle risorse naturali. I. risposta: misura le risposte della società rispetto ai problemi ambientali.

**INVERTER**

Dispositivo elettronico per la conversione della corrente continua in corrente alternata.

## **INVESTIMENTO ENERGETICO**

L'acquisto di un sistema ad energia solare (o ad altre fonti di produzione di energia rinnovabile) che si ammortizza nel tempo.

## **IRRAGGIAMENTO**

Forma di scambio termico che avviene indipendentemente dalla materia (in ciò differenziandosi dalle altre forme, la conduzione e la convezione). Irraggiamento solare è per esempio la forma di trasporto dell'energia solare dal sole alla superficie terrestre attraverso l'atmosfera.

## **IRREVERSIBILE**

Si dice di ogni processo o reazione che abbia una sola direzione di svolgimento e per cui non si possano ottenere nuovamente le esatte condizioni iniziali. Tutti i processi biologici reali sono processi irreversibili anche se teoricamente le reazioni che li compongono potrebbero esserlo.

## **ISOLAMENTO**

Sistema per ridurre la dispersione di calore di un impianto.

## **JOULE**

Unità di misura dell'energia. Un megajoule (1 MJ=1.000.000 J)  $\cong$  239 kcal.

## **KCAL**

Abbreviazione di chilocaloria (ovvero 1.000 calorie), unità di misura del calore, equivalente al calore necessario ad innalzare di un grado un litro d'acqua.

## **LETTO FREDDO**

Per l'agricoltura utilizza l'acqua fredda nei tubi sotto la superficie del suolo per abbassare la temperatura delle radici delle piante. Ciò consente la produzione di colture della zona temperata (come ad esempio alcune verdure a foglie, frutta e legumi) nei tropici, che riduce i costi di trasporto per i consumatori tropicali. Gli impianti OTEC a questo scopo possono produrre abbondanti scorte di acqua dolce che può essere utilizzata per l'irrigazione delle colture, che è spesso gravemente limitata nelle regioni tropicali.

## **LIMPET**

Land-Installed Marine-Powered Energy Transformer, progetto di sistema per lo sfruttamento dell'energia marina, in funzione in Scozia.

## **LIQUIDO TERMOCONVETTORE**

Fluido con proprietà di trasmissione del calore

## **MASSA**

Quantità di materia che costituisce un oggetto; misura anche la sua inerzia al moto, ovvero l'opposizione dell'oggetto a cambiare velocità. Secondo la relazione di Einstein ( $E=mc^2$ ) la massa equivale ad energia; quando scompare massa si crea energia e viceversa.

## **MATERIA**

Sostanza di cui sono fatti gli oggetti sensibili, dotata di consistenza, peso ed inerzia, estesa nello spazio, può assumere una forma. È costituita da atomi e molecole di elementi o di composti.

## **MATERIE PRIME**

Sono considerate materie prime tutti quei materiali che sono alla base della fabbricazione e produzione di altri beni tramite l'utilizzo di opportune lavorazioni e processi industriali che permettono di ottenere il prodotto finale desiderato. Costituiscono in pratica il grezzo originario. La materia seconda deriva dal materiale recuperato dopo il suo precedente utilizzo e, essendo convenientemente riutilizzabile, permette in alcuni casi di risparmiare materia prima.

## **METABOLISMO**

Complesso di trasformazioni chimiche e fenomeni energetici concomitanti che avvengono in un organismo o in una cellula in modo da assicurare la conservazione e il rinnovamento della materia vivente che li costituisce.

## **MONOCRISTALLINO (Silicio M.)**

Tipologia di materiale per la realizzazione di moduli fotovoltaici ad elevata stabilità ed efficienza.

## **MST**

Tipo di turbina appositamente sviluppata per il sistema SSG.

## **NELHA**

Natural Energy Laboratory of Hawaii.

## **NREL**

National Renewable Energy Laboratory.

## **OC-OTEC**

Impianto OTEC a ciclo aperto (*Open Cycle*).

**ORE DI UTILIZZAZIONE**

Tempo pari al rapporto tra l'energia prodotta e la potenza efficiente (kWh/kW).

**OWC**

Principio della colonna d'acqua oscillante, tecnica utilizzata per trasformare l'energia del mare in elettrica.

**POLICRISTALLINO (Silicio P.)**

Tipologia di materiale per la realizzazione di moduli fotovoltaici con elevata efficienza.

**POTENZA**

Lavoro compiuto da una forza o da un sistema di forze nell'unità di tempo.

**POTENZA ELETTRICA**

Definita come il lavoro svolto da una carica elettrica in un campo elettrico nell'unità di tempo.

**POTENZA EFFICIENTE**

Massima potenza elettrica che può essere prodotta con continuità durante un intervallo di tempo sufficientemente lungo; supponendo tutte le parti dell'impianto di produzione in funzione e in condizioni ottimali di portata e di salto, nel caso degli impianti idroelettrici; di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento, nel caso degli impianti termoelettrici. La P.E. è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto, netta se depurata della potenza assorbita dai macchinari ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto stesso e di quella perduta nei trasformatori necessari per elevare la tensione.

**POTERE CALORICO**

Energia che un combustibile libera durante il processo di combustione. Si parla di potere calorifico superiore (PCS) se si considera tutta l'energia prodotta dal combustibile, di potere calorifico inferiore (PCI) se invece non si considera quella frazione di energia, prodotta dalla combustione, impiegata per l'evaporazione dell'acqua presente nel combustibile.

**PRODUZIONE FER**

Produzione lorda totale di energia elettrica da fonte rinnovabile.

**PROTOCOLLO DI KYOTO**

Accordo internazionale sull'ambiente. È stato firmato nella città giapponese l'11 dicembre 1997 da oltre 160 paesi durante la Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) ed il riscaldamento globale. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. L'accordo prevede, per i paesi industrializzati, una riduzione delle emissioni inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra) del 5,2% rispetto a quelle del 1990 (considerato come anno base), nell'arco temporale 2008-2012. È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

**PUFFER**

Serbatoio d'accumulo con diversi serpentine a cui possono essere collegati ad esempio la caldaia, un impianto solare, un termocamino, ecc.

**PULVISCOLO ATMOSFERICO**

Minutissimi frammenti di natura vegetale e animale, residui della vita che si svolge sul pianeta, sospesi nell'aria e veicolati dal vento. A questo pulviscolo di origine naturale si aggiunge quello prodotto dall'inquinamento conseguente ai processi di combustione nonché il pulviscolo reso radioattivo dalle attività nucleari.

**PWP**

Pelamis wave power, società che costruisce i Pelamis, impianti per la conversione dell'energia del moto ondoso.

**RASTREMAZIONE**

Tipo di collegamento idraulico che consente il bilanciamento dei diversi sistemi collegati.

**Rb**

Rifiuti solidi urbani Biodegradabili.

**RSU**

Rifiuti solidi urbani.

**RITMI BIOLOGICI**

Il succedersi regolare e periodico di alcuni fenomeni fisiologici, riscontrabile ai differenti livelli di organizzazione della materia vivente.

**SCALDABAGNI SOLARI O SCALDACQUA**

Nome comune per definire impianti solari per produzione di Acqua Calda Sanitaria.

## **SCAMBIATORE DI CALORE**

Nei sistemi solari è la superficie attraverso la quale avviene la cessione all'acqua sanitaria del calore accumulato dal fluido vettore (senza contatto nello scambio termico tra il liquido dell'impianto e l'acqua da riscaldare). Può essere a serpentino oppure ad intercapedine.

## **SCHIERA O STRINGA**

Insieme di moduli solari fotovoltaici collegati in serie.

## **SELETTIVITÀ**

Caratteristica che consente ad un collettore solare di diminuire notevolmente le sue dispersioni termiche verso l'ambiente.

## **SEMICONDUTTORI**

Materiali che hanno una resistività intermedia tra i conduttori e gli isolanti.

## **SERPENTINO**

Tipologia di scambiatore di calore non utilizzato nei sistemi a circolazione naturale per la minore efficienza rispetto all'intercapedine.

## **SILICIO**

Elemento chimico, appartenente al gruppo IVB (14 secondo la nuova denominazione IUPAC) della tavola periodica degli elementi (simbolo Si, numero atomico 14). Semi metallo tetravalente, il Silicio è meno reattivo del suo analogo chimico, il carbonio. È il secondo elemento per abbondanza nella crosta terrestre, componendone il 25,7% del peso. Si trova in argilla, feldspato, granito, quarzo e sabbia, principalmente in forma di biossido di silicio, silicati e alluminosilicati (composti contenenti silicio, ossigeno e metalli). Il silicio è il componente principale di vetro, cemento, semiconduttori, ceramica e silicone. Nella sua forma cristallina il silicio ha colore grigio e una lucidità metallica. Anche se è un elemento relativamente inerte, reagisce con gli alogeni e gli alcali diluiti, ma la maggior parte degli acidi (eccetto l'acido fluoridrico) non lo intaccano. Il silicio elementare trasmette più del 95% delle lunghezze d'onda della luce infrarossa. Il silicio idrogenato amorfo si è mostrato promettente per la produzione di celle solari e apparati elettronici a basso costo.

## **SISTEMA APERTO / CHIUSO / ISOLATO**

Si ha un S. APERTO quando un sistema fisico scambia energia e materia con l'ambiente, un S. CHIUSO quando esso non scambia materia ma può scambiare energia con l'ambiente, un S. ISOLATO quando non si ha né scambio di materia né di energia.

## **SOCIOSFERA**

Il complesso delle attività umane nell'ambiente considerato in prospettiva globale.

## **SOLAR KEYMARK (www.estif.org/solarkeymark)**

Marchio ufficiale europeo che certifica i prodotti del mercato solare secondo standard specifici, identificando i prodotti di qualità solo se costruiti in serie. Le prove effettuate sul prodotto da certificare sono eseguite in conformità con gli standard EN. Le aziende sono tenute a produrre in garanzie di qualità certificata a livello ISO9000. Agli utenti e acquirenti di prodotti nel campo del solare termico il Solar Keymark assicura il rispetto da parte del prodotto dei requisiti stabiliti dalla normativa europea. Per il cliente si traduce in: affidabilità e qualità del prodotto, prestazioni misurate con metodi affidabili e riconosciuti e conformità ai requisiti necessari per ricevere sussidi pubblici.

## **SPF**

Solartechnik Prüfung Forschung, istituto svizzero di test specializzato nel solare.

## **SPONGE RUBBER BALL**

Sistema di pulizia utilizzato negli impianti OTEC, consiste in una spugna di gomma a forma di palla che viene utilizzata per la rimozione del *biofouling* dai tubi degli scambiatori di calore, in particolare dai tubi di raffreddamento dei condensatori. A tal fine è utilizzato un gran numero di palle, da 20 fino a diverse migliaia, a seconda della particolare applicazione da eseguire.

## **SSG**

Sigla per *Seawave Slot-cone Generator*, sistema per sfruttare l'energia del mare integrato nei frangiflutti.

## **SVILUPPO SOSTENIBILE**

Concetto introdotto ufficialmente nel 1987 dalla Commissione Mondiale sull'Ambiente e lo Sviluppo (WCED), conosciuta come Commissione Brundtland. Sebbene esistano molte definizioni di S.S. quelle più note e riconosciute ufficialmente a livello internazionale sono due. 1) Lo sviluppo che soddisfa i bisogni delle persone esistenti senza compromettere la capacità delle future generazioni di soddisfare i loro bisogni (Conferenza di Rio). 2) Il soddisfacimento della qualità della vita mantenendosi entro i limiti

della capacità di carico (*carrying capacity*) degli ecosistemi che ci sostengono (Programma Ambiente dell'Onu (Unep), World Conservation Union (IUCN) e Fondo Mondiale per la Natura (WWF), 1991).

**TEP**

Tonnellata Equivalente di Petrolio. Unità di misura convenzionale che consente di esprimere in una unità di misura comune le varie fonti energetiche, tenendo conto del loro diverso potere calorifico.

**TURBINA**

Turbomacchina motrice idonea a raccogliere l'energia cinetica e l'entalpia di un fluido e a trasformarla in energia meccanica.

**TRIGENERAZIONE**

Particolare sistema di cogenerazione che, oltre a produrre energia elettrica, consente di utilizzare l'energia termica recuperata dalla trasformazione anche per produrre energia frigorifera, ovvero acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali.

**UNFCCC**

Abbreviazione inglese di Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici.

**UTENZA**

Uso, disponibilità di un servizio, pubblico o privato, es. l'U. telefonica; anche il complesso di tutti gli utenti di un servizio, di un bene, es. l'U. televisiva.

**WATT**

Unità di misura della potenza (elettrica, termica, ecc.).

**WATT-ORA**

Unità di misura dell'energia (elettrica, termica, ecc.).

**WATT-PICCO**

Unità di misura di riferimento definita per i moduli solari fotovoltaici. È la potenza prodotta da un modulo in condizioni standard (irraggiamento = 1000 W/mq; temperatura ambiente = 25°C; AM = 1,5).

## Unità di Misura Utilizzate

### Per la Potenza

Watt (simbolo W), unità di misura nel sistema SI

Multipli: 1 kW = 1000 W, 1 MW = 1000 kW, 1GW = 1000 MW

1 kcal/h = 1.163 W

1 kW = 860 kcal/h

### Per l'Energia

Joule (simbolo J), unità di misura nel sistema SI

1 kWh = 860 kcal

1 kcal = 4,2 kJ

Wattora (simbolo Wh); 1Wh = 3600 J (con i multipli kWh, MWh, GWh)

### Equivalenze energetiche

1 TEP (tonnellata equivalente di petrolio) =  $10^7$  kcal = 42 GJ

1 kg di gasolio = 10.000 kcal = 42 MJ = 11.63 kWh

Nella tabella seguente sono riportate le equivalenze energetiche delle più comuni fonti energetiche (per una tonnellata di prodotto, tranne diversa indicazione)

Fonte	Tep
Gasolio	1.08
Olio Combustibile	0.98
GPL	1.10
Benzene	1.20
Carbon fossile	0.74
Antracite	0.70
Carbone di legna	0.75
Legna da ardere	0.45
Lignite	0.25
Gas naturale (1000 Nm <sup>3</sup> )	0.82

## Elenco dei siti visitati

(da cui sono stati attinti dati e informazioni)

<http://caropetrolio.blogspot.com/2007/11/otec-un-nuovo-metodo-per-ottenere.html>  
<http://crear.bluefactor.it/index.php>  
[http://ec.europa.eu/environment/etap/inaction/showcases/unitedkingdom/314\\_it.html](http://ec.europa.eu/environment/etap/inaction/showcases/unitedkingdom/314_it.html)  
<http://europa.eu>  
[http://it.wikipedia.org/wiki/Energie\\_rinnovabili](http://it.wikipedia.org/wiki/Energie_rinnovabili)  
<http://mtg.tnw.utwente.nl/teaching/assign/blue/>  
<http://qualenergia.it/view.php?id=1003&contenuto=Articolo>  
<http://waveenergy.no/>  
<http://www.ambiente.parma.it/page.asp?IDCategoria=2400&IDSezione=16150>  
[http://www.bcp-energia.it/fonti\\_energia\\_rinnovabili/energia\\_maree\\_e\\_moto\\_ondoso.php](http://www.bcp-energia.it/fonti_energia_rinnovabili/energia_maree_e_moto_ondoso.php)  
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023765&contentId=7044472>  
[http://www.contoenergia.it/interna.asp?pag=contributi\\_pubblici](http://www.contoenergia.it/interna.asp?pag=contributi_pubblici)  
<http://www.ecoage.it/costi-energia-rinnovabile.htm>  
[http://www.emec.org.uk/Power\\_From\\_The\\_Seas.asp](http://www.emec.org.uk/Power_From_The_Seas.asp)  
<http://www.enea.it>  
<http://www.enel.it>  
<http://www.energia-ecologia.net>  
<http://www.energiealternative.org>  
<http://www.energiealternative.org>  
<http://www.energie-rinnovabili.net>  
<http://www.energoclub.it>  
<http://www.enerpoint.it/operatori/fotovoltaico-mondo.php>  
<http://www.entropy.it/node/29>  
<http://www.eu-oea.com>  
[http://www.geothermal-energy.org/314,what\\_is\\_geothermal\\_energy.html](http://www.geothermal-energy.org/314,what_is_geothermal_energy.html)  
<http://www.greencrossitalia.org>  
<http://www.gse.it>  
<http://www.impantieolici.com/parchi-eolici.html>  
<http://www.kyotoclub.org>  
<http://www.lifegate.it>  
[http://www.marineturbines.com/21/technology/24/technical\\_advantages/](http://www.marineturbines.com/21/technology/24/technical_advantages/)  
<http://www.minambiente.it>  
<http://www.oceanpowertechnologies.com/about.htm>  
[http://www.otecnews.org/articles/vega/01\\_background.html](http://www.otecnews.org/articles/vega/01_background.html)  
<http://www.rinnovabili.it>  
<http://www.stampolampo.it/dblog/articolo.asp?articolo=58>  
<http://www.statkraft.com>  
<http://www.waveberg.com/wavenergy/bod02.htm>  
[http://www.wavedragon.net/index.php?option=com\\_content&task=view&id=7&Itemid=7](http://www.wavedragon.net/index.php?option=com_content&task=view&id=7&Itemid=7)



**Coordinamento editoriale e impaginazione**

Centro Editoriale Nazionale | INGV

**Progetto grafico e redazionale**

Laboratorio Grafica e Immagini | INGV Roma

© 2010 INGV Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia

Via di Vigna Murata, 605

00143 Roma

Tel. +39 06518601 Fax +39 065041181

**<http://www.ingv.it>**



**Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia**