



ENEA

AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

Ricerca
e innovazione
per un futuro
low-carbon

Le Fonti
Rinnovabili 2010



Scheda tecnologica:

GEOTERMIA

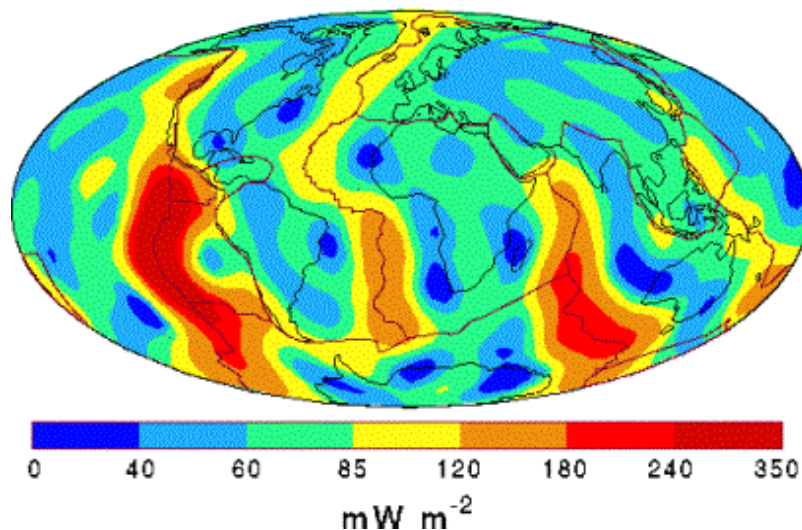
Descrizione e stato dell'arte

L'energia geotermica è il calore contenuto all'interno della Terra. Attualmente tale energia viene utilizzata sia per la generazione elettrica che direttamente come energia termica in vari processi industriali ed agro-alimentari, nonché per scopi civili. Il calore terrestre deriva dal calore residuo di formazione del pianeta e viene continuamente alimentato dalle reazioni di decadimento radioattivo di alcuni isotopi (uranio, torio, potassio ecc.) presenti in profondità nelle rocce. Il calore geotermico viene costantemente **trasferito dall'interno della Terra verso la superficie e la sua trasmissione avviene** per conduzione, ossia senza trasporto di materia, e per convezione (e/o advezione), cioè trasportato da un fluido costituito da acqua (in fase liquida o sotto forma di vapore) e gas.

L'energia termica all'interno della Terra è molto elevata – è possibile stimarla in $12,6 \times 10^{24}$ MJ, di cui $5,4 \times 10^{21}$ MJ contenuti nella sola crosta terrestre (Armstead, 1983) –, può essere considerata pressoché inesauribile, costante nel tempo e priva delle fluttuazioni alle condizioni climatiche e meteorologiche. Nonostante ciò, solo una piccola porzione di essa è raggiungibile ed utilizzabile in maniera economicamente vantaggiosa con le tecnologie oggi disponibili. **La possibilità di utilizzare l'energia geotermica è infatti strettamente connessa alla profondità cui tale energia si trova.**

La temperatura del pianeta aumenta con la profondità (gradiente geotermico) mediamente di circa $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ogni 100 metri, ma la distribuzione di energia termica e il flusso di calore, a parità di profondità, sono molto variabili e dipendono dalle condizioni geodinamiche e geologico-strutturali (figura 1): si passa da enormi potenziali geotermici in zone tettonicamente attive (quali ad es. zone vulcaniche, margini di placca, aree in rapido sollevamento e/o erosione) in cui il gradiente geotermico può essere oltre 20 volte maggiore di quello medio, a zone "fredde" tettonicamente poco o per niente attive (per esempio le aree cratoniche). Poiché il vettore che permette lo scambio termico **con la massima efficacia è l'acqua, l'energia termica estraibile dipende non solo dalla presenza di anomalie termiche a profondità modeste, ma anche dalla permeabilità e dalla porosità delle rocce, nonché dal loro grado di saturazione in fluido.**

Figura 1 – Andamento del flusso di calore geotermico



Le risorse geotermiche possono quindi essere classificate in convenzionali e non convenzionali. Quando si parla di sistemi geotermici convenzionali si intendono abitualmente i sistemi idrotermali, ai quali può essere imputata una percentuale prossima al 100% della produzione di energia elettrica da fonte geotermica nel mondo.

Un sistema idrotermale è costituito dai seguenti elementi fondamentali: una sorgente di calore (intrusioni magmatiche superficiali, assottigliamento crustale ecc.); una roccia serbatoio porosa e permeabile, il cosiddetto serbatoio geotermico nel quale circolano quantità significative di fluido geotermico; una ricarica di acqua che garantisca una adeguata alimentazione; ed una "copertura" rappresentata da rocce impermeabili sovrapposte al serbatoio, che impediscano la dispersione dei fluidi e del calore. L'energia termica presente nel sottosuolo viene resa disponibile in superficie tramite l'estrazione dei fluidi (acqua o vapore con piccole percentuali di gas non condensabili) naturalmente presenti nelle rocce "serbatoio". Proprio grazie al loro assetto naturale e alla profondità a cui sono localizzati, i sistemi idrotermali sono caratterizzati dalla massima efficienza energetica.

Si ha a che fare con sistemi geotermici non convenzionali quando, nonostante la presenza di una anomalia termica importante, la permeabilità delle rocce serbatoio e/o la quantità di fluido ivi localizzato risultano troppo scarsi o assenti. In questi casi si cerca di modificare artificialmente questi parametri al fine di rendere il sistema geotermico economicamente utilizzabile (Enhanced Geothermal Systems - EGS) provocando un aumento della porosità efficace della roccia serbatoio attraverso fratturazione indotta e/o iniettando fluido dall'esterno. Nell'ultimo decennio si è verificato un forte impulso alla ricerca e alla sperimentazione in campo EGS, in quanto gran parte della comunità scientifica internazionale ritiene che il futuro della geotermia passi dalla coltivazione di questo tipo risorse geotermiche. Un altro modo di produrre energia geotermica da sistemi non convenzionali è quello che prevede di utilizzare fluidi supercritici (caratterizzati da temperature e pressioni superiori a quelle del punto critico caratteristico del particolare fluido). Un fluido supercritico, a parità di portata, può generare una quantità di energia fino a 10 volte maggiore rispetto a quella producibile con fluidi geotermici idrotermali. Un progetto sperimentale volto all'estrazione di fluidi supercritici è stato

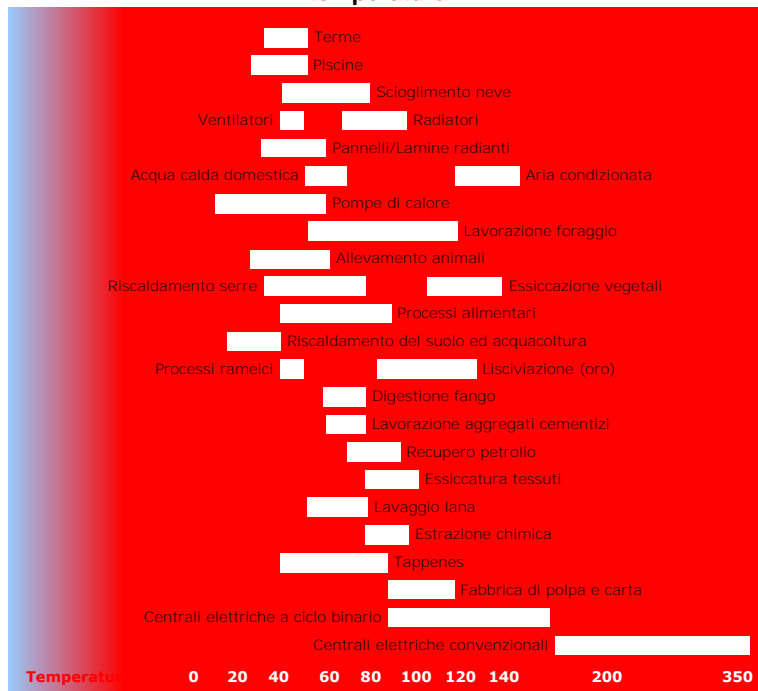
avviato in Islanda (Iceland Deep Drilling Project).

Ogni potenziale impiego della risorsa geotermica dipende dalla temperatura del fluido geotermico estratto e (figura 2) necessita di specifiche tecnologie di utilizzo per ciascuna applicazione.

I sistemi geotermici si possono distinguere in sistemi ad alta entalpia (con temperature > 150 °C) e sistemi a bassa entalpia (con temperature < 150 °C) (Haenel, Rybach e Stegena, 1988, Nicholson, 1993).

La produzione di energia elettrica è attualmente la forma di utilizzazione più importante delle risorse geotermiche ad alta entalpia con una potenza

Figura 2 - Possibili usi dei fluidi geotermici in funzione della temperatura



Fonte: Dickson e Fanelli, 2003

installata a livello mondiale di 10 GWe nel 2008, che dovrebbe raggiungere gli 11 GWe entro il 2010 (Lund, et al., 2005, 2008; Bertani, 2007; Rybach, 2009).

Le risorse a bassa entalpia si prestano invece ad essere sfruttate per molteplici usi non elettrici, tra cui le pompe di calore, la balneologia, il riscaldamento di ambienti, le serre, **l'acquacoltura e gli impieghi industriali (Lund et al., 2005).**

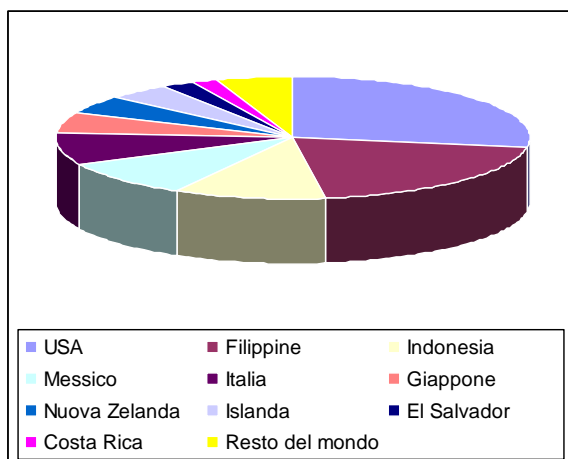
Lo sviluppo di nuove tecnologie (impianti a ciclo binario) consente di sfruttare anche fluidi a temperature relativamente basse (90-170 °C) per la produzione di energia elettrica. **Attualmente, sono oltre 70 i Paesi che impiegano l'energia geotermica per la produzione di energia elettrica o direttamente in forma di calore (Lund, et al., 2005, 2008; Bertani, 2005, 2007)** Nel 2008 la potenza installata nel mondo è stata calcolata essere intorno a 31 GWth (Rybach 2009), valore destinato ad aumentare notevolmente come conseguenza dei progressi effettuati nelle tecnologie di sfruttamento e delle dinamiche socio-economiche globali che puntano al rilancio delle rinnovabili come alternative sostenibili ed eco-efficienti ai combustibili fossili e al nucleare.

La produzione elettrica

Il primo tentativo di produrre energia elettrica utilizzando un fluido geotermico (vapore surriscaldato) fu condotto a Larderello nel 1904. Tale esperienza venne a breve seguita da installazioni in altri Paesi quali Giappone e Stati Uniti. Prima della 2^a Guerra Mondiale il nostro Paese era leader mondiale per la produzione di energia geotermica (durante la guerra, nel 1942, furono superati i 120 MWe di potenza installata). Dal dopoguerra **ad oggi lo sfruttamento dell'energia geotermica ha avuto un forte impulso a scala globale, aumentando in maniera esponenziale la potenza installata.** Tale incremento è stato favorito dal progressivo miglioramento delle tecnologie necessarie per la prospezione, la perforazione e la produzione da fonte geotermica, da congiunture economiche favorevoli (la crisi petrolifera degli anni 70, i costi sempre maggiori dei combustibili fossili) e dalla necessità di ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera. La potenza installata nel mondo ha raggiunto i 9.732 MW nel 2008, con USA (2.687 MW) e Filippine (1969,7 MW) in testa. **L'Italia si colloca al quinto posto con 810,5 MW di potenza geotermica installata (tabella 1).**

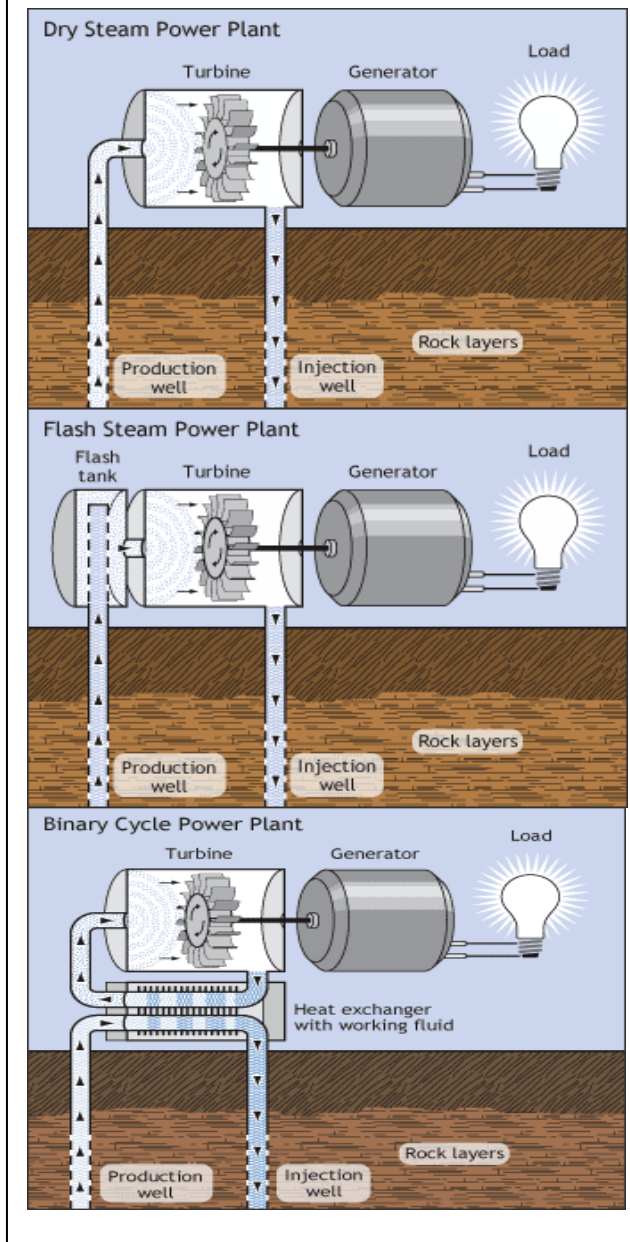
Tabella 1 – Potenza geotermoelettrica installata per Paese

Paese	Potenza (MW)	%
USA	2687	27,6
Filippine	1969,7	20,2
Indonesia	992	10,2
Messico	953	9,8
Italia	810,5	8,3
Giappone	535,2	5,5
Nuova Zelanda	471,6	4,8
Islanda	421,2	4,3
El Salvador	204,2	2,1
Costa Rica	162,5	1,7
Resto del mondo	525	5,4
Totale primi 10	9207	94,6
Totale	9732	100



Fonte: Bertani, 2008

Figura 3 – Schemi semplificati degli impianti per la generazione elettrica da fonte geotermica, da sinistra a destra, dall'alto in basso: impianto a vapor secco (campi a vapore saturo secco o surriscaldato), impianto a separazione di vapore (campi ad acqua dominante pressurizzata ad alta temperatura) e impianto binario (campi ad acqua dominante pressurizzata a temperatura medio-bassa)



A seconda delle caratteristiche del fluido geotermico estratto dal sottosuolo esistono due principali tipologie di impianto di produzione elettrica (figura 3): quando il fluido geotermico a bocca pozzo si presenta allo stato di vapore surriscaldato o di vapore saturo, è possibile utilizzarlo direttamente come fluido di lavoro nei cosiddetti impianti geotermoelettrici tradizionali (a vapor secco o a separazione di vapore), altrimenti il calore contenuto nel fluido può essere ceduto, tramite uno scambiatore, e utilizzato per vaporizzare un fluido secondario, che agisce come fluido di lavoro (impianti a ciclo binario).

Impianti tradizionali. La presenza in Italia di serbatoi geotermici ad alta entalpia ha finora concentrato la produzione di energia elettrica su impianti a vapor secco o a separazione di vapore, in cui il fluido geotermico estratto dal sottosuolo viene utilizzato, direttamente (impianti a vapor secco) o dopo la separazione della fase liquida (impianti a separazione di vapore, singolo o doppio flash), come fluido di lavoro da far espandere in turbina. L'energia meccanica così prodotta viene convertita, tramite un generatore, in energia elettrica. Il rendimento termodinamico degli impianti geotermoelettrici tradizionali varia tra il 18% e il 25%. Ad oggi in Italia sono operative 31 centrali (32 gruppi) geotermiche per un totale di 810,5 MWe di potenza installata per una produzione di 5500 GWh.

Tutti gli impianti si trovano in Toscana, nelle aree di Larderello, Travale-Radicondoli e Monte Amiata. Per garantire la sostenibilità della risorsa geotermica, a valle del ciclo produttivo, una percentuale compresa tra il 20 e il 50% del fluido geotermico viene condensata e reimpressa nel sottosuolo con appositi pozzi detti di reiniezione, evitando così impatti sui corpi idrici superficiali. Poiché gli impianti tradizionali prevedono emissioni in atmosfera di percentuali importanti di fluido geotermico estratto sono state sviluppate innovative soluzioni impiantistiche finalizzate a mitigare gli impatti ambientali locali: l'impianto AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato), brevettato da Enel, risulta essere attualmente installato su 24 centrali e sarà a breve trasferito su tutto il parco esistente.

Gli impianti AMIS sono in grado abbattere l'84,4% dell'Idrogeno Solforato e il 50% del Mercurio contenuti nel fluido geotermico – rispettivamente il 98,6% e il 93,7% se viene considerato il solo flusso in uscita dalla linea degli incondensabili – (ARPAT 2009) agendo in maniera significativa sul fronte delle emissioni di odori molesti e sulla qualità dell'aria. Oltre all'AMIS, che è ormai una tecnologia matura, è attualmente in fase di valutazione il demister di seconda generazione che dovrebbe essere in grado di abbattere in maniera estremamente efficiente (circa l'80%, ARPAT 2009) le emissioni del drift in uscita dalle torri di raffreddamento.

Impianti a ciclo binario. Per sistemi geotermici a temperature moderate, la tecnologia del ciclo binario è la più idonea. Come anticipato in precedenza, gli impianti binari utilizzano il calore estratto dal fluido geotermico per riscaldare (attraverso uno scambiatore) un fluido secondario, che agisce come fluido di lavoro. Successivamente tutto il fluido geotermico viene reimpresso nel sottosuolo tramite pozzi di reiniezione, evitando così emissioni in atmosfera. Per quanto riguarda il fluido secondario, solitamente vengono usati fluidi organici (come n-pentano o ammoniaca nel "Kalina Cycle"), che hanno un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore acqueo. Il fluido secondario lavora in un ciclo Rankine convenzionale (pompa – caldaia – turbina – condensatore). La presenza della condensazione a fine ciclo permette il riutilizzo dello stesso fluido in un nuovo ciclo e l'azzeramento delle emissioni liquide e gassose. Scegliendo opportunamente il fluido secondario, è possibile costruire impianti binari che sfruttino fluidi geotermici con temperature comprese tra 85 e 170 °C. Attualmente il fattore di rendimento termodinamico per gli impianti a ciclo binario si aggira intorno al 5-10%.

Oltre alle emissioni in atmosfera, altri potenziali impatti ambientali associati alla coltivazione delle risorse geotermiche sono la sismicità indotta, le frane, la contaminazione e la riduzione di volume delle falde superficiali e la modificazione del paesaggio. Anche il rumore e gli effetti sulla flora e sulla fauna devono essere annoverati tra gli impatti connessi alla coltivazione della risorsa geotermica. Con un'adeguata e attenta pianificazione dello sfruttamento della risorsa, tutti i questi impatti possono essere notevolmente ridotti o pressoché evitati, incidendo favorevolmente sull'accettabilità sociale della coltivazione geotermica.

Gli usi diretti

L'utilizzo dell'energia geotermica per usi termici risale all'antichità e le tecnologie attualmente disponibili possono essere considerate mature; tuttavia, in molti Paesi tali tecnologie sono applicate a una percentuale esigua delle risorse geotermiche potenzialmente disponibili. Vista la crescente richiesta di energia a livello mondiale, sarebbe infatti auspicabile una maggiore diffusione di queste tecnologie, considerato che l'energia geotermica, tra le energie rinnovabili, è in grado di fornire un livello di produzione costante tutto l'anno non essendo condizionata da fattori esterni.

Inoltre, il ricorso a fluidi a bassa entalpia è vantaggioso in quanto questi sono molto abbondanti, ampiamente diffusi e facilmente accessibili rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia. Il fluido geotermico può essere ottenuto non solo dalla perforazione di pozzi ma anche e soprattutto da sorgenti termali o dai cascami delle centrali geotermoelettriche. L'energia termica contenuta nel fluido viene trasferita, tramite scambiatori di calore, all'impianto nel quale il calore viene utilizzato (teleriscaldamento di abitazioni, processi industriali ed agro-alimentari ecc.), successivamente, tale fluido viene reiniettato nel sottosuolo evitando contaminazioni con le falde idriche superficiali.

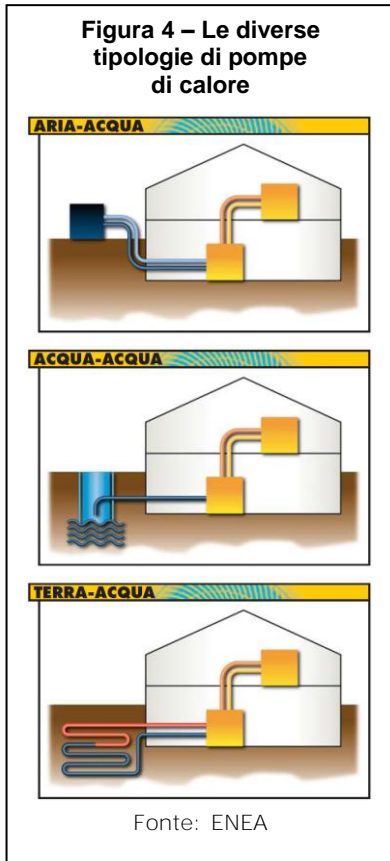
Per l'utilizzazione ottimale del calore geotermico si realizzano generalmente sistemi a cascata sfruttando, in impianti a decrescente richiesta termica, il calore residuo del fluido scaricato dall'impianto posto a monte.

Una vasta gamma di tipologie di applicazione diretta della risorsa geotermica a "bassa entalpia" si riscontrano nel settore industriale soprattutto nei processi a caldo quali evaporazione, essiccamento, distillazione, sterilizzazione, lavaggio, scongelamento ed estrazione di sostanze chimiche. Alcuni esempi sono: la pastorizzazione del latte, la disidratazione di prodotti agricoli, il recupero di sostanze chimiche e CO₂, l'essiccamento della diatomite e la produzione di borati ed acido bórico.

L'utilizzo di tipo agricolo e zootecnico fra cui il riscaldamento delle serre è un esempio di comune impiego dell'energia geotermica in agricoltura, presente in circa 30 Paesi fra i quali anche l'Italia. Sono inoltre diffuse, anche nel nostro Paese, le applicazioni relative al riscaldamento, in acquacoltura, degli allevamenti animali, dei suoli agrari e negli usi civili per lo scioglimento del ghiaccio e lo sbrinamento delle strade.

Un utilizzo singolare ma di notevole rilievo è quello relativo al riscaldamento di singoli edifici, soprattutto alberghi, molto diffuso in aree caratterizzate da importanti anomalie termiche (ad esempio nell'area dei Colli Euganei e nell'isola di Ischia).

Un altro esempio virtuoso sia sotto il profilo tecnico che economico a cui fare riferimento è la rete di teleriscaldamento di Ferrara, che si sviluppa per 30 km e alimenta una parte importante del riscaldamento cittadino (l'equivalente di 9.960 utenze).



Per il teleriscaldamento viene utilizzato un fluido geotermico a 100 °C estratto alla profondità di 1,1 km. Il sistema attualmente utilizza tre pozzi, due di produzione ed uno di reiniezione, scambiatori di calore situati nelle vicinanze dei pozzi e una condotta termicamente isolata, lunga 2 km, che trasporta l'acqua di riscaldamento a 95 °C verso la centrale in cui il sistema è integrato con il termovalorizzatore cittadino. Il contributo della geotermia nella rete raggiunge in questo modo quasi il 60% del fabbisogno di calore e permette di risparmiare 5.000 tonnellate di petrolio all'anno.

Un'applicazione delle risorse geotermiche a "bassissima entalpia" che sta conoscendo negli ultimi anni una rapida diffusione in tutta Europa, ed anche in Italia, è quella delle cosiddette pompe di calore geotermiche, utilizzate per la climatizzazione estiva ed invernale di edifici, per la produzione di acqua calda sanitaria e per la produzione di "caldo/freddo" per cicli produttivi industriali ed alimentari.

Il termine pompe di calore geotermiche (PCG) è utilizzato in maniera omnicomprensiva per indicare una varietà di sistemi che utilizzano il terreno, l'acqua sotterranea o l'acqua superficiale come scambiatori di calore.

I sistemi a pompa di calore sono costituiti da tre componenti: (i) un sistema di scambio geotermico (terreno, acqua), (ii) una pompa di calore e (iii) un sistema di riscaldamento/refrigerazione collocato all'interno di un edificio. Le PCG funzionano come un refrigeratore reversibile che rimuove calore da un luogo per depositarlo in altro luogo, ad es. dal terreno verso l'edificio in periodo invernale (modalità riscaldamento) e in direzione opposta in periodo estivo (modalità condizionamento).

L'applicazione principale è quindi la climatizzazione di edifici residenziali e commerciali, sebbene questi sistemi possano supportare anche la produzione di acqua calda sanitaria e la produzione di "caldo/freddo" per cicli produttivi industriali e alimentari.

Il principio di funzionamento dei sistemi a pompa di calore risiede nel fatto che a profondità di qualche decina di metri la temperatura del suolo diventa sostanzialmente stabile, risentendo in maniera minima delle fluttuazioni della temperatura dell'aria in superficie. Quindi, poiché i corpi idrici sotterranei e il terreno sono più caldi dell'aria esterna in inverno e più freddi dell'aria esterna in estate, lo scambio termico da parte di questi corpi con un fluido termovettore che trasferisce calore dall'ambiente da climatizzare diventa energeticamente conveniente. Infatti, sebbene le pompe di calore richiedano energia elettrica per funzionare, il bilancio energetico è complessivamente positivo.

La resa di una pompa di calore è misurata dal coefficiente di prestazione "COP", dato dal rapporto tra energia termica resa (alla sorgente di interesse) ed energia elettrica consumata, il cui valore massimo nel funzionamento annuo varia da 4 a 6.

Una terminologia diffusa che contraddistingue il tipo di sistema di scambio geotermico utilizzato in accoppiata con le pompe di calore è quello di PCG a circuito aperto ed a circuito chiuso. I circuiti aperti sono costituiti dai sistemi che sfruttano direttamente **l'acqua sotterranea o di superficie per lo scambio termico con la pompa di calore**. La maggioranza dei sistemi a circuito aperto è costituita da pozzi che prelevano acqua di **falda, mentre i sistemi che sfruttano direttamente l'acqua di superficie sono utilizzati limitatamente nelle aree in cui c'è effettiva disponibilità di prelievo** da corpi idrici superficiali (es. aree costiere, laghi, laguna). I circuiti chiusi sfruttano invece, indirettamente, il calore contenuto nel terreno o nei corpi idrici tramite uno scambio con un fluido termovettore circolante in tubi o sonde. Per questo motivo, questi sistemi vengono anche definiti con i termini di sonde geotermiche (verticali o orizzontali a seconda della disposizione).

Esiste un'altra categoria di scambiatori geotermici a circuito chiuso, definiti geostrutture (o pali energetici), costituiti da tubi contenenti un fluido termovettore integrati in piloni o pali di fondazione di edifici.

Le sonde geotermiche verticali costituiscono la tipologia più diffusa. Esse sono costituite da perforazioni verticali in cui sono inseriti dei tubi di polietilene e lo spazio tra i tubi viene riempito con materiale definito **grout**. Il **grout** è generalmente di tipo bentonitico oppure del calcestruzzo arricchito con sabbie che ne elevano la conducibilità termica. Le profondità di perforazione variano tra i 40 e 200 m (mediamente tra gli 80 e 140 m) a seconda delle locali condizioni idrogeologiche, mentre i diametri di perforazione sono compresi tra i 100 e i 200 mm. Le sonde geotermiche orizzontali consistono in una serie di tubi posizionati in trincee scavate in superficie, generalmente di 1-2 m di profondità. Esse possono avere numerose configurazioni possibili, sia per forma dei tubi scambiatori, sia per il tipo di connessione idraulica tra i diversi tubi.

Come riconosciuto dall'EPA (Environmental Protection Agency - USA), la tecnologia a pompe di calore geotermiche è, fra tutte le tecnologie disponibili per la climatizzazione, quella a più basso valore di emissioni di CO₂.

In Europa, nell'anno 2007, l'uso diretto di energia geotermica è stato di circa 160.000 TJ/anno, con una potenza termica installata pari a 14 GWth, ripartita tra le diverse applicazioni mostrate in tabella 2 (Antics et al. 2007).

Le maggiori installazioni di pompe di calore a livello europeo sono in Svezia con 3,8 GWth (con l' utilizzo di 36.000 TJ/a di energia geotermica), Islanda con 1,8 GWth (24.500 TJ/a) e Turchia con 1,4 GWth (24.000 TJ/a). **L'Italia, al quarto posto su scala europea, è caratterizzata da un potenziale installato di 0,65 GWth, (8.000 TJ/a di calore geotermico impiegato per usi diretti)**. Il ricorso agli usi diretti della geotermia nel **2007 è all'incirca raddoppiato rispetto agli anni 1999-2000** caratterizzati da una potenza installata di 0,33 GWth ed un impiego energetico di 3.800 TJ/a (Antics and Sanner, 2007).

Non essendo disponibili dati aggiornati sulle singole applicazioni dirette del calore geotermico in Italia, i valori di riferimento attuali sono quelli relativi alla fine del 2006.

Tabella 2 – Potenziale geotermico installato in Europa per diverse applicazioni a bassa entalpia

Applicazione	Potenza installata (%)
Riscaldamento e refrigerazione di ambienti	36,50
Balneologia e termalismo	35,50
Serricoltura	17,70
Acquacoltura	6,20
Impieghi industriali	0,80
Disidratazione di prodotti agricoli	0,10
Altri usi	3,20

Fonte: CEGL - Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello

Tabella 3 – Usi diretti dell'energia geotermica in Italia stimati al 31 dicembre 2006

Utilizzo	Energia termica (%)
Balneologia e termalismo	38,0
Riscaldamento individuale di spazi e teleriscaldamento	24,3
Acquacoltura	21,0
Serricoltura	16,0
Processi industriali	0,7

Fonte: CEGL - Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello

La stima percentuale di energia termica relativa agli specifici usi diretti sulla energia complessiva di 8000 TJ/a è riportata in [tabella 3](#) (UGI 2007).

L'uso delle pompe di calore geotermiche è molto diffuso in Paesi come Giappone, Germania, Svezia ed oggi questa tecnologia viene applicata sulla maggior parte delle nuove abitazioni ed anche delle ristrutturazioni.

Nei prossimi anni, anche in Italia, si prevede un incremento dell'installazione di sistemi a PCG, con effetti significativi sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e sull'aumento dell'efficienza energetica complessiva degli edifici (UGI, 2007).

Prospettive tecnologiche

Negli ultimi anni sono stati condotti vari studi volti alla valutazione delle risorse geotermiche ad oggi inutilizzate a livello nazionale, sia negli USA che in alcuni Paesi europei (Tester et al. 2006, Paschen et al. 2003). Tali studi hanno fornito un quadro estremamente interessante in quanto sono stati stimati potenziali di 100 GW e 35 GW rispettivamente negli USA e in Germania.

La maggior parte delle risorse geotermiche a cui può essere imputato tale potenziale è costituita dagli Enhanced Geothermal Systems (EGS), la cui tecnologia di sfruttamento non è ancora del tutto matura, per garantire un uso economicamente sostenibile. **L'ulteriore e necessario sviluppo della produzione elettrica e termica da fonte geotermica richiede quindi non solo un continuo miglioramento tecnologico nell'ambito dell'esplorazione e della produzione dei sistemi idrotermali, ma anche l'introduzione di nuove tecnologie o quantomeno l'ottimizzazione delle attuali in vista della loro applicazione, a livello produttivo piuttosto che dimostrativo, alle risorse geotermiche non convenzionali.**

1. **Per l'esplorazione e produzione dei sistemi idrotermali gli sforzi devono essere concentrati su tre linee:**
2. Il miglioramento della capacità predittiva delle tecnologie **d'esplorazione e di modellazione numerica** dei sistemi geotermici al fine di individuare nuove risorse non ancora utilizzate, ridurre al minimo il numero di pozzi da perforare e prevedere la sostenibilità delle risorse nel tempo.
3. Il miglioramento delle tecnologie di perforazione e di completamento dei pozzi al fine di ridurre i tempi di esecuzione, di rendere più stabile la cementazione dei **pozzi ad alte temperature e di automatizzare l'installazione delle tubazioni.**
4. **Il miglioramento dell'efficienza degli impianti geotermoelettrici per consentire l'uso di fluidi a bassa temperatura (90-130 °C) per la produzione combinata di energia elettrica e calore. Dovrà inoltre essere ulteriormente promossa l'integrazione con sistemi di generazione ibrida in combinazione con altre fonti di energia rinnovabili e tecnologie a basso utilizzo di combustibili fossili. A fronte di un auspicabile aumento delle installazioni produttive volte all'utilizzo della risorsa geotermica sarà anche fondamentale la ricerca finalizzata alla minimizzazione degli impatti connessi alla geotermia.**

Negli EGS è necessario creare o aumentare artificialmente, all'interno della roccia serbatoio, il volume entro il quale far circolare la quantità di fluido necessaria ad estrarre energia termica dalle rocce e trasportarla in superficie per produrre energia elettrica e/o calore.

Ciò richiede la perforazione di molti pozzi, all'interno dei quali vengono condotte operazioni di pompaggio a pressione di acqua ed altre sostanze chimiche (generalmente soluzioni acide) per produrre nelle rocce un reticolo di fratture, interconnesse tra loro, entro il quale possa circolare il fluido. Tale fluido, se non presente naturalmente nel sistema, verrà immesso dalla superficie all'interno dei pozzi di iniezione e successivamente pompato alla superficie mediante i pozzi di produzione.

Alcuni progetti sperimentali sono già a stati realizzati sia in USA che in Europa (Francia, Germania, Austria e Svizzera) dimostrando la loro fattibilità tecnica e la possibilità, oltre che di utilizzare l'energia termica estratta, di produrre energia elettrica tramite impianti a ciclo binario.

Tuttavia ulteriori sforzi di innovazione tecnologica sono necessari per rendere questo tipo di progetti sostenibili in termini di performance produttive nel tempo di esercizio degli impianti, di compatibilità ambientale e di competitività economica.

Per quanto riguarda gli EGS, gli aspetti che necessitano un'attenzione particolare sono indubbiamente:

1. la capacità di creare, nel sottosuolo, una fratturazione indotta che permetta un deflusso ottimale del fluido tra pozzi di produzione e di reiniezione;
2. l'introduzione, per quanto concerne la produzione elettrica da impianti binari, di fluidi secondari con caratteristiche termodinamiche tali da riuscire ad ottimizzare la produzione di energia elettrica anche in presenza di fluidi geotermici a temperature medio-basse.

Si ritiene che, con l'introduzione di nuove tecnologie e l'ottimizzazione di quelle esistenti, in una prospettiva di medio lungo periodo (10-15 anni), l'utilizzo energetico dei sistemi non convenzionali possa svilupparsi e diventare sostenibile anche dal punto di vista economico. Tuttavia ciò potrà essere ottenuto solo mediante una rafforzata cooperazione internazionale volta a consentire ed incrementare lo sviluppo, l'accesso, la diffusione e la commercializzazione di nuove tecnologie in grado di abbassare i costi unitari di produzione dell'energia, affiancando alla generazione elettrica anche sistemi per il recupero di calore da utilizzare in altri processi industriali e, laddove possibile, utilizzare il calore residuo per reti di teleriscaldamento o in sistemi co-alimentati con altre risorse rinnovabili.

Di vitale importanza sarà infine la promozione di percorsi di formazione specializzata finalizzati alla preparazione delle risorse umane necessarie a guidare lo sviluppo ed all'applicazione di metodologie non convenzionali per l'esplorazione, per lo sviluppo e per lo sfruttamento della risorsa geotermica che non sono ancora economicamente fruibili utilizzando le metodologie attualmente disponibili

Per quanto riguarda gli impianti geotermici a pompa di calore, nonostante si abbia già a che fare con tecnologie mature ed efficienti, le prospettive future si concentrano sulla possibilità di ottenere ulteriori incrementi dell'efficienza (COP ed EER più elevati) delle PCG e sul miglioramento delle prestazioni dello scambiatore a terra, tramite l'introduzione di nuovi materiali e/o di geometrie che massimizzino lo scambio termico tra sonda verticale e terreno.

Oltre agli aspetti precedentemente citati, la prospettiva forse più importante per un ulteriore incremento dello sviluppo dei sistemi a PCG è legata anche ad un affinamento della conoscenza del contesto geologico ed idrogeologico in cui si situano tali sistemi. Questo punto è essenziale per uno sfruttamento ottimale in termini energetici e per una tutela assoluta delle risorse idriche sotterranee.

I maggiori rischi connessi sono infatti imputabili a: (i) il rischio che nel corso della perforazione per l'installazione di sonde verticali o pozzi d'acqua si creino le interconnessioni tra falde acquifere diverse, (ii) le variazioni incontrollate di temperatura negli acquiferi, (iii) l'inquinamento delle falde sotterranee da parte di sostanze impiegate nel processo di scambio termico. Le prospettive di uno sviluppo sostenibile dei sistemi a PCG sono pertanto legate ad una integrazione ottimale di competenze di progettazione geologica ed ingegneristica.

In generale, per gli impianti e i processi basati volti all'uso diretto del calore geotermico, è prevedibile un loro costante miglioramento sia in termini di efficienza che di eco-compatibilità derivanti da una continua innovazione tecnologica.

Data l'eterogeneità dei possibili usi e conseguentemente l'eterogeneità di processi disponibili, non è possibile in questa sede dettagliare e tracciare le prospettive di sviluppo di ogni singola applicazione.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

Sulla base di recenti stime (riassunte da IGA e da EGEN, 2008), il potenziale geotermico sviluppabile a livello globale è molto elevato: è stato stimato che la potenza elettrica installabile sia di 70 GW impiegando le tecnologie attuali e possa attestarsi ad addirittura 140 GW applicando tecnologie non convenzionali.

EGEN ha tracciato gli scenari di crescita della produzione di energia elettrica (includendo anche i contributi attesi dai sistemi EGS e cicli binari) e dai sistemi binari ed energia termica per la climatizzazione (figura 5) riferite ai Paesi comunitari e stimate al 2020.

L'Italia si trova al primo e al secondo posto negli scenari previsionali sulla produzione elettrica e per gli usi diretti del calore rispettivamente: il maggior contributo alla produzione di energia elettrica in Italia è atteso dalle tecnologie convenzionali, piuttosto che dai sistemi EGS o cicli binari, mentre per quanto riguarda la climatizzazione l'Italia vedrà un incremento rilevante nel ricorso agli usi diretti, piuttosto che all'installazione di pompe di calore.

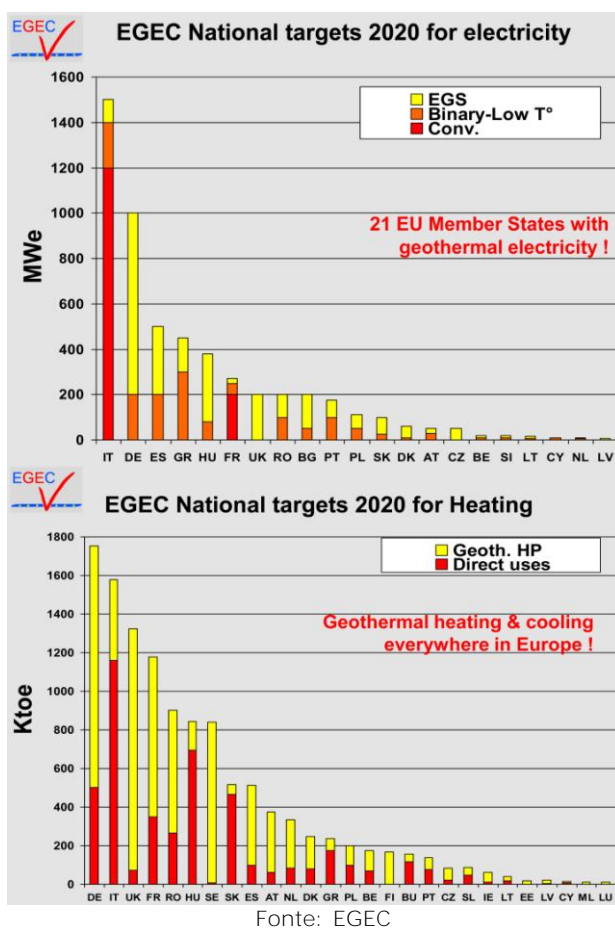
Gli accordi internazionali ratificati dall'Italia per la riduzione dei gas serra rappresentano indubbiamente un'opportunità per lo sviluppo della geotermia in ogni sua forma d'applicazione. A livello globale si valuta infatti che un'efficiente sfruttamento dell'energia geotermica consentirebbe di risparmiare annualmente 265 milioni di barili di petrolio e di evitare di immettere nell'atmosfera 115 milioni di tonnellate di CO₂ (Fridleifsson, 2001). È stato valutato che l'emissione di CO₂ per la produzione di un kWh geotermoelettrico oscilla fra i 13 e i 380 g con una variabilità legata alla presenza di gas incondensabili nel fluido geotermico (come riportato nella Environmental Product Declaration per l'impianto Enel di Bagnore 3), rispetto ai 1.042 g/kWh nelle centrali a carbone, ai 906 g/kWh nelle centrali ad olio combustibile, e ai 453 g/kWh di CO₂ nelle centrali a gas naturale (Fridleifsson, 2001).

A fronte di tali indiscutibili benefici che l'impiego dell'energia geotermica può portare in termini di sviluppo sostenibile, permangono alcune barriere che ne limitano lo sviluppo e uno sfruttamento efficiente. Tali barriere sono riconducibili non solo ad aspetti di natura tecnologica ma anche alla disponibilità della risorsa utile e agli alti costi di investimento iniziali. In particolare gli elevati capitali a rischio richiesti durante la fase di esplorazione e la mancanza di adeguati strumenti economico-assicurativi per coprire eventuali insuccessi nella fase di perforazione rendono difficile l'ingresso di nuovi operatori sul mercato.

Ad oggi Enel risulta essere l'unico operatore geotermoelettrico presente in Italia; questo ha condizionato notevolmente l'affermazione di tecnologie che non rientravano nei suoi piani industriali, come ad esempio gli impianti a ciclo binario ed EGS che invece stanno acquisendo un sempre maggiore interesse sul fronte internazionale. Per colmare tale carenza, nel Programma Energetico di Indirizzo Regionale (PIER) della Regione Toscana (territorio che ospita l'intero parco di impianti geotermoelettrici nazionali in attività), in accordo con Enel, si prevede un aumento della potenza installata di 112 MWe entro il 2011, investendo sia in impianti geotermici tradizionali sia in impianti a ciclo binario, anche se, alla luce dei fatti, l'incremento, in termini di potenza installata sarà totalmente ottenuta con impianti tradizionali.

Un fattore che sicuramente gioca un ruolo sfavorevole nello sviluppo di un progetto geotermico è l'assenza di una visione univoca e di una quantificazione certa degli impatti che la coltivazione geotermica esercita sull'ambiente; inoltre la carenza e frammentarietà di informazione sulle reali potenzialità della risorsa, correlati agli aspetti ambientali interessati dallo sviluppo di un progetto geotermico (emissioni in atmosfera, fenomeni di subsidenza e sismicità indotta), e l'attuale inadeguatezza del sistema di comunicazione sono le principali problematiche legate alla ridotta consapevolezza delle comunità delle effettive potenzialità geotermiche e costituiscono la causa della scarsa accettabilità sociale degli impianti geotermoelettrici.

Figura 5 – Stime di crescita della produzione di energia geotermica per la generazione elettrica (in alto) e per gli usi diretti del calore (in basso)



Rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia, quelle a medio-bassa entalpia offrono il vantaggio di avere un'ampia diffusione sul territorio nazionale e, in linea di massima, richiedono tecnologie a basso impatto. Nonostante una certa maggiore complessità nelle fasi di progettazione e implementazione rispetto agli impianti tradizionali di riscaldamento, ci sono tutte le premesse per uno sviluppo decisamente più ampio di quello attualmente riscontrato. Come nel caso delle risorse ad alta entalpia, una barriera che deve sicuramente essere rimossa per favorire l'incremento di queste applicazioni è rappresentata dalla scarsa conoscenza sia del grande potenziale di queste risorse geotermiche (di cui l'Italia dispone abbondantemente), sia della molteplicità di applicazioni a cui è possibile ricorrere. Le attuali difficoltà nella raccolta e nel reperimento di dati omogenei, completi ed aggiornati per i singoli impianti che si avvalgono dell'uso diretto del calore geotermico (molti impianti sono di ridotta dimensione e non soggetti a programmi di monitoraggio codificati) contribuiscono in maniera determinante all'ancora

limitata trasferibilità delle esperienze più virtuose. Infatti l'elevato numero di usi non elettrici con caratteristiche diverse e poco comparabili tra loro, e la difficoltà nella distinzione dei singoli usi, pongono seri problemi alla raccolta e alla diffusione di dati omogenei evidenziando la necessità di introdurre strumenti condivisi di classificazione. Due conseguenze dirette della carenza di dati omogenei e condivisi sono il moderato interesse e la diffidenza spesso manifestata da parte di potenziali investitori o imprenditori ad implementare ex novo tali sistemi di sfruttamento o a sostituire e/o riconvertire gli impianti già esistenti e collaudati. Solo recentemente sono stati presi provvedimenti in alcune regioni italiane al fine di risolvere o minimizzare tale problema (Lombardia, Friuli Venezia Giulia e Trentino Alto Adige). Gli importanti riscontri positivi ottenuti da parte della popolazione inducono ottimismo verso la creazione di un mercato di settore dinamico ed indipendente da eventuali incentivi statali.

Possibili strategie per l'allargamento del mercato possono essere identificate anche nella semplificazione delle procedure amministrative finalizzate alla riduzione dei tempi di realizzazione impiantistica; in egual misura, la semplificazione amministrativa per l'ottenimento dei permessi di esplorazione e coltivazione delle risorse geotermiche favorirebbe la coltivazione delle risorse ad alta entalpia.

Per quanto concerne il settore delle pompe di calore geotermiche, in Europa, da una decina di anni questo mercato ha registrato una rapida crescita per il riconosciuto significativo contributo di questi sistemi alla riduzione dei consumi energetici degli edifici e quindi all'abbassamento delle emissioni di CO₂. Nel 2008, il numero di pompe di calore geotermiche censite in Europa è stato di 782.461, con una potenza termica complessiva di 8920 MWt.

Negli ultimi cinque anni, anche in Italia, il mercato delle pompe di calore geotermiche ha subito un significativo incremento. In Italia, nel 2008, la stima del numero di PCG installate è di 7 500, per una potenza termica di 750 MWt (dati EurObserv'ER 2009). A livello europeo non esiste ancora una normativa unificata di riferimento per l'installazione di PCG. Inoltre, solo nei Paesi in cui il mercato delle PCG è consolidato da diversi anni (e.g. Germania, Svizzera, Svezia, Austria), l'installazione di questi sistemi è assoggettata a vincoli autorizzativi specifici. Inoltre, in questi Paesi, le autorità nazionali o regionali per la gestione e protezione delle risorse idriche superficiali e sotterranee hanno pubblicato linee guida e standard di riferimento. In Italia manca una normativa a livello nazionale per questi sistemi, così come mancano standard e linee guida di riferimento per i progettisti ed i costruttori. A fronte della posizione nazionale, a livello regionale si registrano alcuni tentativi più o meno esaustivi (es. Provincia di Bolzano, Provincia di Vicenza) di regolamentare l'installazione delle PCG. Tuttavia, l'assenza di una normativa condivisa a livello nazionale genera uno stato di confusione che di fatto preclude uno sviluppo diffuso di questa tecnologia su scala nazionale. La predisposizione di strumenti normativi e di procedure tecniche di installazione mirate all'ottenimento di elevate prestazioni energetiche stabili nel tempo, nel pieno rispetto della tutela dell'ambiente e degli acquiferi sotterranei, costituiranno un elemento chiave per lo sviluppo futuro dei sistemi a pompe di calore geotermiche.

Altro aspetto chiave per promuovere la diffusione di questi dispositivi è quello della riduzione dei costi iniziali d'installazione.

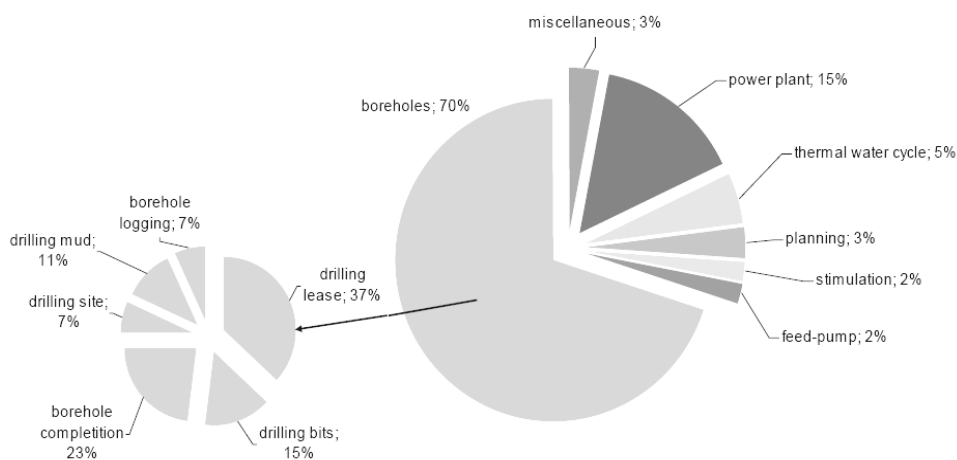
Analisi economica

In Italia gli sviluppi applicativi godono, indipendentemente dai sistemi di incentivazione, di condizioni tradizionalmente favorevoli anche dal punto di vista economico. Per la generazione di energia elettrica da fonte geotermica i fattori di costo da considerare sono principalmente due: l'approvvigionamento della risorsa e la costruzione degli impianti. Una quota rilevante dei costi connessi all'attività geotermoelettrica è relativa alla fase di ricerca ed esplorazione. Come per gli idrocarburi, infatti, la fase di ricerca risulta particolarmente rischiosa dal punto di vista industriale, in quanto si stima che solo un pozzo su cinque di quelli esplorati possa essere effettivamente usato per lo sfruttamento della risorsa. I soli costi di perforazione possono così rappresentare da un terzo fino alla metà dei costi totali di investimento. I costi di impianto variano invece molto a seconda della tecnologia utilizzata, delle caratteristiche del serbatoio geotermico nonché della legislazione locale che può imporre o meno, in funzione dei parametri precedenti, l'installazione di determinati sistemi di abbattimento di inquinanti.

In figura 6 sono riportati i risultati di un recente studio eseguito in Germania su alcuni impianti binari Organic Rankine Cycle (ORC). Il 70% dei costi di investimento è imputabile ai costi di esplorazione e costruzione di pozzi, il 15% alla costruzione dell'impianto.

In Italia, per poter accedere all'utilizzo di una risorsa geotermica, bisogna ottenere specifiche concessioni alla ricerca e allo sfruttamento nonché la documentazione necessaria per l'inizio dell'attività, con particolare riferimento alle autorizzazioni in materia di protezione ambientale, secondo quanto disciplinato dalla L. 896/86 "Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche". Ogni concessione è così soggetta a un sistema contributivo bipartito: un contributo una tantum proporzionale alla capacità dell'impianto geotermoelettrico, da versare al Comune ospitante, e un contributo annuale in favore del Comune e della Regione, in funzione della effettiva produzione elettrica. Sulla base dell'esperienza maturata in Toscana (che detiene la totalità degli impianti geotermoelettrici nazionali) tali contributi sono oggi fissati in 0,006888 €/kWh in favore del Comune di appartenenza del campo geotermico e di 0,000574 €/kWh per la Regione. Queste voci di costo, moltiplicate per la produzione annuale di energia geotermoelettrica, garantiscono il trasferimento dal gestore agli Enti locali di un ammontare complessivo di circa 39 milioni di €/anno. A fronte di ciò, il valore finanziario dell'energia geotermoelettrica prodotta è dato da due elementi: il prezzo pagato per il ritiro dell'energia da parte del gestore della rete e gli incentivi esistenti.

Figura 6 – Costi di investimento per impianti geotermoelettrici a ciclo binario con risorse convenzionali



Fonte: CEGL

Tabella 4 – Stima del valore finanziario della produzione di energia geotermoelettrica

Parametro	Valore
Produzione energia geotermica (2007)	5.195 GWh
Valore di mercato	363.650.000 euro
Valore Certificati Verdi/CIP6	613.010.000 euro
Valore complessivo	976.660.000 euro

Fonte: CEGL - Centro di Ricerca per l'Eccellenza di Larderello

I risultati del valore finanziario complessivo della produzione geotermoelettrica registrati per gli impianti eserciti in Toscana per l'anno 2007 sono riassunti nella [tabella 4](#); il valore della componente di mercato dell'energia geotermoelettrica è derivato dal prezzo medio di vendita nella borsa elettrica per l'anno di riferimento. La componente relativa agli incentivi, essendo la fonte geotermica classificata fra le rinnovabili, è invece calcolata nei diversi impianti secondo il regime CIP6 o secondo quello relativo ai "Certificati Verdi".

Se si considera che l'ultima generazione di impianti è stata progettata con un *technical life cycle* di 30 anni, che i costi operativi sono contenuti e che il coefficiente di presenza della produzione è superiore al 95% annuo, il costo unitario del kWh geotermoelettrico è da considerarsi certamente molto competitivo. Sebbene in Italia non siano stati finora condotti studi di Life Cycle Costing, è significativo considerare, a titolo del tutto indicativo, alcuni risultati stimati per alcuni impianti californiani: il costo medio di 0,05-0,08 \$/kWh, risulta in linea con il valore del kWh prodotto dalle fonti rinnovabili considerate le più convenienti quali l'eolico e l'idroelettrico (IGA, 2008).

Relativamente agli utilizzi diretti, indipendentemente dall'applicazione, i costi maggiori da sostenere sono quelli di investimento iniziale: per la perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione e per la costruzione degli impianti ausiliari e delle reti di distribuzione (es. nel caso del teleriscaldamento).

Per un utilizzo efficiente dell'energia rimane così auspicabile la realizzazione di sistemi a cascata o combinati. Infatti, nei sistemi a cascata, varie utenze che necessitano di livelli termici decrescenti vengono collegate in serie in modo che ciascun impianto utilizzi il calore residuo contenuto nel fluido scaricato dall'impianto precedente; invece nei sistemi combinati, il livello di servizio è reso più efficiente dalle sinergie derivanti dall'accoppiamento degli impianti geotermici con impianti tradizionali o a fonte rinnovabile.

La rete di teleriscaldamento di Pomarance (Pisa), basata sull'impiego di vapore idoneo alla produzione di energia elettrica, rappresenta un interessante esempio del riscontro economico che gli utilizzi diretti possono avere. Sono servite un totale di 2.200 utenze, con un fatturato di 1.9 milioni di euro/anno. Di questi circa 690.000 euro vanno a coprire le spese energetiche, 500.000 euro sono versati al Comune come canone e 200.000 euro costituiscono l'utile della società gestrice (GES srl).

Venendo a considerare gli impianti a pompa di calore, i costi d'investimento relativi all'installazione di tali sistemi possono essere suddivisi in costi di terreno e costi d'impianto. I costi di terreno sono quelli correlati all'esplorazione di superficie, alla perforazione, agli studi correlati (es. test di risposta termica, prove di pompaggio). I costi d'impianto sono invece quelli relativi alla progettazione, ai materiali impiegati, ai collegamenti idraulici e all'installazione.

Il costo d'investimento per un sistema di PCG è normalmente il 20-40% più caro di un sistema convenzionale di climatizzazione. Tuttavia, a fronte di costi d'installazione maggiori, i costi di gestione di questi sistemi di climatizzazione rispetto a quelli tradizionali sono nettamente più bassi. Nel caso in cui un impianto a PCG sia utilizzato sia per il riscaldamento che per il raffrescamento, il tempo di ritorno dell'investimento può variare da 3 a 5 anni; questo tempo si allunga fino a 10 anni se il sistema viene utilizzato unicamente in una delle due modalità.

In Europa, il costo d'investimento specifico per un sistema a sonde verticali è stimato sui 3.000-6.000 euro per un abitato di 100 m² (un pozzo di meno di 100 m di profondità).

Altri effetti economici correlati all'uso di questi sistemi sono i bassi costi di manutenzione (non è necessaria una manutenzione regolare) e un'elevata durabilità, (oltre 50 anni per le sonde verticali e di diversi anni a seconda del contesto per i pozzi ad acqua di falda). La vita media delle pompe di calore geotermiche è di circa 40.000 ore di funzionamento, corrispondente a circa 20 anni.

Tra i molti esempi di installazioni di impianti a pompe di calore economicamente sostenibili possiamo citare l'impianto di teleriscaldamento per il centro di Bergamo che, dotato di una pompa di calore della potenza di 3.000 kWt connessa ad acque correnti superficiali (a 13 °C temperatura), registra performance di valore aggiunto al netto dei costi di gestione annui prossimi ai 3 milioni di euro.

L'impianto di climatizzazione del nuovo complesso universitario della Università Bocconi, costituito da tre pompe di calore da 1 MWt funzionanti in assetto reversibile ed alimentato con energia elettrica, costituisce un ulteriore ed interessante esempio di utilizzo efficiente delle risorse (per ogni kW elettrico assorbito sono garantiti 4,5 MW termici prodotti) ai quali si associano notevoli risparmi, sia di energia primaria che economici rispetto ad un impianto tradizionale, a caldaia o a gas, quantificabili intorno al 40% rispetto ai sistemi tradizionali.