

LA RIVOLUZIONE ENERGETICA PULITA

GEOTERMIA ED ENERGIA GEOTERMICA

Italia da divoratore di energia “sporca” a esportatore di energia “pulita”



Ing. Maurizio Avallone – R.S.A. (Ricerca e Studi sull’Ambiente) S.r.l. – www.rsambiente.it
Email: mavallone@libero.it – PEC: maurizio.avallone@ordingna.it

Sintesi

Siamo da sempre alla ricerca di fonti energetiche economiche e disponibili ed ora anche pulite e rinnovabili. Gli interessi in gioco sono smisurati, pertanto, i pareri, le valutazioni, i convincimenti, troppo spesso, sono pilotati da fattori economico/commerciali piuttosto che da valutazioni che tengano conto del benessere dei Paesi e dei loro cittadini.

L'utilizzo dell'energia geotermica, di cui il nostro Paese è ricchissimo ed è stato il primo al mondo a farne uso, può rappresentare una svolta epocale per l'economia italiana.

Il solo utilizzo dell'energia geotermica a bassa entalpia, ovvero superficiale, senza scavi in profondità, consente un cospicuo risparmio in termini di consumi energetici e una riduzione del 30%-70% in riscaldamento e del 20%-50% in raffrescamento.

La produzione di energia elettrica da fonte geotermica ad alta entalpia consentirebbe all'Italia non solo di rendersi indipendente da fonti esterne ma anche di esportarla.

Grande attenzione viene posta su questo tema da parte di Istituti di ricerca Universitari, Enti pubblici e privati, soprattutto per quanto riguarda la sicurezza ed il monitoraggio.

INDICE

Introduzione	4
Il potenziale geotermico in Italia	6
I sistemi geotermici	10
Geotermia a bassa e bassissima entalpia	12
Geotermia ad alta e media entalpia	14
Come si trasforma l'energia geotermica in energia elettrica.	15
Le più grandi Centrali di produzione elettrica da Geotermia	18
I contro della geotermia	22
Sistemi di monitoraggio	25
APPENDICE	28

Introduzione

La Geotermia è quel settore della geofisica che studia la distribuzione e l'origine del calore all'interno della Terra, mentre per Energia Geotermica s'intende l'energia associata allo stato termico all'interno della crosta terrestre e quella prodotta con le tecnologie geotermiche.

È una forma di energia rinnovabile e disponibile, con continuità generata e conservata all'interno del pianeta Terra, ma immediatamente disponibile solo in pochi Paesi.

L'energia geotermica della crosta terrestre deriva dalla formazione del pianeta e dal processo di decadimento radioattivo di alcuni elementi presenti al suo interno.

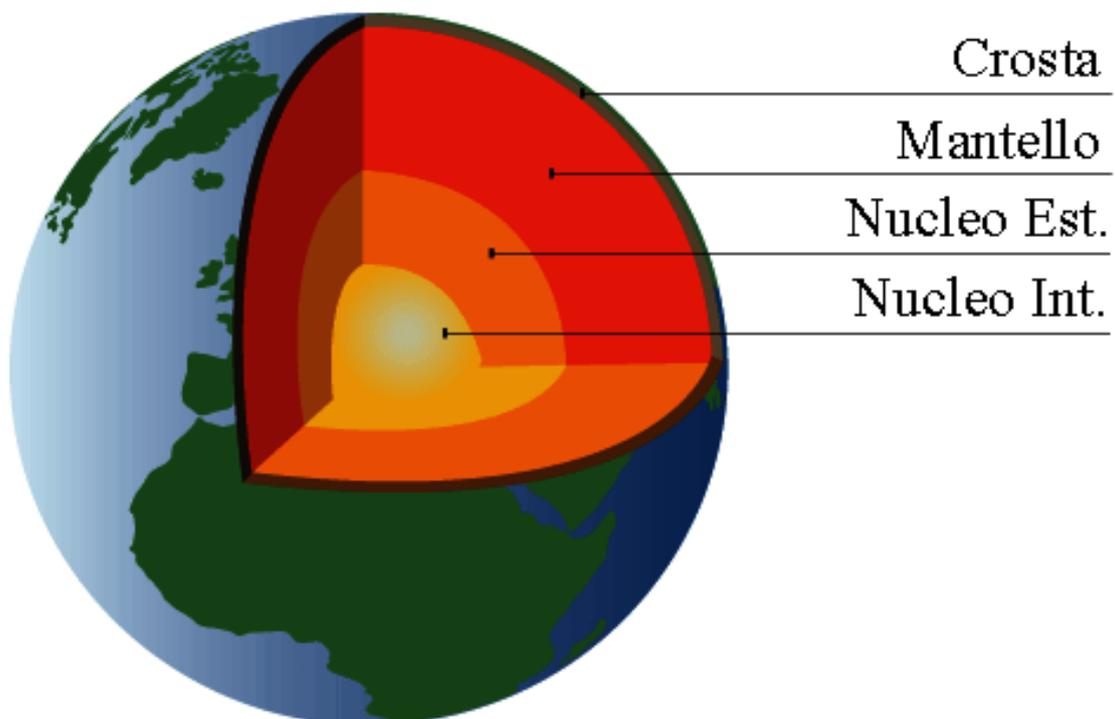


Fig. Sezione della Terra

La Terra si è formata in una età compresa fra 4,5 e 4,6 miliardi di anni fa. Ha una forma sferica leggermente schiacciata ai poli, presenta un raggio di 6378 km, se consideriamo la distanza centro - equatore. È formata da quattro strati concentrici: il nucleo interno, il nucleo esterno, il mantello e la crosta. La crosta è lo strato più superficiale ed è costituito da placche tettoniche (zolle) che sono in costante movimento.

Il nucleo interno è la porzione più calda del nostro pianeta (5500 °C). È costituito da ferro e nickel. Il calore che emana permette i movimenti superiori. Il nucleo esterno è uno strato liquido che circonda il nucleo interno, di composizione simile allo strato sottostante.

Il mantello è lo strato più spesso, con un diametro stimabile in circa 2900 km costituito da rocce semifuse, definito magma. Questo presenta in talune zone dei movimenti e dei flussi di rocce fuse che creano delle correnti interne.

La crosta è lo strato superficiale, formato da rocce solide, del pianeta, con uno spessore massimo di 60 km in corrispondenza delle catene montuose.

Le fonti calde, cioè sorgenti di acqua riscaldata grazie al processo geotermico, sono conosciute fin dal Paleolitico e sfruttate per i bagni termali e per il riscaldamento degli ambienti, anche dagli antichi Romani.

Chi ha visto palesarsi l'energia geotermica nel passato l'ha sempre utilizzata come fonte di calore ma questo tipo di energia può anche essere usata per la produzione di energia elettrica. In questo, l'Italia è stata un Paese pioniere. Nel 1904, a Larderello in Toscana, fu sperimentato il primo generatore geo termoelettrico per merito del principe Piero Ginori Conti. Fu il primo impianto a produrre elettricità dal calore della Terra e precursore di numerose centrali geotermiche.

Il potenziale geotermico in Italia

La geotermia, di cui il nostro Paese è ricchissimo, anche rispetto ad altri sul pianeta, è in grado di produrre enormi quantitativi di energia in maniera costante nel tempo, 24 ore su 24 tutto l'anno, quindi, oltre 8000 ore/anno e, a differenza di altre risorse, possiede il vantaggio dell'inesauribilità, come vedremo, e della programmabilità.

L'Italia, infatti, ha un potenziale di energia geotermica estraibile e utilizzabile che si stima valga tra i 500 milioni e i dieci miliardi di tonnellate di petrolio equivalente. Vale a dire, tra i 5.800 e i 116mila terawattora (un terawattora è pari a un miliardo di Kilowattora) di energia, a fronte di un fabbisogno annuo nazionale di poco superiore ai 300 terawattora. Abbiamo a disposizione nel nostro Paese un surplus di energia potenziale enorme.

Con gli attuali impianti, sicuri e affidabili, la geotermia non presenta rischi ed assicura maggiore potenzialità. È silenziosa, disponibile senza interruzioni, poco impattante sul paesaggio, e versatile.

La geotermia a bassa entalpia, senza scavi in profondità, può servire anche per il riscaldamento, per raffrescamento e crea più occupazione a livello nazionale di tutte le altre energie *green*.

Ancora, è un'energia alternativa e pulita, perché non produce emissioni: mancando il processo di combustione le centrali geotermiche moderne non emettono CO₂ e altre forme di polveri sottili e la residua parte di gas inquinanti, naturalmente presenti, sono eliminati in idonei impianti di abbattimento.

Infatti, anche l'emissione dei gas contenuti nel sottosuolo è minima, poiché è limitata alla frazione di gas incondensabili, che può essere ulteriormente minimizzata mediante **stripping** che consiste nell'asportazione da un liquido dei gas in esso contenuti, o delle sostanze volatili in esso disciolte, da parte di una corrente di vapore, d'aria o di gas che lo attraversa (come gli impianti AMIS

di ENEL) oppure completamente azzerata operando re iniezione totale nel sottosuolo.

Un altro vantaggio dell'energia geotermica è la rinnovabilità a lungo periodo: grazie al riciclo del fluido geotermico, tutto lo scarto di produzione è rimesso in circolo, garantendo anche un risparmio in termini economici.

Va anche considerato il bassissimo impatto paesaggistico visivo e relativa occupazione di suolo.

Anche per competenze e risorse, il nostro Paese è all'avanguardia anche se, attualmente, non vi è un incremento nell'utilizzo perché mancano quasi del tutto incentivi che lo favoriscano ed è spesso del tutto assente anche in ambito di politiche energetiche nazionali.

Fuori dai confini del nostro Paese l'interesse generale per la Geotermia è elevato, come evidenziato dalla Commissione per l'Energia Sostenibile dell'UNECE (*United Nations Economic Commission for Europe*) con la pubblicazione, a settembre 2016, delle specifiche di uno standard unificato per la presentazione di progetti attinenti l'utilizzo geotermico.

In Italia un particolare interesse verso la geotermia è stato riscontrato prima della pubblicazione delle suddette specifiche nei lavori delle Commissioni Riunite VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici) e X (Attività produttive, commercio e turismo). Nella seduta del 15 aprile 2015, le Commissioni Riunite hanno approvato all'unanimità una risoluzione che, tra l'altro, ha impegnato il Governo ad avviare le procedure di zonazione del territorio italiano, e a emanare le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica, mirate a individuare i criteri generali di valutazione, finalizzati all'utilizzo in sicurezza della risorsa.

Nonostante ciò, il Decreto FER1 o Decreto Rinnovabili che introduce un nuovo meccanismo d'incentivazione per la realizzazione di nuovi impianti di

produzione di energia rinnovabile che riguarda impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e a gas di depurazione e prevede una serie di requisiti per l'accesso agli incentivi, ha "dimenticato" la geotermia.

Ancora non si parla, in termini attuativi, del FER2 in cui, in diverse occasioni, si è detto che sarebbe rientrata anche la geotermia. Al momento non c'è alcun sostegno incentivante, almeno non per gli impianti destinati alla produzione elettrica. Per il termico ci sarebbero alcuni strumenti di sostegno, ma non sono specifici per la geotermia. Quello che manca, insomma, è il riconoscimento delle sue peculiarità e un sistema di promozione, soprattutto nella fase iniziale. Gli incentivi, di fatto, servirebbero per abbattere i costi iniziali, legati, soprattutto, alla perforazione di pozzi. Un processo molto oneroso che però è recuperato dal costo generato durante il ciclo di vita degli impianti, paragonabile, e in alcuni casi inferiore, a quello di altre energie.

I dati di consumo interno lordo dell'energia elettrica forniti da Terna (gli ultimi disponibili sul portale dell'azienda risalgono al 2021 e sono riportati in appendice), sono espliciti: a fronte di una crescita generale dell'utilizzo di fonti rinnovabili pari a 7,1% rispetto all'anno precedente, la geotermia ha registrato un calo dello 1,9%. Contestualmente, l'eolico, il fotovoltaico sono aumentati, rispettivamente +11,5 (eolico) e +0,4 (fotovoltaico), pur avendo limiti intrinseci notevolissimi. Infatti, eolico e fotovoltaico possono produrre energia solamente per circa 1000 – 1200 ore/anno, inoltre, vi è un problema di dipendenza per la materia prima (fotovoltaico), occupazione di suolo (fotovoltaico), rumore (eolico), smaltimento a fine vita (fotovoltaico).

Per quanto riguarda la produzione, sul totale generato, rispetto alle altre rinnovabili, stando ai numeri raccolti dall'Unione Geotermica Italiana, il contributo della geotermia è pari al 4-5% se parliamo di produzione elettrica e 2% per quella termica. Ciononostante l'Italia ha delle risorse straordinarie, in

Toscana soprattutto, ma anche in tutta la zona tirrenica. Fino a non molti anni fa era al quarto posto nella produzione mondiale (dal 1913 e fino alla fine degli anni '50 era l'unico paese produttore al Mondo), ma è rimasta ferma e ora è calata all'ottavo.

Negli ultimi anni la quantità di energia geotermica prodotta e la potenza installata sono in continua crescita, ma a ritmi piuttosto blandi. Nel decennio 2007-2017, per esempio, l'aumento complessivo della potenza installata è stato di appena il 10% circa, facendo sì che la geotermia, nel nostro Paese, non sia mai diventata la forma di energia rinnovabile protagonista, nonostante le grandi potenzialità.

Le aree con abbondanti risorse geotermiche in Italia sono la Toscana con Larderello, che oggi ospita il più grande impianto geotermico d'Europa ed il secondo al mondo, il Monte Amiata, le province di Pisa, Grosseto e Siena, il Lazio soprattutto nel Viterbese e nei Colli Albani, il Veneto, soprattutto in corrispondenza dei Colli Euganei vicino a Padova, il Friuli-Venezia Giulia, con la zona intorno alla città di Grado dove le perforazioni sono state realizzate per il riscaldamento diretto degli edifici; e ancora, in Campania, soprattutto nei dintorni di Napoli tra i campi Flegrei e l'isola di Ischia, in Sicilia ad Alcamo, Sciacca e sulle isole Eolie e di Pantelleria, e infine e in Emilia Romagna, in particolare a Casaglia in provincia di Ferrara, dove esiste un complesso sistema di falde noto come dorsale ferrarese.

In ogni caso, l'energia geotermica utilizzata al di fuori della Toscana ha una rilevanza quasi nulla come impatto in termini assoluti sul bilancio energetico italiano benché, almeno sulle mappe, la Sicilia e parte della Campania abbiano potenzialità confrontabili con quelle toscane e ci siano altre opportunità tra Basilicata, Veneto e Sardegna, ma anche tra Emilia Romagna, Puglia e Abruzzo.

I sistemi geotermici

Come si è detto, il nostro Paese è ricchissimo di risorsa geotermica anche dove non vi è evidenza in superficie (fumarole, soffioni, ecc.).

L'attuale tecnologia è in grado di sopperire a tali "limitazioni".

In particolare, Basilicata, Veneto e Sardegna potrebbero utilizzare gli EGS - Enhanced Geothermal Systems (Sistemi Geotermici Ingegnerizzati).

I Sistemi Geotermici Ingegnerizzati sono sistemi di terza generazione che riescono ad utilizzare, per la produzione elettrica o per il teleriscaldamento, anche rocce con alte temperature ma poco permeabili, in cui, quindi, non c'è sufficiente circolazione idrotermale naturale. La tecnica consiste nell'amplificare la permeabilità delle rocce 'calde' attraverso il pompaggio di acqua ad alta pressione (talvolta con elementi chimici che aiutano a fratturare le rocce). Una volta creato un volume opportuno di roccia permeabile, che costituisce il 'serbatoio', si pompa acqua dalla superficie. Questa circolando nel serbatoio si riscalda e viene poi prelevata a temperatura più alta mediante pompe per la risalita. L'acqua, così prelevata ad alta temperatura, è utilizzata in impianti di generazione elettrica detti 'binari', perché essa passa in uno scambiatore di calore in cui riscalda un fluido bassobollente, ovvero con temperatura di ebollizione inferiore a quella dell'acqua, portandolo quindi all'ebollizione e dunque all'espansione in turbina. Il fluido basso-bollente è poi ricondensato nell'impianto, a ciclo completamente chiuso, per una nuova sequenza produttiva. L'acqua utilizzata per portarlo oltre il punto di ebollizione viene poi reiniettata nel serbatoio, ciclicamente.

Emilia Romagna, Puglia e Abruzzo invece, potrebbero utilizzare anche sistemi geo pressurizzati, che si formano nei grandi bacini sedimentari a profondità di 3–7 km.

I serbatoi geo pressurizzati 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 (dovuta al peso delle rocce sovrastanti), superando largamente la pressione idrostatica. I serbatoi geo pressurizzati possono contenere anche quantità considerevoli di metano. I sistemi geo pressurizzati potrebbero produrre energia termica e idraulica (acqua calda in pressione) e gas metano. Questa risorsa è stata studiata in modo approfondito, ma, sino a oggi, non è seguito uno sfruttamento industriale.

Dopo il 2030, con l'utilizzo non solo dei sistemi idrotermali ma anche di quelli non convenzionali (ammesso, però per questi ultimi sia stato terminato positivamente, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, un Progetto R&S di Ricerca e Sviluppo, volto a valorizzare i sistemi geotermici non convenzionali di alta temperatura), le Regioni, oltre la Toscana, potrebbero giungere a contribuire alla produzione geotermoelettrica del Paese per circa il 35% - 40 %.

Geotermia a bassa e bassissima entalpia

L'entalpia (H) è, in termodinamica, una grandezza che può essere spiegata in parole semplici come la quantità di energia che un sistema può scambiare con l'esterno.

Ampi sviluppi sono a portata di mano per quanto riguarda gli usi diretti del calore offerto dalla geotermia, tuttavia, anche quella superficiale, a bassa e bassissima entalpia, pur non presentando alcun rischio, non è incentivata e, di fatto, ostacolata.

La geotermia a bassa entalpia è una tecnologia largamente usata sul nostro Pianeta, ma quasi sconosciuta in Italia dove consentirebbe di dimezzare la spesa energetica del Paese.

La risorsa geotermica a bassa entalpia è lo sfruttamento del calore contenuto nel primo strato di sottosuolo come serbatoio termico dal quale estrarre calore durante la stagione invernale e al quale cederne durante la stagione estiva e rappresenta una fonte di energia pulita, gratuita, rinnovabile con una notevole riduzione delle emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti.

Questa risorsa è presente in gran parte del territorio nazionale ma, attualmente, è la fonte rinnovabile meno utilizzata, pur essendo possibile sfruttare il gradiente geotermico già a meno di 15 metri di profondità dal piano campagna.

La geotermia a bassa entalpia è uno strumento vincente in quanto, oltre ad essere disponibile ovunque sulla superficie terrestre, è una forma di calore pulita, rinnovabile, sicura nel tempo ed ecocompatibile.

La gamma di applicazioni è molto vasta: climatizzazione degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria, usi termali, usi agricoli (riscaldamento serre, pastorizzazione di derivati dal latte, essiccazione e fermentazione di prodotti alimentari), acquacoltura e usi industriali.

È possibile connettere, alla stessa fonte di calore, diversi processi termici “in cascata” che richiedono man mano temperature più basse, in modo da massimizzare l'effetto utile a parità di energia geotermica estratta.

Ancora, è possibile l'integrazione sinergica con altre fonti, riducendo i costi d'installazione e massimizzando così le ore equivalenti di funzionamento del sistema geotermico, con ovvie ripercussioni sull'economia dell'intero sistema.

Rispetto agli impianti di riscaldamento convenzionali offre il vantaggio di sfruttare una risorsa termica (terreno o acqua) caratterizzata da una temperatura fissa e costante durante tutto l'anno, consentendo un cospicuo risparmio in termini di consumi energetici e una riduzione del 30%-70% in riscaldamento e del 20%-50% in raffrescamento.

L'80% della spesa per l'energia in Italia è legata alla climatizzazione di case e luoghi di lavoro, sotto forma di elettricità e combustibili. Una diffusione capillare ma ragionevole, della geotermia a bassa entalpia, potrebbe tagliare drasticamente queste spese.

Un grande contributo può darlo anche la geotermia diretta, cioè il teleriscaldamento con acque calde sotterranee, nei tanti luoghi del nostro Paese, dove queste sono presenti.

Una tecnologia a supporto della geotermia a bassa entalpia è la Pompa di Calore allacciata a sonde geotermiche, il cui principio di funzionamento è il geo scambio con il terreno nel sottosuolo che ha una massa di grande capacità termica e mantiene una temperatura quasi costante per tutto l'anno. Tuttavia, anche questa tecnologia non ha una completa regolamentazione a livello nazionale che ne supporti lo sviluppo.

Nel dettaglio, la geotermia a bassa entalpia può essere considerata una tecnologia matura e di alta efficienza laddove si richiede un risparmio energetico importante per la climatizzazione invernale ed estiva, utilizzando il

sottosuolo come serbatoio termico dal quale estrarre calore durante la stagione invernale ed al quale cederne durante la stagione estiva.

Questi sistemi per l'approvvigionamento del calore ad uso diretto sono caratterizzati da una temperatura del serbatoio geotermico inferiore ai 90 °C e possono essere utilizzati in gran parte del territorio italiano.

Esistono diversi schemi impiantistici per sfruttare il calore terrestre a bassa entalpia:

- impianti che utilizzano uno scambiatore di calore per trasferire il calore del fluido geotermico ad un circuito secondario collegato con l'utenza (sia singole utenze che reti di teleriscaldamento);
- impianti che utilizzano direttamente il fluido geotermico;
- impianti a pompa di calore geotermica (PdC).

Il progetto di questi impianti impone, necessariamente, di acquisire, in loco, informazioni di carattere geologico, idrogeologico e termico.

I parametri determinanti sono:

- a) il valore di temperatura del sottosuolo,
- b) le conducibilità e diffusività termiche degli strati di terreno e rocce,
- c) il livello dell'acqua di falda,
- d) le caratteristiche dell'acquifero,
- e) il flusso sotterraneo.

Ancora, è necessario effettuare una ricostruzione dei parametri termofisici del sottosuolo al fine di valutare la resa termica, quindi la produttività del pozzo, in termini di kWt estraibili per metro lineare di sonda installata nel sottosuolo, attraverso la consultazione:

- I. delle carte geologiche ed idrogeologiche,
- II. dei dati stratigrafici dei pozzi,
- III. dei sondaggi geofisici.

Il numero di sonde e la profondità di installazione dipendono essenzialmente dalla destinazione d'uso del calore e dei carichi termici richiesti.

Ulteriori dettagli ed approfondimenti, relativamente a:

- Pompe di calore,
- Scambio di calore nel sottosuolo,
- Efficienza energetica,
- Aspetti Ambientali ed economici,
- Stima di ammortamento di un impianto di nuova costruzione

vengono riportati in appendice.

Geotermia ad alta e media entalpia

La geotermia più classica è quella ad alta entalpia (ovvero ad alto valore energetico), tipica delle zone tettoniche o vulcaniche con temperature che superano i 150 °C, dove l'acqua fuoriesce dal sottosuolo anche in forma di geysir. Come vedremo successivamente, questa acqua calda viene trasformata in energia dalla centrale geotermica tramite turbine.

I sistemi geotermici ad alta entalpia riescono a produrre energia elettrica sfruttando direttamente il calore che viene emanato dal suolo terrestre. Questi sistemi sfruttano le anomalie geologiche, che in alcuni casi, possono arrivare a temperature di diverse centinaia di gradi, prelevando il fluido geotermico in profondità.

Questi sistemi sono azionati da sonde molto lunghe e sono molto più complessi da installare e far funzionare rispetto a quelli a bassa entalpia.

Come vedremo nei prossimi paragrafi e, in particolare, nel paragrafo “monitoraggi” l'attuale tecnologia è in grado di controllare del tutto la complessità della installazione e del funzionamento.

Come si trasforma l'energia geotermica in energia elettrica.

Le centrali geotermiche sfruttano il calore delle profondità terrestri. La temperatura interna del nostro pianeta aumenta a mano a mano che si scende in profondità. Quest'aumento della temperatura è detto gradiente geotermico ed è di circa 3 gradi ogni cento metri di profondità.

La struttura di una Centrale geotermica è identica a quella di una centrale termo elettrica. Infatti, l'unica cosa che varia è l'assenza della caldaia. Le centrali geotermoelettriche sono alimentate dal fluido geotermico, composto da una miscela di vapore d'acqua e di gas incondensabili in rapporto variabile nelle diverse aree geotermiche territoriali.

Il fluido geotermico (vapore e gas) è estratto dal serbatoio geotermico, ha una temperatura compresa fra 180 - 210 °C, arriva alla centrale grazie a vapordotti che confluiscono in un collettore prima di andare in turbina.

Il fluido viene quindi inviato alla turbina dove si espande cedendo energia.

L'espansione consente di trasformare il calore prima in energia meccanica poi, mediante un alternatore, in energia elettrica che viene immessa in rete per l'utenza con un trasformatore.

Di seguito sono riportate le tecnologie, attualmente, utilizzate ed utilizzabili per ottenere energia elettrica da fonte geotermica.

A vapore secco: quando il vapore è estratto e utilizzato per attivare una turbina; l'energia generata dal vapore sarà poi trasformata in energia elettrica. Oggi si realizzano pozzi di iniezione e di estrazione che penetrano nel terreno raggiungendo profondità di oltre 4 km (vedi capitolo “monitoraggio” - progetto DEEPEGS - Deployment of Deep Enhanced Geothermal Systems for Sustainable Energy Business - finanziato dall'UE), dove attraverso il fluido geotermico viene captato il calore che, sotto forma di vapore, alimenta le turbine generando energia elettrica.

Attraverso le fratture degli strati rocciosi, le acque riscaldate e i vapori provenienti dalle sorgenti di calore (ad esempio le risalite magmatiche a basse profondità e/o gli assottigliamenti della crosta terrestre) salgono verso la superficie, dove vengono intercettati dai pozzi geotermici di estrazione. Il vapore erogato dai pozzi viene quindi convogliato in tubazioni, chiamate vapordotti, ed inviato ad azionare una turbina, dove l'energia viene trasformata in energia meccanica di rotazione.

L'asse della turbina è collegato al rotore dell'alternatore che, ruotando, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica, che viene trasmessa al trasformatore. Questo innalza il valore della tensione fino a 132.000 volt e la immette nella rete di distribuzione.

Il vapore in uscita dalla turbina è riportato allo stato liquido in un condensatore, mentre i gas incondensabili presenti nel vapore del sottosuolo sono dispersi nell'atmosfera dopo essere transitati in idonei ed efficaci impianti di trattamento per abbattere i principali residui, quali arsenico, idrogeno solforato e mercurio (come avviene negli impianti geotermici Toscani). Una torre di raffreddamento consente di raffreddare l'acqua prodotta dalla condensazione del vapore: a questo punto l'acqua fredda è utilizzata nel condensatore, per abbassare la temperatura del vapore, oppure viene reiniettata nelle rocce profonde grazie ai pozzi di reiniezione, per iniziare un nuovo ciclo produttivo di energia rinnovabile.

A vapore umido (o centrali 'flash'): il fluido geotermico utilizzato contiene un'alta percentuale di vapore. Il vapore è quindi separato dal liquido, per gravità, in appositi contenitori detti 'separatori', ed è fatto poi espandere (flash) in turbina. Il liquido separato dal vapore può essere utilizzato per il riscaldamento di edifici e strutture industriali/agricole/turistiche, e viene comunque reiniettato nello stesso acquifero di prelievo. Questa tecnologia è la

più comune negli impianti tradizionali, ed anche di quelli più recenti realizzati da ENEL in Toscana (es: Bagnore 4). Anche per questi impianti, un problema d'impatto può essere l'emissione in aria del vapore residuo, che contiene i gas cosiddetti 'incondensabili' di cui già si è detto. Una soluzione parziale a tale problema è quella dello 'stripping' (come descritto nel capitolo precedente - "Il potenziale geotermico in Italia").

A ciclo binario: il fluido geotermico, generalmente, quasi totalmente liquido, è utilizzato per riscaldare e portare all'ebollizione, quindi all'espansione in turbina, un fluido basso-bollente. Viene, poi, ulteriormente, ricondensato, sempre a ciclo chiuso, per una nuova sequenza. Anche in questo caso il fluido geotermico, dopo lo scambio di calore, può essere utilizzato per riscaldamento, quindi, re iniettato nello stesso acquifero di partenza. Per effettuare la *conversione termico/elettrico* vengono utilizzate le tecnologie del ciclo Rankine (vedi appendice) e quella del ciclo Kalina (vedi appendice), meno frequente. Onde ottenere emissioni nulle si fa ricorso alla reiniezione, insieme alla componente liquida, anche di tutti i gas compresi quelli cosiddetti 'incondensabili', mantenendo ad alta pressione il fluido geotermico durante lo scambio termico con il fluido di lavoro.

Sistemi misti: Possono anche essere utilizzati sistemi misti, ad esempio, con temperature di fluido geotermico molto alte, tipicamente maggiori di circa 220°C-250°C. Si utilizza il sistema 'flash' per il primo ciclo produttivo, dopodiché il fluido in uscita dalla turbina, ancora a temperatura molto alta, è utilizzato in un ciclo binario, tipicamente 'ciclo Rankine' o talvolta 'ciclo Kalina', per produrre ulteriore energia prima della reiniezione.

Anche in questo caso, per ovviare al problema dei gas incondensabili, ovvero delle emissioni in atmosfera, si fa uso delle tecniche di reiniezione, basate sulla pressurizzazione dei fluidi in uscita dalle turbine (o più spesso mantenendo ad

alta pressione il ciclo del fluido geotermico che scambia calore in un ciclo binario), che permettono la reiniezione totale anche dei gas cosiddetti 'incondensabili'. Questa tecnica, molto incentivata dalla Legge 22/2010 sulla geotermia, è oggi veramente matura, e permette di ottenere emissioni assolutamente nulle.

Le più grandi Centrali di produzione elettrica da Geotermia

Queste di seguito sono le 10 più grandi centrali al mondo (Autore: Mark Barnett), mentre in appendice sono riportati i dati sulla capacità di produzione di elettricità, da geotermia, installata sul pianeta:

The Geysers Complex, CA, USA (capacità 1,520 MW)

Il Geysers Complex, situato nei Monti Mayacamas, 72 miglia a nord di San Francisco, California, USA, è il più grande giacimento geotermico del mondo. Il complesso, con le sue centrali geotermiche (22), ha una capacità installata combinata di 1,520 MW. La potenza generata dai geyser aiuta a soddisfare il fabbisogno di elettricità delle contee californiane di Sonoma, Mendocino e Lago oltre a larga parte del fabbisogno energetico delle contee di Napa e Marin.

Complesso di Larderello, Italia (capacità 770 MW)

Il Complesso Geotermico di Larderello si trova in provincia di Pisa. È composto di trentaquattro impianti con una capacità totale di 770 MW di generazione elettrica e fornisce energia ad oltre 10.000 utenze. Il complesso è anche uno dei più antichi al mondo, con il primo impianto che è stato commissionato più di un secolo fa. L'impianto è di proprietà di Enel Green Power.

Stazione di Cerro Prieto, Messico (capacità 720 MW)

La centrale geotermica Cerro Prieto è un grande complesso costituito da diverse centrali geotermiche situate vicino a Mexicali, nella regione della Baja California, in Messico. La capacità installata per questo complesso è 720 MW, che la rende la terza più grande al mondo. Il complesso ha cinque impianti geotermici primari in tutto. Le quattro unità del primo, il Cerro Prieto I, furono tutte commissionate tra 1973 e 1981.

Makiling-Banahaw Complex, Phillipines (capacità 460 MW)

Il complesso Makiling-Banahaw nelle Filippine è stato istituito dalla Chevron Geothermal Philippine Holdings, Inc. La produzione commerciale è iniziata nello stabilimento nel 1979, quando le due unità 55 MW hanno iniziato a funzionare. Nel 1984, altre sei unità da 55 MW sono state installate nelle centrali elettriche dell'impianto 3. L'ulteriore espansione del complesso ha avuto luogo quando, nell'anno 1994, sono stati installati gli impianti binari 6, con una capacità di 15.73 MW. Altre unità sono state inaugurate negli anni successivi, portando la capacità attuale del complesso Makiling-Banahaw a 460 MW.

CalEnergy-Salton Sea, CA, USA (capacità 340 MW)

La CalEnergy Salton Sea Geothermal, con una capacità di generazione di energia elettrica 340 MW, è la quinta più grande del suo genere al mondo. La struttura copre una vasta area che comprende gli impianti di generazione di energia geotermica 10 a Calipatria, vicino a Salton Sea in California, USA. La prima unità di questo impianto ha iniziato a funzionare nell'anno 1982, mentre la più recente è entrata in azione nel 2000.

Hellisheidi, Islanda (300 MW)

L'impianto di cogenerazione (CHP) di Hellisheidarvirkjun (o Hellisheidi) si trova sul vulcano Hengill, a sud dell'Islanda. Serve elettricità nella città islandese di Reykjavik ed è il più grande impianto di generazione di energia di qualsiasi tipo in Islanda. La costruzione di questo impianto è avvenuta in varie fasi. Due turbine da 45 MW sono state installate nell'anno 2006. Successivamente, è stata aggiunta un'altra turbina da 33 MW (2007). Ancora, due turbine, ciascuna con una capacità di 45 MW, sono state installate nel 2008

e la produzione di energia termica è iniziata nel 2010 quando sono state messe in funzione tre centrali termiche. Nel 2011, due turbine da 45 MW sono state aggiunte alla centrale termica ed elettrica di Hellisheidi, aumentando la sua capacità totale di generazione di elettricità. Oggi, la centrale può produrre circa 300 MW di elettricità oltre a 400 MW di energia termica.

Tiwi Complex, Phillipines (capacità 290 MW)

Tre centrali elettriche separate, con due unità ciascuna, costituiscono il Complesso Geotermico di Tiwi. Tiwi. Si trova nella provincia di Albay, a sud-est di Manila, nelle Filippine. La capacità produttiva di questo impianto è di circa 290 MW di elettricità. Il complesso è stato commissionato nel 1979.

Stazione di Darajat, Indonesia (capacità 260 MW)

L'ottava stazione geotermica più grande del mondo, la centrale geotermica di Darajat, ha una capacità installata, per generare energia elettrica, di 260 MW. Si trova a Garut, nel distretto di Pasirwangi, in Indonesia, ed è gestito da Darajat GPP Amoseas Indonesia. Tre centrali elettriche in questa stazione generano elettricità che serve le province di Bali e Java della parte insulare della nazione.

Malitbog Station, Phillipines (capacità 230 MW)

La centrale geotermica Malitbog, situata a circa 25 chilometri a nord della città di Ormoc nell'isola di Leyte, nelle Filippine, ha una capacità di generazione di energia elettrica di 230 MW. La Sumitomo Corporation e Fuji Electric hanno sponsorizzato la costruzione di questo impianto nel 1993, ed è stato completato nel 1996. Attualmente di proprietà di Energy Development Corporation, l'impianto è equipaggiato con tre turbine monocilindriche a doppio flusso e condensazione.

Stabilimento di Wayang Windu, Indonesia (capacità 225 MW)

Lo stabilimento di Wayang Windu si trova a 40 chilometri a sud di Bandung, nella parte occidentale di Giava, in Indonesia. Wayang Windu è gestito da Star Energy Geothermal Limited. L'impianto ha due unità, la prima è stata completata nel 1999 e la seconda nel 2009. Al momento della sua installazione, l'unità One era la più grande turbina geotermica al mondo. Insieme, le due unità hanno la capacità di generare 225 MW di energia elettrica.

I contro della geotermia

Diatrife tra favorevoli e contrari, su qualsiasi argomento, sono state, sono e saranno argomenti di conversazione e dibattito, non solo filosofici ed etici ma anche tecnici, condotti da chi viene affascinato da una tesi piuttosto che dal suo contrario.

Questo stimola e favorisce la ricerca di motivazioni, chiarimenti e precisazioni che rendono più forti le ragioni in campo, soprattutto in ambito tecnico e consente di implementare lo studio e l'utilizzo di tecniche, procedimenti e conoscenze tecnico-scientifiche avanzate per la soluzione di problemi pratici. Sempre più, l'insieme di elaborazioni teoriche e sistematiche applicabili alla pianificazione e alla razionalizzazione di interventi consente di scoprire ed elaborare soluzioni in grado di eliminare o minimizzare i rischi.

Da decenni, per quanto attiene l'utilizzo della risorsa geotermica, si assiste a questo scambio di teorie opposte.

Vediamo, nello specifico, per quanto attiene l'utilizzo dell'energia geotermica ad alta e altissima entalpia, quali sono i punti salienti per i contrari:

● Odore

Coloro che abitano nei pressi di un impianto potrebbero essere disturbati dall'odore emesso. Infatti, dalle centrali geotermiche si può diffondere un olezzo non molto gradevole, causato in particolare dall'idrogeno solforato, e ciò potrebbe generare eventuali dissapori con gli abitanti della zona. Ebbene, il problema dell'odore sgradevole si elimina installando impianti di abbattimento in cui vengono debellate le esalazioni prima che possano librarsi nell'aria.

Il problema degli inquinanti atmosferici sussisteva però in realtà «con la vecchia geotermia, le cui centrali sono state tutte o rinnovate o chiuse e gli attuali impianti sono dotati di tecnologie che abbattano i gas inquinanti e il loro impatto sulla popolazione, come dimostrato da vari studi sanitari, è inesistente.

● Impatto Ambientale

Un altro elemento sfavorevole legato alle centrali geotermiche è l'immagine negativa che riversano sul panorama. Infatti, la centrale è circondata da tubature di grossa dimensione che possono impattare in modo profondo sulla cornice che le accoglie. La soluzione attuata è quella di affidarsi a progetti di ingegneria ambientale ad hoc. Questo tipo di impatto è, comunque, inferiore rispetto a quelli causati da altri tradizionali impianti industriali per l'approvvigionamento di energia e non solo.

● Sismicità

Secondo alcuni vulcanologi un'attività antropica, soprattutto legata alla reiniezione del fluido, alle profondità necessarie per l'utilizzo dell'alta ed altissima entalpia può generare rischi ed ogni piccola variazione nell'assetto tettonico può causare shock.

La reiniezione dei fluidi migliora la resa industriale dei campi geotermici, rendendo sostenibile l'utilizzazione della risorsa. Questi aspetti concorrono a guardare con ottimismo a questo possibile impatto ambientale che è perfettamente controllabile e verificabile con tecniche, anche, satellitari ormai di uso comune. Questa paura relativa alla subsidenza può essere superata rendendo disponibili, agli abitanti dei territori, dati in tempo reale sulle aree in coltivazione. Va considerato che la microsismicità naturale è presente in tutti i campi geotermici, siano essi attivi o potenziali.

Comunque, la microsismicità è monitorata e controllata in funzione delle operazioni condotte nel sottosuolo nelle aree di produzione/reiniezione di fluidi e anche questo aspetto viene gestito in maniera accurata dagli operatori geotermici, in particolare, attraverso sistemi di monitoraggio e semaforo utilizzati durante le stimolazioni. Vengono considerate le possibilità di propagazione instabile della rottura sin dall'inizio dell'iniezione osservando l'intera evoluzione della sismicità in tempo quasi reale e ad alta risoluzione per una reazione immediata nella strategia di iniezione.

Prima dell'inizio delle attività viene il monitoraggio allo scopo di quantificare i valori di fondo, naturali e/o indotti anche da altre attività antropiche.

Nel corso dell'esercizio, vengono rilevati e analizzati oltre l'eventuale sismicità anche le variazioni di tutti i parametri monitorati confrontandoli con i valori di fondo acquisiti ante operam.

Questo tipo di monitoraggio segue l'evoluzione della sismicità al fine, eventualmente, di rimodulare o sospendere le attività stesse.

Quindi, una corretta e monitorata "coltivazione" del campo geotermico con la re-iniezione del fluido utilizzato, consente di evitare questi rischi.

Sono esclusi dai monitoraggi gli impianti geotermici a bassa entalpia (con temperature minori di 90°C), noti anche come "sonde geotermiche" o "impianti di geoscambio", di interesse locale, contenuti entro una profondità di 250 metri dal piano campagna, a condizione che non vi siano scambi di fluidi col sottosuolo, né vengono introdotti additivi di alcun genere.

Il paragrafo successivo, "Sistemi di monitoraggio" chiarisce il livello di attenzione, studio e ricerca, portati avanti dai più importanti Centri di ricerca ed Università per rendere del tutto sicura questa risorsa pulita e rinnovabile.

Sistemi di monitoraggio

Grande attenzione è dedicata allo studio, alla progettazione e realizzazione di sensori e prototipi per il logging (specifica tecnica geofisica usata e sviluppata, principalmente nella ricerca petrolifera per misurare, entro un pozzo di ricerca, produzione, piezometrico o un semplice foro di sondaggio, alcune proprietà fisiche, chimiche e geologiche delle rocce nel sottosuolo e dei fluidi in esse contenuti) e il monitoraggio dei pozzi geotermici così come alla modellazione geofisica per l'individuazione e la caratterizzazione di aree a elevato potenziale geotermico da parte di Istituti di Ricerca. In particolare, nella Regione Campania, operano, tra gli altri, l'INGV (Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia), l'Università degli Studi della Campania Vanvitelli, l'Università degli Studi di Napoli Parthenope, l'Università degli Studi di Napoli Federico II. Nell'ambito dell'Obiettivo Realizzativo n°3 (OR3) sono stati sviluppati sistemi innovativi di rilevamento capaci di operare in ambienti ad altissima temperatura e con fluidi molto aggressivi in grado di eseguire controlli nei pozzi geotermici (alta e altissima entalpia) per la produzione elettrica ad altissima potenza.

È stato, anche, messo a punto un sistema di rilevamento e analisi continua, in tempo reale, dei principali gas contenuti nei fluidi geotermici.

L'INGV, inoltre, ha predisposto tecniche numeriche per la simulazione delle concentrazioni di gas inquinanti emessi da impianti geotermici di vecchio tipo e per la simulazione del potenziale sismogenetico delle operazioni di estrazione, iniezione e prelievo/reiniezione.

Sono stati sviluppati strumenti di visualizzazione capaci di rappresentare il sottosuolo attraverso modelli 3D interattivi che coinvolgono anche l'interpretazione di campo di potenziale e acquisizioni geoelettriche in grado di ricostruire le principali proprietà geologico strutturali e fisico chimiche ai fini

dell'utilizzo della risorsa geotermica. Nel prossimo futuro si opererà per esportare modelli 4D, in altre parole, variabili nel tempo.

Sono stati, inoltre, sviluppati, dai ricercatori del Dipartimento di Scienze della Terra, dell'Ambiente e delle Risorse (DISTAR) della Federico II°, metodi e tecnologie geofisiche integrate in grado di fornire un efficace contributo all'individuazione, analisi e monitoraggio di aree a elevato potenziale geotermico. Si è potuto, pertanto, verificare che l'interazione fluido geotermico/struttura produce fenomeni di redistribuzione di massa in profondità e altera le proprietà termiche, meccaniche ed elettromagnetiche dei volumi della crosta terrestre coinvolti, generando segnali che possono essere rilevati grazie alle attuali tecnologie geofisiche.

L'interpretazione di tali dati offre un'immagine affidabile della struttura coinvolta, un monitoraggio geofisico e la definizione degli assetti tettonici per individuare le aree idonee per lo sfruttamento geotermico.

Un significativo contributo in termini di monitoraggio ed interpretazione dati si è ottenuto grazie al progetto DEEPEGS, (Deployment of Deep Enhanced Geothermal Systems for Sustainable Energy Business), finanziato dall'UE, che è riuscito a scavare a 4.659 metri di profondità in un campo geotermico. Questo pozzo, realizzato in Islanda, ha il tubaggio più profondo di qualsiasi altro raggiungendo quella che è stata definita una "significativa pietra miliare" per l'industria geotermica.

L'obiettivo a lungo termine del progetto è usare pozzi profondi per una produzione di energia ad alta efficienza, che apre nuove dimensioni nell'uso del calore geotermico come fonte. DEEPEGS doveva trovare fluido supercritico in fondo al pozzo, perché questo ha un contenuto di energia molto più alto rispetto al normale flusso geotermico ad alta temperatura essendo così una fonte di energia molto più efficace, e il progetto ha conseguito tale risultato. Ciò ha

consentito di superare ostacoli e acquisire preziosa esperienza nel settore dell'utilizzo dell'energia geotermica ad altissima entalpia.

I pozzi supercritici profondi possono produrre più energia rispetto ai tradizionali pozzi geotermici, sono, quindi, necessari in numero inferiore e questo risulterà in una maggiore quantità di energia raccolta con un ancora minore impatto ambientale.

Avere la Terra e non rovinarla è la più bella forma d'arte che si possa desiderare (Andy Warhol)

Maurizio Avallone

R.S.A. (Ricerca e Studi sull'Ambiente) S.r.l.

www.rsambiente.it

Ing. Maurizio Avallone – R.S.A. (Ricerca e Studi sull'Ambiente) S.r.l. – www.rsambiente.it

Email: mavallone@libero.it – PEC: maurizio.avallone@ordingna.it

APPENDICE

TERNA - DATI STATISTICI 2021

Produzione annuale lorda 2021: +3,0% rispetto al 2020

La produzione nazionale lorda è stata pari a 289,1 TWh, registrando un +3,0% rispetto al 2020. In dettaglio la produzione nazionale è stata coperta per il 59,0% dalla produzione termoelettrica non rinnovabile (in aumento del 5,5% rispetto al 2020), per il 16,4% dalla produzione idroelettrica (-4,1% rispetto al 2020) e per il restante 24,6% dalle fonti eolica, geotermica, fotovoltaica e bioenergie (eolica +11,5%, fotovoltaica +0,4%, geotermica -1,9% e bioenergie -2,9% rispetto al 2020).

Con focus sulla produzione termoelettrica, vista la prevalenza che riveste nella copertura del fabbisogno, osserviamo come gli impianti di cogenerazione, che hanno rappresentato nel 2021 il 53,7% del termoelettrico totale, a fronte di una produzione elettrica di 101,6 TWh hanno prodotto, in assetto cogenerativo, 57,7 TWh termici, con un relativo utilizzo del calore pari all'81,8%.

Potenza lorda installata al 31 dicembre 2021: +0,6% rispetto al 2020

La potenza efficiente lorda di generazione, al 31 dicembre 2021, è risultata pari a 119,8 GW, con un incremento dello 0,6% rispetto all'anno precedente.

Nel 2021 il parco di generazione delle fonti rinnovabili ha continuato a crescere con un incremento generale pari al 2,5% e una potenza di 58,0 GW, rappresentando il 48,4% del totale installato nel nostro Paese. Il parco di generazione termoelettrico ha invece registrato un lieve calo, passando da 62,7 GW nel 2020 a 61,9 GW. In termini numerici, si è passati da 948.979 impianti rinnovabili nel 2020 a 1.029.479 nel 2021 (il solo settore fotovoltaico ha registrato un incremento 80.245 impianti). Diversi settori hanno registrato incrementi rispetto all'anno precedente: il fotovoltaico con +4,4% si è attestato a 22,6 GW, a seguire l'eolico con +3,5% e 11,3 GW, mentre per l'idrico rinnovabile c'è stato un lieve aumento dello 0,3% attestandosi a 19,2 GW; sono rimaste sostanzialmente stabili le bioenergie (4,1 GW) e il geotermico (0,8 GW).

Inoltre, al 31 dicembre 2021 risultano in esercizio n. 75.070 sistemi di accumulo (+90% sul 2020) per una potenza attiva nominale complessiva pari a 407,1 MW (+124% sul 2020).

La Geotermia e il Mezzogiorno

La Geotermia può rappresentare un importante volano di sviluppo per il Mezzogiorno. Prima di tutto perché molte delle aree con maggiore quantità e disponibilità della risorsa sono localizzate nelle Regioni Meridionali. La Campania, ad esempio, ha probabilmente il maggior potenziale geotermico in Italia, più della stessa Toscana, come dimostrato, per la prima volta in maniera esplicita e quantitativa, da un'importante pubblicazione scientifica dell'INGV-Osservatorio Vesuviano (Carlino e altri, 2011). Il potenziale elettrico calcolato dagli autori menzionati, per le sole aree geotermicamente note di Campi Flegrei e Ischia, ammonta a circa 1.5-2.0 GWe. A parte l'enorme potenziale, alcune aree vulcaniche campane, ossia ancora Campi Flegrei e Ischia, sono caratterizzate da risorse ad alta temperatura reperibili anche a profondità estremamente basse, quindi con costi irrisori di perforazione, che in un progetto geotermico rappresentano il fattore cruciale che decide la convenienza o meno dello sfruttamento. Oltre all'enorme potenzialità ed economicità della risorsa geotermoelettrica in Campania, il più grande insediamento urbano della Regione, ossia l'area metropolitana di Napoli, presenta quasi ovunque condizioni ottimali per l'utilizzo diretto di sorgenti a bassa entalpia per il riscaldamento. Il principale ostacolo per lo sviluppo della geotermia per la produzione elettrica, nelle aree vulcaniche napoletane caratterizzate da eccezionali risorse, è costituito dall'intensa urbanizzazione. Questa fa sì che il modello di produzione in queste aree deve necessariamente essere profondamente diverso da quello adottato per le aree Toscane, prevedendo, al posto di grandi impianti concentrati in singole aree, impianti di dimensione medio/piccola (potenze tipiche 1-10 MWe) diffusi sul territorio, a bassissimo impatto ambientale (quindi con re-iniezione totale e/o con nuovissime tecnologie di scambi termico in pozzo), immessi in rete con sistemi

di distribuzione intelligenti (smart grid). Questo apparente ostacolo potrebbe invece costituire un importante volano per l'ideazione e la sperimentazione, in queste aree, di tecnologie altamente innovative per la produzione geotermoelettrica ad impatto ambientale pressoché nullo. Tra queste, una menzione particolare va alle tecnologie di scambio termico in pozzo, la cosiddetta 'Geotermia di terza generazione', di cui si parla molto, a livello internazionale, ma che sinora non è mai stata effettivamente sperimentata in nessun'area al Mondo. Il concetto di tale tecnologia è quello di evitare l'emungimento (e quindi la re-iniezione) del fluido geotermico, utilizzando il pozzo geotermico per prelevare soltanto calore, tramite l'immissione di fluido che viene appunto riscaldato nel pozzo e portato nel generatore, per la produzione elettrica. Il fluido in questione può essere acqua, che verrebbe quindi o fatta contestualmente vaporizzare e portata in turbina oppure immessa in un ulteriore scambiatore di calore per alimentare un generatore binario a fluido basso-bollente; oppure, il fluido vettore potrebbe essere direttamente un fluido organico basso-bollente, riscaldato nel pozzo fino ad ebollizione ed immesso in turbina. Un sistema di questo genere rappresenterebbe una metodologia di sfruttamento ad impatto realmente nullo, in quanto, evitando l'emungimento di fluidi profondi, avrebbe zero emissioni nocive e nessun impatto sulla falda, eccetto per il prelievo termico. Chiaramente, un sistema di questo genere può funzionare soltanto se il prelievo delle notevoli quantità di calore dai pozzi, necessarie per la generazione elettrica, viene ripristinato con velocità almeno equivalente dalla circolazione di fluido geotermico nelle rocce circostanti, altrimenti il pozzo progressivamente si raffredda ed il sistema diviene non sostenibile. Le aree Campi Flegrei ed Ischia rappresentano siti ideali per la sperimentazione di questi sistemi avanzati, in quanto presentano temperature estremamente

alte, già nel campo dell'alta entalpia, anche a profondità estremamente basse (poche decine o centinaia di metri). In questo caso, la sperimentazione di sistemi di scambio termico in pozzo risulta estremamente economica ed i risultati possono, quindi, adattarsi anche a situazioni in cui, invece, è necessario andare a profondità notevoli per reperire risorse utili. Il 'Campi Flegrei Deep Drilling Project', elaborato dall'INGV-Osservatorio Vesuviano per la ricerca vulcanologica avanzata sull'area dei Campi Flegrei, è parimenti orientato a fare di quest'area un laboratorio naturale di nuove tecnologie per l'ambiente e l'energia, ed in particolare per sperimentare le tecnologie più efficienti ed eco-compatibili per lo sfruttamento geotermico di aree densamente urbanizzate. Altri due importanti progetti geotermici, incentrati particolarmente sull'area vulcanica campana sono stati elaborati dall'INGV-Osservatorio Vesuviano: il Progetto MIUR PON-TIGRE, nell'ambito dei Fondi Europei per lo Sviluppo Regionale (FESR) ed il Progetto Europeo HEAT GEO, presentato nell'ambito del VII Programma Quadro dell'Unione Europea. Il Progetto TIGRE (Tecnologie Innovative Geotermiche per la Ricerca e la produzione Elettrica) prevede una fase di esplorazione approfondita delle aree vulcaniche campane e di un'area della Puglia settentrionale, per arrivare alla realizzazione di un impianto pilota di generazione elettrica in Campania a bassissimo impatto ambientale (con annessa sperimentazione dei sistemi di scambio in pozzo) e di un impianto innovativo di riscaldamento in un'area della Puglia caratterizzata da risorse a bassa entalpia. Il Progetto Europeo HEAT GEO, che vede la partecipazione di un altro prestigioso Istituto di Ricerca Francese, il BRGM (Bureau des Recherches Geothermales et Mineraries) oltre al Dipartimento di Ingegneria Energetica dell'Università di Firenze, è invece specificamente rivolto alla sperimentazione, nell'area dei Campi Flegrei, delle tecnologie di scambio termico in pozzo, anche mediante

l'utilizzo di sistemi artificiali per aumentare la permeabilità e/o la conducibilità delle rocce esterne al pozzo in modo da rendere sostenibile il prelievo termico. L'INGV partecipa anche, con l'Università di Napoli Parthenope capofila, al sottoprogramma geotermico del Distretto Campano Energie Rinnovabili 'SMART GRID' recentemente proposto da molti Istituti di Ricerca ed aziende meridionali nell'ambito dei progetti MIUR-PON 'Laboratori e Distretti Pubblico/Provati', finanziati con fondi FESR. Nell'area Campana, e nelle altre aree meridionali in genere, sono poi in corso di attuazione altri importanti progetti, come il Progetto VIGOR o Atlante, capofila CNR, volto all'esplorazione di aree geotermiche nell'Italia del Sud principalmente per l'individuazione di risorse a bassa/media entalpia.

Oltre alla Campania, la cui ricchezza di risorse geotermiche è dovuta all'intenso vulcanismo, anche la Sicilia, sebbene molto meno esplorata e quindi meno nota, dovrebbe avere importanti risorse geotermiche. Queste sono certamente estremamente ricche sia nelle Isole Eolie, in particolare a Vulcano che è stata oggetto, nel passato, di specifiche ricerche dell'ENEL, che nel fondale tra le Eolie, la Campania e la Calabria, ossia nell'area del vulcanismo sommerso del Marsili, Vavilof, ecc. Nelle Regioni Puglia e Calabria continentale è possibile l'utilizzo di risorse di bassa entalpia. In particolare, alcune aree della Puglia hanno probabilmente anche risorse di media entalpia che potrebbero essere economicamente utilizzate per la produzione elettrica. Per quanto riguarda la Calabria, a parte l'area vulcanica sottomarina tirrenica ricchissima di risorse ad alta entalpia, si sa molto poco delle risorse geotermiche, mancando esplorazioni precedenti. Al contrario, la Sardegna occidentale possiede notevoli risorse di media entalpia, con punte di alta, in particolare nell'area del Campidano. L'area vulcanica sottomarina del basso Tirreno merita una menzione a parte, poiché

rappresenta un'estensione di circa 40,000 km² di fondale marino caratterizzata da flusso di calore eccezionalmente alto, segno di un'enorme ricchezza geotermica di alta entalpia e, verosimilmente, di risorse supercritiche. Un'area limitata in corrispondenza del vulcano Marsili fu affidata nel 2010-2011, per l'esplorazione geotermica, alla società Eurobuilding spa, che fece richiesta di permesso di ricerca nel 2008, ottenendolo poi un paio di anni dopo dal MISE. All'epoca, non si riuscirono poi a trovare le risorse per gli ingenti investimenti richiesti dall'esplorazione su fondali di 1000-2000 metri di profondità, ed il permesso fu abbandonato. L'utilizzo delle risorse off-shore, in particolare in quest'area del Tirreno meridionale, è in ogni caso una delle più importanti prospettive future della geotermia nel Mezzogiorno d'Italia. Dati gli alti costi delle perforazioni off-shore e della costruzione e manutenzione delle piattaforme capaci di allocare impianti geotermici, lo sfruttamento delle risorse off-shore dovrà verosimilmente prevedere l'utilizzo di fluidi supercritici, l'unico tipo di geotermia capace di produrre le ingenti potenze elettriche necessarie per rendere economicamente sostenibili gli investimenti. (RICERCA SVIMEZ-SRM SULLE FONTI RINNOVABILI -

Prof. Giuseppe De Natale - agosto 2022)

La Piattaforma Tecnologica Nazionale 'Energia Geotermica' (2011)

Nell'Aprile del 2011, ossia circa un anno dopo l'entrata in vigore della nuova legge sulla Geotermia (n.22/2010), per iniziativa congiunta di Assoknowledge/Confindustria, INGV e Ministero dell'Università e Ricerca, venne costituita la Piattaforma Tecnologica Nazionale 'Energia Geotermica', che aggregava le più importanti industrie nazionali operanti o interessate nel settore geotermico (tra cui ENEL-Greenpower, che ha coordinato la partecipazione delle aziende), insieme ai maggiori Enti di ricerca ed Università operanti nel settore ed in discipline affini. Nel Luglio 2011 la Piattaforma stilò un documento programmatico per la Geotermia in Italia, che elenca i settori di ricerca tecnologica di maggiore interesse strategico, quindi prioritari. Inoltre, il documento, per la prima volta in maniera organica e collegiale con il contributo di tutti gli esperti del settore, ha calcolato gli obiettivi massimi di produzione elettrica da fonte geotermica per i prossimi 10 e 15 anni, che prevedevano una crescita nella produzione totale di almeno un fattore 5-6. Purtroppo, a fronte di un enorme interesse iniziale di aziende italiane ed internazionali, che portò alla presentazione di un centinaio di permessi di ricerca, l'inefficienza burocratica delle Regioni, condizionata dalla nascita di numerosi gruppi che si opponevano (ancora oggi) allo sviluppo della Geotermia su basi assolutamente a-scientifiche e puramente emotive (fake news), ha impedito di fatto finora un qualunque grado di sviluppo. (RICERCA SVIMEZ-SRM SULLE FONTI RINNOVABILI - Prof. Giuseppe De Natale - agosto 2022)

DATI SULLA CAPACITA' DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA DA GEOTERMIA SUL PIANETA

Capacità di elettricità geotermica installata					
Nazione	Capacità (MW) 2007	Capacità (MW) 2010	Capacità (MW) 2020	Percentuale sulla produzione elettrica nazionale 2010	Percentuale sulla produzione geotermica globale 2010
<u>Stati Uniti d'America</u>	2687	3086	2587	0.3	28.2
<u>Indonesia</u>	992	1197	2131	3.7	10.9
<u>Filippine</u>	1969.7	1904	1928	27	17.4
<u>Turchia</u>	38	82	1613		<1
<u>Nuova Zelanda</u>	471.6	628	984	10	5.7
<u>Messico</u>	953	958	906	3	8.7
<u>Kenya</u>	128.8	167	824	11.2	1.5
<u>Italia</u>	810.5	843	797	1.5	7.7
<u>Islanda</u>	421.2	575	756	30	5.2
<u>Giappone</u>	535.2	536	525	0.1	4.9
<u>Costa Rica</u>	162.5	166	262	14	1.5

Capacità di elettricità geotermica installata

Nazione	Capacità (MW) 2007	Capacità (MW) 2010	Capacità (MW) 2020	Percentuale sulla produzione elettrica nazionale 2010	Percentuale sulla produzione geotermica globale 2010
El Salvador	204.2	204	204	25	1.9
Nicaragua	87.4	88	153	10	<1
Iran	250	250			2.3
Russia	79	82	74		<1
Papua-Nuova Guinea	56	56	56		<1
Guatemala	53	52	49		<1
Germania	8.4	6.6	40		<1
Cile			40		<1
Honduras			39		<1
Portogallo	23	29	29		<1
Cina	27.8	24			<1
Francia	14.7	16	16		<1

Capacità di elettricità geotermica installata

Nazione	Capacità (MW) 2007	Capacità (MW) 2010	Capacità (MW) 2020	Percentuale sulla produzione elettrica nazionale 2010	Percentuale sulla produzione geotermica globale 2010
Croazia			10		<1
Etiopia	7.3	7.3	7		<1
Austria	1.1	1.4	1		<1
Australia	0.2	1.1	0		<1
Thailandia	0.3	0.3	0		<1
TOTALE	9,981.9	10,959.7	14,050.0		

CICLO RANKINE

Il ciclo di Rankine creato da William Rankine è un ciclo termodinamico. Il suo scopo è quello di trasformare il calore in lavoro. È alla base del funzionamento del motore a vapore di qualsiasi tipo. Questo ciclo è adottato nelle centrali termoelettriche per la produzione di energia elettrica con turbina a vapore ed utilizza come fluido motore il vapore acqueo, sia in forma liquida che sotto forma aeriforme. Il ciclo può essere:

"aperto", cioè con scarico di vapore in atmosfera (come avveniva nelle vecchie locomotive a vapore, che dovevano trasportare, oltre al carbone, anche l'acqua);

"chiuso", come nel caso delle centrali termoelettriche, anche a ciclo combinato. È possibile sfruttare il calore residuo della condensazione del vapore (cogenerazione), anche trasportandolo attraverso una rete di teleriscaldamento.

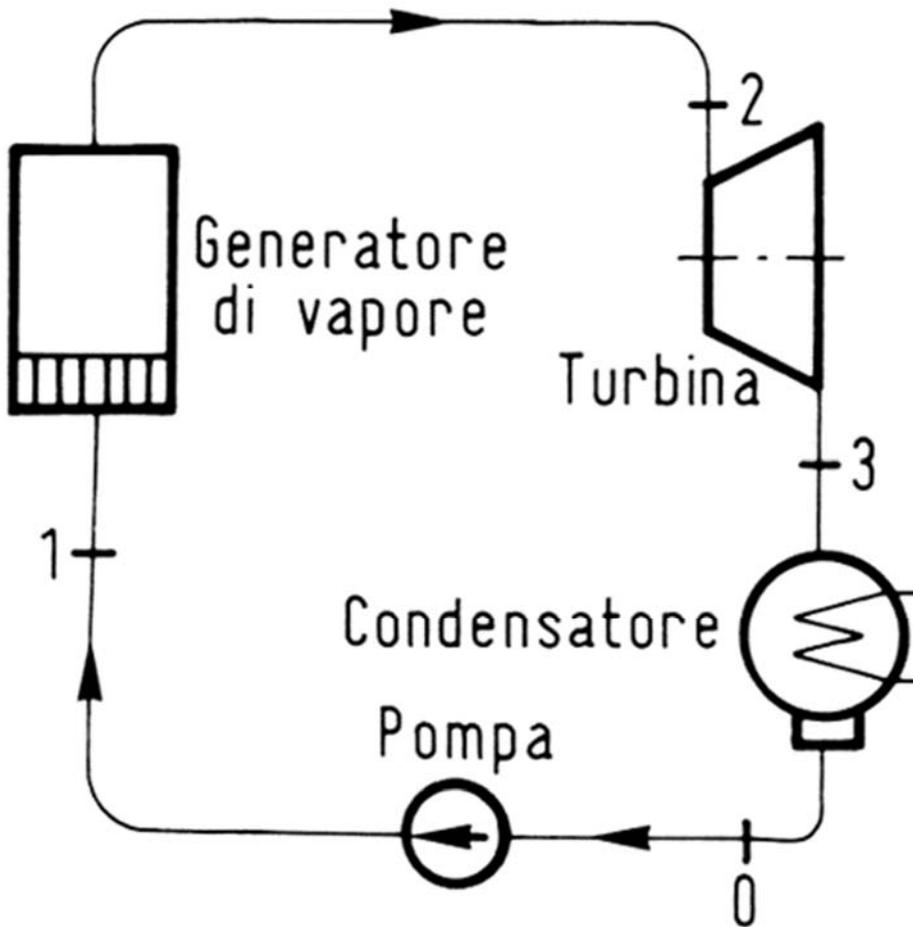
Nel secondo caso abbiamo che il ciclo si compone di quattro organi:

Pompa estrazione condensato: estrae il liquido saturo dal condensatore e lo inietta nella caldaia. Le variazioni di entalpia, entropia e temperatura (attorno ai 30-35 °C) sono minime, aumenta invece la pressione (a partire da un valore iniziale generalmente di 0,05 bar) fino a diversi MPa; la potenza meccanica assorbita per il pompaggio del fluido è in genere trascurabile rispetto a quella erogata dalla turbina (indicativamente in rapporto 1/100)

Caldaia o Generatore di vapore: è uno scambiatore di calore tra i fumi di combustione e il liquido saturo che aumenta di temperatura fino a trasformarsi in vapore saturo e successivamente surriscaldato, la trasformazione è isobara (avviene a pressione pressoché costante).

Turbina: è l'organo in cui avviene la produzione di lavoro utile. Il vapore surriscaldato, ad elevata pressione ed entalpia, entra in una turbina alla massima temperatura del ciclo e si espande fino alla pressione minima del condensatore, con aumento del volume specifico e diminuzione della temperatura. Di solito fuoriesce come vapore saturo con titolo molto alto. La differenza tra la potenza di espansione e quella di compressione è la potenza meccanica netta ottenuta dalla conversione parziale del calore immesso dalla caldaia.

Schema di una macchina a ciclo Rankine



- Un generatore di vapore ove il fluido a pressione prefissata p_1 viene riscaldato e vaporizzato dallo stato 1 allo stato 2, scambiando con la sorgente esterna il calore positivo di ciclo Q^+ ;
- Una turbina ove il fluido espandendosi da 2 a 3 (in maniera idealmente isoentropica) cede all'esterno il lavoro positivo di ciclo L^+ ;
- Un condensatore, spesso del tipo a fascio tubiero refrigerato ad acqua da sorgenti naturali, ove avviene la condensazione isobara a p_0 dallo stato 3 allo stato 0; viene asportato il calore negativo di ciclo Q^- ;
- Una pompa, ove il liquido viene riportato dalla pressione p_0 (stato 0) alla pressione p_1 , ed ove viene scambiato (in maniera idealmente isoentropica) il lavoro negativo di ciclo L^- .

CICLO KALINA

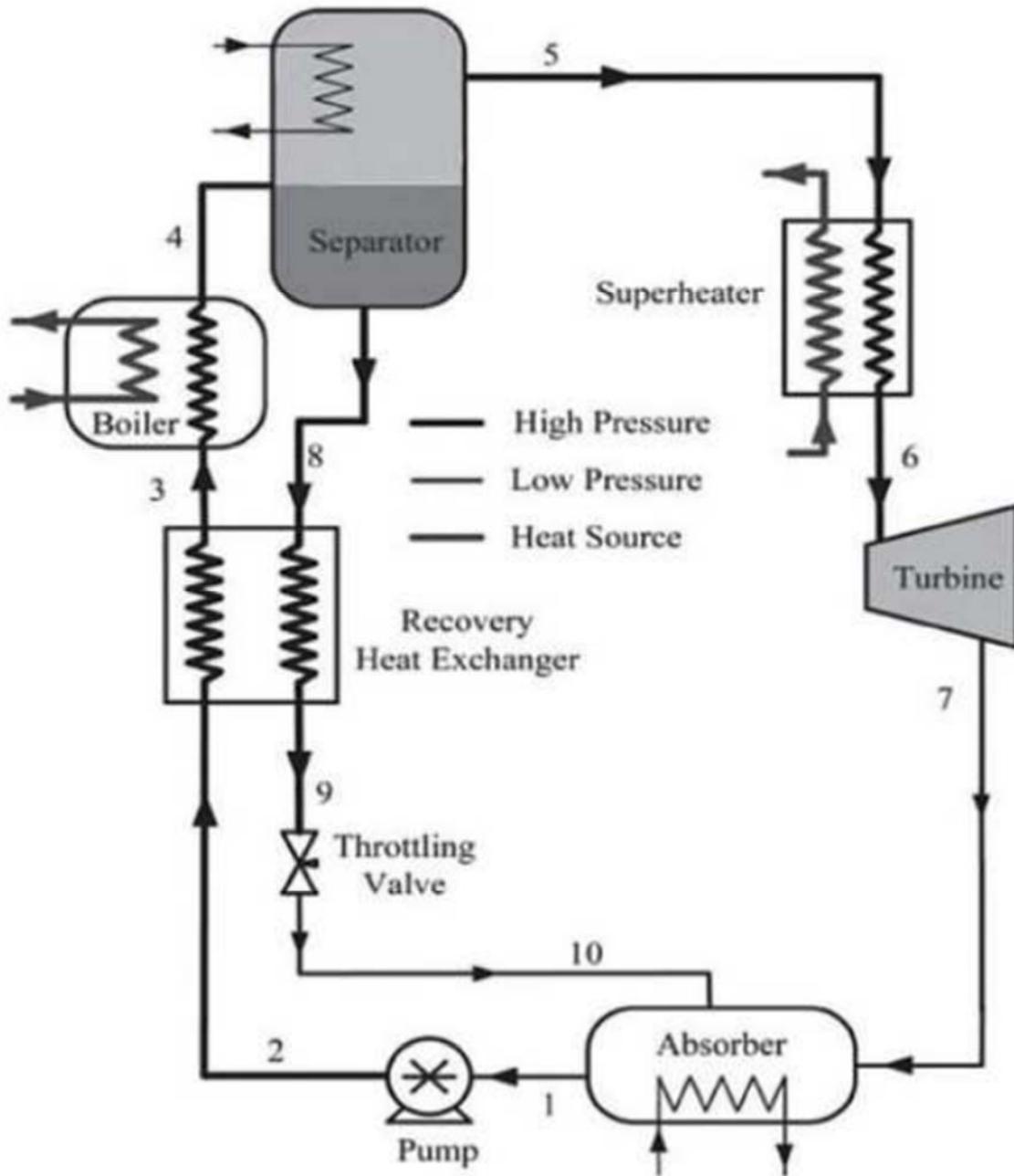
Il ciclo Kalina, sviluppato dal Dr. Alexander Kalina, è un processo termodinamico per convertire l'energia termica in potenza meccanica utilizzabile.

Utilizza una soluzione di 2 fluidi con diversi punti di ebollizione per il suo fluido di lavoro. Poiché la soluzione bolle in un intervallo di temperature come nella distillazione, è possibile estrarre più calore dalla sorgente rispetto a un fluido di lavoro puro. Lo stesso vale per l'estremità di scarico (condensazione). Ciò fornisce un'efficienza paragonabile ad un ciclo combinato, con minore complessità.

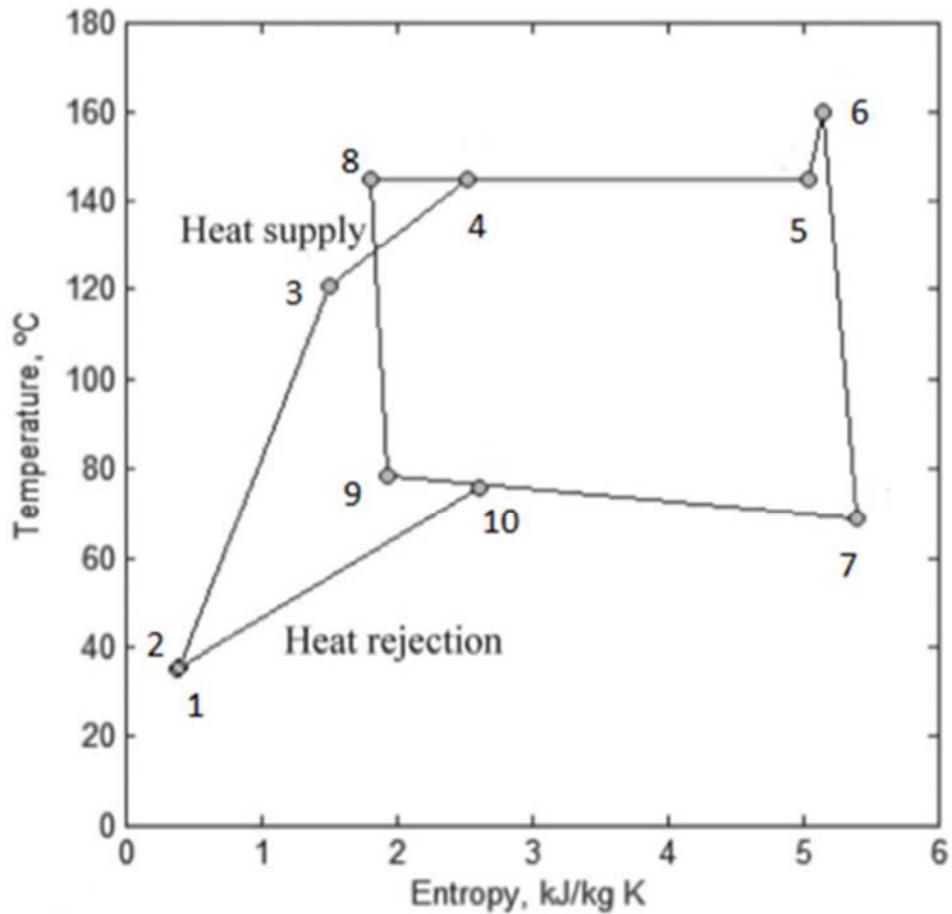
Mediante opportuna scelta del rapporto tra i componenti della soluzione è possibile adeguare il punto di ebollizione della soluzione di lavoro alla temperatura di apporto termico. Acqua e ammoniaca è la combinazione più utilizzata, ma sono possibili altre combinazioni.

A causa di questa capacità di sfruttare appieno la differenza di temperatura tra la particolare fonte di calore e il dissipatore disponibile, trova applicazioni nel riutilizzo del calore dei processi industriali, dell'energia geotermica, dell'energia solare e nell'uso del calore di scarto delle centrali elettriche.

CICLO DI KALINA SEMPLIFICATO

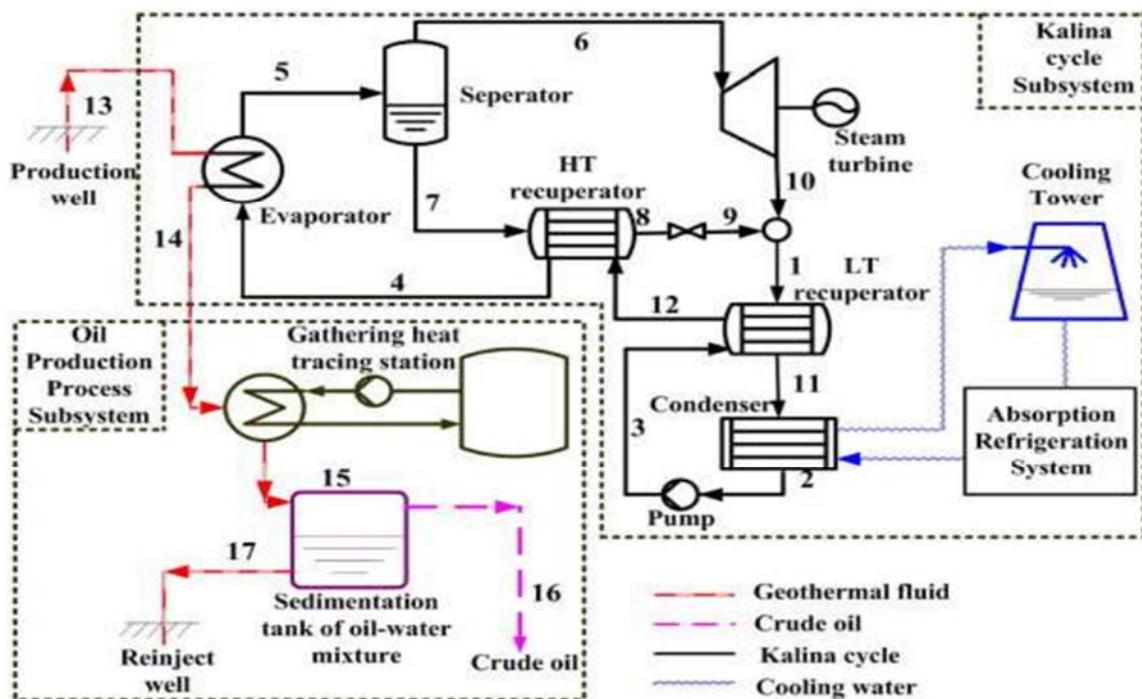


Ing. Maurizio Avallone – R.S.A. (Ricerca e Studi sull’Ambiente) S.r.l. – www.rsambiente.it
Email: mavallone@libero.it – PEC: maurizio.avallone@ordingna.it



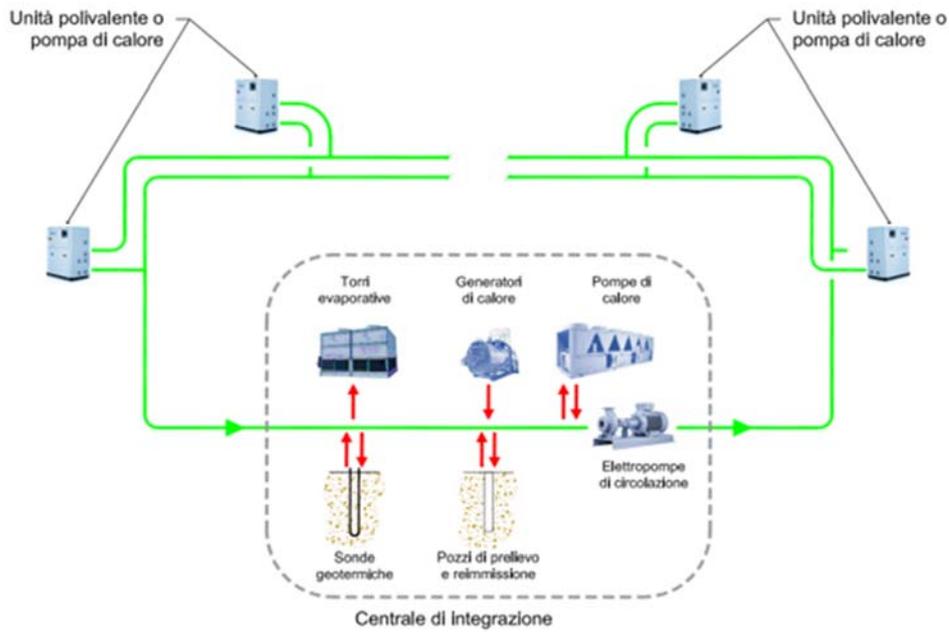
-Diagramma T-s del ciclo Kalina semplificato

CICLO KALINA INTEGRATO ALL'ENERGIA GEOTERMICA



Ing. Maurizio Avallone – R.S.A. (Ricerca e Studi sull’Ambiente) S.r.l. – www.rsambiente.it
 Email: mavallone@libero.it – PEC: maurizio.avallone@ordingna.it

SISTEMI A POMPE DI CALORE



Schema di collegamento ad anello di unità terminali (pompe di calore o unità polivalenti) con centrale di integrazione

ESTRATTO DA E.GEO 2016

COME FUNZIONA LA POMPA DI CALORE

La pompa di calore permette di portare il calore da una cosiddetta „sorgente“ (il sottosuolo) a temperatura inferiore a quella del cosiddetto „pozzo“, ovvero l'ambiente che riceve il calore. In fase di riscaldamento, l'edificio o, più esattamente, il circuito dei terminali di riscaldamento dell'edificio, rappresenta il pozzo caldo mentre in fase di raffrescamento l'edificio è la sorgente fredda dalla quale viene estratto il calore.

Il vantaggio energetico ed economico della pompa di calore è dato dal rapporto tra la quantità di calore immessa o estratta dall'edificio e la quantità di energia consumata (solitamente elettrica, oppure calore in una pompa di calore ad assorbimento). Tale rapporto viene detto COP (coefficiente di prestazione) ed è compreso fra 3 e 6 per le pompe di calore geotermiche. Per la pompa di calore il sottosuolo rappresenta una sorgente quando lavora in riscaldamento, o un pozzo di calore quando lavora in modalità raffrescamento. Rispetto all'aria, che è la sorgente adoperata dalle pompe di calore aerotermiche, la temperatura del suolo ad una certa profondità subisce variazioni annuali molto più contenute: oltre i 10 m di profondità è pressoché costante tutto l'anno ed è equivalente all'incirca alla temperatura media annuale dell'aria, ovvero in Italia da circa 6 a circa 18 °C. Ciò significa che il suolo, rispetto all'aria, è più caldo d'inverno e più fresco d'estate, e questa prerogativa torna tutta a vantaggio del rendimento della pompa di calore. Lo scambio di calore con il sottosuolo può avvenire in tre modi:

- scambio diretto, dove il circuito dell'evaporatore/condensatore della pompa di calore è a diretto contatto con il sottosuolo;
- impianti a circuito chiuso, dove la pompa di calore effettua lo scambio termico col suolo indirettamente, a mezzo di un circuito idraulico nel quale scorre un fluido termovettore;
- impianti a circuito aperto, nei quali viene prelevata acqua di falda sulla quale viene effettuato lo scambio termico.

In climi freddi, dove il fabbisogno termico dell'edificio è sbilanciato a favore del riscaldamento, il suolo potrebbe raffreddarsi per via della continua estrazione di calore: questo rischio può essere ridotto in vari modi tra cui accoppiare la pompa di calore geotermica a un impianto di pannelli solari termici e, se il terreno è adatto, immagazzinarvi il calore durante l'estate. Non è questo il caso della maggior parte dell'Italia dove, oltre a riscaldare d'inverno, si presenta la necessità di raffrescare in estate, il che consente di equilibrare lo scambio nel sottosuolo; inoltre la presenza diffusa di falde sotterranee contribuisce naturalmente al ripristino delle temperature del serbatoio geotermico. Altre definizioni degli impianti con pompe di calore geotermiche sono sistemi di geoscambio, impianti closed/open loop, geotermia superficiale ecc. La definizione geotermia a bassa entalpia deriva dall'art. 1 c. 2 lettera c) del D. Lgs. 22/2010 per cui „sono risorse geotermiche a bassa entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90 °C“.

Anche se i costi di installazione dell'impianto geotermico sono maggiori rispetto alle soluzioni convenzionali (caldaia a metano o gasolio o pompa di calore aerotermica), tuttavia i minori costi di gestione permettono

un recupero dell'investimento in tempi inferiori a 10 anni, con una vita dell'impianto non inferiore a 25 anni per la parte idraulica (sala tecnica e pompa di calore) e non inferiore a 80 anni per gli scambiatori verticali (sonde). Nel 2010, in Europa, erano già operative circa 1 milione di pompe di calore geotermiche in 19 Stati.

LO SCAMBIO DI CALORE NEL SOTTOSUOLO

Come ricordato poc'anzi, gli scambiatori di calore al suolo si dividono in tre categorie:

- scambio diretto;
- circuito chiuso;
- circuito aperto.

Gli scambiatori possono avere diverse configurazioni, classificate per tipo di fluido e per schema. Negli impianti a scambio diretto, il circuito del refrigerante della pompa di calore è a diretto contatto con il sottosuolo; negli impianti a circuito chiuso viene fatto circolare un fluido contenente acqua e additivi antigelo; gli impianti a circuito aperto operano lo scambio termico sull'acqua di falda estratta dal sottosuolo.

SCAMBIO DIRETTO A SVILUPPO VERTICALE (DX)

Nell'impianto geotermico a scambio diretto, il refrigerante in uscita dalla pompa di calore, circolando in una tubazione messa a diretto contatto con il terreno, scambia calore con esso, e ritorna alla pompa di calore. La definizione scambio diretto implica quindi l'assenza di un circuito (e di un fluido) intermedio tra terreno e pompa di calore. Non vi sono però interazioni dirette tra refrigerante e terreno, se non lo scambio termico. Gli impianti a scambio diretto sono molto più efficienti rispetto a quelli a circuito chiuso sia per l'assenza di un circuito intermedio che per l'elevata conducibilità termica dei tubi di rame utilizzati per lo scambiatore. Di contro questi tubi sono molto più costosi rispetto ai tubi in HDPE utilizzati nelle sonde geotermiche. In confronto alle sonde geotermiche, la lunghezza richiesta è inferiore del 70- 85% e il diametro dei tubi è circa la metà. È richiesto un maggior controllo di qualità sui tubi, perché il gas refrigerante potrebbe fuoriuscire anche da crepe molto piccole. Il rame deve essere protetto dalla corrosione in suoli acidi o in presenza di correnti vaganti con una protezione catodica o con un anodo sacrificale. In alcuni Paesi europei, questi impianti non sono più ammessi, a causa del rischio di fuoriuscita di refrigerante dal circuito di scambio.

CIRCUITO CHIUSO

La maggior parte degli impianti geotermici a bassa entalpia è composta da tre circuiti:

- circuito di climatizzazione;
- circuito secondario della pompa di calore;
- circuito primario di scambio termico col suolo.

Il circuito primario è solitamente in polietilene ad alta densità, all'interno del quale si utilizzano miscele di acqua e antigelo (glicole propilenico, glicole etilenico, alcol denaturato, metanolo o cloruro di calcio). Il glicole etilenico è economico ma è tossico anche a basse concentrazioni; la pur remota possibilità di un suo

sversamento in falda ha spinto molte autorità di controllo a proibirne l'uso. Il glicole propilenico ha sostituito in molti casi quello etilenico, pur essendo più caro e meno efficiente energeticamente. Il metanolo e l'alcol denaturato sono infiammabili e pertanto il loro utilizzo è sconsigliabile. Negli ultimi anni si sta affermando l'uso di soluzioni di cloruro di calcio, per via della maggiore economicità e della minore viscosità, che riduce il consumo energetico per la pompa di circolazione (che mediamente è pari a circa 1/10 del consumo della pompa di calore); si rendono però necessarie componenti idrauliche speciali anti-corrosione. La pompa di circolazione può essere esterna o inclusa all'interno della pompa di calore. Nel circuito primario sono inoltre presenti vasi di espansione e valvole di sicurezza per il controllo della pressione. Il circuito secondario è un comune circuito idraulico i cui accumuli e scambiatori vanno dimensionati caso per caso. Il circuito chiuso di maggiore performance è sicuramente quello di tipo verticale, con perforazioni effettuate appositamente (sonde geotermiche); può essere installato anche orizzontalmente a profondità di 1-3 m (esclusivamente in particolari zone climatiche), oppure in un palo di fondazione (pali energetici). Pertanto i circuiti chiusi per lo scambio di calore col sottosuolo sono di due tipi:

- a sviluppo orizzontale
- a sviluppo verticale.

Circuito chiuso a sviluppo orizzontale

Nel caso delle sonde a sviluppo orizzontale le pompe di calore geotermiche forniscono (o sottraggono) calore all'edificio, scambiandolo con il suolo a basse profondità (1-5 m). I componenti dell'impianto sono quindi tre: scambiatore di calore al suolo, pompa di calore e terminali di riscaldamento/raffrescamento. Questo tipo d'impianto è poco efficace perché ogni metro quadrato di terreno secco a profondità di 1 – 5 m può fornire 0,05 W di energia, ossia molto poco. La prestazione può migliorare solo in presenza di precipitazioni intense e continue (che in Italia si verificano in poche regioni non densamente popolate) o di terreno saturo (con falda sub-superficiale che si trova in poche regioni italiane). Un ulteriore fattore particolarmente rischioso è la possibile formazione di ghiaccio vicino alle tubazioni orizzontali, che può causare danni strutturali se il circuito è posto sotto o presso le abitazioni ed anche la sterilizzazione del terreno se lo scambiatore viene messo in campo aperto o in giardino. Circuito chiuso a sviluppo verticale. Un circuito chiuso verticale è composto da due o più tubi installati verticalmente nel terreno, che formano un circuito chiuso nel quale scorre il fluido termovettore. La lunghezza tipica della perforazione è essere compresa tra 80 e 200 m. La perforazione può essere effettuata appositamente (sonda geotermica verticale) o per un palo di fondazione (pali geotermici o energy piles), ma questa soluzione ha rendimento nettamente minore di quella dedicato solo allo scambio termico. Le sonde geotermiche possono avere configurazione a singola U (due tubi, mandata e ritorno, collegati al fondo), a doppia U oppure coassiale (due tubi concentrici, con la mandata nel tubo interno e il ritorno nell'anello esterno, o viceversa). All'interno del perforo, lo spazio attorno ai tubi è solitamente riempito con un grouting geotermico, ovvero un calcestruzzo preparato con inerti silicei e additivi ad elevata conducibilità termica.

Le sonde geotermiche sono molto utilizzate per la maggiore resa energetica; infatti un metro di sonda verticale può fornire una potenza tra 30 a 70 W e permette di ricavare anche 100 volte l'energia resa da un impianto a circuito orizzontale a parità di metratura disponibile. È una scelta obbligata nel caso non sia disponibile una falda d'acqua sotterranea sfruttabile per un impianto a circuito aperto. La distanza utile tra

sonde varia tra 5 e 15 m a seconda del tipo di terreno e della profondità della sonda. Nei pali geotermici, invece, il circuito idraulico è inserito all'interno di un palo di fondazione. In questo modo è possibile limitare i costi d'installazione, poiché la perforazione non è effettuata appositamente per la posa delle sonde. Di contro il rendimento dell'impianto è inferiore, sia per la minore conducibilità termica dei terreni argillosi in cui si usa questo tipo di fondazione, sia per la presenza di lunghe tubazioni orizzontali superficiali di distribuzione del fluido, che comportano perdite termiche consistenti. Un esempio molto noto di queste installazioni è l'aeroporto di Zurigo. Le profondità dei pali termici oscillano tra 10 e 30 m e il loro rendimento è compreso tra 15 e 30 W per metro di perforazione, circa la metà di quello medio delle sonde geotermiche.

Circuito aperto In un circuito aperto, lo scambio termico avviene con l'acqua di falda o, più raramente, proveniente da corpi idrici superficiali (fiumi e laghi, ma in questo caso si tratta di fonte rinnovabile idrotermica).

L'acqua prelevata può essere scaricata in un corpo idrico superficiale, oppure nello stesso acquifero da cui è stata estratta, tramite trincee drenanti o pozzi. I due pozzi (prelievo e reimmissione) devono essere installati a una distanza sufficiente a evitare la cortocircuitazione termica, che si verifica quando l'acqua termicamente alterata dal pozzo di reimmissione (plume termico) ritorna nel pozzo di prelievo.

Rispetto agli impianti a circuito chiuso, i vantaggi sono un maggiore rendimento della pompa di calore.

Infatti, nel terreno attorno a una sonda nel quale lo scambio avviene anche per conduzione, mentre nel caso della falda lo scambio avviene solo per convezione che, a meno che non si verifichi una cortocircuitazione, è nettamente più rapido e dunque più efficiente; soprattutto per gli impianti di grande potenza, minore costo di installazione e minori spazi occupati, rispetto agli impianti a sonde geotermiche e ancor più rispetto agli impianti a circuito chiuso orizzontale. Lo svantaggio principale di questi impianti, oltre l'onerosa manutenzione, è il rischio di formazione di cricche e incrostazioni, che accorciano la vita utile dell'impianto. Per questo motivo, l'installazione di impianti geotermici a circuito aperto è sconsigliata in presenza di alti contenuti di sali disciolti e per basse potenze di impianto. Se mal dimensionati gli impianti a circuito aperto possono provocare anche il depauperamento degli acquiferi, la contaminazione incrociata tra falde differenti e, in alcuni casi, anche subsidenza. Un caso particolare di circuito aperto: standing column well.

Lo standing column well è un particolare sistema a circuito aperto, nel quale si utilizza lo stesso pozzo per il prelievo e la reimmissione. Infatti l'acqua viene prelevata al fondo del pozzo e, dopo lo scambio termico con la pompa di calore, reimpressa nella parte superiore del pozzo. Esistono numerose applicazioni di questa tecnologia a New York e nel New England in USA.

EFFICIENZA ENERGETICA

Come detto il COP di una pompa di calore geotermica varia fra 3 e 6: ciò significa che, per ciascun kWh elettrico consumato, vengono prodotti 3-6 kWh termici. Il consumo di energia primaria del sistema di generazione di energia elettrica in Italia è di circa il 40%: ciò significa che, per produrre 1 kWh elettrico, è necessario consumare $1/0,4 = 2,5$ kWh termici. Di conseguenza, una pompa di calore geotermica è in grado di produrre da 3 a 6 kWh termici consumando 2.5 kWh termici (che, a loro volta, sono serviti per produrre 1 kWh di energia elettrica). Il rendimento di energia primaria di una pompa di calore geotermica è quindi variabile tra il 120% e il 240%, mentre le migliori caldaie a condensazione raggiungono rendimenti del 90%.

Una pompa di calore geotermica, confrontata con una caldaia a condensazione, permette quindi un risparmio energetico compreso tra il 25% e il 62,5%. Il COP della pompa di calore dipende in gran parte dalle temperature ai due termostati (fluido del circuito di scambio al suolo e fluido dell'impianto di climatizzazione): minore è la loro differenza, più alto è il COP. Di conseguenza, i terminali di climatizzazione che permettono le maggiori performance sono i pannelli radianti, che lavorano a temperature inferiori a 29 °C in riscaldamento e a 16 °C in raffrescamento, seguiti dai ventilconvettori (45 °C in riscaldamento e 7 °C in raffrescamento).

ASPETTI AMBIENTALI

Secondo l'Agencia di Protezione Ambientale statunitense (EPA), le pompe di calore geotermiche sono il sistema di climatizzazione più efficiente, meno inquinante e più conveniente economicamente. Uno dei più grandi vantaggi è sicuramente l'assenza di emissioni sul posto, che rende questi impianti adatti alle aree urbane. Le emissioni di gas serra avvengono però nella fase di generazione dell'energia elettrica, e dipendono quindi dal mix energetico adottato da ciascun Paese. In Svezia, per esempio, la produzione di energia elettrica avviene solo per il 2% con combustibili fossili, pertanto l'adozione di pompe di calore geotermiche permette riduzioni della CO₂ emessa di circa il 65-77%; in Polonia, dove il carbone è ancora ampiamente utilizzato nelle centrali termoelettriche, gli impianti di geoscambio causano più emissioni climalteranti rispetto alle caldaie a metano o gasolio. In Italia, il risparmio di emissioni rispetto ai combustibili fossili è di circa il 40%. Un altro rischio potenzialmente significativo, nel caso di impianti a circuito chiuso è la fuoriuscita del refrigerante della pompa di calore: nonostante i CFC siano stati aboliti a causa del loro effetto di alterazione della fascia di ozono, i fluidi utilizzati al loro posto (HFC) hanno ancora un elevatissimo potere di effetto serra (GWP), pari anche a più di 1000 volte quello della CO₂. Ciononostante, visti i limitati quantitativi di refrigerante contenuti nella pompa di calore, questo impatto ambientale è marginale rispetto alla produzione di anidride carbonica. Un potenziale rischio ambientale è rappresentato dalla fuoriuscita del fluido termovettore delle sonde geotermiche; tuttavia, viste le modeste quantità utilizzate e l'utilizzo di fluidi altamente biodegradabili, il rischio di questo impatto è trascurabile.

ASPETTI ECONOMICI

Gli impianti geotermici a pompa di calore a sonde verticali sono caratterizzati da costi di installazione medio-alti, anche se sono in costante diminuzione, ed hanno bassi costi di mantenimento. Di conseguenza, esse rappresentano un sicuro investimento a medio termine. Oggi e nel prossimo futuro è di fondamentale importanza l'applicazione di questa tecnologia alle ristrutturazioni degli edifici.

In generale, il risparmio sui costi di mantenimento dell'impianto oscilla tra il 40 e l'80%, rispetto ad impianti tradizionali a combustibili fossili. I tempi di ritorno dell'investimento sono mediamente inferiori a 8 anni ma possono scendere anche sotto i 3 e dipendono da:

- dimensioni dell'installazione: soprattutto negli impianti a circuito aperto si hanno consistenti risparmi su impianti più grandi (economie di scala);

- costi di installazione: nei mercati più maturi, come nel Nord Europa, i costi di trivellazione ed installazione (soprattutto per gli impianti a circuito chiuso) sono inferiori, ma in Italia si stanno raggiungendo gli stessi standard;
- incentivi, sgravi fiscali, finanziamenti agevolati;
- costo dell'energia elettrica e dei combustibili fossili: il mix energetico per la produzione di energia elettrica, la concorrenza tra gli operatori, la tassazione e le accise sui carburanti determinano forti differenze tra un Paese e l'altro.

Stima ammortamento riferita ad un impianto di nuova costruzione

Di seguito viene formulata un'analisi economica e tecnica per la realizzazione di un impianto di riscaldamento, raffrescamento e produzione di ACS ad energia geotermica a bassa entalpia, riferito all'ipotesi di un edificio di circa 800 mq con circa 12 unità abitative (appartamenti). Questa analisi deve essere considerata alla stregua di prima valutazione teorica che ha lo scopo di evincere la convenienza, in termini economici, ambientali, nonché di sicurezza per utenti e proponenti, che un impianto ad energia geotermica può comportare. L'esempio riguarda un impianto ad energia geotermica a bassa entalpia per intervento su un edificio di nuova costruzione (classe energetica A) o quantomeno notevole riqualificazione energetica confrontato con impianto a metano + chiller + solare termico.

Analizzando il primo intervento, i calcoli termotecnici si possono riassumere in:

POTENZA DI PICCO: circa 60 kW termici

POTENZA DI PICCO: 60 kW frigoriferi

CARICO ENERGETICO ESTIVO: circa 72.000 kWh/anno (considerando circa un utilizzo dell'impianto di 1200 ore/anno)

CARICO ENERGETICO INVERNALE COMPRESA ACS: circa 120.000 kWh/anno (considerando un utilizzo dell'impianto di circa 2000 ore/anno)

N.B. Per l'acqua calda sanitaria è stato considerato un carico riferito alla destinazione d'uso del fabbricato, che è di tipo residenziale.

<i>IPOTESI FABBISOGNO ENERGETICO IN CALDO (INVERNO)</i>	120.000	kWh/anno
<i>POTERE CALORICO METANO</i>	8,7	kWh/kg
<i>RENDIMENTO MEDIO STAGIONALE IMPIANTO A METANO</i>	90,00%	
<i>COSTO METANO (SENZA CONSIDERARE GLI INCREMENTI DI COSTO IN PROIEZIONE)</i>	0,8	€/m ³
<i>Nm³ di METANO</i>	15.326	m ³ /anno
<i>COSTO ANNUO COMBUSTIBILE</i>	12.260,54	€/anno
<i>COP MEDIO IMP. GEOT. PER RISCALDAMENTO E ACS</i>	4,5	
<i>EN. ELETTRICA PER RISCALDAMENTO CON GEOTERMIA</i>	26.667	kWh _e /anno
<i>COSTO EN ELETTRICA</i>	0,22	€/kWh
<i>COSTO ANNUO CON IMPIANTO GEOTERMICO</i>	5.866,67	€/anno
<i>RISPARMIO RISCALDAMENTO</i>	6.393,87	€/anno

<i>IPOTESI FABBISOGNO ENERGETICO IN FREDDO (ESTATE)</i>	72.000	kWh _e /anno
<i>RENDIMENTO MEDIO STAGIONALE CHILLER</i>	3,3	
<i>RENDIMENTO MEDIO STAGIONALE IMP. GEOT.</i>	6,5	
<i>EN. ELETTRICA PER RAFFRESCAMENTO CON CHILLER</i>	21.818	kWh _e /anno
<i>EN. ELETTRICA PER RAFFRESCAMENTO CON GEOTERMIA</i>	11.077	kWh _e /anno
<i>COSTO EN. ELETTRICA</i>	0,22	€/kWh
<i>COSTO ANNUO CON CHILLER</i>	4.800,00	€/anno
<i>COSTO ANNUO CON IMPIANTO GEOTERMICO</i>	2.436,92	€/anno
<i>RISPARMIO RAFFRESCAMENTO</i>	2.363,08	€/anno

<i>RISPARMIO TOTALE (€/anno)</i>	8.756,95
---	-----------------

<i>COSTO IMPIANTO TRADIZIONALE A METANO + ALLACCIO GAS + CHILLER RAFFRESCAMENTO + SOLARE TERMICO</i>	€ 90.000,00
<i>COSTO IMPIANTO GEOTERMICO</i>	€ 120.000,00
<i>DIFFERENZA DI COSTO</i>	€ 30.000,00
<i>DURATA AMMORTAMENTO</i>	3,4 anni

I dati contenuti nelle tabelle sono teorici e basati sul calcolo statistico delle necessità termiche degli edifici. Le cifre possono variare sensibilmente in relazione al mutare delle stagioni di riscaldamento e raffrescamento.

Tuttavia il dato certo è il risparmio che si ottiene dal funzionamento di un impianto geotermico, che permette di ottenere un tempo di pay-back dell'ordine di 5-8 anni.

In questo caso risulta inferiore (3,4 anni) perché il confronto non è stato fatto con un impianto tradizionale per solo riscaldamento a metano o a gasolio ma con una soluzione, a CALDAIA A METANO + CHILLER + SOLARE TERMICO che, pur essendo inizialmente più costosa, è comunque capace di ottenere notevoli rendimenti medi stagionali soprattutto con i chiller aria/acqua. Cautelativamente non si è tenuto conto dei consumi di energia elettrica della caldaia a metano e del CHILLER per il loro normale funzionamento.

I calcoli dell'ammortamento delle sonde geotermiche sono stati effettuati considerando un periodo di 20 anni, come per le pompe di calore. È opportuno notare che, in realtà, il periodo di ammortamento delle sonde geotermiche è molto superiore a quello delle macchine termiche e può raggiungere e superare gli 80 anni. Considerato che l'incidenza del prezzo delle sonde geotermiche è di circa il 52-56% sul prezzo totale dell'impianto, il calcolo corretto dell'ammortamento a 20 anni è il seguente:

Costo totale impianto geotermico	€ 120.000,00	C3
Incidenza costo sonde geotermiche	52 %	C4
Periodo ammortamento sonde geotermiche (anni)	80	C5
Periodo ammortamento impianto idraulico (anni)	20	C6
Costo effettivo impianto geotermico	€ 73.200,00	C7

$$C7 = C3 * (1 - C4) + C3 * C4 / (C5 / C6)$$

COSTO IMPIANTO TRADIZIONALE A METANO + ALLACCIO GAS + CHILLER RAFFRESCAMENTO + SOLARE TERMICO	€ 90.000
COSTO IMPIANTO GEOTERMICO "effettivo" su 20 anni completo di montaggio sala tecnica e coibentazione	€ 73.200
RISPARMIO ANNUO TOTALE	€ 16.800
ANNI DI AMMORTAMENTO	-

Alla luce delle considerazioni presentate, il tempo di ammortamento dell'impianto geotermico "effettivo" su 20 anni, è pari a zero il che significa che, in questo caso, l'uso della risorsa geotermica aumenta immediatamente il valore dell'edificio.

Nel valutare la convenienza vanno tenute in considerazione anche le possibili tasse sulle emissioni di gas combustibili al vaglio delle amministrazioni pubbliche, nonché il vantaggio in termini di sostenibilità a causa delle mancate emissioni di particolato e polveri sottili.

Nei calcoli economici non è stato contabilizzato il vantaggio derivante dalla sicurezza di installare una macchina termica (la pompa di calore) non troppo dissimile da un semplice frigorifero invece che una centrale termica tradizionale (presenza di bruciatori con fiamma libera, emissione di gas, etc.) mentre è stata contabilizzata l'installazione della sala tecnica, che si suppone identica per i due tipi di impianto.

BIBLIOGRAFIA

Norma EN 14825: Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps, with electrically driven compressors, for space heating and cooling – Testing and rating at part load conditions and calculation of seasonal performance.

Norma EN 14511: Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps, with electrically driven compressors, for space heating and cooling – Test conditions, Test methods.

Benson, S. M., Daggett, J., Iglesias, E., Arellano, V., & Ortiz-Ramirez, J. : Analysis of Thermally Induced Permeability Enhancement in Geothermal Injection Wells. Proceedings, Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University. 1987.

DOMENICO P.A., SCHWARTZ F.W.: Physical and Chemical Hydrogeology. John Wiley & Sons, New York. USA 1990.

ASHRAE 2003 Handbook—HVAC Applications, American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., Atlanta, 2003.

Louis Lamarche, Benoit Beauchamp: A new contribution to the finite line-source model for geothermal boreholes 2007.

Minchio F. & Basta S.: Geotermia e pompe di calore, Guida pratica agli impianti geotermici di climatizzazione 2008.

TREVI S.P.A.: Impianti geotermici con sonde verticali, Guida alla progettazione, 2011.

Miniguia: Associazione Italiana Condizionamento dell’Aria Riscaldamento e refrigerazione (AICARR) 2009.

Cloetingh, S., Van Wees, J. D., Ziegler, P. A., Lenkey, L., Beekman, F., Tesauro, M., ... & Worum, G. Lithosphere tectonics and thermo-mechanical properties: An integrated modelling approach for Enhanced Geothermal Systems exploration in Europe. Earth-Science Reviews, 2010.

Dassargues A., Charlier R., Francois B.: “Geothermal Properties of soil and rocks”, Shallow geothermy 2010.

H. Chen, D. Y. Goswami e E. K. Stefanakos: «A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat,» Renewable and sustainable energy reviews, vol. 14, 2010.

IEA: Technology Roadmap Geothermal Heat and Power 2011.

Zarrouk, S. J., & O’Sullivan, M. J.: Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011.

F. B., Lambrinos, G. R., Frangoudakis, A., and Papadakis, G.: “Low Grade Heat Conversion into Power Using Organic Rankine Cycle – A Review of Various Applications”, Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 15, 2011.

Lai, N. A., Wendland, M., and Fischer, J.: “Working Fluids for High Temperature Organic Rankine Cycles”, Energy, Volume 36, 2011.

EGEC - European Geothermal Energy Council (EGEC). EGEN Vision for 2050 on Geothermal Power in Europe 2012.

GEOELEC: A prospective study on the geothermal potential in the EU Deliverable n° 2.5, 2013.

Guo, B., Fu, P., Hao, Y., Peters, C. A., & R.Carrigana, C.: Thermal drawdown induced flow channeling in a single fracture in EGS. 2016.

G. Zywica, T. Z. Kaczmarczyk e E. Ihnatowicz, «A review of expanders for power generation in small-scale organic Rankine cycle systems: Performance and operational aspects» Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, vol. 230, 2016.

Ke Zhu, Liang Fang, Nairen Diao, Zhaohong Fang, “Potential underground environmental risk caused by GSHP systems”, 2017, Jiang (China);

Hossein Yousefi, Maryam Hamlehdar, Sanaz Tabasi, Younes Noorollahi: Economic and Thermodynamic Evaluations of Using Geothermal Heat Pumps in Different Climate Zone 2017.

Ahmed, K., Fadejev, J., & Kurnitski, J.: Modeling an alternate operational ground source heatpump for combined space heating and domestic hot water power sizing 2019.

European Geothermal Energy Council. EGEN Geothermal Market Report 2019.

Manzella A., Serra D., Cesari G., Bargiacchi E., Cei M., Cerutti P., Conti P., Giudetti G., Lupi M., Vaccaro M.: Geothermal energy use – Country update for Italy. European Geothermal Congress 2019, Olanda.

Ahmed, K., Fadejev, J., & Kurnitski, J.: Modeling an alternate operational ground source heat pump for combined space heating and domestic hot water power sizing 2019.

Diana D'Agostino, Francesco Minichiello and Angela Valentino Contribution of Low Enthalpy Geothermal Energy in the Retrofit of a Single-Family House: A Comparison between Two Technologies 2020.

Anna Carmela Violante e Giambattista Guidi - ENEA - Geotermia a bassa entalpia e decarbonizzazione. 2020

Giulia Dallagiovanna - Cos'è la geotermia a bassa entalpia e cosa c'entra con il riscaldamento della tua casa. 2022

Alessandro Codegoni - La geotermia a bassa entalpia in Italia... questa sconosciuta. 2018