



**REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA**  
**REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**

## PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

ALLEGATO

### L'ENERGIA GEOTERMICA



DICEMBRE 2015



**REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA**  
**REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**

ASSESSORADU DE S'INDÙSTRIA  
ASSESSORATO DELL' INDUSTRIA

## PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

# L'energia geotermica

Realizzazione

Dott. Geol. Elio Sirigu<sup>1</sup>

Cagliari, Dicembre 2015

---

<sup>1</sup> *Arpas DTS- Servizio Controlli, Monitoraggi e Valutazione Ambientale-Linea attività Energia ed Agenti fisici*

## Indice

Introduzione.....	5
1. Quadro normativo di riferimento .....	7
2. Le politiche di riferimento della geotermia nell’ambito della Strategia energetica nazionale e delle fonti dell’energia rinnovabile.....	11
3. L’energia geotermica.....	15
3.1 Natura delle risorse geotermiche .....	15
3.2 Sistema geotermico .....	20
3.3 Definizione e classificazione delle risorse geotermiche .....	21
3.4 I sistemi geotermici non convenzionali .....	26
3.5 L’esplorazione .....	34
3.6 I sistemi di utilizzo.....	37
3.7 I metodi di produzione .....	38
3.8 Le problematiche ambientali .....	44
3.8.1 Le problematiche ambientali sull’utilizzo delle risorse geotermiche riscontrate in Italia.....	47
3.9 Le piccole utilizzazioni locali: le pompe di calore geotermico.....	54
3.9.1 Brevi cenni sulle pompe di calore .....	54
3.9.2 Gli Impianti geotermici .....	59
3.9.3 Pregi e difetti degli impianti geotermici .....	71
3.9.4 Costi relativi alla realizzazione di un impianto geotermico .....	72
3.10 Considerazioni economiche sull’energia geotermica.....	74
4. Valutazione produzione di energia elettrica e termica .....	80
4.1 Produzione geotermoelettrica .....	80
4.2 Produzione di calore da fonte geotermica .....	91
4.3 Le acque termali.....	101
4.4 Previsioni di utilizzo della geotermia in Italia fino al 2030.....	106
4.4.1 Il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell’Italia.....	106
4.4.2 Altri studi sulle previsioni di sviluppo della geotermia in Italia .....	110
5. Valutazione preliminare delle potenzialità della geotermia in Sardegna.....	115
5.1 Le acque termali in Sardegna .....	115
5.2 Caratteristiche dei principali domini idrotermali della Sardegna.....	120
5.3 Le risorse geotermiche della Sardegna e l’Inventario delle risorse geotermiche nazionali.....	126
5.3.1 Le prime ricerche geotermiche in Sardegna .....	126

5.3.2	Studi e le ricerche sulle risorse geotermiche in Sardegna e l'Inventario delle risorse geotermiche nazionali .....	129
5.4	Potenzialità dei Sistemi Geotermici non convenzionali in Sardegna.....	153
5.5	Conclusioni sintetiche .....	156
5.6	Inquadramento geologico-strutturale della Sardegna .....	157
6.	Ipotesi e prospettive di valorizzazione delle risorse geotermiche .....	167
6.1	Le risorse termali.....	167
6.2	Le risorse geotermiche .....	168
6.3	Le risorse geotermiche a bassa entalpia e le pompe di calore.....	169
7.	Accettabilità sociale della geotermia.....	171
8.	Proposte per la valorizzazione delle risorse geotermiche della Sardegna .....	178
8.1	Obiettivi ed assi di sviluppo della geotermia per la produzione di energia elettrica .....	181
8.2	Obiettivi ed assi di sviluppo della geotermia per la produzione di calore .....	181
8.3	Le azioni per lo sviluppo.....	182
9.	Gli incentivi per la geotermia .....	183
9.1	Incentivi nazionali per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: il DM 6 luglio 2012 .....	183
9.1.1	Qualificazione impianti .....	185
9.1.2	Certificati verdi.....	186
9.1.3	Tariffa onnicomprensiva .....	186
9.2	Incentivi nazionali per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili: il DM 28/12/12, il c.d. decreto "Conto Termico".....	188
9.2.1.	Interventi di efficienza energetica .....	189
9.2.2	Energia termica da FER .....	190
9.3	Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico .....	192
9.4	Strumenti di finanziamento e assicurazione.....	194
	Bibliografia .....	195

## Introduzione

Il termine geotermia deriva dal greco "geo"="terra" e "thermòs"="calore" ed il significato letterale è "calore della Terra".

Per geotermia si intende la disciplina delle Scienze della Terra che studia l'insieme dei fenomeni naturali coinvolti nella produzione e nel trasferimento di calore proveniente dall'interno della Terra. I suoi principi sono sfruttati a livello tecnologico nella produzione di energia elettrica e nella cogenerazione attraverso le centrali geotermiche a partire dall'energia geotermica associata.

Per energia geotermica<sup>2</sup> si intende comunemente l'energia immagazzinata, sotto forma, di calore all'interno della terra ("sotto la crosta terrestre"), che si dissipa con regolarità verso la superficie del globo e che può o potrebbe essere estratta dal sottosuolo e sfruttata dall'uomo.

L'energia geotermica appartiene pienamente alla categoria delle energie rinnovabili, energie che sono, o possono essere, utilizzate dall'uomo ai propri fini, sfruttando, sulla base di un intervento scientifico e tecnologico, i flussi di materia e di energia che già si verificano in natura in condizioni indisturbate. Il loro sfruttamento deve riferirsi a condizioni stazionarie perché possano essere considerate realmente come energie rinnovabili.

Solo tra il sedicesimo ed il diciassettesimo secolo, quando furono scavate le prime miniere profonde qualche centinaio di metri, ci si rese conto, da semplici sensazioni fisiche, che la temperatura del sottosuolo aumenta con la profondità, e a tale manifestazione fu dato, in seguito, il nome di gradiente geotermico, che come afferma la Legge di Fourier, regola la trasmissione di calore attraverso un corpo nella direzione in cui la temperatura cresce.

A partire dalla seconda metà del 1800 il regime termico della Terra è stato studiato con metodi scientifici moderni, però soltanto nel ventesimo secolo, dopo la scoperta del ruolo svolto dal calore radiogenico, è stato possibile comprendere pienamente i fenomeni come il bilancio termico della Terra e ricostruire la storia termica del pianeta.

Tutti i moderni modelli termici della Terra tengono conto del calore prodotto in continuazione dal decadimento degli isotopi radioattivi a lunga vita dell'uranio (U238, U235), del torio (Th232) e del potassio (K40), presenti nell'interno del globo terrestre. A quella radiogenica, si aggiungono, in proporzioni non esattamente definite, altre fonti di calore, come il calore primordiale del pianeta. Comunque, teorie e modelli termici realistici non sono stati disponibili sino agli anni '80, quando è stato dimostrato che non c'è equilibrio tra il calore prodotto dal decadimento degli isotopi radioattivi presenti nell'interno della Terra ed il calore disperso dalla sua superficie verso lo spazio e che il nostro pianeta si sta lentamente raffreddando.

Da molte misurazioni effettuate è emerso che il gradiente termico cambia da località a località, sebbene valori tipici si trovino in un range compreso tra 2-3,5°C ogni 100m. Di conseguenza se la temperatura nei primi 10-15m sotto la superficie corrisponde in prima battuta alla temperatura media annua dell'aria esterna (in genere 14-15°C), si può prevedere che la temperatura sia 65-75°C a 2.000 m di profondità, 90-105°C a 3.000 m e via di seguito per alcune migliaia di metri.

---

<sup>2</sup> DIR. 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Art. 2 – Definizioni, comma d.

Vi sono comunque vaste regioni nelle quali il valore del gradiente geotermico si discosta sensibilmente da quello medio, in aree in cui il basamento rigido sprofonda e si forma un bacino che si riempie di sedimenti geologicamente molto giovani, il gradiente geotermico può essere anche inferiore a 1°C ogni 100 m.

Viceversa in certe aree geotermiche il gradiente può raggiungere valori superiori a dieci volte quello normale e si parla di *“sistemi geotermici”* o anche di *“anomalie geologiche”*. La differenza di temperatura tra le zone profonde più calde e quelle superficiali più fredde, dà origine ad un flusso di calore dall'interno verso l'esterno della Terra, tendente a stabilire condizioni di uniformità che difficilmente saranno mai raggiunte.

## 1. Quadro normativo di riferimento

Le risorse geotermiche sono considerate risorse minerarie e la legge di riferimento, come per tutto il settore minerario in Italia, è il **Regio Decreto n° 1443 del 29/07/1927 “Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno”**, modificato ed integrato ripetutamente nel corso degli anni.

La legge mineraria si basa sul principio che la disponibilità del sottosuolo dovesse essere svincolata da quella della superficie; per la ricerca e coltivazione mineraria viene stabilito un regime autorizzativo e concessorio, che consente le attività soltanto a quei soggetti fisici e giuridici che dimostrano di avere capacità tecniche ed economiche idonee a svolgere il programma dei lavori approvato, precedentemente con un Decreto di permesso di ricerca e/o concessione ed attualmente con Determinazione dell'organo regionale competente (R.A.S.- Assessorato Regionale dell'Industria-Servizio attività estrattive e recupero ambientale).

I proprietari dei fondi compresi nel perimetro del Permesso di ricerca e/o Concessione mineraria non possono opporsi ai lavori, fermo restando il diritto al risarcimento dei danni. Inoltre, entro il perimetro di ogni titolo minerario le attività di esplorazione e coltivazione sono considerate opere di pubblica utilità, urgenti ed indifferibili e quindi soggette ad un iter autorizzativo privilegiato.

Tale legislazione, seppure aggiornata in molti aspetti (soprattutto per quanto riguarda la sicurezza degli operatori sugli impianti, ed integrata in tempi recenti con leggi di settore riguardanti gli “Idrocarburi” e la “Geotermia”, è rimasta valida fino all'entrata in vigore del **Decreto legislativo n. 112 del 1998, Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali**, in attuazione del capo I della L. 15 marzo 1997, n. 59.

La normativa di gestione della risorsa geotermica, negli anni '70-80 regolata ancora dalla legge del 1927 prima richiamata, mostrava i suoi limiti a fronte degli sviluppi tecnologici degli impianti di perforazione e soprattutto delle maggiori profondità previste e raggiunte con i pozzi di produzione. Inoltre, altre esigenze di carattere ambientale, o relative ai rapporti con il territorio nei quali si svolgevano le attività di esplorazione, oppure anche di sicurezza per il personale, indussero il Parlamento ad adottare una legge specifica per la geotermia, la **Legge 9 dicembre 1986, n. 896 “Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche”**, come legge di settore per il rilancio della geotermia in Italia, e successivamente il suo Regolamento di attuazione **Decreto del Presidente della Repubblica 27 maggio 1991, n. 395 - Approvazione del regolamento di attuazione della legge 9 dicembre 1986, n. 896, recante disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche**.

La legge 896/1986 fu la prima del corpo legislativo italiano ad adottare una regolamentazione assimilabile alle successive normative di Valutazione d'Impatto Ambientale (V.I.A.). Questa valutazione venne affidata congiuntamente al Ministero dell'Ambiente, al Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, al Ministero dell'Agricoltura, ed a quello della Sanità, nonché alle Regioni ed ai Comuni interessati, con il coordinamento del Ministero dell'Industria che svolgeva anche le funzioni di Autorità proponente.

In tale periodo, altre leggi, ancorché non armonizzate con le norme minerarie, condizionavano però fortemente, se non la ricerca e coltivazione del calore in quanto tale, la “gestione” del fluido vettore del calore, nonché i gas incondensabili associati al fluido stesso; furono pertanto emesse allo scopo varie norme sulla reiniezione dei fluidi geotermici esausti (**legge n. 319 del 10 maggio 1976**), e sulle emissioni in atmosfera (**DPR n. 203 del 24 maggio 1988**).

Un aspetto importante sancito dalla legge 896/1986 è stato il riconoscimento di un contributo una tantum ai Comuni sede d'impianto (fissato in 20.000 £/kWe) in funzione della potenza di targa della centrale geotermoelettrica installata, e della relativa produzione, a fronte dei disagi che l'impianto e le sue pertinenze creano nel territorio del Comune. Il valore unitario del contributo ha subito incrementi con il tempo in funzione della svalutazione monetaria. Sempre con la stessa legge viene riconosciuto ai Comuni coinvolti nel titolo minerario, in proporzione alla percentuale di territorio vincolato (con un minimo di 60 % al comune sede della centrale), ed alla Regione, un contributo in funzione dell'energia elettrica prodotta nell'anno. Anche tale importo ha successivamente subito cambiamenti: alcuni per norme di legge, altri perché legati al valore della tariffa elettrica di vendita dell'energia.

Successivamente rilevante importanza assume la **Legge del 09.01. 1991, n. 10 - "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia"**, con cui il Governo allo scopo di far fronte alle crescenti esigenze di energia elettrica ed alla necessità di sviluppare forme "alternative di energia" decide di far dotare l'Italia di uno specifico Piano.

La legge 10/1991, dà un formale riconoscimento al ruolo che lo sviluppo delle fonti rinnovabili può giocare, insieme ad altri fattori, nel "migliorare le condizioni di compatibilità ambientale, dell'utilizzo dell'energia a parità di servizio reso, e di qualità della vita", e detta norme sul risparmio energetico, sul miglioramento della compatibilità ambientale e sull'uso razionale dell'energia.

Con questa legge furono anche definite quali debbano essere considerate fonti energetiche rinnovabili, e fu così specificato che esse sono: l'energia solare, il vento, l'energia idraulica, **le risorse geotermiche**, le maree, il moto ondoso, e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici e dei prodotti vegetali. Inoltre, fu inserito nella legislazione italiana il concetto che l'utilizzazione delle FER deve essere considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità, e che le relative opere vanno equiparate a quelle dichiarate indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche; concetto per altro già vigente per la geotermia in quanto risorsa mineraria.

Nel 1994 viene approvato il **D.P.R. 18 aprile 1994, n. 485 (G.U. 8 agosto 1994, n. 184) - Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di rilascio di permesso di ricerca e concessione di coltivazione delle risorse geotermiche di interesse nazionale.**

Allo scopo di semplificare le procedure autorizzative e dare tempi certi per la realizzazione degli impianti elettrici e delle linee di trasporto dell'energia (sia elettrica che di fluidi energetici), nel 2003 è stato emanato il **D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"**, con il quale, in particolare, attraverso l'art. 12, comma 3, è stato istituito un procedimento unico presso la Regione competente che si conclude con una Conferenza dei servizi, incaricata tra l'altro di emanare un decreto omnicomprendente valido sia per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione elettrica, che di tutte le opere ad esso connesse.

Negli ultimi anni la normativa sulle risorse geotermiche è stata oggetto di una profonda e sostanziale modifica, che ha portato all'emanazione di alcuni decreti legislativi nazionali ed alcuni applicativi regionali. In particolare è stato emanato il **Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 di riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'art. 27, comma 28 della Legge 23 luglio 2009, n. 99.**

Il D. Lgs. uniforma la normativa agli attuali principi europei di liberalizzazione del mercato elettrico e di abolizione dei monopoli, garantendo un regime concorrenziale per l'utilizzo delle risorse geotermiche, coniugando la necessità di sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabili con quella primaria della tutela del paesaggio e dell'ambiente. La norma, che abroga le precedenti disposizioni in materia fissate dalla Legge 9 dicembre 1986, n. 896, si pone l'obiettivo di favorire l'utilizzo della risorsa "rinnovabile" geotermica, in particolare la semplificazione delle procedure per le **risorse geotermiche a bassa entalpia**, in coerenza con gli indirizzi comunitari ed internazionali per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'apertura ad un regime concorrenziale che assicuri una trasparente e non discriminatoria assegnazione in concessione delle risorse geotermiche.

In base a tale disposto normativo la ricerca e la coltivazione a scopi energetici delle risorse geotermiche effettuate nel territorio dello Stato sono considerate di pubblico interesse e di pubblica utilità e sottoposte a regimi abilitativi.

Tali risorse infatti, come è stato ribadito dalla **Corte Costituzionale nella sentenza 4-7 aprile 2011, n. 112**, sono ascrivibili alle risorse minerarie rientranti nel patrimonio indisponibile della Regione, per il cui sfruttamento deve essere fatta richiesta di permesso di ricerca e per la sua eventuale coltivazione la richiesta di concessione, ma considerata la finalità energetica per cui i titoli sono richiesti le risorse "costituiscono un **bene giuridico multifunzionale** per le diverse utilità che esse esprimono: quella economica, relativa alla produzione di energia elettrica, e quella ambientale conseguente al fatto che esse costituiscono una fonte di energia rinnovabile e, quindi, compatibile con l'ambiente".

Nel 2011 è stato approvato il **Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE**, che apporta modifiche al Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22.

In particolare l'art.9 stabilisce che il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e per la tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Regione interessata, sia l'autorità competente per il conferimento di particolari titoli geotermici finalizzati alla sperimentazione di impianti pilota ad emissioni nulle.

Con la **Direttiva Direttoriale 1 luglio 2011-Direttiva per la prima attuazione delle modifiche introdotte dal Decreto legislativo 28/2011 al Decreto legislativo 22/2010** di riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche per gli aspetti di competenza del MSE-DGRME, il Ministero dello Sviluppo economico ha fornito le indicazioni per poter operare.

In ambito regionale, facendo seguito a quanto disposto dalla D.G.R. n. 30/17 del 12.07.2011, che dava mandato al competente Servizio dell'Assessorato dell'Industria di predisporre apposite linee-guida contenenti i principi cui ci si dovrà uniformare per il rilascio dei titoli minerari, i criteri di preferenza da applicare per lo svolgimento delle procedure concorrenziali ad evidenza pubblica e il relativo procedimento unico, secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 22 del 11.2.2010 (art. 17), come modificato dal D.Lgs. n. 28 del 3.3.2011, nel 2012 la Giunta Regionale della Sardegna ha approvato la **D.G.R. 34/41 del 7.8.2012.- Linee guida per la disciplina del rilascio dei titoli per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche a scopi energetici nel territorio della Sardegna.**

Le linee guida definiscono le procedure amministrative per il rilascio dei permessi di ricerca e di quelle relative al rilascio della concessione di coltivazione di risorse geotermiche a scopi energetici, nel rispetto dei primari e fondamentali principi di semplificazione amministrativa e di salvaguardia del territorio regionale sotto l'aspetto ambientale e paesaggistico.

Le linee guida, inoltre, definiscono, in caso di domande concorrenti, i criteri selettivi, non discriminatori, di valutazione comparativa degli interessi coinvolti, garantendo un uso sostenibile della risorsa e del territorio, il cui consumo consenta per le comunità locali di conseguire obiettivi di qualità socioeconomici, ambientali e paesaggistici.

Infine, viste **le D.G.R. n. 34/27 del 18.8.2011 e n. 35/20 del 30.8.2011**, con le quali erano stati rispettivamente sospesi i procedimenti relativi alle istanze per la verifica di assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) inerenti istanze di permessi di ricerca ed i procedimenti relativi al rilascio degli stessi permessi, vengono:

- riavviati i termini dei procedimenti per il rilascio dei permessi di ricerca delle istanze già presentate all'Assessorato dell'Industria, previo adeguamento delle stesse alle linee guida;
- riavviati i termini dei procedimenti relativi alle istanze per la verifica di assoggettabilità alla V.I.A. inerenti ai permessi di ricerca già presentati, previa verifica di ammissibilità ai sensi delle linee guida da parte del Servizio competente dell'Assessorato dell'Industria.

## 2. Le politiche di riferimento della geotermia nell'ambito della Strategia energetica nazionale e delle fonti dell'energia rinnovabile

Il documento sulla Strategia energetica nazionale" è frutto di un ampio processo di consultazione pubblica, avviato a metà ottobre 2012 con l'approvazione in Consiglio dei Ministri del documento di proposta e proseguito con il confronto fino a dicembre delle istituzioni e di oltre 100 tra associazioni di categoria, parti sociali e sindacali e di consumatori.

La **Strategia energetica nazionale** è stata approvata nel marzo del 2013.

Il documento parte dall'affermazione che il sistema energetico può e deve giocare un ruolo chiave per migliorare la competitività italiana e che affrontare i principali nodi del settore rappresenta un'importante riforma strutturale per il Paese.

Per farlo è essenziale rispondere ad alcune importanti **sfide**:

- Prezzi dell'energia per imprese e famiglie superiori rispetto a quelli degli altri Paesi europei (un altro 'spread' che ci penalizza fortemente).
- Sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas, ed elevata dipendenza da fonti fossili di importazione.
- Alcuni operatori del settore in difficoltà economico-finanziarie.

Rilanciare la competitività non deve implicare un compromesso con le scelte di sostenibilità ambientale che sono state fatte con l'adesione agli obiettivi europei per il 2020 e con la definizione del percorso di decarbonizzazione verso il 2050. Al contrario, è necessario che competitività e sostenibilità ambientale vadano a braccetto.

La nuova Strategia Energetica Nazionale si incentra su **quattro obiettivi principali**:

1. Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020, e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiane ed europea.
2. Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20") ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050*.
3. Continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero
4. Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della strategia energetica. Particolare attenzione andrà rivolta alla crescita di tutti i segmenti dell'economia 'verde', di cui sarà importante saper sfruttare appieno il potenziale.

### **Priorità d'azione e risultati attesi al 2020**

Nel medio-lungo periodo, ovvero per il 2020, per il raggiungimento degli obiettivi citati la strategia si articola in **sette priorità** con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

1. Efficienza energetica.
2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo.

3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili. L'Italia intende superare gli obiettivi di produzione rinnovabile europei ('20-20-20'), contribuendo in modo significativo alla riduzione di emissioni e all'obiettivo di sicurezza energetica. Le rinnovabili rappresentano un segmento centrale di quella *green economy* che è sempre più considerata a livello internazionale un'opportunità per la ripresa economica.
4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.
5. Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti.
6. Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali. L'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili; allo stesso tempo, dispone di ingenti riserve di gas e petrolio. In questo contesto, è doveroso fare leva (anche) su queste risorse, dati i benefici in termini occupazionali e di crescita economica, in un settore in cui l'Italia vanta notevoli competenze riconosciute. D'altra parte, ci si rende conto del potenziale impatto ambientale ed è quindi fondamentale la massima attenzione per prevenirlo: è quindi necessario avere regole ambientali e di sicurezza allineate ai più avanzati standard internazionali (peraltro il settore in Italia ha una storia di incidentalità tra le migliori al mondo). In tal senso, il Governo non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di *shale gas*.
7. Modernizzazione del sistema di *governance*.

Risultati attesi:

- Contenimento dei consumi ed evoluzione del mix in favore delle fonti rinnovabili.. In termini di mix si attende un 19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi (rispetto al circa 10% del 2010). Inoltre ci si attende che le rinnovabili raggiungano o superino i livelli del gas come fonte nel settore elettrico.
- Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei
- Raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020. Questi includono sia i già citati obiettivi di consumo di energie rinnovabili e di efficientamento energetico, sia una riduzione delle emissioni di gas serra pari al 21%, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano nazionale di riduzione della CO2.[
- Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema.
- Impatto positivo sulla crescita economica grazie a importanti investimenti attesi nel settore e alle implicazioni della strategia in termini di competitività del sistema. Si stimano infatti circa 170-180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, sia nella *green e white economy* (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi). Si tratta di investimenti privati, in parte supportati da incentivi, e previsti con ritorno economico positivo per il Paese.

### **Lo sviluppo energetico sostenibile al 2030**

Nel gennaio 2014 è stato sviluppato il quadro strategico per il 2030 istituito dalla Commissione Europea i cui elementi chiave sono elencati di seguito.

1. Un obiettivo vincolante per la riduzione dei gas serra: elemento centrale della politica climatica ed energetica dell'UE per il 2030, l'obiettivo di ridurre le emissioni del 40% al di sotto del livello 1990 verrebbe raggiunto unicamente mediante misure interne.

2. Un obiettivo vincolante sulle energie rinnovabili a livello dell'UE di raggiungere almeno il 27% di energie rinnovabili a livello dell'UE entro il 2030
3. Efficienza energetica: i miglioramenti nell'efficienza energetica contribuiranno al raggiungimento di tutti gli obiettivi della politica energetica dell'UE;
4. Riforma del sistema ETS dell'UE: la Commissione propone di stabilire una riserva per la stabilità del mercato all'inizio del prossimo periodo di scambio ETS, nel 2021. La riserva permetterà sia di affrontare l'eccedenza di quote di emissioni che si è costituita negli ultimi anni sia di migliorare la resilienza del sistema agli shock gravi, regolando automaticamente la fornitura di quote da mettere all'asta.
5. Energia competitiva, a prezzi accessibili e sicura: la Commissione propone una serie di indicatori chiave per valutare i progressi compiuti nel tempo e fornire una base oggettiva per eventuali riposte strategiche.
6. Un nuovo sistema di governance: il quadro 2030 propone una nuova governance basata su piani nazionali per un'energia competitiva, sicura e sostenibile.

### **Lo sviluppo energetico sostenibile al 2050**

Per quanto riguarda l'orizzonte di lungo e lunghissimo periodo (2030 e 2050) la strategia energetica nazionale prevede che le sfide ambientali, di competitività, e di sicurezza richiederanno un cambiamento più radicale del sistema, che in larga parte non coinvolgerà solo il mondo dell'energia, ma l'intero funzionamento della società.

L'Italia si propone una strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente per perseguire la scelta di fondo di decarbonizzazione, prestando attenzione e facendo leva – soprattutto tramite la ricerca e lo sviluppo tecnologici – sui possibili elementi di discontinuità (quali, tra gli altri, una più rapida riduzione dei costi nelle tecnologie rinnovabili e di accumulo, nei biocarburanti, o nella cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

In coerenza con tale strategia, l'Italia deve quindi adottare un approccio neutro da un punto di vista tecnologico, promuovendo in ambito europeo la definizione di un unico obiettivo post-2020 concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni. In tale ambito sarà da valutare a livello europeo un'evoluzione del sistema ETS, o il suo superamento con l'introduzione di una fiscalità ambientale, con la definizione degli obiettivi al 2030. Al contempo, è indispensabile che l'Italia e l'Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di stimolare una risposta globale alle problematiche del cambiamento climatico, in quanto unica efficace.

Un'analisi dei possibili scenari evolutivi per il Paese – a conoscenze attuali – per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ci consente di identificare con maggiore precisione le implicazioni comuni che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo, e di cui tener conto già nelle scelte attuali. Tra le principali:

- La necessità di moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica. I consumi primari dovranno ridursi in un range dal 17 al 26% al 2050 rispetto al 2010, disaccoppiando la crescita economica dai consumi energetici. In particolare, saranno fondamentali gli sforzi nell'area dell'edilizia e dei trasporti.
- La forte penetrazione delle energie rinnovabili, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità di ricerca e sviluppo per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.

- Un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38%, in particolare nei settori elettrico e dei trasporti.
- Il mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.

Tale percorso di progressiva decarbonizzazione richiede la ricerca e lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia, capaci di realizzare 'discontinuità' in grado di mutare gli equilibri delle forze di mercato.

Le scelte di fondo che guideranno le decisioni in tema di ricerca e sviluppo nel settore dovranno puntare a rilanciare le tematiche di interesse prioritario (tra le quali la ricerca sulle rinnovabili innovative, sulle reti intelligenti e sistemi di accumulo e su materiali e soluzioni di efficienza energetica), rafforzare le risorse a disposizione ad accesso competitivo destinate al partenariato tra università, centri di ricerca e imprese e superare l'attuale segmentazione delle iniziative affidate ai vari Enti e Ministeri.

La strategia energetica nazionale non cita mai espressamente l'energia geotermica forse intendendo e ricomprendendola, come giusto che sia, all'interno delle energie rinnovabili. Riconosce la geotermia come fonte rinnovabile virtuosa, la cui tecnologia ha maggiori ricadute su filiere economiche nazionali, rispetto a tutte le altre tecnologie nel settore elettrico (cap. 4.3 Tav. 38, pag. 76).

### 3. L'energia geotermica<sup>3</sup>

L'energia geotermica è l'energia immagazzinata sotto forma di calore al disotto della superficie terrestre. Questa energia deriva dal flusso di calore che si propaga dalle parti più interne del nostro pianeta, nucleo e mantello, verso la superficie, attraverso la crosta terrestre. L'origine del calore terrestre è legato alla formazione del pianeta, parte del calore originario è ancora contenuto nel nucleo e nel mantello, ed al calore radiogenico che si produce continuamente per decadimento degli isotopi di alcuni elementi, come K, U e Th, contenuti nelle rocce.

L'energia geotermica è una sorgente di energia sostenibile, rinnovabile e quasi infinita alla scala umana, fornisce calore ed energia elettrica per 24 ore al giorno per tutto il corso dell'anno, è disponibile ovunque, sebbene a diverse profondità nella crosta terrestre. L'utilizzazione di questa fonte di energia presenta inoltre grandi benefici ambientali.

Sino ad oggi, per motivi tecnologici, l'uomo ha usato solamente una minima frazione di questa energia della Terra. Oggi le nuove tecnologie di sfruttamento disponibili, la rinnovata e forte attenzione mondiale alle energie rinnovabili e la concreta possibilità di sinergia con le altre fonti rinnovabili rendono la geotermia di grande interesse economico ed ambientale per l'uomo.

La localizzazione delle risorse geotermiche più importanti è controllata dalla geodinamica globale del nostro pianeta.

Le zone dove il flusso di calore e la temperatura sono più elevate, e quindi dove le risorse geotermiche sono più superficiali, coincidono con le dorsali medio-oceaniche, con i punti caldi, e con le zone orogeniche ed in particolare, ma non solo, con zone di vulcanismo attivo e recente oppure con aree interessate da magmatismo.

La localizzazione delle anomalie geotermiche coincide inoltre con le zone sismiche attive del pianeta. Terremoti, vulcani e geotermia sono quindi intimamente legati. La *Figura 2* mostra l'andamento del flusso di calore in superficie a scala globale. Sfortunatamente per gli scopi umani applicativi odierni e del prossimo futuro i luoghi a maggiore flusso di calore sono confinati alle aree occupate dagli oceani, così soltanto raramente quando le zone di espansione emergono è possibile utilizzare l'immensa quantità di calore che fluisce verso la superficie.

#### 3.1 Natura delle risorse geotermiche

La struttura della terra (riportata schematicamente in *Figura 1*) consiste in

- una crosta molto sottile con spessore variabile da circa 20-65 km nelle aree continentali a 5-6 km in quelle oceaniche
- un mantello fuso esterno di composizione ultra-basica ricca di Fe e Mg, la parte superiore è prevalentemente composta dai due tipici minerali (olivina e pirosseno) che costituiscono la peridotite, spesso approssimativamente 2.900 km (il bordo situato tra la crosta ed il mantello si chiama discontinuità di Mohorovicic);
- un nucleo fisso esterno di Fe-Ni, spesso 2.100 km;
- un nucleo interno solido di una lega metallica di Fe-Ni con un raggio di 1.370 km;

---

<sup>3</sup> Le informazioni relative a tale capitolo sono tratte da :1) ENCICLOPEDIA DEGLI IDROCARBURI - ENI-Istituto della Enciclopedia Italiana Treccani: Vol. III- Nuovi sviluppi : energia, trasporti, sostenibilità. 6.4 : Fanelli M.,Manetti P., Dickson M.H.,Zan L.: Energia geotermica. 2) CNR- Istituto di Geoscienze e Georisorse, Area CNR Pisa: GEOLOGIA E... GEOTERMIA M. H. Dickson -M. Fanelli. 3) International Geothermal Association: M. H. Dickson and M. Fanelli: Cos'è l'Energia Geotermica?

La Terra nel suo insieme è sorgente di un flusso termico globale proprio verso l'esterno pari a circa  $4.2 \cdot 10^{13} \text{ W}$ , corrispondenti a circa  $80 \text{ mWm}^{-2}$ . Le aree continentali sono responsabili del 27% di questo flusso termico mentre gli oceani contribuiscono per il rimanente 73% (si ricorda che gli oceani coprono circa il 60% della superficie terrestre).

Tutta questa energia racchiusa all'interno della Terra e anche le manifestazioni tangibili e visibili, quali i vulcani, i geysers, le fumarole e le sorgenti calde, possono essere spiegate con la teoria della tettonica a placche che paragona la Terra ad un motore termico.

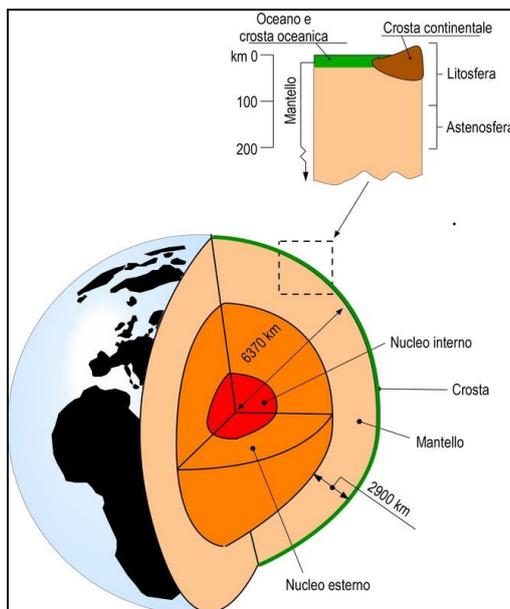


Figura 1 : Schema della struttura interna della terra.

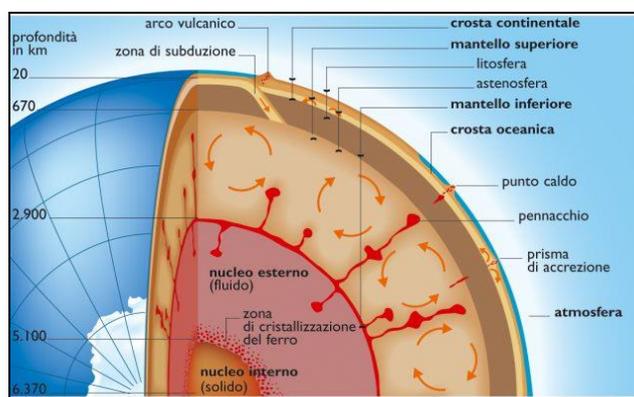


Figura 2. Andamento del flusso di calore a scala globale.

Le proprietà fisiche e chimiche di crosta, mantello e nucleo variano andando dalla superficie verso l'interno della Terra. L'involucro esterno del globo, che prende il nome di litosfera, è formato dalla crosta e dalla parte più esterna del mantello. La litosfera, che ha uno spessore che va da meno di 80 km nelle aree oceaniche a più di 200 km in quelle continentali, si comporta come un corpo rigido. Sotto la litosfera si trova l'astenosfera, formata dalla parte alta del mantello, che, rispetto alla prima, ha un comportamento "meno rigido" o "più plastico". In altre parole, sulla scala

geologica, ove i tempi si misurano in milioni di anni, in certi fenomeni l'astenosfera si comporta in modo simile a quello di un fluido viscoso.

Le differenze di temperatura tra le diverse parti dell'astenosfera hanno prodotto moti convettivi (schematicamente rappresentato nella *Figura 2*) nei materiali che la costituiscono, e con l'evolversi nel tempo potrebbero essersi innescate vere e proprie celle di convezione. Il loro lentissimo movimento (da qualche millimetro a pochi centimetri l'anno) è sostenuto dal calore prodotto in continuazione dal decadimento degli isotopi radioattivi e da quello che proviene dalle parti profonde del pianeta. Enormi volumi di rocce profonde, allo stato fuso o semifuso, più calde, meno dense e più leggere dei materiali sovrastanti, risalgono verso la superficie, mentre le rocce più vicine alla superficie, più fredde, più dense e più pesanti, tendono a scendere per riscaldarsi e risalire di nuovo, con un meccanismo che assomiglia a quello che si instaura in una pentola quando si riscalda dell'acqua.

I moti convettivi con un lento movimento verso l'alto hanno interessato le rocce profonde fuse più calde e meno dense, alimentate dal decadimento degli isotopi radioattivi e dal calore proveniente dalle parti più profonde del pianeta. Questo materiale incandescente spinge la litosfera verso l'alto fino a fratturarla, con la fuoriuscita di rocce parzialmente fuse e in prossimità dei rami ascendenti delle celle convettive.

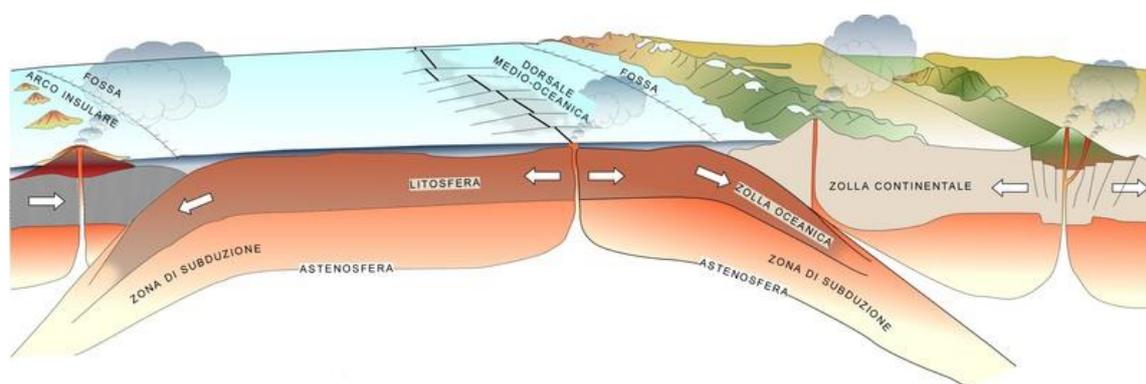


Figura 3. Rappresentazione schematica del meccanismo della tettonica a zolle [Fanelli e Dickson, 2004]

Le dorsali (vedi lo schema della *Figura 3*) si sono formate e si stanno ancora consolidando grazie a questo meccanismo, soprattutto nelle zone dove la crosta è più sottile, ovvero per oltre  $6 \cdot 10^5$  km sotto gli oceani, in alcune zone (Azzorre, Islanda) e talvolta insinuandosi tra i continenti come sul mar Rosso.

Ciò implica la formazione di nuova crosta e un effetto di trascinamento dovuto ai due flussi, che provoca l'allontanamento dei fondali oceanici posti sui due lati delle dorsali che vengono poi tagliate ortogonalmente da enormi fratture chiamate faglie trasformi. Tuttavia in altre parti del pianeta la formazione di nuova litosfera lungo le dorsali e l'espansione dei fondi oceanici si compensa con una riduzione o assorbimento della stessa in egual misura, si parla quindi di zone di subduzione (le maggiori si trovano in corrispondenza delle grandi fosse oceaniche).

Le placche litosferiche o zolle disegnano il reticolato che suddivide la Terra in base alle dorsali, alle faglie trasformi e alle zone di subduzione presenti. Queste zolle si muovono di qualche centimetro all'anno e ai loro margini corrispondono zone di fragilità e di forte fratturazione della crosta, caratterizzate da una elevata sismicità, dalla presenza di molti vulcani e ovviamente da un flusso di calore elevato.

Il calore interno della Terra deriva, come precedentemente accennato, da diversi processi fisici. Tra i processi più rilevanti c'è il suo naturale raffreddamento (bisogna considerare che le temperature interne della Terra erano inizialmente molto più elevate dell'attuale) mentre un'altra parte deriva dal decadimento radioattivo degli isotopi presenti particolarmente nella crosta continentale ma anche nel mantello pur se con minore densità.



Figura 4. Zolle crostali, dorsali, fosse oceaniche, zone di subduzione e campi geotermici. Le frecce indicano la direzione del movimento delle zolle. (1) Campi geotermici che producono elettricità; (2) dorsali interrotte dalle faglie trasformati (fratture trasversali); (3) zone di subduzione, nelle quali la litosfera volge in basso verso l'astenosfera, dove fonde [Fanelli e Dickson, 2004].

È possibile tracciare sinteticamente un bilancio termico schematico, elementare, per il flusso di calore terrestre attuale in termini delle potenze in gioco<sup>4</sup>:

**Parte Attiva (entrate)**

Radioattività della Crosta	8.2*10 <sup>12</sup> W
Radioattività del Mantello	19.9*10 <sup>12</sup> W
Evoluzione del Nucleo (interno + esterno, gravitazione e calore latente)	1.2*10 <sup>12</sup> W
Differenziazione Nucleo Mantello	0.6*10 <sup>12</sup> W
Contrazione termica terrestre	2.1*10 <sup>12</sup> W
<b>TOTALE</b>	<b>32.0*10<sup>12</sup> W</b>

**Parte passiva (uscite)**

Crosta	8.2*10 <sup>12</sup> W
Mantello	30.8*10 <sup>12</sup> W
Nucleo	3.0*10 <sup>12</sup> W
<b>TOTALE</b>	<b>42.0*10<sup>12</sup> W</b>
<b>BILANCIO</b>	<b>-10.0*10<sup>12</sup> W</b>

<sup>4</sup> IL FLUSSO DI CALORE di A. Meloni "Introduzione di Fisica della Terra Solida' Univ. Roma Tre, AA 05/06

Il bilancio termico terrestre presenta una perdita di circa  $10 \cdot 10^{12} \text{ W}$  a conferma del fatto che la Terra nel suo insieme si sta progressivamente raffreddando e che questo raffreddamento contribuisce per circa il 30% dell'attuale flusso termico verso l'esterno.

Il raffreddamento terrestre ha importanti conseguenze tettoniche. Dal momento che la viscosità media del mantello aumenta nel tempo, la convezione termica nel mantello doveva essere molto più vigorosa in passato.

L'esecuzione di migliaia di misure di flusso di calore su tutto il globo terrestre hanno permesso di stimare in circa 55-60  $\text{mWm}^{-2}$  e circa 75-80  $\text{mWm}^{-2}$  i valori medi attuali per il flusso termico rispettivamente continentale ed oceanico. Chiaramente questi sono valori medi, localmente si possono avere differenze anche significative rispetto ai valori indicati. Tra i continenti, l'Africa è nel complesso responsabile del flusso termico più basso (49.8  $\text{mWm}^{-2}$ ) mentre l'Australia il più alto (63.6  $\text{mWm}^{-2}$ ). Zone ad alto flusso termico locale sono quelle vulcaniche, ad esempio quelle associate alle fosse oceaniche come le Ande, o aree come gli Stati Uniti Occidentali soggette ad un elevato regime di stress tettonico tensionale.

Nel complesso le aree vulcaniche sono però geometricamente di piccola estensione e pertanto non contribuiscono in modo significativo al flusso termico terrestre globale. Le regioni di collisione continentale (ad esempio l'arco Alpino-Himalaiano) forniscono un valore non molto elevato di flusso termico.

Nelle regioni stabili continentali, il flusso termico è strettamente dipendente dalla locale concentrazione di isotopi radioattivi in particolare Uranio, Torio e Potassio. È inoltre presente una forte correlazione tra il flusso di calore osservato e l'età delle rocce nelle aree in esame; flussi di calore inferiori sono associati ad aree stabili, molto antiche, flussi maggiori ad aree più giovani.

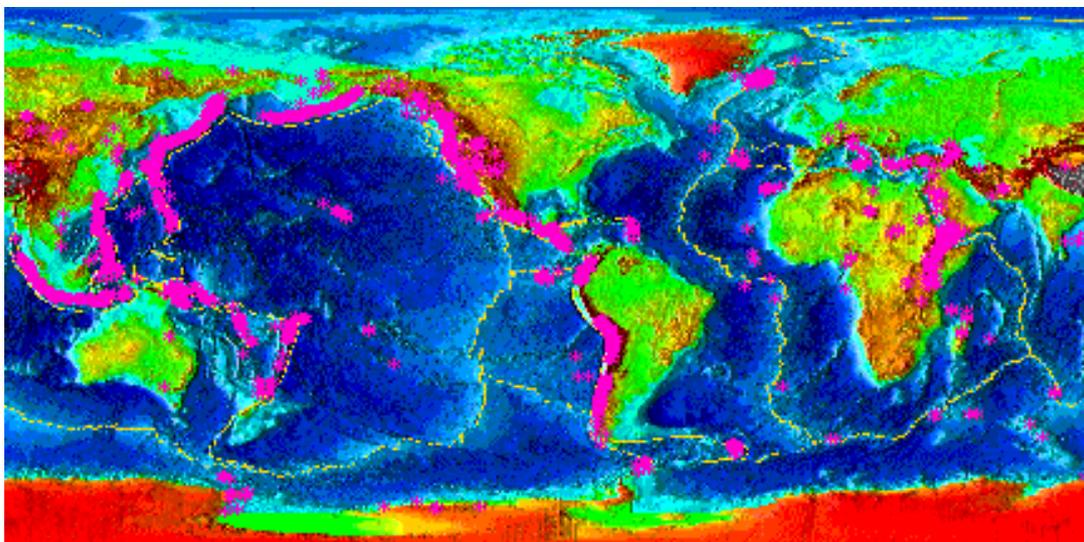


Figura 5. Aree del mondo con le principali anomalie geotermiche.

La temperatura influenza notevolmente i processi che avvengono all'interno della Terra. Ad esempio il comportamento reologico delle rocce a bassa temperatura è prevalentemente elastico mentre diventa simile a quello di un fluido quando la temperatura raggiunge valori vicini alla temperatura di fusione. La temperatura è legata al flusso di calore essendo una misura del processo di trasferimento di calore.

### 3.2 Sistema geotermico

Un sistema geotermico può essere definito schematicamente come “un sistema acqueo convettivo, che, in uno spazio confinato della parte superiore della crosta terrestre, trasporta il calore da una sorgente termica al luogo, generalmente la superficie, dove il calore stesso è assorbito (disperso o utilizzato)”.

In genere è formato da tre elementi:

- la **sorgente** può essere un'intrusione magmatica a  $T > 600^{\circ}\text{C}$ , posta a profondità relativamente piccole comprese tra 5-10km, oppure come in alcuni sistemi a bassa temperatura, il normale calore della terra;
- il **serbatoio (reservoir)** è un complesso di rocce permeabili o fratturate artificialmente, nel quale i fluidi possono circolare, assorbendo il calore; il serbatoio generalmente è ricoperto da rocce impermeabili e connesso a zone di ricarica superficiali dalle quali le acque meteoriche possono infiltrarsi e reintegrare, totalmente o parzialmente, i fluidi perduti attraverso vie naturali (per esempio sorgenti) o che sono estratti mediante pozzi.
- il **fluido geotermico** è quasi sempre acqua meteorica in fase liquida o vapore, in dipendenza dalla sua pressione e temperatura; spesso l'acqua trascina con sé sostanze chimiche e gas come  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ , S ed altri; in alcuni casi l'acqua può anche essere immessa artificialmente.

Inizialmente si consideravano solo le risorse idrotermali munite di un serbatoio in cui il calore si propaga per convezione a seguito dei moti convettivi dei fluidi contenuti e che possono essere ad acqua dominante (con contenuto energetico inferiore) o a vapore dominante (con contenuto energetico molto elevato).

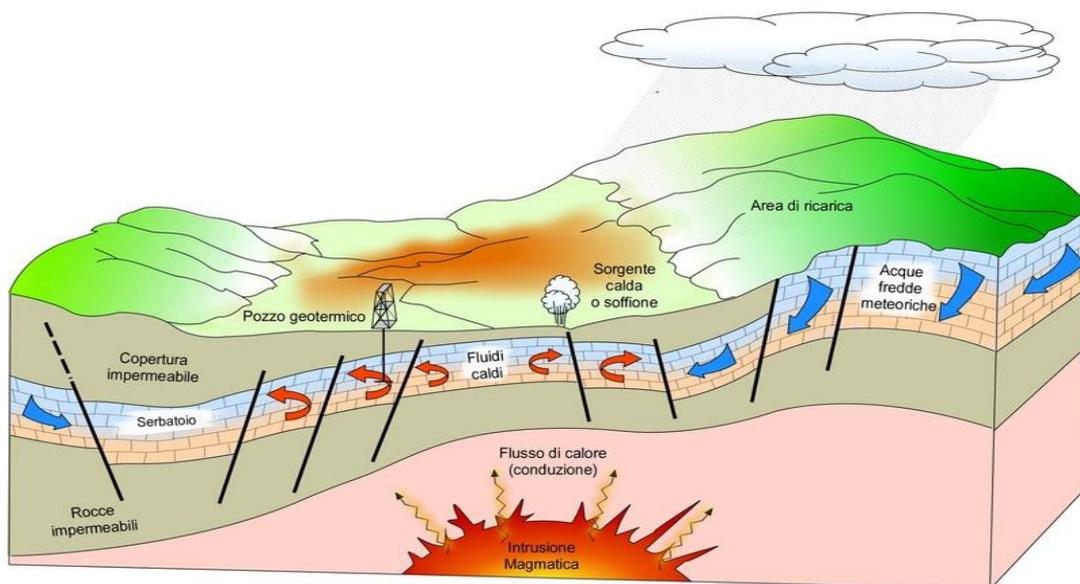


Figura 6. Rappresentazione schematica di un sistema geotermico

Con le successive scoperte ed indagini in campo minerario e petrolifero si sono trovati sistemi geotermici formati in regioni con gradiente geotermico normale o poco più alto e, soprattutto, nelle regioni prossime ai margini delle zolle crostali, dove il valore del gradiente geotermico può essere anche notevolmente superiore a quello medio. Nel primo caso questi sistemi hanno temperature basse, di solito non più di  $100^{\circ}\text{C}$  a profondità economicamente utili, mentre nel secondo caso si può avere una vasta gamma di temperature, da basse sino ad oltre  $400^{\circ}\text{C}$ .

I sistemi idrotermali sono finora gli unici ad essere sfruttati a livello industriale per la produzione di energia elettrica.

Esistono poi altri tre tipi di sistemi ancora in fase di studio o di sperimentazione più o meno avanzata:

- i sistemi geopressurizzati, nei quali non si ha alcuna comunicazione con la superficie e in cui il calore si propaga per conduzione;
- i sistemi geotermici non convenzionali, che non contengono in origine neanche il fluido, ma che possono essere artificialmente fratturate dando luogo ad un serbatoio geotermico artificiale;
- i sistemi magmatici dove si sfrutta l'idea di estrarre energia da magmi a profondità accessibile ai mezzi di perforazione.

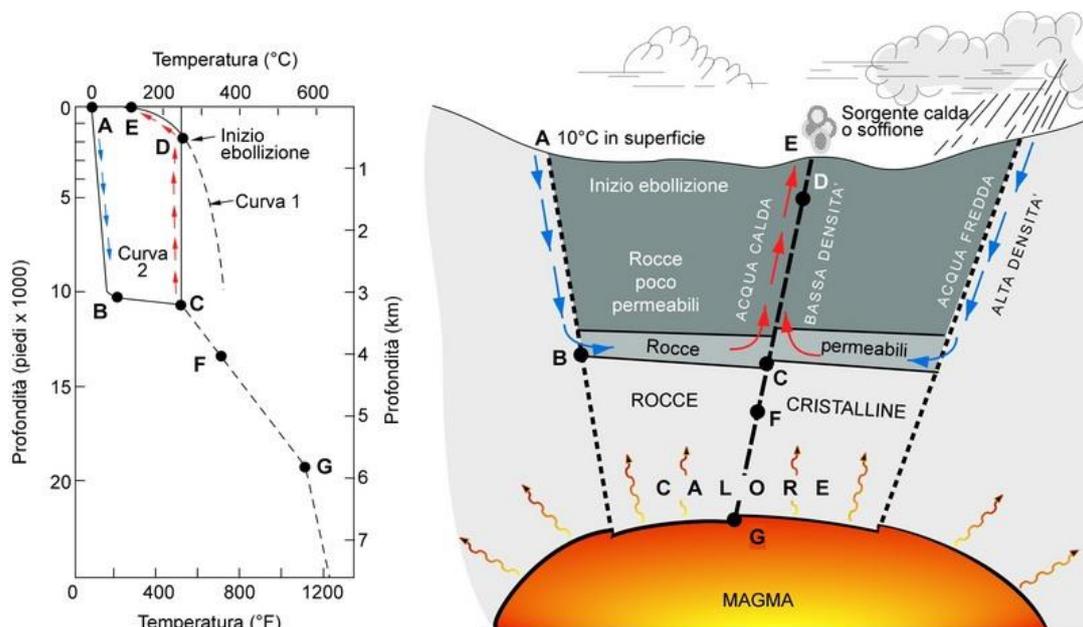


Figura 7-8: Modello di un sistema geotermico. La curva 1 è la curva di ebollizione dell'acqua; la curva 2 mostra l'andamento della temperatura del fluido lungo il suo percorso dal punto di ingresso A a quello di uscita E.

### 3.3 Definizione e classificazione delle risorse geotermiche

Nel campo delle attività minerarie si definiscono come *risorse minerarie* i corpi solidi, liquidi o gassosi appartenenti alla geosfera, geologicamente identificati in cui si ritrovano sostanze utili. In questo senso con "risorsa mineraria" si esprime un concetto generico che sottolinea l'utilità o la necessità di un determinato materiale (o minerale s.l.).

Per *riserva mineraria* si intende una porzione delle risorse, che in base alle leggi vigenti e alla tecnologia del momento, possono essere oggetto di un'attività estrattiva. Le riserve così definite costituiscono i *giacimenti minerari*, ossia "corpi" variamente disposti all'interno delle masse rocciose e dai quali uno più sostanze utili possono essere estratte con profitto.

Sulla base dei diversi livelli di conoscenza le riserve minerarie sono variamente classificate in:

**Riserve provate o certe:** rappresentano le quantità stimate che, sulla base dei dati geologici ed ingegneristici del giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato.

Le riserve certe si distinguono in:

- riserve provate individuate: quantità di fluidi geotermici che si stima di poter recuperare tramite pozzi e metodi operativi esistenti;
- riserve provate non individuate: quantità di fluidi geotermici che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni e metodi operativi, sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo.

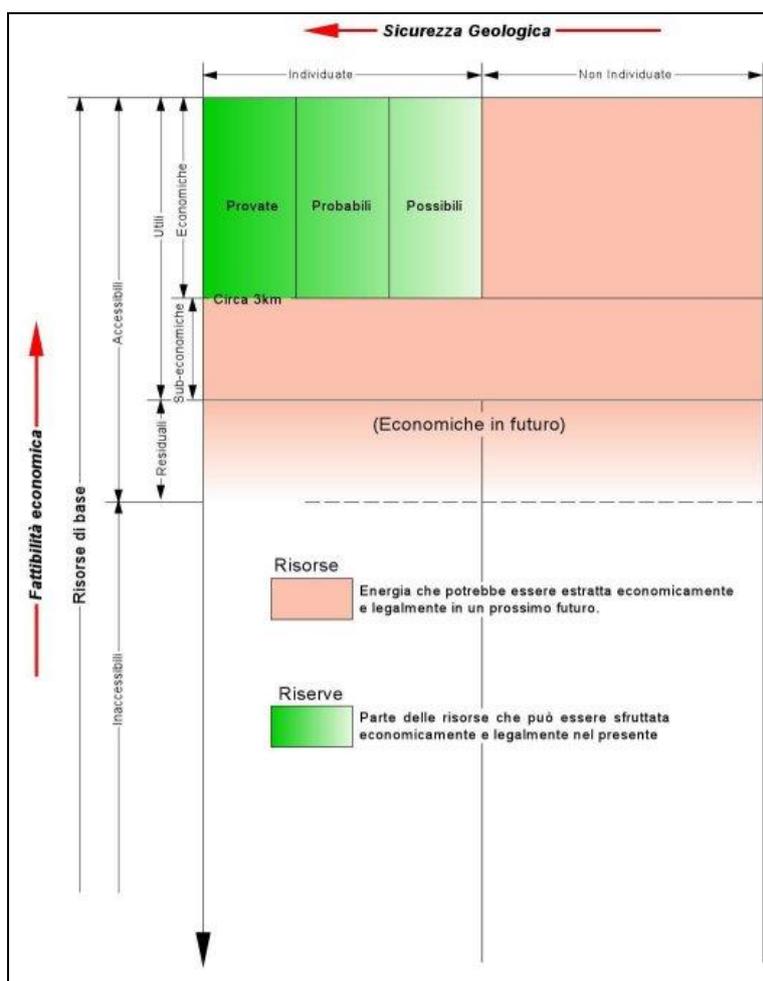


Figura 9. Diagramma con le diverse categorie di risorse geotermiche (da Muffler e Cataldi, 1978). L'asse verticale indica il grado di fattibilità economica; l'asse orizzontale il grado di sicurezza geologica.

### Riserve possibili e probabili

- Riserve possibili: sono le quantità di materiali che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

- Riserve probabili: rappresentano le quantità stimate di fluidi geotermici che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare:
  - l'estensione o altre caratteristiche del giacimento;
  - l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo;
  - l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasformazione e/o del mercato di vendita;
  - il contesto normativo.

Il più comune criterio di **classificazione delle risorse geotermiche** si basa sull'entalpia dei fluidi, che trasferiscono il calore dalle rocce calde profonde alla superficie. L'entalpia, che può essere considerata più o meno proporzionale alla temperatura, è usata per esprimere il contenuto termico (energia termica) dei fluidi, e dà un'idea approssimativa del loro "valore". Le risorse sono divise in risorse a bassa, media ed alta entalpia (o temperatura), secondo diversi criteri. Non esiste ancora una terminologia standard adottata in campo internazionale da scienziati e tecnici geotermici. La Tabella 1 riporta le classificazioni proposte da alcuni esperti, più diffusamente usate nel settore delle risorse geotermiche. Quando si parla di fluidi geotermici è bene, comunque, indicare la loro temperatura, o almeno un intervallo di temperatura, perché i termini bassa, media o alta possono avere significati diversi e creare errori di interpretazione.

Risorse e T (°C)	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Risorse a bassa entalpia	< 90	<125	<100	≤150	≤190
Risorse a media entalpia	90-150	125-225	100-200	-	-
Risorse ad alta entalpia	>150	>225	>200	>150	>190

**Tabella 1. Classificazione delle risorse geotermiche in base alla temperatura (°C). Rif. T (°C): (a) Muffler and Cataldi (1978); (b) Hochstein (1990); (c) Benderitter and Cormy (1990); (d) Nicholson (1993); (e) Axelsson and Gunnlaugsson (2000)**

Il D.Lgs. 11/02/2010 n. 22 "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche" definisce le diverse tipologie di risorse geotermiche e per quanto attiene ai valori di Temperatura adotta i valori definiti da Muffler e Cataldi, riferendo specificatamente tale temperatura al fluido reperito.

Classificazione nazionale delle risorse geotermiche	T (°C)
Risorse a bassa entalpia	< 90
Risorse a media entalpia	90-150
Risorse ad alta entalpia	>150

**Tabella 2. Classificazione delle risorse geotermiche in base al D.Lgs 22/2010 sul riassetto della normativa sulle risorse geotermiche.**

Il Decreto inoltre specifica che (art. 1, comma 3) sono d'interesse nazionale le risorse geotermiche ad alta entalpia, o quelle economicamente utilizzabili per la realizzazione di un progetto geotermico, riferito all'insieme degli impianti

nell'ambito del titolo di legittimazione, tale da assicurare una potenza erogabile complessiva di almeno 20 MW termici, alla temperatura convenzionale dei reflui di 15 gradi centigradi; sono inoltre di interesse nazionale le risorse geotermiche economicamente utilizzabili rinvenute in aree marine.

Sono di interesse locale le risorse geotermiche a media e bassa entalpia, o quelle economicamente utilizzabili per la realizzazione di un progetto geotermico, riferito all'insieme degli impianti nell'ambito del titolo di legittimazione, di potenza inferiore a 20 MW termici ottenibili dal solo fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15 gradi centigradi.

Le risorse geotermiche ad alta e media entalpia sono risorse minerarie, dove le risorse geotermiche di interesse nazionale sono patrimonio indisponibile dello Stato mentre quelle di interesse locale sono patrimonio indisponibile regionale.

Il D.Lgs. 22/2010 identifica e classifica un nuovo tipo di risorsa geotermica le cosiddette "piccole utilizzazioni locali": tali risorse geotermiche non vengono considerate risorse minerarie e presentano una T inferiore ai 90°C fino a temperature intorno ai 14-15°C presenti a pochi metri di profondità dalla superficie terrestre.

Frequentemente viene fatta una suddivisione tra sistemi geotermici ad acqua dominante e sistemi geotermici a vapore dominante (o a vapore secco).

Nei sistemi ad acqua dominante, l'acqua liquida è la fase continua, che controlla la pressione; vapore può essere presente in forma di bolle. Questi sistemi geotermici, la cui temperatura può andare da circa 125° a >225°C, sono i più diffusi nel mondo. Essi possono produrre, in funzione della loro temperatura e pressione, acqua calda, una miscela di acqua e vapore, vapore umido e, in alcuni casi, vapore secco.

Nei sistemi a vapore dominante normalmente coesistono nel serbatoio acqua liquida e vapore, che è la fase continua e controlla la pressione. Questi sono sistemi ad alta temperatura e normalmente producono vapore secco o surriscaldato. I sistemi geotermici di questo tipo sono piuttosto rari; i più conosciuti sono Larderello in Italia e The Geysers in California.

I termini vapore umido, vapore secco e vapore surriscaldato, usati frequentemente, richiedono, al fine poter essere meglio compresi una esplicitazione. Per semplificare il concetto, si prenda l'esempio di un recipiente riempito con acqua (liquida), che possa essere mantenuto alla pressione costante di 1 atm (101,3 kPa). Se riscaldiamo l'acqua, essa comincerà a bollire una volta raggiunti i 100°C (temperatura di ebollizione alla pressione di 1 atm), passando dalla fase liquida a quella gassosa (vapore). Dopo un certo tempo il recipiente conterrà sia liquido, che vapore. Il vapore che coesiste con il liquido, in equilibrio termodinamico con esso, è vapore umido. Se continueremo a riscaldare il recipiente, mantenendo costante la pressione di 1 atm, il liquido evaporerà totalmente ed il recipiente conterrà soltanto vapore. Questo è vapore secco. Sia il vapore umido che il vapore secco prendono il nome di vapore saturo. Infine, se si aumenta la temperatura sino, per esempio, a 120°C, tenendo sempre la pressione ad 1 atm, avremo vapore surriscaldato, con un surriscaldamento di 20°C, cioè 20°C sopra la temperatura di evaporazione a quella pressione.

Altra suddivisione dei sistemi geotermici è basata sullo stato di equilibrio del serbatoio, che tiene conto della circolazione dei fluidi e dello scambio termico nel serbatoio. Nei sistemi dinamici l'acqua ricarica in continuazione il serbatoio, si riscalda ed è poi scaricata alla superficie o nel sottosuolo stesso nelle formazioni rocciose permeabili all'intorno. Il calore è acquisito dal sistema per conduzione e per effetto della circolazione dei fluidi. Questa categoria

comprende sistemi ad alta temperatura ( $>150^{\circ}\text{C}$ ) e a bassa temperatura ( $<150^{\circ}\text{C}$ ). Nei sistemi statici la ricarica del serbatoio è molto ridotta o nulla e lo scambio termico avviene soltanto per conduzione. Questa categoria comprende sistemi a bassa temperatura e i sistemi geopressurizzati. I sistemi geopressurizzati possono formarsi nei grandi bacini sedimentari (es: il Golfo del Messico) a profondità di 3–7 km. I serbatoi geopressurizzati sono formati da rocce sedimentarie permeabili, inglobate entro strati impermeabili a bassa conducibilità, contenenti acqua calda pressurizzata, che è rimasta intrappolata al momento della deposizione dei sedimenti. La pressione dell'acqua calda è vicina alla pressione litostatica, superando largamente la pressione idrostatica. I serbatoi geopressurizzati possono contenere anche quantità significative di metano. I sistemi geopressurizzati potrebbero produrre energia termica e idraulica (acqua calda in pressione) e gas metano.

Il termine campo geotermico è una definizione geografica, che generalmente indica una zona della superficie terrestre con attività geotermica. In assenza di manifestazioni geotermiche superficiali, questo termine è usato per indicare un'area corrispondente ad un serbatoio geotermico profondo.

### **L'energia geotermica è generalmente definita rinnovabile e sostenibile.**

Il termine rinnovabile si riferisce ad una proprietà della sorgente di energia, mentre il termine sostenibile descrive come la risorsa è utilizzata. La ricarica di energia è il fattore critico della rinnovabilità di una risorsa geotermica. Quando si sfrutta un sistema geotermico naturale, la ricarica energetica avviene attraverso l'apporto al sistema di fluidi caldi contemporaneamente (o in tempi comparabili) allo sfruttamento. Questo permette di classificare l'energia geotermica come risorsa energetica rinnovabile. Nel caso delle rocce calde secche e di certi acquiferi caldi in bacini sedimentari (geopressurizzati), la ricarica energetica avviene solo per conduzione termica; a causa della lentezza di questo fenomeno, le rocce calde secche ed alcuni serbatoi sedimentari dovrebbero essere considerati risorse energetiche limitate.

La sostenibilità dell'utilizzazione di una risorsa dipende dalla sua quantità iniziale, dalla velocità con cui si rigenera e dalla velocità con cui si consuma. Ovviamente, l'utilizzazione può essere sostenuta per tutto il tempo che si vuole, purché la risorsa si rigeneri ad una velocità maggiore di quanto non sia sfruttata. Il termine sviluppo sostenibile è usato dalla Commissione Mondiale per l'Ambiente e lo Sviluppo per descrivere lo sviluppo che "soddisfa le necessità della presente generazione senza compromettere le necessità delle generazioni future". In questo quadro, lo sviluppo sostenibile non richiede che tutte le risorse energetiche debbano essere usate in modo completamente sostenibile, ma, più semplicemente, che ad una data risorsa, che si esaurisce, se ne possa sostituire un'altra in grado di far fronte alle necessità delle generazioni future. Ne segue che un particolare campo geotermico non deve necessariamente essere sfruttato in modo sostenibile. I programmi per realizzare la sostenibilità dell'energia geotermica dovrebbero tendere a raggiungere, e poi sostenere, un certo livello di produzione, a livello nazionale o regionale, sia nel settore elettrico sia in quello dell'uso diretto del calore, per un dato periodo, ad esempio 300 anni, mettendo in produzione nuovi sistemi geotermici, man mano che altri si esauriscono.

### 3.4 I sistemi geotermici non convenzionali

La sorgente di calore è l'unico dei tre elementi di un sistema geotermico che deve essere naturale, gli altri due elementi possono essere artificiali. Partendo da questo presupposto a partire dagli anni '70 del secolo scorso numerose sono state le ricerche finalizzate a concepire un nuovo modello concettuale di sfruttamento del calore terrestre per produrre energia elettrica con tecnologie innovative.

Agli inizi del 1974, gli scienziati di Los Alamos U.S.A. proposero la coltivazione del calore immagazzinato in rocce profonde ad alta temperatura, e coniarono il termine di **Hot Dry Rock (HDR)**, ovvero **Rocce Calde Secche**. Essi intendevano con ciò designare complessi geologici profondi a temperatura  $\geq 200$  °C, caratterizzati da permeabilità nulla o molto bassa, privi perciò di circolazione naturale, e quindi "secchi". L'ipotesi era quella di utilizzare il calore delle rocce per scaldare acqua introdotta in complessi magmatici con pozzi di iniezione, ed estrarla con pozzi di produzione, far vaporizzare con essa il fluido di lavoro di un impianto a ciclo binario, ed azionare così un turbogeneratore capace di produrre energia elettrica a scala commerciale.

La profondità a cui i complessi magmatici potevano trovarsi non era definita, intendendo così che essa poteva variare da zona a zona in funzione del gradiente di temperatura e del flusso conduttivo di calore, con valori compresi tra quelli medi terrestri (30 °C/km e 60 mW/m<sup>2</sup>) ed altri molto più alti.

Secondo gli scienziati di Los Alamos, gli elementi caratterizzanti delle rocce calde secche non erano né la profondità a cui esse potevano giacere né la loro età geologica, bensì il fatto che dovesse trattarsi di complessi idrogeologicamente sterili, a temperature sufficientemente alte da poter riscaldare acqua superficiale, iniettata in una rete di fratture create artificialmente mediante fratturazione idraulica (hydrafrac), e/o con altre tecniche quali: uso di esplosivi a dosaggio controllato, stress termico (thermal shock), e lisciviazione chimica (chemical leaching).

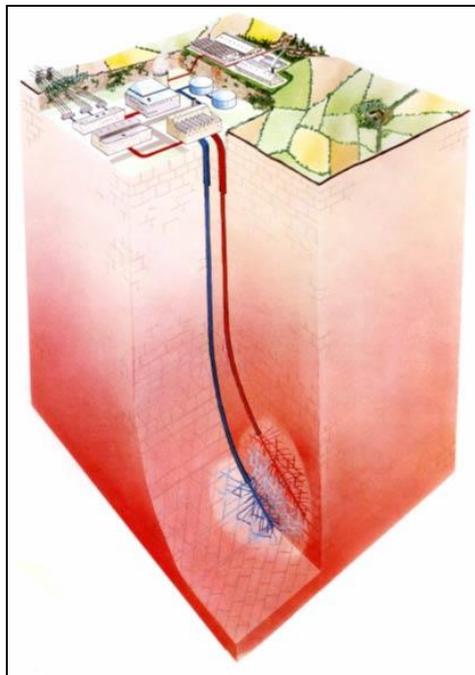


Figura 10. Rappresentazione schematica di un sistema geotermico artificiale (Progetto Rocce calde secche).

Le fratture così create potevano essere mantenute beanti in vari modi: o con la circolazione forzata dell'acqua stessa iniettata dall'esterno (che doveva funzionare anche da fluido vettore del calore sottratto alle rocce calde secche), e/o per mezzo di proppanti (sferule di materiale molto duro e resistente allo schiacciamento) iniettati in pressione nelle fratture artificialmente create, e/o mediante lisciviazione con agenti chimici delle facce delle fratture.

Quanto alla natura litologica dei complessi di interesse gli scienziati di Los Alamos affermavano che le rocce calde secche potevano essere sviluppati solo in grandi intrusioni (complessi magmatici) sepolte (batoliti) di granito o di granodiorite. L'idea degli scienziati di Los Alamos era che si potesse giungere a creare veri e propri **sistemi geotermici artificiali** nei quali solo il calore delle rocce costituiva la componente naturale, mentre tutto il resto (creazione del serbatoio, mantenimento di fratture beanti, iniezione di acqua in pressione, collegamento idraulico tra pozzi di iniezione e di emungimento, e circolazione forzata di acqua a loop chiuso) poteva essere creato con operazioni di ingegneria geologica. Nonostante numerose perplessità, l'interesse suscitato nel mondo scientifico e politico dalla innovativa idea di creare artificialmente le condizioni per sfruttare il calore delle rocce allo scopo di produrre grandi quantità di energia elettrica, risultò così interessante da convincere i governi degli Stati Uniti prima, e di altri Paesi poi, a varare e sostenere programmi sperimentali di ricerca e sviluppo volti a provare la fattibilità tecnico-economica dei sistemi geotermici artificiali. I progetti riconducibili a tali presupposti sono stati sviluppati, a partire dagli anni fine '70-inizio '80, nelle seguenti località: 1) Fenton Hill (Stati Uniti); 2) Rosemanowes (Inghilterra); 3) Bad Urach (Germania); 4)-5) Hijiori ed Ogachi (Giappone).

Nonostante il forte interesse nessuno di questi progetti ha potuto effettuare prove prolungate di produzione per verificare il comportamento nel tempo del campo geotermico artificiale creato in ciascuna di queste località; né tanto meno giungere a dimostrare la fattibilità di produrre energia elettrica, come invece era previsto. Le attività svolte dai progetti confermarono la fondatezza dei molti dubbi e problemi visti precedentemente.

Contemporaneamente le attività di ricerca e sperimentazione portate avanti in altri campi geotermici tradizionali sviluppati in rocce non granitiche permisero di acquisire importanti indicazioni sul comportamento delle formazioni profonde fratturate ma poco permeabili, e sul modo di stimolarne la produttività, in particolare attraverso la ricarica artificiale, che può essere un mezzo per riattivare campi geotermici vecchi o esauriti. I fluidi scaricati da una centrale geotermoelettrica, dopo che ne è stata sfruttata l'energia termica, possono essere immessi di nuovo nel serbatoio da cui erano stati estratti, attraverso appositi pozzi di reiniezione. In questo modo l'alimentazione meteorica naturale del serbatoio è integrata dalla ricarica artificiale. Inoltre, la reiniezione dei fluidi sfruttati può essere adottata per ridurre drasticamente l'impatto ambientale degli impianti geotermici. Tali sperimentazioni evidenziarono il fatto che le rocce del serbatoio potevano non corrispondere a batoliti granitici o granodioritici, ma essere costituite da formazioni compatte di qualunque altro tipo litologico. Il concetto delle **Hot Dry Rock (HDR)**, ovvero delle **Rocce Calde Secche** venne superato e si cominciò a parlare di **Enhanced Geothermal Systems (EGS)**, ovvero di **Sistemi Geotermici Stimolati, Assistiti o Avanzati** a seconda delle diverse modalità di intervento.

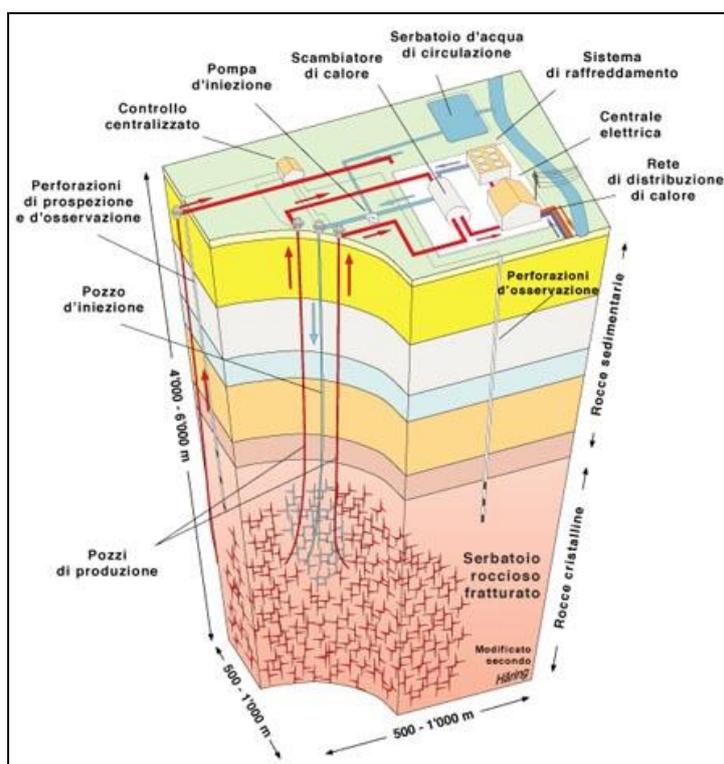
Per dotare le autorità europee e nazionali di una definizione di EGS concisa e flessibile, da utilizzare in ambito amministrativo, l'EGEC/European Geothermal Energy Council<sup>5</sup> ha proposto nel Marzo 2010 la formulazione seguente:

---

<sup>5</sup> EGEC- European Geothermal Energy Council: definizione EGS: "An Enhanced Geothermal System is an underground reservoir that has been created or improved artificially".

“Un sistema geotermico Stimolato/assistito è un serbatoio sotterraneo che può essere creato o migliorato artificialmente”.

Gli **Enhanced Geothermal Systems (EGS)** da un punto di vista tecnico<sup>6</sup>, vengono, in generale, definiti come “complessi di rocce competenti sepolte, con permeabilità naturale quasi nulla o scarsa, fratture chiuse o sigillate da circolazione idrotermale fossile, ubicati in aree con o senza anomalie termiche regionali, per cui la loro temperatura dipende solo dalla profondità a cui essi si trovano. Il serbatoio viene creato in tutto o in parte artificialmente con operazioni di *hydrafrac* e/o con altri mezzi. Il calore contenuto nelle rocce e nei fluidi che permeano i pori e le fratture (naturali o neo-formate) delle rocce del serbatoio viene parzialmente asportato e trasferito in superficie mediante circolazione di acqua a loop chiuso, introdotta dall'esterno con pozzi di iniezione ed estratta con pozzi di produzione.



**Figura 11: Principio di funzionamento di un sistema geotermico stimolato nelle rocce profonde dello zoccolo cristallino (Schema M. Häring, Geothermal Explorers Ltd.).**

Progetti in corso o recentemente conclusi con un approccio concettuale che può fare riferimento agli EGS sono: 1) Soultz-sous-Forets (Alsazia, Valle del Reno, in prossimità del confine Francia-Germania); 2) Bale (nei pressi di Basilea, Svizzera); 3) Habanero (nel Cooper Basin, a N-NE del Lago Eyre, a cavallo tra gli Stati del South Australia e del Queensland, Australia); e 4) Desert Peak (in prossimità di Coso, California, USA).

<sup>6</sup> R. Cataldi: Dalle Rocce calde secche ai Sistemi geotermici stimolati. Stato di sviluppo e prospettive. In Altronovecento: Ambiente Tecnica Società. Rivista online promossa dalla Fondazione Luigi Micheletti. n. 17-maggio 2011.

R.Cataldi : Rocce secche e sistemi geotermici stimolati. Cosa sono, a che punto di sviluppo si trovano, e loro prospettive.

In:GeologiaTecnica&Ambientale, 2008/1

Il diverso approccio operativo finalizzato alla coltivazione del calore di alta temperatura contenuto nelle rocce, hanno permesso di ridurre i costi ed i tempi di esecuzione (anche se entrambi restano sempre alti), ma non ancora di chiarire tutti gli aspetti della tecnologia EGS.

I principali problemi aperti<sup>7</sup> riguardano:

- I. la perforazione di pozzi a profondità di oltre 3 km (costi, rischi, durata, completamento, misure, ecc.);
- II. la messa a punto di metodologie di stimolazione idraulica controllata dei livelli poco produttivi (ad es. pressurizzazione graduata con piccoli impulsi di pressione per evitare di innescare scosse sismiche, o con altre tecniche);
- III. i modelli numerici di fisica ed ingegneria del serbatoio per prevedere la possibile evoluzione dei parametri di produzione nel tempo;
- IV. la possibilità di usare fluidi di scambio termico diversi dall'acqua (ad es. CO<sub>2</sub>);
- V. le attrezzature per il controllo della produzione nel caso che vengano reperiti fluidi sovrapressurizzati o in condizioni supercritiche;
- VI. la propagazione e/o la contrazione nel tempo del campo di fratture artificialmente create o allargate nei livelli poco produttivi scelti;
- VII. le notevoli perdite di acqua nel circuito di loop (ne sono state osservate infatti anche del 50% ed oltre);
- VIII. il decremento di temperatura nel volume di roccia interessata dal campo di fratture per effetto della prolungata e massiccia estrazione di calore;
- IX. la corrosione nelle tubazioni di pozzo e di superficie, e negli impianti di generazione, dovuta alla presenza, in alcuni casi documentata, di gas ed altri composti (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, HF, HCl, ed altri) disciolti nell'acqua contenuta nelle fratture originali delle rocce.

La maggior parte di questi problemi sembrano risolvibili; ma i più seri e difficili da risolvere sono:

- 1) il controllo della sismicità indotta da operazioni di hydraulic fracturing in aree popolate;
- 2) le grandi quantità di acqua necessarie, prima per inondare il campo di fratture artificiali create nel serbatoio, e poi per ravvenare la circolazione nel circuito di loop;
- 3) la difficoltà di trovare un equilibrio nel decremento di temperatura delle rocce serbatoio causato dalla estrazione di calore per lunghi periodi di tempo.

Esistono attualmente due revisioni eccellenti<sup>8</sup> di quel che potrebbe essere il futuro della ricerca geotermica nel campo degli Enhanced Geothermal Systems: da una parte lo studio sponsorizzato dal Department of Energy degli Stati Uniti (DOE) al quale fa capo un comitato di esperti indipendenti diretti dal Massachusetts Institute of Technology (MIT) ([http://geothermal.inel.gov/publications/future\\_of\\_geothermal\\_energy.pdf](http://geothermal.inel.gov/publications/future_of_geothermal_energy.pdf)), dall'altro il Best Practice Handbook risultato da un Coordination Action finanziato dalla Unione Europea al quale hanno partecipato 31 partners europei

---

<sup>7</sup> R. Cataldi: Dalle Rocce calde secche ai Sistemi geotermici stimolati. Stato di sviluppo e prospettive. In Altronovecento: Ambiente Tecnica Società. Rivista online promossa dalla Fondazione Luigi Micheletti. n. 17-maggio 2011.

<sup>8</sup> A. Manzella ed A. Bianchi :LE PROSPETTIVE DELLA GEOTERMIA. In ANALYSIS Rivista di cultura e politica scientifica N. 4/2008.

A. Manzella (CNR/Istituto di Geoscienze e Georisorse, Pisa). I "sistemi geotermici non convenzionali": definizioni, stato attuale delle tecnologie e frontiere di ricerca. In :Convegno: Il possibile contributo della geotermia di alta temperatura per la produzione di energia elettrica in Italia fino al 2050 con l'uso di tecnologie innovative. Roma, 8 Giugno 2012

(<http://engine.brgm.fr>). All'interno di questi studi si individuano quelli che sono i passi fondamentali su cui si devono concentrare le ricerche in geotermia:

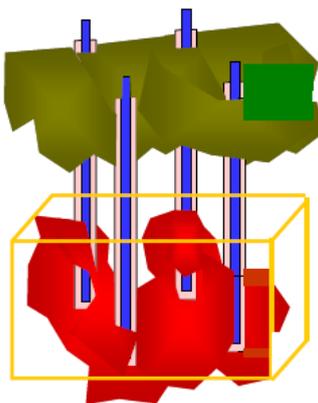
- Localizzazione del sito (esplorazione ed individuazione della temperatura, permeabilità e stress);
- Creazione del Reservoir (perforazione dei pozzi e miglioramento delle caratteristiche idrauliche attraverso stimolazione azzerando l'impatto ambientale, in particolare la sismicità indotta);
- Fase di messa in opera (verifica del circuito di circolazione idrica e successiva installazione della strumentazione operativa ottimizzando ulteriormente i sistemi binari).

Il futuro è comunque rappresentato da programmi dimostrativi che prevedano un'integrazione delle differenti aree di ricerca al fine di evidenziare che i serbatoi EGS contraddistinti dalle caratteristiche tipiche (buona distribuzione territoriale, superfici di scambio di calore sufficientemente ampie, velocità di flusso e temperature sufficientemente elevate, con ridotti flussi a bassa velocità e scarsa perdita d'acqua) costituiscono una risorsa di energia sostenibile disponibile ad un prezzo competitivo rispetto alle tecnologie delle altre risorse rinnovabili.

Questo approccio dimostrativo dovrebbe inoltre definire una strategia in grado di aumentare le dimensioni degli impianti EGS fino a produrre diverse centinaia di MWt o decine di MWe.

Molto dipende dai finanziamenti, necessari a far evolvere la tecnologia per produzione di energia elettrica a medie temperature (cicli binari), in sistemi idrotermali a bassa permeabilità mediante stimolazione e reiniezione (EGS) o in zone anomale caratterizzate da fluidi in condizioni supercritiche, cambiando così enormemente le stime di potenza elettrica producibili con la geotermia.

Recentemente è stata prospettata, grazie al lavoro di ricercatori che fanno riferimento all'Associazione Italiana Sistemi Geotermici Avanzati (AISGA), in particolare del Politecnico di Milano, dell'Istituto di Geoscienze e Georisorse del Consiglio Nazionale della Ricerche e del Politecnico di Torino, una **"Geotermia di Terza Generazione"**<sup>9</sup>.



Si tratta in estrema sintesi di "posizionare" in profondità "scambiatori di calore a circuito chiuso" che possano consentire di fare transitare il fluido - l'acqua - che dovrà scaldarsi a sufficienza vicino la roccia calda, per giungere alle turbine o agli scambiatori posti in superficie.

<sup>9</sup> G. Barla : "Sviluppi e potenzialità della geotermia di nuova generazione". Politecnico di Torino- Inaugurazione Anno Accademico 2008 / 2009.

L'illustrazione a lato schematizza un sistema di questo tipo dove lo scambio termico con il sottosuolo è ottenuto in fori verticali (Sistema EGS-A-CL).

A differenza del sistema HDR, e dei sistemi EGS, con EGS-A-CL non vi è la necessità di ricorrere alla fratturazione idraulica e sono così superate le problematiche che questa pone per il controllo del processo. L'acqua viene immessa in fori dotati, ad esempio, di un doppio rivestimento coassiale, ancorato alla roccia circostante. Questa fluisce verso il basso, nell'intercapedine, e risale nel tubo interno. Sono di fatto state studiate più configurazioni geometriche del sistema: a tubi coassiali, a tubi paralleli, di diametro uguale o differente, ecc. Si attua così un sistema a circuito chiuso (Closed Loop, CL) che ha il vantaggio di non interferire con il mezzo circostante (acqua, sali minerali, gas, eventualmente presenti) ed essere rispettoso dell'ambiente.

La roccia circostante ha tuttavia una ridotta conduttività termica, per cui si pone l'esigenza di dotare il sistema di una grande superficie di scambio in modo da poter estrarre una significativa quantità di energia. Ciò impone il ricorso a fori di diametro ben più grande di quelli che si adottano nell'industria petrolifera, con la conseguenza che per rendere competitivo il sistema occorre ridurre in particolare i costi di perforazione (si valuta che questa incida per il 50% sul costo globale di un impianto geotermico) e sviluppare, tra l'altro, materiali speciali per le tubazioni di rivestimento del pozzo, in presenza di alte pressioni e temperature, o mettere a punto nuove tecnologie di cementazione per ancorare il rivestimento stesso alla roccia. Tali attività attualmente sono solamente a livello di studio e non si è a conoscenza di interventi operativi che seguano questo modello.

Negli ultimi tempi il campo dei sistemi geotermici è stato allargato ai cosiddetti **Sistemi Geotermici non Convenzionali**<sup>10</sup>, che oltre alle rocce calde secche (HDR), le rocce calde fratturate (HFR), i sistemi geotermici stimolati (EGS) e i sistemi EGS avanzati con scambio termico e circuito chiuso in profondità, di cui si è trattato precedentemente, comprendono:

- a) i sistemi geopressurizzati;
- b) i sistemi magmatici;
- c) i sistemi a fluidi supercritici;
- d) i sistemi a salamoia calda.

**I sistemi geopressurizzati** sono formazioni rocciose profonde saturate da fluidi con pressione di strato superiore a quella idrostatica attesa alla loro profondità. La pressione di una colonna di acqua in condizioni idrostatiche è funzione della densità, che dipende da salinità, temperatura e pressione. La pressione di strato è inferiore a quella litostatica, cioè alla pressione esercitata dalla colonna di sedimenti sovrastante. Possono essere in sedimenti clastici o carbonatici (organogeni). Nel primo caso si tratta di formazioni porose soggette a seppellimento in bacini sedimentari con elevate velocità di sedimentazione. Al seppellimento si accompagna l'espulsione dell'acqua di poro per compattazione e l'espulsione delle molecole di acqua dagli strati dei minerali argillosi generata dall'aumento di pressione e temperatura. La deposizione di spessi strati argillosi, di fitte alternanze di sabbie e argille o di sedimenti evaporitici favorisce la formazione di barriere di permeabilità nella direzione verticale. Lateralmente le barriere di permeabilità possono avere un'origine stratigrafica (ad esempio pinch-out) o tettonica (faglie). Sono presenti in bacini sedimentari caratterizzati da

---

<sup>10</sup>A. Manzella(CNR/Istituto di Geoscienze e Georisorse, Pisa): I "sistemi geotermici non convenzionali": definizioni, stato attuale delle tecnologie e frontiere di ricerca. in Convegno "Il possibile contributo della geotermia di alta temperatura per la produzione di energia elettrica in Italia fino al 2050 con l'uso di tecnologie innovative" Roma 8/6/2012. <http://www.unionegeotermica.it/pdffiles/presentazioni-08-06-2012>

elevati spessori e ambienti deposizionali che hanno permesso la sedimentazione di alternanze di sedimenti grossolani e fini. Si tratta di condizioni favorevoli anche alla deposizione e maturazione di materia organica e quindi alla formazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e/o gassosi. La conoscenza sui sistemi geopressurizzati è in larga parte legata alle attività di esplorazione e sfruttamento di giacimenti petroliferi. Alcuni sistemi geopressurizzati sono di interesse geotermico in quanto per la loro notevole profondità raggiungono temperature interessanti per lo sfruttamento del calore per usi diretti o per la generazione di energia elettrica. Temperature interessanti sono a volte legate alla presenza di gradienti termici anomali all'interno delle zone geopressurizzate per la riduzione locale della conducibilità termica della formazione (Golfo del Messico) o per la presenza di flussi di calore anomali (Bacino Pannonico).

## Sistemi Geopressurizzati

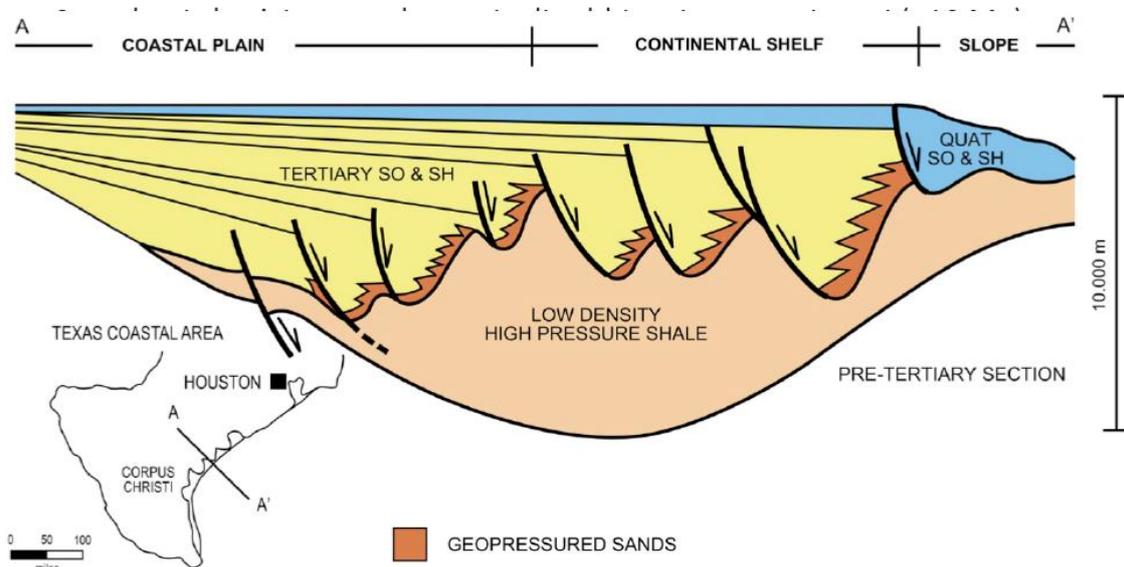


Figura 12. Schema di un sistema geopressurizzato nelle condizioni geologiche di un'area costiera del Golfo del Messico, a SW di Houston, Texas.

In: R. Cataldi: Stime di crescita della geotermia italiana 2010-2030 e contributi dei sistemi geotermici non convenzionali. GeothermExpo2011 - FERRARA 28.9.2011

**Sistemi magmatici:** sistemi connessi ad apparati vulcanici attivi, con camera magmatica a piccola profondità (< 5-6 km), nei quali la temperatura del fluido da utilizzare per l'estrazione del calore dipende da quella al tetto del corpo igneo. Per il loro possibile sfruttamento a fini energetici sono state ideate (ma non ancora sperimentate) diverse modalità di captazione del calore.

**Sistemi a fluidi supercritici:** i fluidi contenuti nel serbatoio, sempre ubicato a notevoli profondità e sigillato al tetto da una efficiente coltre di copertura, si formano in condizioni di temperatura e pressione molto elevate. Pertanto, essi posseggono densità energetica ben maggiore di quella dei fluidi estraibili dai normali sistemi idrotermali di alta temperatura, anche di quelli a vapore dominante. E' probabile anzi che tali sistemi, sia ad acqua che a vapore dominante, sfumino in profondità verso serbatoi contenenti fluidi supercritici. In corrispondenza delle aree

termicamente più anomale questi fluidi possono contenere composti aggressivi dovuti ad acidi di fluoro e di cloro (solo a grandi profondità intorno a i 4-5 km).

**Sistemi a salamoia calda:** sono particolari tipi di sistema idrotermale nei quali, per peculiari caratteristiche genetiche delle acque originalmente presenti nel sistema, tra cui scarso ravenamento con acque meteoriche “fresche” e prolungata circolazione convettiva azionata da forti valori del gradiente geotermico in ambiente chiuso ad alta temperatura, le acque originali hanno subito un lungo processo di concentrazione salina raggiungendo i tenori di una vera e propria salamoia (TDS totale  $\gg$  10 mg/l). Si tratta di sistemi i cui fluidi, per essere utilizzati a fini geotermoelettrici, se da una parte richiedono elaborati e costosi trattamenti chimici e particolari impianti di generazione, hanno dall'altra il vantaggio di contenere composti minerali pregiati.

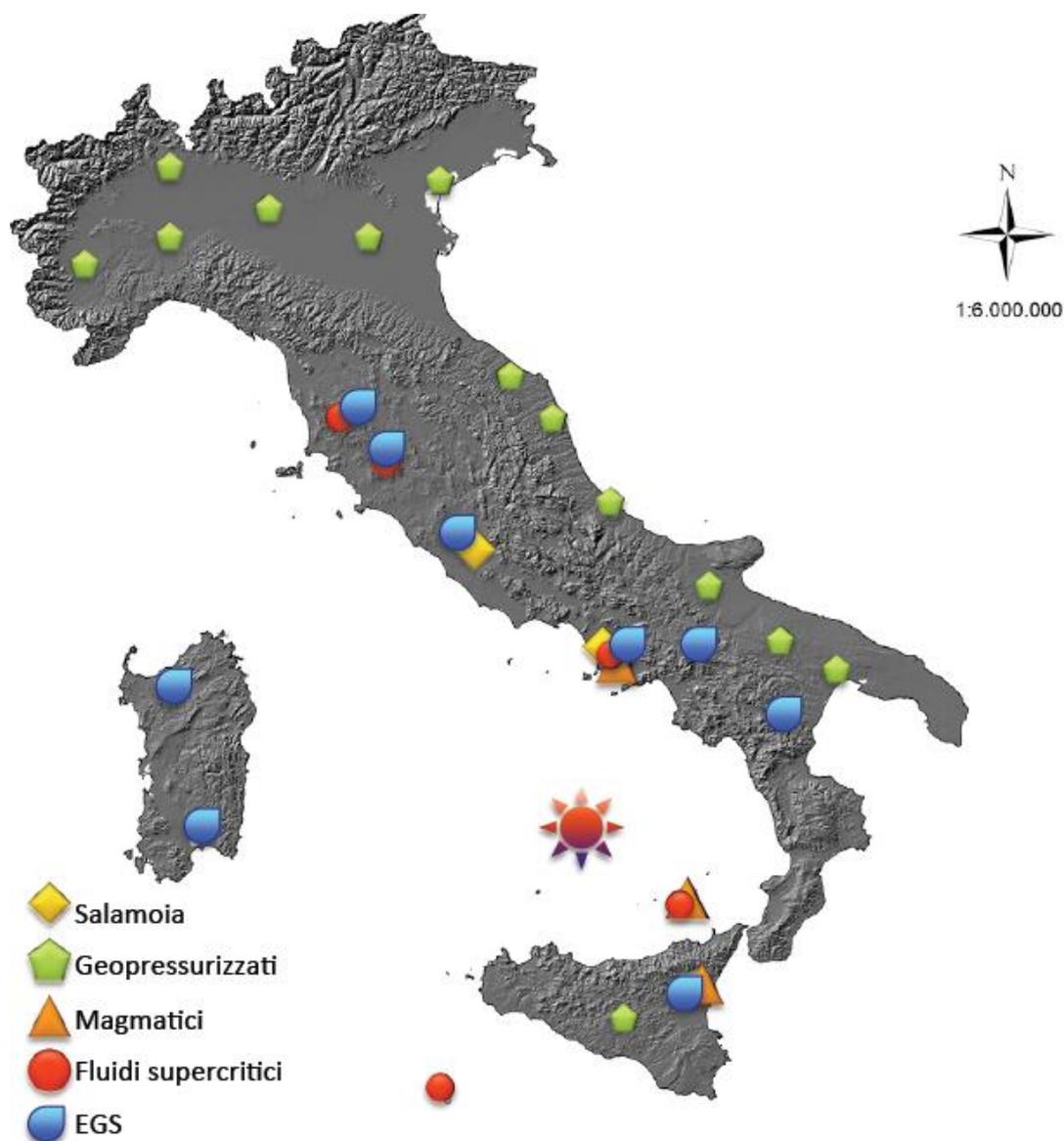


Figura 13. Atlante delle Risorse Geotermiche Non Convenzionali: Da: A. Manzella(CNR/Istituto di Geoscienze e Georisorse, Pisa): I “sistemi geotermici non convenzionali”: definizioni, stato attuale delle tecnologie e frontiere di ricerca (già citato)

### 3.5 L'esplorazione

Gli obiettivi dell'esplorazione geotermica sono:

1. Identificare i fenomeni geotermici.
2. Accertare l'esistenza di aree con produzione geotermica sfruttabile.
3. Valutare la dimensione delle risorse.
4. Determinare il tipo dei campi geotermici.
5. Localizzare le zone produttive.
6. Determinare il contenuto termico dei fluidi.
7. Compilare una base di dati, che possa servire di riferimento per i futuri monitoraggi.
8. Determinare, prima di iniziare lo sfruttamento, i parametri sensibili per l'ambiente.
9. Individuare le caratteristiche che potrebbero creare problemi durante lo sfruttamento del campo.

L'importanza relativa di ogni obiettivo dipende da numerosi fattori, la maggior parte dei quali è collegata alla risorsa. Questi fattori comprendono la forma di utilizzazione prevista, la tecnologia disponibile, gli aspetti economici, ed anche la situazione locale, il sito, ed il periodo, tutti elementi che influiscono sul programma di esplorazione. Per esempio, il riconoscimento preliminare delle manifestazioni geotermiche ha un'importanza molto maggiore in un'area remota e non esplorata di quanto abbia in un'area conosciuta; valutare le dimensioni di una risorsa può avere un'importanza minore, se questa sarà usata per un piccolo impianto richiedente molto meno energia termica di quanta ne viene fornita per vie naturali; se si prevede di utilizzare il calore per il riscaldamento di ambienti o per altre forme d'uso, che richiedono basse temperature, la ricerca di fluidi ad alta entalpia può essere esclusa dagli obiettivi.

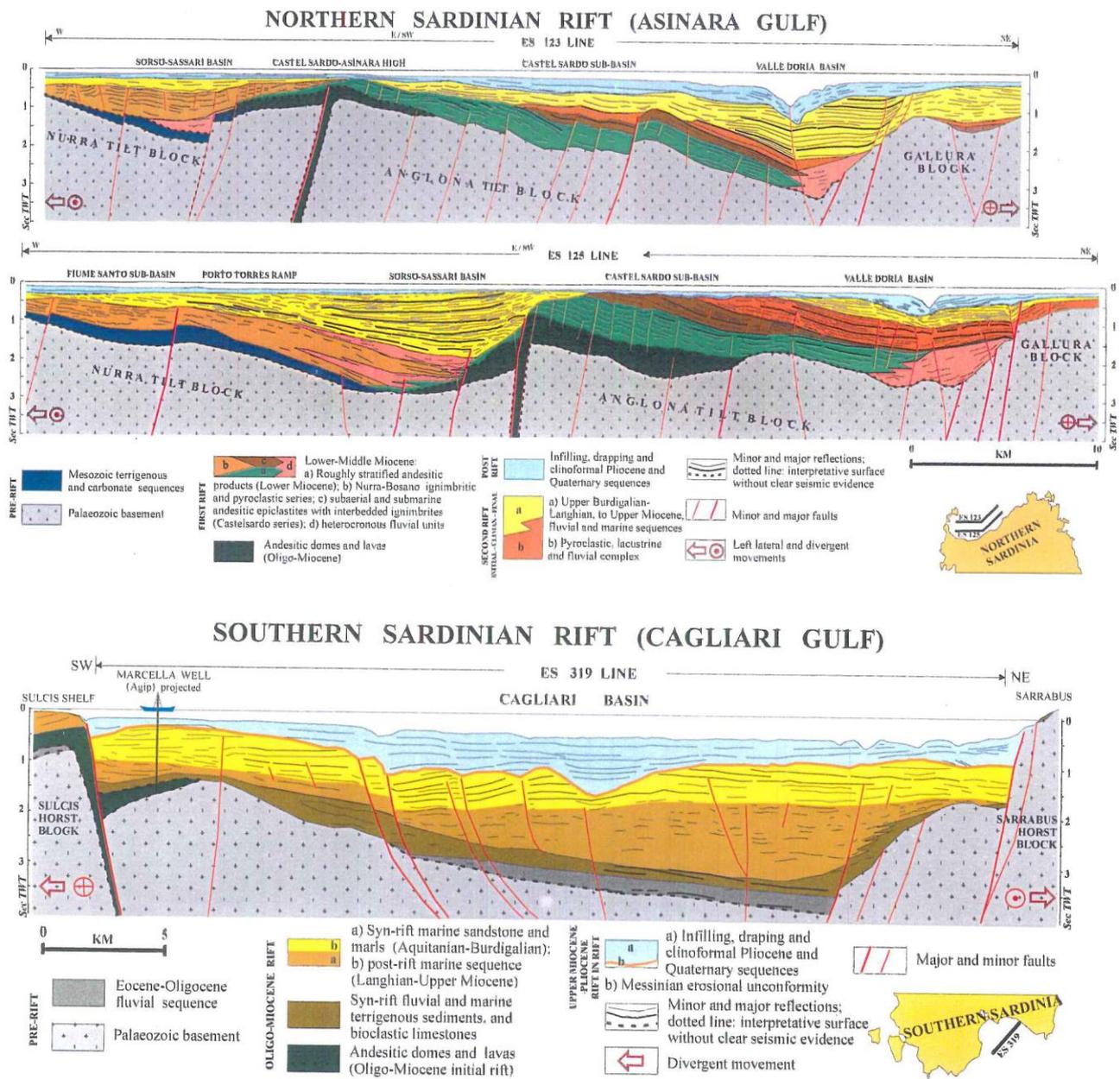
Per raggiungere questi obiettivi sono disponibili numerosi metodi e tecnologie, molti dei quali sono di uso comune e sono stati ampiamente sperimentati in altri settori della ricerca. E' necessario tener presente, comunque, che le tecniche e le metodologie che si sono dimostrate utili nella ricerca mineraria o per idrocarburi non sono necessariamente la miglior soluzione per l'esplorazione geotermica. D'altra parte, tecniche di scarso impiego nella ricerca petrolifera, sono, in certi casi, strumenti ideali nell'esplorazione geotermica.

#### Metodi di esplorazione

Gli studi geologici ed idrogeologici sono il punto di partenza di ogni programma di esplorazione. Il loro scopo principale è quello di definire la posizione e l'estensione delle aree da investigare con maggiore dettaglio e di suggerire i metodi di esplorazione più adatti per queste aree. Gli studi geologici ed idrogeologici hanno una grande importanza per tutte le fasi successive della ricerca geotermica, sino alla localizzazione dei pozzi esplorativi e di produzione. Essi inoltre forniscono le informazioni di base per interpretare i dati forniti dagli altri metodi di esplorazione e, infine, per costruire un modello realistico del sistema geotermico e valutare il potenziale della risorsa. I dati ottenuti dagli studi geologici ed idrogeologici sono utili anche nella fase di sfruttamento perché forniscono informazioni utilizzabili dagli ingegneri del serbatoio e di produzione. La durata ed il costo di questa fase dell'esplorazione possono essere sensibilmente ridotti da un programma ben organizzato e da un efficiente coordinamento della ricerca.

La prospezione geochimica (comprendente la geochimica isotopica) rappresenta un ottimo mezzo per stabilire se un sistema geotermico è ad acqua o a vapore dominante, per prevedere la temperatura minima del serbatoio, per stimare l'omogeneità dell'apporto di acqua, per determinare le caratteristiche chimiche del fluido profondo e per individuare l'origine dell'acqua di ricarica. Possono anche ricavarsi utili informazioni sui problemi che possono verificarsi nella fase di reiniezione e durante l'utilizzazione (per esempio, variazioni nella composizione del fluido, fenomeni di corrosione ed incrostazione nei tubi e negli impianti, impatto sull'ambiente) e sul modo di evitare o ridurre questi problemi. La prospezione geochimica comporta il campionamento e l'analisi chimica e/o isotopica delle acque e dei gas prodotti dalle manifestazioni geotermiche (sorgenti termali, fumarole, ecc.) o dai pozzi che si trovano nell'area in studio. La prospezione geochimica fornisce anche dati utili per programmare le successive fasi dell'esplorazione ed ha un costo relativamente basso in confronto ad altri metodi più sofisticati, come quelli geofisici; per questa ragione, essa dovrebbe essere impiegata, per quanto possibile, prima di altri metodi più costosi.

La prospezione geofisica ha lo scopo di ottenere indirettamente, dalla superficie o da intervalli di profondità vicini alla superficie, i parametri fisici delle formazioni geologiche profonde. Questi parametri fisici comprendono la temperatura (prospezione termica), la conducibilità elettrica (metodi elettrici ed elettromagnetici), la velocità di propagazione delle onde elastiche (prospezione sismica), la densità (prospezione gravimetrica) e la suscettibilità magnetica (prospezione magnetica). Alcuni di questi metodi, come quelli sismici, gravimetrici e magnetici, che sono di uso normale nella ricerca petrolifera, possono dare molte informazioni sulla forma, dimensioni, profondità e altre importanti caratteristiche delle strutture geologiche profonde, che potrebbero costituire un serbatoio geotermico, ma danno poche, o nessuna, indicazioni sulla presenza all'interno di queste strutture dei fluidi, che costituiscono l'obiettivo della ricerca geotermica. Essi sono pertanto i più utili per definire i dettagli nelle fasi finali dell'esplorazione, prima che siano posizionati i pozzi esplorativi. Informazioni sull'esistenza di fluidi geotermici nelle strutture geologiche si possono ottenere dalle prospezioni elettriche ed elettromagnetiche, che sono più sensibili di altri metodi alla presenza di questi fluidi ed alle variazioni di temperatura; queste tecniche sono state ampiamente applicate con soddisfacenti risultati. In particolare, il metodo magnetotellurico (MT), che sfrutta le onde elettromagnetiche generate dalle tempeste solari, è stato notevolmente perfezionato negli ultimi anni e attualmente offre una vasta gamma di applicazioni, anche se richiede una strumentazione sofisticata ed è sensibile al rumore di fondo nelle aree abitate. Il principale vantaggio del metodo magnetotellurico sta nella sua capacità di definire strutture più profonde di quelle raggiungibili con i metodi elettrici e gli altri elettromagnetici. Più recentemente è stato messo a punto il metodo audio-magnetotellurico a sorgente controllata (CSAMT), che utilizza onde elettromagnetiche prodotte artificialmente anziché quelle naturali. Con questo metodo si raggiungono profondità inferiori a quelle raggiungibili con il classico metodo MT, ma esso è più veloce, meno costoso e fornisce maggiori dettagli. I metodi termici (misure di temperatura, determinazione del gradiente geotermico e del flusso di calore terrestre) spesso possono dare con buona approssimazione la temperatura della parte superiore del serbatoio geotermico.



**Figura 14. Interpretazione di profili sismici di alcune aree della Sardegna. Da: I.R. Finetti et Alti: Crustal tectono –Stratigraphic setting and geodynamics of the Corso-Sardinian Block from New CROP Seismic Data. CROP PROJECT:Deep seismic exploration of Central mediterranean and Italy. Edited by I.R. Finetti . 2005 Elsevier B.V.. Per gentile concessione autori Università di Cagliari**

La perforazione dei pozzi esplorativi è la fase finale di ogni programma di esplorazione ed è il solo metodo che permette di definire con certezza le caratteristiche di un serbatoio geotermico e di valutarne il potenziale.

I dati forniti dai sondaggi esplorativi hanno lo scopo di verificare le ipotesi ed i modelli elaborati con i risultati dell'esplorazione di superficie. Essi inoltre devono confermare che il serbatoio è produttivo e contiene fluidi in quantità adeguata e con caratteristiche adatte all'utilizzazione prevista.

Posizionare i pozzi esplorativi è pertanto un'operazione molto delicata.

## Programma d'esplorazione

Prima di definire un programma d'esplorazione geotermica è necessario raccogliere tutti i dati geologici, geofisici e geochemica già esistenti. I dati geotermici devono essere integrati con quelli derivanti dalle ricerche idriche, minerarie e petrolifere effettuate nell'area in studio ed in quelle vicine. Le informazioni raccolte in questa fase preliminare sono importanti per ben individuare gli obiettivi del programma d'esplorazione geotermica e talvolta consentono una significativa riduzione dei costi.

Un programma d'esplorazione si sviluppa normalmente in fasi successive: riconoscimento, prefattibilità e fattibilità. Durante ciascuna di queste fasi, sono gradualmente eliminate le aree meno interessanti, mentre la ricerca si concentra in quelle più promettenti. I metodi di investigazione applicati, inoltre, diventano progressivamente più sofisticati e forniscono maggiori dettagli man mano che il programma procede. La dimensione e l'impegno finanziario dell'intero programma devono essere proporzionati ai suoi obiettivi, all'importanza delle risorse ipotizzabili ed alla forma di utilizzazione prevista. Il programma d'esplorazione deve essere flessibile e essere ridefinito man mano che si rendono disponibili i risultati delle ricerche svolte nelle varie fasi; nello stesso modo, i modelli geologici e geotermici devono essere progressivamente aggiornati e ottimizzati. Questi riesami periodici del programma dovrebbero eliminare tutte le azioni non più necessarie ed eventualmente avviarne altre, suggerite dai risultati ottenuti nelle varie fasi. Naturalmente, ogni riduzione del numero e delle dimensioni delle operazioni di prospezione ha per effetto una diminuzione dei costi, ma anche un aumento del rischio di errori o di fallire l'obiettivo. D'altra parte la diminuzione del rischio minerario comporta un aumento generalizzato dei costi. Il successo economico di un programma d'esplorazione sta appunto nel trovare un buon equilibrio tra le due opposte esigenze di ridurre i costi e di diminuire i rischi.

## 3.6 I sistemi di utilizzo

La produzione di elettricità è la forma di utilizzazione più importante delle risorse geotermiche ad alta temperatura (>150°C). Le risorse a temperatura medio – bassa (<150°C) sono adatte a molti tipi di impiego. Il classico diagramma di Lindal (Lindal, 1973), che mostra i possibili usi dei fluidi geotermici alle varie temperature, è sempre attuale (Figura 15, derivata dall'originale e con l'aggiunta della generazione di elettricità con cicli binari).

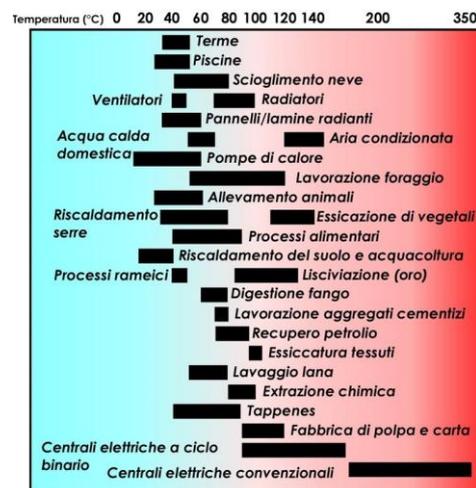


Figura 15. Diagramma con l'utilizzazione dei fluidi geotermici (derivato da Lindal [1973]) [Fanelli e Dickson, 2004]

I fluidi con temperatura inferiore a 20°C sono usati raramente ed in casi particolari oppure per il funzionamento di pompe di calore. Il diagramma di Lindal mette in evidenza due aspetti importanti dell'utilizzazione delle risorse geotermiche:

- a) con progetti a cascata o combinati è possibile estendere lo sfruttamento delle risorse
- b) la temperatura dei fluidi costituisce il principale fattore limitante la possibile utilizzazione.

L'ingegneria degli impianti industriali già esistenti, che utilizzano processi termici, può, in alcuni casi, essere modificata ed adattata ai fluidi geotermici, estendendone le possibili applicazioni.

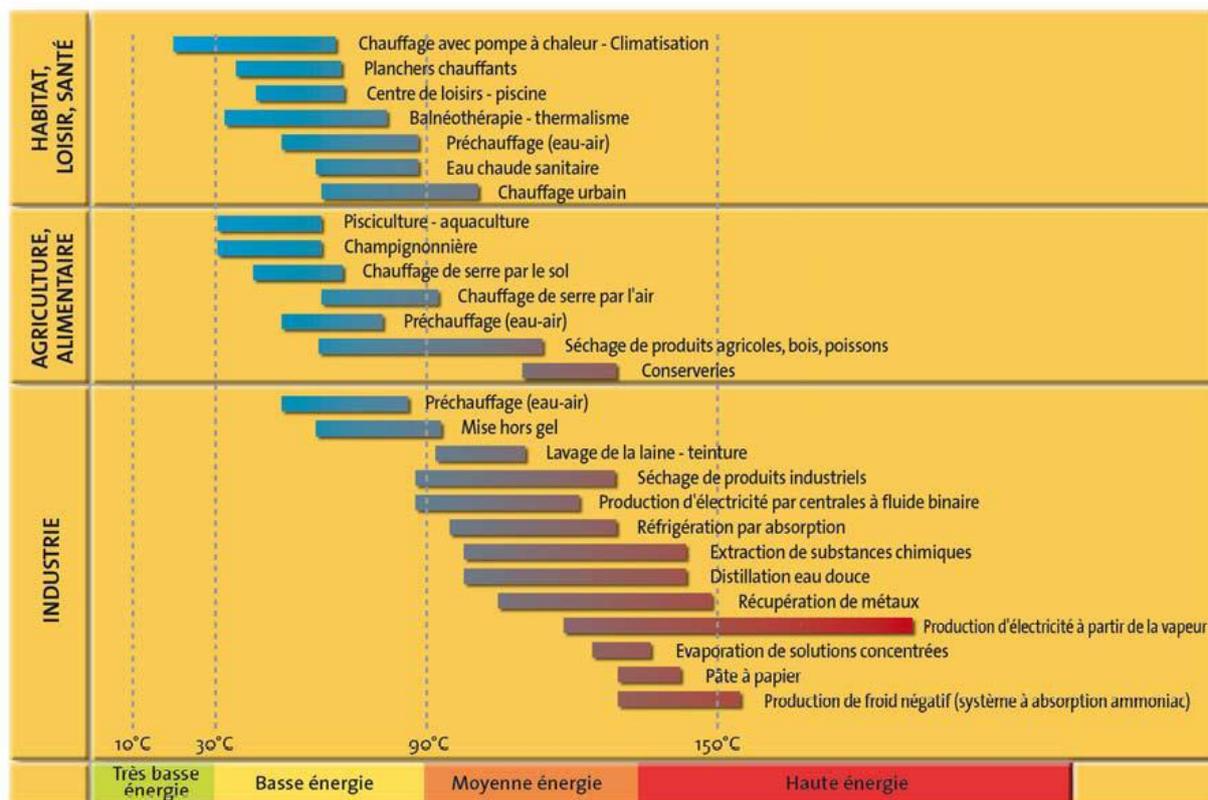


Figura 16. Diagramma per l'utilizzazione dei fluidi geotermici per i diversi settori di utilizzo: Abitazioni-Servizi e sanità, Agroalimentare e Industria. (Da: La géothermie, édition 2008 Collectif BRGM-ADEME Orléans, Angers : Editions BRGM, ADEME Edition 2008 ; Coll. "Les Enjeux des Géosciences"; 64 p. ill.; 25 cm ISBN : 2-7159-2454-3)

### 3.7 I metodi di produzione

L'energia elettrica è prodotta in impianti convenzionali o a ciclo binario, secondo le caratteristiche delle risorse geotermiche disponibili.

Gli **impianti convenzionali** richiedono fluidi con una temperatura di almeno 150°C e sono disponibili nel tipo a contropressione (con scarico diretto nell'atmosfera) e a condensazione. Gli impianti a contropressione sono più semplici e meno costosi. Il vapore, proveniente direttamente dai pozzi, se questi producono vapore secco, oppure dopo la separazione della parte liquida, se i pozzi producono vapore umido, passa attraverso la turbina ed è poi scaricato nell'atmosfera (vedi schema Figura 17). Con questo tipo di impianto il consumo di vapore (alla stessa pressione di

ingresso) per kilowattora prodotto è circa il doppio di quello di un impianto a condensazione. Gli impianti a contropressione, tuttavia, sono molto utili come impianti pilota, come impianti temporanei collegati a pozzi isolati di portata modesta, e per produrre elettricità da pozzi sperimentali durante lo sviluppo di un campo geotermico. Essi sono utilizzati anche quando il vapore ha un contenuto elevato di gas incondensabili (>12% in peso). Le unità a contropressione possono essere costruite ed installate molto rapidamente e messe in servizio 13–14 mesi dopo la data dell'ordine o poco più. Questi impianti sono generalmente di piccole dimensioni (2,5–5 MWe).

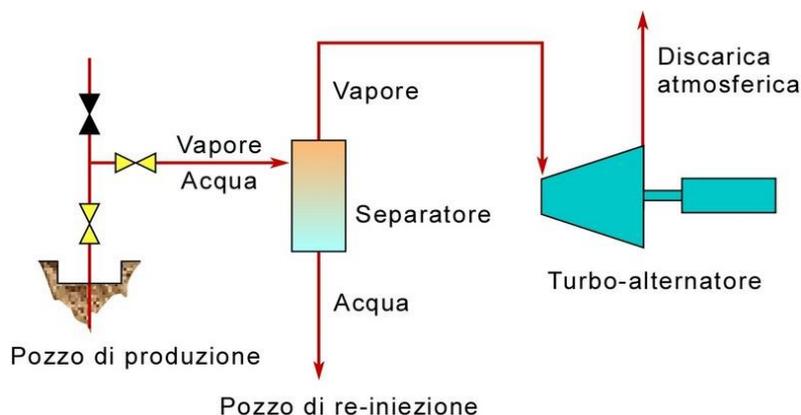


Figura 17. Rappresentazione schematica di un impianto a contropressione per generazione di elettricità. In rosso il circuito del fluido geotermico.

Le unità a condensazione (Figura 18), che richiedono più impiantistica ausiliaria, sono più complesse di quelle a contropressione e, anche per le loro maggiori dimensioni, è necessario un tempo almeno doppio per la loro costruzione ed installazione. Il consumo specifico delle unità a condensazione è, tuttavia, circa la metà di quelle a contropressione. Attualmente sono molto diffusi impianti a condensazione della potenza di 55–60 MWe, ma recentemente sono state costruite ed installate anche unità da 110 MWe.

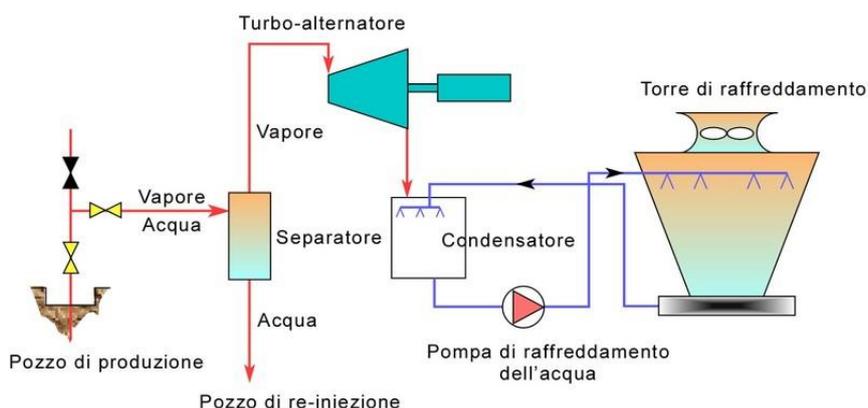
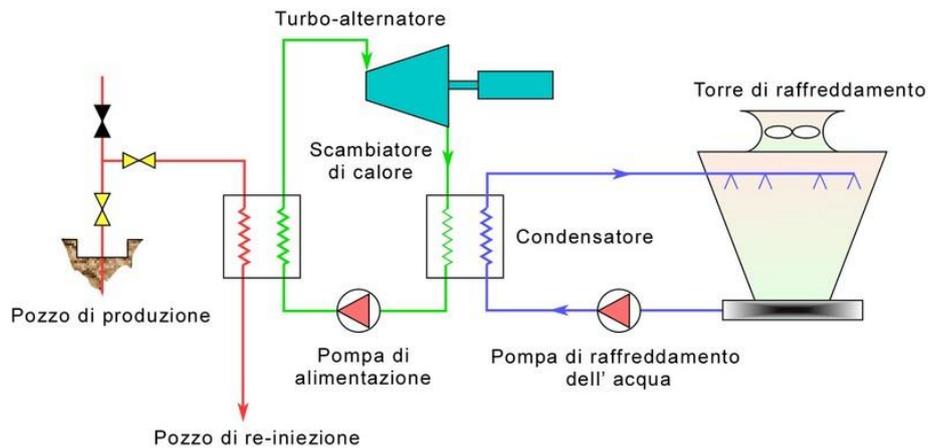


Figura 18. Rappresentazione schematica di un impianto a condensazione per generazione di elettricità. In rosso il circuito del fluido geotermico, in blu il circuito di raffreddamento.

I notevoli progressi, realizzati negli ultimi decenni, nella **tecnologia dei cicli binari** hanno reso possibile produrre elettricità, sfruttando fluidi geotermici a temperatura medio-bassa ed acque calde di scarico emesse dai separatori nei

campi geotermici ad acqua dominante. Gli impianti binari utilizzano un fluido secondario di lavoro, di solito un fluido organico (come n-pentano), che ha un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore acqueo. Il fluido secondario lavora in un ciclo Rankine convenzionale: il fluido geotermico cede calore al fluido secondario attraverso uno scambiatore di calore, nel quale questo fluido si riscalda e poi vaporizza; il vapore prodotto aziona una normale turbina a flusso assiale collegata ad un generatore, è poi raffreddato, passando allo stato liquido, ed il ciclo comincia di nuovo.



**Figura 19.** Rappresentazione schematica di un impianto a ciclo binario per generazione di elettricità. In rosso il circuito del fluido geotermico, in verde il circuito del fluido secondario, in blu il circuito di raffreddamento.

Scegliendo opportunamente il fluido secondario, è possibile costruire impianti binari, che sfruttano fluidi geotermici con temperature comprese tra 90° e 170°C. Il limite superiore è imposto dalla stabilità termica dei fluidi organici di lavoro, il limite inferiore da fattori tecnico-economici: sotto questa temperatura, gli scambiatori di calore dovrebbero avere una dimensione talmente grande da rendere il progetto non economico. Gli impianti binari operano in circuiti chiusi: né i fluidi di lavoro, né i fluidi geotermici vengono a contatto con l'esterno. Oltre che con i fluidi geotermici a temperatura medio-bassa e con quelli di scarico, gli impianti binari possono essere impiegati quando si vuole impedire che il fluido geotermico passi, con la diminuzione di pressione, dalla fase liquida a quella di vapore (flashing), ad esempio per evitare fenomeni di incrostazione. In questo caso, il fluido geotermico è mantenuto pressurizzato mediante pompe in pozzo, e l'energia è estratta dall'impianto binario.

Gli impianti binari sono di solito costruiti in unità modulari di potenza compresa tra poche centinaia di kWe ed alcuni MWe. Queste unità possono essere collegate l'una con l'altra in modo da formare impianti della potenza di qualche decina di megawatt. Il loro costo dipende da numerosi fattori, ma soprattutto dalla temperatura del fluido geotermico disponibile, che determina le dimensioni della turbina, degli scambiatori di calore e del sistema di raffreddamento. La dimensione totale dell'impianto influisce poco sul costo specifico, dato che più unità modulari standard sono collegate in serie per avere la potenza desiderata. La tecnologia degli impianti binari è stata largamente sperimentata e questi impianti hanno dimostrato di essere un mezzo economico e tecnicamente affidabile per trasformare in elettricità l'energia contenuta nei campi geotermici ad acqua dominante.

Negli anni '90 è stato sviluppato un nuovo sistema binario, il ciclo Kalina, che utilizza, come fluido di lavoro, una miscela di acqua e ammoniaca. Durante il ciclo, il fluido di lavoro è fatto espandere, in condizioni di surriscaldamento, attraverso una turbina ad alta pressione, e poi riscaldato, prima di essere immesso in una turbina a bassa pressione. Dopo la seconda espansione, il vapore saturo passa attraverso un recuperatore di calore ed infine condensa in un condensatore raffreddato ad acqua. Gli impianti a ciclo Kalina sembrano avere un rendimento superiore a quello degli impianti binari ORC, ma, rispetto a questi ultimi hanno una maggiore complessità costruttiva e di funzionamento.

I piccoli impianti mobili, convenzionali o binari, non soltanto possono ridurre il rischio derivante dalla perforazione di nuovi pozzi, ma, cosa ancor più importante, possono contribuire a soddisfare le necessità energetiche di aree isolate. Lo standard di vita di molte comunità può essere apprezzabilmente migliorato, mettendo a loro disposizione una fonte di energia locale. Molte attività, apparentemente banali, ma molto importanti, possono essere agevolate dalla disponibilità di energia elettrica, come il pompaggio di acqua d'irrigazione, la refrigerazione di commestibili per la conservazione, ecc.

### Utilizzazione diretta del calore

L'utilizzazione diretta del calore è la forma di sfruttamento dell'energia geotermica più antica, più diversificata e versatile e più comune (vedi le *Figura 15 e 16* che riportano il diagramma per l'utilizzazione dei fluidi geotermici per i diversi settori di utilizzo) La balneologia, il riscaldamento urbano e di ambienti, gli usi agricoli, l'acquacoltura ed alcuni impieghi industriali sono le utilizzazioni meglio conosciute, ma le pompe di calore sono la forma d'uso più diffusa (nel 2000 rappresentavano il 12,5% dell'energia totale impiegata in usi diretti). Oltre questi, vi sono numerose altre applicazioni del calore geotermico, talvolta del tutto inusuali.

Il riscaldamento di ambienti e quello urbano hanno avuto un grande sviluppo in Islanda (dove sono operativi sistemi di riscaldamento geotermico per una potenza di 1200 MWt), ma questa forma d'uso è molto diffusa anche in Europa Orientale, negli Stati Uniti, in Cina, Giappone, Francia, ecc.. Anche in Italia gli impianti di teleriscaldamento stanno avendo un discreto sviluppo e numerosi sono i centri che hanno già realizzato importanti impianti. Tra questi si ricordano gli impianti di Brescia, Ferrara, Parma, Lecco, l'area metropolitana di Torino, alcuni piccoli centri della Provincia di Bolzano.

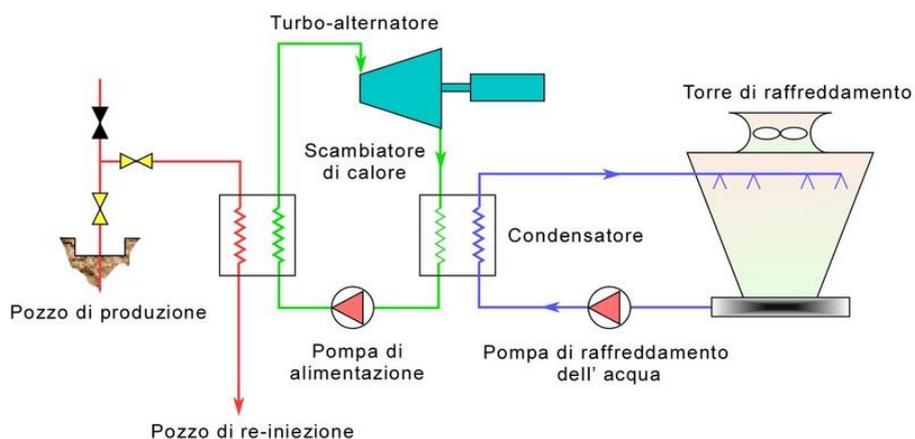


Figura 20. Schema semplificato del sistema di riscaldamento geotermico di un complesso di edifici a Reykjavik, Islanda (da Gudmundsson, 1988).

Il riscaldamento geotermico di quartieri abitativi richiede un investimento di capitali rilevante. I costi maggiori sono quelli iniziali per i pozzi di produzione e di reiniezione, i costi delle pompe in pozzo e di distribuzione, delle condutture e della rete di distribuzione, delle strumentazioni di sorveglianza e di controllo, degli impianti integrativi per i periodi di punta e dei serbatoi-polmone (serbatoi di riserva). In confronto ai sistemi convenzionali, però, i costi operativi sono più bassi e derivano dall'energia per il pompaggio, dalla manutenzione, dal sistema di controllo e dalla direzione tecnica e commerciale. Un fattore critico nel valutare il costo di un sistema di riscaldamento geotermico è la densità del carico termico, cioè la domanda di calore divisa per la superficie dell'area servita dal sistema. Un'elevata densità del carico termico favorisce la fattibilità economica di un progetto di riscaldamento, perché la rete di distribuzione è costosa. In regioni dove il clima lo permette, si possono avere vantaggi economici combinando i sistemi di riscaldamento e raffreddamento degli ambienti. Il fattore di carico di un sistema combinato riscaldamento/raffreddamento è più alto del fattore di carico di un sistema di solo riscaldamento e, di conseguenza, il prezzo unitario dell'energia diminuisce.

L'utilizzazione più comune dell'energia geotermica in agricoltura è il riscaldamento delle serre, che è stato sviluppato su larga scala in molti paesi. La coltivazione di verdure e fiori fuori stagione o in climi diversi da quelli originari può essere realizzata avendo a disposizione una vasta gamma di tecnologie. Sono disponibili molte soluzioni per avere ottime condizioni di crescita, basate sulla miglior temperatura di sviluppo di ciascuna pianta (Figura 21), e sulla quantità di luce, sulla concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'ambiente della serra, sull'umidità del terreno e dell'aria, e sul movimento dell'aria.

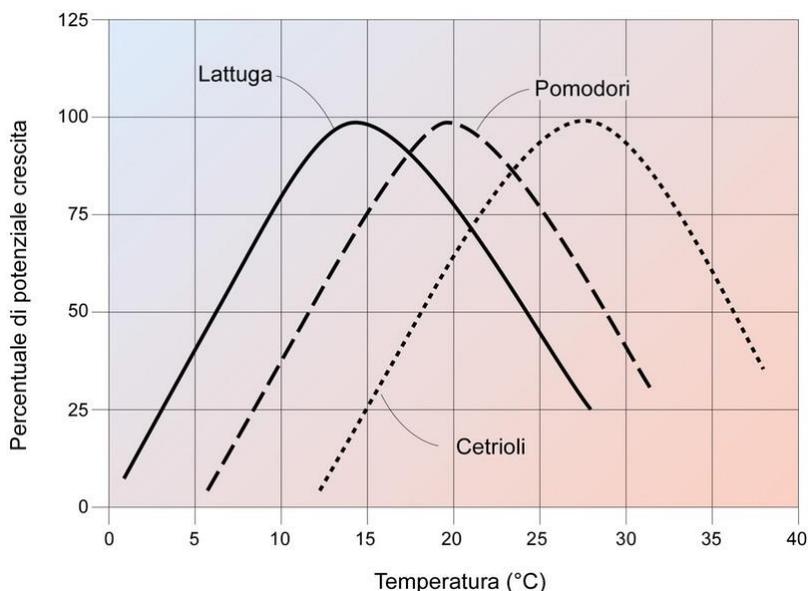


Figura 21. Curve di accrescimento di alcune verdure

Le pareti delle serre possono essere fatte di vetro, fibre di vetro, pannelli di plastica rigida, teli di plastica. Le pareti di vetro, rispetto ai pannelli di plastica, sono più trasparenti e lasciano passare molta più luce, ma danno un minor isolamento termico, sono meno resistenti agli urti e sono più pesanti e costosi. Le serre più semplici sono ricoperte da un unico telo di plastica, ma recentemente sono stati adottati in alcune serre due teli di plastica separati da uno strato d'aria. Quest'ultimo sistema riduce la perdita di calore attraverso le pareti del 30-40%, migliorando notevolmente il rendimento complessivo.

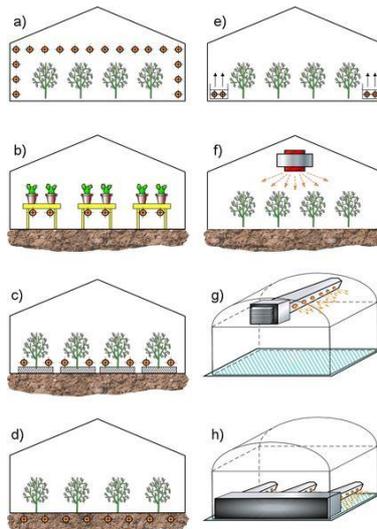


Figura 22. Sistemi di riscaldamento delle serre geotermiche. Riscaldamento a convezione naturale: (a) tubi sospesi, (b) pancali riscaldati, (c) tubi posizionati in basso. Riscaldamento del terreno (d). Riscaldamento ad aria forzata: (e) convettori laterali, (f) ventilatori sospesi, (g) convettori posizionati in alto, (h) convettori posizionati in basso.

Il riscaldamento delle serre può essere (a) a circolazione forzata d'aria in scambiatori di calore, (b) a circolazione d'acqua calda in tubi posti sopra o nel terreno, o anche in condotte alettate situate lungo le pareti o sotto i pancali, e (c) con una combinazione di questi sistemi (Figura 22). L'uso dell'energia geotermica per il riscaldamento delle serre può ridurre significativamente i costi operativi, che in alcuni casi rappresentano il 35% del costo dei prodotti (verdure, fiori, piante da appartamento, piantine da sviluppo). Gli animali da fattoria e le specie acquatiche, come anche i vegetali, possono migliorare in qualità e quantità, se sono cresciuti in ambienti a temperatura controllata (Figura 23). In molti casi le acque geotermiche possono essere sfruttate convenientemente combinando l'allevamento di animali con il riscaldamento di serre. L'energia richiesta per riscaldare un impianto di allevamento è circa il 50% di quella necessaria ad una serra della stessa superficie, rendendo possibile la costruzione di un sistema a cascata. L'allevamento a temperatura controllata migliora le condizioni sanitarie degli animali; inoltre, i fluidi caldi possono essere utilizzati per pulire, sterilizzare e deumidificare gli ambienti e per trattare i rifiuti.

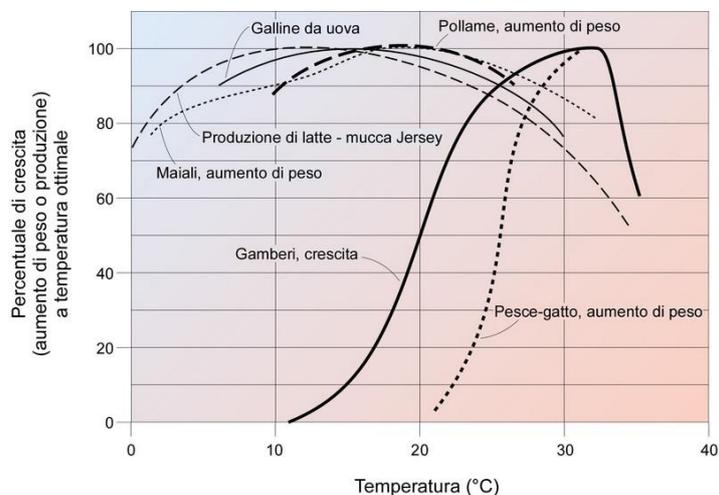


Figura 23. Effetti della variazione di temperatura sulla crescita e produzione animale

L'acquacoltura, vale a dire l'allevamento controllato di forme di vita acquatiche, in questi ultimi tempi si è diffuso notevolmente in campo mondiale, a seguito dell'ampliamento del mercato. Il controllo della temperatura di crescita per le specie acquatiche è molto più importante che per le specie terrestri, come si può osservare nella Figura 23, che mostra che l'andamento della curva di crescita per forme acquatiche è molto diverso da quello delle forme terrestri. Mantenendo artificialmente la temperatura ottimale, si possono allevare specie esotiche, aumentare la produzione e anche, in qualche caso, raddoppiare il ciclo riproduttivo. Le specie allevate più comunemente sono spigola, orata, muggine, anguilla, salmone, storione, carpa, pesce gatto, gambero, aragosta, gambero d'acqua dolce, granchio, ostrica, e mitilo. L'allevamento delle specie acquatiche generalmente richiede una temperatura compresa tra 20° e 30°C. Le dimensioni degli impianti dipendono dalla temperatura della risorsa geotermica disponibile, dalla temperatura che deve essere mantenuta nella vasca di allevamento e dalle perdite di calore di quest'ultima.

Anche la coltivazione di Spirulina (una microalga) può essere considerata una forma di acquacoltura. Questa microalga unicellulare a spirale, di colore verde-azzurro, è spesso chiamata 'super-alimento' per il suo alto contenuto nutritivo ed è stata considerata una possibile soluzione per risolvere il problema della fame nei paesi più poveri del mondo. Attualmente, tuttavia, è commercializzata come integratore alimentare e venduta ad alto prezzo nelle erboristerie. La Spirulina è coltivata in numerosi paesi tropicali e sub-tropicali, in laghi o in bacini artificiali, dove esistono le condizioni migliori per la sua crescita (un ambiente alcalino caldo, ricco di CO<sub>2</sub>). L'energia geotermica è già usata per coltivare della Spirulina durante tutto l'anno anche in regioni a clima temperato.

Tutto l'intervallo di temperatura dei fluidi geotermici, vapore o acqua, può essere sfruttato in usi industriali, come si vede nelle Figure 15 e 16. Le diverse possibili forme di utilizzazione comprendono processi a caldo, evaporazione, essiccamento, distillazione, sterilizzazione, lavaggio, scongelamento ed estrazione di sostanze chimiche. Il calore geotermico ha applicazioni industriali in moltissimi paesi, e l'utilizzazione tende ad estendersi. Esempi di utilizzazione sono la produzione di elementi in cemento, l'imbottigliamento di acqua e bibite effervescenti, la produzione di carta, l'estrazione di petrolio dal sottosuolo, la pastorizzazione del latte, l'industria del pellame, l'estrazione di minerali e della CO<sub>2</sub>, l'uso in lavanderia, l'essiccamento di terre diatomitiche, il trattamento della cellulosa e la produzione di borati e di acido bórico. Vi sono anche progetti per utilizzare acqua geotermica a bassa temperatura allo scopo di eliminare il ghiaccio dalle strade e per disperdere la nebbia da alcuni aeroporti. In Giappone, una fabbrica di tessuti ha trovato il modo di sfruttare le proprietà decoloranti dell'H<sub>2</sub>S per produrre stoffe molto apprezzate nella confezione di abiti femminili. Sempre in Giappone è stato prodotto un 'legno geotermico' molto leggero, particolarmente adatto ad un certo tipo di costruzioni. Durante il trattamento con l'acqua calda di sorgenti termali, i polisaccaridi del legno originale subiscono un processo di idrolisi e sono asportati rendendo il materiale poroso e più leggero.

### 3.8 Le problematiche ambientali

Negli anni '60, quando l'ambiente in cui viviamo era in condizioni migliori di quelle attuali e si poneva minore attenzione alla salute della Terra, l'energia geotermica era ancora considerata un'energia 'pulita'.

In realtà, non c'è modo di produrre o trasformare energia in una forma utilizzabile dall'uomo senza causare un impatto, diretto od indiretto, sull'ambiente. A sua volta, lo sfruttamento dell'energia geotermica produce un impatto sull'ambiente, anche se si può dire che questa forma di energia è una delle meno inquinanti.

## Cause di inquinamento

In molti casi l'entità degli effetti sull'ambiente prodotti dallo sfruttamento dell'energia geotermica è proporzionale alla scala dell'utilizzazione. La Tabella 3 riassume la probabilità e l'importanza relativa dell'impatto ambientale derivante dagli usi diretti dei fluidi geotermici. La produzione di elettricità con impianti a ciclo binario produce effetti simili a quelli degli usi diretti. L'impatto sull'ambiente è potenzialmente maggiore nel caso di centrali elettriche convenzionali, specialmente per ciò che riguarda la qualità dell'aria, ma può essere in ogni caso mantenuto entro limiti accettabili.

B = Bassa; M = Moderata; E = Elevata (Lunis e Breckenridge, 1991)		
Impatto	Probabilità	Intensità
Inquinamento atmosferico	B	M
Inquinamento delle acque superficiali	M	M
superficiali		
Inquinamento delle acque sotterranee	B	M
Subsidenza	B	B - M
Inquinamento acustico	E	B - M
Eruzione di pozzi	B	B - M
Danni all'ambiente culturale o archeologico	B - M	M - E
o archeologico		
Problemi socio-economici	B	B
Inquinamento chimico o termico	B	M - E
Produzione di residui solidi	M	M - E

Tabella 3. Potenziale impatto sull'ambiente degli usi diretti dell'energia geotermica.

Ogni cambiamento che si verifica nell'ambiente deve essere valutato con attenzione, non soltanto per non violare le norme vigenti, ma soprattutto perché una modificazione apparentemente insignificante dell'equilibrio preesistente può dare avvio ad una catena di eventi il cui effetto finale è difficilmente valutabile in anticipo. Il primo effetto avvertibile sull'ambiente è quello prodotto dalla perforazione, sia dei pozzi superficiali eseguiti per misure di gradiente geotermico, sia dei pozzi d'esplorazione o di produzione. L'installazione di un impianto di perforazione e degli equipaggiamenti accessori comporta la costruzione di strade d'accesso e di una piazzola di perforazione. Quest'ultima copre una superficie che va da 200-500 m<sup>2</sup> per un piccolo impianto automontato, in grado di raggiungere una profondità di 300-700 m, a 1200-1500 m<sup>2</sup> per un impianto medio-piccolo, in grado di raggiungere i 2000 m. Queste operazioni modificano la morfologia dell'area e possono danneggiare l'ecosistema. Improvvise eruzioni del pozzo possono inquinare le acque superficiali; per evitare questo inconveniente, vengono installate speciali valvole di sicurezza, in particolare quando sono perforati pozzi previsti ad alta pressione e temperatura. Inoltre, durante la perforazione e le prove di portata dei pozzi, possono essere emessi nell'atmosfera gas inquinanti. Gli effetti sull'ambiente dovuti alla perforazione scompaiono quasi totalmente una volta che la perforazione è terminata.

L'installazione delle tubazioni per il trasporto dei fluidi geotermici e la costruzione degli impianti di utilizzazione, che costituiscono la fase dello sviluppo successiva alla perforazione, sono anch'esse operazioni che hanno un impatto sulla vita animale e vegetale e sulla morfologia superficiale. Il panorama è alterato, sebbene in alcune zone, come Larderello

in Toscana, la rete di tubazioni che attraversa la campagna e le torri di raffreddamento delle centrali elettriche fanno ormai parte dello scenario e siano divenute strutture industriali con valenza paesaggistica.

Problemi ambientali si possono verificare anche quando gli impianti sono operativi. I fluidi geotermici (vapore o acqua calda) di solito contengono gas, come anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), idrogeno solforato (H<sub>2</sub>S), ammoniaca (NH<sub>3</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), e piccole quantità di altri gas, ed anche sostanze in soluzione, la cui concentrazione generalmente aumenta con l'aumentare della temperatura. Il cloruro di sodio (NaCl), il boro (B), l'arsenico (As) ed il mercurio (Hg) sono causa di inquinamento, se sono dispersi nell'ambiente. Alcuni fluidi geotermici, sono privi di inquinanti chimici, ma si tratta di un'eccezione alla regola. Le acque di scarico degli impianti geotermici hanno, inoltre, una temperatura generalmente superiore a quella dell'ambiente circostante e costituiscono potenziali inquinanti termici.

L'inquinamento atmosferico può essere un problema quando si produce elettricità con impianti convenzionali. L'idrogeno solforato è uno dei principali inquinanti. La soglia di percezione olfattiva nell'aria per l'idrogeno solforato è circa cinque parti per miliardo in volume e leggeri effetti fisiologici possono essere avvertiti a concentrazioni di poco più alte. Si possono adottare, comunque, diversi sistemi per ridurre l'emissione di questo gas. Anche l'anidride carbonica è presente nei fluidi geotermici utilizzati dagli impianti per generazione di elettricità; tuttavia, la quantità di anidride carbonica emessa da questi impianti è inferiore a quella rilasciata dagli impianti alimentati da combustibili fossili: 13–380 g per ogni kWh di elettricità prodotta nelle centrali geotermiche, in confronto con 1042 g/kWh nelle centrali a carbone, 906 g/kWh nelle centrali ad olio combustibile, e 453 g/kWh nelle centrali a gas naturale.

La produzione di elettricità con impianti a ciclo binario ed il riscaldamento urbano sono anch'essi potenziali cause di problemi minori, che possono essere superati semplicemente adottando sistemi a circuito chiuso, che impediscono ogni emissione gassosa. L'emissione di acque di scarico è una fonte potenziale di inquinamento. I fluidi geotermici già sfruttati, se hanno elevate concentrazioni di sostanze chimiche, come boro, fluoruri o arsenico, dovrebbero essere trattati, reiniettati nel serbatoio o entrambe le cose. Comunque, i fluidi geotermici a temperatura medio-bassa, sfruttati nella maggior parte degli usi diretti, generalmente contengono piccole quantità di sostanze chimiche e raramente le acque di scarico creano problemi importanti. In molti casi queste acque possono essere scaricate nelle acque superficiali dopo averle lasciate raffreddare. La diminuzione di temperatura può essere ottenuta in appositi bacini di raffreddamento oppure in serbatoi per evitare di disturbare in qualche modo l'ecosistema.

L'estrazione di grandi quantità di fluido dal serbatoio geotermico può causare fenomeni di subsidenza, vale a dire il graduale abbassamento della superficie del suolo. Questo è un fenomeno irreversibile, ma generalmente non catastrofico, perché è un processo lento e distribuito su aree vaste. Su lunghi periodi, tuttavia, l'abbassamento della superficie può essere sensibile, dell'ordine di alcuni centimetri ed anche di decimetri, e deve essere monitorato sistematicamente per evitare danni alle strutture geotermiche ed agli edifici civili circostanti. In molti casi la subsidenza può essere prevenuta o ridotta reiniettando nel serbatoio i fluidi scaricati dagli impianti geotermici.

L'estrazione e/o la reiniezione dei fluidi geotermici può stimolare o aumentare, in aree particolari, la frequenza di eventi sismici. Si tratta, in ogni modo, di microsismicità, che in genere può essere percepita soltanto dagli strumenti. E' comunque improbabile che lo sfruttamento delle risorse geotermiche possa dare origine a fenomeni sismici di qualche rilevanza, ma, su tale problema numerosi sono gli studi attualmente in corso finalizzati alla valutazione del grado di

criticità che lo sfruttamento delle risorse geotermiche, in particolar modo quelle legate ai sistemi geotermici non convenzionali, possono determinare.

Il rumore può essere un problema negli impianti geotermici per generazione di elettricità. Nella fase di produzione di un campo geotermico, un certo rumore può essere causato dallo scorrimento del vapore nelle tubazioni e, occasionalmente, dallo scarico di qualche pozzo. Nelle centrali elettriche le maggiori sorgenti di inquinamento acustico sono i ventilatori delle torri di raffreddamento, gli eiettori del vapore ed il 'rombo' delle turbine. Il rumore prodotto dagli impianti che usano direttamente il calore geotermico è generalmente trascurabile.

### 3.8.1 Le problematiche ambientali sull'utilizzo delle risorse geotermiche riscontrate in Italia

Ogni area geotermica per le sue peculiarità legate al contesto geodinamico e geominerario presenta problematiche specifiche. Al fine di poter meglio conoscere le problematiche ambientali derivanti dall'utilizzo delle risorse geotermiche in Italia è stata presa in esame la situazione dei campi geotermici della Toscana, concentrati prevalentemente nei territori delle Province di Pisa, Siena e Grosseto. Una analisi delle criticità ambientali determinate dallo sfruttamento delle risorse geotermiche viene portato avanti dall'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Toscana (APAT), che su incarico regionale ha elaborato un progetto di indagine pluriennale per il monitoraggio dell'area geotermica sotto tutti gli aspetti ambientali e considerando le varie matrici. I risultati del monitoraggio vengono raccolti in un Rapporto annuale per poi essere pubblicati e resi disponibili a tutti.



I principali fattori di pressione ambientale<sup>11</sup> riscontrati in Toscana sono:

1. Emissioni
2. Rumore
3. Reiniezione
4. Subsidenza
5. Modificazioni paesaggio
6. Perforazione pozzi
7. Sismicità

<sup>11</sup> Vedi: <http://www.arpad.toscana.it/temi-ambientali/aria/aree-geotermiche/geotermia/progetto-geotermia>, ed inoltre: Bacci E.: Energia geotermica-Impieghi, implicazioni ambientali, minimizzazione dell'impatto. APAT 1998

## Emissioni

Le emissioni degli impianti geotermoelettrici sono riconducibili alla componente in fase di vapore rilasciata in atmosfera attraverso le torri di raffreddamento, essendo i condensati regolarmente reiniettati in profondità ed i fanghi e le incrostazioni raccolti e smaltiti in idonee discariche. La frazione aerodispersa è composta, per la maggior parte, dai gas incondensabili presenti nel fluido. La proporzione di gas incondensabili varia anche tra pozzi dello stesso campo, e la differenza si fa più evidente quando si mettono a confronto campi diversi.

### Contenuto in gas incondensabili nei principali campi di vapore del mondo

Campo di vapore	Gas incondensabili (% in peso)
Wairakei	0,3-0,5
The Geysers	0,6-0,1
Matsukawa	~1,1
Cerro Prieto	~1,2
Rotokawa	2,0
Larderello	4-5
Kizildere	11-15
Monte Amiata	5-16

(espresso come % in peso rispetto al fluido totale)

L'anidride carbonica è sempre il maggior componente di gas incondensabili seguita, a distanza, dall'idrogeno solforato e dal metano che si contendono il secondo posto. Il resto è rappresentato da azoto, idrogeno, ammoniaca, acido bórico, gas rari ed elementi in tracce in forme volatili (Hg, As, Sb). Le portate di fluido in ingresso e le concentrazioni di idrogeno solforato, acido bórico arsenico e mercurio sono indicate nella tabella che segue.

### Portata e concentrazione di alcuni componenti dei fluidi in arrivo alle centrali in servizio nel campo di vapore di R.

	Campo 1	Campo 2	Campo 3	Campo 4
Carico, t/h	108	96	108	206
H <sub>2</sub> S, mg/kg	450	210	210	430
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub> , mg/kg	307	204	204	132
As, mg/kg	3,8	0,36	0,1	0,1
Hg, mg/kg	0,035	0,1	0,01	0,01

(modificata rispetto all'originale sulle denominazioni campi)

Al fine di comprendere il significato delle emissioni aeriformi e l'importanza delle componenti minori, questo tipo di informazioni è parziale; occorrono infatti stime di bilancio di massa che possono essere effettuate solo attraverso indagini mirate.

## Rumore

Gli impianti geotermici per la produzione di elettricità possono produrre rumore già a livello delle installazioni di boccapozzo o lungo i vapordotti dove sono collocati scaricatori di condensa e valvole di sicurezza delle tubazioni in pressione. Sono sicuramente rumorosi le turbine, i generatori, ed anche le torri di refrigerazione che, in certe condizioni, possono divenire sorgenti importanti di rumore. Le torri di raffreddamento sono, in genere, costituite da un sistema a pioggia (calda, verso il basso) che attraversa una corrente d'aria, a temperatura ambiente, attratta verso l'alto da ventilatori o per tiraggio naturale. L'aria raffredda il liquido che, dopo questa operazione passerà nei condensatori come refrigerante. A differenza delle turbine e dei generatori, facilmente schermabili, le torri di raffreddamento non lo sono, dovendo operare lo scambio di calore in ambienti il meno confinati possibile.

Tutti i pozzi in produzione nell'area geotermica sono dotati di silenziatore e, praticamente, non emettono alcun rumore. Nelle moderne centrali di tipo unificato da 20 MW, il rumore "forte", oltre 80 dB(A), prodotto dai compressori e dalle turbine, è confinato entro speciali locali, insonorizzati, ai quali si può accedere solo con cuffie di protezione.

Dall'esterno delle installazioni munite di torre di raffreddamento l'unico rumore importante è quello dello scroscio dei getti d'acqua all'interno delle torri.

Negli impianti toscani l'esposizione dei lavoratori è oggi fortemente limitata dai sistemi di comando a distanza che permettono di controllarne il funzionamento dalla centrale operativa, riducendo gli interventi sull'impianto allo stretto necessario.

*La normativa nazionale in materia di controllo delle emissioni sonore è regolata dal DPCM del 1 marzo 1991, che stabilisce i massimi di esposizione negli ambienti abitativi (interni ed esterni), per tutto il territorio nazionale. I massimi sono suddivisi per classi di destinazione d'uso del territorio e si distingue, nell'arco delle 24 ore, un periodo diurno, dalle 6 alle 22 ed un periodo notturno, dalle 22 alle 6. L'unità di misura è il livello sonoro equivalente (Leq), espresso in dB(A).*

*La legge quadro sull'inquinamento acustico, L. 447 del 26 ottobre 1995 adotta in via transitoria quanto stabilito dalla norma precedente, rinviando a decreti ministeriali da emanare una armonizzazione con la normativa europea. Nella Regione Toscana, una deliberazione della Giunta (No. 488 del 25 gennaio 1993), detta linee guida alle Amministrazioni Comunali perché provvedano alla suddivisione del territorio di competenza in classi di destinazione d'uso secondo quanto stabilito dalla normativa nazionale.*

*Un elemento di fondamentale importanza è il concetto di limite differenziale, che indica che la differenza tra il rumore prodotto da una data sorgente ed il rumore residuo (di fondo) non deve superare 5 dB(A) di giorno e 3 dB(A) di notte. All'interno delle abitazioni, con le finestre chiuse, infine, vengono indicati in 60 dB(A) di giorno e 45 dB(A) di notte i limite massimi di pressione sonora. Si consideri che nelle abitazioni, a finestre chiuse, vi dovrebbe essere un abbattimento del rumore pari a circa 15-20 dB(A).*

Questi valori limite, applicabili alle installazioni permanenti, come le centrali geotermoelettriche, tuttavia non sono applicabili ai cantieri temporanei, come le postazioni per la perforazione di pozzi di ricerca o di coltivazione della geotermia.

## Reiniezione acque di condensa

La mitigazione dei fenomeni di subsidenza è correntemente praticata in tutto il mondo attraverso la reiniezione del fluido utilizzato nel serbatoio. E questo, soprattutto, per la necessità di mantenere bilanciati gli apporti idrici con i prelievi sul campo di vapore, pena la perdita di pressione e di portata.

L'esperienza ha insegnato ad evitare di reiniettare fluidi con alta percentuale di gas, o peggio i gas: questi, ritornando in circolo più rapidamente dell'acqua, possono far aumentare la componente gassosa dei fluidi estratti, compromettendo il campo di vapore.

Al contrario, reiniettare acqua, come è accaduto a Larderello, può portare ad una riduzione della componente gassosa, migliorando la risorsa geotermica dal punto di vista energetico e riducendone il potenziale inquinante. La conservazione della pressione nel serbatoio geotermico, e il superamento dei problemi di abbassamento del suolo possono essere, quindi, ottenuti con la reiniezione dei fluidi, dopo lo sfruttamento. Inoltre lo sfruttamento di campi di vapore ad alta temperatura non è limitato dalle riserve di calore, ma da quelle di fluido e, di conseguenza, la reiniezione può rappresentare uno strumento efficace per aumentarne l'efficienza.

La reimmissione dei condensati nel serbatoio geotermico porta a fare i conti con i problemi di incrostazione, particolarmente da silice, che può arrivare ad otturare i pozzi di reiniezione.

La reiniezione integrale di tutti i reflui liquidi, adottata da tempo in tutti gli impianti toscani, dettata da esigenze di conservazione della pressione nei serbatoi del vapore, presenta il vantaggio, non trascurabile, di ridurre il problema delle emissioni a quelle gassose. Dopo i primi tentativi di reiniezione allo scopo di migliorare l'efficienza dell'estrazione del calore venne verificato come la maggior parte del liquido venisse recuperato come vapore.

Tuttavia, sebbene la reiniezione dei condensati possa apparire come una soluzione perfetta, vi possono essere alcune complicazioni. Ad esempio, una delle sezioni di reiniezione presenta una salamoia a pH 8,2, alla temperatura di 90°C, con una portata di 60 m<sup>3</sup>/h ed una concentrazione di silice di circa 900 mg/kg. Tali livelli di silice danno luogo ad incrostazioni che possono compromettere la possibilità di sfruttamento in tempi troppo rapidi perché questa sia economicamente conveniente. Pertanto i precipitati di silice devono essere controllati e ridotti al minimo.

La reiniezione può portare i seguenti benefici:

- evitare effetti indesiderati sull'ambiente dovuti a sostanze tossiche presenti nei condensati a livelli efficaci;
- sostenere la pressione a livello del serbatoio geotermico;
- migliorare lo sfruttamento della risorsa energetica delle rocce del serbatoio;
- evitare fenomeni di subsidenza.

Ad oggi le strategie di reiniezione possono fare conto sulle esperienze degli ultimi venti anni che possono servire come base per evitare effetti indesiderati. La pratica corrente di convertire pozzi non più adatti alla produzione in pozzi di reiniezione non è sempre la migliore e si è sempre più convinti della necessità di una pianificazione della reiniezione già nella fase iniziale di sfruttamento di un campo di vapore.

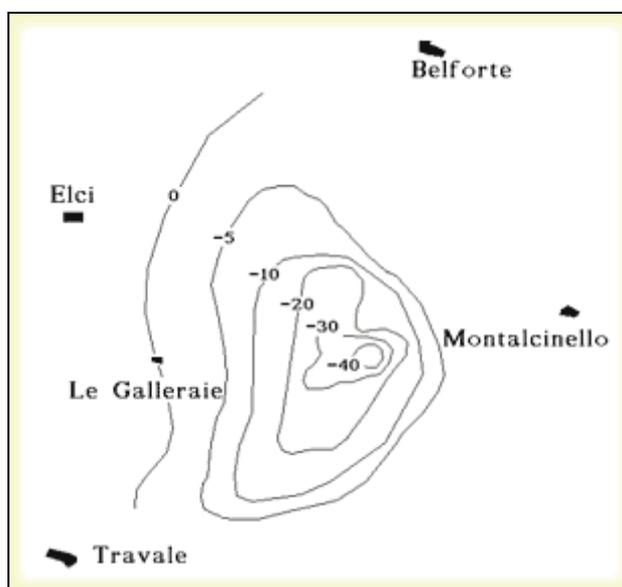
Le acque di processo, e particolarmente quelle derivanti da campi del tipo liquid-dominated, possono essere recuperate anche a scopo potabile. I condensati delle turbine, opportunamente trattati, possono costituire una buona risorsa idropotabile; allo scopo si ricorre alla distillazione.

## Subsidenza

L'estrazione di fluidi dal sottosuolo può dare luogo a fenomeni di subsidenza (ovvero di abbassamento del suolo), più o meno marcati a seconda dell'intensità degli squilibri che si sono prodotti. Così come lo sfruttamento di una falda d'acqua in eccesso rispetto alla velocità di ricarica, o l'estrazione di gas o di petrolio da un giacimento può portare ad un abbassamento del suolo, anche lo sfruttamento di risorse geotermiche può generare questo tipo di fenomeni. Di solito l'evento è più marcato nei campi a liquido dominante, dove viene prodotta molta acqua e poco vapore.

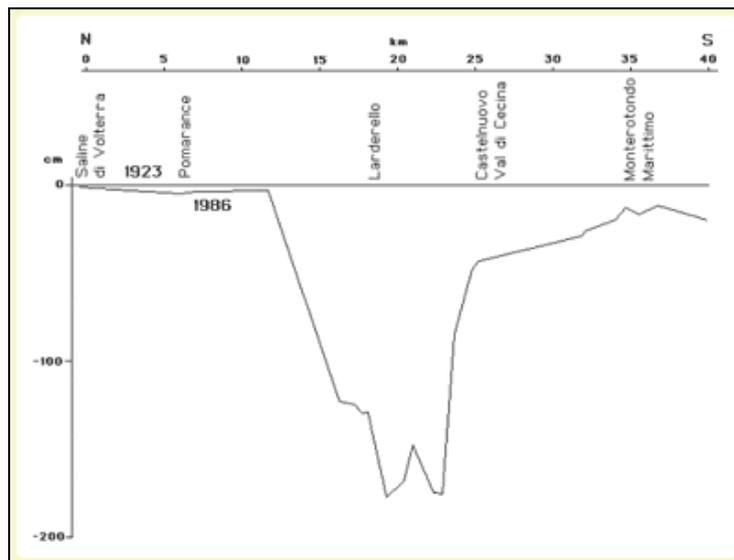
La subsidenza è stata osservata sin dalla seconda metà degli anni '50 a Wairakei: in assenza quasi totale di reiniezione del fluido, si misurava un abbassamento consistente in corrispondenza della regione circostante l'area di sfruttamento.

Gli studi avviati all'inizio degli anni '70 nell'area di Travale-Radicondoli hanno rilevato come tra il 1973 ed il 1991 si sia avuto un abbassamento del piano di campagna sino ad oltre 40 cm, in corrispondenza del centro della zona più produttiva (vedi immagine sottostante). Il fenomeno è stato più rapido nei primi anni di attività, divenendo poi via via meno marcato, per il raggiungimento di una condizione di deficit di massa abbastanza modesto: attraverso misure di microgravità risultava che solo il 3% dei fluidi estratti dai pozzi nel periodo 1979-91 non veniva reintegrato.



Subsidenza nel campo di vapore di Travale-Radicondoli per il periodo 1973-1991 (da Di Filippo et al., 1995)

Questa situazione di stato quasi-stazionario può essere spiegata con la possibilità di ricarica da acquiferi profondi di dimensione regionale. A Larderello rilievi accurati furono effettuati già nel 1922-23 per volontà del principe Piero Ginori Conti, ad opera dell'Istituto Geografico Militare. Solo nel 1985 è stato, tuttavia, messo in attività un moderno sistema di monitoraggio (vedi figura seguente). La figura mostra un interessante confronto tra il profilo del livello del piano di campagna nel 1923 e nel 1986: in corrispondenza del centro dell'area, per qualche chilometro il suolo si è abbassato per più di un metro. Le precauzioni di oggi, consistenti nel contenimento dello sfruttamento dei campi di vapore e nella pratica della reiniezione, hanno tuttavia ridotto il fenomeno in maniera significativa: nelle vecchie zone di sfruttamento si ha una buona stabilità, mentre in quelle di più recente attivazione il fenomeno si manifesta con velocità inferiori al centimetro per anno.



Subsidenza nell'area di Larderello tra il 1923 ed il 1986. (ENEL, 1995).

Un monitoraggio della subsidenza allo scopo di verificare gli effetti della reiniezione lungo le direttrici Castelnuovo Val di Cecina-Larderello-Pomarance è stato avviato nel 1986. Dopo 7 anni di osservazione si è potuto verificare come nell'area di Larderello si fosse verificato un abbassamento di 0-2 cm, che arrivavano sino ad un massimo di 8,5 cm nelle zone marginali, di più recente sfruttamento.

### Modificazioni del paesaggio

Lo sfruttamento della geotermia per la produzione di elettricità può interagire con le sorgenti termali. In previsione di una crescita dello sfruttamento della risorsa sarà importante tenere nella dovuta considerazione questo tipo di fenomeni. La pratica della reiniezione, probabilmente, insieme allo spostamento dello sfruttamento verso il serbatoio profondo potrebbero evitare effetti non desiderati.

Le centrali geotermoelettriche richiedono la perforazione di pozzi, per ognuno dei quali occorre disturbare, temporaneamente, una superficie di circa 2 ha, che si riducono a qualche centinaio di metri quadrati ad operazioni ultimate. I pozzi di coltivazione, come quelli per la reiniezione sono, in genere, perforati avendo cura di evitare la compromissione di acque sotterranee sfruttabili per usi potabili o irrigui. Una centrale da 20 MW viene alimentata da 3-4 pozzi, che richiedono la realizzazione di vapordotti e di acquedotti di reiniezione, che possono essere più o meno integrati nel sistema naturale. L'uso di linee del vapore sospese non costituisce un ostacolo al transito degli animali selvatici o del bestiame da pascolo, ma spesso le rende molto appariscenti. Gli acquedotti per la reiniezione dei condensati e delle acque di raccolta dai piazzali dei pozzi e delle centrali sono costituiti da tubazioni di vetroresina. I tracciati cercano di seguire opere già realizzate per altri scopi e di adattarsi al terreno, talvolta con l'uso di schermature o di sottopassi per gli attraversamenti stradali. L'interramento totale è incompatibile con le operazioni di manutenzione dei vapordotti, mentre di norma vengono interrati gli acquedotti.

## Sismicità

L'estrazione e la reiniezione di fluidi geotermici può influenzare la sismicità naturale. A The Geysers (California - U.S.A.), la reiniezione di fluidi iniziò nel 1969 come via di smaltimento dei condensati di vapore, essendo in quell'anno entrata in vigore una normativa che stabiliva gli standard di accettabilità per gli scarichi in corpi idrici di superficie. Venne in seguito compreso che la reiniezione poteva rappresentare un modo per mantenere buoni livelli di produzione del vapore e, verso la metà degli anni '70, le quantità di condensati reiniettate superavano gli 8 Mt/a, ed erano più che raddoppiate dieci anni dopo. La reiniezione prendeva forza proprio quando vennero avviati studi per la registrazione degli eventi sismici, allo scopo di verificare se esistessero relazioni causa-effetto tra le attività di sfruttamento dell'energia geotermica e la sismicità della zona. Gli eventi osservati erano quasi tutti di bassa intensità (<2 della scala Richter) ed estremamente localizzati. La maggior parte degli epicentri coincidevano con la zona di estrazione del vapore, mentre gli ipocentri erano di bassa profondità (1-4 km). Probabilmente una parte di questi microterremoti era dovuta all'estrazione del vapore: la messa in servizio di nuove centrali, con aumento dell'estrazione dei fluidi, accaduto nel 1979, portò ad un incremento della sismicità. La zona di The Geysers si trova circa 50 km a NE della faglia di Sant'Andrea, ed a pochi chilometri da un ramo secondario di questa. Una zona ad alta sismicità di origine però, più profonda. Gli eventi di superficie certamente sono da porre in relazione con le attività geotermiche ed è difficile sostenere che la reiniezione non ne avesse prodotti. Fortunatamente si tratta, in generale, di eventi di bassa intensità, mentre quelli che hanno origine al di fuori del campo di vapore, hanno ipocentri tra i 4 ed i 12 km e sono molto meno frequenti. Nel 1976, furono avviati studi analoghi anche in Giappone, dove, contrariamente a quanto osservato in California, la reiniezione di acque calde non produceva alcun fenomeno sismico.

La reiniezione dei condensati a Larderello iniziò nella prima metà degli anni '70 allo scopo di evitare di entrare in conflitto con la normativa per il rilascio di sostanze potenzialmente pericolose nei corpi idrici di superficie. Si temeva, che l'arrivo di acqua fredda potesse danneggiare il campo di vapore in produzione. Così i primi pozzi di reiniezione vennero collocati lontano dalle aree di sfruttamento, verso le zone marginali dove era nota la presenza di acque meteoriche. Solo in un secondo tempo venne accertato come la reiniezione potesse rappresentare una efficace via per recuperare con maggiore efficienza l'energia termica contenuta nelle rocce del serbatoio, specie in quelle zone ad elevata permeabilità e con alto grado di sovrariscaldamento del vapore.

Sin dal 1976 ENEL ha avviato un monitoraggio in continuo sulla microsismicità dei luoghi di sfruttamento. Questo, dopo aver portato a termine una ricostruzione della sismicità storica, sulla base dei dati riportati nel Catalogo Nazionale dei Terremoti che per la Toscana meridionale copre il periodo dall'anno 1000 sino al 1990, seppur con diverso grado di accuratezza. Dagli studi condotti nell'area di Travale/Radicondoli ed a Larderello, risultavano delle relazioni tra l'attività sismica e le operazioni di reiniezione dei fluidi impiegati nella produzione di energia elettrica. Tuttavia, gli eventi sismici indotti erano sempre di bassa intensità, la quale non aumentava all'aumentare della quantità di fluidi reiniettati.

Anche l'area del Monte Amiata ha dato indicazioni simili: la rete di rilevamento installata nel 1982 ha segnalato numerosi sismi, con ipocentro a profondità inferiori ai 10 km ed intensità, in genere, inferiore a magnitudo 2. L'intensità massima è stata di magnitudo 3,5, che corrisponde al IV-V grado della scala Mercalli-Cancani-Sieberg (MCS; ENEL., 1995). Le esperienze sino ad oggi condotte indicano come la sismicità prodotta dallo sfruttamento delle risorse geotermiche e dalla reiniezione dei condensati sia rilevabile solo a livello strumentale.

### 3.9 Le piccole utilizzazioni locali: le pompe di calore geotermico

Secondo quanto definito dal D.Lgs 22/2011 “Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche”, sono piccole utilizzazioni locali di calore geotermico quelle per le quali sono soddisfatte congiuntamente le seguenti condizioni:

- a) consentono la realizzazione di impianti di potenza inferiore a 2 MW termici, ottenibili dal fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15 gradi centigradi;
- b) ottenute mediante l'esecuzione di pozzi di profondità fino a 400 metri per ricerca, estrazione e utilizzazione di fluidi geotermici o acque calde, comprese quelle sgorganti da sorgenti per potenza termica complessiva non superiore a 2 MW termici, anche per eventuale produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla.

Sono altresì piccole utilizzazioni locali di calore geotermico quelle effettuate tramite l'installazione di sonde geotermiche che scambiano calore con il sottosuolo senza effettuare il prelievo e la reimmissione nel sottosuolo di acque calde o fluidi geotermici, cosiddette a circuito chiuso.

Le piccole utilizzazioni locali che prevedono l'utilizzazione e lo scarico di fluidi geotermici, cosiddette a circuito aperto, sono soggette alle normative previste dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici, di cui al regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775. Gli impianti di potenza inferiore a 1 MW ottenibile dal fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15 gradi centigradi geotermico e le utilizzazioni tramite sonde geotermiche sono escluse dalle procedure regionali di verifica di assoggettabilità ambientale.

L' utilizzo della geotermia applicata al riscaldamento e alla climatizzazione è relativamente nuovo e solo nell'ultimo decennio ha avuto un notevole sviluppo in molte parti del mondo.

Il calore che in questo caso si utilizza non è fluido endogeno, vapore od acqua calda, bensì la temperatura naturale che il terreno ha naturalmente ovunque e che da una certa profondità (variabile per i diversi contesti ambientali) non subisce le influenze meteo climatiche esterne e mantiene una temperatura costante nel tempo.

D'inverno si preleva parte di questo calore dal terreno e si utilizza per riscaldare l'ambiente interno, mentre d'estate, è nel terreno che si riversa il calore in eccesso degli immobili che si intende raffrescare: tutto ciò è reso possibile da macchine termiche chiamate pompe di calore.

#### 3.9.1 Brevi cenni sulle pompe di calore<sup>12</sup>

Le pompe di calore sono dispositivi in grado di trasferire energia termica da un corpo a temperatura più bassa ad un corpo a temperatura più alta. Il processo che avviene in una pompa di calore è quindi inverso rispetto a quello che avviene spontaneamente in natura ed è reso possibile grazie all'utilizzo di energia elettrica o gas naturale che per mette di “pompare il calore”. Concettualmente infatti la pompa di calore può essere paragonata ad una pompa idraulica posta tra due bacini a quote diverse collegati tra loro: l'acqua scorre naturalmente dal bacino più alto a quello più basso e tramite un sistema di pompaggio è possibile riportare l'acqua dal bacino più basso a quello più alto.

Il mezzo da cui la pompa di calore estrae l'energia termica è detto sorgente fredda. Il mezzo a cui viene ceduto il calore estratto è detto pozzo caldo. Le principali sorgenti fredde sono l'aria esterna, l'acqua di falda, di fiume o di lago quando

---

<sup>12</sup>Le informazioni sono tratte da: T. Franci-M. Pancani: *Pompe di calore geotermiche in Toscana. La situazione attuale e le prospettive per il 2020. In I QUADERNI UGI- Quaderno n. 1 - 2011*

essa sia presente in prossimità dei locali da riscaldare e comunque a ridotta profondità. Altre sorgenti fredde possono essere costituite da acqua accumulata in appositi serbatoi e riscaldata dalla radiazione solare oppure dal terreno nel quale vengono inserite le tubazioni relative all'evaporatore. I principali pozzi caldi sono essenzialmente costituiti da aria od acqua. A seconda dei diversi tipi di sorgente fredda o pozzo caldo si individuano le seguenti tipologie di macchine:

- Pompe di calore aria-aria: macchine che estraggono calore dall'aria esterna e lo cedono all'aria immessa in ambiente;
- Pompe di calore aria-acqua: macchine che estraggono calore dall'aria esterna e lo cedono all'acqua dell'impianto di riscaldamento;
- Pompe di calore acqua-acqua: macchine che estraggono calore dall'acqua di falda, di fiume o di lago e lo cedono all'acqua dell'impianto di riscaldamento;
- Pompe di calore terreno-acqua: macchine che estraggono calore dal terreno e lo cedono all'acqua dell'impianto di riscaldamento;

L'aria esterna è disponibile ovunque e quindi risulta la sorgente fredda maggiormente utilizzata. È per tale motivo che le pompe di calore aria-aria ed aria-acqua sono quelle più diffuse.

L'acqua, come sorgente fredda, garantisce ottime prestazioni della pompa di calore risentendo meno delle condizioni climatiche esterne rispetto all'aria, ma il suo utilizzo può richiedere un costo addizionale dovuto alla maggiore complessità impiantistica. Il terreno, data la sua elevata inerzia termica mantiene, in condizioni indisturbate, una temperatura media pressoché costante durante tutto l'anno. In generale l'ampiezza della variazione giornaliera di temperatura si riduce di un fattore 10 a pochi centimetri di profondità, mentre quella della variazione stagionale si riduce dello stesso fattore dopo alcuni metri. In ogni caso comunque, nel terreno indisturbato, la temperatura oscilla rispetto ad un valore medio che è praticamente pari alla temperatura media annuale della località in esame. La Figura 24 presenta il gradiente termico verticale del terreno a diverse profondità in quattro mesi differenti.

Il principio di funzionamento di una pompa di calore si basa sul ciclo termodinamico chiamato ciclo frigorifero inverso analogo a quello che caratterizza un comune frigorifero.

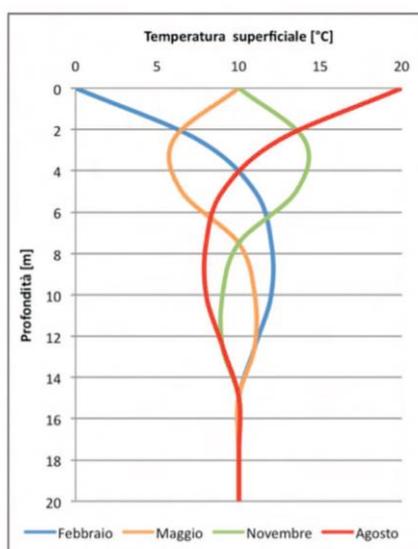


Figura 24. Gradiente termico verticale del terreno.

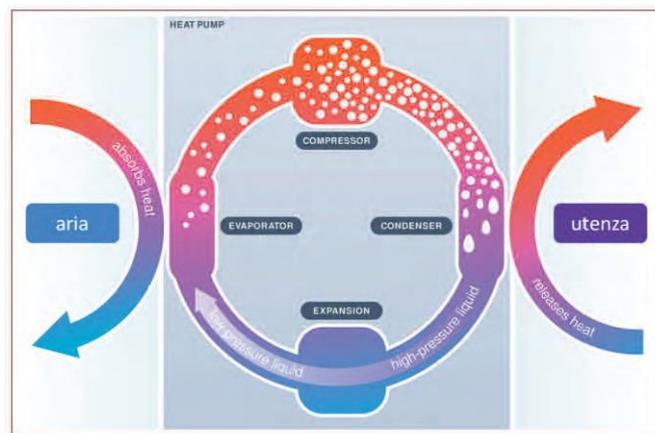


Figura 25. Schema del ciclo di una pompa di calore ad aria.

A livello impiantistico la pompa di calore è costituita da un circuito chiuso percorso al suo interno da un fluido refrigerante (perlopiù Freon) che, a seconda delle condizioni di temperatura e di pressione in cui si trova, assume lo stato di liquido o di vapore. Il circuito chiuso è essenzialmente costituito da un compressore, un condensatore, un evaporatore e da una valvola di espansione oppure un capillare.

Il condensatore e l'evaporatore sono scambiatori di calore cioè tubi che sono esternamente a contatto col fluido vettore (acqua o aria) ed internamente percorsi dal fluido refrigerante. Il sistema è realizzato in modo tale che il fluido refrigerante ceda calore a quello vettore nel condensatore e glielo sottragga nell'evaporatore. I componenti del circuito possono essere raggruppati in un unico blocco oppure divisi in due parti (sistemi split) raccordate dai tubi nei quali circola il fluido refrigerante. Durante il funzionamento tale fluido subisce, all'interno del circuito, le seguenti trasformazioni:

- Compressione: il fluido refrigerante proveniente dall'evaporatore allo stato aeriforme ed a bassa pressione viene portato ad alta pressione. Nella compressione il fluido si riscalda assorbendo una certa quantità di calore;
- Condensazione: il fluido refrigerante, proveniente dal compressore, passa dallo stato aeriforme a quello liquido, cedendo calore all'esterno;
- Espansione: passando attraverso la valvola di espansione, il fluido refrigerante liquido espandendosi si trasforma parzialmente in vapore e si raffredda;
- Evaporazione: il fluido refrigerante assorbe calore dall'esterno ed evapora completamente.

L'insieme di queste trasformazioni costituisce il ciclo di funzionamento della pompa di calore: fornendo energia elettrica al compressore, il fluido refrigerante circola all'interno dell'evaporatore, assorbe calore dalla sorgente fredda e tramite il condensatore, lo cede al pozzo caldo o viceversa.

Il principale vantaggio di una pompa di calore deriva dalla sua capacità di fornire più energia termica di quella elettrica utilizzata per il suo funzionamento. In pratica gran parte dell'energia termica che la pompa di calore restituisce in uscita non deriva solo dalla conversione di quella elettrica ad essa fornita in ingresso, ma viene prelevata dall'ambiente esterno.

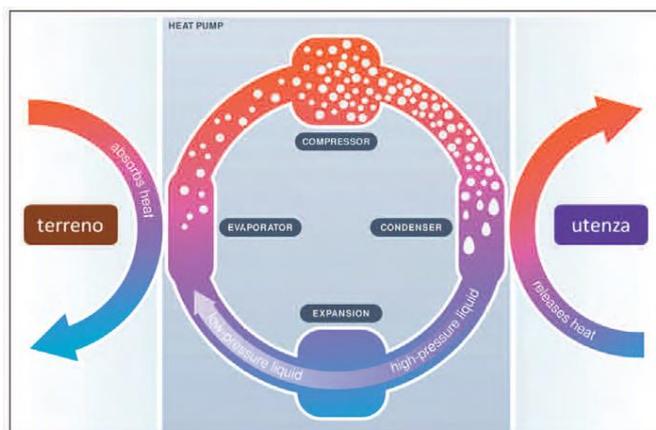


Figura 26. Schema del ciclo di una pompa di calore geotermica.

L'efficienza di una pompa di calore è espressa dal coefficiente di prestazione C.O.P. (Coefficient Of Performance) che misura il rapporto tra energia termica fornita al mezzo da riscaldare e l'energia elettrica consumata. Spesso nei cataloghi delle aziende produttrici di pompe di calore con l'acronimo C.O.P. viene indicata l'efficienza in riscaldamento e con E.E.R (Energy Efficiency Ratio) quella in raffreddamento. Un valore del C.O.P. pari a tre significa che per ogni kWh di energia elettrica consumato, la pompa di calore renderà tre kWh d'energia termica al mezzo da riscaldare (pozzo caldo). In particolare, uno di questi tre kWh sarà fornito dall'energia elettrica utilizzata mentre gli altri due saranno prelevati dall'ambiente esterno (sorgente fredda).

In realtà, durante un anno di funzionamento, le condizioni di lavoro sono variabili e dunque variabile risulta anche il carico. Di ciò si può tener conto introducendo un parametro che permetta di valutare l'efficienza delle unità ai carichi ridotti. Tale parametro, chiamato ESEER (Eurovent Seasonal Energy Efficient Ratio), è stato proposto da Eurovent (un comitato europeo di aziende che producono sistemi per il condizionamento dell'aria e la refrigerazione) proprio con lo scopo di valutare l'efficienza delle pompe di calore ai carichi parziali. Secondo tale parametro si ha, seppur con un certo grado di approssimazione, questa distribuzione:

Funzionamento ai carichi parziali secondo lo standard ESEER
carico al 100% per il 3% del tempo di funzionamento dell'impianto
carico al 75% per il 33% del tempo di funzionamento dell'impianto
carico al 50% per il 41% del tempo di funzionamento dell'impianto
carico al 25% per il 23% del tempo di funzionamento dell'impianto
I dati hanno carattere sperimentale e derivano da un gran numero di prove effettuate su impianti installati in diversi stati europei. Il valore dell'ESEER è calcolato come segue: $ESEER = A \text{ EER}_{100\%} + B \text{ EER}_{75\%} + C \text{ EER}_{50\%} + D \text{ EER}_{25\%}$ dove $A = 0,03$ , $B = 0,33$ , $C = 0,41$ e $D = 0,23$

Tabella 4. Funzionamento ai carichi parziali secondo lo standard ESEER

L'ESEER, indice del rendimento medio della pompa di calore nella stagione estiva, è un dato sempre presente sui cataloghi tecnici delle varie case produttrici che per adesso non trova il suo alter ego per la stagione invernale (non esiste infatti l'ESCOPI).

Molti degli interessati ad avere il rendimento medio stagionale in fase di riscaldamento, non trovandolo scritto nella documentazione tecnica, lo calcolano applicando la formula di cui sopra sostituendo in essa il valore dell'EER con quello del COP.

L'interesse per la definizione del valore medio stagionale del rendimento di tali macchine è forte in quanto tale dato è richiesto per il calcolo della quantità di energia aerotermica, geotermica o idrotermica che può considerarsi rinnovabile ai fini della Direttiva 2009/28/CE.

In tale Direttiva il rendimento medio stagionale delle pompe di calore è chiamato SPF. Il C.O.P. di una pompa di calore dipende da diversi fattori quali la tipologia di macchina utilizzata, dalle condizioni climatiche del luogo di installazione e dalle modalità di funzionamento dell'impianto. Il C.O.P. risulta in ogni caso tanto maggiore quanto più piccola è la differenza di temperatura tra la sorgente fredda ed il pozzo caldo.

L'energia elettrica considerata nel calcolo del C.O.P. include in genere il consumo dei ventilatori (se presenti) e la quota parte necessaria al pompaggio dei fluidi attraverso gli scambiatori di calore. Per completezza di informazione è d'obbligo trattare anche le pompe di calore geotermiche ad assorbimento, ovvero macchine che producono acqua calda ed acqua refrigerata funzionando secondo un ciclo ad assorbimento anziché secondo un ciclo a compressione.

Una pompa di calore ad assorbimento ha in realtà molti punti in comune con una pompa di calore a compressione. Nel ciclo ad assorbimento, ad esempio, sono presenti l'evaporatore (EVP) ed il condensatore (CDS) aventi le stesse funzioni che hanno nel ciclo a compressione, mentre la valvola di laminazione ed il compressore sono sostituiti dall'assorbitore (ASS) e dal generatore di calore (GEN). Una soluzione d'acqua e ammoniaca (o acqua e bromuro di Litio) viene riscaldata dal generatore di calore che, fornendo energia alla miscela, fa evaporare l'ammoniaca separandola dall'acqua.

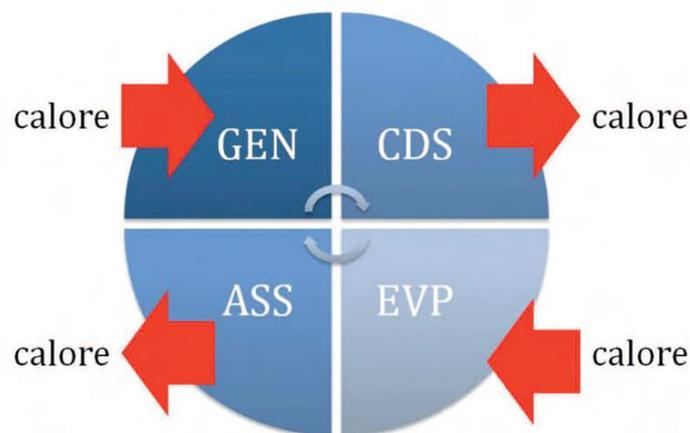


Figura 27. Schema di funzionamento di un assorbitore.

La soluzione gassosa, concentrata in ammoniaca, viene inviata al condensatore, uno scambiatore di calore nel quale, dopo aver ceduto calore all'acqua dell'impianto di riscaldamento, passa allo stato liquido.

L'ammoniaca liquida viene poi fatta espandere nell'evaporatore, un altro scambiatore di calore dove, acquistando calore dall'ambiente esterno, evapora nuovamente.

Il vapore di ammoniaca passa quindi nell'assorbitore dove incontra l'acqua rimasta dopo la separazione avvenuta nel generatore di calore. Qui, il vapore d'ammoniaca, viene assorbito dall'acqua dando nuova origine alla soluzione liquida iniziale. Adesso tutto è pronto per il ripetersi di un altro ciclo.

Da un primo confronto tra macchine a compressione e macchine ad assorbimento risulta chiaro che, per funzionare, le prime utilizzano energia elettrica mentre le seconde perlopiù metano. In ogni caso però, a parità di potenza resa, l'energia primaria necessaria al loro funzionamento può essere ridotta con l'utilizzo di quella geotermica.

Particolarmente interessante risulta la modalità di estrazione dell'energia geotermica dal terreno. Il calore in esso immagazzinato può essere prelevato a mezzo di uno scambiatore geotermico (anche detto geoscambiatore) ovvero un complesso di tubazioni formanti un circuito chiuso. Le due principali tipologie di geoscambiatori sono costituite da sonde orizzontali oppure da sonde verticali.

Le sonde geotermiche orizzontali sono tubazioni, perlopiù in polietilene, che vanno interrate a profondità relativamente basse (da 1 a 2,5 m) per non risentire troppo delle variazioni di temperatura dell'aria esterna.

Le tipologie realizzative sono varie: a sviluppo lineare ad un tubo, a due tubi affiancati, a due tubi sovrapposti, a serpentine in serie, a serpentine in parallelo, a spirale. Pur consentendo una minima profondità di interramento necessitano però di un'estensione di terreno notevole ed è per questo che spesso non sono utilizzati.

Le sonde geotermiche verticali invece captano il calore immagazzinato negli strati più profondi del terreno, dove la temperatura rimane praticamente costante tutto l'anno. Per realizzare uno scambiatore geotermico verticale si praticano dei fori verticali nel terreno che possono raggiungere anche diverse decine di metri di profondità. All'interno poi vengono inserite le tubazioni in materiale plastico entro cui viene fatto circolare il fluido vettore che assorbe calore del terreno circostante. Con l'adozione di un geo-scambiatore verticale, che ha anche il vantaggio di occupare poco spazio e di essere utilizzabile anche su piccoli appezzamenti, l'influenza dell'escursione termica tra le stagioni è trascurabile.

Pertanto, considerare il terreno una sorgente termica a temperatura costante durante tutto l'anno, purchè indisturbata, risulta un'ipotesi plausibile.

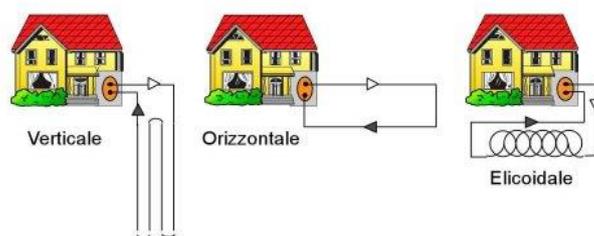
### **3.9.2 Gli Impianti geotermici <sup>13</sup>**

L'impianto geotermico è un sistema di climatizzazione che utilizza come fonte termica il terreno, appoggiandosi se necessario ad una pompa di calore. Si dimostra molto versatile, essendo applicabile in qualsiasi tipo di sottosuolo ed in qualsiasi regione d'Italia. Inoltre la stessa sorgente termica invernale può essere utilizzata come serbatoio termico estivo, con lo stesso impianto cioè è possibile non solo riscaldare un edificio, ma anche raffreddarlo, sfruttando il freddo del sottosuolo, tramite una particolare tecnica chiamata {active cooling} se si utilizza la PdC o {free cooling} se non la si utilizza. Esistono poi molteplici tipologie di impianti che ricadono in due categorie principali: a circuito aperto o chiuso (come ben raffigurato in figura 28).

---

<sup>13</sup>N. Rainiero: *Aspetti legislativi e progettuali inerenti alla realizzazione degli impianti geotermici (Tesi di laurea-Università di Padova- A.A, 2008-20009)*

Pompe di calore collegate al terreno  
(sistemi a circuito chiuso)



Pompe di calore collegate ad acque sub-superficiali  
(sistemi a circuito aperto)



Pompe di calore collegate ad acque superficiali



Figura 28. Schemi semplificati di sistemi con pompe di calore[Fanelli e Dickson, 2004].

Scegliere il corretto impianto per una specifica installazione richiede considerare svariati fattori, in particolare:

- geologia e idrogeologia del sottosuolo (un'adeguata permeabilità è obbligatoria per gli impianti a circuito aperto);
- area e utilizzazione sulla superficie (gli impianti a circuito chiuso orizzontale richiedono un'abbondante spazio esterno);
- sorgenti di potenziale calore nelle vicinanze;
- caratteristiche termiche dell'edificio.

Nella fase di progettazione, una volta scelta la sorgente più adatta, si passa al dimensionamento della sala tecnica, stabilendo i parametri chiave più adatti alle dimensioni dell'impianto, in modo tale da ottenere una prestazione ottimale al minimo costo. In particolare:

- il fluido termovettore che permette all'impianto di cedere o iniettare il calore al sottosuolo;
- la pompa di calore per portare il calore ad un livello di temperatura opportuno;
- il sistema di distribuzione del calore all'interno dell'edificio (pavimento o pareti radianti,
- bocchette di ventilazione, ventilconvettori, etc . . . ).

## Il fluido termovettore

Trasporta il calore ceduto dalla sorgente nel terreno all'impianto e viceversa, a seconda delle temperature raggiunte e delle caratteristiche chimiche può andare: direttamente all'impianto; allo scambiatore di calore o alla pompa di calore.

Negli impianti a circuito aperto, per esempio, può essere costituito dall'acqua emunta dai pozzi, che poi se non è di qualità adeguata dovrà scambiare il proprio calore in un opportuno scambiatore di calore per non corrodere o danneggiare la PdC (in questi casi è necessario fare delle analisi chimiche e biologiche per stabilire la qualità dell'acqua ed il suo carico inquinante).

Negli impianti a circuito chiuso invece si può utilizzare come fluido termovettore acqua pura o addizionata con sostanza anticongelante. Con acqua pura la PdC non può evaporare al di sotto di 5- 6° con il rischio di non soddisfare ai carichi più esigenti. In questi casi allora si aggiunge una sostanza anticongelante che permette di evaporare anche a temperature più basse e assorbire sufficientemente calore dal terreno, facendo così fronte a tutti i carichi invernali. Dal punto di vista tecnico ed ambientale, la sostanza anticongelante (in genere glicole etilenico o propilenico) può innescare fenomeni di corrosione ed in caso di perdite andare ad inquinare il sottosuolo e le eventuali falde acquifere, con danni assolutamente non trascurabili. Inoltre dopo un certo periodo di tempo la sostanza va reintegrata. L'accoppiata acqua ed anticongelante richiede quindi maggiore manutenzione ed attenzione ed è preferibile quindi sovradimensionare il circuito scambiatore a terreno (anche se questo fa aumentare il costo iniziale di installazione e quindi anche il tempo di ritorno dell'investimento) ed utilizzare acqua pura come fluido termovettore: ciò permette di avere più alte efficienze energetiche della PdC<sup>14</sup>.

## La pompa di calore

Ne esistono di molti tipi e si possono suddividere in base:

- al tipo di ciclo termodinamico: a compressione di vapore, a compressione termica, ad assorbimento/adsorbimento;
- al tipo di alimentazione: elettrica, a gas, a calore di recupero;
- al tipo di sorgente termica: aria, acqua superficiale o sotterranea, terreno, solare termico, calore di recupero.

Come modello di riferimento la pompa di calore presa in considerazione, sarà la più semplice e anche la più presente sul mercato, ovvero quella ad alimentazione elettrica e a compressione di vapore. Il circuito chiuso che la costituisce è composto da 3 diversi componenti, tutti percorsi da un fluido particolare chiamato frigorigeno<sup>1</sup> :

1) due scambiatori di calore:

- l'evaporatore che si interfaccia con la sorgente fredda,
- il condensatore invece con il serbatoio caldo;

Il fluido frigorigeno utilizzato nelle pompe di calore presenta un elevato calore latente di vaporizzazione in modo da ottenere lo stesso effetto con una quantità minore di liquido. Non deve essere infiammabile, tossico e non deve presentare effetti corrosivi. Per ottenere delle caratteristiche ottimali sono stati sintetizzati chimicamente diversi composti che si possono dividere in fluidi refrigeranti (R410A, R407C) e solo in applicazioni recenti in fluidi cosiddetti

---

<sup>14</sup>A. Zarrella: L'uso del terreno come sorgente termica. 2009

naturali (propano, ammoniaca, anidride carbonica), un tempo si utilizzavano i Clorofluorocarburi (CFC), ma sono stati banditi dal Protocollo di Montreal [Cesi, 2001].

2) il compressore che porta il fluido dalla bassa alla alta pressione;

3) la valvola di laminazione che permette di invertire il processo.

Il condensatore e l'evaporatore non sono altro che tubi posti a contatto con un fluido di servizio (che può essere acqua o aria) nei quali scorre il fluido frigorifero. Questo cede calore al condensatore e lo sottrae all'evaporatore. I componenti del circuito possono essere sia raggruppati in un unico blocco, sia divisi in due parti (sistemi {split}) raccordati dai tubi nei quali circola il fluido frigorifero.

Durante il funzionamento, il fluido subisce le seguenti trasformazioni:

- Compressione: il fluido frigorifero allo stato gassoso e a bassa pressione, proveniente dall'evaporatore, viene portato ad alta pressione; nella compressione si riscalda assorbendo una certa quantità di calore.
- Condensazione: il fluido frigorifero, proveniente dal compressore, passa dallo stato gassoso a quello liquido cedendo calore all'esterno.
- Espansione: passando attraverso la valvola di espansione il fluido frigorifero liquido si trasforma parzialmente in vapore e si raffredda.
- Evaporazione: il fluido frigorifero assorbe calore dall'esterno ed evapora completamente.

L'insieme di queste trasformazioni costituisce il ciclo della pompa di calore: fornendo energia con il compressore al fluido frigorifero, questo, nell'evaporatore, assorbe calore dal mezzo circostante e, tramite il condensatore, lo cede al mezzo da riscaldare.

Come tutte le macchine, anche la PdC sarà caratterizzata da alcuni parametri caratteristici:

- la potenza (termica e/o frigorifera) espressa in kW;
- l'efficienza energetica, descritta dal COP, un coefficiente adimensionale.

Il COP in termini fisici di flusso di calore è la potenza assorbita tramite compressore, esprime un termine ideale, cioè il valore massimo di COP che si può ottenere dal punto di vista termodinamico. Misura l'efficienza di un impianto a pompa di calore, in riscaldamento ed in raffreddamento. Il valore medio annuale dei COP per un assegnato impianto è definito dal Fattore di Performance Stagionale (SPF) che per le pompe di calore geotermiche raggiungere valori molto alti.

$$\text{COP} = \frac{\text{ENERGIA FORNITA}}{\text{ENERGIA ELETTRICA CONSUMATA}}$$

IN RISCALDAMENTO	$\text{COP}_H = \frac{ Q_2 }{ L } = \frac{ Q_2 }{ Q_2  - Q_1} = \frac{T_2}{T_2 - T_1}$
IN RAFFRESCAMENTO	$\text{COP}_C = \frac{ Q_1 }{ L } = \frac{ Q_1 }{ Q_2  - Q_1} = \frac{T_1}{T_2 - T_1}$

Al denominatore si può vedere il salto di temperatura tra la sorgente fredda e quella calda. Se questa differenza diminuisce, il COP aumenta: più vicine sono le temperature delle 2 sorgenti, più alta è l'efficienza (in analogia ai serbatoi idraulici).

La pompa di calore in regime di riscaldamento si comporta come una caldaia, chiaramente ci sarà dal punto di vista fisico generale un valore di COP limite per cui la PdC è conveniente rispetto alla caldaia (il calcolo viene evidenziato nella figura 2.8 e da un  $COP_{lim} < 2,91$ ).

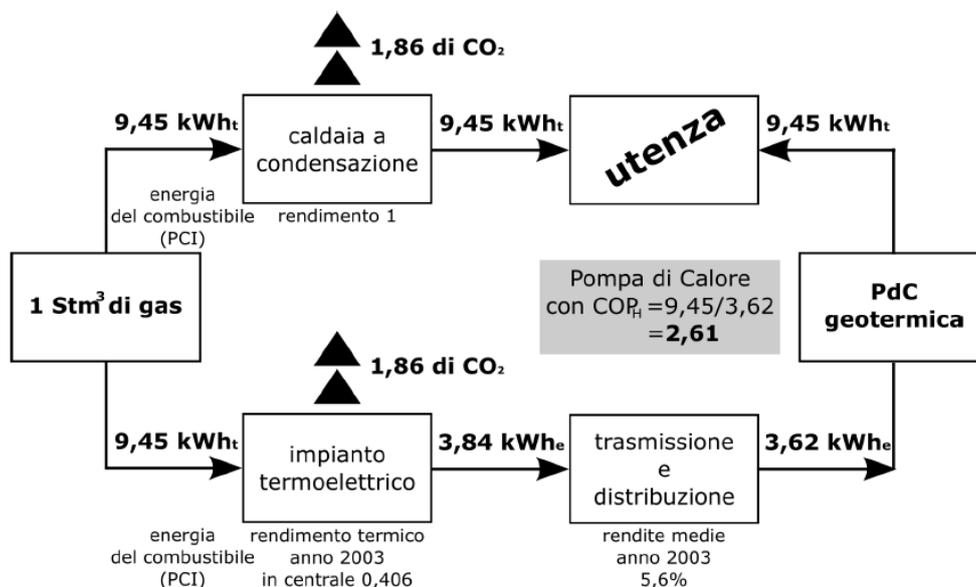


Figura 29. Calcolo del COP minimo termodinamico per assicurare la convenienza rispetto ad un impianto a caldaia a gas

Come sorgente termica la PdC può utilizzare anche l'aria esterna, che pur presentando delle facilitazioni dal punto di vista impiantistico, risente moltissimo delle variazioni termiche stagionali in regime di riscaldamento (soprattutto nei climi del nord Italia). In pratica quando la temperatura esterna tende a scendere si evaporerà a temperature più basse, con il rischio concreto di formare brina sull'evaporatore. Questo impone cicli di sbrinamento, mediante resistenze elettriche che dal punto di vista energetico pesano tantissimo, andando a compromettere l'intera efficienza termodinamica dell'impianto.

### Strategie per la scelta di un sistema a PdC

Le norme UNI EN 15450 [2008] fissano alcuni parametri e idee per la progettazione di un sistema a pompa di calore, che si riassumono in questo modo:

- Ottenere il più alto SPF nel rispetto della sorgente di calore scelta. SPF aumenta con il diminuire della variazione tra la temperatura della sorgente esterna e quella persa nella sorgente interna. Quindi sono preferibili alte temperature della sorgente esterna e ridotta dissipazione di quella interna (per ogni K risparmiato si incrementa il COP del 2 %).
- Rendere il SPF uguale o più alto del valore minimo richiesto dalle normative del proprio Paese. Se questo non fosse possibile sono presenti delle tabelle che riportano i valori minimi e standard tipici dell'Europa Centrale. Ad ogni modo la direttiva 2009/28/CE dispone che entro il 10 gennaio 2013 verranno stabiliti gli orientamenti sul valore che

gli Stati membri possono conferire ai valori SPF per le varie tecnologie e applicazioni delle pompe di calore, prendendo in considerazione le differenze nelle condizioni climatiche, particolarmente per quanto concerne i climi molto freddi.

- Limitare il numero di cicli di avviamento della pompa di calore (per esempio 3 cicli per ora), in accordo con i regolamenti locali e con le specifiche tecniche della PdC.
- Minimizzare l'impatto ambientale dovuto al funzionamento della PdC, ovvero:
  - ODP uguale a zero;
  - GWP nel rispetto delle UNI EN 378-1 [2008];
  - evitare le emissioni di refrigerante nell'atmosfera per perdite durante il funzionamento dell'impianto e le operazioni di manutenzione.
- Realizzare un sistema user-friendly che richiede una limitata manutenzione.

### Il sistema di distribuzione

Il geotermico diventa conveniente quando il salto termico è il più contenuto possibile, si useranno quindi impianti di riscaldamento che funzionano a bassa temperatura (30÷40°C), rispetto a quelli tradizionali che richiedono invece temperature dell'ordine di 70°C. Le due alternative possibili sono quindi: i sistemi diffusi, in cui la trasmissione del calore avviene per irraggiamento, e i sistemi concentrati, in cui la trasmissione del calore avviene per moto convettivo. Per tali motivi è conveniente pensare allo sfruttamento di energia geotermica solo nel caso di nuove costruzioni o ristrutturazioni complete, dove è possibile prevedere l'installazione di un impianto di distribuzione adatto (in tabella 5 seguente, vengono evidenziati i pregi e i difetti dei due sistemi di distribuzione).

Tipologia	Temperatura di esercizio	Pro	Contro
	°C		
pannelli radianti	in inverno 30÷35	possibilità di free cooling	necessità di deumificare
	in estate 10÷15	integrazione architettonica	comfort non ottimale
		assenza moti convettivi	
vettilconvettori	in inverno 35÷40	inversione del ciclo	circolazione di aria
	in estate 15÷20	adatti per ristrutturazioni	bassa integrazione architettonica
		deumidificazione interna	

Tabella 5. Quadro riassuntivo per le due tipologie di impianto di distribuzione di calore [Tesi]

### Tipologie di impianti

Le pompe di calore che adottano la geotermia per la climatizzazione degli edifici hanno il vantaggio, rispetto per esempio agli impianti che sfruttano l'aria esterna, di poter contare su una sorgente che presenta una variazione di temperatura molto contenuta durante la giornata e la stagione di funzionamento, ottimizzando quindi il SPF.

Nel seguito si forniranno delle informazioni sugli impianti a circuito aperto e chiuso, rispettivamente open e closed loop, citando i criteri di dimensionamento forniti dalle norme UNI EN 15450 [2008].

## Open loop

Questo sistema è caratterizzato dal fatto che il principale portatore di calore, l'acqua, circola liberamente nel sottosuolo o in superficie, a seconda se la presa avviene in falda o in laghi o fiumi. I sistemi ad acque sotterranee sono i più utilizzati e la parte tecnica di questi sistemi è costituita dai pozzi di presa, per estrarre o iniettare acqua dagli acquiferi. In molti casi, sono richiesti 2 pozzi, uno per estrarre l'acqua (azzurro nella figura), e uno per lo scarico nello stesso acquifero di produzione (rosso nella figura). Con gli impianti a circuito aperto, una formidabile sorgente di calore può essere sfruttata economicamente, ma d'altra parte i pozzi in falda richiedono manutenzione e sono limitati a quei siti con una discreta disponibilità di acquiferi.

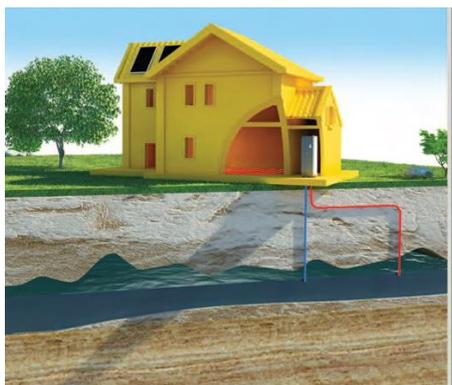


Figura 31. Sistema a due pozzi o "doublette"

Le principali richieste sono:

- sufficiente permeabilità, per permettere la produzione della portata richiesta dell'acqua con un piccolo abbassamento;
- buone proprietà chimiche, per esempio basso contenuto di ferro, per evitare problemi di incrostazione, intasamenti e corrosione.

## Dimensionamento

Per quanto riguarda la qualità dell'acqua prelevata bisogna evitare danni all'impianto, dovuti a corrosione e precipitazione. In genere si dovrebbero seguire i valori indicati dal produttore o, se non fossero presenti, a quelli elencati nella successiva tabella 6. E' consigliabile una analisi chimica dell'acqua emunta. Se questi non fossero rispettati, è sempre possibile disporre di uno scambiatore di calore, che funge da intermediario tra l'acqua sotterranea inquinata e la PdC. Per la temperatura dell'acqua, per i sistemi con una richiesta termica in riscaldamento minore di 30kW, la temperatura media dell'acqua estratta può essere assunta come la temperatura media locale dell'aria esterna, fornita da un pozzo di estrazione situato almeno a 10m di profondità. Questo valore può essere aumentato di 3°C nelle aree urbane o nelle regioni con una grande copertura nevosa. Per la quantità d'acqua, il rendimento del pozzo deve garantire una portata costante pari a quella nominale della PdC attaccata. Se non è disponibile alcun dato, si può assumere come parametro di progetto una portata di  $0,25\text{m}^3\text{h}^{-1}$  per kilowatt di capacità dell'evaporatore. La differenza di temperatura tra quella fornita e quella resa è compresa in genere tra 3÷4K per piccoli sistemi. I grandi impianti invece possono operare con differenze di temperatura più marcate.

## Closed loop

Il calore può essere trasportato sia attraverso sonde geotermiche orizzontali, posizionate tra 0,2 e 2m sotto il piano campagna (a seconda della regione) sia da sonde geotermiche verticali, trivellate nel terreno.

componenti	valore	unità di misura
materiale organico (possibilità di sedimentazione)	nessuna	\
valore di pH	6,5÷9	\
conduttività elettrica	50-1000	$\mu\text{Scm}^{-1}$
cloruro	<300	$\text{mg}^{-1}$
ferro e manganese	<1	$\text{mg}^{-1}$
solfato	<2	$\text{mg}^{-1}$
contenuto di O <sub>2</sub>	<2	$\text{mg}^{-1}$
cloro	0÷5	$\text{mg}^{-1}$
nitrato	0÷100	$\text{mg}^{-1}$

Tabella 6. Requisiti dell'acqua estratta per gli impianti open loop [UNI EN 15450, 2008]

La variazione stagionale della temperatura del suolo decresce con l'aumentare della profondità. Per la progettazione del sistema (ovvero il calcolo del carico di calore), si prenderà in considerazione il più basso valore di temperatura (tipicamente 0°C).

I circuiti saranno installati (o meglio posati) ad una profondità tale da evitare il congelamento del supporto nelle condizioni estreme, che forniranno la temperatura esterna di progettazione. Per le sonde verticali invece, può essere assunta la temperatura esterna media annuale come valore di progettazione.

## A sonde orizzontali

Tra i sistemi a circuito chiuso il più facile da installare è sicuramente quello delle sonde geotermiche orizzontali (sinonimi: ground heat collector, horizontal loop). Per ottimizzare lo spazio, in Europa centrale e occidentale i tubi interrati sono collegati in serie o in parallelo.

Per i sistemi densi di tubi, si rimuove completamente lo strato superiore del sottosuolo, si posano le tubazioni e poi il terreno di scavo viene ridistribuito sopra. Nel Nord Europa (e in Nord America), vista l'ampia possibilità di metratura esterna, si ricorre ai modelli in serie ed in parallelo.

In altre regioni invece per limitare la superficie di scavo, sono stati sviluppati alcuni scambiatori di calore che sfruttano un'area più piccola a parità di volume; questi collettori sono anche più adatti per il riscaldamento e il raffreddamento in quelle aree dove la temperatura naturale del terreno non è di vitale importanza. Sono ampiamente utilizzati in America del Nord, e solo un tipo, il raccogliore in trincea, ha raggiunto una certa distribuzione in Europa, principalmente in Austria e Germania meridionale. Per il collettore in trincea, una serie di tubi a piccolo diametro sono attaccati alle pareti fortemente inclinate di una trincea scavata per alcuni metri di profondità. Altri tipi includono collettori simili a dei rotoli avvitati come i canestri energetici o i collettori slinky.

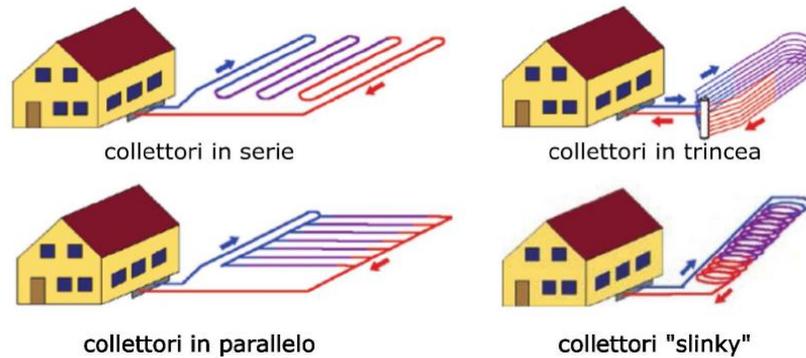


Figura 32. Varie soluzioni possibili di sonde orizzontali [EGEC, 2009].

### Dimensionamento

Nei semplici casi come gli edifici domestici, la stima dei valori medi specifici per l'estrazione del calore può essere ottenuta determinando una valutazione per metro quadro dell'area del collettore nel sottosuolo in  $\text{Wm}^{-2}$ . La stima dipende dalla qualità del suolo e dalla durata di funzionamento dell'impianto. I valori dati in tabella 7 (a seguire) assumono periodi di funzionamento di 1.800 e 2.400 ore per anno in modalità riscaldamento. La produzione di calore aggiuntivo per l'acqua calda domestica può essere determinata allungando il periodo di funzionamento.

Per periodi operativi più lunghi, il calore annuale estratto per metro quadrato di superficie del collettore (misurato in  $\text{kWhm}^{-2}$  per anno) deve inoltre essere preso in considerazione nella progettazione del sistema, dal momento che questo valore riflette l'effetto a lungo termine di estrazione continua di calore. Il valore dovrebbe essere compreso tra 50 e 70  $\text{kWhm}^{-2}$  all'anno per il solo riscaldamento.

La diminuzione di temperatura, tra quella di ritorno del mezzo di scambio termico e quella del terreno indisturbato, non deve essere tale da arrecare problemi tecnici durante il funzionamento. Un valore tipico per l'Europa centrale è 12 K.

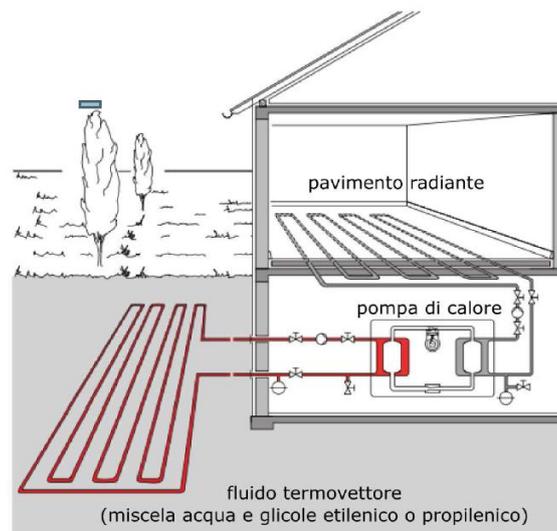


Figura 33. Schema classico di un impianto a sonde orizzontali [VDI, 2001a].

Tipo di suolo	resa termica	
	1.800 ore anno	2.400 ore anno
	Wm <sup>-2</sup>	Wm <sup>-2</sup>
terreno non coesivo secco	10	8
terreno coesivo umido	20÷30	16÷24
sabbia o ghiaia satura	40	32

Tabella 7. Rendimento termico per alcuni tipi di suolo dell'Europa Centrale [VDI, 2001a].

### A sonde verticali

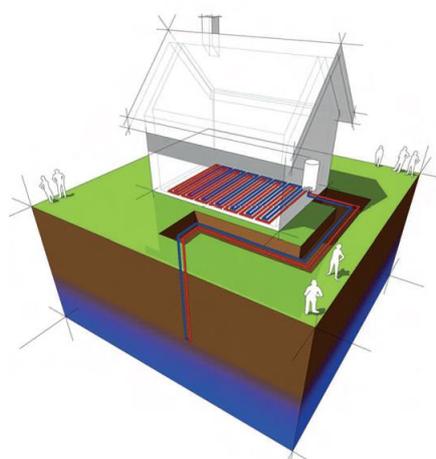
Come già accennato precedentemente, la temperatura al di sotto di una certa profondità ("zona neutra di omotermia", a circa 15-20m dal piano campagna) rimane costante nel corso dell'anno.

Questo fatto e la necessità di garantire una capacità sufficiente di scambio di calore con una zona confinata della superficie, favorisce l'installazione dei scambiatori di calore verticali (sonde geotermiche verticali).

In una sonda geotermica verticale, i tubi di plastica (polietilene o polipropilene) che costituiscono lo scambiatore, vengono installati in fori trivellati, e lo spazio restante viene riempito con un malta cementizia opportunamente miscelata. In Svezia i pozzi in rocce cristalline e dure di solito rimangono aperti e si sfruttano le acque sotterranee per lo scambio termico tra i tubi e la roccia. Se è richiesto più di uno scambiatore di calore, i tubi devono essere collegati in modo tale da garantire una distribuzione uniforme del flusso nei diversi canali. I collettori possono essere posti o presso l'edificio, oppure collegati in trincea nel campo sonde.

Diversi tipi di scambiatori possono essere utilizzati, che si possono così suddividere:

- tubi ad U, costituiti da una coppia di tubi dritti, collegati da un raccordo curvato di 180° alla estremità inferiore del foro. Uno, due o anche tre tubi ad U possono essere installati in un singolo foro. Il vantaggio del tubo ad U è il basso costo del materiale di fabbricazione, con il risultato di rendere il doppio tubo a U il più utilizzato tra le sonde geotermiche in Europa.
- tubazioni coassiali (tubi concentrici), ovvero due tubi di diametro differente verticali, o in configurazioni più complesse.



Gli impianti realizzati con questo sistema, vanno dalle piccole abitazioni con un solo foro, agli edifici di grandi dimensioni, che richiedono veri e propri campi di sonde geotermiche. La fonte di calore per il recupero termico delle sonde geotermiche è il calore solare (nella parte superiore) e il flusso di calore geotermico (nella parte inferiore), con qualche influenza dovuta al fluire delle acque sotterranee o di percolazione. Tuttavia, l'influenza delle acque sotterranee nella maggior parte dei casi non è molto grande e la conducibilità termica del terreno rimane il parametro principale.

Il foro di riempimento e le pareti dello scambiatore di calore rappresentano una ulteriore dissipazione, che può essere riassunta come una resistenza termica del foro. I valori di questo parametro di solito sono dell'ordine di  $0,1 \text{ kW}^{-1} \text{ m}$ ), cioè per un estrazione di calore di  $40 \text{ Wm}^{-1}$ , questo si tramuta in una perdita di 4 K all'interno del foro. Per risolvere questo problema sono state sviluppate delle particolari malte cementizie.

### **Dimensionamento**

Per piccoli sistemi, di capacità inferiore ai 30 kW, i valori medi specifici dell'estrazione di calore possono essere ottenuti valutando il calore per metro lineare di foro in  $\text{Wm}^{-1}$ . Questo calore dipende dalla **qualità del suolo** e dalla durata dell'estrazione del calore (periodo di funzionamento della pompa di calore in ore per anno). I valori dati in Tabella 8 nella pagina seguente assumono periodi di funzionamento della PdC di 1.800 e 2.400 ore per anno in modalità di riscaldamento. La produzione aggiuntiva di calore per l'acqua calda sanitaria dovrà essere considerata allungando il periodo di funzionamento. La tabella inoltre assume un range di temperatura principale esterna tra 9 e  $11^\circ\text{C}$  ed è valida per la modalità riscaldamento, con al massimo 5 fori di trivellazione. Se la qualità del suolo varia significativamente durante la procedura di trivellazione, la lunghezza della sonda e/o il numero delle sonde dovrà essere adattato in modo da compensare la variazione nell'estrazione del massimo flusso di calore.

Per periodi operativi più lunghi, il calore annuale estratto per metro lineare di foro (misurato in  $\text{kWhm}^{-1}$  per anno) deve inoltre essere preso in considerazione nella progettazione del sistema, dal momento che questo valore riflette l'effetto a lungo termine di estrazione continua di calore. Il valore dovrebbe essere compreso tra 100 e  $150 \text{ kWhm}^{-1}$  all'anno per il solo riscaldamento.

La diminuzione di temperatura, tra quella di ritorno del mezzo di scambio termico e quella del terreno indisturbato (cioè a 10m di profondità), non deve essere tale da arrecare problemi tecnici durante il funzionamento. Un valore tipico per l'Europa centrale è 11 K.

Per le grandi installazioni sono richiesti calcoli specifici usando solutori analitici o metodi numerici.

Il materiale di riempimento ed il grouting delle sonde verticali potrebbe rendersi necessario, le distanze di separazione tra le sonde devono poi essere adeguate e rispettare i regolamenti locali.

### **Ad espansione diretta**

A differenza della maggior parte dei closed loop, in questi impianti il fluido frigorigeno della pompa di calore circola direttamente nei tubi del circuito lato terreno (in altre parole, l'evaporatore della pompa di calore è esteso al terreno). Il vantaggio è evidente: si evita un processo di scambio di calore, migliorando l'efficienza del sistema. L'espansione diretta richiede una buona conoscenza del ciclo di refrigerazione ed è limitata alle unità più piccole.

Inoltre è stato dimostrato che i tubi funzionano bene per l'estrazione del calore, ma non tutti per la sua iniezione. Usando il glicole etilenico il terreno può anche essere utilizzato per il raffreddamento. Il calore viene respinto nel sottosuolo, sia per far funzionare la pompa di calore in senso inverso, sia per far funzionare direttamente l'accoppiamento tra il circuito nell'edificio e quello nel terreno.

Tipo di suolo	resa termica	
	1.800 h/a	2.400 h/a
	Wm <sup>-1</sup>	Wm <sup>-1</sup>
In generale:		
terreno scadente (secco, $l < 1,5\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ )	25	20
suolo normale (saturo, $1,5 < l < 3,0\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ )	60	50
suolo ben consolidato (con $l > 3,0\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ )	84	70
In particolare:		
ghiaia o sabbia secca	<25	<20
ghiaia o sabbia satura	65÷80	55÷65
ghiaia o sabbia (con flusso di falda intenso)	80÷100	80÷100
argilla umida	35÷50	30÷40
calcare omogeneo	55÷70	45÷60
arenaria	65÷80	55÷65
magmatite silicia (granito)	65÷85	55÷70
magmatite basica (basalto)	40÷65	35÷55
diorite	70÷85	60÷70
(i valori possono variare in funzione delle discontinuità presenti e delle condizioni climatiche)		
<b>I valori sono accettabili per:</b>		
a) il solo riscaldamento (inclusa l'acqua calda sanitaria)		
b) la profondità del foro tra 40 - 100 m;		
c) l'interasse tra i fori di almeno 5m per infissioni di 40 - 50 m;		
e) l'interasse tra i fori di almeno 6m per infissioni di 50 - 100 m;		
f) i tubi a doppio U con DN 20, DN 25 o DN 32;		
g) una modesta densità di piccoli impianti.		

Tabella 8. Rendimento termico per varie tipologie di suolo nell'Europa Centrale [VDI, 2001a]

## Fondazioni energetiche

In edifici che richiedono fondazioni su pali, si possono fissare nella gabbia d'armatura tubi in polietilene, nei quali circolerà successivamente il fluido termovettore.

Si dovrà però evitare che la temperatura di questo fluido scenda al di sotto di 0°C, in quanto ciò porterebbe al congelamento sia della struttura che del terreno circostante, con conseguenti ripercussioni statiche e geotecniche. Tutti i tipi di pali possono essere utilizzati (prefabbricati o gettati in opera), e il diametro può variare da 40 cm a oltre 1 m. Un'applicazione simile è quella in cui i circuiti scambiatori vengono distribuiti nel magrone di sottofondazione, anche in questo caso bisogna prestare attenzione alla temperatura d'esercizio.

Il vantaggio maggiore di queste ultime applicazioni è la notevole riduzione del costo di installazione: infatti nella prima viene meno il costo di perforazione, nella seconda, invece, quello di sbancamento. L'aspetto negativo è una diminuzione della resa termica rispetto ai sistemi classici presentati in precedenza.

### Confronto schematico tra diverse tipologie di impianto geotermico a pompe di calore

Nella tabella seguente vengono schematicamente confrontati alcuni parametri relativi alle diverse tipologie di impianto:

<b>Acqua</b>	<b>Terreno</b>		
costo intermedio		costo elevato	
rendimenti elevati		rendimenti medi	
problemi autorizzativi		minimo impatto ambientale	
	<b>Sonde verticali</b>	<b>Sonde orizzontali</b>	<b>Fondazioni energetiche</b>
	richiesta di poco spazio	richiesta di ampio spazio	ipotizzabili con fondazioni profonde
	massimo prelievo e immissione di calore nel terreno	rendimento influenzato dalla variabilità stagionale	progettazione termica/strutturale

### 3.9.3 Pregi e difetti degli impianti geotermici

Alla conclusione dell'inquadramento sugli impianti geotermici, con la finalità di fornire un quadro riassuntivo che individui gli aspetti più peculiari delle diverse tipologie di impianti che si possono realizzare, è stato predisposto uno schema concettuale che definisce i pregi e i difetti delle diverse tecnologie, alcuni dei quali sono già stati evidenziati.

#### *Pregi*

- Con un unico impianto si riscalda e raffresca l'ambiente, riducendo i costi di manutenzione che si hanno in genere con le caldaie (pulizia del camino, controllo del bruciatore, ecc.);
- si evita di usare l'aria esterna come sorgente di calore, così non sono più necessari i voluminosi, rumorosi ed antiestetici equipaggiamenti esterni
- con un COP > 2,61 (legato alle temperature favorevoli del sottosuolo) si ha la convenienza economica rispetto ad uno tradizionale a gas;
- l'acqua calda sanitaria può essere riciclata in qualsiasi momento nel compressore della PdC;
- le sonde geotermiche odierne durano (si suppone) almeno 50 anni, mentre la vita media delle migliori PdC ammonta a circa 40 000 ore di funzionamento, cioè se si assume un funzionamento di 2.000 – 2.500 ore/anno, si arriva a circa 20 anni [Basta e Minchio, 2007];
- i combustibili fossili vengono bruciati in centrali termoelettriche, si evitano così tutti i pericoli derivanti da:
  - perdita di gas e di monossido di carbonio;
  - emissione in ambito urbano di CO<sub>2</sub> e di altre sostanze nocive (ossidi di azoto, ossidi di zolfo, polveri sottili, particolato, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, residui che si depositano nell'ambiente dove si vive o si lavora o anche policiclici aromatici cancerogeni e diossine in caso di perdita di efficienza del bruciatore);
  - pericolosi stoccaggi ad elevato rischio di incendio e sversamento con successivo inquinamento di suoli e falde;

## Difetti

- Costo iniziale più elevato, in confronto ad un impianto tradizionale si ha:
  - residenziale 50-80% in più rispetto ad uno convenzionale;
  - commerciale 20-40% in più di un'unità roof-top single zone, a volume d'aria costante [Basta e Minchio, 2007];
- consuetudine di proporre ed imporre soluzioni convenzionali più semplici, conosciute e meno innovative;
- mancanza di integrazione fra il settore delle perforazioni e quello degli installatori che tradizionalmente lavorano in ambiti completamente diversi; richiesta di sistemi di distribuzione a bassa temperatura;
- mancanza di riferimenti legislativi certi e concessioni autorizzative molto variabili (si passa dalle più blande che sono basate sul silenzio/assenso, ad altre eccessivamente vincolanti);
- qualsiasi perforazione nel sottosuolo comporta un potenziale rischio ambientale, in particolar modo per quanto riguarda le acque sotterranee; se sono ad uso potabile, la loro protezione ha la massima priorità, sia quando si sta installando il BHE sia per il loro utilizzo termico diretto.

### 3.9.4 Costi relativi alla realizzazione di un impianto geotermico

Quanto costa un impianto geotermico? Il costo è funzione del carico termico dell'edificio, ovvero di quanto calore l'edificio ha bisogno, e del tipo di sottosuolo dal quale si preleva calore.

Di seguito si riporta il calcolo del costo di un impianto geotermico per diverse dimensioni di un immobile.

dimensione immobile	potenza erogata impianto	potenza assorbita dalla rete elettrica	potenza assorbita dai pozzi geotermici	dimensione pozzi geotermici	costo pozzi geotermici	costo centrale termica	costo totale impianto
(m2 utili)*1	(kW)	(kW)	(kW)	(ml)	(€)*2	(€)	(€)
80/100	4,8	1,2	3,6	80	4.900	6.900	11.800
90/120	6,8	1,7	5,1	100	5.200	7.450	12.650
110/130	8,4	2	6,4	125	6.400	8.100	14.500
130/160	12,5	3,2	9,3	160	8.000	9.700	17.700
170/200	15,1	3,7	11,4	220	10.800	11.000	21.800
200/250	18,5	4,5	14	270	12.900	12.600	25.500
250/300	23	5,5	17,5	300	13.800	14.300	28.100

\*1- Riferimento variabile in funzione della situazione climatica e del grado di isolamento termico dell'immobile  
\*2- Il costo della perforazione può variare in funzione delle caratteristiche idrogeologiche del terreno indagato

Tabella 9. Costi realizzazione impianto geotermico (da: Provincia di Verona- Studio FER).

In quanto tempo si ammortizza? Questa domanda richiede una risposta articolata. In primo luogo quello che si ammortizza è l'extra costo dell'impianto. Seconda ovvia considerazione è che i tempi di ammortamento dipendono da:

- quale sia la tecnologia tradizionale di confronto (metano, gasolio, GPL)
- se l'impianto geotermico si usa per solo riscaldamento o anche per raffrescamento
- il contesto ambientale e le condizioni meteo climatiche in cui si colloca l'immobile
- i tempi di utilizzo dell'impianto.

Di seguito si fornisce una valutazione comparata delle varie fonti energetiche (per il solo riscaldamento tratte da un impianto monitorato per alcuni anni).

VALUTAZIONE COMPARATA DELLE VARIE FONTI ENERGETICHE PER IL SOLO RISCALDAMENTO (*)			
<b>GEOTERMIA</b>		<b>GPL</b>	
Energia prodotta/kWh	53.293,00	1 lt GPL=6,9kWh	€ 5.792,75
Prezzo corrente/kWh	€ 0,15	Consumo corrente caldaia	24,00
C.O.P. (efficienza)	4,70	Revisione annuale	25,82
Energia consumata 7kWh	11.339,00	Spazzacamino	23,24
Revisione annuale non necessaria	-	<b>Costo di gestione</b>	<b>€ 5.865,81</b>
<b>Costo di gestione</b>	<b>€ 1.700,85</b>		
<b>GASOLIO</b>		<b>METANO</b>	
1 lt Gasolio=9,8 kWh	€ 5.438,09	1 mc metano=9,8 kWh	€ 4.145,03
Consumo corrente caldaia	24,00	Consumo corrente caldaia	24,00
Revisione annuale	25,82	Revisione annuale	25,82
Spazzacamino	23,24	Spazzacamino	23,24
<b>Costo di gestione</b>	<b>€ 5.511,15</b>	<b>Costo di gestione</b>	<b>€ 4.218,09</b>
<b>Legenda</b>		Raffronti costi gestionale della geotermia rispetto alle altre fonti	
Prezzo corrente elettrica per kWh	€ 0,15	Risparmi rispetto a GPL	€ 4.164,96
Prezzo GPL x lt (*)	0,75	Risparmi rispetto a Gasolio	€ 3.810,30
Prezzo Gasolio x lt (*)	1,00	Risparmi rispetto a Metano	€ 2.517,24
Prezzo metano x mc	0,70	Rispetto al GPL	-71,00%
(*) prezzo agevolazione locale		Rispetto al gasolio	-69,14%
		Rispetto al metano	-59,68%
Revisione annuale caldaia	25,62		
Spazzacamino	23,24		
(*) Impianto Roccabruna- CN-2004			

VALUTAZIONE COMPARATA COSTO IMPIANTO GEOTERMICO CON IMPIANTI ALTRE FONTI (*)	
Costo impianto	€ 28.000,00
Maggior costo rispetto a impianto tradizionale	€ 20.000,00
Tempi di ammortamento	
Rispetto al GPL	a 4,8
Rispetto al gasolio	a 5,3
Rispetto al metano	a 8,0
(*) Impianto Roccabruna- CN-2004	

Tabelle 10 e 11. Valutazione comparata costo realizzazione impianto geotermico e comparazione con impianti ad altre fonti energetiche. Da: F. Cambursano-V. Raccaneli: Impianti geotermici a pompa di calore- Introduzione-principi del sistema- Dati di monitoraggio impianto di Roccabruna (Cuneo).

### 3.10 . Considerazioni economiche sull'energia geotermica

Le analisi per una valutazione economica dell'energia geotermica devono essere suddivise in due parti:

- ricerca e valutazione delle potenzialità delle risorse geotermiche
- Valutazione e valorizzazione delle riserve geotermiche finalizzate alla produzione di energia elettrica.

Nel primo punto rientrano tutte le attività di più stretta tipologia geomineraria, che solitamente rientrano tra le operazioni portate avanti durante la vigenza del Permesso di ricerca. Tali attività, proprio per la loro natura "mineraria" sono caratterizzate dal fatto che i programmi di ricerca (vedi quanto esposto al paragrafo 3.5) sono complessi e spesso molto onerosi. I costi totali da sostenere sono relazionati alle dimensioni delle aree ed alla profondità che si intende investigare.

Un aspetto fondamentale è che tali attività, come **tutte le attività di ricerca mineraria, non garantiscono il risultato e, pertanto, sono sempre attività ad alto rischio dal punto di vista economico.**

Le attività di studio e ricerca delle risorse geotermiche portate avanti attraverso indagini con metodologie indirette (analisi geo-strutturale, geochimica, gravimetrica, geofisica,...) e dirette (sondaggi esplorativi profondi) raggiungono costi rilevanti, valutabili tra i 3-4 Milioni di Euro<sup>15</sup>, in funzione delle specifiche della campagna di ricerca portata avanti e della profondità che il sondaggio dovrà raggiungere.

Per quanto riguarda la valutazione e la valorizzazione delle riserve geotermiche rinvenute durante le attività di ricerca, gli operatori devono richiedere il rilascio di una Concessione mineraria, all'interno della quale è previsto il progetto esecutivo per la realizzazione di un impianto per lo sfruttamento dell'energia geotermica finalizzata alla produzione di energia elettrica.

Gli elementi che debbono essere presi in considerazione per ogni stima economica, sia che essa riguardi il costo degli impianti o i costi operativi, sia il prezzo dei prodotti' dell'energia geotermica, sono più numerosi e complessi rispetto altre forme di energia. Recentemente l' Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (AEEG) ha incaricato il Dipartimento Energia del Politecnico di Milano di eseguire una valutazione<sup>16</sup>. dei costi medi di produzione dell'energia elettrica generata dalle fonti idrica, eolica, fotovoltaica, da biomasse e biogas. Di seguito si forniscono le considerazioni principali dello studio relativamente alla geotermia.

Dopo una breve analisi della tecnologia di sfruttamento dell'energia geotermica gli autori affermano che "il costo di generazione dell'energia elettrica sia dipendente in modo molto marcato dalle caratteristiche del sito considerato (in primo luogo profondità e temperatura del serbatoio), e risulti dunque basso nelle zone intrinsecamente favorite mentre raggiunga valori molto più elevati nelle aree generiche o non particolarmente favorite: è perciò impossibile determinare un unico valore di costo di produzione rappresentativo della generazione di energia elettrica da fonte geotermica".

Tutti gli impianti geotermici (sia quelli a vapore sia a ciclo binario) sono schematicamente costituiti da:

1. un sistema di pozzi in comunicazione con il serbatoio geotermico; nel caso più generale si tratta di un "doppio geotermico" cioè una coppia di pozzi con funzione rispettivamente di produzione e reiniezione, ma un numero superiore di pozzi può in alcuni casi essere adottato;

<sup>15</sup>Il costo di un sondaggio profondo sui 2.500 m, in aree caratterizzata da medie difficoltà operative, si aggira tra 2-2,5 M€.

<sup>16</sup>Politecnico Milano- Dip. Energia: Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dic. 2010 ([www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/103-11arg\\_rtalla.pdf](http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/103-11arg_rtalla.pdf))

2. un sistema di convogliamento del fluido geotermico dai pozzi alla centrale di produzione di energia elettrica, comprensivo dell'eventuale trattamento del fluido prima dell'utilizzo;
3. una centrale di produzione dell'energia elettrica, comprensiva del sistema di cessione del calore all'ambiente, rimozione e trattamento degli eventuali incondensabili.

Anche la composizione del fluido geotermico può essere molto diversa a seconda del sito: il fluido è costituito prevalentemente da acqua o vapore, con altre specie chimiche presenti, che influenzano la scelta dei materiali da adottare (il fluido geotermico è tipicamente corrosivo e chimicamente aggressivo) e l'eventuale sistema di trattamento degli effluenti.

L'utilizzo del fluido geotermico, in dipendenza della sua composizione, può comportare alcuni problemi operativi quali corrosione e soprattutto incrostazione dei componenti a contatto con il fluido

Per il calcolo del costo di produzione sono stati considerati impianti di taglia rispettivamente pari a:

- 20 MW per l'impianto a vapore
- 5 MW per l'impianto a ciclo binario

Per quanto riguarda il calcolo del costo di investimento, a livello concettuale, sono stati considerati la somma dei seguenti costi principali:

- costo di esplorazione e identificazione della risorsa
- costo di perforazione
- costo per il sistema di convogliamento del fluido e l'eventuale pompa sommersa
- costo per l'impianto di produzione di energia elettrica
- costo per eventuale impianto di trattamento degli effluenti gassosi
- costo di allacciamento alla rete elettrica

A questi vanno aggiunti i costi necessari per l'ottenimento del Permesso di Ricerca e della Concessione, con relativi costi di Valutazione Impatto Ambientale. Particolarmente importante, e dipendente dal sito, è il costo di perforazione, che è generalmente funzione della profondità (lo sfruttamento di serbatoi geotermici più profondi comporta costi maggiori) e del tipo di roccia da perforare. In Europa, il costo di perforazione con la tecnologia attualmente disponibile è compreso tra 1.600-2.400 €/m. Il costo di impianto è invece funzione della "qualità termodinamica" del fluido, spesso identificata dalla temperatura della risorsa [2] (fluidi a più alta qualità consentono costi specifici di impianto inferiori) e della composizione chimica del fluido, che determina i materiali da adottare per i componenti (nei casi più critici è necessario ricorrere all'adozione di titanio). Lo sfruttamento di serbatoi geotermici più profondi, che comporta un costo di perforazione maggiore, consente in generale di disporre di un fluido geotermico a temperatura più elevata, e con un parziale effetto benefico sul costo di impianto specifico; le aree più favorite sono caratterizzate dalla presenza di serbatoi con fluidi geotermici di elevate caratteristiche termodinamiche a profondità contenute.

La ripartizione tra le varie voci del costo totale è ovviamente anch'essa molto diversa da caso a caso: la tabella riassume la suddivisione del costo totale stimata da diversi autori. Si osservi che nel caso di un futuro sviluppo dei sistemi EGS, il costo di perforazione (comprensivo dei costi di creazione del serbatoio artificiale) sarebbe più elevato, giungendo anche al 70% del costo totale.

Anno	2010	2009	2008	2005
	%	%	%	%
Esplorazione e validazione della risorsa	10÷15	25	10	10
Perforazione	20÷35	40	25	23
Impianto di convogliamento e trattamento fluido geotermico	10÷20	35	50	11
Impianto di produzione energia elettrica	40÷60			54
Altri costi (permessi, etc.)			15	12

Tabella 12. Ripartizione delle singole voci di costo del costo di investimento.

Tra i costi operativi, particolare attenzione deve essere posta ai costi di manutenzione: per avere una stima realistica di tali costi è certamente necessario distinguere i costi di manutenzione dei pozzi dai costi di manutenzione dell'impianto di produzione di energia elettrica.

Tra i costi operativi sono inoltre da considerare assicurazione e canoni. I canoni per gli impianti geotermici sono fissati dal D.L. 11/2/2010 n. 22, e sono dovuti per impianti di potenza superiore a 3 MW, nella misura di 0,13 c€/kWh da corrispondere ai comuni, e 0,195 c€/kWh da corrispondere alle regioni. Sono inoltre dovuti canoni per permessi di ricerca e coltivazione del campo geotermico.

A differenza di alcuni altri impianti a fonte rinnovabile, la cui producibilità è in generale funzione delle particolari condizioni meteorologiche, **gli impianti geotermici operano in condizioni sostanzialmente costanti** (l'unico effetto delle condizioni ambiente si ha sulla temperatura di condensazione) e sono caratterizzati da fattori di utilizzo estremamente elevati.

Poiché per qualsiasi voce di costo è riscontrabile una variabilità all'intermo di una certa fascia, nello studio del Politecnico per ciascun impianto il costo dell'energia elettrica prodotta è calcolato in tre casi:

- caso base, calcolato con parametri il più possibile rappresentativi di un ipotetico caso "tipico" italiano;
- caso con costo massimo, calcolato considerando i valori massimi delle voci di costo
- caso con costo minimo, calcolato considerando i valori minimi della fascia di costo.

### Analisi dei costi impianto a vapore di 20 MW

#### Fattore di utilizzo

I fattori di utilizzo degli impianti a vapore sono in generale superiori a 0,9: quale valore rappresentativo per il caso base si è assunto il valore 0,92, che corrisponde ad un numero annuo di ore di funzionamento pari a 8.060. Per gli altri casi sono stati considerati valori pari a 0,9 (7.884 ore/anno) e 0,96 (8.400 ore/anno).

#### Costo di investimento

Per il costo di impianto è stato utilizzato il valore complessivo pari a: 4.000 €/kW, considerato rappresentativo della realtà italiana per impianti di nuova concezione che sfruttino risorse a profondità dell'ordine di 3.000-4.000 m. I costi di investimento dichiarati in letteratura per gli impianti a vapore sono compresi nella fascia 1.600 – 5.000 €/kW .

### Analisi dei costi impianto a ciclo binario di 5 MW

#### Fattore di utilizzo

I fattori di utilizzo degli impianti a ciclo binario sono in generale superiori a 0,8: quale valore rappresentativo per il caso base si è assunto il valore 0,92, identico a quello assunto per il caso a vapore, che corrisponde ad un numero annuo di ore di funzionamento pari a 8.060. Per gli altri casi si sono considerati valori pari a 0,8 (7.000 ore/anno) e 0,94 (8.235 ore/anno).

#### Costo di investimento

Non essendo in esercizio impianti a ciclo binario in Italia, il costo di impianto totale viene stimato come somma dei principali costi, assumendo una localizzazione dell'impianto in zona rappresentativa di una condizione mediamente favorita. I costi di un impianto binario a fluido organico ORC (simile a quelli installati in Austria e Germania) sono compresi nella fascia 1.900 – 6.300 €/kW.

<b>GEOTERMICO</b>			<b>5000 kW</b>			<b>20000 kW</b>		
<b>DATI</b>			<i>medio</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>medio</i>	<i>max</i>	<i>min</i>
<b>Funzionamento</b>		[ore/anno]	<b>8060</b>	<b>7000</b>	<b>8235</b>	<b>8060</b>	<b>7884</b>	<b>8400</b>
<b>Investimento</b>		[€/kW]	<b>5500</b>	<b>6300</b>	<b>1900</b>	<b>4000</b>	<b>5000</b>	<b>1600</b>
<b>Personale</b>		[€/kW anno]	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Combustibile</b>		[€/kWh]			<b>0</b>			
<b>Manutenzione</b>	ord.	[€/kW anno]	<b>30</b>	<b>100</b>	<b>30</b>	<b>53</b>	<b>150</b>	<b>55</b>
<b>Manutenzione</b>	straord.	[€/kW anno]	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>16</b>
<b>Assicurazione</b>		[€/kW anno]	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Smaltimento</b>	rifiuti	[€/kW anno]						
<b>Canoni</b>		[€/kW anno]	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>27</b>
<b>Fiscali</b>	ICI	[€/kW anno]						
<b>Altro</b>		[€/kW anno]						
			<b>5000 kW</b>			<b>20000 kW</b>		
<b>RISULTATI</b>			<i>medio</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>medio</i>	<i>max</i>	<i>min</i>
<b>12 anni</b>								
<b>C tot</b>		[€/kWh]	<b>0.065</b>	<b>0.093</b>	<b>0.029</b>	<b>0.053</b>	<b>0.076</b>	<b>0.027</b>
<b>CI</b>		[€/kWh]	<b>0.076</b>	<b>0.100</b>	<b>0.026</b>	<b>0.055</b>	<b>0.071</b>	<b>0.021</b>
<b>CO</b>		[€/kWh]	<b>0.015</b>	<b>0.026</b>	<b>0.012</b>	<b>0.016</b>	<b>0.029</b>	<b>0.013</b>
<b>CC</b>		[€/kWh]	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>
<b>CO+CC</b>		[€/kWh]	<b>0.015</b>	<b>0.026</b>	<b>0.012</b>	<b>0.016</b>	<b>0.029</b>	<b>0.013</b>
<b>VR</b>		[€/kWh]	<b>0.026</b>	<b>0.034</b>	<b>0.009</b>	<b>0.019</b>	<b>0.024</b>	<b>0.007</b>
			<b>5000 kW</b>			<b>20000 kW</b>		
<b>RISULTATI</b>			<i>medio</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>medio</i>	<i>max</i>	<i>min</i>
<b>15 anni</b>								
<b>C tot</b>		[€/kWh]	<b>0.063</b>	<b>0.090</b>	<b>0.029</b>	<b>0.051</b>	<b>0.074</b>	<b>0.027</b>
<b>CI</b>		[€/kWh]	<b>0.064</b>	<b>0.085</b>	<b>0.022</b>	<b>0.047</b>	<b>0.060</b>	<b>0.018</b>
<b>CO</b>		[€/kWh]	<b>0.015</b>	<b>0.026</b>	<b>0.012</b>	<b>0.016</b>	<b>0.029</b>	<b>0.013</b>
<b>CC</b>		[€/kWh]	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>
<b>CO+CC</b>		[€/kWh]	<b>0.015</b>	<b>0.026</b>	<b>0.012</b>	<b>0.016</b>	<b>0.029</b>	<b>0.013</b>
<b>VR</b>		[€/kWh]	<b>0.016</b>	<b>0.021</b>	<b>0.005</b>	<b>0.011</b>	<b>0.015</b>	<b>0.004</b>

Tabella 13. Sintesi dei costi attualizzati per impianti geotermici.

(da: Politecnico Milano- Dip. Energia: Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dic. 2010)

Dove

$C_{tot}$ : costo totale, coincide con LCOE (Levelised cost of electricity)

- CI: quota di LCOE relativa al costo di investimento;  
 CO: quota di LCOE relativa ai costi operativi;  
 CC: quota di LCOE relativa al costo del combustibile;  
 VR: quota di LCOE relativa al valore residuo.

<b>I° caso: Ciclo Binario funzionamento medio</b>			<b>II° caso: Ciclo Binario funzionamento max</b>		
kW	h/anno	kWe h/anno	kW	h/anno	kWe h/anno
5.000	8.060	40.300.000	5.000	8.235	41.175.000
	Ctot	2.619.500		Ctot	2.676.375
	CI	3.062.800		CI	3.129.300
	CO	604.500		CO	617.625
	Vr	1.047.800		Vr	1.070.550
	CI-Ctot	443.300		CI-Ctot	452.925

Tabella 14: costi attualizzati per impianti geotermici a ciclo binario

<b>I° caso: Imp. vapore funzionamento medio</b>			<b>II° caso: Imp. vapore funzionamento max</b>		
kW	h/anno	kWeh/anno	kW	h/anno	kWeh/anno
20.000	8.060	161.200.000	20.000	8.440	168.800.000
	Ctot	10.478.000		Ctot	10.972.000
	CI	12.251.200		CI	12.828.800
	CO	2.418.000		CO	2.532.000
	Vr	4.191.200		Vr	4.388.800
	CI-Ctot	1.773.200		CI-Ctot	1.856.800

Tabella 15. Sintesi dei costi attualizzati per impianti geotermici a vapore.

Lo studio del Politecnico di Milano considera che gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con le fonti rinnovabili più diffuse sono ormai ben standardizzati in termini impiantistici, ma presentano grandi differenze per quanto concerne la localizzazione, le modalità di gestione e la disponibilità della fonte primaria. Tali differenze hanno una forte influenza sui costi di generazione che causano incrementi considerevoli rispetto alle situazioni più favorevoli. Una sintesi complessiva delle stime dei costi di produzione dell'energia elettrica e dei costi operativi è riportata nella seguente tabella:

		piccola	media	grande
<b>BIOGAS</b>	Potenza [kW]	100-530	-	901-1248
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.135-0.17</b>		<b>0.144-0.164</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.089-0.131</b>	-	<b>0.113-0.132</b>
<b>BIOGAS DISCARICA</b>	Potenza [kW]	500	-	1010
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.051-0.057</b>		<b>0.039-0.045</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.028-0.032</b>	-	<b>0.026-0.030</b>
<b>BIOMASSE SOLIDE</b>	Potenza [kW]	400	5005	14000-18500
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.267-0.27</b>	<b>0.158-0.161</b>	<b>0.154-0.156</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.194</b>	<b>0.106</b>	<b>0.109-0.123</b>
<b>BIOMASSE SOLIDE CON COGENERAZIONE</b>	Potenza [kW]	400	-	-
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.109-0.271</b>		
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.048-0.12</b>		
<b>BIOCOMBUSTIBILI</b>	Potenza [kW]	250	-	999
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.205-0.282</b>		<b>0.150-0.212</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.185-0.261</b>	-	<b>0.141-0.202</b>
<b>BIOCOMBUSTIBILI CON COGENERAZIONE</b>	Potenza [kW]	250	-	999
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.160-0.244</b>		<b>0.120-0.169</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.146-0.209</b>	-	<b>0.113-0.152</b>
<b>EOLICO</b>	Potenza [kW]	30-150	650	2000
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.117-0.286</b>	<b>0.086-0.138</b>	<b>0.067-0.114</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.027-0.083</b>	<b>0.020-0.040</b>	<b>0.013-0.035</b>
<b>FOTOVOLTAICO</b>	Potenza [kW]	3-20	100-200	1000
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.318-0.567</b>	<b>0.222-0.350</b>	<b>0.207-0.278</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.084-0.161</b>	<b>0.045-0.069</b>	<b>0.034-0.041</b>
<b>GEOTERMICO</b>	Potenza [kW]	5000	-	20000
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.029-0.093</b>		<b>0.027-0.076</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.012-0.026</b>	-	<b>0.013-0.029</b>
<b>IDROELETTRICO</b>	Potenza [kW]	50-200	400-600	1000-8000
	<b>C tot [€/kWh]</b>	<b>0.161-0.293</b>	<b>0.099-0.131</b>	<b>0.06-0.088</b>
	<b>CO+CC [€/kWh]</b>	<b>0.078-0.141</b>	<b>0.042-0.052</b>	<b>0.020-0.033</b>

Tabella 16. Sintesi dei costi attualizzati per impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (da: Politecnico Milano- Dip. Energia: Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dic. 2010).

Dalla tabella si evince che, sia gli impianti a ciclo binario (5 MW) che quelli a vapore (20 MW), presentano un costo totale per produzione di energia elettrica nettamente più basso rispetto a qualsiasi altra fonte di energia rinnovabile. Ai costi totali così definiti, sono da sommare i costi che bisogna sostenere nella prima fase di ricerca e di valutazione delle risorse geotermiche, che come visto possono essere rilevanti.

Per chi volesse approfondire gli argomenti trattati, si rimanda a:

- Department of Energy degli Stati Uniti (DOE)- Energy Efficiency& Renewable Energy (EERE)- GEOTHERMAL TECHNOLOGIES PROGRAM - A History of Geothermal Energy Research and Development in the United States:
  - Vol. 1- Exploration 1976 – 2006
  - Vol. 2- Drilling 1976 – 2006
  - Vol. 3- Reservoir Engineering 1976 – 2006
  - Vol. 4- Energy Conversion 1976 – 2006
- Argonne national laboratory del Department of Energy degli Stati Uniti (DOE): - LIFE-CYCLE ANALYSIS RESULTS OF GEOTHERMAL SYSTEMS IN COMPARISON TO OTHER POWER SYSTEMS. Agosto 2010

Per i sistemi geotermici non convenzionali (già citato a pag. 26) :

- Department of Energy degli Stati Uniti (DOE)- Energy Efficiency& Renewable Energy (EERE): The future of geothermal energy - Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century (© 2006 Massachusetts Institute of Technology)

#### 4. Valutazione produzione di energia elettrica e termica.

La geotermia, come specificato precedentemente, da luogo a due filiere principali che si distinguono tra loro per le tecnologie utilizzate e per le differenti possibili applicazioni: la produzione di energia elettrica da geotermia a media ed alta entalpia e la produzione di calore da geotermia a bassa e bassissima entalpia.

La quantità di energia termica esistente nel sottosuolo è enorme. Un gruppo di esperti ha stimato il potenziale geotermico di ciascun continente, distinguendo le risorse ad alta e bassa temperatura, in circa 25.000 TWh/a.

<b>Potenziale geotermico mondiale (International Geothermal Association, 2001)</b>			
Continente	Risorse ad alta temperatura adatte per generazione di elettricità		Risorse a bassa temperatura adatte per usi diretti del calore Tj/a x 106 (limite inferiore)
	Tecnologia convenzionale TWh/a di elettricità	Tecnologia convenzionale e binaria TWh/a di elettricità	
Europa	1830	3700	> 370
Asia	2970	5900	> 320
Africa	1220	2400	> 240
Nord America	1330	2700	> 120
America Latina	2800	5600	> 240
Oceania	1050	2100	> 110
Potenziale mondiale	11 200	22 400	> 1400

Tabella 17. Potenziale geotermico mondiale.

L'energia geotermica, se sfruttata correttamente, può certamente assumere un ruolo significativo nel bilancio energetico di numerosi paesi. In alcune situazioni, anche risorse geotermiche di modeste dimensioni sono in grado di poter risolvere numerosi problemi locali e di migliorare lo standard di vita di piccole comunità isolate.

##### 4.1 Produzione geotermoelettrica

Lo sviluppo dell'energia geotermoelettrica nel mondo, nell'ultimo ventennio, è quasi raddoppiata passando da 5.832 a 10.717 MWe di potenza installata.

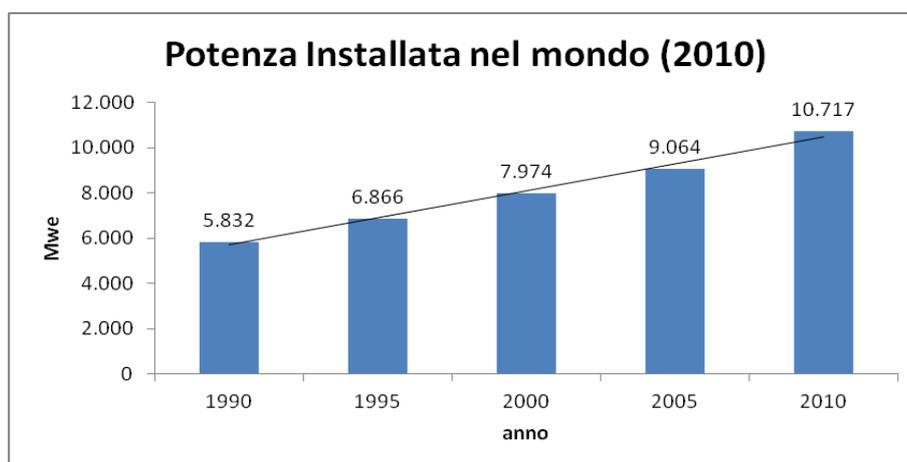


Figura 34. Potenza installata degli impianti geotermici nel mondo (2010). Da: International Geothermal Association -IGA ([http://www.geothermal-energy.org/Geothermal energy- Direct uses](http://www.geothermal-energy.org/Geothermal%20energy-Direct%20uses))-Parzialmente modificata.

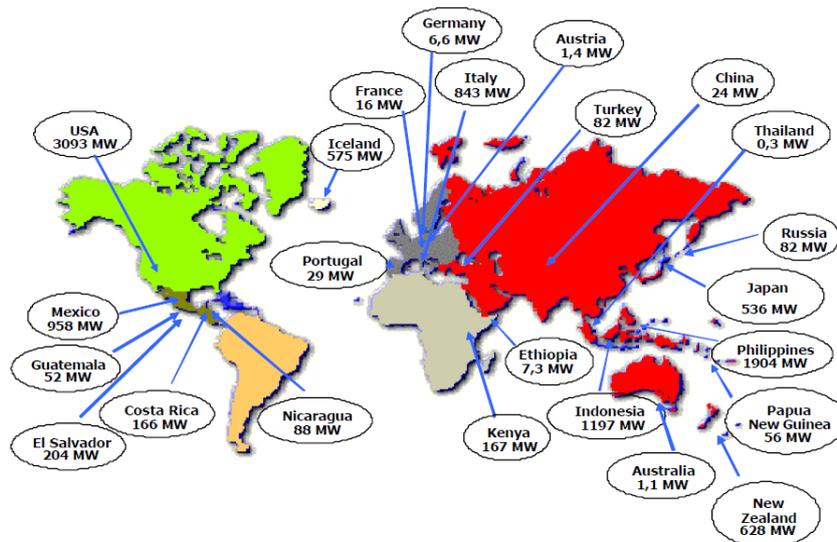


Figura 35. Potenza installata degli impianti geotermici nel mondo (2010). Da: R. Bertani: Geothermal Power generation in the world 2005-2010. Update report. In Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia 25-29 April.

I principali paesi produttori si situano alla periferia del Pacifico: sei nelle Americhe per 4561 MW, sei in Asia per 3743,3 MW e 3 in Oceania per 685 MW. L'Europa conta 7 paesi produttori per una potenza installata complessiva di 1553 MW; mentre l'Africa ne conta due per 174,3 MW.

La potenza degli impianti geotermici presenti nel mondo (vedi Fig. 36 e Tab. 18) vede al primo posto gli Stati Uniti (28,9% della potenza installata), seguiti da Filippine (17,8%) Indonesia (11,2%) e Messico (8,9%). L'Italia, con i suoi 843 MWe installati risulta posizionata al 5° posto.

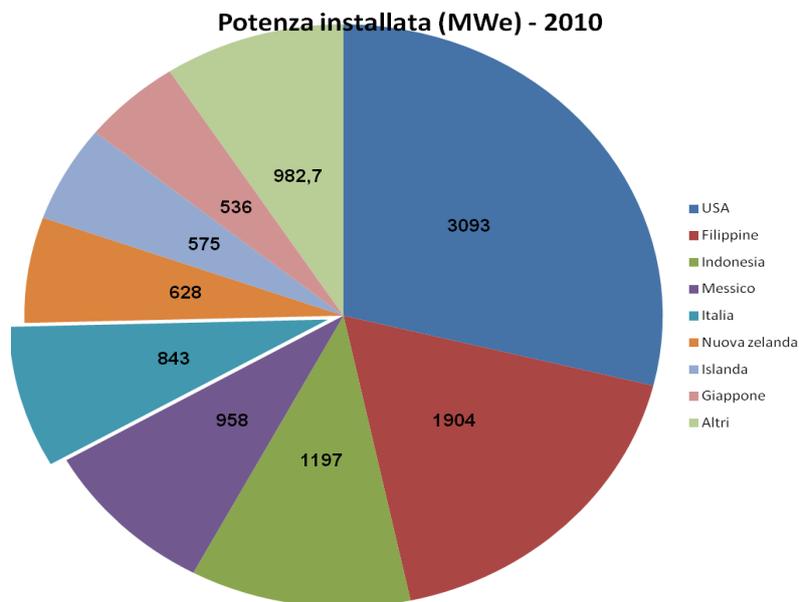


Figura 36. Potenza installata (MWe) nel mondo.

Potenza installata (Installed Generating Capacity)						
Nazione	1990 Mwe	1995 Mwe	2000 Mwe	2005 Mwe	2010 Mwe	%
USA	2774,6	2816	2228	2544	3093	28,9
Filippine	891	1227	1909	1931	1904	17,8
Indonesia	144,8	309,8	589,5	797	1197	11,2
Messico	700	753	755	953	958	8,9
Italia	545	631,7	785	790	843	7,9
Nuova Zelanda	283,2	286	437	435	628	5,9
Islanda	44,6	50	170	322	575	5,4
Giappone	214,6	413,7	546,9	535	536	5,0
El Salvador	95	105	161	151	204	1,9
Kenia	45	45	45	127	167	1,6
Costa Rica	0	55	142,5	163	166	1,5
Nicaragua	35	70	70	77	88	0,8
Russia (Kamchaka)	11	11	23	79	82	0,8
Turchia	20,6	20,4	20,4	20,4	82	0,8
Papua Nuova Guinea	0	0	0	39	56	0,5
Guatemala	0	33,4	33,4	33	52	0,5
Portogallo (Azzorre)	3	5	16	16	29	0,3
Cina	19,2	28,8	29,2	28	24	0,2
Francia (Guadalupa)	4,2	4,2	4,2	15	16	0,1
Etiopia	0	0	8,5	7	7,3	0,1
Germania	0	0	0	0,2	6,6	0,1
Austria	0	0	0	1	1,4	0,0
Australia	0	0,2	0,2	0,2	1,1	0,0
Tailandia	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
Argentina	0,7	0,6	0	0	0	0,0
<b>Totale</b>	<b>5831,8</b>	<b>6866,1</b>	<b>7974,1</b>	<b>9064,1</b>	<b>10716,7</b>	<b>100</b>

Tabella 18. Potenza installata degli impianti geotermici nel mondo (2010). Da: International Geothermal Association -IGA  
([http://www.geothermal-energy.org/Geothermal energy- Direct uses](http://www.geothermal-energy.org/Geothermal%20energy-Direct%20uses))-Parzialmente modificata

Gli incrementi più significativi della potenza installata, nell'intervallo 2000-2010, si sono osservati negli USA (+ 865MW), Indonesia (+ 608 MW), Islanda (+405MW), Messico e Nuova Zelanda con circa 200 MW.

Complessivamente al 2010 l'energia elettrica di fonte geotermica prodotta nel mondo è stata pari a 67.246 GWh, con un incremento della produzione nell'ultimo quinquennio stimato intorno al 21%. I cinque paesi principali produttori di energia elettrica restano, come già visto, USA, Filippine, Indonesia, Messico e Italia. Per un quadro generale delle situazioni relative all'energia elettrica di generazione geotermica si rimanda allo studio del Bertani<sup>17</sup> che fornisce un quadro generale per tutti i paesi produttori.

<sup>17</sup> R. Bertani: *Geothermal Power generation in the world 2005-2010 Update report. In Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia 25-29 April*

Ranking	Paese	Potenza Installata	Energia prodotta	Potenza Installata	Energia prodotta	Previsione	Incremento dal 2005			
		2005		2010		2015	MW	GWh	Capacità (MW) %	Energia (GWh) %
		MW	GWh	MW	GWh	MW				
1	USA	2.564	16.840	3.093	16.603	5.400	529	-237	20,6	-1,4
2	Filippine	1.930	9.253	1.904	10.311	2.500	-26	1058	-1,3	11,4
3	Indonesia	797	6.085	1.197	9.600	3.500	400	3515	50,2	57,8
4	Messico	953	6.282	958	7.047	1.140	5	765	0,5	12,2
5	Italia	791	5.340	843	5.520	920	52	180	6,6	3,4
6	Islanda	202	1.483	575	4.597	800	373	3114	184,7	210,0
7	Nuova Zelanda	435	2.774	628	4.055	1.240	193	1281	44,4	46,2
8	Giappone	535	3.467	536	3.064	535	1	-403	0,2	-11,6
9	Kenia	129	1.088	167	1.430	530	38	342	29,5	31,4
10	El Salvador	151	967	204	1.422	290	53	455	35,1	47,1
11	Costa Rica	163	1.145	166	1.131	200	3	-14	1,8	-1,2
12	Turchia	20	105	82	490	200	62	385	310,0	366,7
13	Papua-N.Guinea	6	17	56	450	75	50	433	833,3	2547,1
14	Russia	79	85	82	441	190	3	356	3,8	418,8
15	Nicaragua	77	271	88	310	240	11	39	14,3	14,4
16	Guatemala	33	212	52	289	120	19	77	57,6	36,3
17	Portogallo	16	90	29	175	60	13	85	81,3	94,4
18	Cina	28	96	24	150	60	-4	54	-14,3	56,3
19	Francia	15	102	16	95	35	1	-7	6,7	-6,9
20	Germania	0	2	7	50	15	6	49	3200,0	3233,3
21	Etiopia	7	0	7	10	45	0	10		
22	Austria	1	3	1	4	5	0	1	27,3	18,8
23	Tailandia	0	2	0	2	1	0	0	0,0	11,1
24	Australia	0	1	1	1	40	1	0	450,0	0,0
25	Argentina	0	0	100	0	30	100	0		
26	Canada	0	0	0	0	20	0	0		
27	Cile	0	0	0	0	150	0	0		
28	Grecia	0	0	0	0	30	0	0		
29	Nevis	0	0	0	0	35	0	0		
30	Olanda	0	0	0	0	5	0	0		
31	Onduras	0	0	0	0	35	0	0		
32	Romania	0	0	0	0	5	0	0		
33	Slovacchia	0	0	0	0	5	0	0		
34	Spagna	0	0	0	0	40	0	0		
35	Ungheria	0	0	0	0	5	0	0		
Totale		8.933	55.709	10.817	67.246	18.501	1884	11537	21,1	20,7

Da: R. Bertani: Geothermal Power generation in the world 2005-2010 Update report. In Proceedings Worl Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia 25-29 April. Modificata 2013

Tabella 19. Potenza installata ed energia prodotta nel 2005, 2010 e previsioni per il 2015



Figura 35. Principali campi geotermici nel mondo.

Principali Campi geotermici nel Mondo				
Ranking	Denominazione	Paese	Potenza installata (MW)	Energia Prodotta (GWh)
1	The Geysers	California (USA)	1585	7062
2	Cerro Prieto	Messico	720	5176
3	Tongonan	Indonesia	716	4746
4	Larderello	Italia	595	3666
5	Salk	Indonesia	377	3024
6	Salton Sea	California (USA)	329	2634
7	Corso	California (USA)	270	2381
8	Mak Ban	Indonesia	458	2144
9	Darajat	Indonesia	260	2085
10	Wajang Windu	Indonesia	227	1821
11	Hellisheidi	Islanda	213	1704
12	Wairakei	Nuova Zelanda	232	1693

Tabella 20. Caratteristiche dei principali campi geotermici nel mondo.

Secondo quanto affermato dal Bertani<sup>18</sup> al 2010 nel mondo risultavano in servizio 536 impianti di produzione di energia elettrica da fonte geotermica, di cui 146 risultano entrati in produzione dopo il 2005. Per le diverse tipologie di impianto si rimanda alla Tabella 21.

<sup>18</sup> R. Bertani: *Visione Strategica per lo Sviluppo Geotermico in Europa al 2050- Soc. Geol. It. - Conferenza . quale futuro per la geotermia in Italia. Roma 17/12/2010* ([http://www.socgeol.it/542/quale\\_futuro\\_per\\_la\\_geotermia\\_in\\_italia.html](http://www.socgeol.it/542/quale_futuro_per_la_geotermia_in_italia.html))

IMPIANTI GEOTERMICI NEL MONDO							
TIPO	Numero impianti	%	Average Energy (GWh/ unit)	%	Average Capacity (MWh/ unit)	%	
Binary	59	11	27	3	5	4	
Back Pressure	5	1	96	12	6	5	
Single Flash	220	41	199	24	31	25	
Double Flash	107	20	236	29	34	28	
Dry Steam	145	27	260	32	46	38	
Hybrid	0	0	0	0	0	0	
<b>Totale</b>	<b>536</b>	<b>100</b>	<b>818</b>	<b>100</b>	<b>122</b>	<b>100</b>	

Da: R. Bertani: Visione Strategica per lo Sviluppo Geotermico in Europa al 2050 (2010)

La Potenza media su tutte le 536 unità in servizio vale 20,6 MW

**BIG**

Solo 65 unità presentano una potenza > 55MW (media 74MW)

**SMALL**

solo 270 unità con potenza < di 10 MW (media 3,2 MW)

**di cui 27 unità sono Impianti Binari**

Tabella 21. Tipologia e caratteristiche principali degli impianti geotermici nel mondo.

**IMPIANTI GEOTERMICI NEL MONDO**  
% Energia prodotta (GWh/u) per tipologia d'impianto

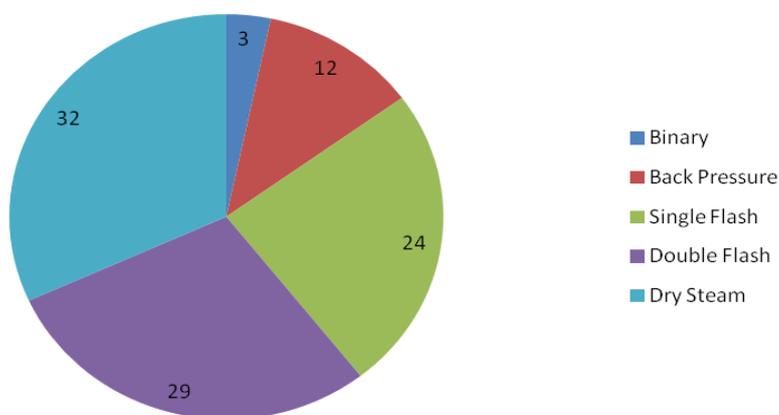


Figura 36. Energia prodotta (%) per le diverse tipologie di impianti geotermici nel mondo

In Italia gli impianti geotermici finalizzati alla produzione di energia elettrica sono ubicati esclusivamente nella provincia geotermica Toscana (Larderello, Travale e Monte Amiata), che ricadono all'interno di tre territori provinciali, in cui sono presenti 32 impianti per una potenza installata pari a 843 MW; nelle figure successive vengono schematicamente riportate l'ubicazione, la potenza installata ed altre caratteristiche generali delle tre aree geotermali.

## Potenza Installata in Italia (2010)

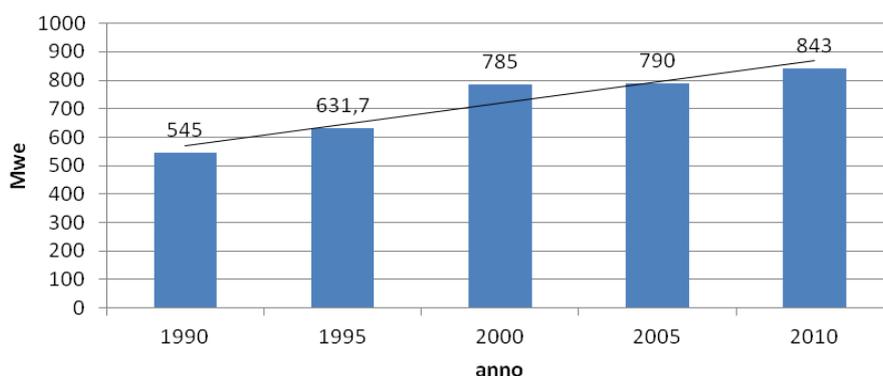
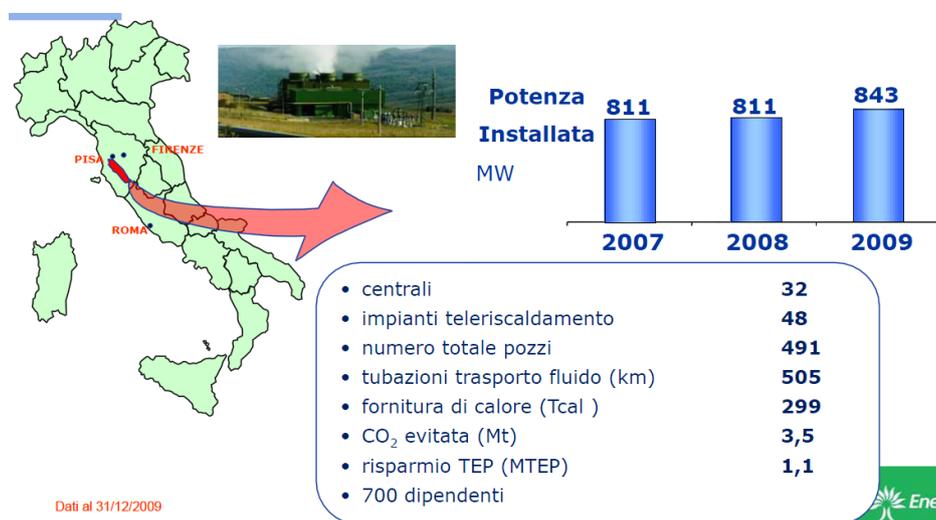


Figura 37. Evoluzione della potenza geotermica installata in Italia



### PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEI CAMPI GEOTERMICI ITALIANI

(Cappetti G., Romagnoli P., Sabatelli F. - 2010 – Geotherma power generation in Italy – WGC , 2010, Bali, Indonesia)

- ➔ **Campo di Larderello – 594.5 MW – 250 km<sup>2</sup>:**
  - ➔ uno dei più potenti campi geotermici del mondo
  - ➔ circa **200 pozzi produttivi** (profondi da meno di 1000 ad oltre 4000 m)
  - ➔ **vapore surriscaldato** a temperatura di **150-270 °C** e pressioni da **2 a 18 bar**, e con un contenuto di gas incondensabili tra **1 e 15 %** in peso.
- ➔ **Campo di Travale-Radicondoli – 160 MW – 50 km<sup>2</sup>:**
  - ➔ **27 pozzi produttivi** a profondità di 1500-3500 m
  - ➔ **vapore surriscaldato** a temperatura di **190-250 °C** e pressioni da **8 a 20 bar**, e con un contenuto medio di gas incondensabili tra **4 e 8 %** in peso.
- ➔ **Campi di Bagnore e Piancastagnaio (Monte Amiata) – 88 MW:**
  - ➔ **pozzi produttivi** (profondi da 2500 a 4000 m), serbatoio a liquido dominante, pressioni di strato dell'ordine di **200 bar a 3000 m** e temperature di serbatoio di **300-350 °C**.
  - ➔ I pozzi producono una miscela bifase di acqua, separata a bocca-pozzo alla pressione di circa 20 bar, e vapore saturo con un contenuto di gas tra **6 e 8 %** in peso.

Figura 38. principali caratteristiche dei campi geotermici italiani

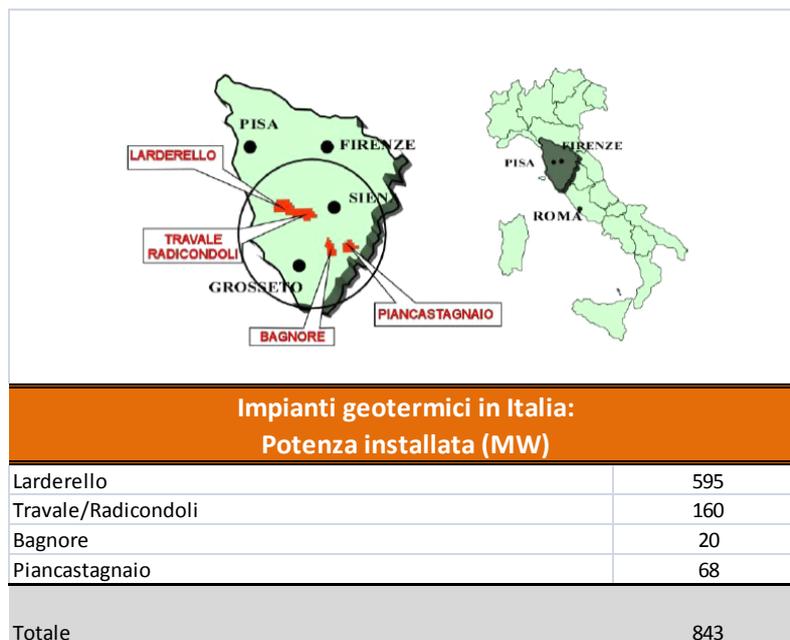


Figura 39. L'ubicazione e potenza installata delle tre aree geotermali della Toscana.

Il parco geotermoelettrico italiano ha registrato nel periodo 1999-2009, come riportato dal GSE,<sup>19</sup> continui miglioramenti. A parità di numero di impianti, la potenza è cresciuta al tasso medio dell'1.7% e la produzione del 2.0%. La distribuzione per classe di potenza mostra che il 52% della potenza totale e il 48 % della produzione totale sono riconducibili a impianti di taglia tra 10 e 20 MW.

Numerosità, potenza e produzione degli impianti geotermoelettrici in Italia				
Anno	n°	Potenza installata MW	Produzione elettrica GWh	Ore di utilizzazione MWh/MW
1999	32	621	4.403	7.090
2000	33	627	4.705	7.510
2001	30	573	4.507	7.865
2002	34	707	4.662	6.594
2003	34	707	5.341	7.554
2004	31	681	5.437	7.984
2005	31	711	5.325	7.489
2006	31	711	5.527	7.774
2007	31	711	5.569	7.833
2008	31	711	5.520	7.764
2009	32	737	5.342	7.248

Tabella 22. Numerosità, potenza e produzione degli impianti geotermici in Italia ( GSE- Geotermoelettrico 2009):

<sup>19</sup> GSE- Geotermoelettrico : Rapporto statistico 2009.

La tabella mostra che la variabilità negli anni è estremamente limitata. In Italia nel 2009 la potenza efficiente lorda degli impianti geotermoelettrici rappresenta il 2,8% della potenza totale degli impianti alimentati da FER, la produzione il 7,7% della produzione lorda da FER.

La tabella 23 e il grafico 39 seguente mostrano la produzione di elettricità da fonte geotermica in Italia per classe di potenza degli impianti. Il 48,3% della produzione deriva dagli impianti con potenza compresa tra 10 e 20 MW, la loro produzione media è pari a 112,1 GWh. Il 33,3% compete agli impianti con potenza installata compresa tra 20 e 100 MW, il rimanente 18,4% alle restanti classi.

<b>Distribuzione della produzione geotermoelettrica in Italia nel 2009 (secondo classe di potenza)</b>					
	< 10 MW	10 ÷ 20 MW	20 ÷ 100 MW	>100 MW	Totale
n°	2,0	23,0	6,0	1,0	32,0
Produzione (GWh)	77,1	2.578,1	1.780,0	906,6	5.341,8
Produzione (%)	1,4	48,3	33,3	17,0	
Produzione media (GWh)	38,6	112,1	296,7	906,6	1.354,0

Tabella 23. Distribuzione della produzione geotermoelettrica in Italia per classi di potenza ( GSE- Geotermoelettrico 2009).

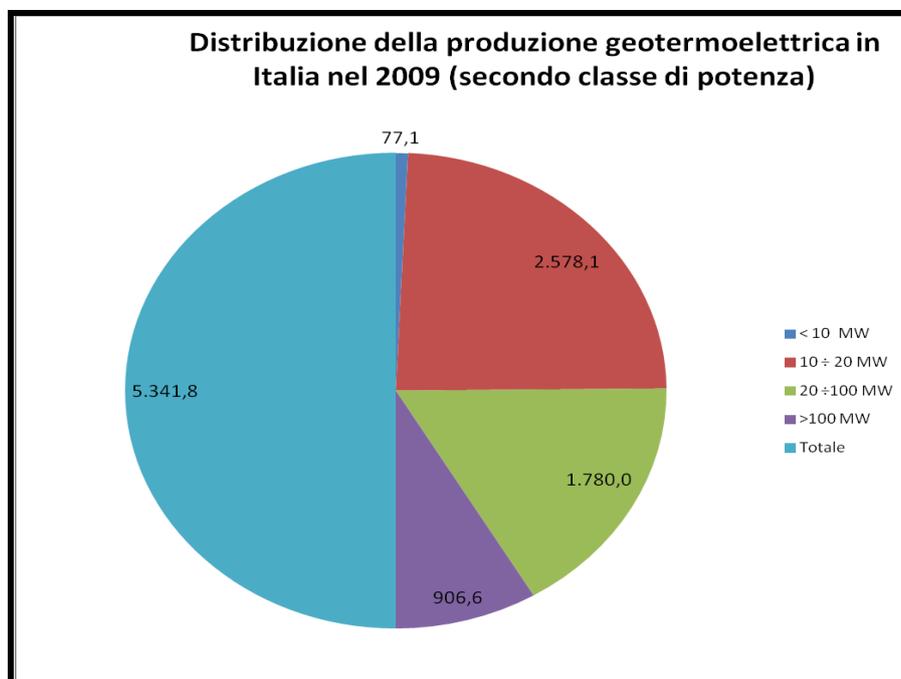


Figura 39. Distribuzione della produzione geotermoelettrica in Italia per classi di potenza ( GSE- Geotermoelettrico 2009).

In Italia, nel corso degli ultimi 5 anni abbiamo assistito ad un vero e proprio boom per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (idraulica, eolica, solare, geotermica, bioenergie): la potenza efficiente lorda complessiva è passata da 23.859 MW del 2008 ad una potenza di 47.101 MW nel 2012 con un incremento del 97 %. La produzione lorda di energia elettrica è passata da 58.163 GWh del 2008 a 92.460 GWh nel 2012 con un incremento del 59%.

Nello stesso periodo il Consumo Interno Lordo (CIL) di energia elettrica ha avuto un decremento di poco superiore al 5% passando 353.560 GWh del 2008 ai 336.249. In tale periodo l'incidenza delle FER sul CIL di energia elettrica è passato dal 16 al 27 %.

Sui diversi aspetti della produzione di energia elettrica da FER si rimanda alla relazione generale del PEARS.

## Energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia: Potenza e produzione

Potenza Efficiente Lorda (MW)	2008	2009	2010	2011	2012
Idraulica	17.623	17.721	17.876	18.092	18.200
Eolica	3.538	4.898	5.814	6.936	7.979
Solare	432	1.144	3.470	12.773	16.350
Geotermica	711	737	772	772	772
Bioenergie	1.555	2.019	2.352	2.825	3.800
<b>Totale FER</b>	<b>23.859</b>	<b>26.519</b>	<b>30.284</b>	<b>41.398</b>	<b>47.101</b>

Incidenza Geotermica su totale FER (%)	2008	2009	2010	2011	2012
	3,0	2,8	2,5	1,9	1,6

Produzione Lorda (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012
Idraulica	41.623	49.137	51.117	45.823	41.940
Eolica	4.861	6.543	9.126	9.856	13.900
Solare	193	676	1.906	10.796	18.800
Geotermica	5.520	5.342	5.376	5.654	5.570
Bioenergie	5.966	7.557	9.440	10.832	12.250
<b>Totale FER</b>	<b>58.163</b>	<b>69.255</b>	<b>76.965</b>	<b>82.961</b>	<b>92.460</b>

Incidenza Geotermica su totale FER (%)	2008	2009	2010	2011	2012
	9,5	7,7	7,0	6,8	6,0

Consumo Interno Lordo CIL (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012
	353.560	333.296	342.933	346.368	336.249
<b>FER/CIL %</b>	<b>16</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>27</b>

**Tabella 24. Energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia: Potenza e produzione.**  
Da GSE- Impianti a fonti rinnovabili in Italia: Prima stima 2012 (Edizione 28.02.2013).

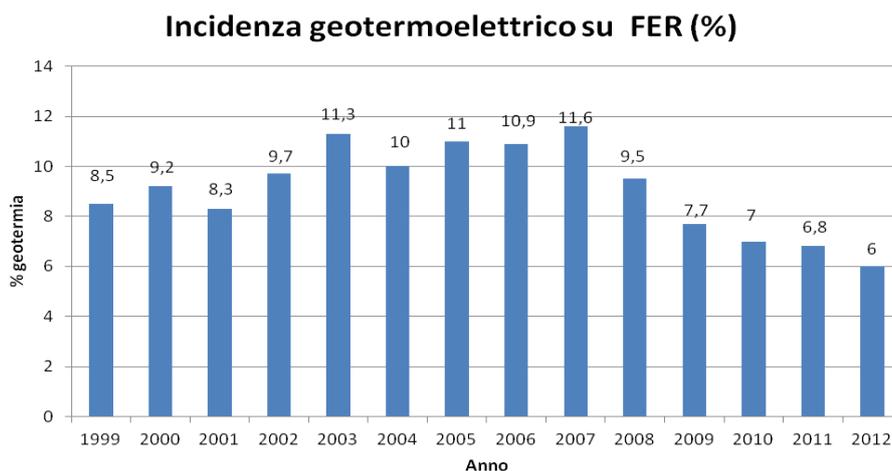


Figura 40. Incidenza della produzione geotermoelettrica su produzione totale energia elettrica prodotta da FER in Italia ( da GSE e Terna, rielaborata)

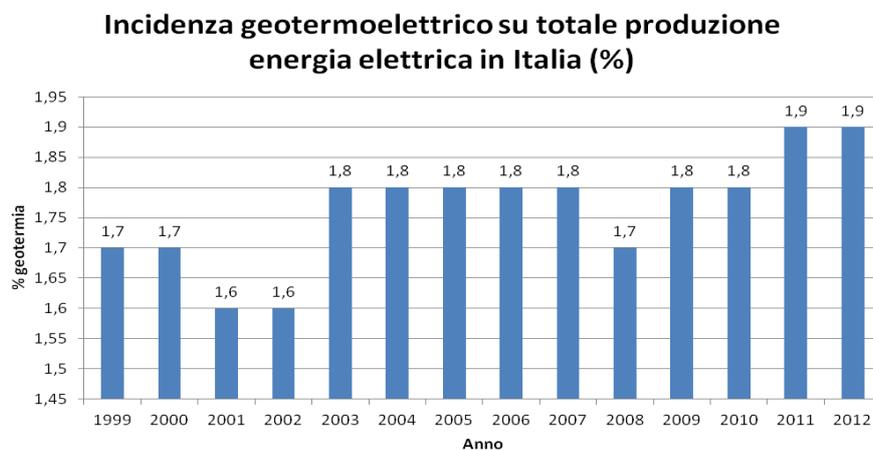


Figura 41. Incidenza della produzione geotermoelettrica su produzione totale energia elettrica in Italia da GSE e Terna; rielaborata)

Il contributo della fonte geotermica alla produzione totale rinnovabile mostra una certa variabilità negli anni 1999-2012 passando dall'8,5% del 1999 al massimo di 11,6% del 2007 per poi scendere al minimo del 6% del 2012.

Più costante il contributo alla produzione totale che si colloca nella fascia 1,6-1,9 %.

La fonte geotermica, si rammenta; è caratterizzata da una costante disponibilità nell'intero anno, tanto che gli impianti geotermoelettrici presentano utilizzazioni medie storiche a piena potenza tra le 7.000 e le 8.300 ore (80-95 %), come evidenziato dallo studio del Politecnico di Milano, riportato precedentemente.

In conclusione, al 2012, la produzione lorda geotermoelettrica in Italia ha raggiunto i 5.570 GWh, in equilibrio con gli anni precedenti, in considerazione anche del fatto che la potenza degli impianti esistenti non ha subito modifiche sostanziali. L'incidenza della geotermia nei confronti delle FER è scesa al 6%: il trend degli ultimi anni risulta in recessione in considerazione del forte aumento della produzione di tutte le altre FER che sono passate dai circa 24.000 ai 47.000 MW di potenza efficiente lorda(+97%) e per quanto riguarda la produzione lorda dai 58.000 GWh del 2008 ai 92.000 GWh del 2012 con un incremento del 59%.

## 4.2 Produzione di calore da fonte geotermica

Lo sviluppo degli usi diretti del calore terrestre è ancora molto limitato, in relazione alla rilevanza del potenziale geotermico e delle sue numerose applicazioni, come brevemente descritto nel paragrafo 3.6, e come schematicamente riportato anche nel diagramma seguente. Le possibilità di utilizzo dell'energia geotermica a temperature inferiori a quelle comunemente utilizzate per la produzione geotermoelettrica sono notevoli e spaziano dalle comuni terme ai sempre più frequenti utilizzi diretti per scopi agroalimentari, florovivaistici ed industriali.

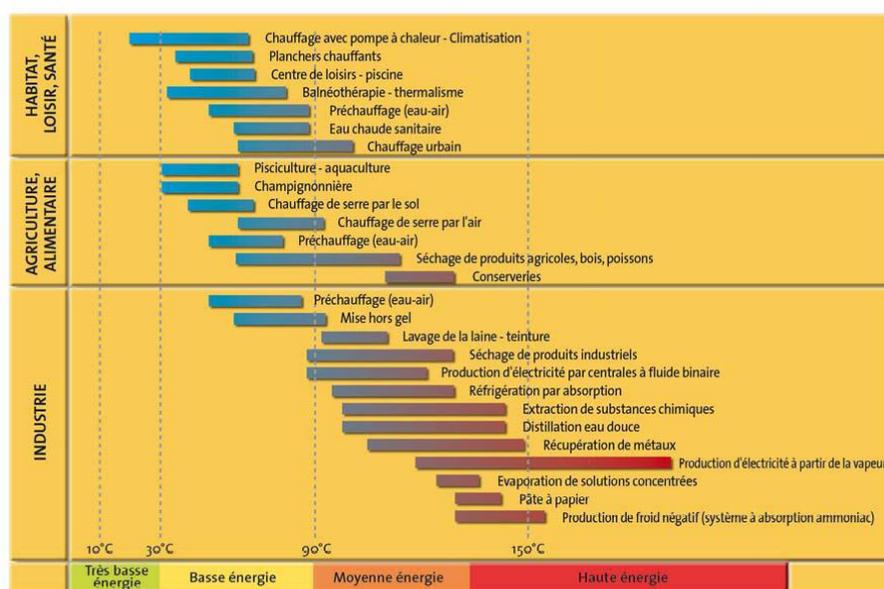


Figura 42. Diagramma per l'utilizzazione dei fluidi geotermici per i diversi settori di utilizzo: Abitazioni-Servizi e sanità, Agroalimentare e Industria. (Da: La géothermie, édition 2008 Collectif BRGM-ADEME Orléans, Angers : Editions BRGM, ADEME Edition 2008 ; Coll. "Les Enjeux des Géosciences"; 64 p. ill.; 25 cm ISBN : 2-7159-2454-3).

La produzione di calore da fonte geotermica può essere ottenuta in due modi distinti. Il primo consiste nell'utilizzo diretto degli acquiferi del sottosuolo con temperature comprese fra 30 e 150°C. In questi sistemi l'acqua calda proveniente da uno o più pozzi è fatta passare attraverso degli scambiatori di calore collegati ad una rete di tubazioni che percorrono, per es., un centro abitato da riscaldare: ciò permette sia di fornire calore per il riscaldamento domestico sia di produrre acqua calda sanitaria mediante altri piccoli scambiatori di calore posti all'interno delle singole costruzioni. Il secondo metodo di produzione di calore consiste nelle pompe di calore geotermiche, come già ampiamente visto al paragrafo 3.9, che utilizzano la geotermia nella sua piena accezione di calore immagazzinato nel sottosuolo. Queste pompe sfruttano lo scarto di temperatura tra l'aria ed il terreno (o talvolta l'acqua di laghi/fiumi) attraverso sonde poste sotto la superficie terrestre a profondità dell'ordine di decine o al massimo poche centinaia di metri. Le pompe di calore geotermico fanno parte delle tecnologie rinnovabili che stanno acquisendo sempre più successo nel mercato Europeo. I vantaggi principali di questa tecnologia derivano dal fatto che possa essere utilizzata sia per il riscaldamento invernale degli edifici sia per il loro raffrescamento estivo ed è caratterizzata da una continuità stagionale e giornaliera: infatti non è influenzata dalle condizioni meteorologiche, dal naturale alternarsi del giorno e della notte e delle stagioni.

Nei Paesi dell'Unione Europea gli obiettivi per il 2010, previsti nel Libro Bianco, per quanto riguarda la produzione di calore sono già stati ampiamente superati, con previsione di triplicare il valore assunto nel Libro Bianco. Questo viene spiegato in parte con l'arrivo dei nuovi stati membri, ma soprattutto con l'elevata crescita del mercato delle pompe di calore. Al 2010 si stima, secondo quanto pubblicato dall' International Geothermal Association, che nel mondo l'uso diretto dell'energia geotermica si aggiri intorno ai 120.000 MWh per una potenza installata pari a 54.000 MWt, con un incremento della produzione nel periodo 2005-2010 intorno al 65%.

### Usi diretti energia geotermica nel mondo

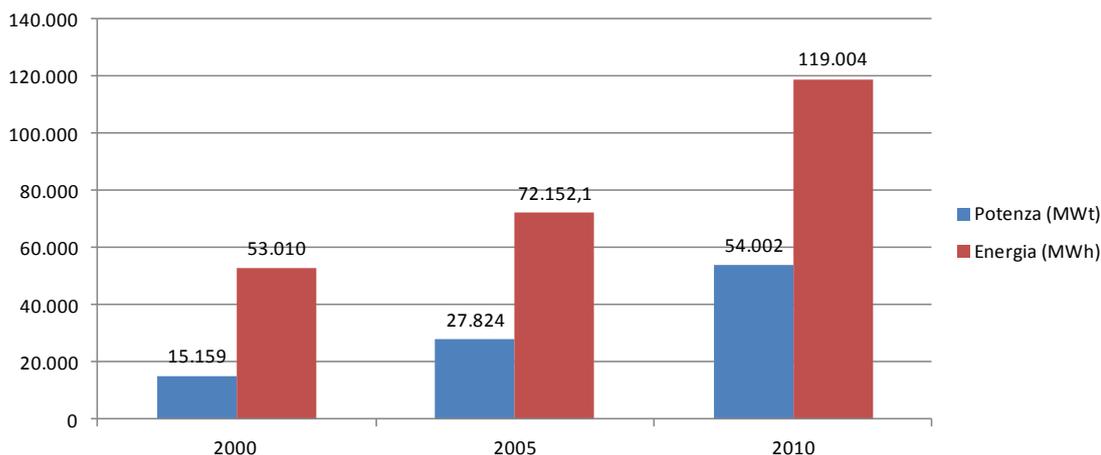
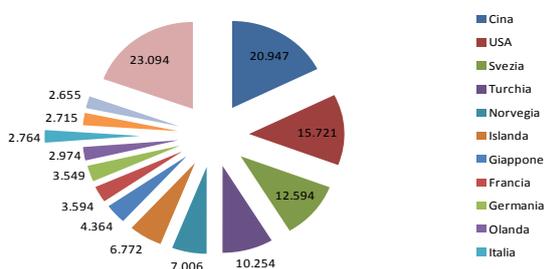


Figura 43. Usi diretti dell'energia geotermica nel mondo. Da: International Geothermal Association -IGA (<http://www.geothermal-energy.org/Geothermal energy- Direct uses>)-Parzialmente modificata.

Attualmente sono 75 i paesi che hanno dichiarato di far uso di calore proveniente da fonte geotermica. Tra i principali utilizzatori la Cina e di gran lunga il paese con la più alta potenza e la più alta produzione di calore, corrispondente a circa il 18% del totale mondiale, seguiti dagli USA (13%), Svezia (11%), Turchia (9%).

### Usi diretti energia geotermica nel mondo: principali paesi produttori



### Usi diretti energia geotermica in Italia

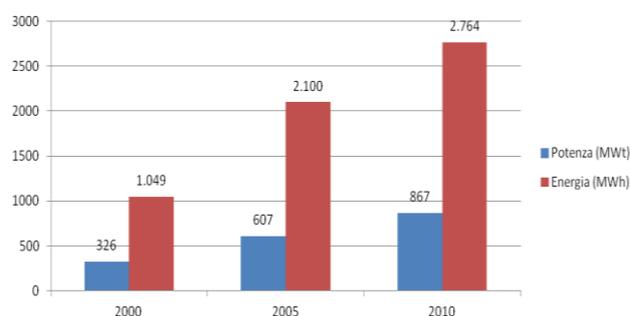


Figura 44. Usi diretti dell'energia geotermica nel mondo: principali paesi produttori di calore geotermico.

Figura 45. Usi diretti dell'energia geotermica in Italia nel periodo 2000-2010.

Da: International Geothermal Association -IGA (<http://www.geothermal-energy.org/Geothermal energy- Direct uses>)-Parzialmente modificata

L'Italia con una potenza di 867 MWt ed una produzione 2.764 MWh si posiziona all'11° posto del ranking degli usi diretti della produzione di calore da fonte geotermica, con un incremento del 30 % nel quinquennio 2005-2010, con un trend di sviluppo molto più contenuto rispetto ai principali paesi europei.

Usi diretti	Incremento 2005-2010			
	Potenza MWt	%	Energia GWh	%
<b>Italia</b>	<b>260,4</b>	<b>42,9</b>	<b>663,6</b>	<b>31,6</b>

Usi diretti Nazione	2000		2.005		2.010		2.010	
	Potenza MWt	Energia GWh	Potenza MWt	Energia GWh	Potenza MWt	%	Energia GWh	%
1 Cina	2.282,0	10.538,4	3.687,0	12.613,7	8.898,0	16,5	20.946,8	17,6
2 USA	3.766,0	5.644,0	7.817,4	8.684,4	12.611,5	23,4	15.721,4	13,2
3 Svezia	377,0	1.147,6	3.840,0	10.008,0	4.460,0	8,3	12.593,7	10,6
4 Turchia	820,0	4.380,2	1.177,0	5.455,2	2.084,0	3,9	10.254,3	8,6
5 Norvegia	6,0	8,9	450,0	643,3	3.300,0	6,1	7.005,6	5,9
6 Islanda	1.469,0	5.607,3	1.791,0	6.620,0	1.826,0	3,4	6.772,4	5,7
7 Giappone	1.167,0	7.487,4	413,4	1.434,8	2.099,5	3,9	4.364,0	3,7
8 Francia	326,0	1.360,8	308,0	1.444,4	1.345,0	2,5	3.594,3	3,0
9 Germania	397,0	435,9	504,6	808,9	2.485,4	4,6	3.548,5	3,0
10 Olanda	10,8	15,8	253,5	190,4	1.410,3	2,6	2.974,4	2,5
<b>11 Italia</b>	<b>325,8</b>	<b>1.049,2</b>	<b>606,6</b>	<b>2.100,0</b>	<b>867,0</b>	<b>1,6</b>	<b>2.763,6</b>	<b>2,3</b>
12 Ungheria	472,7	1.135,9	694,2	2.207,3	654,6	1,2	2.715,2	2,3
13 Nuova Zelanda	307,9	1.968,5	308,1	1.969,9	393,2	0,7	2.655,5	2,2
14 Canada	377,6	284,4	461,0	707,8	1.126,0	2,1	2.466,7	2,1
15 Finlandia	80,5	134,6	260,0	542,1	857,9	1,6	2.326,9	2,0
16 Svizzera	547,3	663,3	581,6	1.175,7	1.060,9	2,0	2.144,7	1,8
17 Brasile		0,0	360,1	1.841,0	360,1	0,7	1.841,0	1,5
18 Russia	308,2	1.708,0	308,2	1.707,9	308,2	0,6	1.707,9	1,4
19 Messico	164,2	1.089,5	164,7	537,0	155,8	0,3	1.118,3	0,9
20 Argentina	25,7	124,8	149,9	169,3	307,5	0,6	1.086,1	0,9
21 Austria	255,3	447,3	352,0	97,9	662,9	1,2	1.036,3	0,9
22 Rep. Slava	132,3	588,8	187,7	843,5	132,2	0,2	852,7	0,7
23 India	80,0	699,7	203,0	446,6	265,0	0,5	707,5	0,6
24 Danimarca	7,4	20,9	821,2	1.212,1	200,0	0,4	695,0	0,6
25 Israele	63,3	476,2	82,4	609,7	82,4	0,2	609,7	0,5
26 Sud Corea	35,8	209,3	16,9	48,7	229,3	0,4	543,4	0,5
27 Algeria	100,0	440,9	152,3	671,9	55,6	0,1	479,0	0,4
28 Giordania	153,3	428,1	153,3	428,1	153,3	0,3	428,1	0,4
29 Polonia	68,5	76,5	170,9	233,0	281,0	0,5	417,3	0,4
30 Serbia		0,0	88,8	660,3	100,8	0,2	392,0	0,3
31 Bulgaria	107,2	455,1	109,1	464,7	98,3	0,2	380,9	0,3
32 Romaniaa	152,4	798,1	145,1	789,8	153,2	0,3	351,8	0,3
33 Slovenia	42,0	196,0	48,6	198,1	104,2	0,2	315,9	0,3
34 Iran		0,0	30,1	209,1	41,6	0,1	295,8	0,2
35 Grecia	57,1	107,0	74,8	157,7	134,6	0,2	260,7	0,2
36 Rep. Ceca	12,5	35,6	204,5	339,2	151,5	0,3	256,3	0,2
37 Regno Unito	2,9	5,8	10,2	12,7	186,6	0,3	236,2	0,2
38 Irlanda		0,0	20,0	28,9	152,9	0,3	212,4	0,2
39 Spagna		0,0	22,3	96,5	141,0	0,3	190,2	0,2
Altri paesi	658,2	3.240,4	794,8	3.742,5	4.064,3	7,5	1.741,2	1,5
<b>Totale</b>	<b>15.158,9</b>	<b>53.010,2</b>	<b>27.824,3</b>	<b>72.152,1</b>	<b>54.001,6</b>	<b>100</b>	<b>119.003,6</b>	<b>100</b>

[Last update Feb 2013](#)

Da: International Geothermal Association -IGA (<http://www.geothermal-energy.org/Geothermal energy- Direct uses>)-Parzialmente modificata

Tabella 25. Usi diretti dell'energia geotermica nel mondo.

La conoscenza e la valutazione dell'utilizzo nel mondo della produzione e dell'utilizzo del calore prodotto da fonti geotermiche è alquanto complesso in quanto non sono disponibili molti dati certi e verificati.

L'uso non elettrico più diffuso nel mondo<sup>20</sup>, come potenza installata, è rappresentato dalle pompe di calore (34,80%), seguito dalla balneologia (26,20%), dal riscaldamento di ambienti (21,62%), dalle serre (8,22%), dall'acquacoltura (3,93%) e da impieghi industriali diversi (3,13%).

**Uso diretto calore geotermico-Potenza installata nel mondo al 2010 (%)**

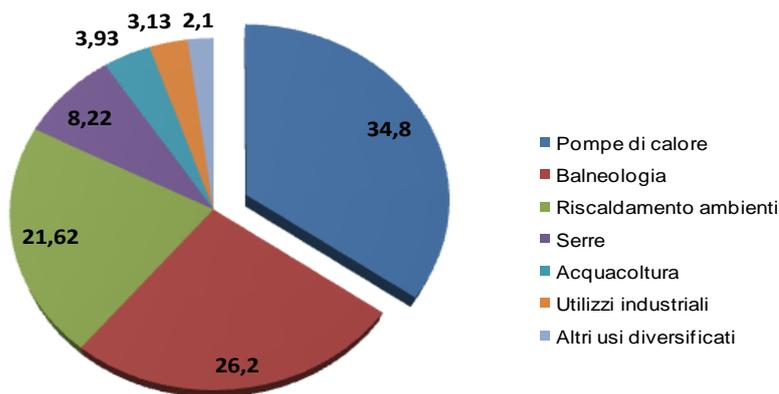


Figura 46. Uso diretto del calore geotermico nel mondo: potenza installata (da F. Zarlenga, già citata).

In Europa, nel 2007, l'uso diretto di energia geotermica è stato di circa 160.000 TJ/anno, con una potenza termica installata pari a 14 GWth, ripartita tra le diverse applicazioni (come riportato nel grafico seguente). I dati non sono direttamente confrontabili.

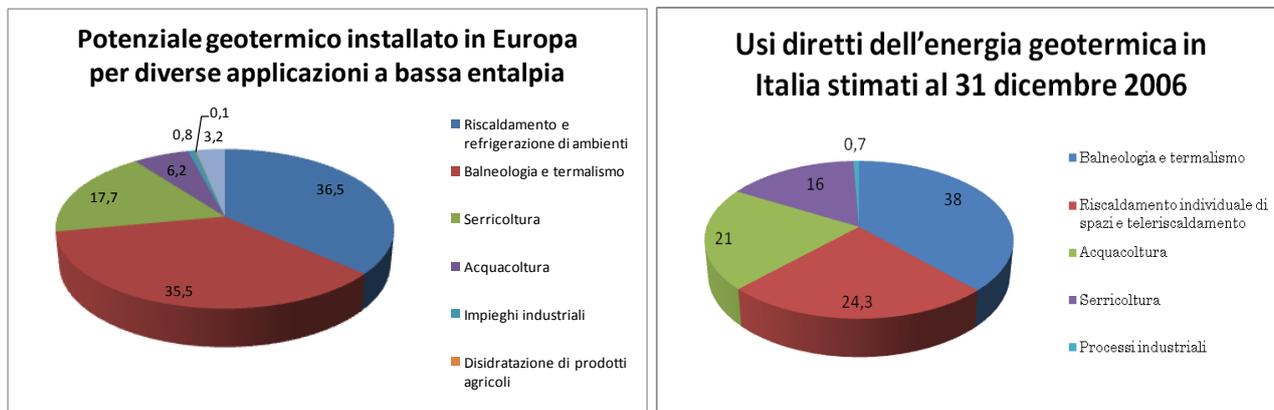


Figura 47. Uso diretto del calore geotermico: potenza installata in Europa (%) (da F. Zarlenga, già citata)

Figura 48. Uso diretto del calore geotermico nel mondo: potenza installata (%) (da F. Zarlenga, già citata)

L'Italia, al 2007, aveva un potenziale installato di 0,65 GWth, (8.000 TJ/a di calore geotermico impiegato per usi diretti). Il ricorso agli usi diretti della geotermia è all'incirca raddoppiato rispetto agli anni 1999-2000, caratterizzati da una

<sup>20</sup> F. Zarlenga . *Le possibilità di utilizzo della risorsa geotermica a bassa e media entalpia per la sostenibilità della produzione energetica. Primo Piano-Energia Ambiente ed Innovazione n3-2011 (Rivista bimestrale ENEA).*

potenza installata di appena 0,33 GWth ed un impiego energetico di 3.800 TJ/a (non essendo disponibili dati aggiornati sulle singole applicazioni dirette del calore geotermico, i valori di riferimento riportati nei grafici sono quelli relativi alla fine del 2006). Secondo tali dati in Italia l'uso prevalente del calore geotermico è nel campo della balneologia e del termalismo, seguito dal settore del riscaldamento (individuale e teleriscaldamento) e dal settore agro-alimentare (acquacoltura e serricoltura). Molto marginale l'uso del calore geotermico nel settore industriale.

Uno studio predisposto dall'International Energy Agency-Geothermal Implementing Agreement<sup>21</sup>, mostra che l'uso diretto del calore geotermico (nei 13 paesi GIA presi in considerazione) ammonta, relativamente alla capacità installata, a circa 6.500 MWt con una produzione di calore stimata intorno a 26.000 GWh/a (escludendo le pompe di calore).

a) Category uses (other than heat pumps): energy produced in 2010 (GWh/a)														
	AUS	CHE	DEU	ESP	FRA	ISL	ITA	JPN	KOR	MEX	NOR	NZL	USA	total
District heating	0.0	0.0	300.0	0.0	1,508.4	0.0	548.6	269.3	8.7	0.0	0.0	0.0	173.4	2,808.4
Space heating	317.6	0.0	0.8	10.0	0.0	5,226.0	298.6	0.0	14.8	0.0	0.0	250.0	237.7	6,355.6
Cascaded uses	0.0	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	425.0	0.0	435.3
Bathing / swimming	36.4	238.0	379.4	19.0	0.0	431.0	1,166.6	775.0	141.0	710.6	0.0	280.0	673.5	4,850.6
Greenhouses	0.0	0.0	0.0	22.0	0.0	195.0	416.7	125.5	0.4	0.0	0.0	105.0	314.6	1,179.1
Agriculture, crop drying	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.8	84.8
Aquaculture / Fish farming	0.0	24.0	0.0	0.0	0.0	487.0	500.0	39.4	0.0	0.0	0.0	0.0	777.1	1,827.5
Industry	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	222.0	97.2	8.6	0.0	0.0	0.0	1,730.0	21.3	2,079.1
Snow Melting	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	272.0	0.0	143.4	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	420.0
Other	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5,758.3	0.0	0.0	0.0	20.0	0.0	5,778.3
<b>total</b>	<b>354.1</b>	<b>272.3</b>	<b>680.2</b>	<b>51.0</b>	<b>1,508.4</b>	<b>6,833.0</b>	<b>3,027.7</b>	<b>7,119.5</b>	<b>164.9</b>	<b>710.6</b>	<b>0.0</b>	<b>2,810.0</b>	<b>2,287.0</b>	<b>25,818.6</b>

Tabella 26. Uso diretto del calore geotermico in GIA, escluse le pompe di calore (GSHP)

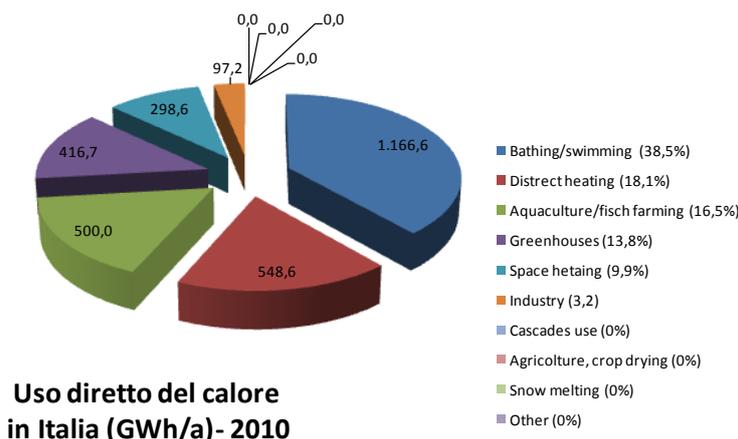


Figura 49. Uso diretto del calore geotermico in GIA, escluse le pompe di calore (GSHP)

<sup>21</sup> Energy Agency-Geothermal Implementing Agreement (TRENDS IN GEOTHERMAL APPLICATIONS - Survey Report on Geothermal Utilization and Development in IEA-GIA Member Countries in 2010 with trends in geothermal power generation and heat use 2000 – 2010)

L'Italia ha una produzione stimata in circa 3.000 GWh/a, il campo prevalente di utilizzo resta il settore della balneologia e del termalismo (38,5%), seguito dal settore del teleriscaldamento (18,1%) e dal settore serricolo ed infine dal riscaldamento d'interni (9,9%). Anche in tale studio resta molto marginale l'uso del calore geotermico nel settore industriale. Altri studi recentemente pubblicati riportano informazioni sull'uso diretto del calore geotermico in Italia, tra questi si cita uno studio<sup>22</sup> sulle prospettive della geotermia in Italia per il prossimo futuro, che indica in 9.941TJ/a l'energia complessiva utilizzata. I settori d'uso principale restano il settore termale, ed il teleriscaldamento ed il settore agro-alimentare (acquacoltura e serricoltura) . In tale studio vengono anche considerate le pompe di calore che rappresentano circa l'11% del calore complessivo prodotto.

## Usi diretti in Italia

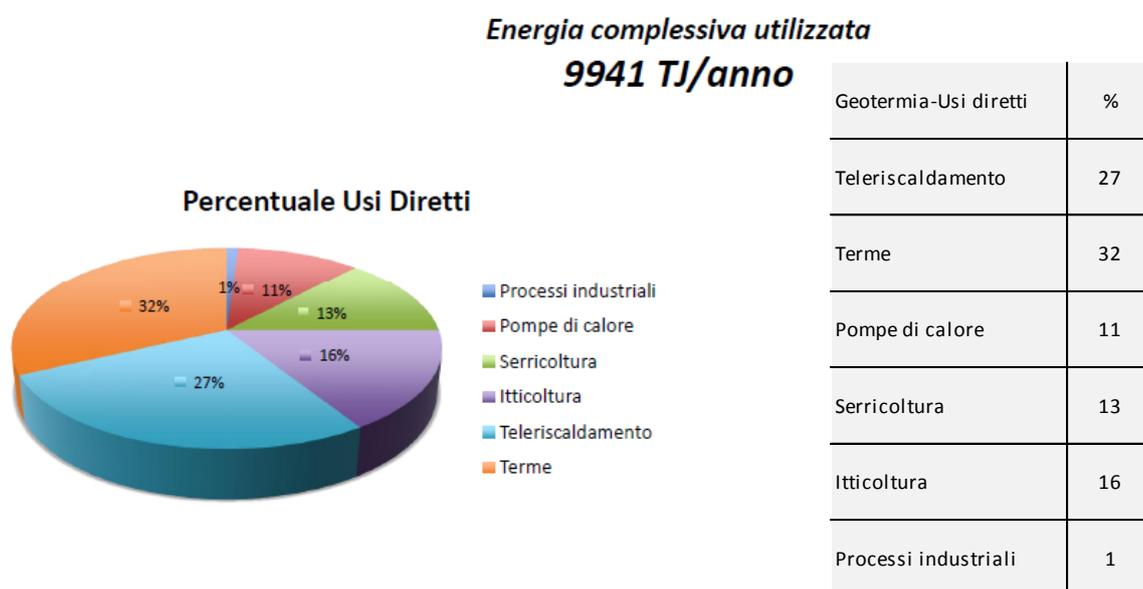


Figura 50. Usi diretti calore geotermico in Italia. Da: A. Manzella già citata (stime UGI, WGC2010)

Cataldi, in uno studio<sup>23</sup> del 2011, fornisce una prima ripartizione dell'utilizzo del calore geotermico ripartito per regioni, in cui si evidenzia che la regione che fa maggior uso diretto del calore risulta essere il Veneto (35% del totale stimato in 12.600 TJ/a), seguito da Toscana e Campania.

Le restanti 18 regioni italiane sono accreditate di un utilizzo complessivamente inferiore di quello del solo Veneto.

I dati complessivi dell'uso diretto del calore a livello nazionale e parziali per le singole Regioni risultano essere fortemente disomogenei e pertanto sono da prendere come mero ordine di grandezza.

<sup>22</sup> A. Manzella: *La geotermia italiana: stato attuale, obiettivi immediati e traguardi futuri (2012)*- Soc. Geol. It. - Conferenza . quale futuro per la geotermia in Italia. Roma 17/12/2010 ([http://www.socgeol.it/542/quale\\_futuro\\_per\\_la\\_geotermia\\_in\\_italia.html](http://www.socgeol.it/542/quale_futuro_per_la_geotermia_in_italia.html))

<sup>23</sup> R. Cataldi – *Stime di crescita della geotermia italiana 2010-2030 (2011)*. In *GeothermExpo 2011*; Ferrara, 28/9/2011

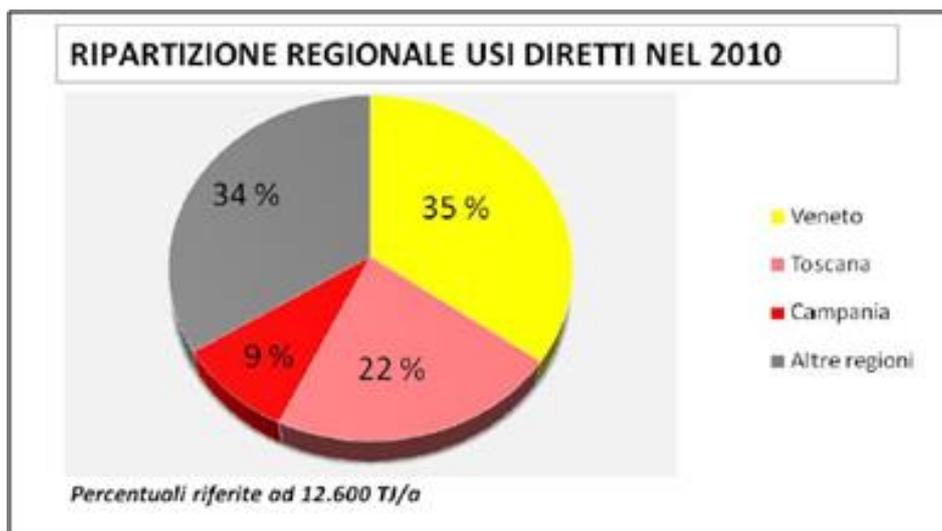


Figura 51. Uso diretti calore geotermico in Italia: ripartizione per regioni. Da R. Cataldi, già citato

A livello europeo Observer'ER<sup>24</sup> -l'Osservatorio delle Energie Rinnovabili, produce periodicamente degli studi (denominati "Barometro") sulle diverse tipologie dell'energie rinnovabili. Nel 2009<sup>25</sup> e nel 2011<sup>26</sup> ha dedicato un numero specifico alle Pompe di Calore geotermiche (PDCg), in quanto "rappresentano, nel campo delle pompe di calore, le tecnologie più efficaci in termini di rendimento. Esse sono storicamente le sole ad essere considerate come producenti energia rinnovabile". Le PDCg comprendono le differenti tecnologie delle PDC che utilizzano il suolo come sorgente di calore, sia le PDC acqua glicolata-acqua, suolo-acqua e suol-suolo.

Malgrado un contesto economico e finanziario che non gode di buona salute, il mercato europeo delle pompe di calore geotermiche (PDCg) si è mantenuto sopra le 100.000 unità.

Nel 2010 sono state vendute circa 104.000 PDCg (103.846) con una diminuzione di circa il 2.4% rispetto all'anno precedente, ma riconfermando un trend negativo in diminuzione già a partire dal 2008 (114.452 PDCg vendute) e come evidenziato nel diagramma delle Figura 47 seguente.

Le vendite del 2010 hanno comunque consentito di poter permettere al Mercato Europeo di superare il milione di unità installate (1.014. 436 unità), come riportato nella Tabella 28.

EurObserv'Er stima la potenza del parco macchine europeo in 12.611 MWth, che consentono la cattura di energia rinnovabile dell'ordine di 2.1 MTep.



<sup>24</sup> **Observ'ER** Observatoire des énergies renouvelables

Set up in 1980, this structure composed of engineers and experts produces studies that are recognised on the national and European levels. Listened to and respected for the rigour of its work, Observ'ER is a dynamic actor at the interface of questions dealing with energy, the environment and development. In this way it plays an advisory role for public authorities and decision-makers, and takes an active part in major contemporary energy debates, notably during the national debate on energy that took place in France in 2003. Set up in 1980, this structure composed of engineers and experts produces studies that are recognised on the national and European levels. Listened to and respected for the rigour of its work, Observ'ER is a dynamic actor at the interface of questions dealing with energy, the environment and development. In this way it plays an advisory role for public authorities and decision-makers, and takes an active part in major contemporary energy debates, notably during the national debate on energy that took place in France in 2003.

<sup>25</sup> SYSTÈMES SOLAIRES- le journal des énergies renouvelables N° 193 – 2009: HEAT PUMPS BAROMETER – EUROBSERV'ER – OCTOBER 2009

<sup>26</sup> SYSTÈMES SOLAIRES- le journal des énergies renouvelables N° 205 – 2011: HEAT PUMPS BAROMETER – EUROBSERV'ER – SEPTEMBER 2011

<b>Principali mercati delle PDCg (*) nei paesi dell'Unione Europea (in n° di unità vendute)</b>		
Paese	2.009	2010 (**)
Svezia	27.544	31.954
Germania	29.371	25.516
Francia	15.507	12.250
Finlandia	6.137	8.091
Austria	7.212	6.516
Olanda	5.309	4.690
Polonia	4.200	4.120
Regno Unito	3.980	4.060
Rep. Ceca	1.959	2.224
Belgio	2.336	1.249
Ungheria	259	1.000
Estonia	682	985
Italia	n.a.	357
Lituania	413	356
Irlanda	1.321	224
Slovacchia	n.a.	155
Slovenia	710	99
<b>Totale</b>	<b>106.940</b>	<b>103.846</b>

(\*)PdC idrotermiche incluse. Tutti i dtipi di utensili: individuali, collettivi,  
(\*\*) Stimato; n.a. : Non disponibile.  
Source: EurObserv'ER 2011.

Tabella 27. Il mercato delle PDCg in Europa (in n° di unità vendute) nel 2009 e nel 2010.

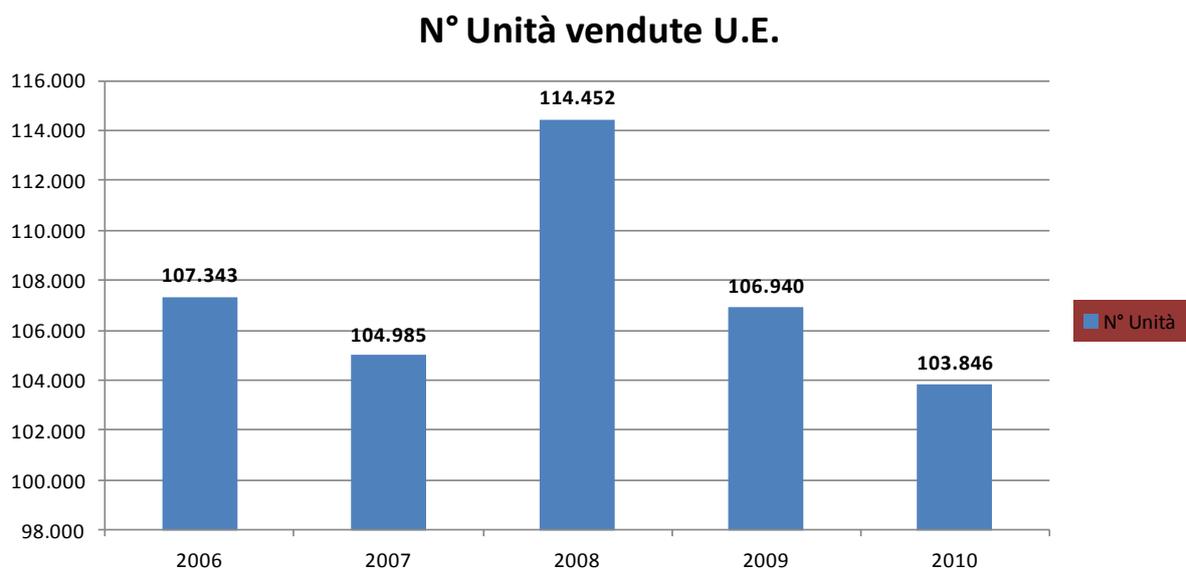


Figura 52. Il mercato delle PDCg in Europa nel periodo 2006-2010.

Numero, potenza installata ed energia rinnovabile catturata dalle PDCg (*) nei paesi dell'Unione Europea nel 2009 e 2010						
Paese	2.009			2010 (**)		
	Numero	Potenza installata (MWh)	Energia rinnovabile catturata Ktep	Numero	Potenza installata (MWh)	Energia rinnovabile catturata Ktep
Svezia	348.636	3.702,0	784,8	378.311	4.005,0	867,8
Germania	179.634	2.250,5	293,5	205.150	2.570,1	335,2
Finlandia	52.355	967,8	194,2	60.246	1.113,0	223,3
Francia	139.688	1.536,6	200,4	151.938	1.671,3	218,0
Austria	55.292	618,8	68,4	61.808	729,5	80,1
Olanda	24.657	633,0	63,6	29.306	745,0	74,9
Danimarca	20.000	160,0	40,6	20.000	160,0	40,6
Polonia	15.200	202,2	26,4	19.320	257,0	33,5
Regno Unito	14.330	186,3	24,3	18.390	239,1	31,2
Irlanda	11.444	196,1	25,6	11.658	202,7	26,4
Rep. Ceca	11.127	174,0	20,5	13.349	197,0	24,4
<b>Italia</b>	<b>12.000</b>	<b>231,0</b>	<b>23,0</b>	<b>12.357</b>	<b>231,0</b>	<b>23,0</b>
Belgio	11.836	142,0	18,5	13.085	157,0	20,5
Estonia	5.422	78,0	15,6	6.382	91,8	18,4
Slovenia	3.849	43,3	7,4	3.948	54,8	9,5
Lituania	1.865	34,5	6,9	2.221	41,5	8,3
Bulgaria	543	20,6	6,8	543	20,6	6,8
Grecia	350	50,0	6,4	350	50,0	6,4
Slovacchia	1.845	23,5	3,6	2.000	25,7	3,9
Ungheria	3.030	26,0	1,7	4.030	43,0	3,1
Romania	n.d.	5,5	0,7	n.d.	5,5	0,7
Lettonia	20	0,3	0,1	20	0,3	0,1
Portogallo	24	0,3	0,0	24	0,3	0,0
<b>Totale</b>	<b>913.147</b>	<b>11.282,3</b>	<b>1.833,0</b>	<b>1.014.436</b>	<b>12.611,2</b>	<b>2.056,1</b>

(\*)PdC idrotermiche incluse. Tutti i tipi di macchine: individuali, collettive, terziario o industriali:  
(\*\*) Stimato; n.d. : Non disponibile.  
Da: EurObserv'ER 2011.

**Tabella 28. Le PDCg in Europa: numero, potenza installata ed energia rinnovabile catturata nel periodo 2009-2010.**

I principali mercati in ambito europeo delle PDCg sono la Svezia e la Germania, che nel 2010 hanno invertito la loro posizione nel ranking, con un numero di PDCg vendute che si aggira intorno alle 25-30.000 unità vendute seguite dalla Francia (12-15.000 unità endute). Questi tre paesi rappresentano il 67% del mercato europeo delle PDCg. Il mercato delle PDCg in Italia nel 2010 risulta quasi inesistente, con 357 PDCg vendute, che rappresentano solamente lo 0,3% del mercato europeo.

La tabella 28 fornisce un quadro complessivo della situazione del mercato delle PDCg in Europa: complessivamente risultano più di un milione di PDCg, con una potenza istalla superiore ai 12.000 MWh ed una energia catturata rinnovabile di poco superiore ai 2000 Ktep.

Quattro paesi sono in assoluto i leader del mercato delle PDCg in Europa: Svezia, Germania, Finlandia e Francia che da sole producono circa l'80% dell'energia rinnovabile catturata.

In Italia al 2010 risultano installate circa 12.000 PDCg con una potenza installata di 251 MWh ed una energia rinnovabile catturata di 25 Ktep, pari all'1,2% del totale europeo.

Il mercato delle PDCg in Italia necessita delle valutazioni e degli approfondimenti sia da un punto tecnico che da un punto di vista sociale ed economico. E' infatti impensabile che un territorio come quello italiano, al cui interno si rinvengono delle fasce climatiche così eterogenee, ma comunque molto simili ai territori dove queste hanno il maggior sviluppo in Europa (Francia e Germania), non costituiscono un buon contesto per potersi sviluppare.

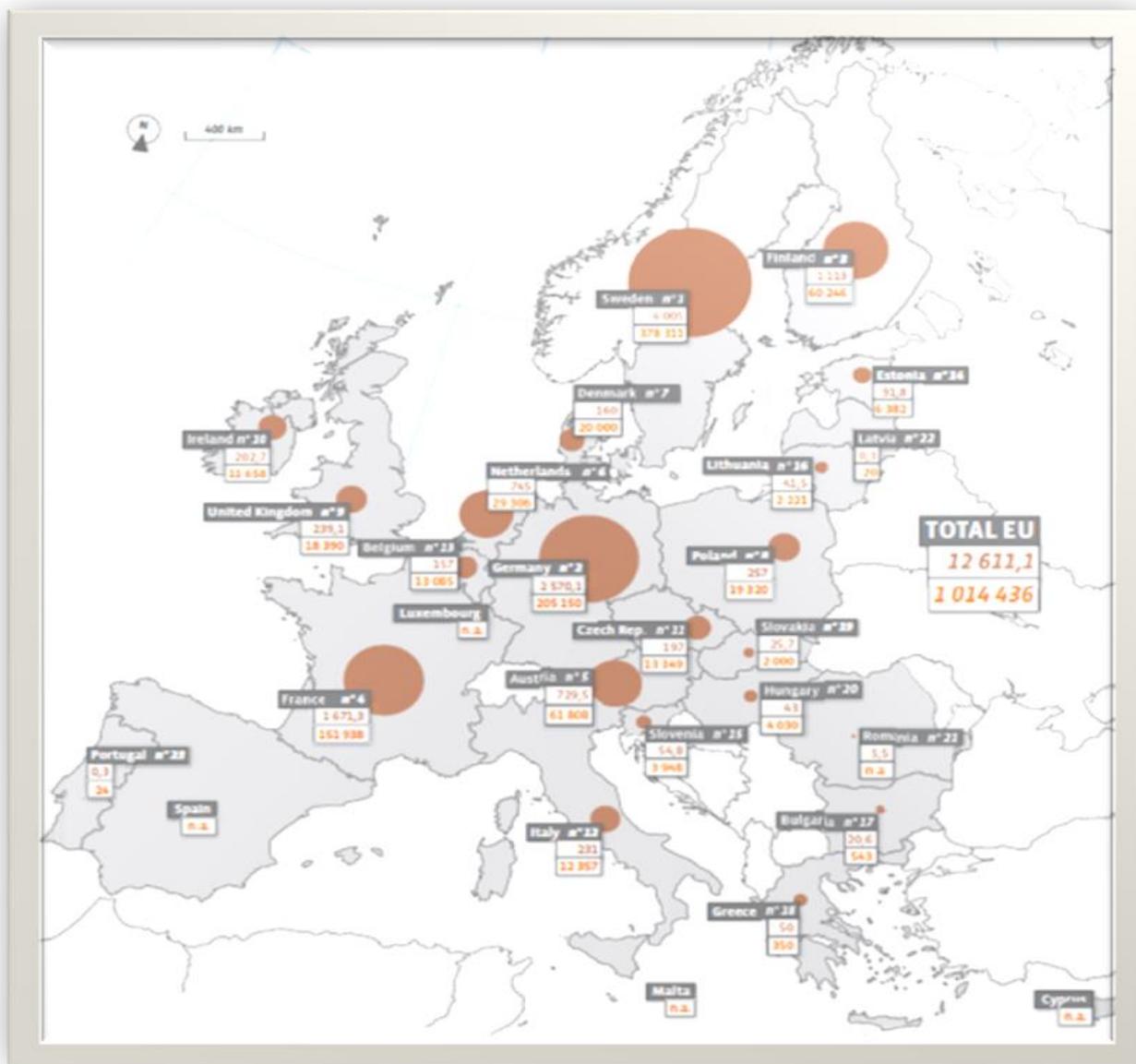


Figura 53. Potenza installata e numero di PDCg nei Paesi dell'Unione Europea al 2010. Da EurObserv'ER 2011

### 4.3 Le acque termali

Nel capitolo precedente abbiamo visto che il settore d'uso diretto principale del calore geotermico in Italia è il settore delle acque termali. In considerazione della rilevanza di tale settore in ambito nazionale e regionale, di seguito verranno sviluppate alcune considerazioni di carattere generale su tale settore.

Dal punto di vista normativo il quadro di riferimento delle acque termali risulta molto complesso andando a sovrapporsi ed interagire con il problema dell'utilizzo, sfruttamento e protezione della "risorsa acqua" bene imprescindibile per la vita umana. Le acque "comuni" – potabili, irrigue o destinate ad usi industriali – sono un bene vitale al quale deve essere garantito l'accesso pubblico (da cui in molti ordinamenti la qualificazione come "beni pubblici") e, al contempo, una risorsa e componente ambientale da gestire oculatamente che viene distribuita mediante diverse reti, che costituiscono l'elemento base di servizi universali.

Le acque minerali e termali sono invece acque "particolari" (perché hanno struttura chimico fisica ben determinata) e "di valore" (perché costituiscono merci destinate le prime al consumo e le seconde all'uso, di massa, ma non collettivo). Non vengono immesse in reti, ma sono commercializzate in bottiglia (le minerali) o fruite (le termali) in appositi stabilimenti. Le Sezioni Unite della Cassazione, in sede di regolamento di giurisdizione<sup>27</sup> hanno stabilito il principio che le acque minerali non rientrano nella disciplina delle acque pubbliche e che pertanto le controversie ad esse relative rientrano nella giurisdizione dei giudici amministrativi e non in quella dei Tribunali delle Acque Pubbliche.

In particolare le acque minerali e termali come beni pubblici non sono disciplinate dalle leggi generali sulle acque ma costituiscono "beni minerali".

Le acque minerali e termali hanno, in sintesi, un regime giuridico peculiare perché sono assoggettate ad una pluralità di discipline amministrative, che concorrono alla configurazione del regime stesso.

Per le acque minerali si osserva una compenetrazione tra la legislazione "orizzontale" del settore alimentare e la legislazione "verticale" della materia delle acque minerali.

All'apice dei diversi sistemi delle recenti norme stanno – per le acque minerali – varie normative comunitarie, succedutesi negli anni, le quali si dispongono su due versanti:

- quello specifico delle acque minerali;
- quello generale degli alimenti o prodotti alimentari.

I Procedimenti amministrativi mediante i quali vengono gestiti i diversi profili attinenti le acque minerali e termali sono:

- Procedimenti autorizzatori della ricerca delle sorgenti e/o giacimenti delle acque minerali e termali. L'oggetto del permesso di ricerca è l'attività, in un ambito territoriale delimitato, volta ad accertare l'esistenza, la consistenza e sfruttabilità ai fini produttivi di sorgive o giacimenti di acque minerali e termali. (R.D. n.1443/1927).
- Procedimento di certazione della mineralità o termalità dell'acqua, incentrato su una serie di analisi scientifiche. Il riconoscimento, dato dal Ministero della Sanità, anche ai fini dell'inserimento nell'elenco europeo delle acque minerali ed in quello nazionale delle acque termali, comporta: la qualifica ufficiale, la denominazione e l'etichettatura.

---

<sup>27</sup> Sentenza n. 176 del 23 aprile 2001,

- Il procedimento concessorio : la concessione per lo sfruttamento del giacimento o sorgente, che sono beni del patrimonio regionale indisponibile, è rilasciata dalla Regione. Come per tutti i beni minerari oggetto della concessione è l'estrazione e lo sfruttamento del bene stesso ai fini imprenditoriali. Il concessionario deve corrispondere un canone e poi un contributo per lo sfruttamento industriale. Nell'ambito del processo concessorio, sia per le acque minerali che termali, debbono essere valutate tutte le implicazioni ambientali della coltivazione e della captazione. In sostanza si tratta di accertare la compatibilità dello sfruttamento con la salvaguardia del ecosistema idrogeologico

Le acque termali sono classificate in base ad alcuni criteri identificativi che corrispondono ai caratteri generali (colore, odore, sapore, limpidezza, colloidali); ad analisi chimico-fisiche (temperatura, densità, indice di rifrazione, abbassamento crioscopico, pressione osmotica, pH, conducibilità elettrica); ai risultati delle analisi chimiche (residuo fisso a 100°C, a 180°C, al rosso scuro, ammoniaca, nitriti, nitrati, ossigeno, idrogeno solforato, grado solfidrometrico, durezza, alcalinità, arsenico, ozono, azione catalitica, reazione al cloridrato di benzidina, gas).

Le acque minerali possono essere classificate in maniera diversa a seconda del parametro considerato (proprietà terapeutiche, caratteristiche chimiche, fisiche, chimico-fisiche).

Con riferimento alla concentrazione salina, in base al residuo fisso a 180°, le acque vengono distinte in:

- acque oligominerali con residuo non superiore a 200 mg/l;
- acque mediominerali con residuo compreso tra 200 mg/l /l e 1/l;
- acque minerali (in senso stretto) con residuo superiore a 1/l.

In relazione alla temperatura si distinguono:

- acque fredde, con temperatura alla sorgente inferiore a 20°C
- acque calde o termali con temperatura superiore a 20°C.

A loro volta le acque termali si distinguono in:

- ipotermali (con temperatura tra 20° e 30 °C)
- omeotermali (con temperatura tra 30° e 40°C)
- ipertermali (con temperatura superiore a 40°C).

Con riguardo alla composizione salina è possibile individuare:

- acque solfuree, se c'è una prevalenza dell'anione solfidrile;
- acque salse se c'è una prevalenza dell'anione cloruro;
- acque solfate se prevale l'anione solfato;
- acque bicarbonate se c'è prevalenza dell'anione bicarbonato.

Le terme hanno origini antichissime a partire già dai greci (che ne avevano scoperto le proprietà curative) e dai romani (che ne fecero un aspetto qualificante della loro vita sociale). L'utilizzo delle sorgenti termali debutta in senso moderno nel secolo scorso come fenomeno d'élite. Nelle più importanti stazioni termali vennero costruiti imponenti edifici in stile liberty e si crearono strutture ricreative ad alto livello. Oggi la frequenza è di tutti i ceti sociali e corrisponde a qualche punto percentuale dell'intero fenomeno turistico. Ulteriore impulso si è avuto da quando il SSN ha incluso questi trattamenti tra le terapie rimborsate dallo Stato. Il servizio termale non è, però, solo a scopo terapeutico ma

anche per le cure di bellezza, per la ricerca della forma fisica, e per ritrovare riposo e tranquillità. Il turismo termale, assieme a quello del benessere, può essere ricompreso nel segmento “salute”, e in questo ambito ha subito un’evoluzione significativa che può essere sintetizzata con il passaggio della denominazione da “turismo termale” alla denominazione “turismo della salute e del benessere”.

Fino agli anni ‘80 del secolo scorso, l’attività termale in Italia era completamente gestita da enti e pertanto fuori da qualsiasi logica di mercato e promozione. La gran parte dei ricavi derivava dal Servizio Sanitario Nazionale e quello termale era considerato “turismo della salute”. Furono per primi alcuni stabilimenti termali minori ad orientarsi verso un “turismo del benessere”, seguiti poi da altre strutture di maggiori dimensioni.

Attualmente il turismo termale è in crescita, sia per la maggiore importanza che viene data alla cura del corpo, sia per il progressivo innalzarsi dell’età media della popolazione nei paesi avanzati, con il conseguente maggior fabbisogno di trattamenti curativi. A crescere negli ultimi anni è stato soprattutto il comparto “benessere” mentre quello “salute” ha un andamento altalenante. Ciononostante le strutture ricettive delle località termali non hanno visto calare il numero dei clienti in quanto spesso sono utilizzate come punto di appoggio anche per altre forme di turismo e in particolare per quello culturale, ambientale e congressuale. La tendenza che va affermandosi, è quella di non limitarsi a effettuare un soggiorno per sole cure termali, ma alternarlo a brevi escursioni sul territorio in cui si soggiorna alla riscoperta del patrimonio naturale, storico, artistico e culturale. Un’altra tendenza speculare che si va affermando negli ultimi anni è la ricerca di servizi e prodotti legati al benessere durante vacanze di tipo ricreativo (balneare, montano, culturale, ecc). Alcuni hotels hanno colto da tempo il mutato gusto dei viaggiatori e propongono accanto ai servizi ricettivi un’offerta differenziata fatta di beauty farms, sale massaggi, saune, cromoterapia, talassoterapia, idroterapia e percorsi salute. L’Italia è il paese più ricco di stabilimenti termali di tutta l’Europa. Complessivamente sono attive 380<sup>28</sup> imprese termali, ricadenti in 170 comuni. La distribuzione fra le varie aree e regioni di riferimento è condizionata proprio dalla forte incidenza degli stabilimenti presso gli esercizi ricettivi. Le regioni con il più alto numero di stabilimenti termali sono la Campania (114) e il Veneto (110), seguite nell’ordine dall’Emilia-Romagna (24), dalla Toscana (22), dal Lazio (18) e dalla Lombardia (16), come riportate nella tabella seguente.

<b>Le imprese termali nelle regioni italiane</b>					
	<b>N°</b>	<b>%</b>		<b>N°</b>	<b>%</b>
Piemonte	10	2,6	Molise	1	0,3
Vale d’Aosta	2	0,5	Campania	114	30,0
Lombardia	16	4,2	Puglia	3	0,8
Trentino Alto adige	10	2,6	Basilicata	2	0,5
Veneto	110	28,9	Calabria	6	1,6
Friuli Venezia Giulia	4	1,1	Sicilia	10	2,6
Liguria	1	0,3	Sardegna	6	1,6
Emilia Romagna	24	6,3	<i>Nord Ovest</i>	29	7,6
Toscana	22	5,8	<i>Nord Est</i>	148	38,9
Umbria	6	1,6	<i>Centro</i>	56	14,7
Marche	10	2,6	<i>Mezzogiorno</i>	147	38,7
Lazio	18	4,7			
Abruzzo	5	1,3	<b>Italia</b>	<b>380</b>	<b>100</b>

Fonte: Federterme 2006

<sup>28</sup> Report sulle strutture termali in Italia- Federterme 2006

La maggior parte delle realtà termali, alcune delle quali di rilevante bellezza e dalle grandi potenzialità, restano ancorate al settore medico-sanitario, ma esistono anche le terme, ovvero i centri benessere in ambiente termale, che hanno operato una profonda trasformazione culturale e strutturale, passando da una concezione di termalismo tradizionale, che prevedeva la cura della malattia, ad un sistema di termalismo più evoluto, che abbraccia il concetto più ampio di salute e benessere psico-fisico.

In generale le terme che hanno intrapreso questa trasformazione restano una minoranza, e questa mancata attenzione ai cambiamenti degli stili di vita da parte dei termalisti ha lasciato libero un enorme varco nel quale si sono introdotti - con estrema facilità - i cosiddetti "Centri Benessere" o "Beauty Farm", sorti un po' ovunque, negli ultimi venti anni, e dove parole quali "terme", "termale", "acqua termale", "fango termale", "idrotermale", "idromineral", "thermae", "spa (salus per aquam)" sono talvolta usate in maniera impropria.

La legge varata per il riordino del Sistema Termale del 24/10/2000 n. 323 (al secondo comma dell'articolo 2 - Definizioni -) stabilisce che: tali termini siano da utilizzare esclusivamente con riferimento alle fattispecie aventi riconosciuta efficacia terapeutica. Ma nonostante le chiare disposizioni legislative numerosissime sono le violazioni a questa legge che rischiano di penalizzare seriamente le aziende termali che sostengono costi enormi nella conservazione delle acque termali a fini terapeutici, nella ricerca scientifica e nella innovazione degli impianti di emungimento e di erogazione di trattamenti.

In Sardegna la ricchezza e la varietà del vulcanismo recente sono alla base delle proprietà di alcune delle sue fonti termali, da cui sgorga acqua con temperature che vanno da 40 ad oltre 70 gradi centigradi. Esistono anche acque che sgorgano a temperature più basse (10 - 15° C) che devono le loro proprietà curative alla loro leggerezza.

Le località sarde in cui sono presenti le fonti termali principali sono cinque: Sardara, Fordongianus, Bultei - Benetutti, Santa Maria Coghinas e Tempio Pausania (acque fredde).

LOCALITA'	FONTE	TIPO DI ACQUE	PATOLOGIE CURATE
Sardara (MC)	Santa Maria Acquis (50-60° C)	bicarbonato - alcalino -sodiche	cardiovascolari, del fegato e del ricambio, dell'apparato digerente, reumatiche e della locomozione, otorinolaringoiatriche
Fordongianus (OR)	sorgente di Fordongianus (50-55°C)	salso-cloruro sodiche termo-attive, tracce radioattive	circolatorie, dell'apparato locomotore, dell'apparato respiratorio, ginecologiche
Bultei - Benetutti (SS)	Terme di San saturnino (41-43°9)	sulfurea salso-bromoiodica radioattiva	del fegato e del ricambio, delle vie respiratorie, dermatologiche, reumatiche e della locomozione
S. Maria Coghinas (SS)	Terme di Casteldoria (40-48° C)	salsobromoiodica ipertermale	artroreumopatie, artrosi,nevralgie, nevriti, sciatica
Tempio Pausania (OT)	Rinagghju (12° C)	oligominerale fredda, con un alto tenore di silice	apparato urinario

Principali impianti termali della Sardegna

I sette centri termali, attualmente presenti sul territorio della Sardegna, sono distribuiti da nord a sud lungo tutta l'isola e consentono di intercettare una piccola parte dei flussi turistici che interessano l'isola, soprattutto in alta stagione.

HOTEL (stelle)	LOCALITA'	CAMERE	POSTI LETTO	TRATTAMENTI TERMALI	TRATTAMENTI ESTETICI E BENESSERE	SERVIZI
Antiche Terme (3)	Sardara	95	170	Fangobalnoterapia, cure inalatorie, idroponiche e fisio terapeutiche	Fitness, massaggi, trattamenti orientali, estetici e con acque e fanghi termali	Ristorante, bar, sala convegni, due piscine termali, parcheggio interno
Grand Hotel Terme di Sardegna (3)	Fordongianus	80-100	180	Cure inalatorie, fanghi, idrokinesiterapia, massoterapia	Vinoterapia, peeling, scrub, fanghi	Piscina termale, ristorante, sala convegni
Terme Aurora (3)	Benetutti		120	Fanghi terapeutici e inalatori, inalazioni, insufflazioni, docce nasali	Massaggi, idromassaggio subacqueo, maschere	Due piscine, palestra, sala convegni, ecc.
San Saturnino (2)	Bultei		32	Fanghi terapeutici e inalatori, balneoterapia, cure idroponiche, antroterapia (grotte e stufe calde)	Inalazione e aerosol, bagni termali, massaggi e idrokinesiterapia	Ristorante, piscina, bar
Gli Eucalipiti (3)	Sardara	51	100	no	Inalazione e aerosol, bagni termali e massaggi e idrokinesiterapia	Ristorante, piscina, bar
Albergo delle sorgenti (3)	Tempio Pausania	27	53	Idroponica	Bagni turchi, saune, idromassaggi e massaggi	Palestre
Terme di Casteldoria (4)	S. Maria Coghinas	44		Fangoterapia, Fangobalnoterapia, balneoterapia, cure inalatorie e dermatiti	Sauna Termale, Bagno di Vapore Termale e Docce Idromassaggianti, Centro Benessere	Ristorante, Piscina semiolimpionica termale e grande vasca idromassaggiante termale; Bar, Sala convegni

#### Ricettività nelle località termali della Sardegna

Il "Censimento delle attività estrattive" sviluppato all'interno della realizzazione del Piano Regionale delle Attività estrattive della Sardegna del 2007<sup>29</sup>, ha individuato in Sardegna 9 imprese che operano nel settore termale, di cui 7 risultavano anche detentrici di un titolo minerario, ma di cui solo 5 erano operative.

Il fatturato complessivo delle attività termali era stato nel 2004 pari a circa 5,5 M Euro con l'incremento di circa il 10% rispetto all'anno precedente. Nonostante il fatturato sia dovuto in larghissima prevalenza all'attività termale classica la componente benessere anche in Sardegna sta assumendo particolare significatività contribuendo, nel caso di un'impresa, fino a circa il 15% del fatturato. Il personale complessivamente impiegato nell'attività d'impresa del settore acque è stato per il 2004 pari a 523 unità di cui il 56% nell'attività di valorizzazione acque minerali. Il personale direttamente connesso all'attività termali era di 163 addetti, di cui 65 direttamente relazionati con il settore estrattivo. La produzione di acqua calda era stata valutata in circa 573.000 m<sup>3</sup>/a per un totale ore estrazione/anno di circa 154.000 ed una produzione media ora che si aggira complessivamente intorno ai 4,5 m<sup>3</sup>/h.

Il settore termale della Sardegna non è mai pienamente decollato e necessità di specifiche linee di sviluppo che solo marginalmente rientrano nel settore energetico.

<sup>29</sup> RAS-Assessorato Industria: Piano Regionale delle Attività Estrattive-Relazione generale. Ottobre 2007

## 4.4 Previsioni di utilizzo della geotermia in Italia fino al 2030

### 4.4.1 Il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia

Nel Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia<sup>30</sup> (predisposto in conformità alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009), predisposto dal Ministero dello Sviluppo economico nel giugno del 2010 allo scopo di fornire una panoramica della politica nazionale in materia di energie rinnovabili, e definire degli obiettivi e le traiettorie per le energie rinnovabili al 2020<sup>31</sup>

Di seguito si riporta il contributo posto in capo alla geotermia nel quadro del contributo fornito da ciascuna tecnologia alla traiettoria indicativa e al conseguimento degli obiettivi per il 2020 nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti, in un possibile scenario futuro.

Al Cap. 5 - par. 5.1 "Contributo totale di ogni tecnologia per le energie rinnovabili al conseguimento degli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti" nella Tab. 10 a-b viene stimato il contributo totale (capacità installata, produzione lorda di elettricità) previsto che la geotermia in Italia potrebbe fornire, ed il cui andamento è riportato nella tabella seguente:

### Stima contributo totale (capacità installata, produzione lorda di elettricità) previsto per la geotermia in Italia nella produzione di energia elettrica

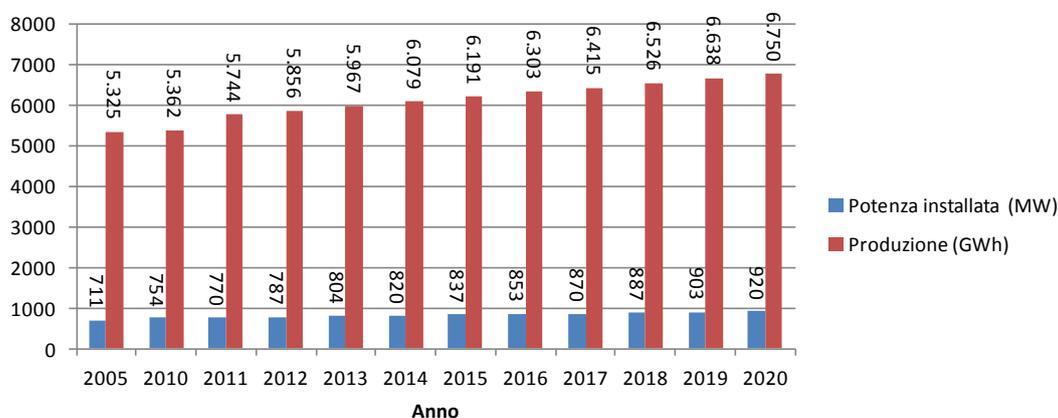


Figura 54. Stima del contributo totale (capacità installata, produzione lorda di elettricità) previsto per la geotermia nella produzione di energia elettrica in Italia. Da Tab. 10 a-b del PAN rinnovabili 2010.

<sup>30</sup> Ministero dello Sviluppo Economico: Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009)

<sup>31</sup> Per gli obiettivi nazionali e gli obiettivi settoriali generali e regionali si rimanda alla relazione generale del PEARS dove questi argomenti sono ampiamente trattati.

Nel grafico si osserva per la geotermia un incremento abbastanza contenuto della potenza installata fino a 920 MWe della produzione fino a 6750 GWh.

Nella figura 55 viene riportato il quadro complessivo dell'andamento per l'insieme delle energie rinnovabili: solo per l'eolico onshore ed il fotovoltaico è previsto uno sviluppo rilevante, mentre le altre presentano un trend di sviluppo ma molto più contenuto. Solo l'idroelettrico con potenza inferiore ai 10MW presenta un trend negativo.

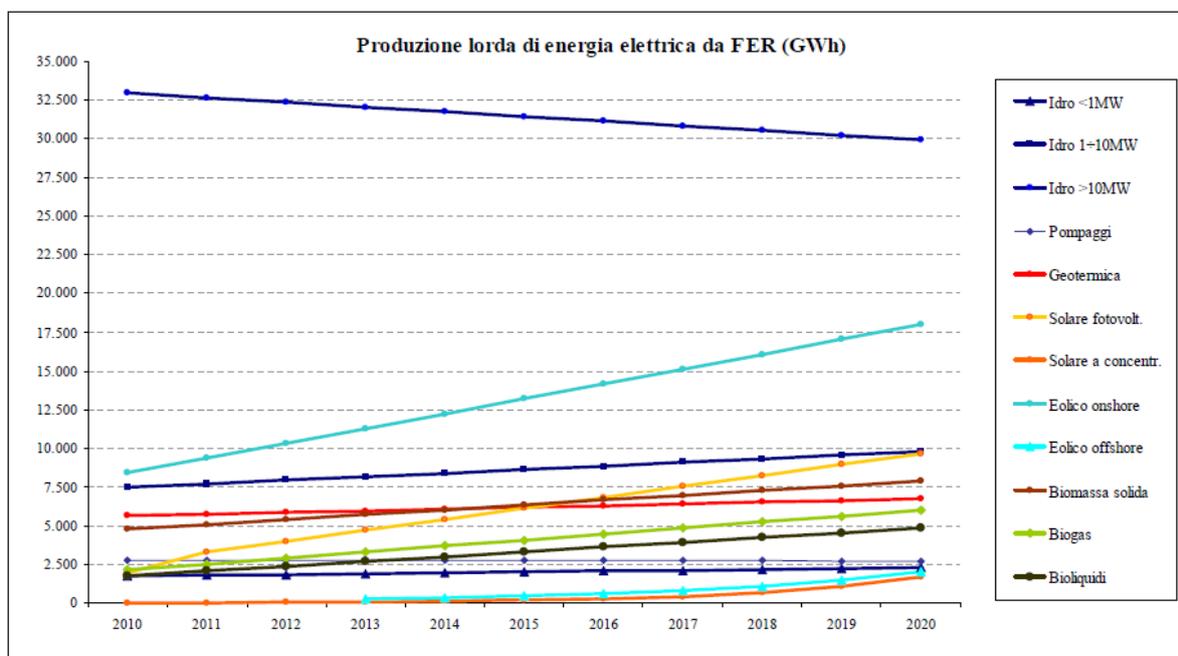


Figura 55. Produzione lorda di energia elettrica dalle Fonti Energetiche Rinnovabili. Sulla base dei dati di cui alla Tab. 10 a-b del PAN rinnovabili 2010.

La tabella 11 del PAN definisce invece, la "stima del contributo totale previsto per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia per quanto riguarda l'energia termica".

Da tale tabella è stato estratto il contributo posto in capo alla geotermia, come riportato nelle figure seguenti:

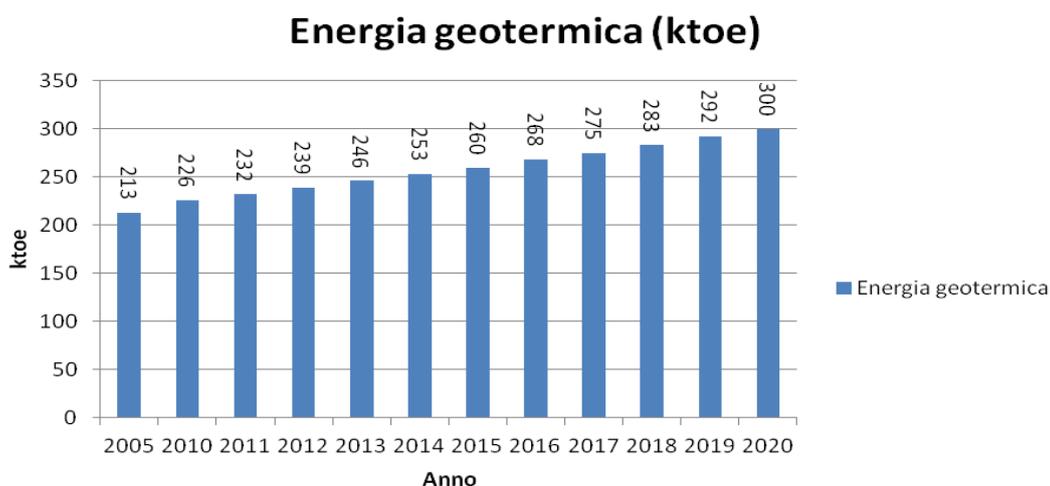


Figura 56. Stima del contributo dell' energia geotermica con uso diretto (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore) nella produzione di calore. Da PAN, tab. 11.

## Energia rinnovabile da pompe di calore (ktoe)

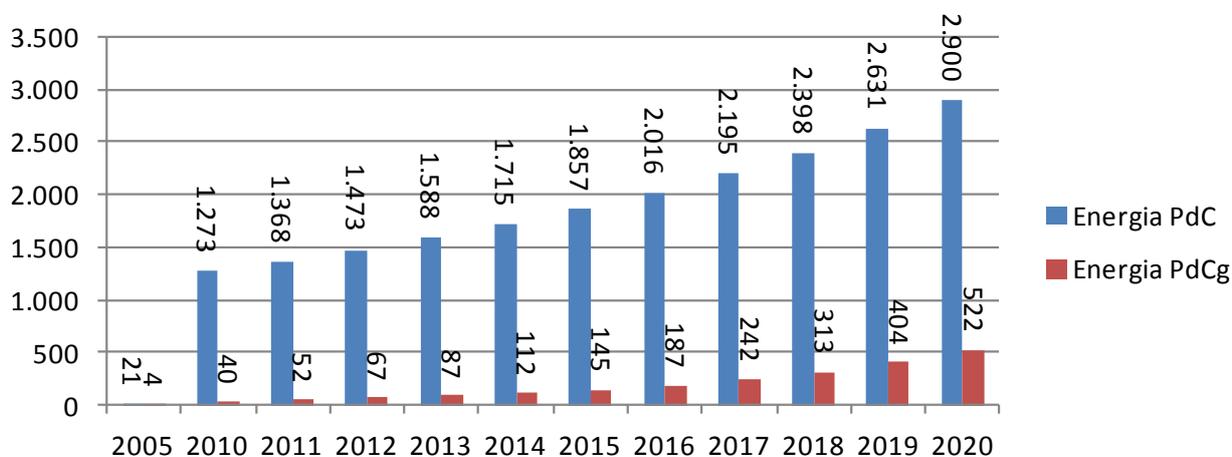


Figura 57. Stima del contributo dell' energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore) nella produzione di calore da pompe di calore. Da PAN, tab. 11.

## Incidenza ER PdC geotermiche su totale PdC (%)

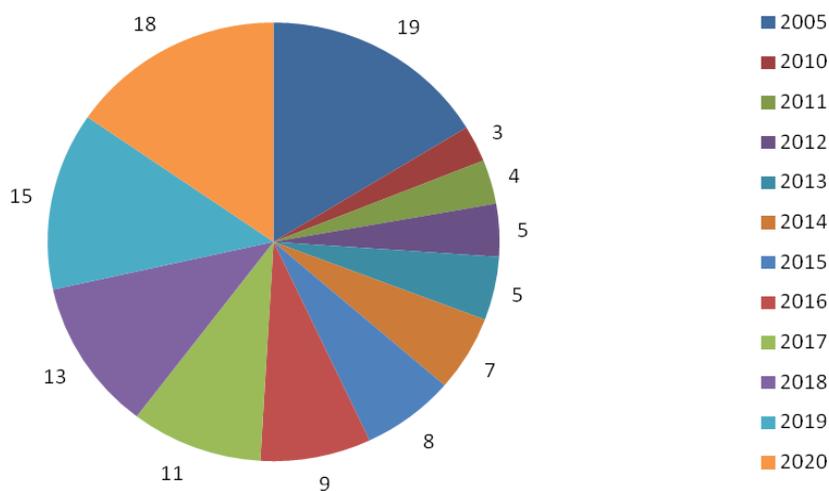


Figura 58. Incidenza percentuale dell'energia rinnovabile prodotta dalla pompe di calore geotermiche (PdC) sulla totalità delle pompe di calore (PdC).

La figura 54 e la relativa tabella dati evidenzia che l'incidenza del calore prodotto dalle pompe di calore geotermiche sul totale del calore prodotto attraverso le diverse tipologie di pompe di calore potrebbe avere un forte incremento passando dal 3 al 18%.

## Stime del PAN Italia per il contributo per il 2020 delle risorse geotermiche (usi diretti pompe di calore) all'obiettivo nazionale riscaldamento raffreddamento

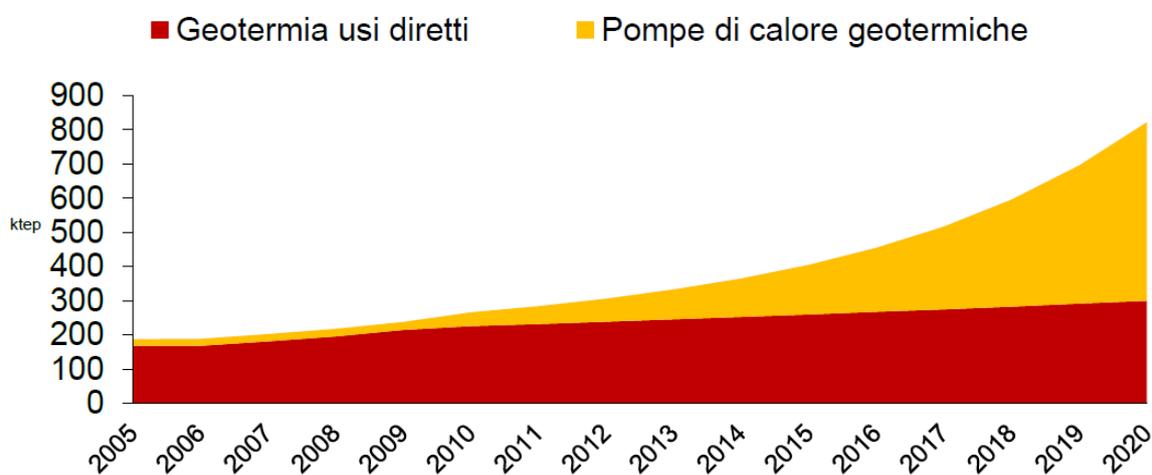


Figura 59. Stime del PAN per il contributo al 2020 delle risorse geotermiche(usi diretti e pompe di calore geotermiche).

I maggiori contributi nella produzione di energia termica saranno forniti dalle biomasse, dalle pompe di calore e dal solare. Il contributo dell'uso diretto del calore geotermico risulta, rispetto alle altre fonti, modesto.

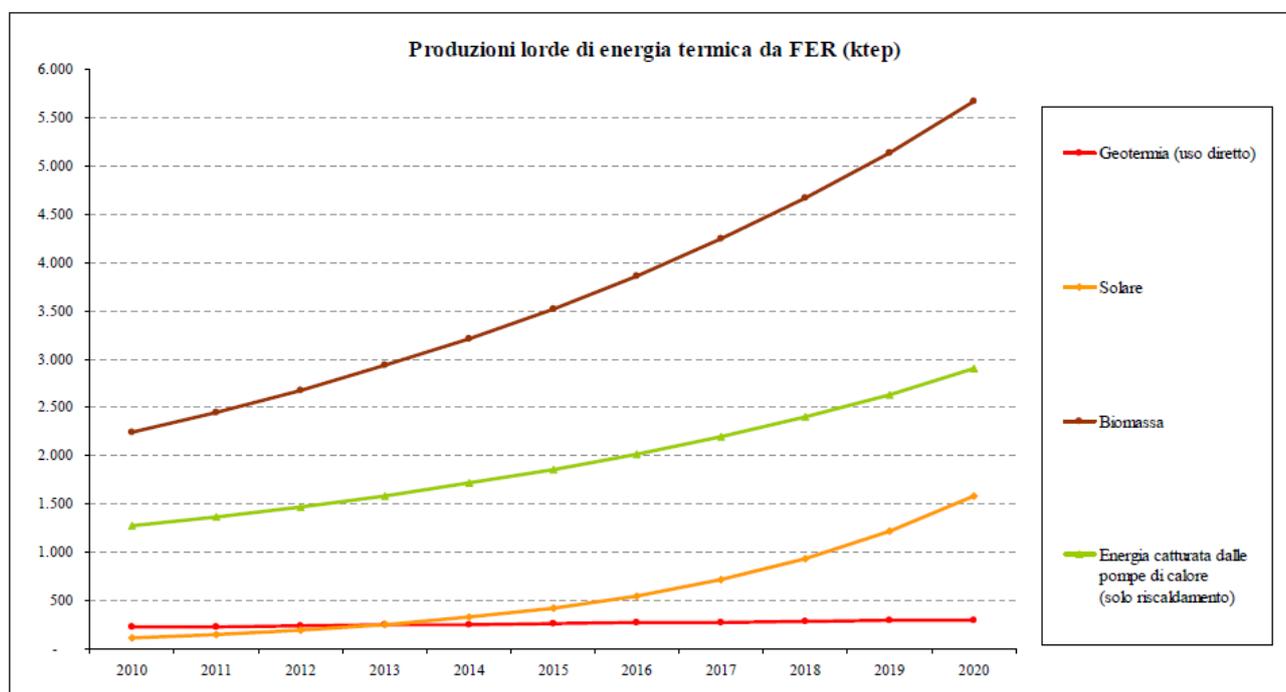


Figura 60. Produzioni lorde di energia termica da fonti energetiche rinnovabili al 2020. Da PAN 2010.

#### 4.4.2 Altri studi sulle previsioni di sviluppo della geotermia in Italia

Per valutare quale ragionevole contributo il calore della Terra può dare alla futura copertura dei fabbisogni nazionali di energia, l'UGI<sup>32</sup> ha predisposto uno studio finalizzato alla previsione di alcuni scenari di sviluppo della geotermia in Italia. In base alle caratteristiche geologiche del territorio italiano ed al tipo di risorse geotermiche esistenti fino a 5 km di profondità, ed in considerazione del probabile forte aumento dei prezzi dei combustibili fossili nei prossimi anni, e considerando i miglioramenti attesi dalla tecnologia nell'utilizzazione del calore terrestre, le stime di sviluppo dell'UGI, predisposte separatamente per la produzione di energia elettrica e per gli usi diretti, sono state sintetizzate nei seguenti due scenari di crescita:

- Scenario I: trend di sviluppo economico-sociale corrente, uso di tecnologie di produzione quasi soltanto mature, prezzi alla fonte del greggio al 2030 di 250 US \$/barile (circa tre volte più alti, cioè, di quelli medi del 2010, che sono stati 80 US \$/barile  $\approx$  400-420 €/tonn);
- Scenario II: trend di sviluppo economico-sociale trainato da scelte politiche forti in senso ecologico, uso di tecnologie di produzione non solo mature ma anche avanzate, prezzi alla fonte del greggio al 2030 di 300 US\$/barile (circa quattro volte più alti di quelli del 2010).

Con queste ipotesi, partendo dallo stato al 2010, le stime di crescita al 2030 sono state sintetizzate come riportato nella figura a fianco (Tab. A e Fig. II/A per l'energia geotermoelettrica, ed in Tab. B e Fig. II/B per l'insieme degli usi diretti. In questi ultimi è inclusa anche la quota parte di energia prodotta con l'impiego di pompe di calore geotermiche.

Sulla distribuzione regionale dell'energia prodotta l'UGI valuta che essa possa provenire fino al 2015 soltanto dalla Toscana, con un progressivo sviluppo anche in altre Regioni d'Italia a partire dalla seconda metà del decennio corrente. La quota parte di energia geotermoelettrica prodotta dalle altre Regioni può giungere nel 2030 al 18% nel caso dello Scenario I, ed al 25% nel caso dello Scenario II.

Per la frazione degli usi diretti alimentata da pompe di calore geotermiche, l'UGI stima una crescita progressiva che potrebbe raggiungere i 4.700 TJ/a nel 2020 ed i 15.000 TJ/a nel 2030 secondo lo Scenario II.

Per il contributo specifico dei differenti comparti degli usi diretti (climatizzazione di ambienti, termalismo, usi agricoli, itticoltura, processi industriali ed altri usi minori), stimano per tutti un importante incremento in valore assoluto; ma la climatizzazione di ambienti, già al primo posto nel 2010 diventerà via via più importante fino a costituire nel 2030 oltre il 50% del totale. Secondo l'UGI, i benefici attesi dallo sviluppo della geotermia al 2030 potranno essere sia di natura tecnica ed ambientale che economica e sociale con un traino per lo sviluppo delle scienze di riferimento e per l'industria manifatturiera ad essa sottesa.

In particolare i benefici tecnici ed ambientali ottenibili con l'uso di risorse geotermiche fino al 2030 potrebbero essere quantificati come segue:

---

<sup>32</sup>UGI: Previsioni di crescita delle geotermie in Italia fino al 2030 – Per un nuovo manifesto della geotermia in Italia. IL CALORE DELLA TERRA Risorsa eco-compatibile: ovunque, per tutti, sempre. Dicembre 2011

a) Risparmio di petrolio equivalente:

- per lo Scenario I: 1,94 (1,31+0,63) MTEP nel 2020, e 3,35 (1,79+1,56) MTEP nel 2030;
- per lo Scenario II: 2,13 (1,39+0,74) MTEP nel 2020, e 4,44 (2,28+2,16) MTEP nel 2030.

Il petrolio equivalente risparmiato con lo sviluppo degli usi diretti potrebbe giungere ad avere nel 2030, in entrambi gli Scenari, un'importanza economica quasi eguale a quella dell'energia geotermoelettrica.

b) Riduzione di CO<sub>2</sub> emessa:

- per lo Scenario I: 5,78 (4,14+1,64) MTonn nel 2020, e 9,76 (5,7+4,06) MTonn nel 2030;
- per lo Scenario II: 6,30 (4,38+1,92) MTonn nel 2020, e 12,82 (7,2+5,62) MTonn nel 2030.

Tab. A: Sviluppo dell'energia geotermoelettrica 2010-2030 con relativi risparmio di petrolio e riduzione di CO<sub>2</sub> emessa  
(2010-2030 development of geothermal power generation, with oil savings and avoided CO<sub>2</sub> emissions)

Anno/Year	2010	2020	2030
<b>SCENARIO I</b>			
Potenza installata (MW <sub>e</sub> ) Installed capacity	882,5	1 080	1 500
Produzione lorda (TWh/y) Gross generation	5,343	6,9	9,4
Olio risparmiato (kTOE/y) Oil saved	1 020	1 310	1 790
CO <sub>2</sub> evitata (kTonnes/y) Avoided CO <sub>2</sub> emissions	3 200	4 140	5 700
<b>SCENARIO II</b>			
Potenza installata (MW <sub>e</sub> ) Installed capacity	882,5	1 150	2 000
Produzione lorda (TWh/y) Gross generation	5,343	7,3	12,0
Olio risparmiato (kTOE/y) Oil saved	1 020	1 390	2 280
CO <sub>2</sub> evitata (kTonnes/y) Avoided CO <sub>2</sub> emissions	3 200	4 380	7 200

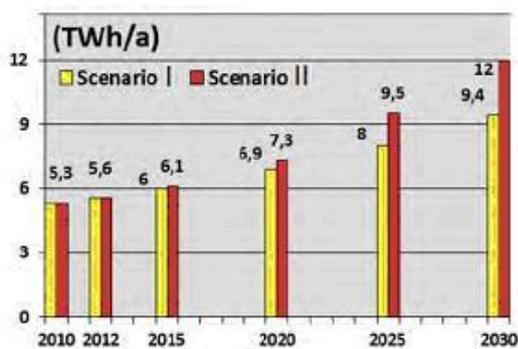


Fig. II/A: Sviluppo della produzione geotermoelettrica lorda 2010-2030 secondo gli Scenari I e II  
(2010-2030 development of geothermal generation under Scenarios I and II)

Tab. B: Sviluppo degli usi diretti 2010-2030 con relativi risparmio di petrolio e riduzione di CO<sub>2</sub> emessa  
(2010-2030 development of direct uses, with oil savings and avoided CO<sub>2</sub> emissions)

Anno/Year	2010	2020	2030
<b>SCENARIO I</b>			
Potenza installata (MW <sub>th</sub> ) Installed capacity	1 000	2 510	7 400
Produzione lorda (TJ/y) Gross production	12 600	26 380	65 200
Olio risparmiato (kTOE/y) Oil saved	300	630	1 560
CO <sub>2</sub> evitata (kTonnes/y) Avoided CO <sub>2</sub> emissions	800	1 640	4 060
<b>SCENARIO II</b>			
Potenza installata (MW <sub>th</sub> ) Installed capacity	1 000	2 750	8 800
Produzione lorda (TJ/y) Gross production	12 600	30 660	90 000
Olio risparmiato (kTOE/y) Oil saved	300	740	2 160
CO <sub>2</sub> evitata (kTonne/y) Avoided CO <sub>2</sub> emissions	800	1 920	5 620

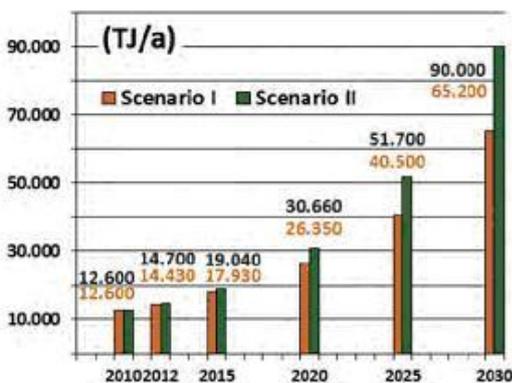


Fig. II/B: Sviluppo degli usi diretti (pompe di calore incluse) fino al 2030 secondo gli Scenari I e II  
(2010-2030 development of direct uses including heat pumps under Scenarios I and II)

Figura 61. Previsioni di crescita delle geotermia in Italia fino al 2030. Da UGI 2011.

Bertani<sup>33</sup>, in uno studio realizzato nel 2010, prevede che al 2030 sia la potenza installata che la produzione possano raddoppiare rispetto alla situazione attuale, arrivando a circa 1.600 MWe di potenza installata e ad una produzione superiore ai 10.000 GWh/a, come riportato nelle figure seguenti:



Tabella 29. R. Bertani. Scenari di sviluppo della geotermia al 2030: produzione di energia elettrica

Nelle figure 62 e 63 si riportano le curve di sviluppo ipotizzate per la potenza installata e per la produzione nel periodo 2010-2030.

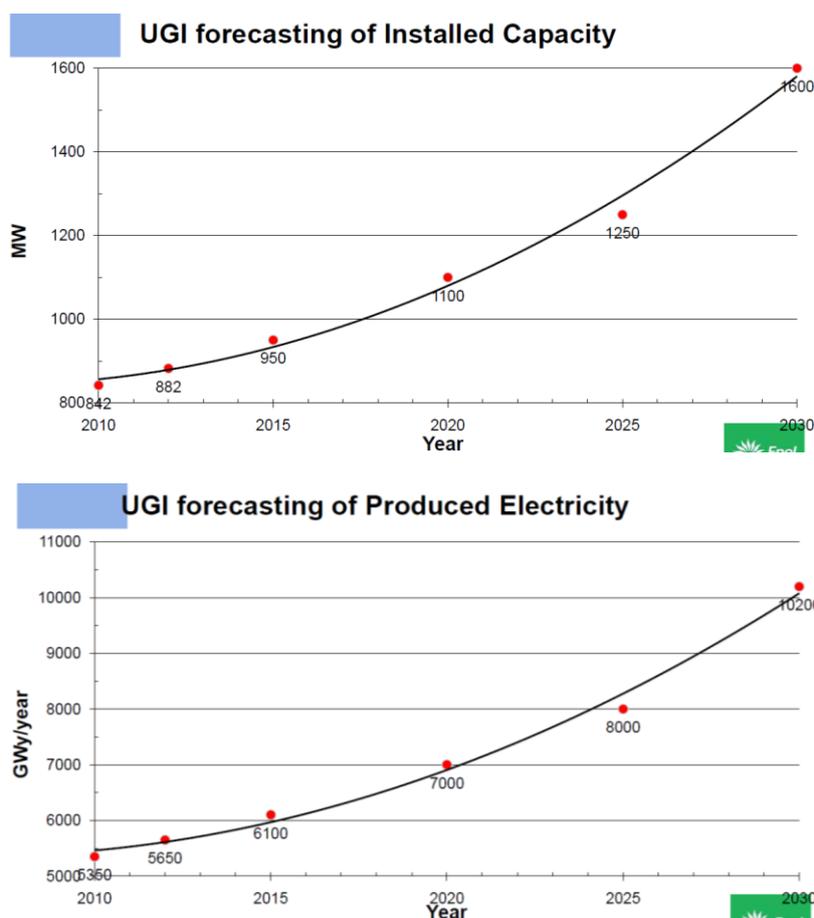


Figura 62 e 63. R. Bertani. Scenari di sviluppo della geotermia al 2030: produzione di energia elettrica (potenza installata e produzione elettrica).

<sup>33</sup> Bertani R. - Uno sguardo oltreconfine: visione strategica per lo sviluppo geotermico in Europa al 2050. - Soc. Geol. It. - Conferenza . quale futuro per la geotermia in Italia. Roma 17/12/2010 ([http://www.socgeol.it/542/quale\\_futuro\\_per\\_la\\_geotermia\\_in\\_italia.html](http://www.socgeol.it/542/quale_futuro_per_la_geotermia_in_italia.html))

Per quanto riguarda l'energia termica, lo studio del Bertani evidenzia che il settore in cui si potrebbe avere il maggiore sviluppo è quello del riscaldamento e del raffrescamento del settore residenziale che potrebbe passare dal 28 al 50%.

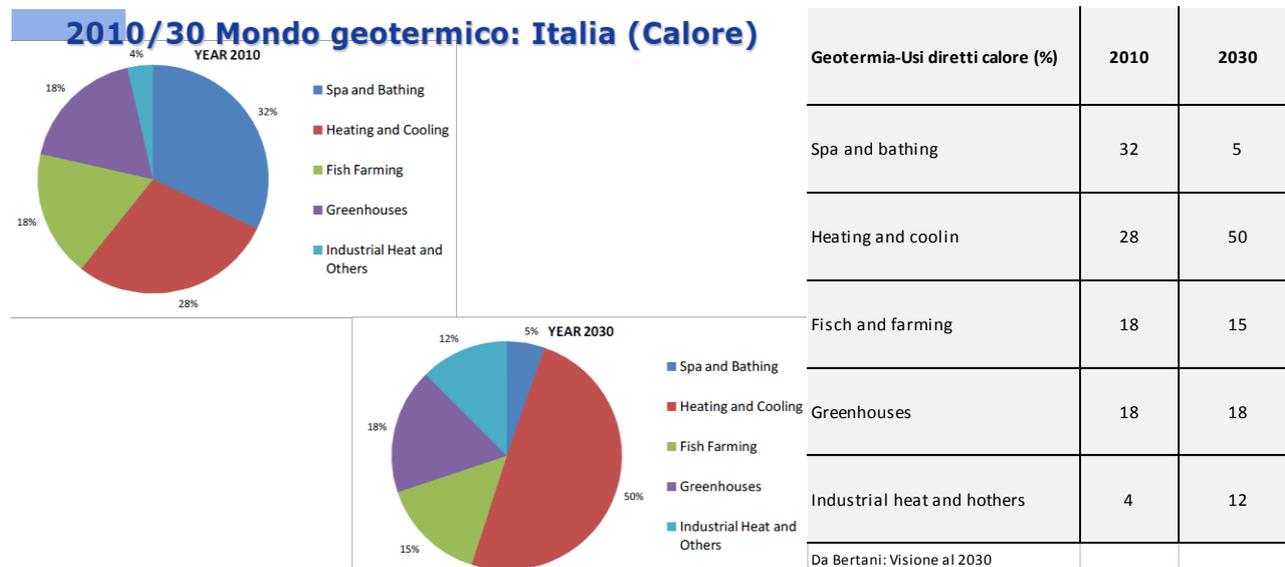


Figura 64. Prospettive di sviluppo (in percentuale) dell'uso diretto del calore in Italia per le diverse destinazioni d'uso (da . R. Bertani, citata)

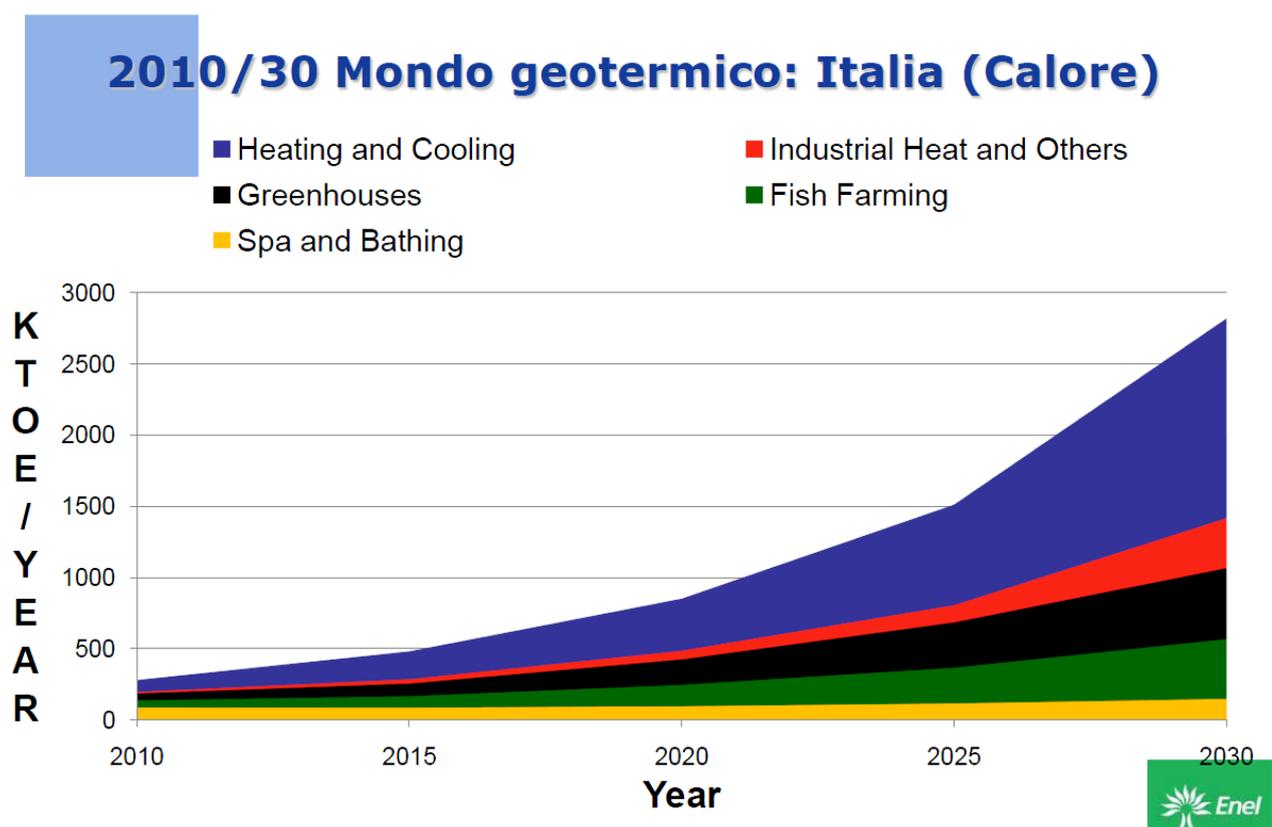


Figura 65. Prospettive di sviluppo dell'uso diretto del calore in Italia per le diverse destinazioni d'uso e cumulata (da . R. Bertani, citata)

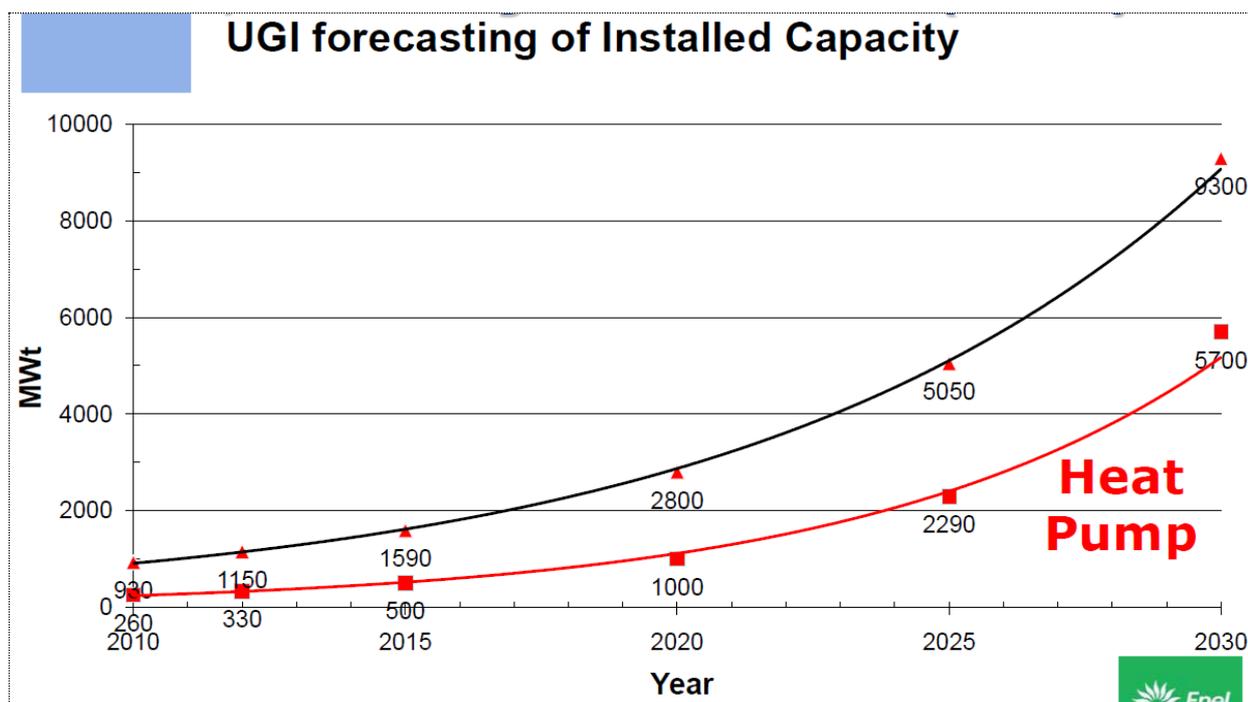


Figura 66. prospettive di sviluppo della potenza installata totale e pompe di calore in Italia. (da . R. Bertani, citata)

### 2010/30 Mondo geotermico: Italia (Calore)

2030

<b>TOTAL</b>	
- Total Capacity:	~ 9.300 MWt
- Produced Heat:	~ 118.070 TJ/year
- Oil Saving:	~ 2.820 kTOE/year
- CO <sub>2</sub> avoided:	~ 8.500 kTon/year
<b>HEAT PUMP</b>	
- Total Capacity:	~ 5.700 MWt
- Produced Heat:	~ 24.100TJ/year
- Oil Saving:	~ 575 kTOE/year
- CO <sub>2</sub> avoided:	~ 1.730 kTon/year
<b>OTHER</b>	
- Total Capacity:	~ 3.600 MWt
- Produced Heat:	~ 93.970 TJ/year
- Oil Saving:	~ 2.245 kTOE/year
- CO <sub>2</sub> avoided:	~ 6.770 kTon/year

Tabella 30: prospettive di sviluppo dell'energia termica in Italia al 2030. (Da R. Bertani, citata).

## 5. Valutazione preliminare delle potenzialità della geotermia in Sardegna

### 5.1 Le acque termali in Sardegna

Numerosi sono gli studi sui fenomeni idrotermali presenti sul territorio della Sardegna, sviluppati principalmente nel ventennio tra il 1970 e il 1990 e portati avanti dall'Università di Cagliari e di Sassari. In una pubblicazione del 1973<sup>34</sup> che fa il punto sulle prospettive della ricerca geotermica in Sardegna, gli autori identificano 116 sorgenti considerate termali. Nel 1978, un lavoro portato avanti dall'Università di Sassari<sup>35</sup> sulle acque a bassa ed alta entalpia emergenti in Sardegna, individua 77 siti distribuiti in tutto il territorio regionale, con una netta prevalenza nel settore nord-occidentale. In questo censimento delle acque termali sono state individuate dalla letteratura tutte le sorgenti con temperatura anomala rispetto alla media atmosferica.

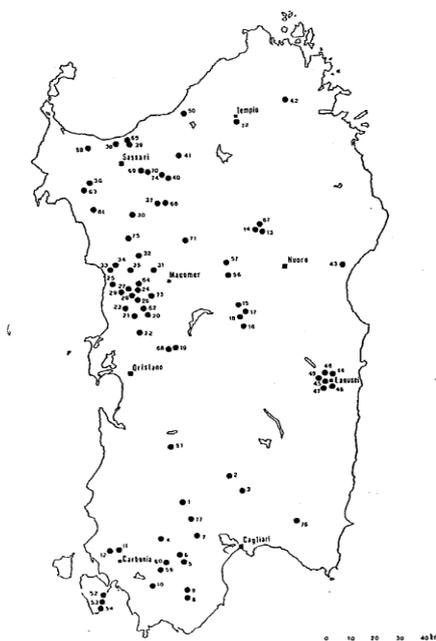


Figura 67. Ubicazione delle sorgenti termominerali e minerali della Sardegna (da Dettori 1978).

Classe T (°C)	N. sorgenti	% per classe
< 20°	44	57
21-30°	17	22
31-40°	5	6
41-50°	4	5
51-60°	2	3
>60°	2	3
n.d.	3	4
Totale	77	

Tabella 31. Distribuzione delle sorgenti per classi di T (da Dettori 1978).

<sup>34</sup> Damiani A.V. – Maxia (1973): *Prospettive di ricerca geotermica in Sardegna*. Boll. Soc. Geol. It. 1973-Vol. 92-Fasc. 3-pg. 567-580.

<sup>35</sup> Dettori B.: *Prime considerazioni sul chimismo e sul termalismo delle acque minerali della Sardegna*. Studi Ssassaresi, Sez. III, 1978, Vol. XXVI

Come si evince dalla tabella 31 prevalgono nettamente le sorgenti con temperature mediamente basse (al di sotto dei 20°C) che rappresentano il 57% del totale. Tra i 40° e 60°C sono presenti 6 sorgenti: Sa gutta sas Concas e su Banzu Mannu a Benettutti, Caddas e Bangius a Fordongianus, S. Maria is Acquas e Su Meriagu S. Filippu a Pimentel; mentre acque temperature superiori ai 60° si riscontrano solamente in due località: area di Casteldoria (Valledoria) e area di Acquacotta (Villasor).

In un lavoro del 1978<sup>36</sup>, in cui vengono considerate solamente 43 aree, prevalgono sempre i siti con temperature basse, ma in questo caso quelle tra i 20°-30° (58%) risultano certamente le più numerose.

Acque con temperature tra i 40° e 60° sono presenti in 4 sorgenti, mentre acque con temperature al di sopra dei 60° in emergenza si riscontrano solamente nell'area di Casteldoria (Valledoria), in cui si rileva una temperatura di 75°.

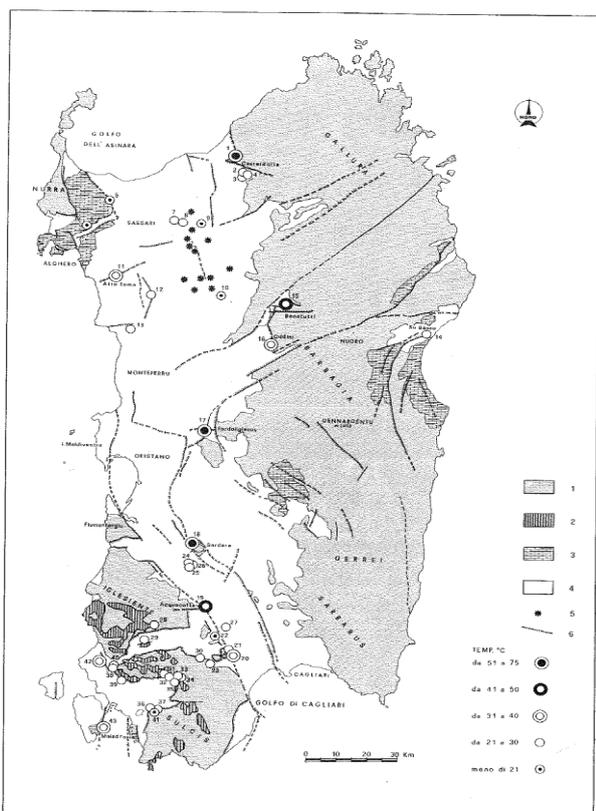


Fig. 1 - Ubicazione delle sorgenti d'interesse geotermico in Sardegna.  
 1 - Basamento granitico-scistoso-metamorfico paleozoico. 2 - Calcari e dolomie del Cambrico. 3 - Calcari e dolomie del Mesozoico. 4 - Vulcaniti e sedimenti del Terziario-Quaternario. 5 - Principali centri eruttivi del Quaternario. 6 - Principali linee di frattura.

Figura 69. Ubicazione delle sorgenti geotermiche in Sardegna (da Dettori 1982).

Classe T (°C)	N° sorgenti	% per classe
< 20°	8	19
21-30°	25	58
31-40°	5	12
41-50°	2	5
51-60°	2	5
>60°	1	2
Totale	43	

Portata (l/s)	N° sorgenti	% per classe
0-3	25	61
4-6	8	20
7-10	3	7
11-15	1	2
>15°	4	10
Totale	41	

Tabella 32 e 33. Distribuzione delle sorgenti geotermiche per classi di T e portata (da Dettori 1982).

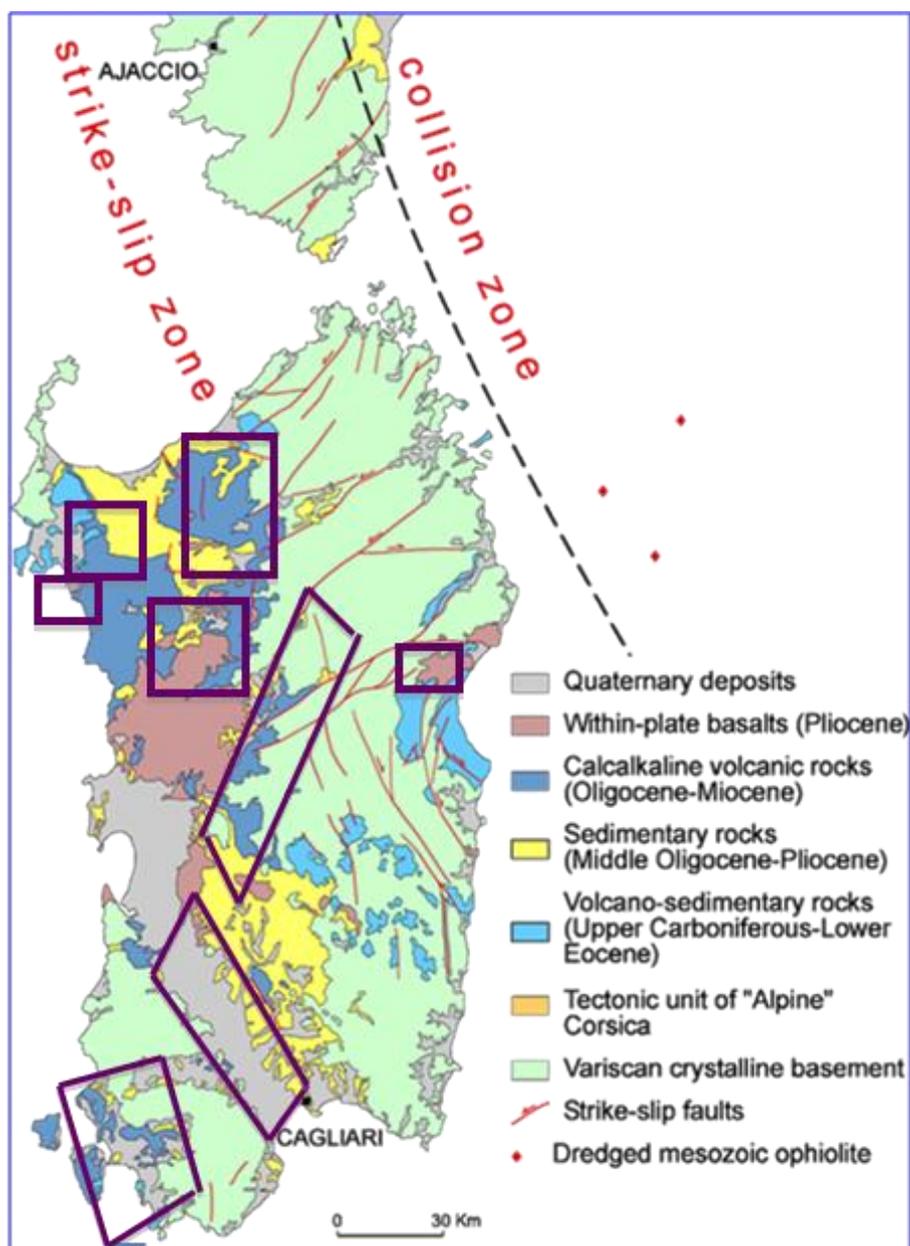
Le sorgenti considerate presentano portate contenute prevalentemente al di sotto di 1 l/s. Le sorgenti con portate minori di 6 l/s rappresentano l'80% delle sorgenti considerate. Di seguito le sorgenti con portata > di 4 l/s.

<sup>36</sup> Dettori B., Zanzari A.R., Zuddas P.: *Le acque termali della Sardegna. In "Ricerche geotermiche in Sardegna, con particolare riguardo al Campidano. PFE Sottoprogetto Energia geotermica - Relazione finale. Pisa 1982*

Principali sorgenti geotermali (per portata) in Sardegna

Denominazione	T°C	Portata (l/s)	pH	Denominazione	T°C	Portata (l/s)	pH
Galleria Temo	33	50	7.0	S'Acquacotta	46	6	7.0
Fonte Caddas	54	43	8.8	S'acqua fresca	18	6	7.1
Esaf Rio Murtas	22	30	7.5	Pozzo 7 Perfugas	23	5	7.3
Casteldoria	75	20	7.3	Fonte Cadda	24	5	6.8
Pozzo 2 Perfugas	23	14	7.1	Caput Acquis Barbusi	24	5	6.8
Su Concali S. Maria	23	10	7.1	Su Banzu	30	4	6.2
S. M. de Is Acquis	52	10	7.2	Su Banzu Mazzore	43	4	9.3
Acqued. Decimoputzu	23	9	7.9	Peppi Marrocu	24	4	6.9

Da: Dettori B., Zanzari A.R., Zuddas P.: *Le acque termali della Sardegna*. 1982



Rappresentazione schematica delle principali aree in cui si rinvengono sorgenti idrotermali in Sardegna.

Le aree termali principali individuate in Sardegna sono:

- l'Anglona (aree di Casteldoria e Perfugas),
- la Nurra (sorgenti di Abba Meiga e Mattarghentù),
- il Logudoro (sorgenti San Martino, Montes, S. Lucia),
- la Valle del Temo (sorgenti Galleria Temo-Cugia, Abbarghente),
- le Baronie (sorgente su Banzu),
- la valle del Tirso (Benetutti, Oddini, Fordongianus),
- la Sardegna sud-occidentale (Sulcis, Nuraxi Figus, Maladroxia)
- il Campidano meridionale (Sardara, Villasor, Uta).

**I numerosi studi sul tema portati avanti dal Dipartimento di Scienze della Terra dell'Università di Cagliari finalizzati alla definizione delle caratteristiche idrogeochimiche delle principali aree idrotermali della Sardegna,** (Caboï et al., 1985)

indicano fondamentalmente la presenza di 4 aree principali geotermiche localizzate lungo le strutture estensionali regionali: Campidano, Valle del Tirso, Anglona - con circuiti idrotermali che presumibilmente si sviluppano prevalentemente all'interno del basamento paleozoico (rocce granitiche e metamorfite) - e Logudoro - con circuiti idrotermali presumibilmente sviluppati nelle vulcaniti terziarie.

All'interno di queste aree ricadono le diverse manifestazioni idrotermali già considerate precedentemente (es. Sardara e Villasor nel Campidano, Fordongianus e Benetutti nella Valle del Tirso), che presentano composizione chimica e temperatura costanti nel tempo:

- Anglona – acque Na-Ca-Cl ricche in N<sub>2</sub>, temp. max. 75 °C a Casteldoria;
- Logudoro – acque Na-HCO<sub>3</sub> ricche in CO<sub>2</sub>, temp. max. 24 °C a Abbarghente presso Romana.
- Valle del Tirso – acque Na-Cl ricche in N<sub>2</sub>, temp. max. 55 °C a Fordongianus;
- Campidano – acque Na-HCO<sub>3</sub>-Cl ricche in CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>, temp. max. 55 °C a Sardara;

Il Ministero Sviluppo economico- Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche<sup>37</sup>, mette a disposizione un quadro di riferimento generale delle sorgenti geotermiche in Italia, in la Sardegna risultano presenti 52 sorgenti. L'elenco completo di tali sorgenti è riportato nella tabella seguente.

<u>Id</u>	<u>Nome sorgente</u>	<u>Tipo</u>	<u>Stato</u>	<u>Comune</u>	<u>Provincia</u>
249	PERDU MANNU	Sorgente	Captata	Cagliari	Cagliari
316	SA CANNA 1	Sorgente	Non indicato	Decimomannu	Cagliari
375	ZINNIGAS	Sorgente	Captata	Siliqua	Cagliari
285	S'ACQUACOTTA	Sorgente	Captata	Villasor	Cagliari
317	SA CANNA 2	Sorgente	Non captata	Villaspeciosa	Cagliari
121	CAPUTACQUAS BARBUSI	Sorgente	Captata	Carbonia	Carbonia-
191	IS PERDAS	Sorgente	Captata	Carbonia	Carbonia-
283	RIO CANNAS	Sorgente	Non captata	Carbonia	Carbonia-

<sup>37</sup> Ministero Sviluppo economico- Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/home.asp>; *Inventario delle risorse geotermali nazionali*: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/inventario/inventario.asp>

127	CARTIERA MARRAS	Sorgente	Non captata	Domusnovas	Carbonia-
244	NURAXI FIGUS	Sorgente	Captata	Gonnesa	Carbonia-
296	S.GIOVANNI 2	Sorgente	Captata	Iglesias	Carbonia-
116	CAMPU DE PISANU	Sorgente	Captata	Masainas	Carbonia-
250	PERDU SPADA	Sorgente	Captata	Narcao	Carbonia-
9	ACQUA CALLENTI SUPERIORE	Sorgente	Captata	Nuxis	Carbonia-
248	PEPPI MARROCCU	Sorgente	Captata	Nuxis	Carbonia-
157	FONTE CALDA	Sorgente	Captata	Piscinas	Carbonia-
220	MALADROXIA	Sorgente	Non captata	Sant'Antioco	Carbonia-
120	CAPUTACQUAS	Sorgente	Captata	Villamassargia	Carbonia-
353	SU BANZU	Sorgente	Non indicato	Dorgali	Nuoro
91	BANZIGHEDDOS	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Orani	Nuoro
92	BANZOS MANNOS	Manifest. di gas e acqua	Captata	Orani	Nuoro
156	FONTE CADDAS	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Fordongianus	Oristano
190	IS BANGIUS	Sorgente	Non indicato	Fordongianus	Oristano
286	S'ARGIANNU	Sorgente	Captata	Fordongianus	Oristano
299	S.MARIA DE IS ACQUAS/CLINICA	Sorgente	Captata	Morgongiori	Oristano
300	S.MARIA DE IS ACQUAS/TERME	Manifest. di gas e acqua	Captata	Morgongiori	Oristano
224	MATTARGHENTU	Sorgente	Non indicato	Alghero	Sassari
40	ANZU DE S'ISTOGOMO	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
41	ANZU DE SOS BECCOS	Manifest. di gas e acqua	Captata	Benetutti	Sassari
42	ANZU DE SOS DENTES	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
43	ANZU IN SA CABINA	Sorgente	Non indicato	Benetutti	Sassari
94	BANZU DE SAS CONCAS	Sorgente	Non indicato	Benetutti	Sassari
251	PETRETTO	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
310	S.SATURNINO 1	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
311	S.SATURNINO 2	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
354	SU BANZU MAZORE/BANZU MANNU	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
359	TANDA 2	Sorgente	Captata	Benetutti	Sassari
93	BANZU DE SA GUTTA	Sorgente	Captata	Bultei	Sassari
453	ZUMPADU	Sorgente	Non captata	Bultei	Sassari
303	S.MARTINO A	Manifest. di gas e acqua	Captata	Codrungianos	Sassari
304	S.MARTINO B	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Codrungianos	Sassari
305	S.MARTINO C	Manifest. di gas e acqua	Captata	Codrungianos	Sassari
459	S.MARTINO D	Manifest. di gas e acqua	Captata	Codrungianos	Sassari
306	S.MARTINO/FONTE BAGNI	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Codrungianos	Sassari
307	S.MARTINO/FONTE CORDELLA	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Codrungianos	Sassari
308	S.MARTINO/FONTE LAMARMORA	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Codrungianos	Sassari
0	ABBARGHENTE	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Padria	Sassari
1	ABBARGHENTE A	Manifest. di gas e acqua	Non indicato	Padria	Sassari
172	GALLERIA DI DERIVAZIONE LAGO	Sorgente	Non indicato	Santa Maria	Sassari
454	ABBA MEIGA	Sorgente	Non indicato	Sassari	Sassari
133	CASTELDORIA	Manifest. di gas e acqua	Non captata	Viddalba	Sassari
175	GALLERIA TEMO-CUGA	Sorgente	Non indicato	Villanova	Sassari

Tabella 34. elenco delle sorgenti termali della Sardegna (da Inventario delle risorse geotermali nazionali:  
<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/inventario/inventario.as>)

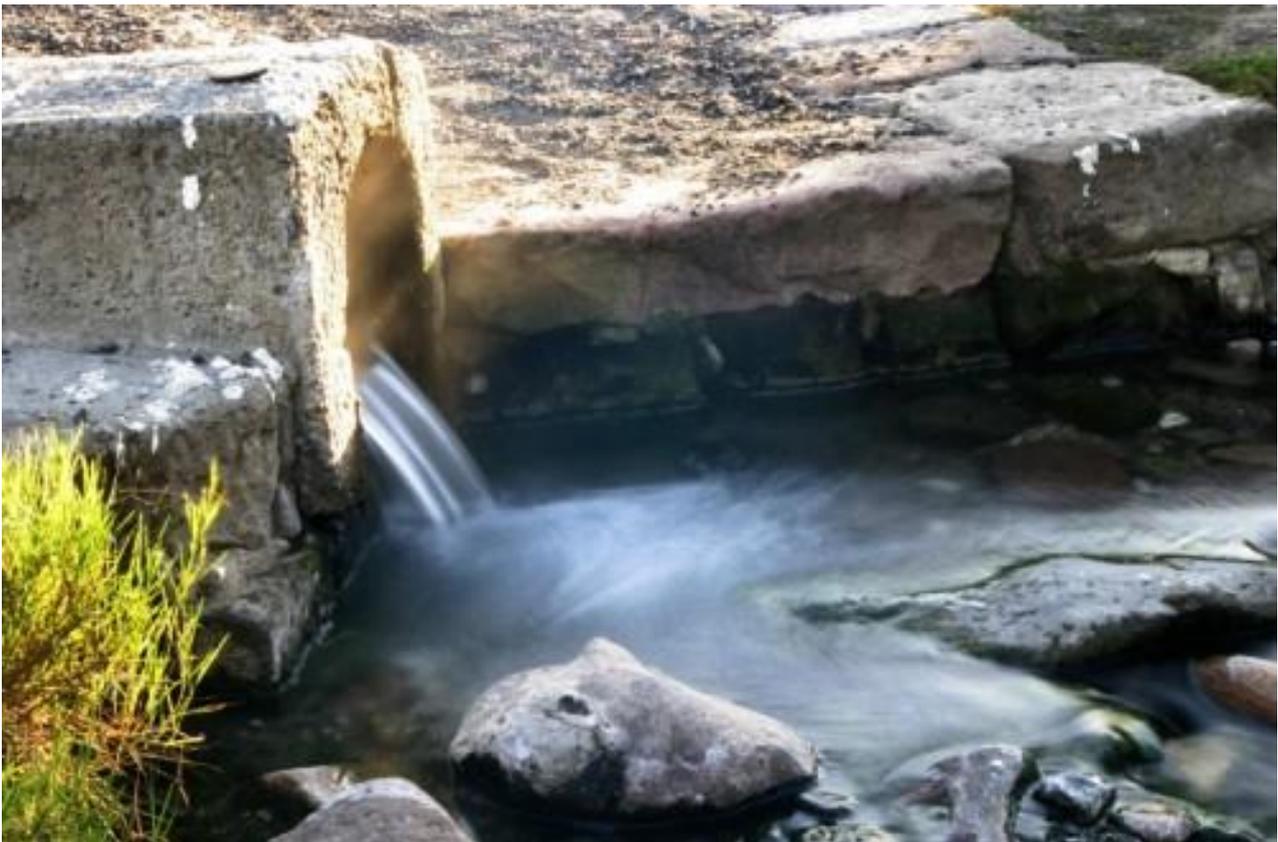
## 5.2 Caratteristiche dei principali domini idrotermali della Sardegna

Un recente studio<sup>38</sup>, ha eseguito una nuova campagna di rilievi geochimici sui fluidi e le acque idrotermali presenti in Sardegna, di seguito si riportano le conclusioni principali a cui è pervenuto tale lavoro.

I rilievi eseguiti dallo studio (in accordo con gli studi eseguiti precedentemente e principalmente dall'Università di Cagliari) identificano due principali famiglie di fluidi differenti con riferimento sia alla chimica delle acque che ai gas disciolti:

- fluidi a  $\text{CO}_2$  dominante, poveri in He e Rn, con il rapporto  $3\text{He}/4\text{H}$  relativamente alto, associati con acque sotterranee  $\text{Na-HCO}_3\text{-Cl}$  fredde. Le zone di faglia caratterizzate da fluidi simili sono: la zona di interazione della Famiglia delle faglie del Logudoro, la faglia di Sardara e la Famiglia delle faglie orientali del Campidano, la Famiglia delle faglie occidentali del Campidano e, localmente, il settore del Graben del Campidano Centrale.
- fluidi ricchi in  $\text{N}_2$  e He, poveri in  $\text{CO}_2$  e Rn, con basso rapporto  $3\text{He}/4\text{H}$ , associati con acque termali alcaline (Cl e  $\text{HCO}_3$ ). Componenti con gas simili caratterizzano fluidi che si disperdono lungo il bordo della Famiglia delle faglie orientali del Campidano e lungo la faglia della Valle del Tirso.

Per entrambe le tipologie i fluidi hanno origine meteorica, con uno spostamento non significativo verso i processi geotermici, come testimoniato dai dati isotopici di H e O (Cidu&Mulas 2003).

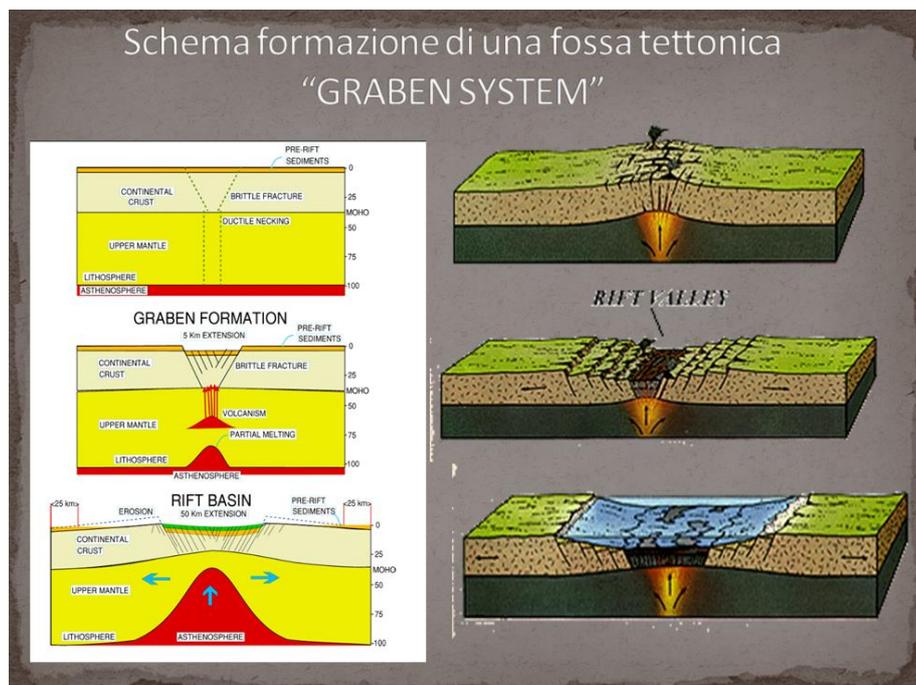
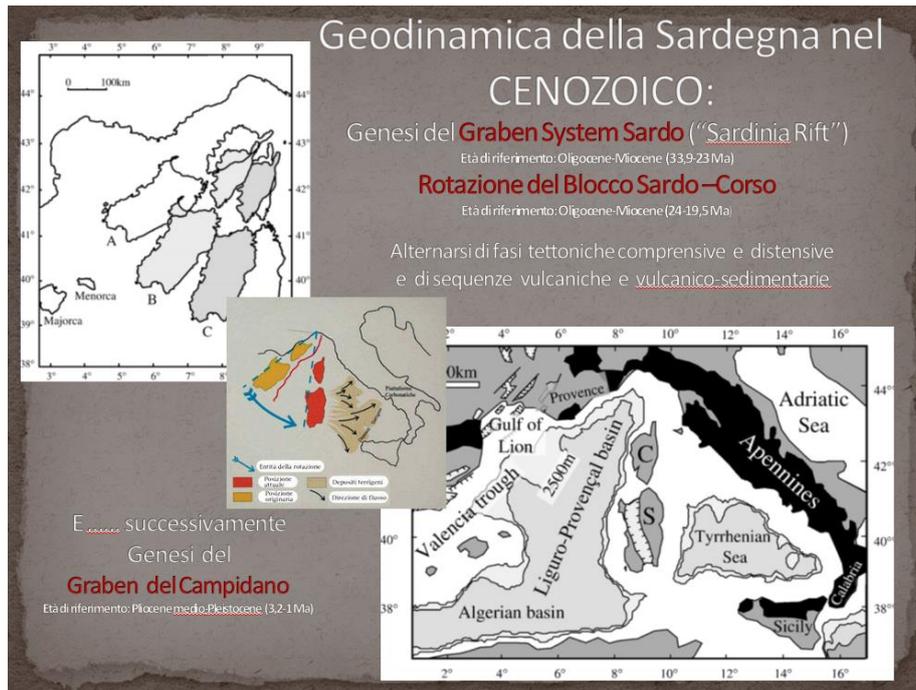


Le sorgenti delle Terme di Fordongianus

<sup>38</sup> Angelone M., Gasparini C., Guerra M., Lombardi S., Pizzino L., Quattrocchi F., Sacchi E. e Zuppi G.M.: Fluid geochemistry of the Sardinian Rift-Campidano Graben (Sardinia, Italy): fault segmentation, seismic quiescence of geochemically "active" faults, and new constraints for selection of CO<sub>2</sub> storage sites. *Applied Geochemistry* 20 (2005) 317–340.

## Quadro geodinamico e strutturale della Sardegna e relazioni con le acque termominerali

La Sardegna, rappresenta insieme alla Corsica (Francia), un frammento della crosta continentale. La sua configurazione strutturale, sviluppatasi durante la deformazione varisca mostra la presenza di una forte tettonica compressiva alpina con un processo di piegamento e sovrascorrimento con S-vergente (a Nord) e W-vergente (a sud). Durante il periodo Oligocene-Miocene l'isola si distacca dal margine Iberico-Provenzale e si separa dal continente Europeo, e raggiunge la sua posizione attuale dopo uno spostamento verso SE ed una simultanea rotazione antioraria di quasi 30°, come schematicamente rappresentato nelle tavole seguenti.



Durante il Miocene subisce un ulteriore episodio estensionale, inducendo la formazione del Rift Sardo. Quest'ultimo è il risultato di un sovrapposto episodio estensionale e trans-tensionale, ed è coevo col rift orientale del Mar Mediterraneo. Il Rift Sardo (Graben System Sardo) è approssimativamente orientato N-S, dal Golfo di Cagliari fino al Golfo dell'Asinara-Sassari; nella sua porzione sud-orientale si sovrappone il Bacino del Campidano, definito anche come Graben del Campidano.

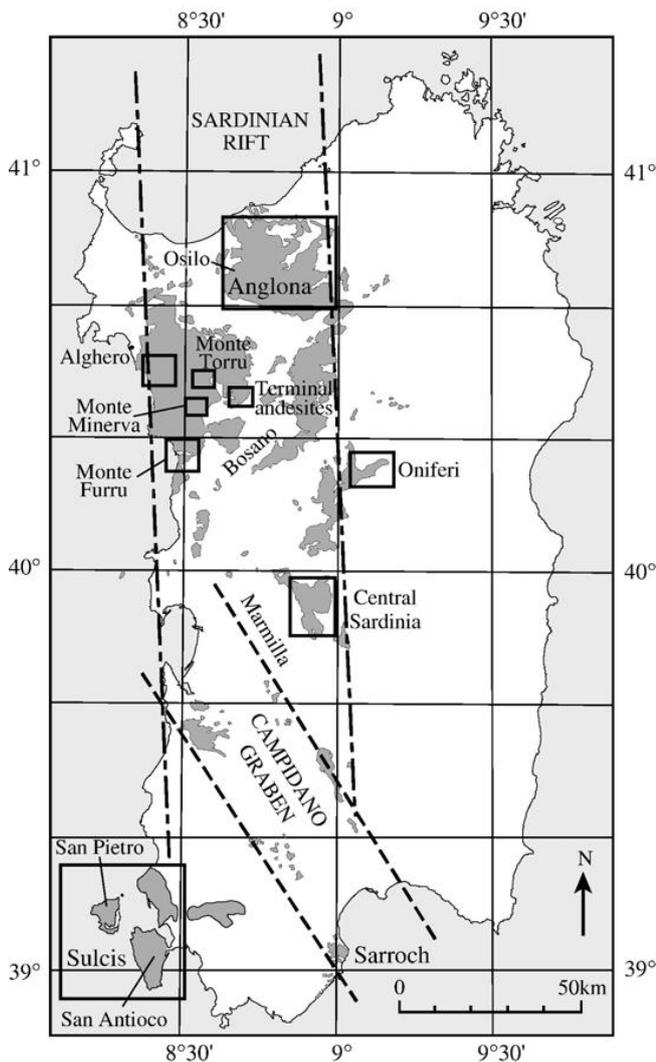
Questa fase si conclude con un vulcanesimo andesitico, probabilmente legato con le zone di subduzione, da relazionare con l'apertura del Bacino Alghero-Provenzale, che può aver determinato la formazione di un serbatoio magmatico, con

patterns composizionali molto vicini al mantello sottostante, all'interno della crosta.

Il Graben del Campidano è stato assoggettato ad un nuovo ciclo di subsidenza durante il Pliocene medio. La porzione più meridionale del Graben (Graben di Cagliari) è stata colmata da sabbie, fanghi, conglomerati ed argille lacustri che, e in tempi più recenti con depositi fluviali, mentre le parti più settentrionali del Graben sono state interessata da una intensa attività vulcanica, con una composizione che varia da acida (rioliti di Monte Arci) ad alcalina.

Il basamento del Graben del Campidano (vedi Pala, Egger e Casula-2011), è quasi sempre costituito da rocce granitico-metamorfiche dell'era paleozoica, con un grado di metamorfismo variabile.

Il complesso sedimentario terziario, in conseguenza delle differenti trasgressioni marine, affiora lungo differenti settori del sistema di rift.



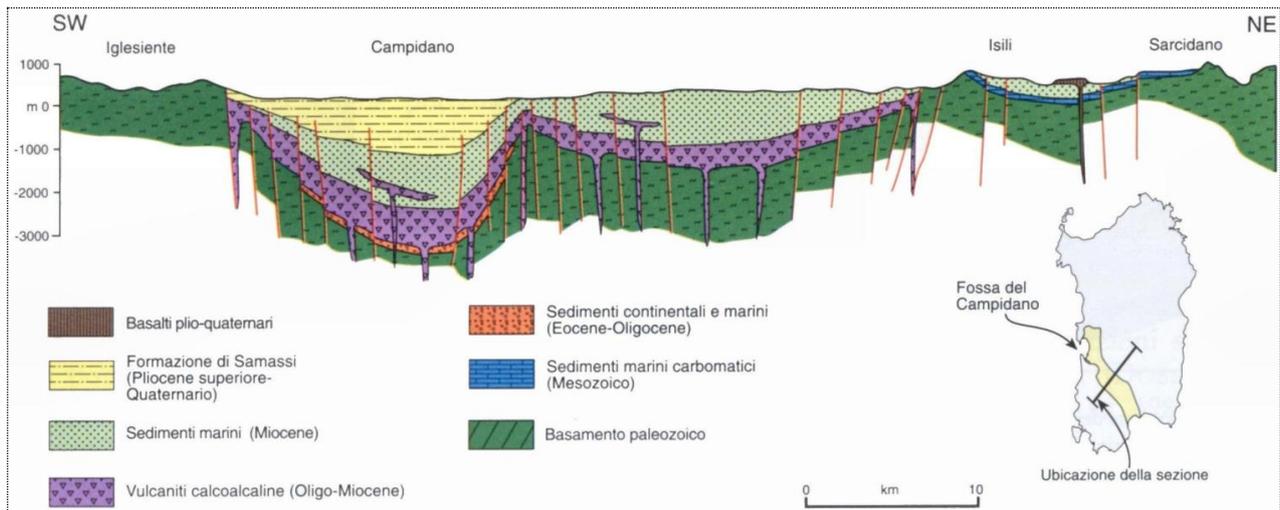
Carta della Sardegna che mostra la localizzazione delle vulcaniti calcio-alcaline del Miocene (in grigio)

Sull'area sono state portate avanti, a partire dagli anni 1980, dettagliate indagini geofisiche congiuntamente dalla CE-Commissione Europea e dal CNR (di cui si tratterà più avanti).

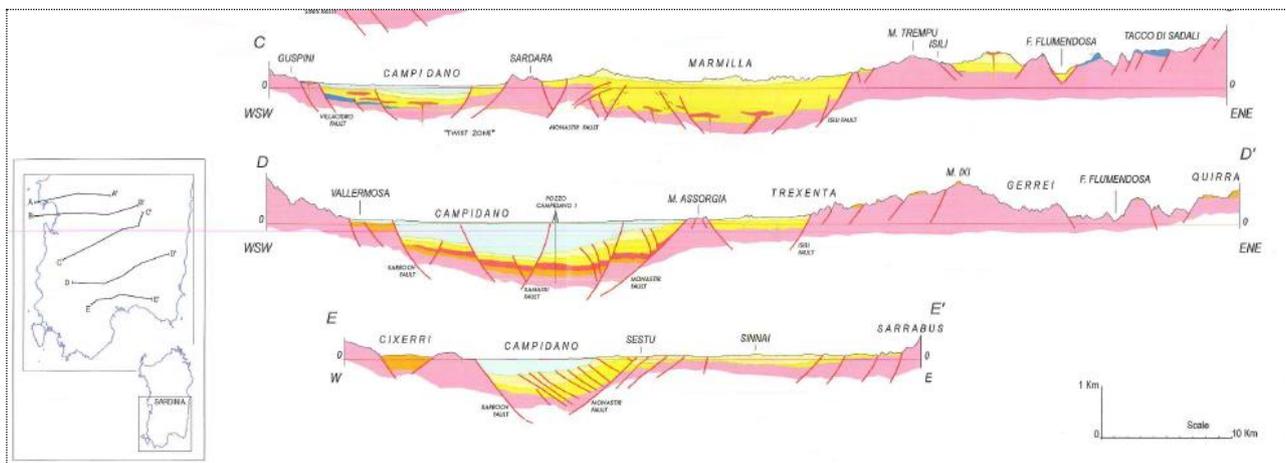
Le informazioni geofisiche finora raccolte indicano che i dati petrofisici non possono spiegarsi come collegati ad un unico serbatoio geotermico, al contrario tutti i dati sulle sorgenti termali campionate, consentono di classificarle come manifestazioni locali, ognuna relazionata con la risalita di fluidi profondi dal complesso granitico-metamorfico lungo segmenti di faglia o le zone di frattura principali delle rispettive aree.

## Sardegna meridionale

Dal punto di vista strutturale il Graben del Campidano è un graben stretto e profondo, che si estende approssimativamente con una direzione NW-SE, limitata da due alti (horst) granitico-metamorfici legati a faglie regionali. Gli studi geologici e geofisici suggeriscono che la depressione centrale è profonda circa 3000-5000 m, lunga un centinaio di Km e larga una trentina di Km. Nessuno dei pozzi per la ricerca del petrolio, localizzati al centro del Graben ha raggiunto il basamento paleozoico cristallino. Il Graben del Campidano è caratterizzato da un rimarchevole flusso di calore anomalo, probabilmente dovuto ad una locale riduzione della litosfera (Loddo; D'Amore; Cataldi 1995).



Sezione geologica schematica attraverso la fossa del Campidano basata sull'interpretazione di dati aeromagnetici, da Balia et alii – 1991



Sezione geologica schematica attraverso la fossa del Campidano basata sull'interpretazione di dati sismici, da Casula et Al. 2001

Il flusso di calore dell'area mostra un picco anomalo, che si estende sopra l'intero graben con valori medi di 188,4 mW/m<sup>2</sup> (4,5  $\mu$ cal/cm<sup>2</sup>s). Questa anomalia è localizzata vicino a Sardara ed è probabilmente relazionata alla presenza di una locale riduzione della litosfera. L'anomalo gradiente geotermico è di circa 1°C ogni 15-20 m. Alcuni studi

prevedono che, ad una profondità di 2000, al centro del Graben, le temperature siano superiori ai 150°C, come meglio specificato nel successivo paragrafo 5.3..

La crosta ercinica della Sardegna è caratterizzata da un valore intorno ai 60 mW/m<sup>2</sup>; questi valori sono probabilmente dovuti a eventi termali relazionati con le recenti fasi tettoniche del rifting Ligure, Provenzale e Sardo-Balearico.

Nella Carta della gravità regionale, la parte orientale del Graben mostra un trend regolare di anomalie positive ed un sistema di faglie in entrambi le parti del Graben e per tutta la sua lunghezza. La mappa di Bouguer è dominata da un largo e allungato basso, esteso approssimativamente NW-SE da Oristano a Decimomannu, e nel quale sono presenti tre pronunciate gravità di minima (Arborea, S. Gavino e Decimomannu) che alcuni studi correlano col colmamento Terziario del Campidano dovuto ai sedimenti del Miocene-Pliocene.

Alte gravità corrispondono in maniera predominante all'esposizione del Basamento Cristallino Paleozoico e alle andesiti del Terziario. C'è un buon accordo tra la gravità e le strutture geoelettriche specialmente lungo la linea Guspini-S.Gavino-Sardara-Lunamatrona, dove l'interpretazione indica la presenza di una significativa dislocazione tettonica, che interessa il Basamento Cristallino del Graben del Campidano Centrale fino ad una profondità di circa 3 Km. Una rimarchevole corrispondenza tra alto gravimetrico-gradiente magnetometrico e sorgenti termali sono riportate da Balia et. Al. (1984): sono indicate il prevalente orientamento delle linee iso-anomale lungo la direzione NNW-SSE, un altissimo gradiente orizzontale in corrispondenza con le sorgenti termominerali, ed una chiara asimmetria del Graben del Campidano. In particolare in corrispondenza del sito di Sa Guardia e di Su Concali una faglia è stata chiaramente riconosciuta (bordo occidentale del Graben del Campidano). Quest'area corrisponde con un massimo di flusso di calore (Loddo 1982).

Anche il settore di Capoterra, nella parte sud-orientale del Graben è caratterizzata da alti gradienti geofisici orizzontali. La debole anomalia gravimetrica che si estende da S'Acquacotta a Villacidro (denominata "Anomalia Villacidro") è posizionata lungo le nuove direzioni NNW-SSE ed è probabilmente connessa con un corpo intrusivo, a maggiore profondità, dove una master fault dato luogo ad una forte dislocazione. La sorgente di S'Acquacotta risulta associata con la faglia principale allineata con la parte orientale del Bacino di S'Acquacotta, che rappresenta la parte estrema del Bacino di San Gavino.

### **Sardegna settentrionale**

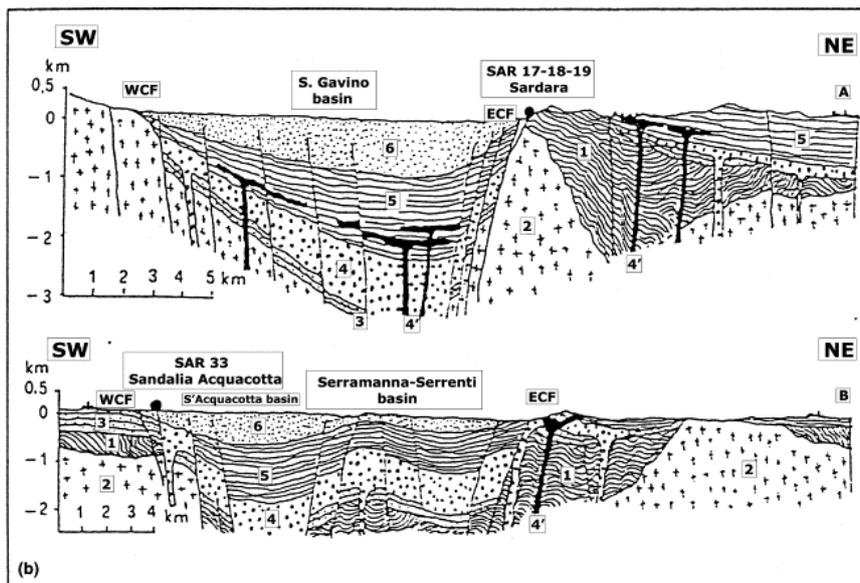
L'area termale di Fordongianus, lungo la valle del Tirso, è localizzata lungo la depressione tettonica, bordata da un sistema di faglie con andamento NW-SE e NE-SW. In questa area, le sorgenti termali definiscono un circuito all'interno del basamento granitico metamorfico (Caboi 1989). Il Bacino del Logudoro è una parte del settore più settentrionale del rift Oligo-Miocenico Sardo. Le andesiti e le ignimbriti colmarono il bacino e vennero successivamente ricoperte dalle formazioni sedimentarie del Miocene medio.

Durante il Quaternario, il Bacino è stato interessato da un'intensa attività vulcanica. Esso è caratterizzato dall'intersezione dei sistemi di faglia con andamento NE-SW e NNW-SSE, che dislocano il basamento e che in corrispondenza localizzano la presenza di effluvi ricchi di CO<sup>2</sup>.

A causa del loro interesse geotermale (presenza di sorgenti debolmente termali con alto valore di PCO<sup>2</sup> (Nuti 1977; Caboi 1993), sono stati eseguiti studi geofisici che suggeriscono la presenza in profondità di una piattaforma

carbonatica Mesozoica, nonostante la sua continuità ad Est e a Ovest non sia stata sperimentalmente provata (Pecorini 1988). I basalti Plio-Pleistocenici ricoprono i sedimenti miocenici o le rocce vulcaniche dell'Oligo-Miocene o del Basamento Paleozoico.

L'area termale di Casteldoria è localizzata vicino al mare all'intersezione di due sistemi di faglia ortogonali tra loro, che separano i graniti del basamento ercinico della Gallura dai sedimenti del Cenozoico e del Quaternario dell'area dell'Anglona. Sedimenti cenozoici, localmente incrociati con corpi e dicchi lamprofirici, coprono affioramenti granitici e scisti paleozoici. Non lontano dal settore orientale, la piattaforma carbonatica mesozoica è anche esposta: un limitato affioramento è visibile ad Erula, circa 15 Km a SSE dell'abitato di Casteldoria (Carmignani 1996).



Sezioni geologiche schematiche attraverso la fossa del Campidano, all'altezza di Sardara e di Serrenti da Angelone et Al. 2005

Le conclusioni principali a cui perviene lo studio dell'Angelone et. Al, a cui si rimanda per gli aspetti idrogeochimici, sono:

- Le faglie del System Graben Sardo e del Graben Campidano devono essere considerate come circuiti sempre attivi;
- Le faglie controllano la mobilità delle acque e dei gas nelle aree cratoniche;
- Le aree attive in passato o in quiescenza sono ancora, in profondità, aree produttive di acqua calda e di gas;
- I cratoni non possono essere considerati come massicci morti: la CO<sup>2</sup> geogenica rappresenta il vettore del movimento dei fluidi verso l'alto, e limita in alcuni settori dei sistemi tettonici l'effetto "sigillante" determinato da alcune discontinuità;
- I sistemi di faglie della Sardegna, ed in particolare quelli del Graben Campidano, sono fortemente segmentati;
- I dati portano ad escludere la presenza un grande reservoir geotermale, è molto più plausibile la presenza di serbatoi di piccole-medie dimensioni dislocati all'interno delle formazioni del System Graben;
- La distinzione dei diversi fluidi associati a specifici circuiti, consentono di individuare "le zone di faglie geochimicamente attive" ("GAFZ").

## 5.3 Le risorse geotermiche della Sardegna e l'Inventario delle risorse geotermiche nazionali

### 5.3.1 Le prime ricerche geotermiche in Sardegna

Gli studi e le indagini sulle potenzialità in campo geotermico in Sardegna non risultano molto sviluppati. Le ricerche operative più remote, di cui si dispongono delle informazioni<sup>39</sup>, risalgono alle attività portate avanti dal 1956 al 1962 dalla Società Elettrica Sarda (SES) nell'area di Casteldoria, in Anglona (vedi Figura pagina 131).

Queste ricerche hanno comportato la perforazione di alcuni pozzi con profondità superiori ai 1000 metri. Si hanno notizie di 12 pozzi distribuiti in un'area che si estende qualche chilometro ad ovest e a sud della manifestazione termale di Casteldoria raggiungendo la località di S.Pietro di Bulzi ad ovest (pozzo 10 con profondità di 1660 metri) e di Isolana a sud (Pozzo 8).

La perforazione di pozzi fu preceduta da rilievi geofisici (SEV e gravimetrici) e, in alcuni pozzi, furono effettuati carotaggi termici per misure di gradiente, prove di strato e log elettrici.

I rapporti sulle stratigrafie lasciano intuire una scarsa conoscenza dei litotipi e della geologia a contorno; dai rapporti non è facile riferire con precisione i parametri registrati nei fori e le formazioni presenti.

Il profilo litostratigrafico e termico del pozzo 8 (vedi figura seguente), consente di valutare che a partire dalla profondità di circa 150 m dal p.c. il sondaggio si sviluppa all'interno dei graniti, litologicamente molto compatte e caratterizzate da una permeabilità molto bassa. Per quanto riguarda la temperatura si osserva che, a partire dai 500 m di profondità dal p.c, essa risulta superiore ai 90°C, e che rimane fino alla profondità di 950 dal p.c. non supera i 96°C, per raggiungere la T max di circa 100-102° alla profondità di 1000 m dal pc.

Il sondaggio raggiunge una profondità max di 1.278,35 m, con una temperatura sui 94°C.

Tali dati risultano di rilevante interesse, in considerazione del fatto che gli impianti a ciclo binario sono oggi in grado di produrre energia elettrica a partire da fluidi con T superiori a 80-90°C.

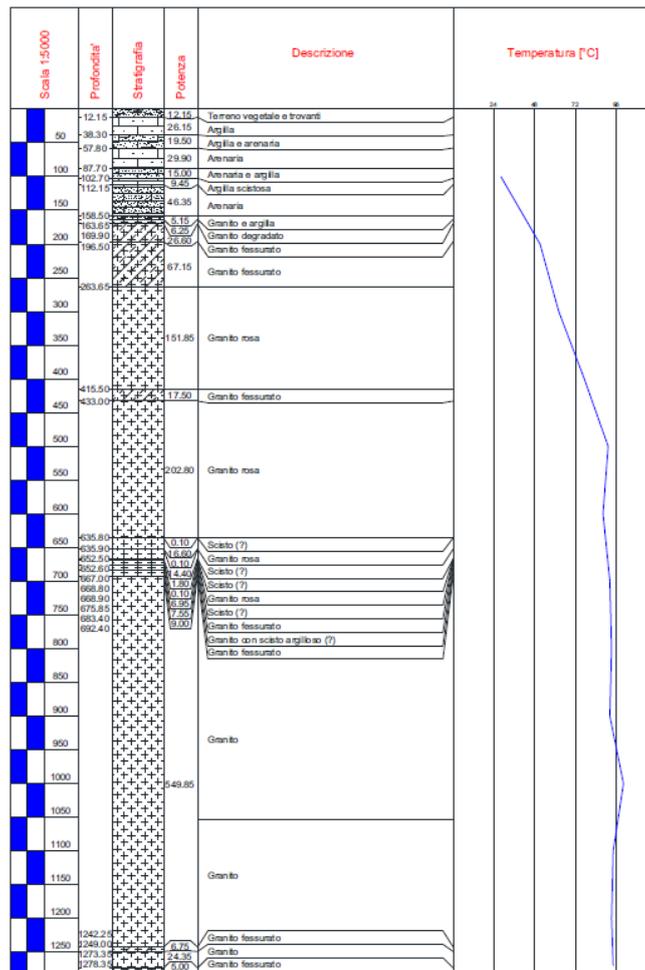
Pertanto nell'area di Casteldoria, se si rinvenissero fluidi a tale temperatura a partire da una profondità di 500 m dal p.c.. si potrebbe (teoricamente) produrre energia.

Altre indagini che prevedevano la realizzazione di sondaggi profondi sono state realizzate in Sardegna nell'ambito degli studi finalizzati alla ricerca di idrocarburi nel sottosuolo della Sardegna.

In particolare nel 1960, la Regione Sarda, attraverso la SAIS-Società per Azioni Idrocarburi Sardegna, partecipata pubblico-privata, eseguì tre sondaggi, profondi 1700-1800 m, che diedero tutti esito negativo. Il primo pozzo, denominato "Oristano 1", fu eseguito nel 1961 presso le case Sassu, in territorio di Arborea-Santa Giusta, e raggiunse la profondità di 1802 m. Il secondo pozzo, denominato "Oristano 2" fu perforato nel 1962 presso Riola Sardo e raggiunse la profondità di 1700 m. Il terzo pozzo, denominato "Campidano 1" è stato perforato nel 1963 presso Villasor, nel Campidano Meridionale, ed ha raggiunto la profondità di 1700 m. In tempi successivi, nel 1974, un quarto pozzo è stato perforato in mare nel Golfo di Cagliari, al largo di Pula, dall'AGIP Spa. Il pozzo ha raggiunto la profondità di 2377 m ed ha avuto anche esso esito negativo. Le informazioni acquisite su alcuni parametri, quali ad es. temperatura, sarebbe tuttora di rilevante importanza.

---

<sup>39</sup> *Comunicazione personale del Prof. Geol. Giacomo Oggiano, dell'Università di Sassari.*



Ricerche operative nell'area di Casteldoria: profilo litostratigrafico e termico del pozzo 8<sup>40</sup>

## Pozzi profondi realizzati in Sardegna

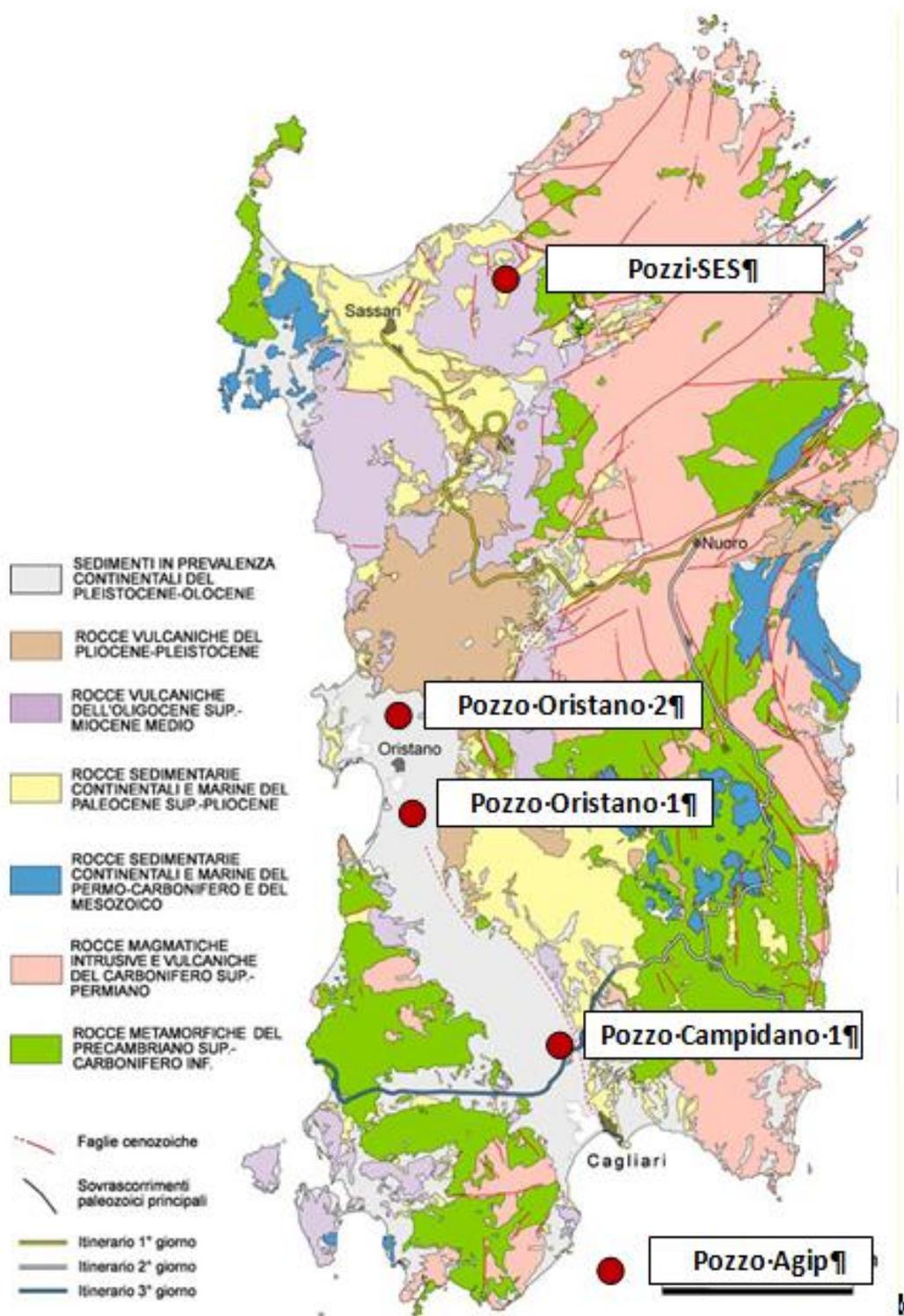
Località	Esecutore	Anno esecuzione	Denominazione	Profondità max (m)	Scopo
Arborea-Case Sassu	S.A.I.S.	1961	Oristano 1	1802	Ricerca idrocarburi
Riola Sardo	S.A.I.S.	1962	Oristano 2	1700	Ricerca idrocarburi
Villasor	S.A.I.S.	1963	Campidano	1700	Ricerca idrocarburi
Mare (antistante Pula)	Agip S.p.A.	1974	Pula	2377	Ricerca idrocarburi
Casteldoria	S.E.S.	1956-1962	Pozzo 10	1660	Ricerca geotermica (*)
Casteldoria	S.E.S.	1956-1962	Pozzo 8	1278	Ricerca geotermica

(\*) Si hanno notizie di 12 pozzi con profondità superiori ai 1000 m

SAIS-Società per azioni Idrocarburi Sardegna

S.E.S. -Società Elettrica Sarda

<sup>40</sup> Le informazioni sono state messe disposizione dal Prof. G. Oggiano.



Ubicazione dei Pozzi profondi realizzati in Sardegna

### 5.3.2 Studi e le ricerche sulle risorse geotermiche in Sardegna e l'Inventario delle risorse geotermiche nazionali

In Sardegna la ricerca geotermica è stata principalmente sviluppata negli anni 80 nell'ambito dei seguenti progetti:

- Progetto Finalizzato Energetica – Sottoprogetto Energia Geotermica<sup>41</sup> del CNR (concluso nel 1982);
- Programma Ricerca e sviluppo sull'Energia Geotermica della Comunità Europea<sup>42</sup> (contratto EG-A2- 052-I concluso nel 1986).

Entrambi i progetti, relativamente agli studi in Sardegna, sono stati coordinati dall'Università di Cagliari.

Successivamente è stato realizzato nel 1988 da ENEL, ENI-AGIP, CNR e ENEA con il coordinamento dell'allora Ministero dell'Industria, L'“Inventario delle risorse geotermiche nazionali”<sup>43</sup>, previsto dalla Legge 9 dicembre 1986, n.896, abrogata dal Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n.22. Il progetto è costituito da un insieme di rapporti regionali con relativi elaborati grafici, dal database delle sorgenti geotermiche e dal database dei pozzi. L'Inventario delle risorse geotermiche nazionali è consultabile on-line.

L'Inventario delle risorse geotermiche della Sardegna<sup>44</sup>, curato dall'Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche del CNR di Pisa in collaborazione con l'Università degli Studi di Cagliari, aveva come scopo fondamentale quello di “fornire una raccolta di elementi utili per la conoscenza delle risorse geotermiche della Sardegna”.

Lo studio fornisce un quadro generale degli aspetti geologici ed idrogeologici della Sardegna ed una descrizione delle principali aree termali ed una valutazione delle temperature in profondità.

Le valutazioni sono basate quasi esclusivamente su misure di flusso di calore eseguite in pozzi di piccola profondità.

I dati termici disponibili sono concentrati principalmente all'interno della grande depressione tettonica del Graben Sardo e le informazioni riguardano essenzialmente questo settore.

Di seguito sono riportate le conclusioni a cui perviene lo studio.

*“La distribuzione delle temperature alla profondità di 1000 e 2000 m mostra l'esistenza di una diffusa anomalia termica che interessa per tutta la sua lunghezza la cosiddetta “fossa sarda”.*

*All'interno di questa anomalia sono rilevabili due aree di massimo termico centrate rispettivamente a Nord, nella zona dell'Anglona (Casteldoria- valle del Coghinas) e l'altra a Sud nel campidano tra Oristano e Cagliari.*

*Le temperature massime prevedibili sono dell'ordine di 100° C a 1000 m e 130°C a 2000 m di profondità.*

*In particolare per quanto riguarda tali aree l'inventario arriva alle seguenti conclusioni:*

- *Campidano di Cagliari: è presumibile che il basamento di questa area, sprofondato a circa 3000 m, sia interessato da una circolazione di acqua calda originata da infiltrazioni meteoriche che avvengono in corrispondenza delle grandi linee di frattura che bordano ad oriente ed occidente la “depressione sarda”. L'acquifero sembra essere discontinuo e limitato per lo più al basamento. Non si possono però escludere l'esistenza di acquiferi più superficiali in prossimità*

---

<sup>41</sup> Progetto finalizzato energetica-Sotto progetto Energia geotermica: Ricerche geotermiche in Sardegna, con particolare riferimento al Graben del Campidano – Relazione finale sul tema di ricerca “Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo. Pisa settembre 1982

<sup>42</sup> Commissione delle Comunità Europee-Programma Ricerca e sviluppo sull'energia Geotermica - Progetto Sardegna:Studi geologico strutturali ed idrogeologici; prospezione idrogeochimica per la valutazione del potenziale geotermico. Rapporto finale Contratto EG-A2-052-1

<sup>43</sup> Inventario delle risorse geotermiche nazionali (1988) [http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/deposito/geotermia/inventario/r\\_italia.pdf](http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/deposito/geotermia/inventario/r_italia.pdf)

<sup>44</sup> Inventario delle risorse geotermiche della regione Sardegna. Pisa, giugno 1988. A cura di Caboi R., Fanfani L. Pecorini G..

dei bordi orientali e occidentali della depressione. La temperatura nel serbatoio profondo viene stimata intorno ai 130°C.

- Valle del Tirso: la circolazione termale avviene attraverso le strutture tettoniche delle rocce del basamento cristallino Paleozoico.
- Logudoro: le informazioni idro-geochimiche non forniscono informazioni che supportino l'esistenza di un acquifero caldo a relativa bassa profondità.
- Anglona: la circolazione idrica è localizzata nel basamento con approfondimento notevole, sicuramente oltre i 2000 °C.”

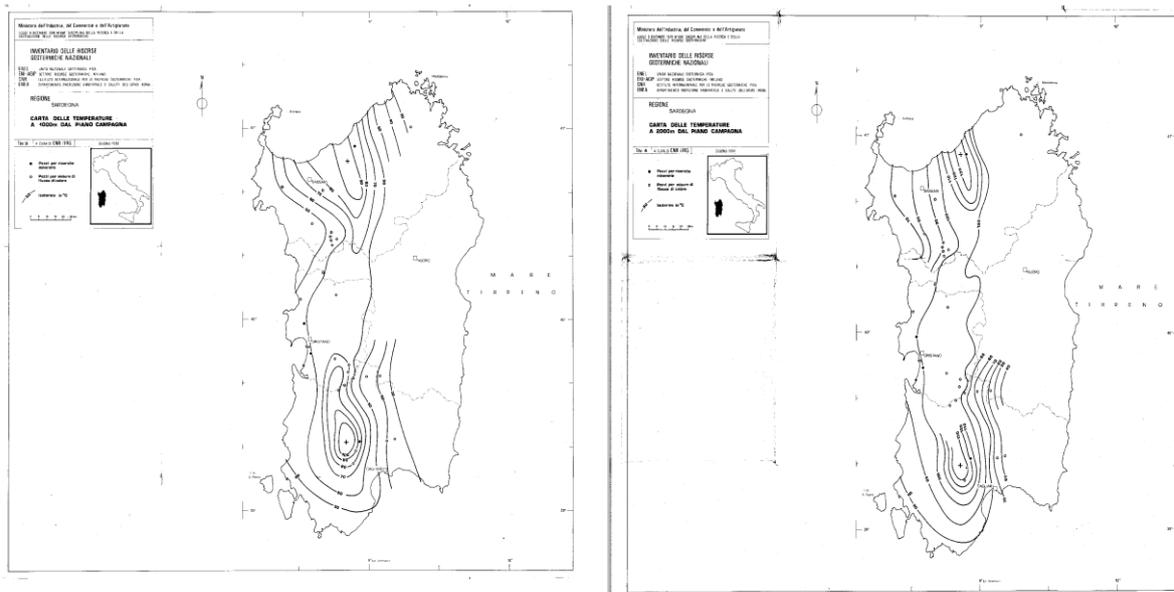


Figura 70 e 71. Carta delle temperature a 1000 e 2000 m di profondità dal piano di campagna (da: *Inventario delle risorse geotermiche della regione Sardegna*. Pisa, giugno 1988.

Lo studio arriva alla conclusione che sulla base dei soli dati esistenti non è possibile eseguire una valutazione del potenziale geotermico della Sardegna, in quanto al momento non è possibile definire l'estensione e lo spessore dei singoli acquiferi. Tali ricerche non hanno avuto successivamente nessun seguito, non per un riscontro negativo in merito alla risorsa, ma per una scarsa fiducia da parte del mercato sull'utilizzo di fluidi geotermici di bassa e media temperatura quali quelli potenzialmente reperibili in Sardegna. Il progresso delle conoscenze geologiche della Sardegna negli ultimi 15 anni (in particolare dovuto al Progetto di Cartografia Geologica Nazionale CARG) permette ora di meglio definire le strutture e le geometrie dei corpi geologici delle aree con potenziale risorsa geotermica, sulle quali concentrare gli studi. Di seguito si allegano una serie di rappresentazioni della Sardegna, con riportate le sorgenti geotermiche e le isolinee di temperatura in profondità tratte dalla banca dati dell'Inventario delle risorse geotermiche nazionali (1988) del Ministero dello Sviluppo Economico, (Fig. n. 73, 74 e 75 ) e dalla Banca Nazionale Dati Geotermici "GEOHOPICA" (Fig. n. 76) del CNR (<http://geothopica.igg.cnr.it/>). La banca dati "GEOHOPICA" è stata realizzata nel 1993 dall'Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche di Pisa del Consiglio Nazionale delle Ricerche, al completamento dell'Inventario delle Risorse Geotermiche predisposto ai sensi della legge n. 896 del 1986, dal CNR, l'ENEA, l'ENEL e l'ENI.

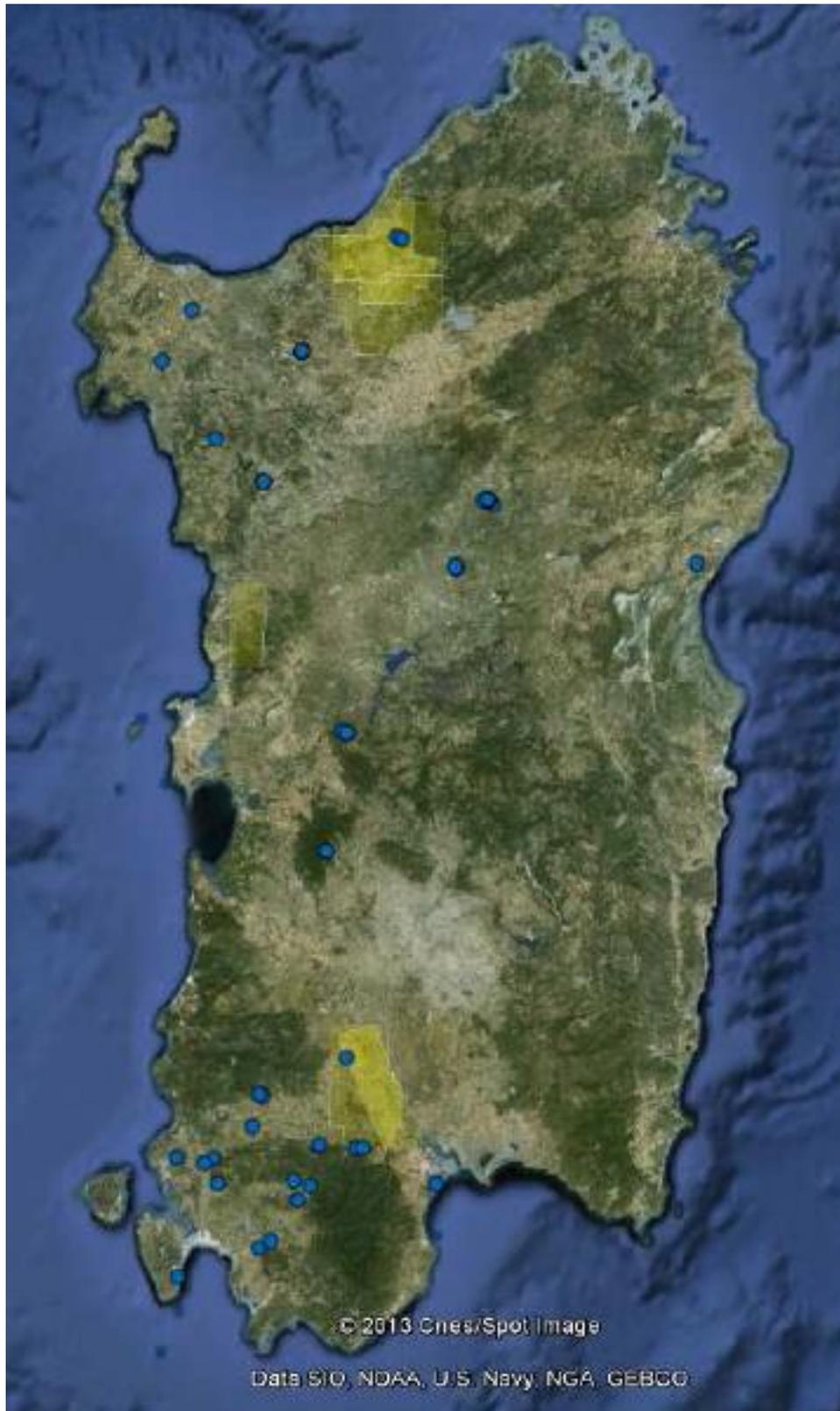


Figura 73. Inventario delle risorse geotermiche nazionali (1988): le sorgenti geotermiche della Sardegna. In giallo le aree interessate dalla richiesta di permessi di ricerca.

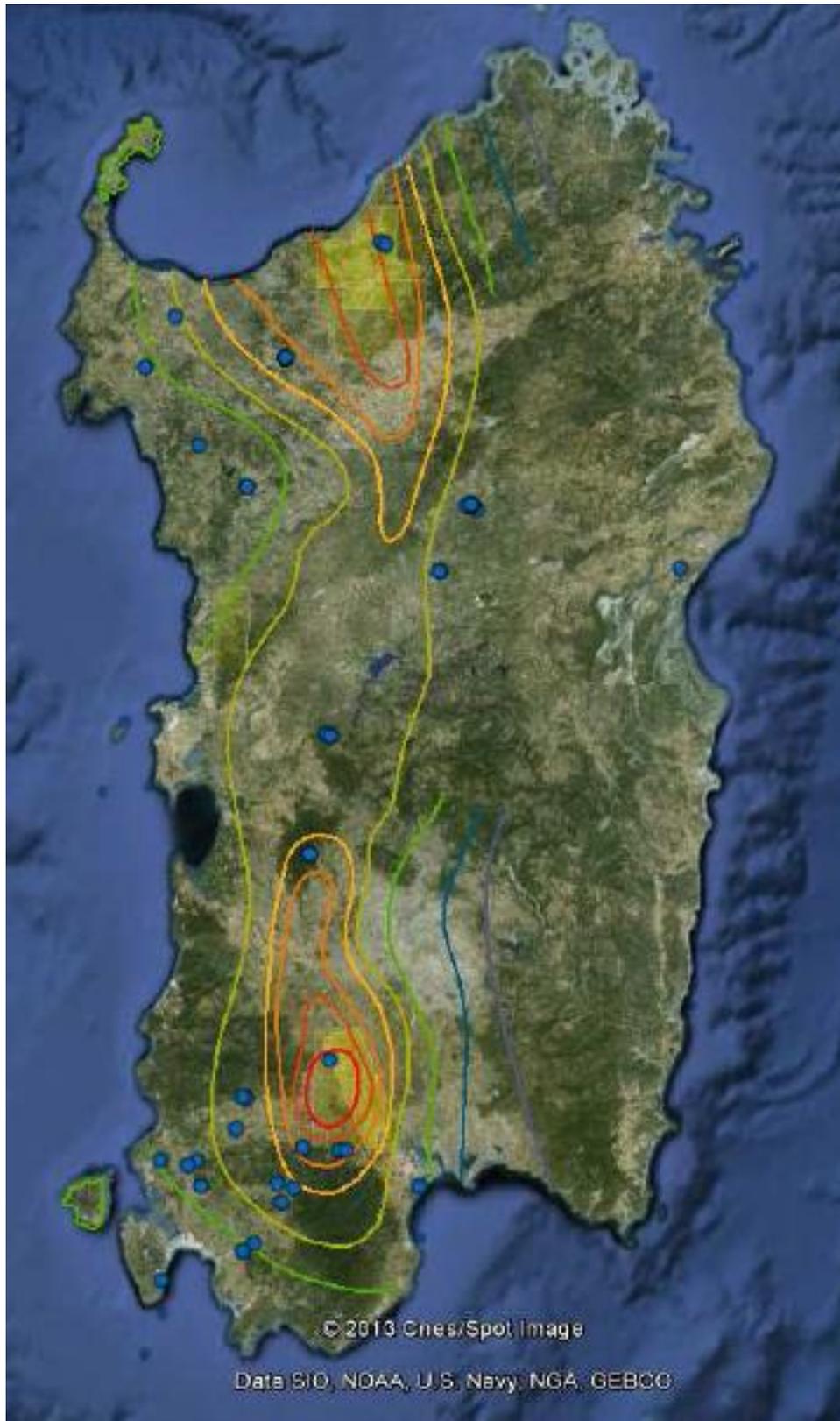


Figura 74. Inventario delle risorse geotermiche nazionali (1988): isolinee di temperatura a 1000 m di profondità.

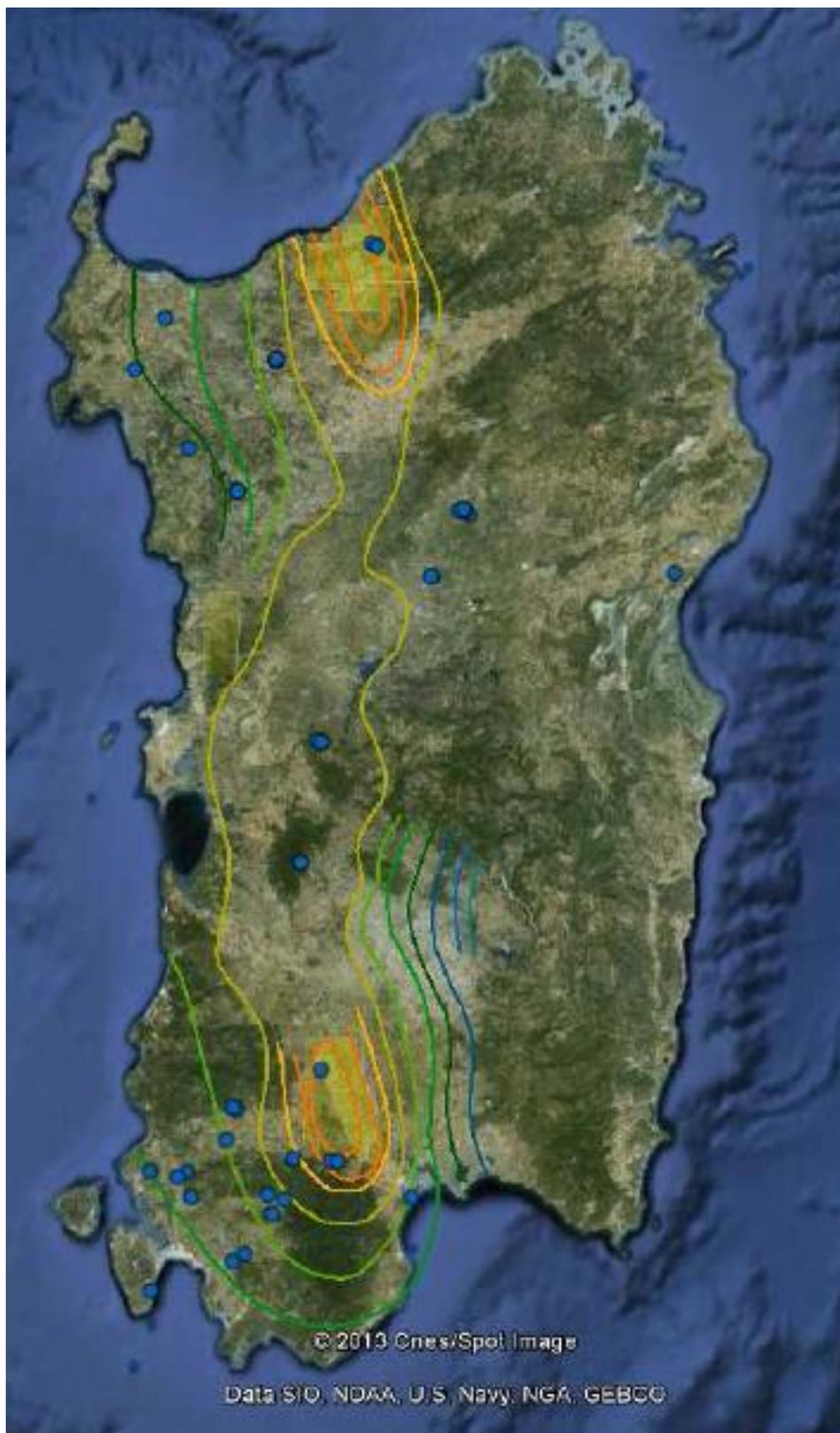


Figura 75. Inventario delle risorse geotermiche nazionali (1988): isolinee di temperatura a 2000 m di profondità.

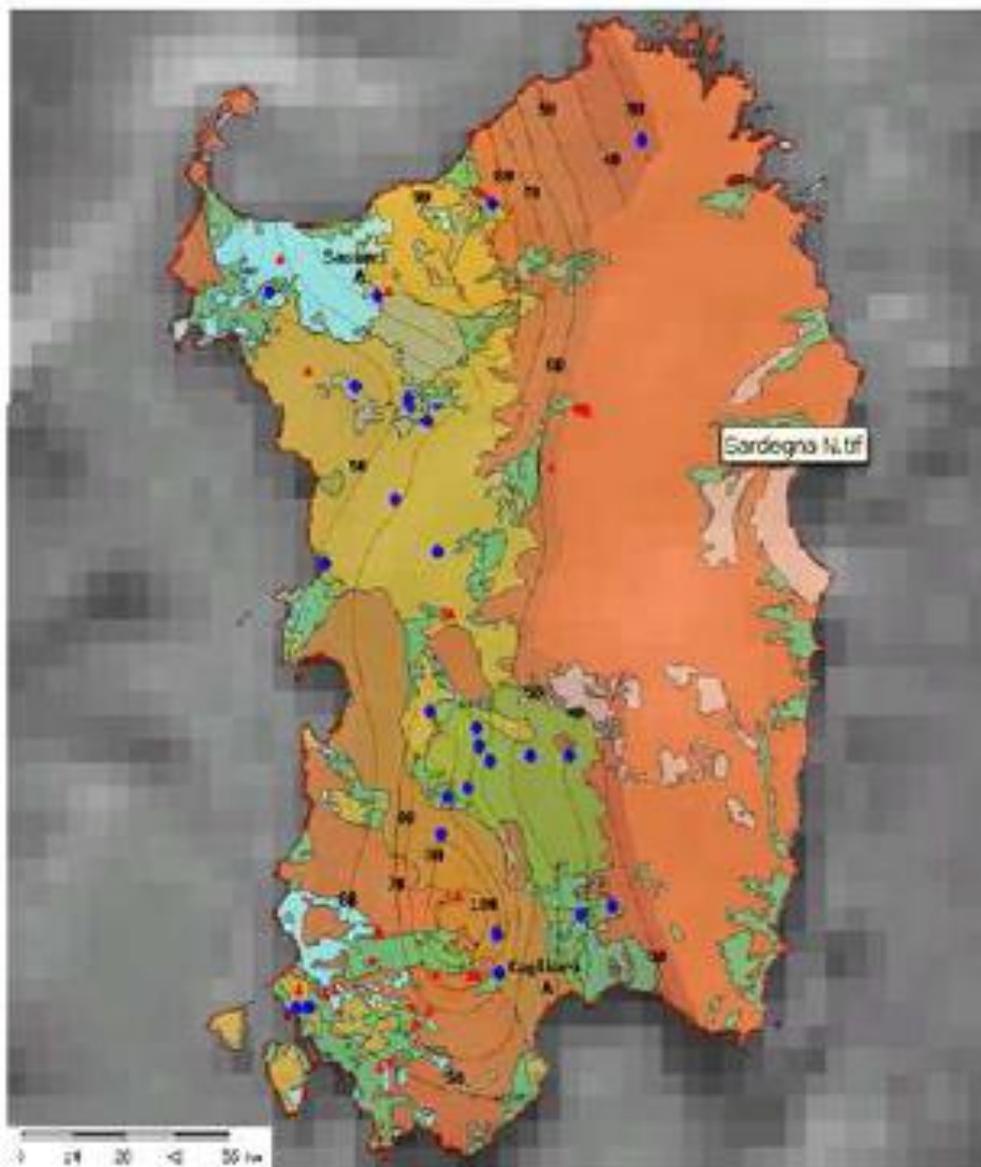


Figura 76. Banca Nazionale Dati Geotermici "GEOTHOPICA: Inventario delle risorse geotermiche nazionali le sorgenti geotermiche della Sardegna ed isolinee di temperatura a 1000 m di profondità.

Una recente elaborazione dei dati esistenti fatta dal Consiglio Nazionale dei Geologi<sup>45</sup> in collaborazione con l'Unione Geotermica Italiana, finalizzata alla promozione dell'utilizzo delle risorse geotermiche presenti nel territorio italiano ha messo in evidenza che la Sardegna rientra nella classe dove almeno il 60% comuni è interessato dalla presenza di fluidi geotermici con temperature variabili da 25°C fino a 300°C entro la profondità di 3000 m. Di seguito si riporta la carta da loro predisposta.

Si evidenzia che tale delimitazione risente fortemente del limite amministrativo di ogni singolo comune e pertanto, risulta molto più ampia di quanto riportato nelle tavole precedenti.

<sup>45</sup> Consiglio Nazionale dei Geologi-Unione Geotermica Italiana: *La geotermia in Italia. Il calore della terra risorsa ecocompatibile, per tutti, sempre, ovunque.*

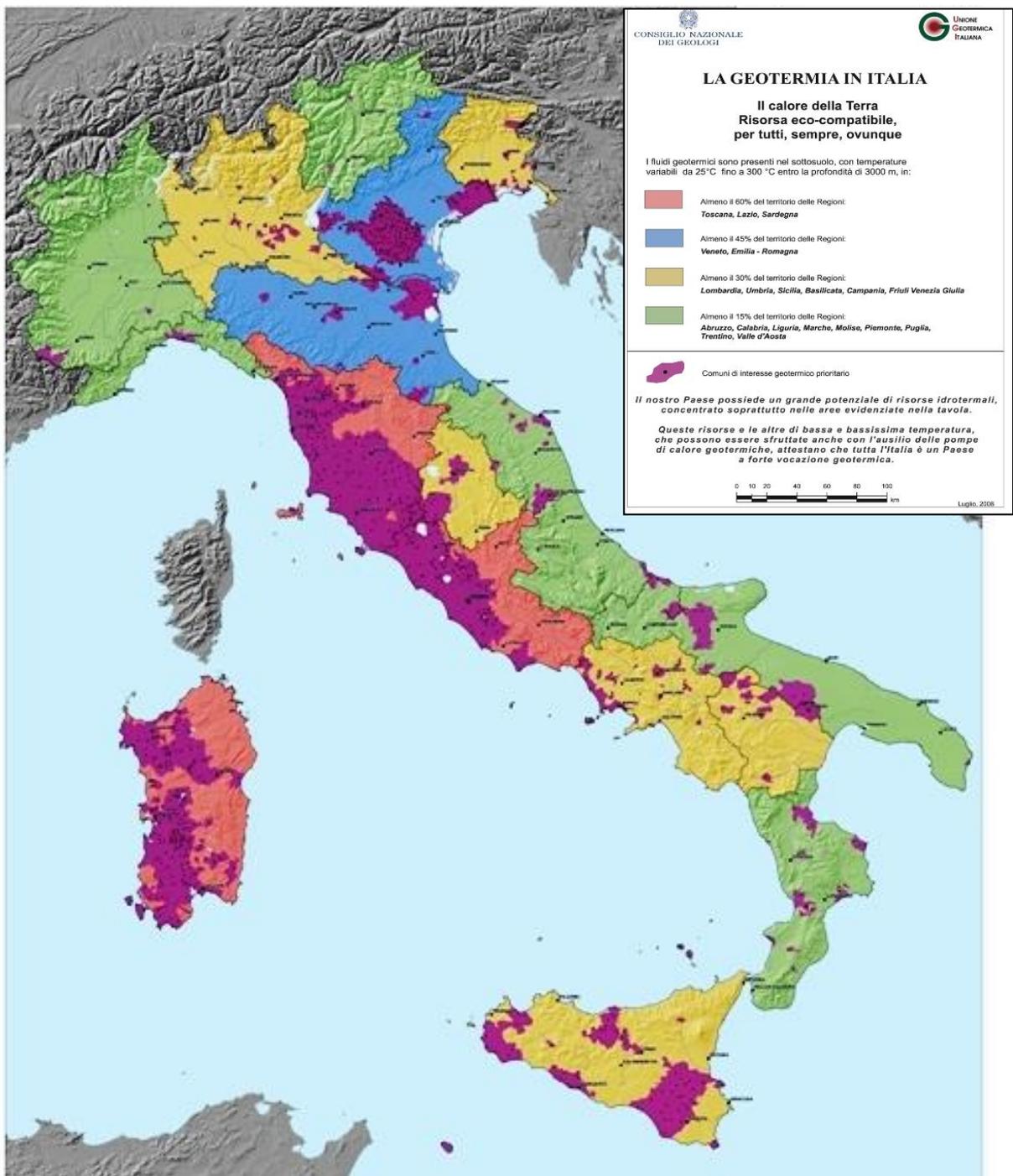


Figura 77. La geotermia in Italia. Il calore della terra risorsa ecocompatibile, per tutti, sempre, ovunque.

Al fine di poter definire la potenzialità geotermica di un determinato territorio numerosi sono i fattori ed i parametri che bisogna prendere in considerazione, fra questi uno dei fondamentali è la temperatura.

La distribuzione<sup>46</sup> della temperatura (T), entro la litosfera controlla il comportamento di un gran numero di proprietà fisiche e processi sia delle rocce che dei fluidi. Per questi scopi risulta importante ottenere delle stime attendibili della

<sup>46</sup> B. Della Vedova: Geothermal Heat Flow from different structural settings - Atti Ticinensi di Scienze della Terra, S.S. 9 (2003)

distribuzione della temperatura con la profondità. Il fattore più critico nella stima delle temperature nel sottosuolo è il flusso di calore geotermico. Esso può essere considerato come l'espressione superficiale dei processi termici in profondità e può variare sia nello spazio che nel tempo. Il suo valore e la sua variabilità spazio-temporale sono indicatori sensibili dei processi di trasferimento di calore (conduzione e convezione) e dell'evoluzione geodinamica della Terra, con particolare riguardo ai principali processi della tettonica a zolle (orogenesi, estensione e formazione di bacini sedimentari, apertura oceanica e subduzione) e al vulcanesimo intraplacca ("hot spot").

Il raffreddamento della litosfera a seguito dell'ultimo rilevante evento termo-tettonico (come ad es. a seguito di un singolo evento di stiramento litosferico) mostra come una significativa componente del flusso di calore geotermico decada con il tempo, ma c'è una sostanziale differenza tra oceani e continenti: la litosfera oceanica è relativamente uniforme in composizione, con poco calore generato al suo interno per decadimento radioattivo, e pertanto il flusso di calore oceanico è essenzialmente una semplice funzione dell'età; per contro, la litosfera continentale ha una composizione molto più eterogenea e un flusso di calore che, oltre a decadere nel tempo, è anche proporzionale alla produzione radiogenica di calore entro la crosta. Uno studio di Della Vedova<sup>47</sup> sulle temperature in profondità e sulla distribuzione del flusso di calore in superficie del territorio italiano evidenzia che in Sardegna sono presenti tre aree interessate dalla risalita di fluidi termali: l'area di Villasor, l'area di Sardara e l'area di Valledoria.

**Il flusso di calore stimato per la Sardegna indica un valore medio nell'area del Campidano di 188,4 mW/m<sup>2</sup> (uguale a 4,5 µcal/cm<sup>2</sup>s) e di circa 60 mW/m<sup>2</sup> nel basamento cristallino.**

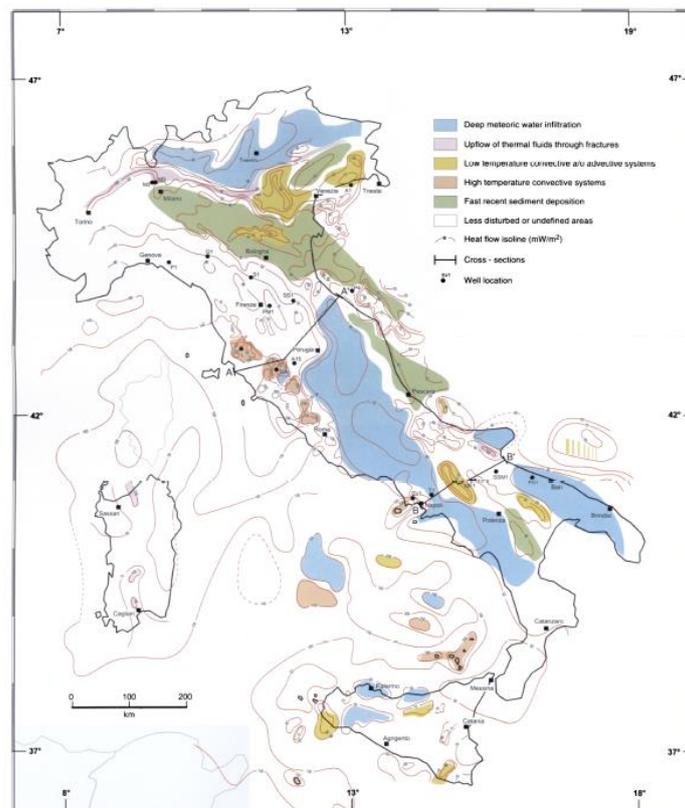


Figura 78. Mappa del flusso di calore in Italia (da B. Della Vedova et alii-2001).

<sup>47</sup> B. Della Vedova, S. Bellani, G. Pellis & P. Squarci: Deep temperature and surface heat flow distribution (2001) in Anatomy of an Orogen: the Apennines and adjacent Mediterranean Basins.

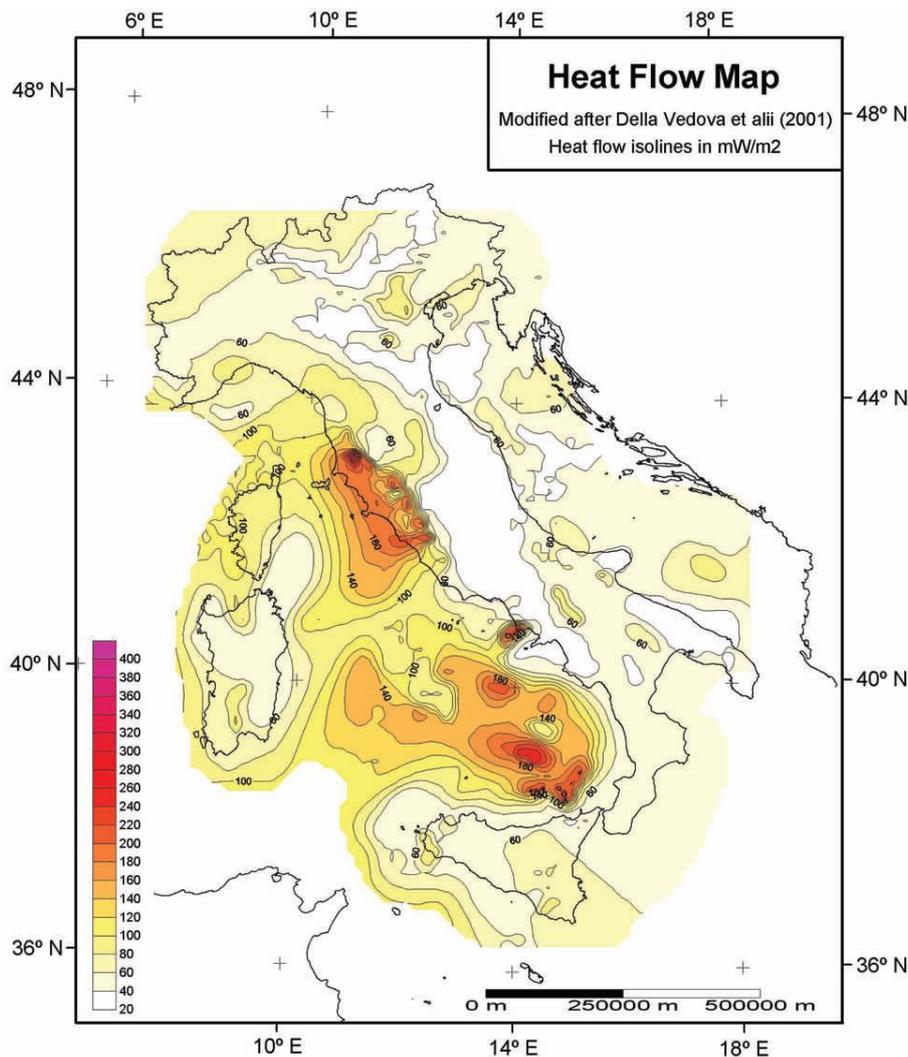


Figura 79. Mappa del flusso di calore (modificato da: Mongelli et al., 1991; Cataldi et al., 1995; Della Vedova et al, 2001).

Di interesse risulta la classificazione delle risorse geotermiche in Italia proposto da un gruppo di lavoro Enel-CNR Pisa ed Università di Bari (Cataldi <sup>48</sup> et al., 1995).

Lo studio illustra la complessa situazione delle potenzialità geotermiche del territorio italiano in relazione al modello geodinamico, agli aspetti idrogeologici e alle condizioni termali fino ad un massimo 3 Km di profondità.

Lo studio si basa sulla valutazione qualitativa dei seguenti aspetti:

- Caratteristiche idrogeologiche dei differenti complessi rocciosi (incluse le sequenze litostratigrafiche e i modelli strutturali) attualmente presi in esame per identificare i maggiori acquiferi regionali entro una profondità di 3 Km;
- Variazione di temperatura degli acquiferi regionali e dei complessi rocciosi impermeabili, basata sui dati disponibili di temperatura, flusso di calore e condizioni geodinamiche e strutturali.

Il territorio italiano è stato suddiviso in 4 categorie principali (da A a D, in ordine decrescente di importanza geotermica); ogni categoria è stata suddivisa in classi, secondo la temperatura massima stimata dell'acquifero regionale

<sup>48</sup> R. Cataldi, F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito and. C. Calore - Geothermal ranking of Italian Territory. *Geothermics* Vol. 24 No 1 pp. 115-129, 1995

e della formazione impermeabile all'interno della profondità di riferimento, ed in accordo con la differente potenzialità d'uso della risorsa geotermica.

#### **Classificazione geotermica del territorio italiano:**

- Categoria A: ragionevole certezza della presenza, ad una profondità inferiore a 3 km, di un acquifero contenente fluidi ad una temperatura superiori a 150°C. Queste aree sono di rilevante interesse geotermico.
- Categoria B: ragionevole certezza della presenza, ad una profondità inferiore a 3 km, di un acquifero contenente fluidi ad una temperatura tra 90°C e 150°C. . Queste aree sono di moderato interesse geotermico.
- Categoria C: ragionevole certezza della presenza, ad una profondità inferiore a 3 km, di un acquifero contenente fluidi ad una temperatura tra 30°C e 90°C. Queste aree sono di scarso interesse geotermico.
- Categoria D: aree in cui la temperatura possono assumere valori variabili (comunque inferiori ai 150°C), comunque in acquiferi di minore interesse. Queste aree vengono considerate di scarsissimo interesse geotermico.

**Aree di Categoria A:** comprendono tutte le aree con le maggiori anomalie geotermiche al cui interno è presente un riconosciuto acquifero di interesse regionale. Vengono suddivise in due sottoclassi:

**Aree di Classe A1:** rappresentano le aree di maggior interesse geotermico e le aree a più alta priorità in cui promuovere la ricerca per il rinvenimento di risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica.

**Aree di Classe A2:** in tali aree possono essere presenti prospects di interesse per la produzione di energia elettrica o molto promettenti per la presenza di temperatura da alte a moderate di interesse per uso diretto.

**Aree di categoria B:** si sviluppano al contorno delle aree di categoria A, ma possono essere localizzate anche in parti isolate del territorio continentale italiano o delle; zone di interesse sono anche i contrafforti della catena Alpina, i bordi meridionale e settentrionale della Bassa Valle del Po, la Sicilia e la Sardegna.

**Aree di classe B1:** aree dove i reservoir corrispondono a strutture in sollevamento, possono contenere fluidi per la generazione di energia elettrica. Il potenziale di queste aree, soprattutto per temperature da alte a moderate, e per un possibile uso diretto.

**Aree di classe B2:** è improbabile che eventuali rinvenuti in tali zone possano essere di interesse per la generazione di energia elettrica, sebbene in alcuni casi possano essere usati. Queste zone possono presentare prospects di grande interesse per uso diretto delle risorse geotermiche rinvenibili.

In linea generale le aree della categoria B possono essere considerate di moderato interesse geotermico; una eventuale resa economica per l'utilizzazione ai fini di generazione elettrica è al momento improbabile, almeno a breve-medio termine.

**Aree di categoria C:** sono principalmente localizzate nelle parti centrali delle catene montuose Alpina e Appenninica. La Puglia, la Calabria e parte della Sicilia, la parte orientale e la punta nord-occidentale della Sardegna.

**Aree di classe C1:** si possono rinvenire buoni prospects per uso diretto, ma difficilmente possono essere rinvenuti prospects per la produzione di energia elettrica, neanche per cicli binari.

**Aree di classe C2:** salvo pochi e rarissimi casi non presentano prospects di interesse per lo sviluppo geotermico, neanche per uso diretto. Nelle aree dove questa possibilità si può presentare queste sono limitate ad applicazioni di bassa temperatura.

In generale le aree ricadenti nelle categoria C si considerano zone di infiltrazione e ricarica delle falde sotterranee, che possono dar luogo a temperature mediamente basse intorno ai 30°C anche a 2 km di profondità.

**Aree di categoria D:** in tali aree non risultano presenti acquiferi di interesse regionale e in Italia esistono solo le aree di classe D2.

**Aree di classe D1:** aree dove possono essere presenti acquiferi di scarso interesse regionale che comunque possono raggiungere temperature anche fino a 150°C.

**Aree di classe D2:** in generale le aree ricadenti nella classe D2 corrispondono alle depressioni tettoniche colmate da sedimenti fliohoidi dell'Oligo-Miocene- e da predominanti sedimenti argillitici del Plio-Quaternario. In linea generale questi complessi si possono considerare impermeabili e pertanto non produttivi; in tali aree sono stati definiti 4 settori che identificano alcune porzioni del territorio italiano.

Comunque, a scala locale, questi complessi talvolta possono includere membri francamente arenacei o carbonatici, permeabili per fatturazione e carsismo, o livelli clastici grossolani (sabbie, conglomerati, etc.) che presentano una buona permeabilità primaria.

In queste situazioni la circolazione dell'acqua può avvenire in acquiferi confinati o in pressione. Pertanto in condizioni favorevoli, anche nelle aree D2, si rende possibile lo sfruttamento di risorse idriche calde.

Nelle sue conclusioni lo studio del Cataldi et al. (1995) evidenzia come negli ultimi anni la pianificazione dell'utilizzo della risorsa geotermica in Italia è stata indirizzata principalmente verso due obiettivi:

- stima delle riserve provate nelle aree già esplorate o oggetto di esplorazioni dirette tramite sondaggi,
- identificazione degli acquiferi e distribuzione della temperatura sotterranea in altre aree del paese, basandosi sull'esame di tutti i dati disponibili di natura geologica, idrogeologica, geofisica, geochemica e termica.

Nello studio del Cataldi et al. (1995), le informazioni sulle condizioni geodinamiche, idrogeologiche e termiche ed la classificazione geotermica del territorio italiano sono state sintetizzate e riportate in 6 tavole:

1. Relazione tra flusso di calore e assetto idrogeologico strutturale
2. Carta del flusso di calore
3. Carta della temperatura 1000 m di profondità
4. Carta della temperatura 2000 m di profondità
5. Carta della temperatura 3000 m di profondità
6. Classificazione geotermale fino a 3 km di profondità

La comparazione di queste 6 carte evidenziano una situazione estremamente complessa che riflette la storia geologica e la sequenza dei complicati eventi geodinamici e che hanno caratterizzato l'intera area Mediterranea e diverse parti del territorio italiano. In sintesi, le conclusioni a cui perviene lo studio sono le seguenti:

- a. Le aree geotermiche di maggior interesse per la produzione di energia sono localizzate nei domini del magmatismo acido intracrostale legati ad una tettonica estensionale-distensiva.
- b. Le aree di maggior interesse per applicazioni dirette sono:
  - zona di transizione tra la catena Alpina e la pianura Po-Veneziana
  - alti strutturali sepolti delle rocce carbonatiche mesozoiche (area intorno a Ferrara, area del lago di Grado)
  - la Toscana ed il Lazio (catena pre-appenninica tra Firenze e Roma)

- Area a nord di Napoli, legate al sistema vulcanico
- Area dei campi Flegrei
- Aree ad est di Napoli
- Parte centrale della Fossa del Campidano (NW di Cagliari) e le sue aree marginali, in Sardegna
- Aree orientale e sud occidentale della Sicilia

Circa l'85% della superficie terrestre del territorio italiano appartiene alle categorie C e D (aree da scarso-molto scarso a nessun interesse geotermico).

Circa il 10-12% appartiene alla categoria B (aree di moderato interesse geotermico). Solo il 3-5% della superficie terrestre possono essere riferiti alla categoria A (aree da buono a rilevante interesse geotermico) al cui interno le aree superficiali di vero interesse possono essere stimate in 2500-3000 km<sup>2</sup>, corrispondenti all'1% del territorio italiano

Di seguito si allegano le tavole 1, 2, 3-4-5 (unica tavola) e 6 dello studio del Cataldi.

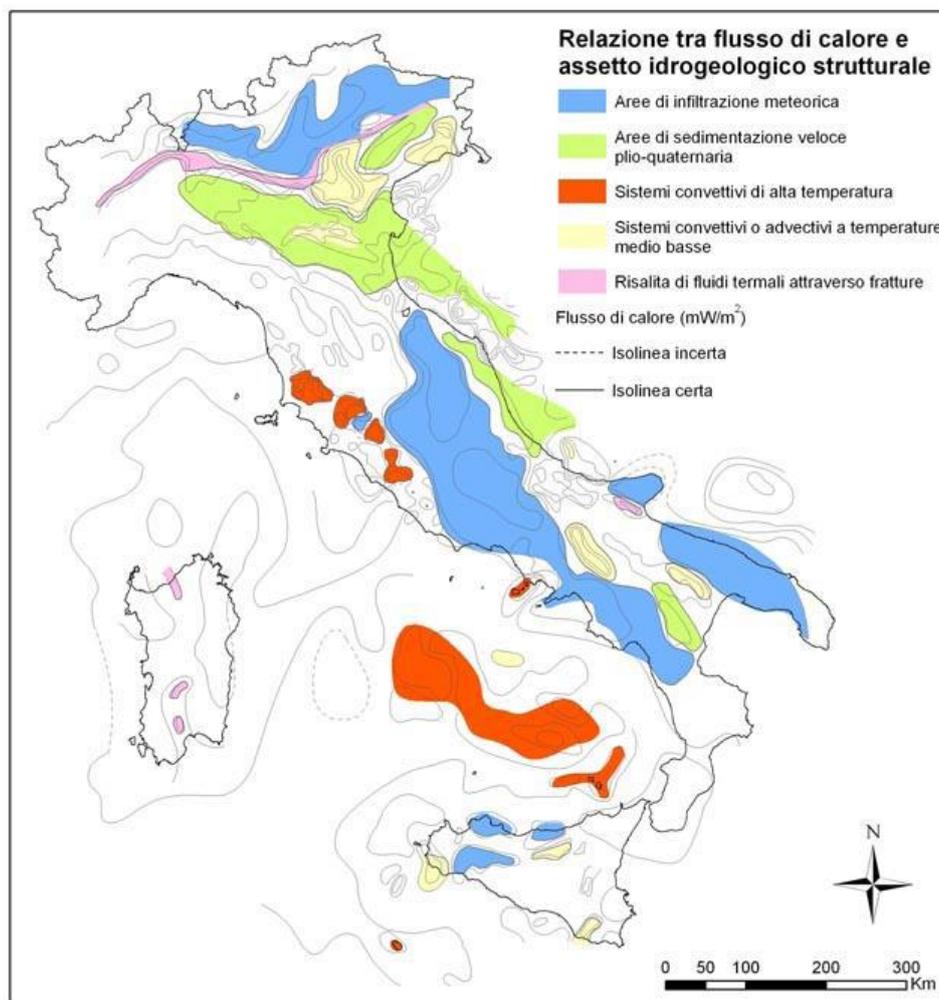


Figura 80. Carta della relazione tra flusso di calore e assetto idrogeologico strutturale. Da R. Cataldi, F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito and. C. Calore - Geothermal ranking of Italian Territory. Geothermics Vol. 24 No 1 pp. 115-129, 1995. Tav. n. 1

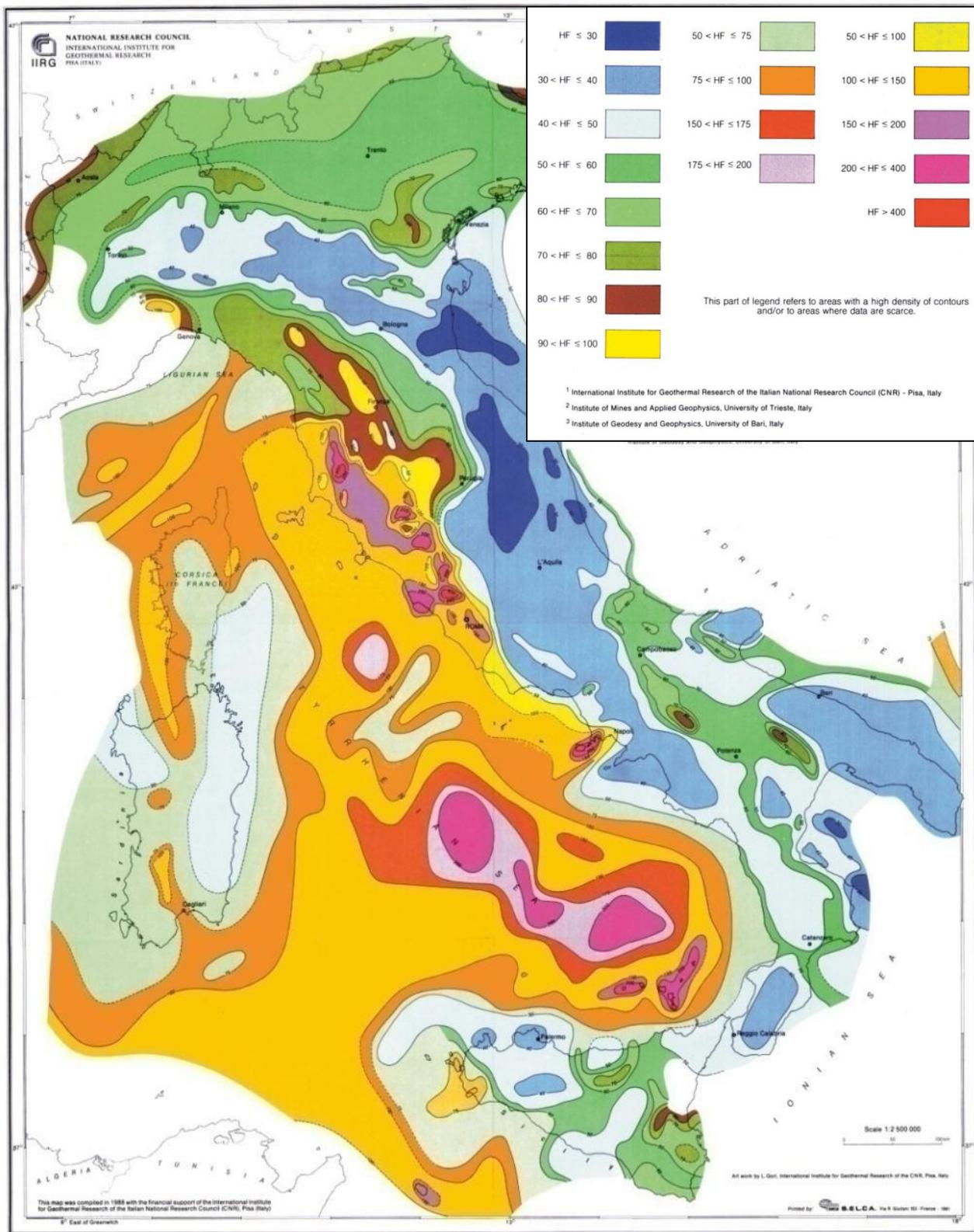


Figura 81. Carta del flusso di calore. Da R. Cataldi, F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito and C. Calore - Geothermal ranking of Italian Territory. Geothermics Vol. 24 No 1 pp. 115-129, 1995. Tav. n. 2

....

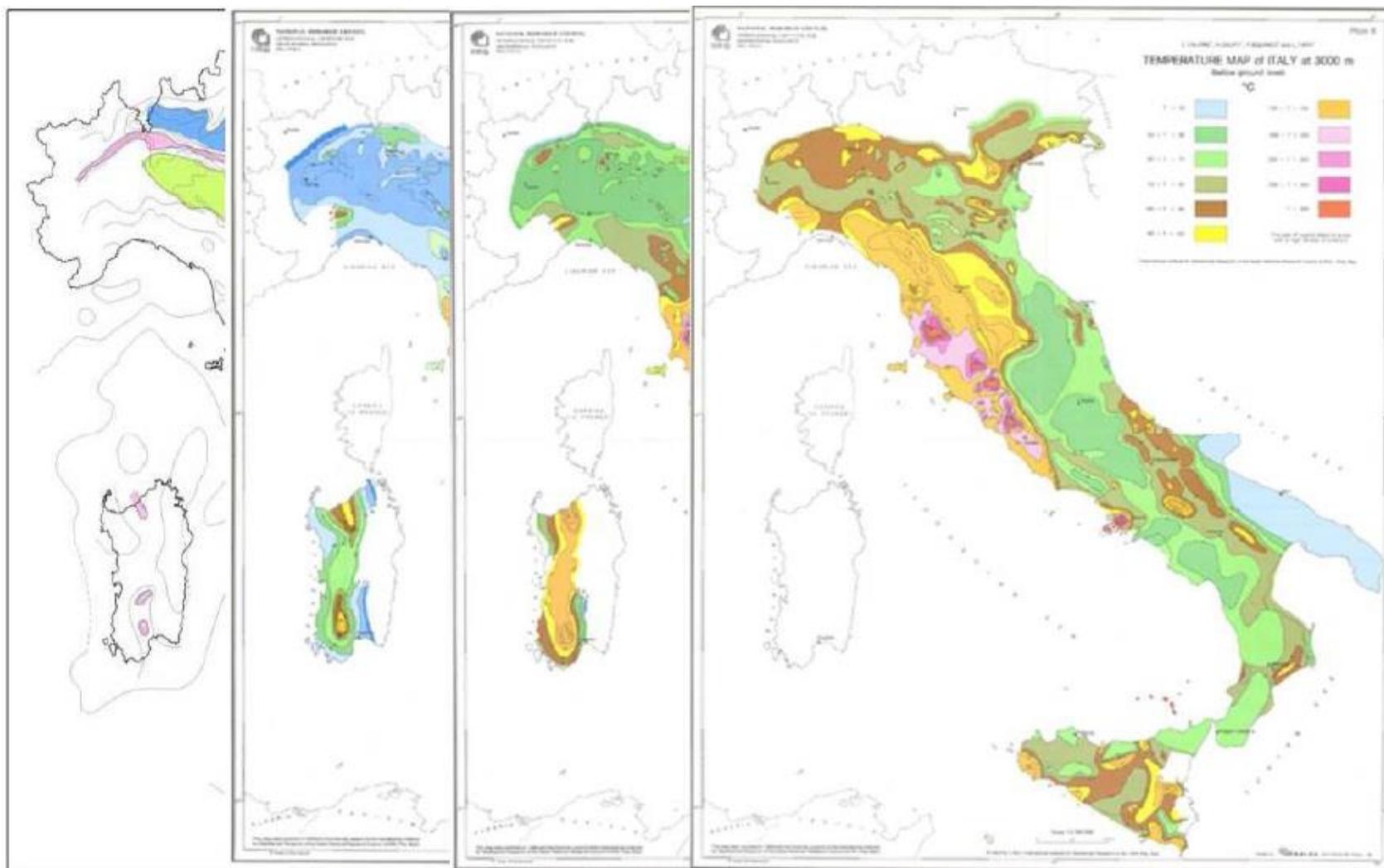


Figura 82. Carta della relazione tra flusso di calore e assetto idrogeologico strutturale , e Carta delle temperatura a 1000 m, 2000m e 3000 di profondità .. Da R. Cataldi, F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito and. C. Calore - Geothermal ranking of Italian Territory. Geothermics Vol. 24 No 1 pp. 115-129, 1995. Tav. n. 1 e Tav. n. 3, 4 e 5.

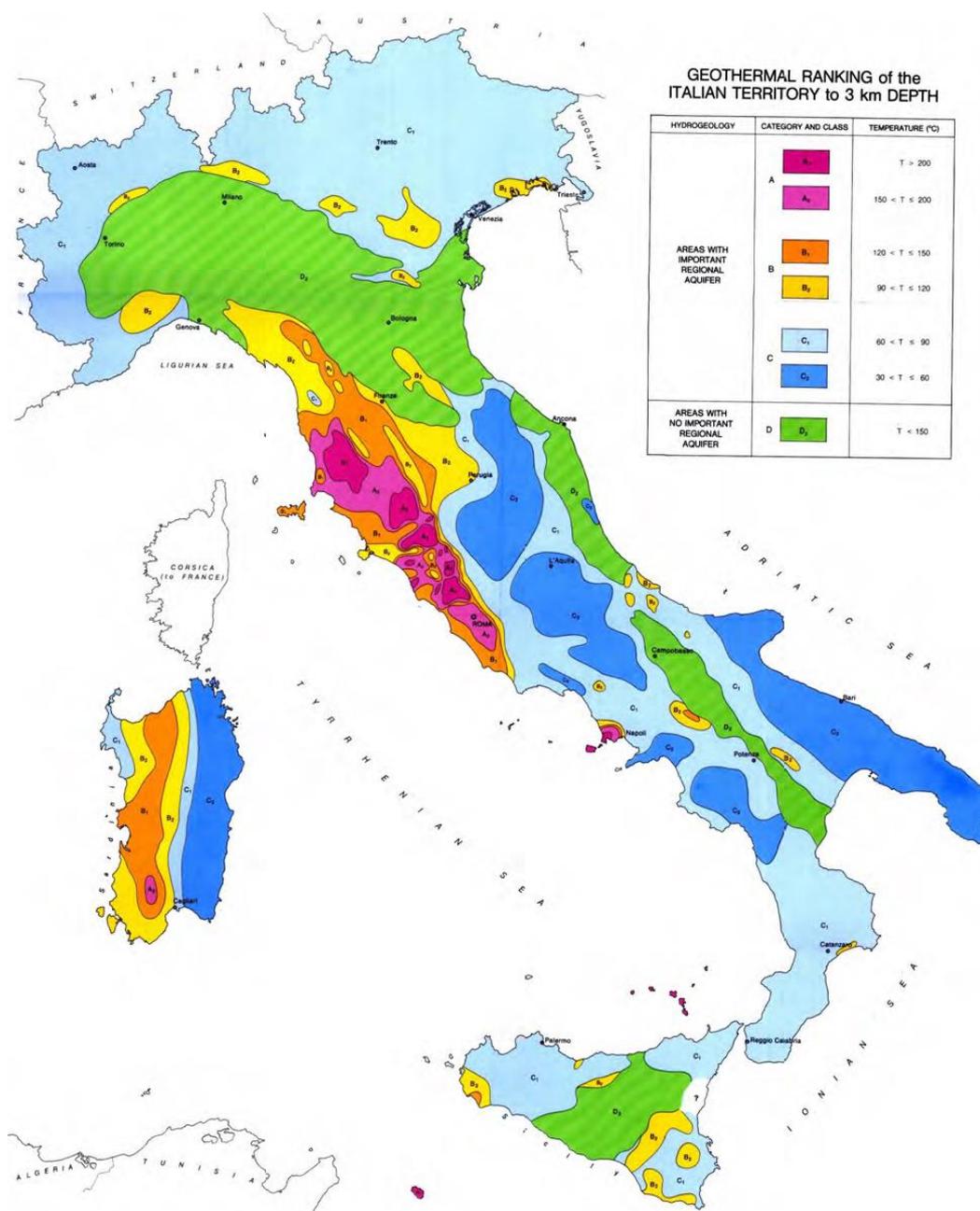


Figura 83. Classificazione geotermale fino a 3 km di profondità del territorio italiano. Da R. Cataldi, F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito and. C. Calore - Geothermal ranking of Italian Territory. Geothermics Vol. 24 No 1 pp. 115-129, 1995. Tav. n. 6.

Vediamo ora di analizzare come il territorio della Sardegna è stato classificato nelle diverse carte:

**Tav. 1- Relazione tra flusso di calore e assetto idrogeologico strutturale:** in Sardegna vengono segnalate tre aree, corrispondenti la prima alla zona del Campidano meridionale a NW della città di Cagliari, la seconda ad una zona del Campidano centro-settentrionale verso il lato ovest, grosso modo intorno a Sardara ed infine la terza nella Sardegna settentrionale intorno alla foce del Coghinas e all'area di Valledoria. Tali aree vengono classificate come zone di risalita di fluidi termali attraverso fratture, in corrispondenza delle forti discontinuità tettoniche (margini della cosiddetta "Fossa sarda" auct).

**Tav. 2- Carta del flusso di calore:** in Sardegna l'andamento delle isoterme del flusso di calore evidenzia due grosse aree corrispondenti all'intera area del Campidano (esclusa parte più settentrionale dell'oristanese) ed all'area della Valle del Coghinas, area lacuale inclusa, ed infine una terza area ubicata nella zona centro-settentrionale della Sardegna (area Fordongianus-lago del Tirso), dove si riscontrano classi di flusso di calore (HF= Heat Flow) tra 100 e 150 mW/m<sup>2</sup>. In particolare nella zona del Campidano centro-meridionale e della Valle del Coghinas si osserva un'area appartenente alla classe con HF tra 100-150 mW/m<sup>2</sup>. Nella zona della Sardegna centro-settentrionale l'area indicata ricade nella classe con HF tra 75-100 mW/m<sup>2</sup>. La maggior parte del territorio regionale ricade nella classe con HF tra 50-75 mW/m<sup>2</sup>. Infine tutto il settore centro-orientale e l'area del Bosano-Nurra compresa l'isola dell'Asinara sono le zone più "fredde" e presentano un HF tra 50-75 mW/m<sup>2</sup>.

**Tav.3: Carta della temperatura 1000 m di profondità:** la carta delle isoterme a 1000 m di profondità dal piano di campagna evidenzia che l'area del Campidano centrale e l'area di Casteldoria-Valle del Coghinas presentano T max ricadenti nella classe 90-100°C con al contorno le altre classi con le isoterme a scendere fino a T 70-80°C. Il settore corrispondente all'incirca all'area della fossa tettonica del Graben Sardo Auct. presenta T di 50-60°C, con al contorno T a scendere sino a 40°C. Tutto il settore orientale dell'Isola risulta privo di informazioni.

**Tav.4: Carta della temperatura 2000 m di profondità:** le aree prima evidenziate del campidano centrale e della valle di Coghinas presentano una zona T max intorno ai 150°C. Tutta l'area del Graben Sardo Auct ricade nella classe 100-150°C con al contorno T a scendere fino a 80-90°C.

**Tav.5: Carta della temperatura 3000 m di profondità:** Non fornisce nessuna informazione

**Tav.6: Classificazione geotermale fino a 3 km di profondità:** la classificazione delle superfici emerse del territorio italiano a 3 km di profondità evidenzia per la Sardegna un'areale ricadente nella **classe A1** (che, si ricorda, sono le *aree di maggior interesse geotermico e rappresentano le aree a più alta priorità in cui promuovere la ricerca per il rinvenimento di risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica*), ubicata nell'area centro-meridionale del Campidano, con T stimate tra 150-200°C.

Tutta l'area del Graben Sardo Auct. ricade nella classe B1 (aree di moderato interesse geotermico per l'utilizzazione ai fini di generazione elettrica, ma di grande potenzialità per temperature da alte a moderate suscettibili di un possibile uso diretto) con T stimate tra 90-120°C.

Il settore centro-occidentale e la punta Nord-occidentale tra Bosa e l'Isola dell'Asinara ricade nella Categoria C (classi C1 e C2) con T fino a 30°C di interesse esclusivamente nell'utilizzo di risorse a bassa temperatura.

In questa classificazione, gli autori collocano le principali aree di interesse geotermico della Sardegna nelle categorie A e B (cioè con interesse da buono a moderato) cioè tra le tre regioni con maggiore flusso di calore e quindi elevato gradiente geotermico. Non sono presenti aree della categoria D.

Si può affermare che lo studio del Cataldi et al. (1995) attribuisce grande potenzialità al territorio della Sardegna per l'utilizzo delle risorse geotermiche, dove vengono individuate aree con T da moderatamente alte (150-200°C) ad alte (90-120°C), suscettibili di un utilizzo sia per la generazione di energia elettrica, con impianti geotermici convenzionali con l'utilizzo di turbogeneratori fino ad impianti con cicli binari ORC a bassa entalpia (120-160°C), e sia per l'utilizzo di fluidi con temperature da medio-alte a basse per usi diretti.

Di rilevante interesse anche lo studio di Baldi et al. (1998)<sup>49</sup> su l'Inventario geotermico italiano per lo sviluppo delle risorse geotermiche nazionali.

Lo studio conferma le potenzialità delle risorse geotermiche in Sardegna ed evidenzia (vedi Fig. n. 84 e 85) l'area del Graben Sardo Auct, in tutto il suo sviluppo da Nord a Sud (esclusa l'area di Cagliari e dell'omonimo golfo) si stima la presenza di temperature >100°C a 2000 m di profondità.

Al contorno di quest'area nel settore settentrionale e nel settore meridionale si stima la presenza di temperature >50°C a 1000 m di profondità.

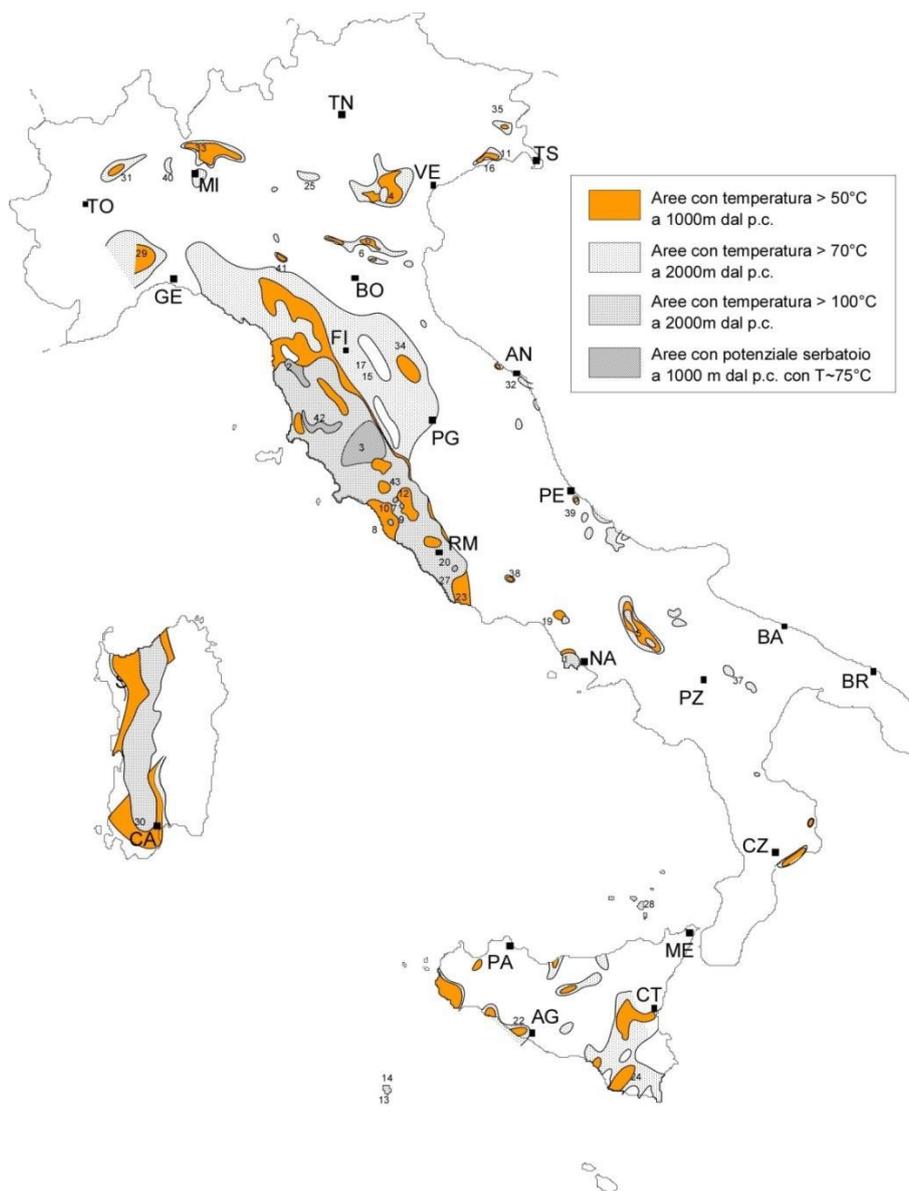


Figura 84. Classificazione geotermica dell'Italia. BALDI P., BARBIER E., BUONASORTE G., SQUARCI P. (1998). Geothermal Inventory of Italy for the development of National Geothermal Resources . Proceedings of V World Renewable Energy Congress – 20-25 September 1998, Florence, Italy. Published by Elsevier Science Ltd.

<sup>49</sup> BALDI P., BARBIER E., BUONASORTE G., SQUARCI P. (1998). Geothermal Inventory of Italy for the development of National Geothermal Resources . Proceedings of V World Renewable Energy Congress – 20-25 September 1998, Florence, Italy. Published by Elsevier Science Ltd.

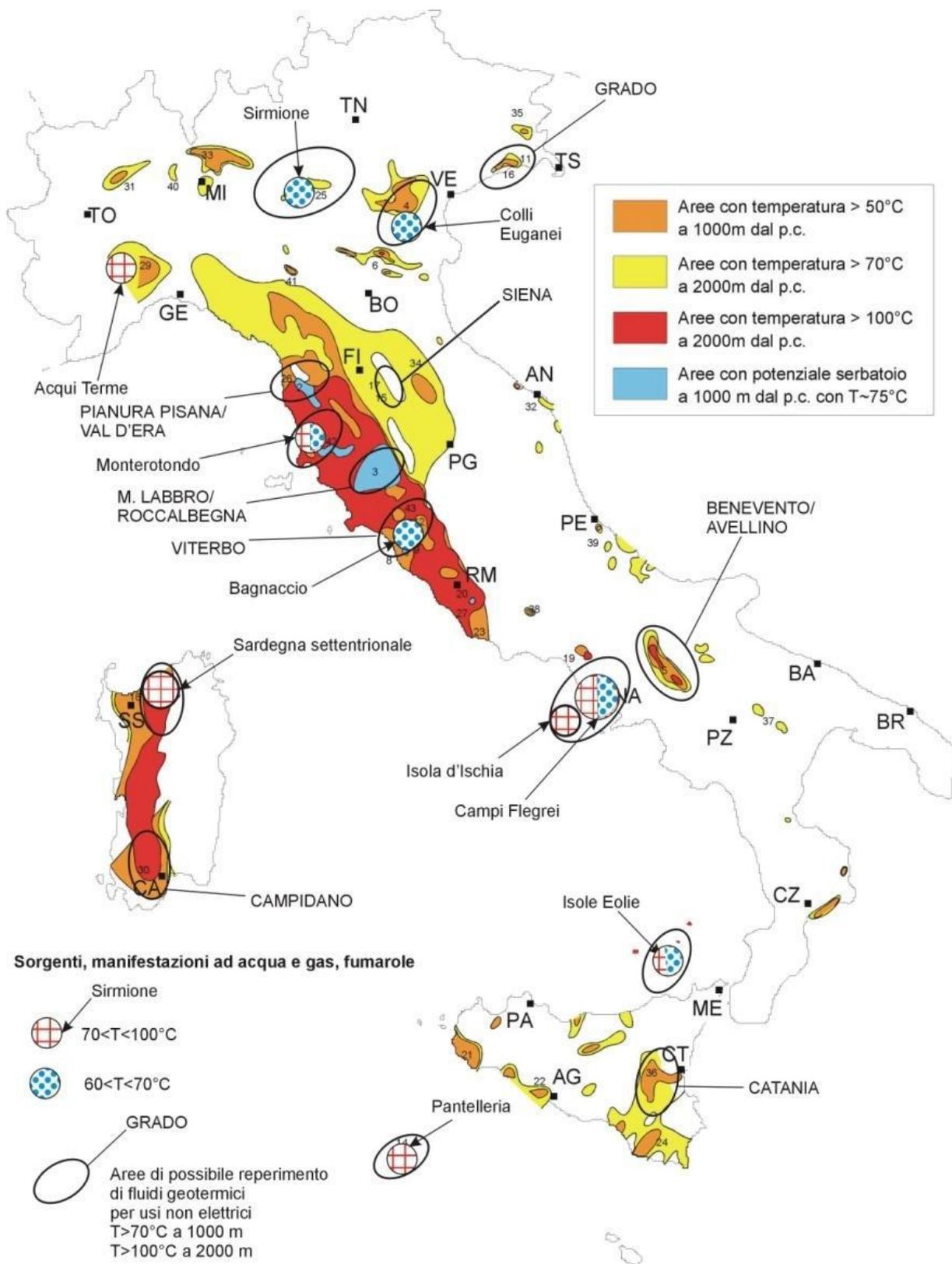


Figura 85. Classificazione geotermica dell'Italia (come figura precedente rielaborato) con riportate le manifestazioni idrotermali superficiali.

Di rilevante interesse anche le informazioni riguardanti la Sardegna contenute nella nuova edizione **dell'Atlante delle risorse geotermiche in Europa (2002)**<sup>50</sup>. L'Atlante presenta una sintesi delle informazioni tecnico-scientifiche alla data disponibili ed individua le risorse e le riserve attualmente conosciute in Europa.

L'Atlante considera risorse geotermiche quelle parti dell'energia geotermica che possono essere estratte, economicamente e legalmente nel prossimo futuro (Muffler & Cataldi, 1978). Considerano riserve, che rappresentano una parte delle risorse, quelle parti del reservoir che possono essere attualmente esplorate e che sono già state verificate e determinate con sondaggi o con dati geologici, geochimici e geofisici.

Sono considerate **aree geotermiche potenziali** quelle regioni che risultano essere adeguate per poter permettere l'esplorazione geotermica, ma per le quali i dati al momento disponibili risultano inadeguati per poter consentire una stima quantitativa delle risorse.

L'Atlante fornisce, basandosi su contributi specifici per ogni singolo paese, una rappresentazione a grande scala dei campi geotermici europei, e delle aree potenziali e delle zone con campi in sfruttamento e con riserve accertate per ogni singolo paese.

Di seguito si riportano (Fig. 86, 87, 88 e 89) alcune tavole estratte dall'Atlante europeo:

- Tav. 1: Densità flusso di calore
- Tav. 2-3: Temperature a 1000 e 2000 m di profondità
- Tav. 4: Risorse geotermiche

Nella Carta Risorse geotermali e aree potenziali dell'Italia, curate da Baldi et al<sup>51</sup>, (vedi Fig. 90 e 91), che come definito nella legenda (dal titolo Classificazione geotermica dell'Italia) contiene informazioni sulla presenza di aree con acquiferi superficiali e sotterranei, con sistemi geotermici e con presenza di sorgenti, e con le isoterme fino ad una profondità di 2000 m, risulta ricompreso anche il territorio della Sardegna.

Le informazioni riguardanti la Sardegna segnalano che il settore centro-occidentale della Sardegna, per tutto il suo sviluppo da Nord a Sud, è ricompreso nella isoterma dei 90°C, con al contorno una fascia limitata sui 60°C. Inoltre, mette in evidenza che in Sardegna possono essere rinvenuti acquiferi (principalmente carbonatici) entro una profondità di 2000, non osservabili in superficie.

---

<sup>50</sup>Atlas of "Geothermal Resources in Europe". Publication n. EUR 17811 of the European Commission L – 2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg-© European Communities, (2002),

<sup>51</sup> Geothermal thematic map and potential geothermal areas (Plate 36) – di. P. Baldi, e. Barbier, g. Buonasorte, c. Calore, g. Dialuce, r. Ghezzi, A. Martini, P. Squarci & L. Taffi, in "Atlas of "Geothermal Resources in Europe" Publication n. EUR 17811 of the European Commission L – 2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg-© European Communities, (2002), pp 39.

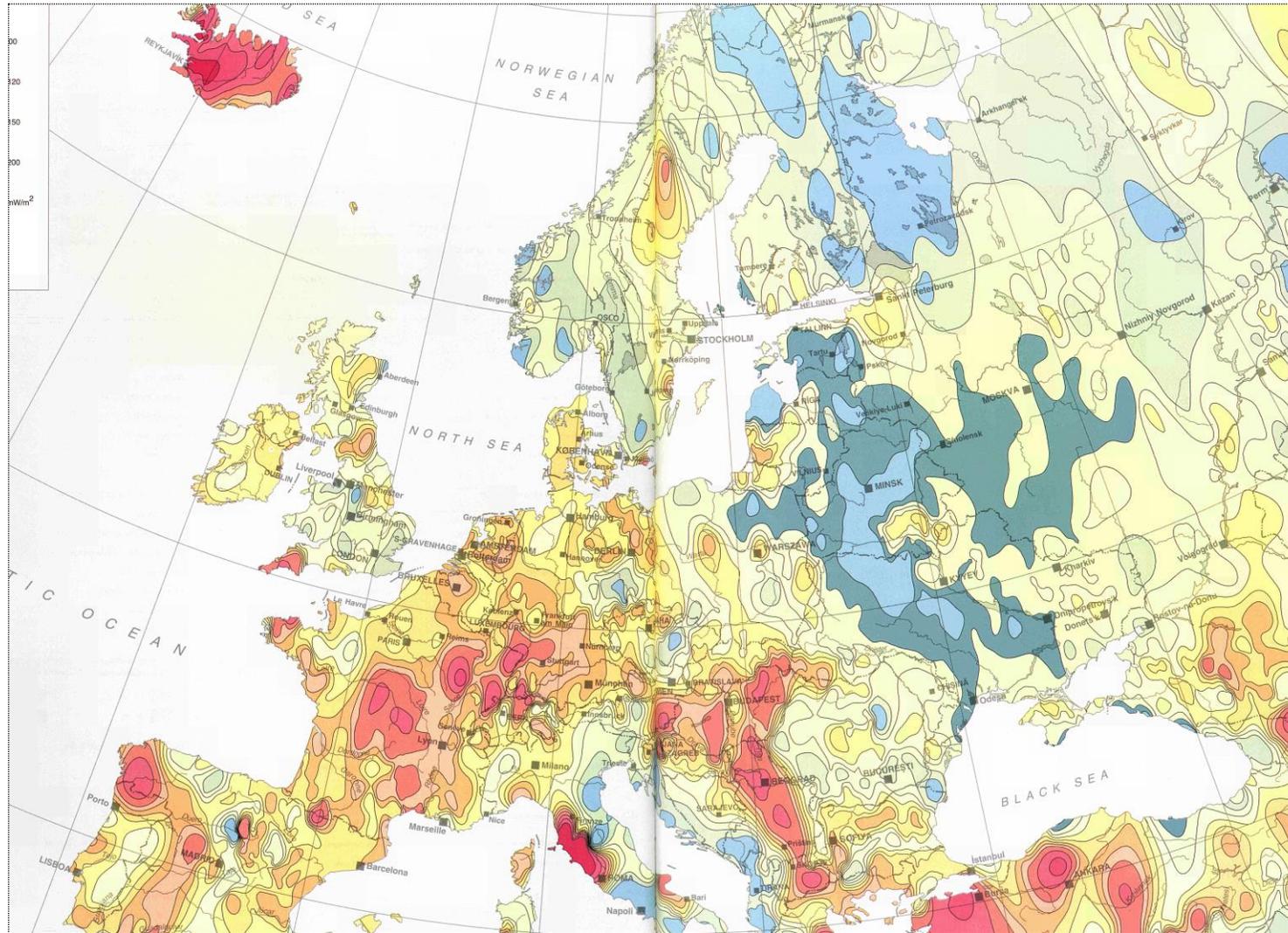


Figura 86. Densità flusso di calore in Europa. Da Atlas of "Geothermal Resources in Europe"

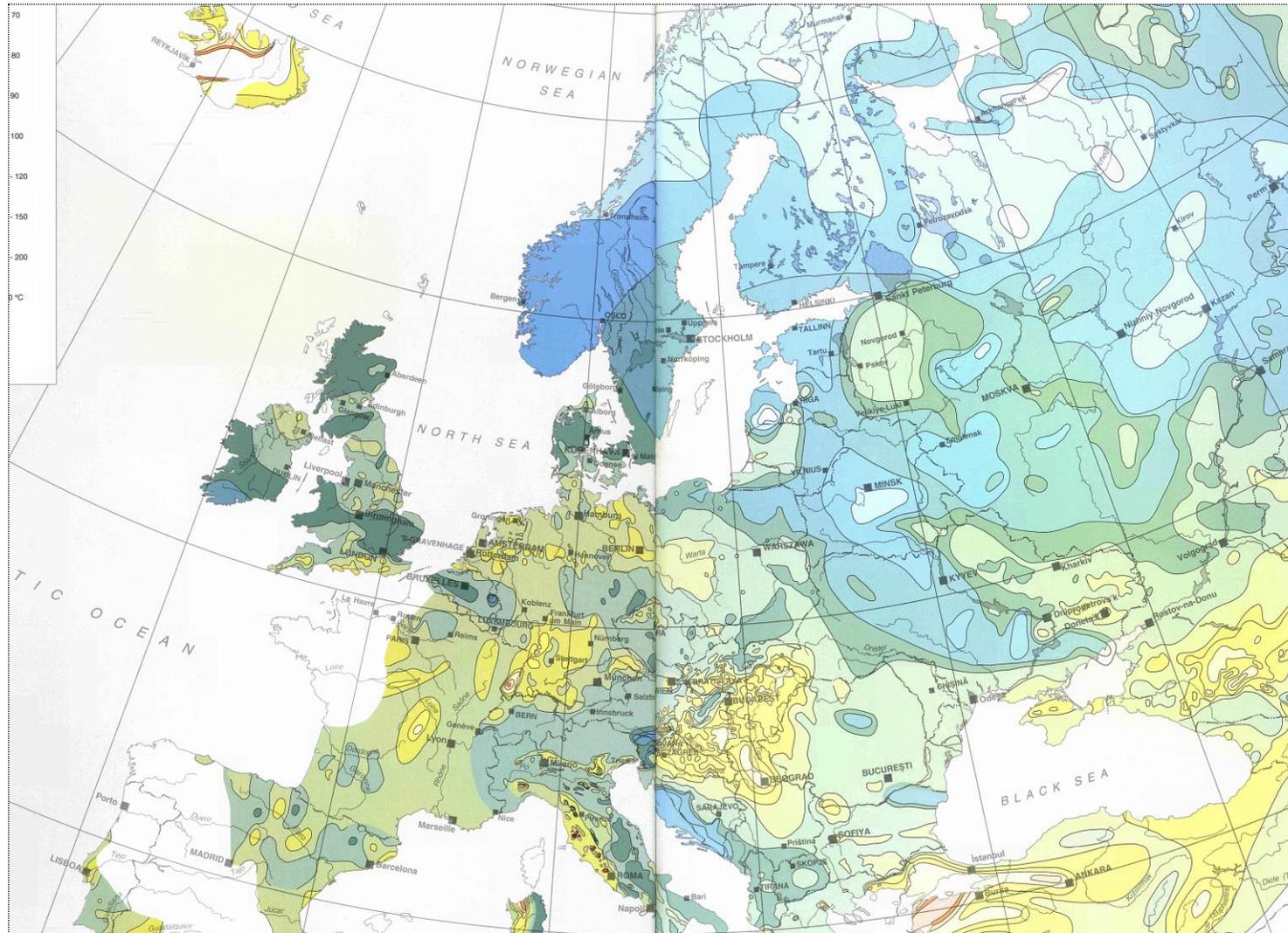


Figura 87. Temperature a 1000 di profondità in Europa. Da Atlas of "Geothermal Resources in Europe"

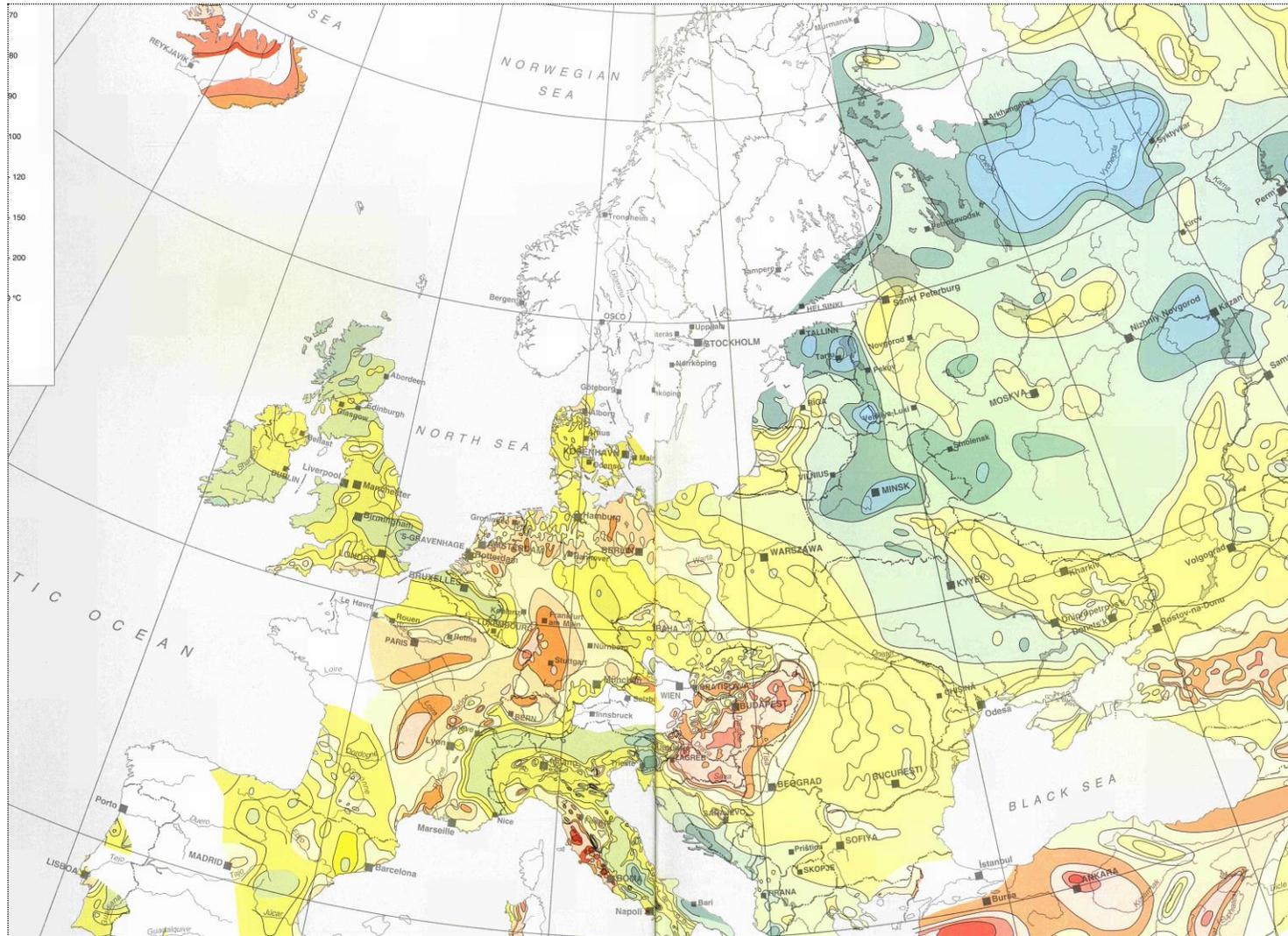


Figura 88. Temperature a 2000 di profondità in Europa. Da Atlas of "Geothermal Resources in Europe"

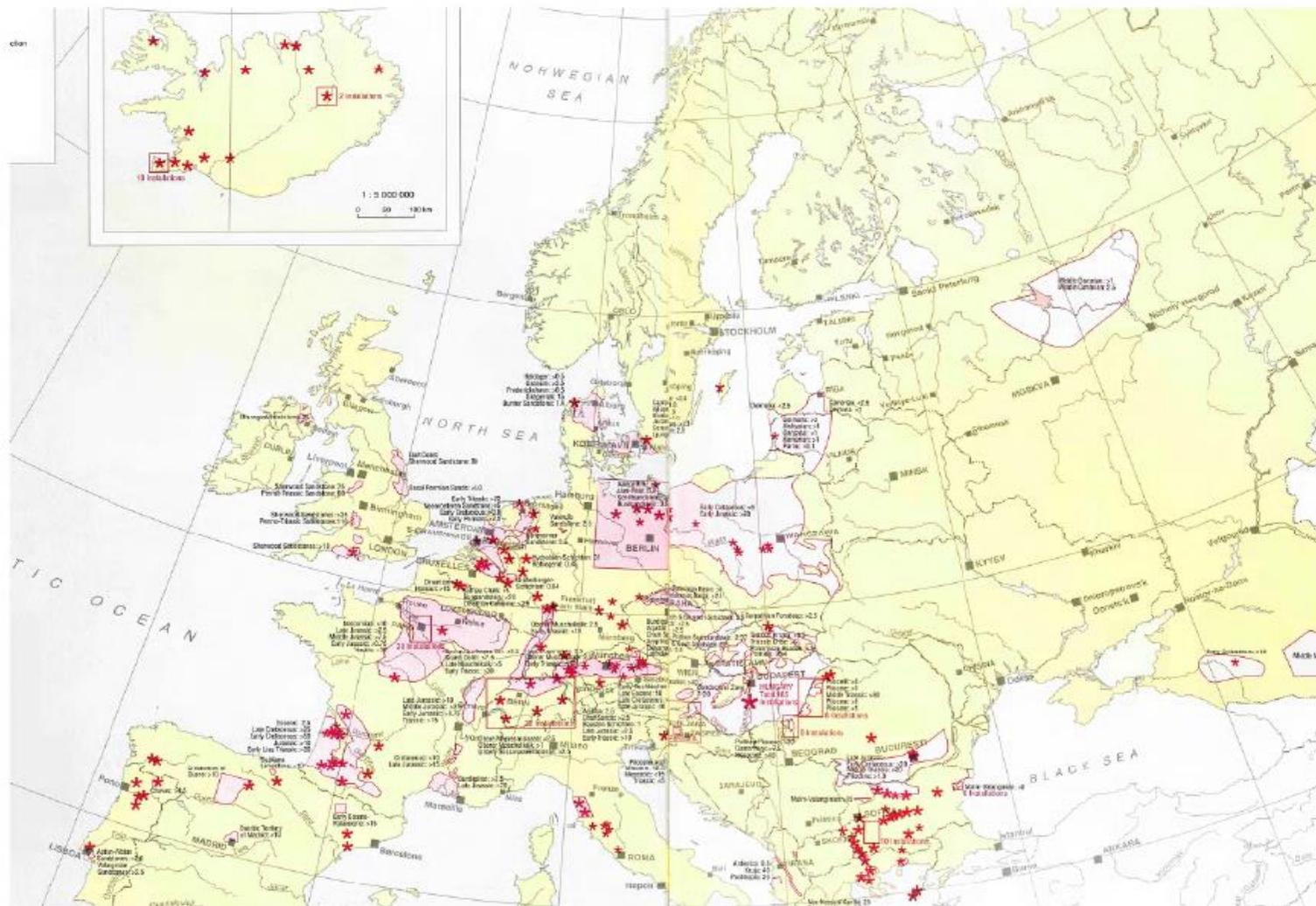


Figura 89. Risorse geotermiche in Europa. Da Atlas of "Geothermal Resources in Europe".

# ITALY

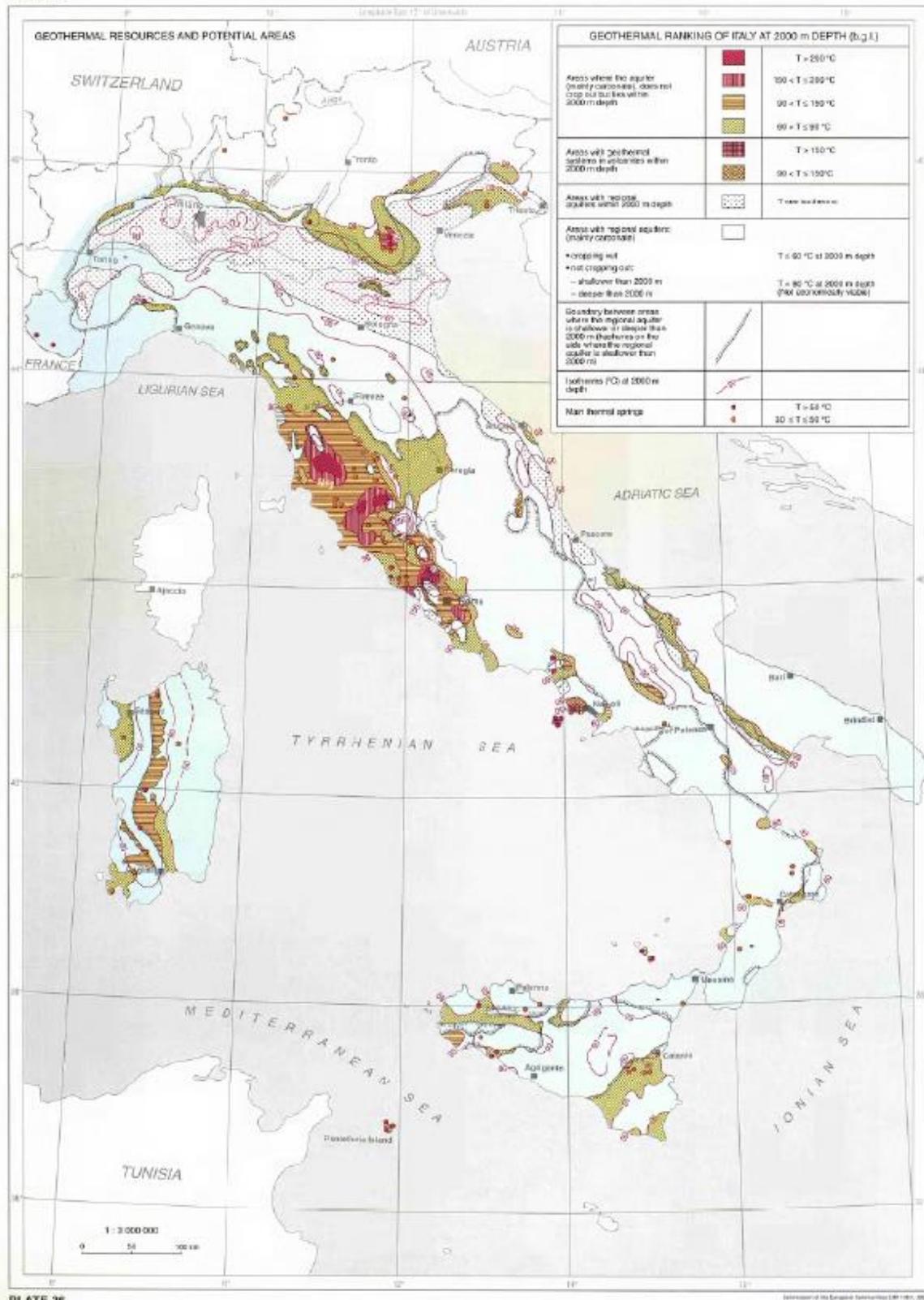


Figura 90. BALDI P., BARBIER E., BUONASORTE G., CALORE C., DIALUCE G., GEZZI R., MARTINI A., SQUARCI P., TAFFI L. (2002). ITALY - Geothermal thematic map and geothermal areas. In "Atlas of "Geothermal Resources in Europe" Publication n. EUR 17811 of the European Commission L – 2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.2002-Plate 36

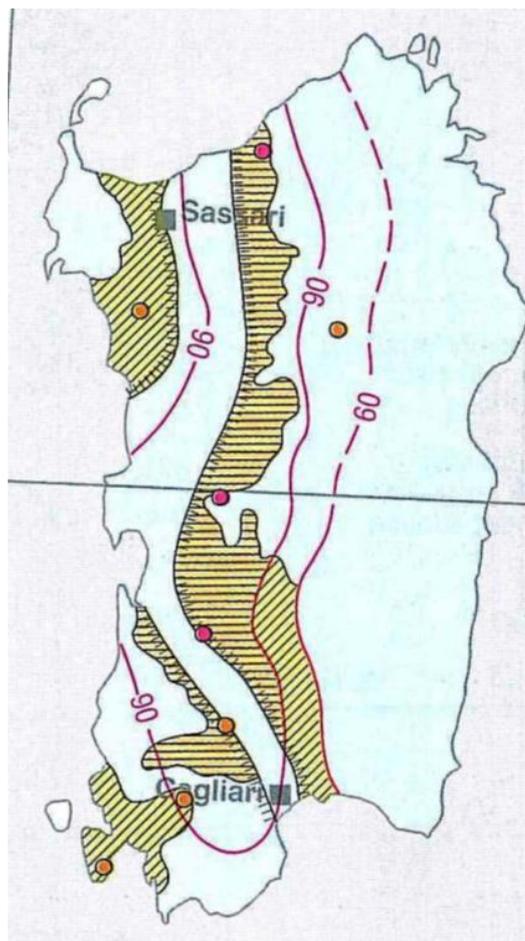


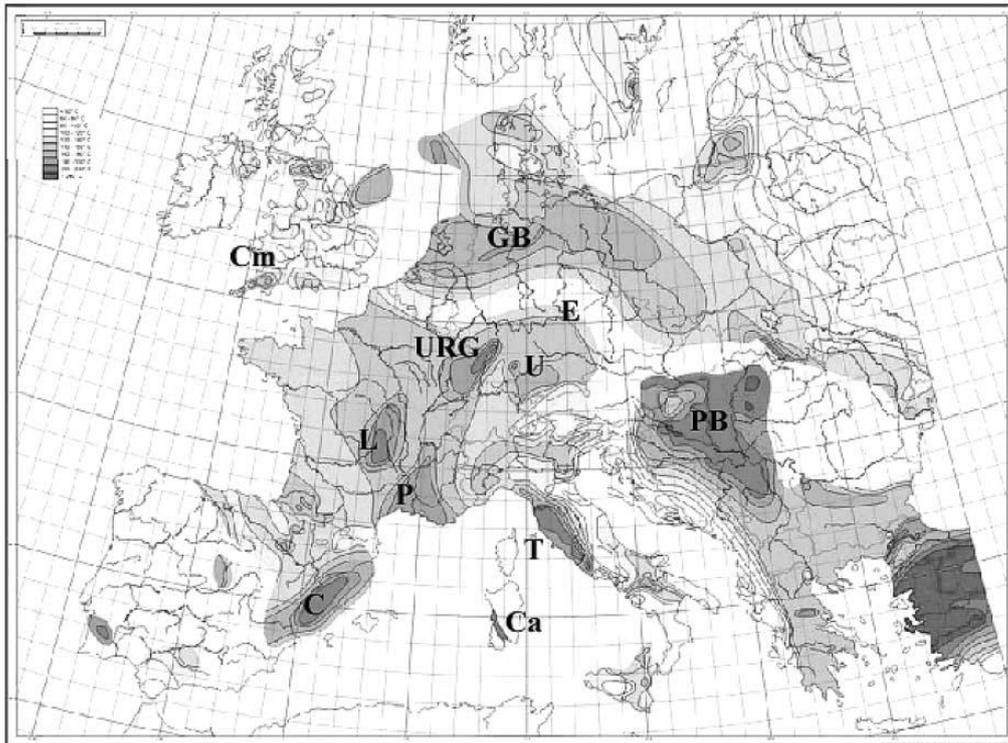
Figura 91. Aree geotermiche potenziali della Sardegna. Estratto da figura precedente: Baldi P., Barbier E., Buonasorte G., Calore C., Dialuce G., Gezzi R., Martini A., Squarci P., Taffi L. (2002). Italy - Geothermal thematic map and geothermal areas. In "Atlas of "Geothermal Resources in Europe" Publication n. EUR 17811 of the European Commission L – 2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg. 2002

#### 5.4 Potenzialità dei Sistemi Geotermici non convenzionali in Sardegna

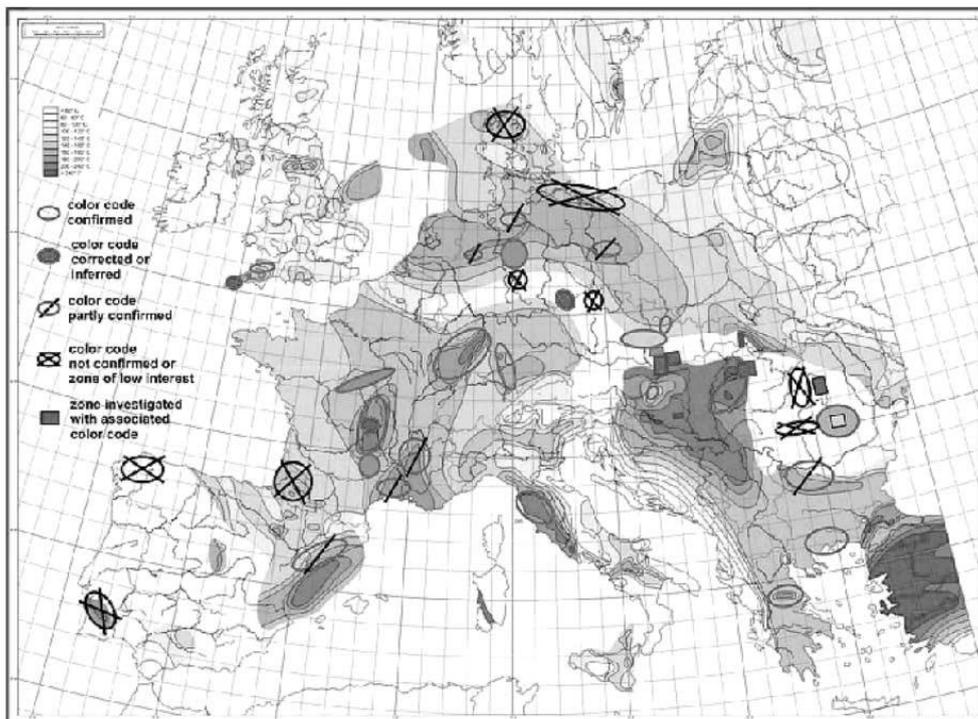
Nel quadro degli studi e delle analisi per la definizione delle aree potenzialmente interessanti per lo sviluppo di progetti sulle rocce calde secche o delle rocce fratturate (Hot Dry Rocks-HDR e Hot Fractured Rock -HFR) in Europa ed a seguito dello sviluppo del progetto franco-tedesco di Soultz-sous-Forets, ubicato in territorio francese nel cosiddetto "Bacino Renano", alcuni studiosi<sup>52</sup> hanno tentato di individuare, per l'Europa, le aree delle risorse potenziali su rocce fratturate profonde (non interessate da sistemi idrotermali e quindi definite secche).

Le valutazioni sulle potenzialità delle HFR in Europa sono riportate nelle figure seguenti e nelle tavole seguenti estratte dalla pubblicazione. Tra le aree indicate risulta ricompresa anche l'area del Graben del Campidano in Sardegna con una temperatura ricompresa tra 160-200°C, ma tale informazione risulta da confermare o correggere in quanto al momento non esistono informazioni dirette.

<sup>52</sup> Genter A., Guillou-Frottier L., Feybesse J.L., Nicol N., Dezayes C., Schwartz S. : Typology of potential Hot Fractured Rock resources in Europe. Geothermics - Received 5 June 2003; accepted 10 June 2003.



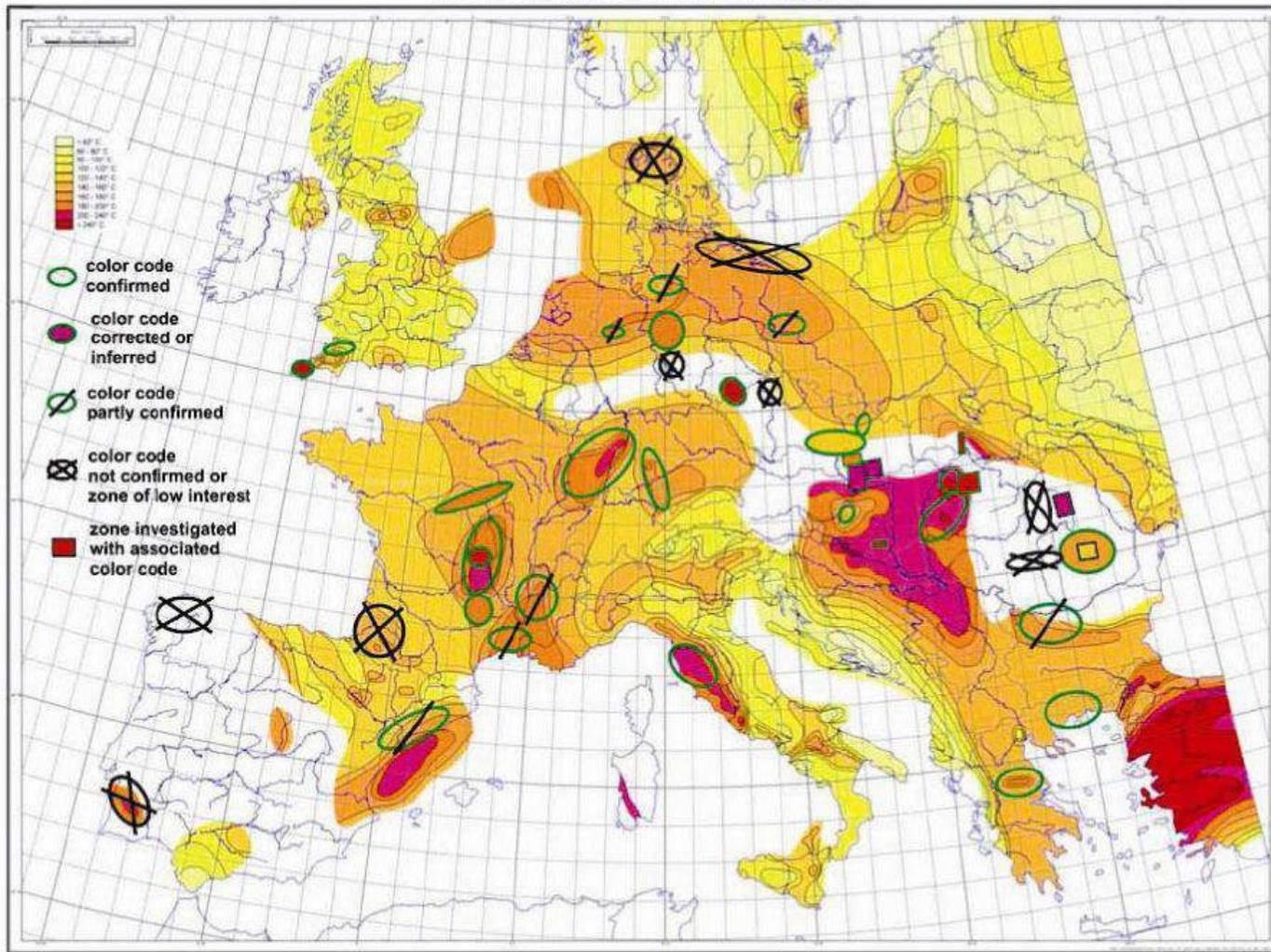
Mappa della temperatura estrapolata a 5 Km di profondità. Da: Hurtig et al. (1992), modified by GEIE (Fig. 2- Typology of potential HFR, citata).  
 Legenda: URG: Upper Rhine Graben; U: Urach; L: Limagne-French Massif Central; P: Provence ; C: Catalonia; Ca: Campidano graben; Cm: Cambrone granite; GB: German basin; T: Tuscany; PB: Pannonian Basin; E: Eger graben.



Validazione della mappa della temperatura a 5 Km di profondità (Fig. 3- Typology of potential HFR, citata)

...

MAP OF THE TEMPERATURES EXTRAPOLATED AT 5 KM DEPTH



Da Typology of potential Hot Fractured Rockresources in Europe - Albert Genter\*, Laurent Guillou-Frottier, Jean-Louis Feybesse, Nade`ge Nicol, Chrystel Dezayes, Ste'phane Schwartz - Bureau de Recherches Ge'ologiques et Minie`res, 3 avenue Claude Guillemin, BP6009, 45060 Orle'ans Cedex 2, France 2003, Validation of the temperature map at 5 km depth

## 5.5 Conclusioni sintetiche

In base alle conoscenze attuali si ipotizza che i fluidi coinvolti nelle anomalie termiche che alimentano le manifestazioni riconosciute in Sardegna derivino principalmente da circolazione di acque di origine meteorica in sistemi fragili profondi, impostati lungo i bordi delle principali depressioni tettoniche cenozoiche o lungo i sistemi di faglie trascorrenti di età Oligocene-Aquitaniense inferiore. Sono questi sistemi di faglie, a scala crostale, che impongono alle acque di provenienza meteorica una circolazione forzata fino a profondità di alcuni chilometri, favorendone poi la rapida risalita. I campi geotermici della Sardegna con le loro manifestazioni termo-minerali, comunque, differiscono da quelli dell'Italia centrale. Infatti la geodinamica cenozoica dell'Isola durante gli ultimi 20 milioni di anni ha interessato una crosta di spessore medio intorno ai 30 km, in cui il vulcanismo calcareo ha concluso il suo ciclo nel Miocene medio (nel Serravalliano circa 14 milioni di anni fa) e non si hanno evidenze della presenza di corpi ipoabissali associati ad un magmatismo sub-attuale. Al momento, pertanto, le conoscenze scientifiche disponibili consentono di poter escludere la presenza di sorgenti anatectiche poco profonde, analoghe a quelle toscane. Alcuni Autori avanzano, invece, l'ipotesi di un'eventuale similitudine con i sistemi geotermici del graben renano.

La letteratura esistente indica fondamentalmente la presenza di 4 aree geotermiche localizzate lungo strutture estensionali regionali: Campidano, Valle del Tirso, Anglona - con circuiti idrotermali che presumibilmente si sviluppano prevalentemente all'interno del basamento paleozoico (rocce granitiche e metamorfite) - e Logudoro - con circuiti idrotermali presumibilmente nelle vulcaniti terziarie.

All'interno di queste aree possono essere presenti diverse manifestazioni idrotermali, anche tra loro distanti (es. a Sardara e Villasor nel Campidano, a Fordongianus e Benetutti nella Valle del Tirso) che presentano composizione chimica e temperatura costanti nel tempo.

I principali operatori del settore geotermico che hanno operato nel passato non prendevano in considerazione la possibilità di reperire fluidi geotermici ad alta entalpia per la produzione diretta di energia elettrica, dal momento che, sulla base degli studi pregressi, ritenevano che la Sardegna non presentasse le caratteristiche geologiche necessarie e sufficienti (ad es. gradiente geotermico paragonabile a quello di alcune aree della Toscana, presenza di camere magmatiche a modesta profondità nella crosta terrestre, manifestazioni vulcaniche da sorgenti crostali attuali) che garantissero la possibilità di successo di una tale ricerca.

Allo stato attuale delle conoscenze, invece, alcuni studiosi ritengono che i dati disponibili fanno ritenere molto probabile la presenza di fluidi a media entalpia utilizzabili per la produzione diretta di energia elettrica a profondità relativamente ridotte.

Resta il fatto che sulla base delle conoscenze disponibili al momento, in Sardegna, si possa parlare solo di risorse "probabili" e "possibili"; tali risorse devono essere accertate e valutate attraverso indagini dirette che consenta di poter trasformare in riserve accertate suscettibili di una loro valorizzazione industriale, e che consenta di superare un lasso di tempo di circa 50 anni di totale immobilismo in tale settore, tenendo conto che le altre ricerche operative e gli ultimi sondaggi realizzati in Sardegna per la ricerca di fluidi geotermici, realizzati nell'area di Casteldoria, risalgono al 1962. Al di là di questa opportunità è invece possibile un utilizzo diretto delle risorse idriche a bassa entalpia nel settore agricolo, abitativo, della trasformazione agro-industriale e ricreativo-terapeutico.

Ad oggi i fluidi termali in Sardegna sono utilizzati esclusivamente in alcuni impianti per cure termali e centri di benessere (Sardara, Benetutti, Fordongianus, Casteldoria), che solo recentemente stanno avendo un certo sviluppo ed una operatività costante per l'intero anno.

La localizzazione delle manifestazioni termali in Sardegna, spesso ai bordi di aree a forte vocazione agricola e zootecnica, rappresenta un fattore a favore di un loro impiego nel campo dell'agricoltura in senso lato, anche in considerazione dell'alto livello di accettabilità della risorsa geotermica (specie se a bassa temperatura) dal punto di vista ambientale e la facilità tecnologica nel suo impiego in situazioni locali.

Una grande possibilità di sviluppo può derivare dall'utilizzo delle pompe di calore geotermiche per il riscaldamento ed il raffrescamento delle abitazione e soprattutto delle strutture pubbliche (ospedali, scuole, uffici, ecc). Ma tale tecnologia, al contrario di altre nazioni europee, non è mai pienamente decollata in Italia e men che meno in Sardegna. Di tutti questi aspetti si dovrà tener conto nella definizione degli obiettivi e delle azioni da definire nel PEARS per avviare e sostenere un pieno sviluppo delle risorse geotermiche.

## 5.6 Inquadramento geologico-strutturale della Sardegna

Il paragrafo vuole offrire un quadro generale della geologia della Sardegna, che possa consentire di avere un'idea della complessità che caratterizza il quadro geodinamico, strutturale e stratigrafico della Sardegna in relazione con la geotermia. Sono rare le aree nel mondo dove, in un areale così ristretto, sono presenti una tale varietà di rocce come quelle che affiorano in Sardegna e che presentano una "storia" geologica documentata così lunga: le formazioni presenti sono in grado di fornire un quadro delle vicende geologiche di circa 600 milioni di anni.

Gli ultimi anni hanno visto un rinnovato interesse nello studio della geologia della Sardegna ed in particolare dei bacini miocenici della Sardegna e degli eventi geologici del Terziario e del Quaternario che hanno interessato la Sardegna; i processi geodinamici che si sono sviluppati durante tale periodo risultano di fondamentale importanza nella genesi delle risorse geotermiche, ed è per questo che di seguito si esamineranno solo queste ultime fasi della geologia della Sardegna. Ai lavori condotti a cavallo tra gli anni '70 e '80, che fornivano un quadro delle successioni vulcano-sedimentarie e un inquadramento tettonico e geodinamico, negli ultimi anni si sono aggiunti studi che hanno dapprima fornito nuove chiavi stratigrafiche e strutturali per la lettura delle successioni sedimentarie mioceniche e del loro contenuto paleontologico, nuovi inquadramenti per il ciclo vulcanico interconnesso alla formazione dei bacini, ed anche una nuova cartografia, a cui sono seguiti i lavori che, analizzando i rapporti tra tettonica e sedimentazione, hanno cercato di fornire un'interpretazione evolutiva dei bacini.

Perciò attualmente sono molte e differenti, in contenuti e punti di vista, le proposte di inquadramento stratigrafico, strutturale ed infine geodinamico che i vari autori propongono, spesso influenzate dalle sensibilità proprie della disciplina specialistica studiata.

Le informazioni di seguito riportate sono tratte dal volume monografico "Geologia della Sardegna" edito dal Servizio Geologico Nazionale<sup>53</sup>, che si ritiene possa rappresentare, al momento, lo strumento di sintesi più esaustivo sulla

---

<sup>53</sup> Presidenza Del Consiglio dei Ministri- Dip. Servizi Tencici Nazionali-Servizio Geologico- Memorie descrittive della Carta Geologica d'Italia- VOL. LX- Geologia della Sardegna- Note illustrative della Carta Geologica della Sardegna a scala 1:200.000. Ed. Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato-Roma 2001.

geologia della Sardegna. Non verranno analizzati, pertanto, i contributi e le diverse analisi puntuali provenienti dai diversi specialisti.

Nell'Isola sono rappresentate<sup>54</sup>, in misura circa equivalente, rocce metamorfiche, magmatiche e sedimentarie (Fig. 92). Le rocce più antiche che hanno età comprese tra un probabile Precambriano ed il Paleozoico superiore, hanno subito un metamorfismo variabile dalle porzioni superficiali della crosta terrestre, in cui le condizioni esistenti di bassa pressione e di bassa temperatura producono un metamorfismo assai blando (deformazioni legate all'orogenesi Caledonica) alle porzioni più profonde ed in cui si sviluppa un metamorfismo che trasforma molto più profondamente tutte le rocce coinvolte (ciclo orogenetico Varisico).

Rocce magmatiche affiorano estesamente, costituendo quasi un terzo dell'Isola; si tratta essenzialmente di un complesso intrusivo che si sviluppa nelle fasi tarde delle orogenesi varisica, fondamentalmente di tipo calcocalcino, messi in posto nel Carbonifero superiore-Permiano.

Le coperture che si sono formate successivamente all'orogenesi Varisica sono rappresentate da rocce sedimentarie e vulcaniche solo debolmente deformate durante le fasi compressive e collisionali legate all'orogenesi Alpina ed Appenninica e durante le fasi distensive e di rifting che hanno portato all'apertura del Bacino balearico e del Mar Tirreno.

## Il basamento varisico sardo

Il basamento metamorfico sardo (Fig. 93) è un segmento della catena varisica europea, che si è separato dall'Europa solo nel Miocene inferiore (Burdigaliano). Riposizionando il blocco sardo-corso nella posizione originaria precedente alla deriva miocenica, le strutture fondamentali del basamento delle due isole trovano la prosecuzione in Provenza e Catalogna. Le diverse ricostruzioni della geometria pre-mesozoica di questa catena sono generalmente concordi nel delineare una cintura orogenica arcuata che dalla Spagna giunge al Massiccio centrale francese (arco iberarmoricano). L'orogenesi varisica ha interessato tutto il basamento della Sardegna con intense deformazioni, un metamorfismo sin cinematico e un importante magmatismo post-collisionale. L'età varisica della deformazione è ben definita sia su basi stratigrafiche che radiometriche in quanto:

- a) nelle zone meridionali con metamorfismo di basso e bassissimo grado, i terreni del Cambriano fino al Carbonifero inferiore sono deformati, debolmente metamorfici e ricoperti in discordanza dai sedimenti del Carbonifero superiore, non deformati e non affetti da metamorfismo regionale;
- b) nelle zone settentrionali l'età di chiusura isotopica delle bande delle migmatiti della Gallura è di  $344 \pm 7$  Ma e l'età radiometrica dei minerali metamorfici è compresa tra 350 e 284 Ma;
- c) il complesso intrusivo diffuso in tutta l'Isola ha età variabile da 311 a 274 Ma. In Sardegna affiora una sezione completa della catena varisica: dalle zone esterne che affiorano nella Sardegna SW, fino alle zone interne che affiorano nel settore nord-orientale dell'Isola e proseguono in Corsica.

---

<sup>54</sup> *Le Carte geologiche sono tratte dalla guida all'escursione dell'84° Congresso Nazionale della Società Geologica Italiana, tenutosi in Sardegna nel 2008 " La geologia della Sardegna -L. Carmignani - P. Conti - A. Funedda - G. Oggiano - S. Pasci; Geol.F.Trips, Vol.4 No.2.2 (2012), (DOI 10.3301/GFT.2012.04).*

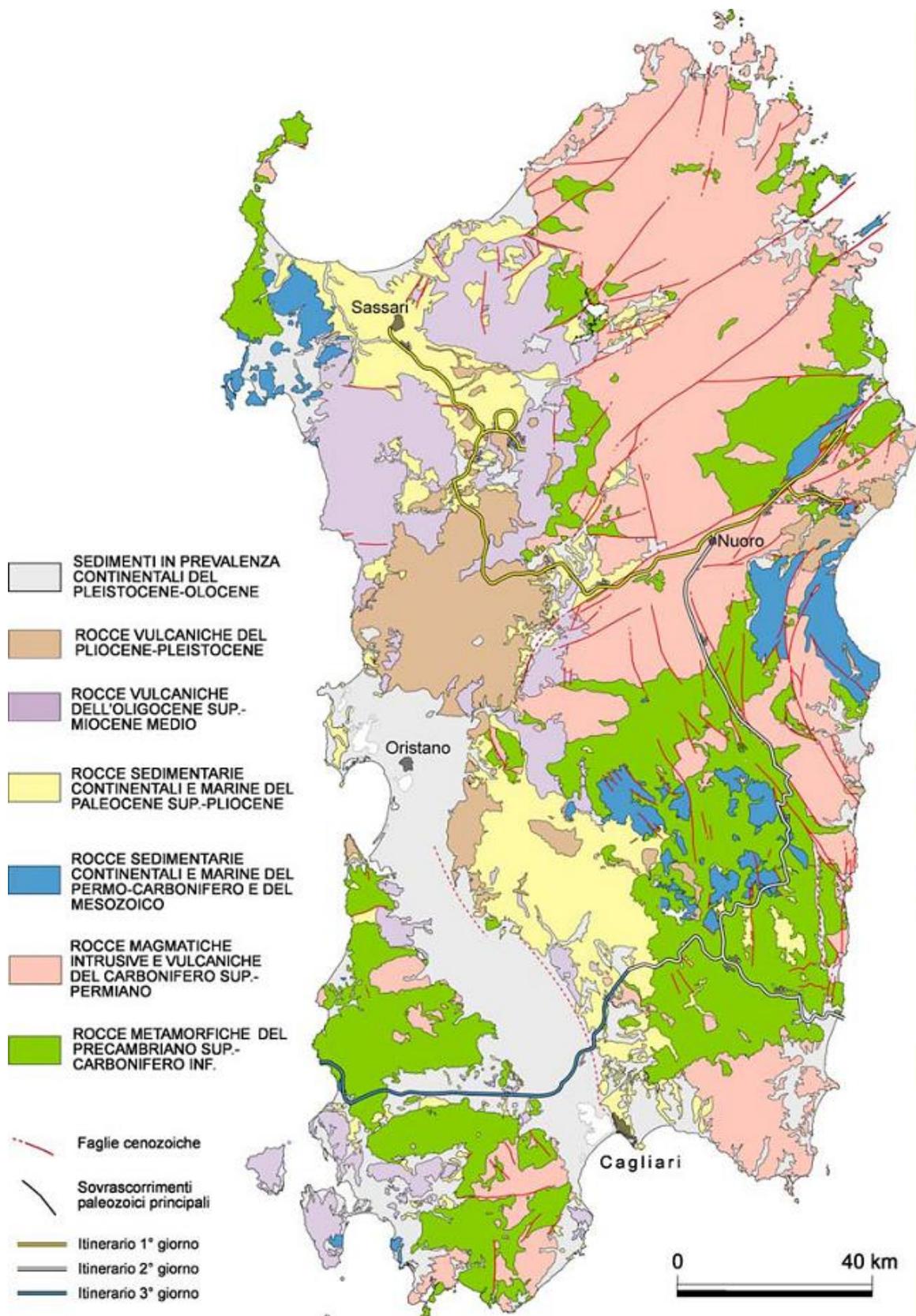


Figura 92. Carta geologica schematica della Sardegna.

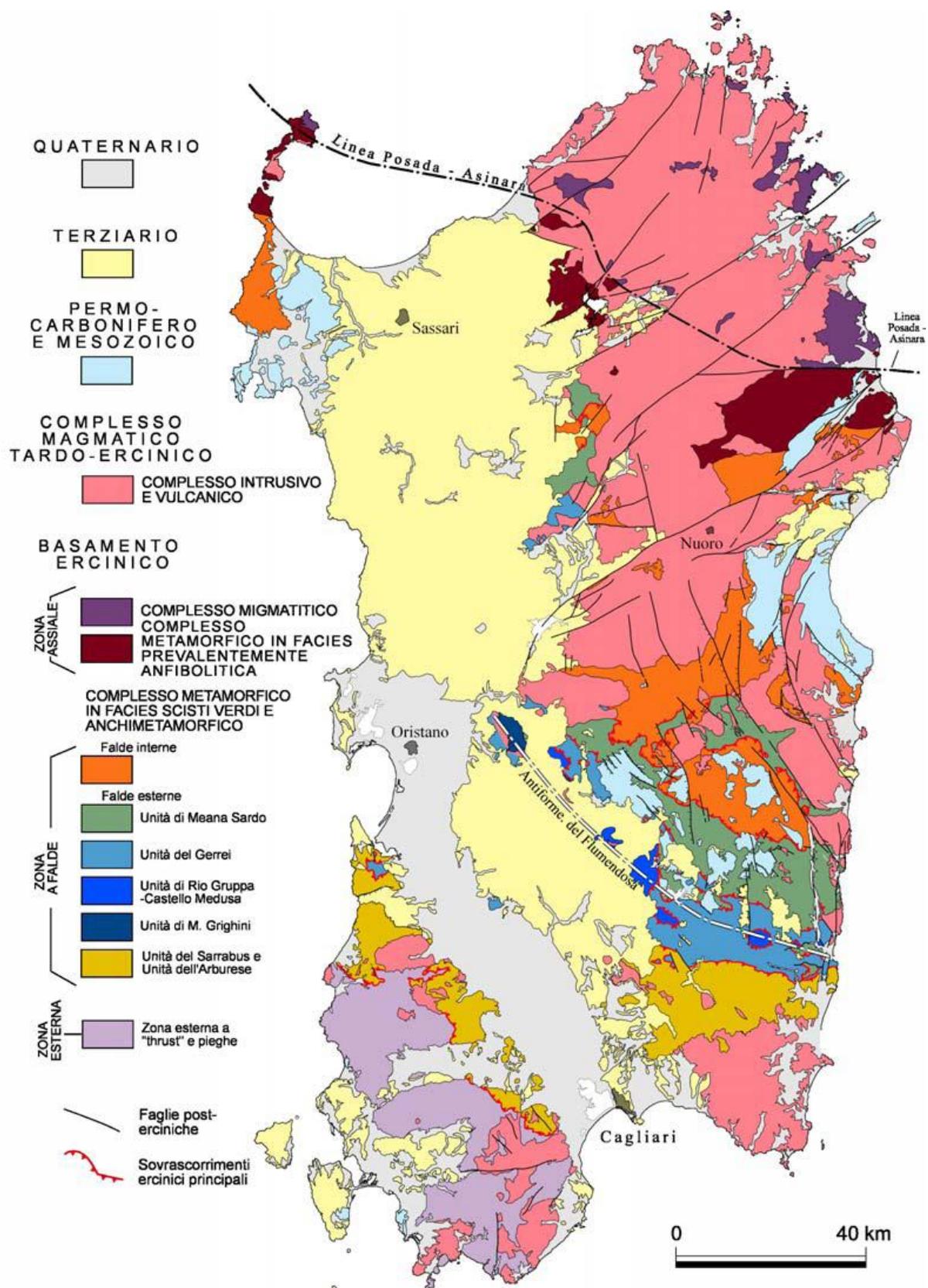


Figura 93: Carta geologica schematica della Sardegna.

Il basamento sardo è caratterizzato da falde di ricoprimento formatesi durante l'orogenesi erciniche vergenti verso SW ("zona a falde" di Carmignani et al., 1987), interposte tra il complesso metamorfico prevalentemente in facies anfibolitica della Sardegna settentrionale e una zona esterna a thrust e pieghe ("zona esterna" di Carmignani et al.) intensamente deformata, ma sostanzialmente autoctona, che affiora nella parte SW dell'Isola (Fig. 93).

c) collisione continentale al Carbonifero inferiore tra il margine di tipo andino del Gondwana e la crosta della placca armoricana, in seguito alla chiusura dello spazio oceanico e impilamento crostale in diverse unità tettoniche;

d) collasso gravitativo del cuneo orogenico così realizzato, con risalita dei nuclei metamorfici più profondi (Carmignani et al., 1994b). Alla distensione crostale è associata la messa in posto dei granitoidi calcocalini, che risultano contemporanei alla formazione di bacini molassici continentali ed al vulcanismo tardo-paleozoico.

### ***La struttura della catena varisica***

La geometria collisionale della catena varisica in Sardegna è caratterizzata dal complesso migmatitico che affiora nella Sardegna NE e in Corsica che sovrascorre il complesso metamorfico varisico prevalentemente in facies anfibolitica e dal complesso metamorfico varisico in facies degli scisti verdi e anchimetamorfico (indicati anche come complesso metamorfico di basso e medio grado) che affiorano nella Sardegna centrale e centro-orientale (Fig. 93) a loro volta caratterizzati da numerose unità tettoniche impilate una sull'altra e separate da importanti zone di taglio.

La convergenza e la collisione sono registrate da due eventi metamorfici: un metamorfismo precoce in facies eclogitica e un successivo metamorfismo di pressione intermedia. Il metamorfismo in facies eclogitica è testimoniato da paragenesi relitte conservate nelle metabasiti in facies anfibolitica che affiorano sporadicamente nel complesso migmatitico e soprattutto lungo la linea Posada-Asinara. Come visto anche le più recenti datazioni del metamorfismo eclogitico in Sardegna, nei Mauri e in Corsica non si discostano da quelle riscontrate nel Massiccio centrale francese e nel Massiccio armoricano dove le età radiometriche sono comprese tra 430 e 380 Ma. Questo evento eclogitico è stato attribuito a subduzione di litosfera oceanica indipendentemente da sovraimpronte di tipo anfibolitico o granulitico. Il metamorfismo barroviano, connesso con l'impilamento crostale causato dalla collisione continentale, interessa il complesso metamorfico di medio e basso grado. Il metamorfismo è progrado dalle falde esterne verso la linea Posada-Asinara e varia dalla facies degli scisti verdi alla facies anfibolitica. In Sardegna le condizioni di P/T durante il metamorfismo varisico hanno una evoluzione in senso progrado nel complesso di basso e medio grado ed in senso retrogrado, essenzialmente decompressivo, nel complesso migmatitico; diversi sono anche i paleogradienti geotermici: 400-600 °C e 6-7 kb per le metamorfiti di medio grado a sud della Linea Posada - Asinara e 550-650 °C e 3-4 kb per le migmatiti a N di questa linea. L'evoluzione metamorfica delle rocce eclogitiche, equilibrate a 850 °C e 20 kb sembra, almeno in parte, indipendente da quella del complesso migmatitico e in base a modelli attualistici queste paragenesi relitte in metabasiti derivate da tholeiiti oceaniche sono interpretabili in termini di subduzione di litosfera oceanica. Piccoli corpi di metabasiti con relitti di paragenesi eclogitiche affiorano anche a nord della linea Posada-Asinara (fino in Corsica). Scaglie di crosta oceanica possono essere state accorpate alla base della crosta continentale del margine sovrascorrente durante la fase di subduzione della litosfera oceanica ed esumate secondo traiettorie che hanno attraversato tutto il prisma di crosta continentale sovrascorrente sia durante la crescita del cuneo orogenico che durante il suo collasso gravitativo alla fine della convergenza. La linea Posada-Asinara è caratterizzata da una grande varietà di strutture da milonitiche a cataclastiche, associate a direzioni di movimento suborizzontali, che dimostrano

come questa linea sia stata ripetutamente attivata come zona di taglio trascorrente a diversi livelli crostali. E' possibile che una componente transpressiva (Carosi & Oggiano, 2002) fosse presente anche precocemente durante la collisione continentale, come del resto avviene in tutta la zona interna dell'arco iberico-armorico (Matte, 1986; 1991); tuttavia l'attivazione come zona di taglio trascorrente retrograda tardo-varisica, con sviluppo di miloniti intorno a 300 Ma, è la più evidente.

### ***Collasso del cuneo orogenico varisico***

La scoperta, a partire dagli anni '70 del XX secolo, di un importante raccorciamento varisico testimoniato da falde di ricoprimento ha portato a interpretare per lungo tempo tutte le strutture del basamento, e in particolare le deformazioni duttili sin-metamorfiche, esclusivamente in termini di tettonica compressiva. Un'importante tettonica distensiva con esumazione di metamorfiti di diversa profondità sembra una conseguenza necessaria al riequilibrio gravitativo dei cunei orogenici che si sviluppano nelle collisioni di crosta continentale (Platt, 1986) e l'esumazione di rocce dalla crosta media o inferiore induce necessariamente deformazioni duttili sin-metamorfiche. Inversione delle strutture compressive, con riattivazione dei sovrascorrimenti come faglie o zone di taglio a basso angolo e sviluppo di bacini molassici, duomi di metamorfiti (metamorphic core complex) con metamorfismo sin-cinemático di bassa pressione e alta temperatura contemporaneo alla messa in posto di granitoidi sin-cinematici, sono state documentate sia nelle catene caledoniane che in quelle varisiche. La distensione interessa tutta la trasversale dell'orogene e tutto lo spessore della crosta; essa è evidente sia nelle rocce in facies anfibolitica, dove è associata a deformazioni penetrative, metamorfismo di alta temperatura e bassa pressione e intrusione di granitoidi sin-cinematici, che nei livelli strutturali più superficiali, ove si manifesta con zone di taglio distensive e faglie dirette poco inclinate e molto inclinate. Nella Sardegna centrale e meridionale, metamorfiti in facies anfibolitica affiorano con geometria tipo core complex a Capo Spartivento, nell'estremità SW dell'Isola, e in corrispondenza dell'antiforme del Flumendosa, che costituisce una delle maggiori culminazioni tettoniche della zona a falde. L'età della tettonica distensiva post-collisionale è definita dall'età delle manifestazioni magmatiche, del metamorfismo di alta temperatura-bassa pressione associati e dei bacini molassici stefaniano-autuniani. Nelle zone interessate da metamorfismo di bassa pressione e alta temperatura l'età di chiusura del sistema Rb/Sr della muscovite è di  $303 \pm 6$  Ma.

I granitoidi anatettici sintettonici della Gallura hanno età di raffreddamento della muscovite comprese tra  $308 \pm 9$  Ma e  $298 \pm 9$  Ma ed età di messa in posto di una suite cogenetica di 322 Ma (età U/Pb su zircone). Anche al Monte Grighini l'età dei granitoidi iniettati durante la fase distensiva è prossima al limite Westfaliano-Stefaniano ( $312 \pm 12$  Ma) e l'età del metamorfismo di alta temperatura-bassa pressione è di  $307 \pm 5$  Ma (Ar/Ar su muscovite). Queste magmatiti messe in posto lungo zone di taglio trascorrenti o normali connesse con la fase distensiva, spesso hanno subito successive deformazioni milonitiche e cataclastiche anche allo stato solido. Quindi le età di messa in posto al limite Westfaliano-Stefaniano non rappresentano né l'inizio né la fine della distensione, ma piuttosto un momento della sua evoluzione.

I depositi molassici continentali, associati a vulcaniti prevalentemente acide del Carbonifero superiore-Permiano, sono nettamente discordanti sul basamento e sono tradizionalmente ritenuti "post-tettonici" (o "post-varisici"). In Europa essi sono generalmente riferiti allo Stefaniano-Permiano o al Westfaliano superiore-Permiano. Anche in Sardegna vi sono stati documentati, sulla base delle paleoflore, lo Stefaniano e l'Autuniano e forse anche il Westfaliano D. Le età radiometriche delle vulcaniti intercalate in questi depositi si distribuiscono su un vasto intervallo di tempo compreso tra

il Carbonifero superiore e il Triassico. Alcune età sono però da scartare perché chiaramente in contrasto con le evidenze stratigrafiche. Comunque, gli Autori sono generalmente concordi nel ritenere che i primi bacini si siano impostati nello Stefaniano o nel Westfaliano D. Periodi di distensione con sedimentazione e vulcanismo si sono successivamente alternati a periodi di stasi della tettonica e della sedimentazione, fino al Triassico. Le età radiometriche del batolite calcalalino sardo si distribuiscono in un intervallo che va da 307 Ma a 274 Ma, cioè tra il Westfaliano superiore e il Permiano inferiore. Le età del plutonismo e del vulcanismo calcalalini e del magmatismo ipovulcanico (sistemi filoniani) associato sono quindi abbondantemente sovrapposte, e tra queste manifestazioni magmatiche sembra esistere una evoluzione continua. Si deve dedurre perciò che la messa in posto del batolite, il vulcanismo tardo-paleozoico e buona parte dell'evoluzione dei bacini carbonifero-permiani sono contemporanei all'estensione tardo-varisica della crosta in Sardegna come in altri settori varisici. Pertanto, a nostro avviso, i bacini tardo-paleozoici non possono essere considerati "postorogenici", perché essi rappresentano l'espressione superficiale delle fasi finali dell'estensione post-collisionale della catena, che è probabilmente coeva con la tettonica trascorrente che interessa l'orogene varisico durante il Carbonifero superiore e il Permiano. Alcuni elementi testimonierebbero un'eterocronia della tettonica distensiva tra la zona interna e quella esterna dell'orogene sardo. Nelle zone interne le età di chiusura delle paragenesi di alta temperatura indicano generalmente il limite Westfaliano-Stefaniano, mentre nei depositi discordanti non metamorfici della Sardegna centro-meridionale è paleontologicamente documentato lo Stefaniano (Westfaliano D). Sembra quindi che nella Sardegna centromeridionale la distensione sia iniziata a partire dal (?Westfaliano) Stefaniano ed è proseguita, accompagnata da magmatismo calcalalino e transizionale per tutto il Permiano; mentre nelle zone interne, nel Westfaliano superiore l'esumazione del basamento era in buona parte compiuta. E' possibile che nelle zone interne la distensione abbia avuto inizio più precocemente per underplating

sotto al complesso migmatitico della Sardegna settentrionale, e che poi essa si sia estesa a tutto il basamento quando la convergenza è terminata e, su tutta la trasversale della catena, è subentrato il collasso gravitativo della crosta inspessita (Menard & Molnar, 1988). Sebbene l'impronta strutturale fondamentale del basamento sia legata all'evoluzione tettonica varisica, è stata evidenziata da diversi Autori una fase deformativa precedente che interessa le formazioni pre-Ordoviciano superiore (fase sarrabese, Calvino, 1959a; fase sarda, Stille, 1939).

### **Le coperture meso-cenozoiche**

Circa un terzo dell'Isola è coperto da sedimenti e vulcaniti del Carbonifero superiore-Permiano, del Mesozoico e del Cenozoico (Fig. 1). Le formazioni più rappresentate sono di età miocenica; esse infatti affiorano con continuità dal Golfo di Cagliari a quello di Sassari e rappresentano da sole oltre la metà degli affioramenti delle coperture post-varisiche. Complessivamente le coperture non metamorfiche hanno una potenza di circa 6000 m; i maggiori spessori sono raggiunti nella "fossa sarda" (Vardabasso, 1962) o "rift sardo" (Cherchi & Montadert, 1982), in realtà costituiti da una serie di bacini sedimentari terziari (Oggiano et al., 2009) che interessano una fascia meridiana, più o meno continua tra il Golfo di Cagliari e quello di Sassari.

Dopo la sua evoluzione varisica la Sardegna, benché al di fuori della zona orogenica alpina, si è trovata ai margini di due aree caratterizzate da fenomeni orogenici importanti: i Pirenei e gli Appennini. Successivamente essa è stata interessata, prima a ovest e poi a est, da due episodi di rifting ad evoluzione oceanica: l'apertura del Bacino balearico nel Burdigaliano e l'apertura del Tirreno centro-meridionale nel Miocene superiore-Pliocene.

L'evoluzione post-varisica della Sardegna è sempre stata interpretata come quella di un cratone sostanzialmente stabile, soggetto a periodiche trasgressioni e regressioni senza implicazioni negli eventi collisionali che hanno interessato tutte le aree limitrofe durante il ciclo alpino. Questa evoluzione, ben descritta da Coccozza et al. (1974), veniva interrotta solo durante il Terziario dall'impostazione di fosse tettoniche ("rift sardo") correlate con l'apertura del Bacino balearico. Varie discordanze nella successione mesozoica e terziaria sono state cronologicamente correlate con eventi orogenici del ciclo alpino (fase laramica, fase austriaca, ecc.), senza peraltro che fosse chiaramente individuata in Sardegna una strutturazione regionale correlabile, da un punto di vista geodinamico, con le zone di collisione alpina.

Lavori recenti (Carmignani et al., 1994a, Oggiano et al., 2009, Oggiano et al., 2011) hanno evidenziato come, al pari della "Corsica varisica", anche la Sardegna sia stata interessata dalla tettonica collisionale terziaria, con sviluppo di un sistema di faglie trascorrenti che inducono importanti transpressioni, con sovrascorrimenti del basamento paleozoico sulla copertura postvarisica (M. Albo, M. Tuttavista, Supramonte), e transtensioni (bacini di Chilivani-Berchidda, Ottana).

Nella successione oligo-miocenica sono intercalati prodotti vulcanici calcalcalini (ciclo vulcanico calcalcalino oligo-miocenico) riferibili alla subduzione nord-appenninica e alla relativa distensione post-collisionale. Gli ultimi prodotti vulcanici riconosciuti nell'Isola sono rappresentati da basalti intraplacca connessi con l'apertura del Tirreno meridionale (ciclo vulcanico ad affinità alcalina, transizionale e subalcalina del Plio-Pleistocene). Nelle successioni post-varisiche della Sardegna sono quindi "registrati" con differente intensità tutti i movimenti connessi con l'evoluzione delle Alpi e degli Appennini. Questo è ben noto da tempo in Provenza, regione con la quale la Sardegna ha condiviso l'evoluzione geologica fino al Miocene inferiore.

Nonostante le numerose discordanze stratigrafiche citate, l'evento tettonico che ha maggiormente interessato l'Isola dopo il Paleozoico è, secondo gli Autori, la collisione pirenaica e quella nord-appenninica, (vedi Fig. 1).

### ***Tettonica delle coperture post-varisiche***

Fino agli anni '60 era generalmente ritenuto che la tettonogenesi compressiva della Sardegna si limitasse solo all'orogenesi varisica, mentre era già chiara da tempo l'importanza della tettonica distensiva miocenica ("Fossa sarda" Auct.). Solo a metà degli anni '60, con i lavori di Chabrier (1967; 1969; 1970) e Alvarez & Coccozza (1974) sono state messe in evidenza importanti faglie trascorrenti e sovrascorrimenti del basamento sulle coperture mesozoiche. Quasi sempre queste deformazioni furono correlate con la tettonica del dominio pirenaico-provenzale con cui la Sardegna condivide molte caratteristiche stratigrafiche mesozoiche. Recenti lavori hanno evidenziato come questa tettonica interessi buona parte del blocco sardo-corso e come l'evoluzione terziaria dell'Isola sia correlabile con la cintura collisionale nord-appenninica ed anche pirenaica (Carmignani et al., 1995; 2004; Oggiano et al., 2009).

La tettonica terziaria nella Sardegna appare oggi particolarmente interessante in quanto gran parte dell'Isola ha costituito, assieme alla Corsica, il retropaese della catena nord-appenninica, mentre la sua parte SW era collocata in prossimità dell'orogene pirenaico. La sua posizione centrale rispetto agli orogeni del Mediterraneo occidentale e la possibilità di una buona attribuzione cronostratigrafica delle fasi deformative, consentita dall'assenza di deformazioni penetrative e metamorfismo terziari, contribuisce anche a delineare le tappe dell'evoluzione delle catene e dei bacini del Mediterraneo occidentale.

Mentre la strutturazione crostale dell'Isola si è realizzata durante l'orogenesi varisca, gli attuali lineamenti fisiografici derivano essenzialmente dall'evoluzione tettonica terziaria e quaternaria. Alle fasi distensive pliocenica e miocenica sono rispettivamente da imputare il margine orientale, riferibile all'apertura del Tirreno meridionale, e quello occidentale impostato nel Burdigaliano superiore con l'apertura del Bacino balearico. Questi eventi distensivi hanno determinato anche l'assetto strutturale dell'interno dell'Isola, individuandovi le fosse tettoniche plio-quaternarie del Golfo di Palmas e del Campidano con le sue prosecuzioni a mare (golfi di Oristano e Cagliari) e i bacini miocenici (post-Burdigaliano inferiore-medio) della Sardegna meridionale e settentrionale ("Fossa sarda" Auct.).

L'espressione fisiografica più diretta della tettonica compressiva (Aquitano-Burdigaliano inferiore) è data dai lineamenti morfo-strutturali determinati dalle faglie trascorrenti NE-SW della Sardegna centro-settentrionale.

### ***Tettonica trascorrente terziaria***

Nella Sardegna nord-orientale locali sovrascorrimenti e strutture trascorrenti post-varisiche sono note da tempo (. Chabrier (1970) attribuisce queste deformazioni alla tettonica pirenaica dell'Eocene, un'ipotesi simile è stata avanzata anche da Zattin et al., 2008. In base alla presenza di nummuliti luteziani rimaneggiati nel conglomerato sintettonico di Cuccuru 'e Flores, Dieni & Massari (1965), Alvarez & Cocozza (1974) e Pasci et al. (1998) ipotizzavano un'età più recente, probabilmente oligocenica.

Recentemente è stato documentato come la tettonica trascorrente di età oligo-aquitana rappresenti uno dei più importanti eventi deformativi della copertura post-varisca sarda da riferire alla collisione continentale terziaria tra la placca apula ed il margine sud-europeo. Una ricostruzione della paleogeografia oligocenica recentemente proposta prevede che il margine collisionale della Corsica NE prosegua verso S con una zona di subduzione oceanica. Questo implica che la crosta della Sardegna durante il raccorciamento N-S non fosse confinata ad E.

La cinematica dei blocchi coinvolti nella trascorrenza sembra supportare questa interpretazione geodinamica. A N del Golfo di Orosei il basamento reagisce al raccorciamento N-S con un'estensione realizzata mediante estrusione verso E di blocchi crostali limitati a NW da faglie transpressive sinistre (di direzione NE-SW) e a S da faglie transpressive destre (di direzione E-W) (cuneo di Capo Comino, cuneo di Posada). A S del Golfo di Orosei si realizza una geometria di tectonic-escape mediante il sistema di faglie trascorrenti destre orientate NW-SE. Coerentemente con l'assenza di un confinamento verso E, queste faglie hanno sistematicamente un'importante componente diretta. In sintesi, la Sardegna settentrionale resta caratterizzata da una tettonica trascorrente sinistra, in cui si sono sviluppati limitati bacini transtensivi orientati NE-SW e importanti cinture transpressive. La Sardegna meridionale è invece caratterizzata da una trascorrenza destra con componenti distensiva che, tra l'altro, determina lo sviluppo di bacini sedimentari oligo-miocenici orientati NW-SE, molto più ampi e più profondi di quelli settentrionali. Un'interpretazione in chiave di riattivazione distensiva dei lineamenti trascorrenti può essere prospettata per la parte sud-occidentale (Iglesiente-Sulcis) della Sardegna. Quest'area è costituita da un blocco di basamento varisco completamente isolato del resto al basamento sardo dalla fossa plio-pleistocenica del Campidano. Gli elementi strutturali principali in quest'area sono costituiti da due bassi strutturali allungati in direzione E-W, che da S verso N sono: il Bacino di Narcao e la Fossa del Cixerri. Questi bacini sono caratterizzati dalla classica successione dell'Eocene inferiore dell'Iglesiente-Sulcis ("Miliolitico", "Lignitifero" Auct.) sormontata dai depositi clastici grossolani della formazione del Cixerri (Eocene

superiore-Oligocene) e, infine, dai prodotti vulcanici (andesiti ed ignimbriti) dell'Oligocene superiore-Miocene medio. I bassi strutturali orientati E-W sopra descritti (Bacino di Narcao e Fossa del Cixerri) sono tradizionalmente considerati come graben delimitati da faglie E-W, ma in un'interpretazione più recente vengono considerati come sinclinali di crescita sviluppatasi all'interno di una zona compresa tra due faglie trascorrenti destre orientate NW (Carmignani et al., 2004; Funedda et al., 2009). Tettonica distensiva del Miocene medio Con il Burdigaliano superiore in tutta l'Isola si ha un radicale cambiamento del regime deformativo, che da trascorrente (con ampie zone soggette a transpressione e transtensione), diventa distensivo. Durante questo periodo sul margine occidentale dell'Isola si sviluppa un importante prisma sedimentario progradante verso W che, localmente, poggia sui depositi vulcano-sedimentari oligo-aquitani, ed è troncato superiormente dalla superficie di erosione messiniana (Lecca et al., 1986). Le indagini sismiche mostrano che questo prisma sedimentario, per quanto molto articolato nel dettaglio, ha grande continuità su tutta la piattaforma occidentale dell'Isola. Sulla terraferma, depositi marini del Burdigaliano superiore-Langhiano si rinvennero nel Logudoro e nel sassarese proseguendo in mare nel Golfo dell'Asinara; mentre nella Sardegna meridionale essi affiorano in Marmilla, Trexenta e nel Campidano fino a mare nel Golfo di Cagliari.

Questi depositi sono separati dal prisma sedimentario miocenico della piattaforma occidentale dell'Isola da alti strutturali di basamento:

l'Iglesiente-Sulcis-Arburese, il Rialzo di Malu Entu (Lecca et al., 1986) che culmina con l'Isola di Mal di Ventre, al largo del Golfo di Oristano e la Nurra-Asinara.

Questi alti strutturali sono altrettanti horst limitati a W da una serie di semi-graben ("2° ciclo miocenico") collegati da zone di trasferimento orientate EW. Nel sassarese il semi-graben che si sviluppa ad oriente della Nurra si approfondisce verso est contro la master fault di Punta Tramontana mentre poggia in onlap sul Mesozoico della Nurra a ovest. Il contrario si verifica per il bacino del Logudoro ad esso collegato da una zona di trasferimento (Funedda et al., 2000). Nella Sardegna meridionale, un profilo sismico a riflessione eseguito nel 1992 dall'Agip mostra che, almeno su una trasversale circa E-W pochi chilometri a N di Cagliari, il bacino burdigaliano-langhiano è bordato da una faglia diretta principale orientata NW-SE, praticamente coincidente con il bordo sud-occidentale del Campidano (Funedda et al., 2009). Come già detto, sembra probabile che questa faglia rappresenti un lineamento tettonico persistente che ha giocato come faglia trascorrente destra durante la fase oligo-aquitani ed è stato riattivato come faglia diretta durante il Miocene medio e durante il Plio-Quaternario.

Nella Sardegna settentrionale, la distinzione tra le strutture trascorrenti oligo-aquitani ed i depositi associati ("1° ciclo") dalle strutture distensive ed i relativi sedimenti ("2° ciclo") è facilitata dal fatto che le faglie dei due eventi hanno direzioni fortemente differenti. Al contrario, nella Sardegna meridionale la fase oligo-aquitani ha prodotto principalmente trascorrenti destre orientate NW-SE e la distensione miocenica si è realizzata principalmente riattivando queste trascorrenti come faglie dirette. Questo determina una certa difficoltà nel separare le strutture ed i depositi dei due cicli. Dalla letteratura emerge che il quadro stratigrafico-strutturale del Miocene della Trexenta e della Marmilla è complesso in quanto probabilmente derivato dall'interferenza di strutture oligo-aquitani e burdigaliano-langhiane. Da un punto di vista geodinamico, la tettonica trascorrente della Sardegna centro-settentrionale sembra essere connessa alla deformazione di retropaese legata alla collisione nord-appenninica tra il margine sud europeo (di cui il blocco sardo-corso faceva allora parte) e la placca apula.

## 6. Ipotesi e prospettive di valorizzazione delle risorse geotermiche

### 6.1 Le risorse termali

Ad oggi i fluidi termali in Sardegna sono utilizzati in 7 impianti per cure termali e centri benessere, di cui due a Sardara e Benetutti, ed uno rispettivamente a Fordongianus, Bultei, S. Maria Coghinas- Casteldoria e dei quali solo alcuni sono attivi con continuità. Il quadro dei titoli minerari in Sardegna è riportato nella Tabella 35. Attualmente sono presenti 10 Concessioni, di cui 6 pienamente vigenti e 4 non ancora entrate in attività. Sono inoltre presenti altre 2 concessioni in fase istruttoria. Per quanto riguarda i Permessi di ricerca, 1 risulta vigente, altri 4 sono in istruttoria. In generale, si può affermare che le tutte aree termali della Sardegna sono attualmente oggetto di **interesse**. La portata massima riscontrata nelle aree termali interessate dai titoli minerari; si osserva nell'area di Fordongianus con circa ai 40 l/s, ma mediamente la portata che si osserva è di qualche l/s. La temperatura delle acque è generalmente superiore ai 40°C ed i volumi d'acqua annui trattati sono complessivamente di circa 2,4 Ml/a, che corrispondono all'incirca a 10 kTep. Numerosi sono i sondaggi ed i pozzi perforati che hanno rinvenuto acque termali (generalmente con T° medio basse) e che vengono utilizzate nel campo agro-alimentare, ma di cui non si dispone, al momento di informazioni.

La localizzazione delle manifestazioni termali in Sardegna, spesso ai bordi di aree, come già detto, a forte vocazione agricola e zootecnica, rappresenta un fattore a favore di un loro impiego nel campo dell'agricoltura in senso lato, in considerazione anche dell'alto livello di accettabilità della risorsa geotermica a bassa temperatura dal punto di vista ambientale e la facilità tecnologica nel suo impiego in situazioni locali.

DENOMINAZIONE	COMUNI	SITUAZIONE
SAN SATURNINO	Bultei, Benetutti	Concessione vigente in attività
AURORA TERME	Benetutti	Concessione vigente in attività
TERME DI CASTELDORIA	S.Maria Coghinas, Viddalba e più	Concessione vigente in attività
FONTE CADDAS	Fordongianus	Concessione vigente in attività
SANTA MARIA DE IS ACQUAS	Sardara	Concessione vigente in attività
PISCINA QUADDUS	Sardara	Concessione vigente in attività
S'ACQUA COTTA	Villasor	Concessione vigente in attività
ZUMPADU	Bultei	Concessione vigente ma non ancora entrata in attività
COGHINAS	S.Maria Coghinas	Concessione vigente ma non ancora entrata in attività
COQUADDUS	Sant'Antioco	Permesso in rinnovo
SU ANZU	Dorgali	Concessione in istruttoria
TERME ODDINI	Orani, Orotelli	Concessione in istruttoria
SA MANDRA NOA	Benetutti	Permesso di ricerca in istruttoria
SU GALONIGU	Bultei	Permesso di ricerca in istruttoria
SAN GIOVANNI	Dorgali	Permesso di ricerca in istruttoria

Tabella: 35. Elenco dei titoli minerari del settore termale (aggiornati al dic. 2013)

## 6.2 Le risorse geotermiche

Le ricerche operative finalizzate al reperimento di risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica più antiche risalgono, come già detto, ad un periodo a cavallo tra gli anni '50 e '60 ad opera della Società Elettrica Sarda (SES<sup>55</sup>) nell'area di Casteldoria, in Anglona. Queste ricerche hanno comportato la perforazione (dal 1956 al 1962) di 12 sondaggi con profondità superiori ai 1000 metri, distribuiti in un'area che si estende qualche chilometro ad ovest e a sud della manifestazione termale raggiungendo la località di S. Pietro di Bulzi ad ovest (pozzo 10 con profondità di 1660 metri) e di Isolana a sud (Pozzo 8). La perforazione dei sondaggi fu preceduta da rilievi geofisici e, in alcuni pozzi, furono effettuati carotaggi termici per misure di gradiente, prove di strato e log elettrici, che evidenziarono (pozzo 8) un gradiente favorevole alla presenza di fluidi con temperature superiori a 130 gradi intorno a 2000 metri.

Sempre nell'area di Casteldoria, nel 1991-1992, per opera della Comunità Montana Su Sassu-Anglona-Gallura, si registrarono una ripresa delle ricerche. I lavori comportarono un survey idrogeochimico, un rilievo magnetometrico, l'esecuzione di alcuni SEV e la perforazione di tre pozzi a debole profondità (50 metri) per misure termometriche in prossimità dello stabilimento termale in sponda sinistra del Coghinas. Questi tre pozzi furono trasferiti alla Provincia di Sassari che li mise in produzione ad uso dello stabilimento termale.

L'interesse per le risorse geotermiche potenzialmente presenti sul territorio della Sardegna è esploso nel corso degli anni 2010-11: in due anni sono state presentate 14 richieste di autorizzazione per il rilascio di un Permesso di Ricerca.

La Giunta Regionale nelle more della predisposizione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS), ed in considerazione del ruolo strategico che rivestono le risorse rinnovabili, tra cui sono ricomprese anche le risorse geotermiche, nel 2011 (D.G.R. n. 30/17 del 12.07.2011) ha sospeso i procedimenti relativi alle istanze per il rilascio dei permessi di ricerca e delle concessioni per la coltivazione delle risorse geotermiche, in quanto l'eventuale indiscriminato sfruttamento dell'energia geotermica avrebbe potuto avere gravi ripercussioni di tipo economico – ambientale ed ha dato mandato al competente Servizio dell'Assessorato dell'Industria di predisporre apposite linee guida contenenti i principi cui ci si dovrà uniformare per il rilascio dei titoli minerari, i criteri di preferenza da applicare per lo svolgimento delle procedure concorrenziali ad evidenza pubblica e il relativo procedimento unico, secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 22 del 11.2.2010 (art. 17), come modificato dal D.Lgs. n. 28 del 3.3.2011.

Nell'agosto del 2012 la Giunta ha approvato le nuove **“Linee guida per la disciplina del rilascio dei titoli per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche a scopi energetici nel territorio della Sardegna” (D.G.R. 34/41 del 7.8.2012).**

Le linee guida definiscono le procedure amministrative per il rilascio dei titoli minerari nel rispetto dei primari e fondamentali principi di semplificazione amministrativa e di salvaguardia del territorio regionale. Le linee guida definiscono, in caso di domande concorrenti, i criteri selettivi, non discriminatori, di valutazione comparativa degli interessi coinvolti, garantendo un uso sostenibile della risorsa e del territorio, il cui consumo consenta per le comunità locali di conseguire obiettivi di qualità socioeconomici, ambientali e paesaggistici.

---

<sup>55</sup> Società elettrica sarda - SES, Arborea (Oristano), (1912 – 1962), costituita il 4 novembre 1911 e sostenuta dalla B.C.I. e dalla Società strade ferrate meridionali. Scopo principale: esercizio di centrali generatrici d'energia elettrica da erogarsi come forza motrice per trazione ed altri usi industriali, ferrovie e tranvie. Nel 1962, in seguito alla nazionalizzazione dell'energia elettrica, la società fu assorbita dall'ENEL.

Inoltre, viste le **D.G.R. n. 34/27 del 18.8.2011 e n. 35/20 del 30.8.2011**, con le quali erano stati rispettivamente sospesi i procedimenti relativi alle istanze per la verifica di assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) inerenti istanze di permessi di ricerca ed i procedimenti relativi al rilascio degli stessi permessi, vengono:

- riavviati i termini dei procedimenti per il rilascio dei permessi di ricerca delle istanze già presentate all'Assessorato dell'Industria, previo adeguamento delle stesse alle linee guida;
- riavviati i termini dei procedimenti relativi alle istanze per la verifica di assoggettabilità alla VIA inerenti ai permessi di ricerca già presentati, previa verifica di ammissibilità ai sensi delle linee guida da parte del Servizio competente dell'Assessorato dell'Industria;

A seguito della deliberazione della Giunta tutti i soggetti che avevano presentato richiesta di rilascio di un Permesso di ricerca sono stati invitati a riconfermare l'interesse ed a riadeguare la documentazione presentata con quanto richiesto dalle Linee Guida. Sulla base delle informazioni fornite dal Servizio delle Attività estrattive dell'Assessorato dell'Industria della RAS la situazione dei permessi di ricerca allo stato attuale è il seguente:

Società Proponente	Denominazione permesso di Ricerca	stato procedimento
SARAS Spa	IGIA	Rilasciato
TOSCOGEO	San Gavino Monreale	Rilasciato
TOSCOGEO	Guspini	Rilasciato
TOSCOGEO	Sardara	In corso di rilascio
TOSCOGEO	Villacidro	In istruttoria

Tabella 36. Elenco dei Permessi di ricerca richiesti allo stato attuale.

Oltre a quelli di cui in tabella sono pervenute altre richieste che sono però state archiviate e per le quali è stata fatta rinuncia.

In conclusione si può affermare che in base alle conoscenze attuali, si può prudenzialmente ipotizzare che sia necessario un lasso di tempo minimo di almeno 3-5 anni per poter disporre delle valutazioni tecnico-economiche necessarie per l'eventuale valorizzazione delle risorse geotermiche finalizzate alla produzione di energia elettrica.

Al momento, in Sardegna, non risultano presenti risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica "accertate" ma solo "probabili" e "possibili".

### 6.3 Le risorse geotermiche a bassa entalpia e le pompe di calore

I recenti progressi tecnologici nel campo della produzione di energia da fonti geotermiche hanno reso sempre più interessante e conveniente l'utilizzo delle fonti geotermiche a bassa temperatura. Le nuove tecnologie rendono l'utilizzo dell'energia geotermica, e nello specifico l'uso diretto del calore geotermico a bassa entalpia tramite l'utilizzo di pompe di calore, un'alternativa conveniente e praticabile sia per il riscaldamento e la refrigerazione residenziale, sia per ridurre il consumo energetico delle industrie e delle piccole e medie imprese, con notevoli vantaggi economici ed ambientali. Tuttavia, una ancora limitata diffusione delle pompe di calore e dei vantaggi associati a tale tecnologia, un quadro normativo ancora da perfezionare (legato sostanzialmente al rilascio dei permessi) e gli alti costi di investimento iniziale rappresentano un freno per gli investimenti ed il principale ostacolo per lo sviluppo della geotermia a bassa

temperatura, normativamente riconducibili alle “Piccole Utilizzazioni Locali” di cui al D.Lgs 22/2010, art. 10. Questa energia è facilmente accessibile, disponibile ovunque ed in maniera continua ed è considerata energia rinnovabile.

E' oggi possibile ottenere energia termica sfruttando la sola differenza di calore tra il sottosuolo e la superficie, grazie all'utilizzo dei cosiddetti sistemi di geoscambio. Il grande vantaggio della geotermia è la stabilità termica della sorgente: a partire da 15-25 metri di profondità la temperatura del terreno non risente dei cambiamenti della temperatura esterna (variazioni diurne e stagionali) e rimane costante, con valori analoghi a quelli della temperatura media annua del sito (circa 12-15 °C per l'Italia). Questa risorsa a bassa temperatura e a limitata profondità è disponibile praticamente ovunque, e può essere usata con soluzioni impiantistiche a circuito chiuso, o a circuito aperto, in funzione della disponibilità dell'acqua di falda e degli eventuali vincoli normativi per il loro utilizzo.

In Sardegna a 100 m di profondità la temperatura è compresa tra 15-18°C, variando a seconda della temperatura media annua del luogo, del gradiente geotermico e della presenza di circolazione idrogeologica nel sottosuolo. Al di sotto dei 100 m, la temperatura aumenta in media 2,5–3°C ogni 100 m, salvo alcuni siti specifici dove esistono anomalie termiche rilevanti. Grazie alle conoscenze oggi disponibili è possibile un utilizzo sostenibile di questa risorsa termica, praticamente ovunque, mediante sistemi geotermici a circuito aperto, cioè con prelievo di fluidi (open loop), o a circuito chiuso, cioè con solo scambio di calore (closed loop). In condizioni standard, l'economicità di tale utilizzo risulta maggiore o minore, a seconda del tipo di impianto (aperto o chiuso), delle proprietà termiche dei terreni e degli acquiferi, della dimensione e della modalità di utilizzo degli impianti. I campi di applicazione di questa tecnologia sono i più variegati: dalla piccola utenza, come ad esempio una singola abitazione con una potenza installata di 5-6 kWt, a complessi residenziali di decine di appartamenti con potenze di impianto dell'ordine delle centinaia di kWt, fino ad impianti con pompe di calore accoppiate a scambiatori nel terreno con una potenza di installazione di oltre 1 MWt. L'impianto ideale è quello che produce il massimo risparmio energetico, con tempi brevi di ritorno economico dell'investimento e con invarianza nel tempo della temperatura alla sorgente (il calore estratto d'inverno è circa equivalente al calore reimpresso durante l'estate). Quest'ultimo aspetto garantisce la sostenibilità dell'utilizzo del calore geotermico. Dal punto di vista ambientale, i sistemi geotermici a pompa di calore riducono fortemente la produzione di emissioni di sostanze clima-alteranti in atmosfera, azzerandole in loco per il caso delle pompe di calore elettriche, rispetto agli impianti a bruciatore. Inoltre, se si fornisce alle pompe di calore elettriche un'alimentazione di energia proveniente da pannelli fotovoltaici, allora le emissioni globali risulterebbero pari a zero, con un risparmio di circa 3 t CO<sub>2</sub> /anno per un edificio monofamiliare, a confronto con un edificio con impianto tradizionale.

Attualmente la Sardegna non dispone di un quadro conoscitivo di dettaglio delle caratteristiche geotermiche del sottosuolo e di un inventario degli impianti attualmente realizzati.

Per una valutazione più attenta dello sviluppo sostenibile della geotermia a bassa temperatura l'Assessorato dell'industria ha in corso di definizione una proposta di linee guida che intendono disciplinare:

- a) la documentazione da fornire all'autorità competente e i contenuti minimi dei progetti;
- b) le modalità tecnico-operative per l'installazione, la gestione e la dismissione degli impianti;
- c) i criteri per assicurare il rispetto dell'ambiente;
- d) i criteri e le modalità per l'adozione di procedure semplificate per la realizzazione degli impianti geotermici;

- e) l'istituzione del Registro regionale delle Sonde Geotermiche (RSG), le caratteristiche della banca dati delle relative modalità di gestione, nonché l'attività di monitoraggio;
- f) le modalità di vigilanza sulle installazioni.

## 7. Accettabilità sociale della geotermia

Di seguito, a mero titolo di esempio, si riporta un'analisi sulle dinamiche legate alla accettabilità sociale della geotermia, eseguito dall'Associazione Amici della Terra<sup>56</sup>.

### IL CONFLITTO AMBIENTALE

#### *I caratteri del conflitto, rischio e percezione del rischio*

*L'approccio interpretativo ai fenomeni di conflitto ambientale preso a riferimento è quello adottato nelle analisi di carattere generale più rilevanti condotte sulle infrastrutture energetiche in Italia, con riferimento al settore elettrico.*

#### *La natura del conflitto*

*La natura del conflitto è il primo aspetto che deve essere analizzato e può essere ricondotta a quattro modalità fondamentali che lo caratterizzano: conflitto di valori, conflitto di interessi, conflitto di tipo cognitivo e conflitto di rapporto.*

*Il conflitto di valori emerge quando si ritiene che la realizzazione di un impianto o la tecnologia adottata ledano qualcosa che non è considerato negoziabile, i casi più tipici sono costituiti dalla minaccia alla salute, alla sicurezza o a particolari valori paesaggistici culturali o naturalistici. In questo caso il conflitto si struttura su elementi profondi che rendono più radicale la contrapposizione e difficile il dialogo tra le parti coinvolte.*

*Il conflitto di interessi mette in evidenza la dimensione economica coinvolta dagli effetti che la realizzazione di un'infrastruttura può avere sugli attori presenti nel territorio coinvolto. È questo il caso degli effetti negativi sul valore dei patrimoni immobiliari e/o della compromissione delle condizioni che consentono lo svolgimento di determinate attività economiche. Il riconoscimento o meno degli interessi messi in gioco è un elemento che può incidere in modo decisivo sulle relazioni tra gli attori dello scenario di conflitto. Il conflitto di tipo cognitivo caratterizza le situazioni in cui la dinamica conflittuale si fonda sulla mancanza di conoscenza e informazioni circa gli impatti di un progetto. In questo caso le azioni volte a fornire un adeguato livello di conoscenza e informazione a tutti gli attori coinvolti, sulla natura del progetto, possono incidere sulle motivazioni dell'opposizione. Infine il conflitto di rapporto coinvolge il carattere delle relazioni che intercorrono tra gli attori degli scenari di conflitto in termini di fiducia e credibilità, in particolare quando vi sono dei precedenti negativi nelle relazioni. Questo può essere il caso in cui l'impresa proponente o l'autorità pubblica abbia precedenti negativi nel fornire informazioni dovute o nel garantire il rispetto delle norme di tutela ambientale.*

*Questi quattro profili nella natura delle dinamiche di conflitto ambientale non caratterizzano in modo esclusivo le situazioni che si presentano, concretamente, ma sono invece in vari modi compresenti. Saper riconoscere nelle situazioni*

---

<sup>56</sup> Tratto da "LA RISORSA GEOTERMICA PER USI ELETTRICI IN ITALIA: Energia, Ambiente e Accettabilità sociale" Amici della Terra-Firenze-Onlus-2008: L'obiettivo che l'associazione Amici della Terra si prefigge nella predisposizione del volume è quello di fornire un quadro sull'uso della risorsa geotermica a fini elettrici in Italia, sotto il profilo ambientale, energetico, economico, istituzionale e sociale. (Dall'introduzione)

concrete quanto e come questi profili caratterizzano le relazioni tra i protagonisti degli scenari di conflitto è essenziale per qualsiasi forma di intervento.

### **Rischio e percezione del rischio**

Uno degli aspetti più critici che condizionano le dinamiche di conflitto ambientale e che rimanda in larga misura agli aspetti di tipo cognitivo, riguarda la discrepanza che in genere esiste tra il rischio oggettivamente definito (ambientale, sanitario, incidentale) tramite strumenti tecnico-scientifici dal proponente o dalle autorità pubbliche che lo devono valutare, e il rischio soggettivamente percepito da parte del pubblico interessato che diventa protagonista del dissenso. Ancora troppo spesso sia i proponenti sia le autorità pubbliche con funzioni di valutazione tecnico scientifica, ritengono che la mancanza di adeguate conoscenze e strumenti di valutazione del rischio effettivo da parte del pubblico interessato, diminuisca il rilievo e l'importanza di quella che è la percezione soggettiva del rischio che è espressa come motivazione del dissenso. Un tipo di atteggiamento che in genere aggrava le dinamiche di conflitto ambientale, compromettendo le possibilità di dialogo.

E' invece fondamentale, sia per l'impresa proponente che per la pubblica amministrazione, comprendere quale sia la percezione soggettiva del rischio legata alla realizzazione di un impianto da parte del pubblico interessato, perché solo così è possibile dare delle risposte ai motivi del dissenso che non hanno fondamento tecnico-scientifico e che alimentano il conflitto. Le risposte sotto questo profilo chiamano in causa due ambiti: quello della capacità di fare comunicazione e informazione sui rischi, e quello dell'autorità e credibilità degli organismi pubblici con funzioni di valutazione tecnico scientifica dei rischi. La necessità di confrontarsi con la percezione soggettiva del rischio con adeguate analisi e risposte efficaci in termini di azioni di comunicazione e informazione, chiama in causa responsabilità che sono sia dell'impresa proponente che delle autorità pubbliche responsabili dei procedimenti autorizzativi.

In questa chiave è particolarmente delicato il ruolo degli organismi pubblici con funzioni di valutazione tecnico-scientifica dei rischi di varia natura connessi alla realizzazione e gestione di impianti, come le grandi infrastrutture energetiche. L'operatività e l'autorità dell'azione di queste strutture costituisce un perno fondamentale dell'efficacia dei processi autorizzativi, che implicano valutazioni tecnico-scientifiche di alta specializzazione, inerenti aspetti di natura ambientale e tecnologica, oggetto di attenzione e contestazione da parte del pubblico interessato alla realizzazione di progetti infrastrutturali rilevanti. L'autonomia, l'operatività, la capacità di assicurare alti standard di comunicazione e informazione al pubblico sono quindi elementi essenziali della loro autorità e credibilità.

### **LE MOTIVAZIONI DEL DISSENSO**

È utile, anche in modo schematico, esaminare le tipologie di motivazione che sono addotte e che variamente si ripropongono negli scenari di conflitto ambientale:

- inaccettabilità assoluta dei rischi di una tecnologia;
- carenza di garanzie ambientali, sanitarie e di sicurezza;
- saturazione del territorio rispetto a rischi già presenti;
- incompatibilità con valori naturali e paesaggistici;
- conflitto tra usi del territorio;
- carenze informative;

- carenze di partecipazione;
- iniquità distributiva.

*Questa gamma di motivazioni si connette in vario modo sia alla natura del conflitto che alla tematica della percezione del rischio da parte dei protagonisti del dissenso. La loro individuazione e la comprensione del rilievo che hanno nella motivazione del dissenso costituisce una chiave di lettura importante per orientare le azioni di comunicazione, informazione e partecipazione, e per la gestione delle relazioni negli scenari di conflitto ambientale sia da parte delle imprese che della pubblica amministrazione coinvolta.*

*L'inaccettabilità assoluta dei rischi di una tecnologia è una tipologia di motivazione che compare nei conflitti ambientali legati alla realizzazione di infrastrutture energetiche a partire dalla vicenda del nucleare, che permane oggi nei confronti dell'uso del carbone per la generazione elettrica e che sta comparando anche nell'opposizione alle attività geotermiche. Questo tipo di motivazione si collega strettamente a dinamiche in cui il conflitto ambientale assume forti connotati di conflitto di valori in cui sono in gioco aspetti considerati non negoziabili, creando le premesse per una radicalizzazione delle relazioni e di criticità nel dialogo. È evidente che le motivazioni fondate sull'inaccettabilità dei rischi di una tecnologia chiamano spesso in causa il tema della percezione del rischio da parte del pubblico interessato.*

*Nella motivazione del dissenso la sottolineatura della carenza di garanzie ambientali, sanitarie e di sicurezza prefigura invece un terreno significativo d'intervento non compromesso da atteggiamenti pregiudiziali, su cui è possibile lavorare per colmare le carenze individuate tramite gli strumenti più appropriati, sia sotto il profilo dell'informazione sia delle procedure di tutela ambientale adottate nei processi decisionali. Tale tipo di motivazione diventa particolarmente rilevante nei casi in cui, con l'obiettivo della semplificazione e della necessità di accorciare i tempi dei processi autorizzativi, si comprimono inappropriatamente gli elementi di garanzia costituiti dai processi di valutazione dei rischi, a partire dagli strumenti d'informazione e partecipazione che vi sono previsti.*

*L'incompatibilità con valori naturali e paesaggistici è una motivazione che chiama in gioco le caratteristiche del territorio in cui si propone di realizzare un'infrastruttura energetica e la valutazione degli effetti sulle specificità dei valori ambientali di uno specifico contesto. Il rilievo effettivo di questo tipo di motivazione si lega al rapporto e alla conoscenza che l'impresa ha del territorio in cui intende realizzare un progetto di natura infrastrutturale, come un grande impianto nel settore energetico. Questo tipo di motivazione coinvolge, oggi, non solo le grandi infrastrutture energetiche "convenzionali" come le centrali termoelettriche, gli elettrodotti e i terminali GNL, ma anche impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili come l'eolica, l'idroelettrica e la geotermica.*

*Sempre nella chiave di lettura delle caratteristiche di uno specifico contesto ambientale va considerata la saturazione del territorio rispetto a rischi già presenti, motivazione ricorrente nelle situazioni di conflitto ambientale. In questo caso, la specificità del territorio che emerge riguarda il livello di pressione ambientale costituito dalla presenza di insediamenti preesistenti nel territorio in cui si vuole inserire una nuova infrastruttura energetica. Relativamente al rapporto dell'impresa col territorio presuppone la conoscenza sia delle dinamiche di conflitto ambientale preesistenti, che della percezione che il pubblico interessato, a partire dalle comunità locali, ha di queste problematiche ambientali. A questo tipo di motivazione può essere collegata quella che riguarda l'iniquità distributiva connessa alla localizzazione di un impianto in un dato territorio, senza prendere in esame alternative possibili al fine di una ripartizione più equa dei carichi ambientali da sostenere.*

*Il conflitto di interessi tra usi del territorio è il motivo che spinge ad opporsi all'insediamento di una nuova infrastruttura (ma oggi anche nel caso di decisioni che implicano permanenza di attività già insediate da tempo), ritenendo di venire danneggiati economicamente. Le infrastrutture che si ritiene compromettano significativamente i valori paesaggistici e di qualità della vita del territorio, sono considerate in conflitto con lo sviluppo delle attività legate al settore turistico ricettivo. In questo caso la motivazione del conflitto rimanda alla capacità della pubblica amministrazione di riconoscere e far pesare gli interessi economici in gioco nel processo decisionale, e al tipo di relazioni che l'impresa proponente stabilisce con gli altri attori economici, per i quali il territorio interessato e le sue qualità costituiscono una risorsa rilevante. La carenza di informazione è una motivazione del dissenso che rimanda in prima istanza agli aspetti cognitivi che possono condizionare una dinamica di conflitto ambientale, ma che in realtà chiama in causa anche la natura dei rapporti che vi sono tra i diversi attori dello scenario. Infatti, lamentare questo tipo di carenza mette in gioco la fiducia nei confronti di chi ha la responsabilità di assicurare le informazioni necessarie sia come impresa che come pubblica amministrazione. Sottovalutare questo tipo di richiesta nel lungo periodo compromette la fiducia del pubblico interessato e riduce le possibilità di dialogo.*

*Infine la carenza di partecipazione, che oggi è diventata una motivazione che emerge in modo sempre più ricorrente negli scenari di conflitto ambientale. La carenza di partecipazione è riferita in molti casi all'omissione o all'uso riduttivo e burocratico che viene fatto degli strumenti di partecipazione previsti dai procedimenti di valutazione ambientale o del rischio incidentale. Anche in questo caso è necessario sottolineare che la richiesta di maggiore partecipazione va considerata, sotto il profilo sostanziale, come sintomo della necessità sia da parte degli attori pubblici sia dell'impresa proponente, di stabilire relazioni efficaci con gli attori rilevanti del territorio coinvolto. In altri casi, questa motivazione rimanda a quelli che sono considerati i limiti del rapporto tra le istituzioni rappresentative e i cittadini e la conseguente necessità di introdurre processi che integrino o vadano oltre gli strumenti tradizionali della democrazia rappresentativa, tramite strumenti definiti di democrazia partecipativa.*

#### **GLI ATTORI DEGLI SCENARI DI CONFLITTO AMBIENTALE NEL CASO DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE.**

*Gli scenari di conflitto ambientale, riferiti alla realizzazione di infrastrutture energetiche, sono caratterizzati dalla presenza di un insieme di attori che in buona parte sono specifici di questo tipo di contesto.*

*Le principali tipologie di attori sono costituite da:*

- *L'impresa*
- *I gruppi sociali di contestazione*
- *Le istituzioni*
- *I lavoratori e le loro organizzazioni*
- *I mezzi di informazione*
- *I soggetti esperti*
- *Le associazioni di categoria*
- *Le associazioni ambientaliste*

*Il processo di liberalizzazione e internazionalizzazione del settore energetico avvenuto negli ultimi dieci anni ha radicalmente mutato la natura degli attori del settore energetico. I gruppi sociali di contestazione sono l'espressione*

organizzata della mobilitazione che avviene sia tra i cittadini delle comunità locali più direttamente coinvolte sia tra fasce di opinione pubblica assai varie. L'espressione più tipica sono i comitati locali che non si assimilano necessariamente ad altri attori, come le associazioni ambientaliste e le forze politiche; anzi il punto di forza con il quale si vuole caratterizzare questo tipo di mobilitazione e il suo carattere autonomo è in genere proprio la specificità dell'azione volta a impedire la realizzazione di un progetto senza altri fini politici, economici o associativi, se non quello di far pesare la volontà dei cittadini su uno specifico obiettivo a tutela di un determinato ambito territoriale.

Vanno, però evidenziate alcune tendenze significative che portano ad una continuità di presenza da parte di comitati locali che hanno maturato una significativa esperienza in un primo caso di mobilitazione. L'esperienza e la capacità di mobilitazione è spesso riproposta per successivi nuovi progetti di insediamenti e infrastrutture considerati negativi per il territorio di riferimento. Il ruolo delle istituzioni negli scenari di conflitto ambientale legati alle infrastrutture energetiche ruotano, innanzitutto, attorno ai ruoli specifici che hanno nei processi decisionali.

Nel caso della geotermia ciò fa emergere innanzitutto l'attore istituzionale che ha un ruolo determinante sotto il profilo formale: la Regione titolare sia del procedimento autorizzativo, che della valutazione di impatto ambientale. Gli altri attori istituzionali che non hanno formalmente un ruolo determinante nei processi decisionali sono i comuni e le province direttamente interessati, soggetti, in particolare i comuni, che nella realtà svolgono un ruolo essenziale e determinante. Le responsabilità della Regione non sono solo amministrative ma riguardano anche gli indirizzi di politica energetica regionale, il raccordo con le amministrazioni locali e la gestione degli strumenti di informazione e partecipazione nei procedimenti autorizzativi.

Il ruolo della regione dovrebbe esprimere la capacità sostanziale di inserire nelle proprie politiche di sviluppo economico e territoriale, gli interventi infrastrutturali energetici, in un quadro concertato con gli Enti Locali e le forze economiche e sociali interessate. Gli Enti locali, che non hanno un ruolo formalmente determinante nel procedimento autorizzativo delle grandi infrastrutture energetiche, in molti casi di scenari di conflitto ambientale diventano promotori della contestazione. Sempre più significativa è la presenza anche di comuni non direttamente interessati dalla localizzazione, che con la loro opposizione esprimono la dimensione territoriale della percezione del rischio connesso al progetto contestato. Questo processo di istituzionalizzazione del dissenso nelle dinamiche di conflitto ambientale è presente anche nel caso della geotermia.

La presenza e il ruolo delle associazioni ambientaliste tra i promotori dei movimenti di opposizione alla realizzazione di infrastrutture energetiche è particolarmente significativo, ma non è assimilabile a quelli dei gruppi sociali di contestazione come i comitati locali. Le associazioni ambientaliste nazionali hanno in alcuni casi elaborato prese di posizione che, con riferimento alla realizzazione di determinate tipologie d'impianti energetici, si dissociano da giudizi di totale rifiuto e inaccettabilità di determinate tecnologie e richiedono che la loro realizzazione avvenga sulla base di un'adeguata programmazione energetica e di rigorose procedure di valutazione ambientale.

Le associazioni di categoria degli operatori economici sono coinvolte negli scenari di conflitto ambientale, con ruoli che possono essere molto diversi. In molti casi le sedi locali delle associazioni imprenditoriali del settore industriale sono attive nel sostegno ai progetti di infrastrutture energetiche ma non sono infrequenti le situazioni in cui, anche per la presenza di progetti in conflitto tra loro, il loro ruolo è più defilato. È diventata ormai particolarmente significativa la presenza di associazioni locali di operatori economici e rappresentanze locali di associazioni nazionali di categoria, che

diventano promotori della contestazione alla realizzazione di infrastrutture energetiche. I casi più ricorrenti riguardano associazioni di operatori dei settori agricolo e turistico ricettivo, che sollevano il problema di un conflitto di interessi negli usi del territorio e della compromissione dei valori ambientali considerati il presupposto delle prospettive di sviluppo delle proprie attività. Questo tipo di dinamica nel ruolo delle associazioni di categoria mette in evidenza la mancanza di luoghi di riferimento per processi di concertazione e governance delle politiche di sviluppo locale, che possano far interagire gli attori istituzionali e i diversi attori economici interessati dai progetti infrastrutturali in gioco.

Il ruolo delle organizzazioni dei lavoratori oggi non è più sicuramente riconducibile a forme generalizzate di sostegno acritico dei progetti infrastrutturali. Nella dimensione locale in cui, in genere, si sviluppano le dinamiche di conflitto ambientale, si possono mettere in evidenza vari tipi di posizionamento. Significativi sono innanzitutto i casi in cui sono definiti “accordi di programma”, “patti di sviluppo” o intese che sono rilevanti soprattutto se coinvolgono preventivamente le organizzazioni dei lavoratori nei progetti di sviluppo infrastrutturale insieme alle imprese, alle associazioni di categoria e agli attori istituzionali. Molto spesso, per progetti che non hanno come riferimento un quadro di concertazione o governance, si nota che intervengono a sostegno delle iniziative oggetto di conflitto solo le rappresentanze dei lavoratori a livello aziendale o settoriale, senza un sostegno della rappresentanza generale dei sindacati. Sintomo questo, di quello che può essere un riflesso della dinamica di conflitto ambientale all’interno delle organizzazioni sindacali.

I mezzi di informazione sono attori fondamentali, e svolgono un ruolo che riflette una serie di specificità che sono connesse alle dinamiche di conflitto ambientale; in primo luogo la dimensione territoriale e locale degli scenari di conflitto e le capacità di comunicare dei diversi attori. I media locali sono sicuramente quelli principalmente coinvolti a partire dalle fasi iniziali di sviluppo delle dinamiche di conflitto. L’attività dell’osservatorio del “Nimby Forum” ha recentemente confermato che nella carta stampata circa il 60% degli articoli sui conflitti ambientali compare su quotidiani o periodici locali, ed emerge che complessivamente la maggioranza degli articoli riguarda grandi infrastrutture energetiche.

Il ruolo dei mezzi di informazione negli scenari di conflitto può essere in alcuni casi non neutrale e di schieramento con il fronte degli oppositori, ma in realtà è sostanzialmente legato alle capacità di comunicazione dei diversi attori. Il modo in cui i mezzi di informazione oggi trattano i casi di conflitto ambientale riflette indubbiamente la maggiore capacità di comunicazione dei protagonisti della contestazione a partire dai comitati locali. Risulta evidente la scarsa attenzione e di conseguenza efficacia della comunicazione che in genere caratterizza sia gli attori istituzionali responsabili dei procedimenti autorizzativi, sia le imprese proponenti dei progetti infrastrutturali. Il gap di capacità di comunicazione di questi attori condiziona fortemente lo sviluppo delle dinamiche di conflitto ambientale a partire dagli effetti che si hanno sulla percezione, che il pubblico interessato avrà del rischio connesso ai progetti delle grandi infrastrutture energetiche.

I soggetti esperti costituiscono una categoria di attori che svolgono un ruolo centrale nelle dinamiche di conflitto ambientale. I procedimenti autorizzativi di grandi infrastrutture energetiche implicano la valutazione di una molteplicità di aspetti di rischio ambientale, incidentale e sanitario, aspetti che richiedono specifici supporti di carattere tecnico-scientifico di alta specializzazione che sono stati allocati in strutture pubbliche dedicate, come le agenzie per l’ambiente nazionale e regionali. Nel caso della geotermia vanno segnalati anche soggetti come l’INGV (Istituto Nazionale di

*Geofisica e Vulcanologia) per il rischio sismico, le Autorità di Bacino per la tutela della risorsa idrica e le strutture relative al Comparto sanità.*

*Per gli aspetti di tutela della salute il ruolo di tali strutture dovrebbe essere sia di supporto ai procedimenti autorizzativi che di controllo nell'esercizio dell'attività degli impianti. L'efficacia della funzione dei soggetti esperti con compiti istituzionali di garanzia e controllo svolge quindi un ruolo chiave nei confronti dei promotori del dissenso. L'efficacia dell'azione di queste strutture ha sicuramente un primo prerequisito essenziale nella funzionalità operativa dei compiti tecnici di valutazione e controllo, ma che richiede con testualmente anche la capacità di garantire l'accesso alle informazioni di cui sono in possesso, e quella di saper comunicare i risultati della propria attività.*

*Senza queste capacità, molto spesso viene a mancare la legittimazione e la credibilità dell'azione di queste strutture soprattutto nei confronti degli attori protagonisti del dissenso. Tale tipo di situazione porta all'introduzione negli scenari di conflitto ambientale di nuovi soggetti esperti che sono ritenuti più "affidabili". Ormai è sempre più frequente da parte di comitati locali, associazioni ambientaliste, ma anche di Enti Locali, il coinvolgimento nei processi di valutazione di nuovi soggetti che possono essere costituiti da centri ricerca pubblici, privati o singoli esperti.*

## 8. Proposte per la valorizzazione delle risorse geotermiche della Sardegna

Allo stato attuale delle conoscenze le risultanze degli studi di natura scientifica esistenti indicano come molto probabile la presenza di fluidi a media-alta entalpia, utilizzabili per la produzione diretta di energia elettrica a profondità relativamente ridotte, in diverse aree della Sardegna.

Sulla base delle conoscenze disponibili al momento, in Sardegna, si può però parlare solo di risorse "probabili" e "possibili". Infatti tali risorse devono essere accertate e valutate attraverso indagini dirette, finalizzate alla definizione e valutazione dei principali parametri tecnici ed economici che caratterizzano le aree di ricerca individuate, che consentano, nel caso tali valutazioni siano positive, di poterle trasformare in riserve accertate suscettibili di una loro valorizzazione industriale. Solo attraverso queste fasi si può arrivare a definire un "giacimento minerario"<sup>57</sup> ed il processo di trasformazione da risorse potenziali a riserve accertate si sviluppa per la fase "mineraria" della risorsa geotermica, preliminare e propedeutica alla sua trasformazione in processo industriale funzionale alla produzione di energia geotermica.

La fase mineraria passa per la richiesta ed il rilascio, dapprima di un "Permesso di ricerca" e nel caso le risultanze siano positive di una richiesta e del rilascio del titolo di una "Concessione Mineraria". La disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche sono disciplinate in ambito nazionale del D.Lgs. n. 22/2010<sup>58</sup> e s.m. e in ambito regionale dalla Del. G.R. n. 34/41 del 2012<sup>59</sup>, che contiene specifiche linee guida per la disciplina del rilascio dei titoli per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche a scopi energetici nel territorio della Sardegna.

Sulla scia dei programmi e degli obiettivi posti in essere negli ultimi anni dall'Unione Europea e dallo Stato nel settore delle energie rinnovabili, ampiamente trattati in altre parti del Piano Energetico ed Ambientale Regione Sardegna, anche le risorse geotermiche sono state oggetto di un rinnovato interesse, che ha visto la presentazione di nove domande di richiesta di rilascio di permessi di ricerca di risorse geotermiche a scopi energetici e che interessano le principali aree caratterizzate da emergenze di natura geotermica presenti sul territorio della Sardegna. Di questi solo un P.R. risulta al momento autorizzato, mentre tutte gli altri 8 procedimenti di richiesta sono stati sospesi fino all'acquisizione dell'esito positivo della procedura in materia di verifica/VIA.

Il processo di richiesta e rilascio dei nuovi titoli minerari sta incontrando forti resistenze sia in ambito locale che regionale, in generale per tutte le aree oggetto di interesse. Un tale fronte così ampio e sfaccettato pone alcune questioni di fondo, è infatti non riconducibile ad aspetti di natura localistica o ad azioni rientranti in un ambito della normale dialettica politica e delle valutazioni di natura sia tecnico economica che ambientale questo scarso gradimento della valorizzazione della risorsa geotermica.

---

<sup>57</sup> Si definisce giacimento minerario l'adunamento o la concentrazione naturale di minerale/i solo quando questa è stata o può essere sfruttata con profitto economico. Nel caso, al momento della valutazione, non si riscontrino tale aspetto si parla di giacimento potenziale, in considerazione delle possibili variazioni delle condizioni economiche generali dell'area di riferimento, delle variazioni di valore e prezzo del minerale e delle nuove scoperte tecnico-scientifiche che possono incidere sulle modalità di estrazione, trattamento e lavorazione del minerale di interesse.

<sup>58</sup> Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 (G.U. febbraio 2010, n. 45) – Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99.

<sup>59</sup> Deliberazione n. 34/41 del 7.8.2012 - D.Lgs. n. 22 del 11.2.2010 recante "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche a norma dell'art. 27, comma 28, della Legge 23 luglio 2009 n. 99", come modificato dal D.Lgs. n. 28 del 3.3.2011. Linee guida per la disciplina del rilascio dei titoli per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche a scopi energetici nel territorio della Sardegna.

Il dibattito sulle potenzialità e le criticità connesse alla valorizzazione delle risorse geotermiche è spesso contraddistinto da asserzioni tecniche non tutte corrispondenti ad una buona conoscenza dei diversi aspetti (tecnici, economici e ambientali) che caratterizzano il molto complesso settore geotermico. Alcune affermazioni riportate sui mass media (stampa e televisione) risultano massimalistiche e non corrispondenti alle specifiche caratteristiche sia per quanto riguarda in generale il possibile sistema geotermico definito dal contesto geostrutturale e minerario sardo sia per quanto riguarda le possibili modalità di trasformazione ed utilizzo di tale risorsa potenziale.

La ricerca mineraria è una delle attività che comporta fortissimi investimenti che non garantiscono a priori il risultato e che sono sempre state considerate ad alto rischio. Tale fatto, pur essendo la presenza di potenziali risorse geotermiche già da molto tempo individuate da studi di natura tecnico-scientifica, non ha dato luogo ad investimenti significati in grado di far evolvere il quadro di riferimento regionale: gli ultimi significativi investimenti vennero fatti dalla SAES, società pubblica della RAS, all'inizio degli anni 60 del secolo scorso, attraverso la realizzazione di alcuni sondaggi profondi nell'area di Casteldoria. Il fatto che la temperatura riscontrata a fine foro (-1278 m dal p.c. per il sondaggio 8) si aggirasse sui 100°-110° C, fosse troppo bassa a confronto con ricerche simili portate avanti nel bacino geotermico toscano e di nessuna utilità, per quei tempi, per la produzione di energia elettrica, comportarono l'abbandono e l'accantonamento della ricerca. Scarse informazioni si dispongono anche sulla valutazione e caratteristiche degli eventuali fluidi presenti.

Tale esperienza evidenzia i due aspetti fondamentali che devono tuttora essere verificati per le diverse aree di interesse geotermico in Sardegna: la presenza di un adeguato fluido vettore e la temperatura dei presumibili reservoir geotermici alle diverse profondità (a partire da - 1200/1500 m dal p.c.).

I sistemi geotermici di natura idrotermale potrebbero rappresentare i sistemi geotermici con le maggiori potenzialità e con problematiche ambientali più controllabili.

I sistemi geotermici non convenzionali, caratterizzati dalla necessità di dover raggiungere profondità di 4000-5000 dal p.c. e dover creare un fluido vettore artificiale, non sembrano al momento ipotizzabili sul territorio regionale sia per i rilevanti investimenti che tali ricerche necessitano e ancor più per le problematiche ambientali connesse con tali tecnologie.

In generale emerge che le risorse geotermiche sono scarsamente conosciute e che per una più serena ed obiettiva valutazione si rende necessario una capillare informazione pubblica finalizzata a fornire approfondimenti e delucidazioni sui diversi aspetti che la caratterizzano sia per quanto riguarda le sue rilevanti potenzialità nei diversi settori di utilizzo e sia per le sue possibili criticità in campo ambientale e sanitario.

Le risorse geotermiche sono state oggetto di approfonditi studi nel corso degli anni 80, a cura dell'Università e del CNR. Successivamente il tema ha perso di interesse e le risorse finanziarie messe a disposizione sono notevolmente diminuite, non consentendo di poter approfondire le risultanze raggiunte dagli studi precedenti. In particolare è mancata completamente l'attività di verifica sul campo e la determinazione delle sue potenzialità dal punto di vista tecnico-industriale. Si rende necessario riprendere ad investire nel campo della ricerca e dello sviluppo attraverso la predisposizione di campagne di ricerca di base e l'attivazione di progetti pilota, che sperimentino sia le modalità operative che garantiscano la totale salvaguardia ambientale e consentano di poter disporre di informazioni più

dettagliate sulle possibili risorse rinvenibili nei contesti geotermici più significativi. I progetti pilota potrebbero essere sviluppati nelle principali aree di interesse.

I progetti pilota predisposti saranno banco di prova degli applicativi che la Regione Sarda predisporrà attraverso strutture tecnico-scientifiche specificatamente costituite. Nella fase di valutazione dovranno inoltre essere predisposti scenari economico-finanziari ed adeguati protocolli di intesa che consentano di definire una più equa ripartizione dei possibili benefici derivanti dallo sfruttamento delle risorse geotermiche.

Il contributo che le risorse geotermiche possono dare al settore della produzione delle energia elettrica può essere significativo dal punto di vista tecnico ed economico. Il costo di generazione dell'energia elettrica da fonte geotermica risulta fortemente marcato dalle caratteristiche geo-giacimentologiche di ogni specifico sito di interesse (profondità, riserve e temperatura del serbatoio solo per citare alcuni aspetti fondamentali) e non è standardizzabile come per altre fonti ed i costi di investimento, di conseguenza, sono fortemente variabili. Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte geotermica operano, a differenza di altri impianti da FER, e producono sostanzialmente in maniera costante non essendo condizionati dagli aspetti meteo climatici e sono caratterizzati da fattori di utilizzo estremamente elevati (>90%). I costi di produzione dell'energia elettrica da fonte geotermica sono tra i più bassi tra le FER e talora risultano fortemente concorrenziali anche con le altri fonti tradizionali.

Per quanto riguarda le risorse geotermiche a bassa entalpia ed in particolare l'utilizzo delle risorse termali, il settore in Sardegna è caratterizzato dalla presenza di un forte numero di titoli minerari vigenti, ma solo in 4 aree (Casteldoria, Fordongianus, Benetutti-Bultei e Sardara) risultano presenti strutture ricettive finalizzate ad un utilizzo per trattamenti termali e trattamenti estetici e di benessere delle acque termali. Il comparto non è mai pienamente decollato e gli operatori richiedono un intervento specifico di valorizzazione e promozione di tutta la filiera del settore geotermale. Tali interventi, che riguardano solo marginalmente il settore energetico, sono da ricomprendere nel settore della valorizzazione e fruizione turistica ed ambientale del territorio regionale, di cui possono rappresentare un segmento, una nicchia, con caratteristiche peculiari.

L'uso diretto delle risorse geotermiche a bassa entalpia ha avuto in Sardegna uno sviluppo molto limitato. La localizzazione delle manifestazioni termali in Sardegna, spesso ai bordi di aree a forte vocazione agricola e zootecnica, rappresenta un fattore a favore di un loro impiego nel campo dell'agricoltura e dell'allevamento in senso lato, anche in considerazione dell'alto livello di accettabilità della risorsa geotermica a bassa temperatura dal punto di vista ambientale e la facilità tecnologica nel suo impiego in situazioni locali. Bisogna valutare quali siano gli aspetti tecnici e strutturali che ne hanno condizionato e limitato l'uso.

Una grande possibilità di sviluppo può derivare dall'utilizzo delle pompe di calore geotermiche per il riscaldamento ed il raffrescamento delle abitazioni e soprattutto delle strutture pubbliche (ospedali, scuole, uffici, ecc). Ma tale tecnologia, al contrario di altre nazioni europee, non è pienamente decollata in Italia e neanche in Sardegna.

Le PdCg sfruttano lo scarto di temperatura tra l'aria ed il terreno (o talvolta l'acqua di laghi/fiumi) attraverso sonde poste sotto la superficie terrestre a profondità dell'ordine di decine o al massimo poche centinaia di metri. I vantaggi principali di questa tecnologia derivano dal fatto che possono essere utilizzate sia per il riscaldamento invernale degli edifici sia per il loro raffrescamento estivo ed è caratterizzata da una continuità stagionale e giornaliera: infatti non è influenzata dalle condizioni meteorologiche, dal naturale alternarsi del giorno e della notte e delle stagioni

In funzione di tali considerazioni, di seguito vengono indicati alcuni degli obiettivi prioritari che il PEARS potrebbe portare avanti.

### **8.1 Obiettivi ed assi di sviluppo della geotermia per la produzione di energia elettrica**

1. Campagne di promozione e informazione pubblica per spiegare cos'è la geotermia e quali benefici economici possono derivare dalla sua utilizzazione e quali problemi ambientali possono essere determinati dal suo utilizzo.
2. Programmi di formazione sull'utilizzo delle risorse geotermiche e per l'accettabilità sociale della geotermia
3. Favorire, in una prima fase, la realizzazione delle campagne di ricerca finalizzate all'individuazione e ad una prima valutazione delle risorse geotermiche presenti nelle diverse "province" geotermiche della Sardegna, al fine di individuare i migliori prospects esistenti sul territorio regionale dal punto di vista tecnico-economico e ambientale.
4. Predisporre programmi di ricerca di base nel settore geotermico a media e alta entalpia allo scopo di valutarne le potenzialità in ambito regionale, in funzione di un possibile sfruttamento in relazione anche alle diverse condizioni di accettabilità sociale.
5. Completamento Linee Guida e applicativi per la ricerca e valorizzazione delle risorse geotermiche a media ed alta entalpia finalizzata alla produzione di energia elettrica. Gli applicativi devono contenere precisi riferimenti tecnici che dovranno essere adottati nelle varie fasi di lavoro portate avanti nelle campagne di ricerca finalizzate all'individuazione e valutazione delle risorse geotermiche. Gli applicativi dovranno inoltre individuare e definire i parametri tecnici che saranno oggetto di controllo e monitoraggio in fase e post esecuzione. Per ogni parametro dovranno essere preventivamente definiti e valutati i tempi di monitoraggio. Tale attività dovrà essere portata avanti dalle strutture regionali dedicate (Controllo degli aspetti epidemiologici ed ambientali).
6. Mettere a punto una serie di azioni di compensazione ambientale e territoriale a favore delle comunità locali, legate alla promozione della valorizzazione delle risorse geotermiche a media ed alta entalpia.
7. Integrazione degli obiettivi FER del PEARS con gli obiettivi specifici della geotermia.

### **8.2 Obiettivi ed assi di sviluppo della geotermia per la produzione di calore**

1. Utilizzo della geotermia nelle residenze unifamiliari: l'obiettivo è equipaggiare una residenza privata nuova su cinque realizzate (20% del nuovo). Si potrebbe così raggiungere un parco totale installato di circa 6-800 nuovi interventi all'anno (ipotizzando circa 3-4000 edifici nuovi tra residenziali e non residenziali).
2. Geotermia per fabbricati o residenze multiple, case a schiera: obiettivo 20% del nuovo.
3. Geotermia delle grandi reti di calore urbano: realizzazione di impianti (pilota ?) in complessi e/o grandi strutture pubbliche (ospedali, scuole, sedi Amministrazione/i regionali, provinciali e/o comunali,..)
4. Nuove costruzioni-nuovi impianti
5. Ristrutturazione edifici esistenti-nuovi impianti
6. Ristrutturazione edifici-ristrutturazione ed integrazione impianti esistenti
7. Promuovere l'utilizzo diretto del calore geotermico nei settori Termale agro-alimentare industriale
8. Geotermia e sistemi ibridi: promuovere l'utilizzo della geotermia nella messa in opera di impianti ibridi , che combinano differenti sorgenti energetiche e che offrono nuove possibilità: l'ibridazione ragionata di differenti

sistemi conferisce una efficacia energetica superiore alla somma dei diversi sistemi funzionanti separatamente. Questo giudizioso associazione tra sorgenti energetiche può essere applicata sia alla geotermia a bassa che ad alta energia.

### 8.3 Le azioni per lo sviluppo

Per favorire lo sviluppo di tali attività in un contesto di piena sostenibilità sociale ed ambientale si rende necessario intraprendere:

Azioni finalizzate a strutturare la professionalità degli operatori coinvolti fino al raggiungimento di livelli di qualità definiti:

- Elenchi certificati per i diversi tecnici ed operatori coinvolti
- Certificazione dei prodotti
- Criteri minimi di performance da rispettare

Migliori conoscenze delle risorse sfruttabili (p. es.: predisposizione carte ed inventari dei dati del sottosuolo incrociati con i bisogni energetici in superficie)

- Informazioni alle imprese
- Informazioni ai tecnici e professionisti:  
disponibilità carte e info sulle risorse disponibili  
aiuti per il finanziamento di operazioni esemplari:  
miglior accesso alle misure di promozione-incentivazione come la garanzia AQUAPAC.
- Promozione delle caratteristiche delle diverse tipologie di impianti.
- Pubblicazione e promozione dei dati esecutivi e gestionali più significativi
- Predisposizione Linee Guida e applicativi per la ricerca e valorizzazione delle risorse geotermiche a bassa entalpia finalizzata alla produzione di calore
- Istituzione del Registro Regionale degli impianti geotermici
- Comunicazione e promozione:

Obiettivo: mettere a disposizione informazioni da destinare alle differenti tipologie di utenti potenziali (la geotermia è scarsamente conosciuta da parte degli utilizzatori potenziali):

Sito internet

Bollettino/ periodico

Manifesti

Depliant

Partecipazione a Saloni e Fiere

Manifestazioni specialistiche

Giornate di lavoro

Convegni

Inventariare le risorse (atlanti)

Inventario delle potenzialità regionali degli acquiferi superficiali e profondi:

Per interventi pubblici – amministrazioni locali

Per opere collettive

Per opere individuali

Elenco delle opere realizzate e delle imprese

Definizione dei riferimenti tecnici:

Predisposizione ed elaborazione di standard tecnici

Norme sull'esecuzione dei sondaggi

Favorire/promuovere la creazione di:

Consorzio/Sindacato dell' energie rinnovabili

Associazione regionale (fornitori/realizzatori) delle Pompe di Calore

Sviluppare/ Favorire la creazione di una filiera specifica del calore

Strutturazione della filiera e formazione dei diversi attori coinvolti

Promuovere/ finanziare Strutture scientifiche e tecniche di ricerca teorica, applicata e di base;

Centro tecnico sulle reti di calore geotermiche

Miglioramento delle performance delle diverse tipologie delle PdC

Ipotesi di nuovi modelli per ricerca, valutazione e valorizzazione delle risorse geotermiche locali

Nuove tecnologie per la ricerca e lo sfruttamento delle risorse potenziali e delle riserve accertate

Ideazione e Progettazione di macchine e componenti per la realizzazione di impianti geotermici

Realizzazione/costruzione di macchine e componenti per la realizzazione di impianti geotermici

Accompagnare tecnicamente e finanziariamente gli imprenditori

## 9. Gli incentivi per la geotermia

### 9.1 Incentivi nazionali<sup>60</sup> per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: il DM 6 luglio 2012

Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

---

<sup>60</sup> Le informazioni relative a tale paragrafo sono tratte da: <http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/pages/default.aspx> (nov. 2013)

Il GSE (Gestore Servizi Energetici) è una società interamente appartenente al Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE opera per la promozione dello sviluppo sostenibile attraverso la qualifica tecnico-ingegneristica e la verifica degli impianti a fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento; riconosce inoltre gli incentivi per l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da tali impianti.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

### **Costo indicativo cumulato degli incentivi**

Il Decreto stabilisce che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui.

Il nuovo sistema di incentivazione introduce anche dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi.

### **Modalità di accesso agli incentivi**

Il Decreto definisce quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4):

1. Accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
2. Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende accedere agli incentivi;
3. Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico per gli interventi di rifacimento, relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende richiedere gli incentivi;
4. Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili);

Si precisa che, in caso di interventi di potenziamento, per determinare la modalità di accesso agli incentivi, la potenza da considerare corrisponde all'incremento di potenza a seguito dell'intervento.

### **Tipologia di incentivi**

Il Decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.

La produzione netta immessa in rete è il "minor valore" tra la produzione netta dell'impianto e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dallo stesso. Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- A) una tariffa incentivante onnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base – il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).
- B) un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa onnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

### Tariffe incentivanti

Il DM 6 luglio 2012 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 (Allegato 1, Tabella 1.1. del Decreto). Le tariffe si riducono del 2% per ciascuno degli anni successivi fino al 2015, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste (art. 7, comma 1 del Decreto). Il valore della tariffa incentivante base spettante è quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto. La tariffa onnicomprensiva o l'incentivo, calcolati dal valore della tariffa incentivante base, saranno erogati dal GSE a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale.

Agli impianti che entrano in esercizio prima della chiusura del periodo di presentazione delle domande di partecipazione alle procedure di Registri o Asta, che risultino ammessi in posizione utile, sarà attribuita la tariffa incentivante base vigente alla data di chiusura del periodo stesso.

Il Decreto definisce anche una serie di premi (Pr) che si possono aggiungere alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti che rispettano determinati requisiti di esercizio (artt. 8, 26, 27, Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto).

I nuovi incentivi hanno durata pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto.

### 9.1.1 Qualificazione impianti

La qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Qualifica IAFR), è un prerequisito necessario per l'ottenimento dei certificati verdi (CV), in funzione dell'energia elettrica netta prodotta, o per l'accesso alla tariffa incentivante onnicomprensiva (TO), in funzione dell'energia elettrica netta prodotta ed immessa in rete.

La normativa ha assegnato al GSE il compito di qualificare gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili IAFR, una volta accertato il possesso dei requisiti previsti dalle diverse normative.

Ai fini della qualificazione IAFR, le fonti rinnovabili sono quelle definite all'art. 2 della Direttiva Europea 2009/28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili:

- “energia da fonti rinnovabili”: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;
- “energia aerotermica”: l'energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore;

- **“energia geotermica”**: energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;
- **“energia idrotermica”**: l’energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore.

### 9.1.2 Certificati verdi

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all’energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 ai sensi di quanto previsto dal D. lgs. 28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull’obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l’adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile.

I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all’obbligo anche nei successivi due anni.

L’obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia “verde”.

Il produttore può richiedere l’emissione dei Certificati Verdi a valle dell’esito positivo della procedura di “qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili” (qualifica IAFR).

Solo per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) con esclusione della fonte solare può essere esercitato il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Onnicomprensiva.

Contestualmente alla prima emissione di Certificati Verdi, il GSE attiva, a favore del produttore, un “conto proprietà” per il “deposito” dei certificati stessi.

### 9.1.3. Tariffa onnicomprensiva

La Tariffa Onnicomprensiva costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW, o 0,2 MW per gli impianti eolici. La tariffa viene riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia immessa in rete, per tutti gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012. La tariffa è detta “onnicomprensiva” in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete. Sino al termine del periodo di incentivazione, la tariffa costituisce l’unica fonte di remunerazione. Terminato il periodo di incentivazione rimane naturalmente la possibilità di valorizzare l’energia elettrica prodotta, alle condizioni economiche previste dall’articolo 13 del D.lgs. 387/03. La Tariffa Onnicomprensiva, differenziata per tipologia di fonte utilizzata, secondo i valori indicati dalla Tabella 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008 è stata aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n.99, come sotto riportata.

La tariffa si applica a una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento).

Per gli impianti entrati in esercizio a seguito di interventi diversi dalla nuova costruzione (potenziamento, riattivazione, rifacimento), a seconda degli interventi, può essere incentivata solo una determinata quota dell'energia immessa in rete. Le formule che individuano la quota di energia incentivata a seconda dell'intervento impiantistico realizzato sono contenute nel D.M. 18/12/2008.

La **Tariffa Onnicomprensiva**, differenziata per tipologia di fonte utilizzata, secondo i valori indicati dalla Tabella 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008 è stata aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n.99, come sotto riportata.

N.	FONTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

**Tabella 37. Incentivi "Tariffa onnicomprensiva" per le diverse fonti energetiche rinnovabili (€cent/kWh)**

Il produttore può richiedere la Tariffa Onnicomprensiva a valle dell'esito positivo della procedura di qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili (qualifica IAFR).

Il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Onnicomprensiva è esercitato all'atto della richiesta di qualifica IAFR presentata al GSE. E' consentito, prima della fine del periodo d'incentivazione, un solo passaggio da un sistema incentivante all'altro; in tal caso la durata del periodo di diritto al nuovo sistema di incentivante è ridotta del periodo già fruito con il precedente sistema. La domanda del produttore per ottenere gli incentivi per impianti alimentati da fonti rinnovabili per il primo anno, deve essere accompagnata da dichiarazione giurata con cui il produttore attesta di non incorrere nel **divieto di cumulo degli incentivi** di cui all'art. 18 del D.lgs. 387/2003.

## 9.2 Incentivi nazionali per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili: il DM 28/12/12, il c.d. decreto "Conto Termico"<sup>61</sup>.

Con la pubblicazione del DM 28/12/12 il Governo ha dato attuazione al regime di sostegno introdotto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Gli interventi incentivabili si riferiscono sia all'efficientamento dell'involucro di edifici esistenti (coibentazione pareti e coperture, sostituzione serramenti e installazione schermature solari) sia alla sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza (caldaie a condensazione) sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili (pompe di calore, caldaie, stufe e camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinati a tecnologia solar cooling per la produzione di freddo).

Il nuovo decreto introduce anche incentivi specifici per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se abbinate, a certe condizioni, agli interventi sopra citati.

L'incentivo è stato individuato sulla base della tipologia di intervento in funzione dell'incremento dell'efficienza energetica conseguibile con il miglioramento delle prestazioni energetiche dell'immobile e/o in funzione dell'energia producibile con gli impianti alimentati a fonti rinnovabili. L'incentivo è un contributo alle spese sostenute e sarà erogato in rate annuali per una durata variabile (fra 2 e 5 anni) in funzione degli interventi realizzati.

Il decreto stanziava fondi per una spesa annua cumulata massima di 200 mln di euro per gli interventi realizzati o da realizzare dalle Amministrazioni pubbliche e una spesa annua cumulata pari a 700 mln di euro per gli interventi realizzati da parte dei soggetti privati. Trascorsi 60 giorni dal raggiungimento di tali impegni di spesa, non saranno accettate nuove domande di accesso all'incentivo.

E' prevista una procedura di prenotazione per gli interventi realizzati da Amministrazioni pubbliche a cui è riservato un contingente di spesa annua cumulata non superiore a 100 milioni di euro (pari al 50% dei 200 mln riservati alle amministrazioni pubbliche).

Le misure di incentivazione sono sottoposte ad aggiornamento periodico come previsto dal D.Lgs. 28/11.

Il meccanismo di incentivazione è rivolto a due tipologie di soggetti:

- Amministrazioni pubbliche;
- Soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario.

Ai fini dell'accesso al meccanismo, il soggetto beneficiario dell'incentivo si definisce "Soggetto Responsabile" il soggetto che ha sostenuto le spese per la realizzazione degli interventi. Il soggetto responsabile può operare anche attraverso un soggetto delegato per la presentazione della richiesta d'incentivo (c.d. "scheda-domanda") e per la gestione dei rapporti contrattuali con il GSE.

### Interventi incentivabili

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 le seguenti due categorie di interventi:

A) interventi di incremento dell'efficienza energetica

---

<sup>61</sup> Le informazioni relative a tale paragrafo sono tratte da: <http://www.gse.it/it/Conto%20Termico/Pages/default.aspx> (nov.2013)

B) interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza

Le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi (categoria A e categoria B).

I soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (categoria B).

Gli interventi accedono agli incentivi del Conto Termico limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante, previsti dal D.Lgs. 28/11 e necessari per il rilascio del titolo edilizio.

### **Cumulabilità**

L'incentivo può essere assegnato esclusivamente agli interventi che non accedono ad altri incentivi statali, ad eccezione dei fondi di garanzia, dei fondi di rotazione e dei contributi in conto interesse.

Limitatamente agli edifici pubblici ad uso pubblico, gli incentivi previsti dal DM 28/12/12 sono cumulabili con gli incentivi in conto capitale, nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale.

Nei casi di interventi beneficiari di altri incentivi non statali cumulabili, l'incentivo è attribuibile nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale vigente

#### **9.2.1. Interventi di efficienza energetica**

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 i seguenti interventi di incremento dell'efficienza energetica:

- a) isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato;
- b) sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato;
- c) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando generatori di calore a condensazione;
- d) installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti con esposizione da Est-Sud-Est a Ovest, fissi o mobili, non trasportabili.

Per poter accedere all'incentivo, gli interventi sopra citati devono essere realizzati in edifici esistenti e fabbricati rurali esistenti. Tali edifici e fabbricati rurali, comprese le pertinenze, devono essere iscritti al catasto edilizio urbano o deve essere stata dichiarata la fine lavori e presentata la richiesta di iscrizione al catasto edilizio urbano antecedentemente al 03/01/13 (data di entrata in vigore del Decreto).

In alternativa, è sufficiente la dichiarazione di fine lavori antecedente al 03/01/13 e l'avvio della procedura di affidamento dell'incarico ad un professionista per l'accatastamento dell'immobile.

Gli interventi accedono agli incentivi del Conto Termico limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante, previsti dal D.Lgs. 28/11 e necessari per il rilascio del titolo edilizio.

Per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica l'incentivo consiste in un contributo pari al 40% delle spesa ammissibile sostenuta. Ad ogni tipologia di intervento sono associati costi massimi ammissibili unitari ed un valore massimo dell'incentivo erogabile, come riportato nella Tabella 38 seguente.

Interventi di incremento dell'efficienza energetica					
Tipologia	Soggetti Ammessi	Durata in anni	spesa incentivabile in %	Costo max ammissibile €	Valore max incentivo €
isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato	PA	5	40	<i>a. copertura</i>	a+b+c = 250.000
				Esterno: 200 €/m <sup>2</sup>	
				Interno: 100 €/m <sup>2</sup>	
				Copertura ventilata: 250 €/m <sup>2</sup>	
				<i>b. pavimenti</i>	
				Esterno: 120 €/m <sup>2</sup>	
				Interno: 100 €/m <sup>2</sup>	
				<i>c. pareti</i>	
				Esterno: 100 €/m <sup>2</sup>	
Interno: 80 €/m <sup>2</sup>					
Parete ventilata: 150 €/m <sup>2</sup>					
sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato	PA	5	40	Zone climatiche A, B, C: 350 €/m <sup>2</sup>	45.000
				Zone climatiche D, E, F: 450 €/m <sup>2</sup>	60.000
sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando generatori di calore a condensazione	PA	5	40	con Pn ≤ 35kWt: 160€/kWt	2.300
				con Pn > 35kWt: 130€/kWt	26.000
installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti con esposizione da ESE a O, fissi o mobili, non trasportabili. Installazione di meccanismi automatici di regolazione e controllo	PA	5	40	Schermature: 150 €/m <sup>2</sup>	20.000
				Meccanismi automatici di regolazione e controllo: 30 €/m <sup>2</sup>	3.000

Tabella 1

Tabella 38: Interventi di incremento dell'efficienza energetica

Gli incentivi per un singolo edificio/immobile sono da intendersi utilizzabili una sola volta per singolo intervento o, laddove previsto, fino al raggiungimento del massimale del valore di incentivo ammissibile per tipologia di intervento. Il Decreto prevede anche un incentivo specifico per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se elaborate contestualmente agli interventi e secondo criteri che saranno specificati nelle Regole Applicative del GSE.

### 9.2.2 Energia termica da FER

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 i seguenti interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza:

a) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzando **energia** aerotermica, **geotermica** o idrotermica;

[...]

d) sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.

Per poter accedere agli incentivi, gli interventi di sostituzione di impianti/apparecchi sopra elencati devono essere realizzati in edifici esistenti e fabbricati rurali esistenti.

Gli interventi accedono agli incentivi del Conto Termico limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante, previsti dal D.Lgs. 28/11 e necessari per il rilascio del titolo edilizio.

Gli incentivi per interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza possono essere richiesti sia dalle Amministrazioni pubbliche che da soggetti privati. Per gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompa di calore o generatori di calore a biomasse con potenza termica nominale complessiva superiore a 500 kW e fino a 1 MW, il soggetto responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione ad appositi registri informatici.

Per gli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza, il decreto predispone schemi di calcolo specifici per tecnologia, in base a:

- coefficienti di valorizzazione dell'energia prodotta, come stabiliti dalle tabelle riportate in allegato al Decreto;
- producibilità presunta di energia termica dell'impianto/sistema installato, in funzione della taglia e della zona climatica;
- esclusivamente per i generatori di calore alimentati a biomassa, coefficienti premianti in relazione alla sostenibilità ambientale della tecnologia (emissioni di polveri)

Gli incentivi per un singolo edificio/immobile sono da intendersi utilizzabili una sola volta per singolo intervento o, laddove previsto, fino al raggiungimento del massimale del valore di incentivo ammissibile per tipologia di intervento.

Interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza			
Tipologia	Soggetti Ammessi	Durata in anni	Tabelle di riferimento per il calcolo incentivo come da DM
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di utilizzanti pompe di calore pompe di calore elettriche o a gas, anche geotermiche con potenza termica utile nominale fino a 1000 kW	PA e soggetti privati	Con Pn ≤ 35kW: 2 anni	Allegato II, tabella 4
		Con Pn ≤ 1000 kW: 5 anni	
Sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore	PA e soggetti privati	con capacità ≤ 150 litri: 1 anno con capacità > 150 litri: 2 anni	Valore max incentivo: con capacità = 150 litri: 400 € con capacità > 150 litri: 700 €
Installazione di collettori solari termici, anche abbinati sistemi di solar cooling, con superficie solare lorda fino a 1000 m <sup>2</sup>	PA e soggetti privati	Con superficie solare lorda ≤ 50 m <sup>2</sup> : 2 anni	Allegato II, tabella 13
		Con superficie solare lorda ≤ 1000 m <sup>2</sup> : 5 anni	
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti con generatori di calore alimentati da biomassa con potenza termica nominale al focolare fino a 1000 kW	PA e soggetti privati	Con Pn ≤ 35kW: 2 anni	Allegato II, tabella 5
		Con Pn ≤ 1000 kW: 5 anni	

**Tabella 39. Incentivi interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza**

Per entrambe le tipologie di soggetti beneficiari (Amministrazioni pubbliche e soggetti privati), è previsto, inoltre, un incentivo specifico per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se elaborate contestualmente agli interventi e secondo i criteri che verranno specificati nelle regole applicative del GSE.

L'incentivo coprirà il 100% o il 50% delle spese sostenute in funzione del soggetto ammesso.

Il valore massimo ammissibile per questo incentivo è determinato in base alla destinazione d'uso e alla superficie utile dell'immobile oggetto di intervento, come specificato nella Tabella 40.

Destinazione d'uso	Superficie utile dell'immobile (m <sup>2</sup> )	Costo unitario massimo (€/m <sup>2</sup> )	Valore massimo erogabile (€)
Edifici residenziali della classe E1 del DPR 412/93 esclusi collegi, conventi, case di pena e caserme.	Fino a 1600 compresi	1,50	5.000,00
	Oltre 1600	1,00	
Edifici della classe E3 del DPR 412/93	-	3,50	18.000,00
Tutti gli altri edifici.	Fino a 2500 compresi	2,50	13.000,00
	Oltre 2500	2,00	

Tabella 40. Valore massimo ammissibile incentivo interventi di piccole dimensioni

### 9.3 Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico <sup>62</sup>

Il decreto legge n. 63/2013 ha prorogato al 31 dicembre 2013 la detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. L'agevolazione fiscale consiste in detrazioni dall'Irpef (Imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'Ires (Imposta sul reddito delle società) ed è concessa quando si eseguono interventi che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti.

In particolare, le detrazioni sono riconosciute se le spese sono state sostenute per:

- la riqualificazione energetica di edifici esistenti finalizzata alla riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento;
- gli interventi sull'involucro degli edifici finalizzati al miglioramento termico dell'edificio (coibentazioni - pavimenti - finestre, comprensive di infissi);
- l'installazione di pannelli solari;
- la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

La legge di conversione del DL n. 63/2013 ha reintrodotta la possibilità di usufruire della detrazione per le spese di sostituzione di:

- impianti di riscaldamento con pompe di calore ad alta efficienza e con **impianti geotermici a bassa entalpia**
- scaldacqua tradizionali con **scaldacqua a pompa di calore** dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria.

Le detrazioni, da ripartire in dieci rate annuali di pari importo, sono riconosciute nelle seguenti misure:

- 55% delle spese sostenute fino al 5 giugno 2013
- 65% delle spese sostenute

<sup>62</sup>Le informazioni relative a tale paragrafo sono tratte da: Agenzia delle entrate-Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico.

<http://www.agenziaentrate.gov.it/wps/file/Nsilb/Nsi/Agenzia/Agenzia+comunica/Prodotti+editoriali/Guide+Fiscali/Aggiornamento+risparmio+energetico/Guida+risparmio.energetico.agg.sett.2013.pdf>

- dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2013, per interventi sulle singole unità immobiliari
- dal 6 giugno 2013 al 30 giugno 2014, se l'intervento è effettuato sulle parti comuni degli edifici condominiali, o se riguarda tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio.

Dal 1° gennaio 2014 - per i condomini dal 1° luglio 2014 - l'agevolazione è stata invece sostituita con la detrazione fiscale (del 36%) prevista per le spese di ristrutturazioni edilizie.

Come tutte le detrazioni d'imposta, l'agevolazione è ammessa entro il limite che trova capienza nell'imposta annua derivante dalla dichiarazione dei redditi. La somma eventualmente eccedente non può essere chiesta a rimborso.

DETRAZIONE MASSIMA PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO	
Tipo di intervento	Detrazione massima
Riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 euro
Involucro edifici (per esempio, pareti, finestre - compresi gli infissi - su edifici esistenti)	60.000 euro
Installazione di pannelli solari	60.000 euro
Sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale	30.000 euro

Tabella 41: detrazione massima imposte per tipologia d'intervento

Condizione indispensabile per fruire della detrazione è che gli interventi siano eseguiti su unità immobiliari e su edifici (o su parti di edifici) residenziali esistenti, di qualunque categoria catastale, anche se rurali, compresi quelli strumentali (per l'attività d'impresa o professionale).

La prova dell'esistenza dell'edificio può essere fornita dalla sua iscrizione in catasto o dalla richiesta di accatastamento, oppure dal pagamento dell'imposta comunale (ICI/IMU), se dovuta.

Possono usufruire della detrazione tutti i contribuenti residenti e non residenti, anche se titolari di reddito d'impresa, che possiedono, a qualsiasi titolo, l'immobile oggetto di intervento.

In particolare, sono ammessi all'agevolazione:

- le persone fisiche, compresi gli esercenti arti e professioni
- i contribuenti che conseguono reddito d'impresa (persone fisiche, società di persone, società di capitali)
- le associazioni tra professionisti
- gli enti pubblici e privati che non svolgono attività commerciale.

La detrazione d'imposta del 55% (65%) **non è cumulabile con altre agevolazioni fiscali** previste per i medesimi interventi da altre disposizioni di legge nazionali (quale, per esempio, la detrazione del 36 o del 50% per il recupero del patrimonio edilizio).

Se gli interventi realizzati rientrano sia nelle agevolazioni previste per il risparmio energetico sia in quelle previste per le ristrutturazioni edilizie, si potrà fruire, per le medesime spese, soltanto dell'uno o dell'altro beneficio fiscale, rispettando gli adempimenti previsti per l'agevolazione prescelta.

#### 9.4 Strumenti di finanziamento e assicurazione

La realizzazione di un impianto geotermico comporta un esborso di denaro che può essere compensato nel corso di alcuni anni. Per limitare tale esborso è possibile utilizzare dei finanziamenti ad hoc concessi da qualche Istituto Bancario che può coprire una parte o talora anche l'intero costo dell'impianto. L'accesso al finanziamento per quanto riguarda gli impianti geotermici è reso disponibile da vari istituti di credito. Tra questi (per quelli di conoscenza<sup>63</sup>) si cita Intesa San Paolo, Banca Etica e Monte dei Paschi di Siena.

La prima differenza la propria offerta innanzitutto tra clienti privati e aziendali con rispettivamente i Mutui Micro Energia e i Mutui Energia Corporate.

Gli impianti realizzati possono essere dotati da una copertura assicurativa a garanzia dell'intervento realizzato, da stipulare con apposita Compagnia Assicurativa.

---

<sup>63</sup> *Le informazioni relative a tale paragrafo sono tratte esclusivamente dalle informazioni disponibili sulla rete internet, e pertanto sono esclusivamente indiziarie e non esaustive.*

## Bibliografia

- Aalborg University and Halmstad University: Heat Rodmap Europe 2050 -First pre-study for EU27; 2012; BE; EU; tx; a30.
- Amici della Terra: La risorsa geotermica per usi elettrici in Italia: Energia, ambiente e accettabilità sociale; 2008; Vol. monografico; EG; I; tx; d12.
- Amici della Terra: Rinnovabili termiche- Stato e prospettive; 2013; Dossier IV° Conf. Naz. Fonti rinnovabili; PUL; I; tx; A35.
- Angelone M., Gasparini C., Guerra M., Lombardi S., Pizzino L., Quattrocchi F., Sacchi E. e Zuppi G.M.: Fluid geochemistry of the Sardinian Rift-Campidano Graben (Sardinia, Italy): fault segmentation, seismic quiescence of geochemically "active" faults, and new constraints for selection of CO2 storage sites. *Applied Geochemistry* 20 (2005) 317–340; f5.
- Antoniazzi A., Cesari G., Gorrini F., Panini G. e Ricci A. : Proposta di linee guida per la pianificazione, progettazione e realizzazione di applicazioni geotermiche di bassa temperatura nei terreni dell'Emilia Romagna. *Piccole Utilizzazioni Locali; Il geologo dell'Emilia Romagna*; PUL; RER; tx; a13.
- Argonne National Laboratory: Life-Cycle analysis results of geothermal systems in comparison to other power systems; 2010; USA; tx; l1.
- ARPAV-Prov. Verona: L'energia geotermica; 2004; Fonti rinnovabili di energia-Potenzialità ed applicazioni in provincia di Verona; vol. monografico- Parte 09; EG; V; tx; d8.
- Baldi P., Barbier E., Buonasorte G., Calore C., Dialuce G., Ghezzi R., Martini A., Squarci P. & Taffi L.: Geothermal thematic map and potential geothermal areas (Plate 36); 2002; in "Atlas of "Geothermal Resources in Europe" Publication n. EUR 17811 of the European Commission L – 2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg-© European Communities, (2002), pp 39-41, Tav. 36-40; tx.
- Baldi P., Barbier E., Buonasorte G., Squarci P.: 1998; Geothermal Inventory of Italy for the development of National Geothermal Resources . *Proceedings of V World Renewable Energy Congress – 20-25 September 1998, Florence, Italy.* Published by Elsevier Science Ltd. RelG.
- Barbier E., Bellani S., e Musmeci F.: The italian geothermal data base;2000; *Proceedings World Geothermal Congress-Japan 2000*; G; tx; h8
- Barbier E., Buonasorte G., Dialuce G., Martini A., e Squarci P.: The italian geothermal inventory: a valid tool for Energy strategy; I; G; tx; h7.
- Barla G.: *Sviluppi e potenzialità della geotermia di nuova generazione*; 2008; Politecnico di Torino; G; I; tx; h23.
- Battistelli A.: *Produzione combinata di idrocarburi e calore geotermico da sistemi geopressurizzati*; 2012; CNR-SIGEA-UGI: *Il contributo della geotermia di alta temperatura per la produzione di energia elettrica in Italia fino al 2050*, Roma 2012; G; I; tx; g10.
- Battistini F.: *Studio di fattibilità di un impianto di riscaldamento geotermico per un edificio pubblico e considerazioni economiche*; 2011; *Almamater Studiorum Univ. Bologna-Tesi di laurea*; PUL; I; tx; a31.
- Bertani R.: *Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report*; 2010; *Proceedings world geothermal congress 2010*; EG; I; tx, d19.
- Bertani R.: *L'energia geotermica*; 2005; riv. *Analysis* n. 3-2005; EG; I; tx; d17.
- Bertani R.: *Visione strategica per lo sviluppo geotermico in Europa al 2050*; 2010; *Soc. Geol. It.-Conf. "Quale futuro per la Geotermia in Italia?* Roma 2010; EG; I; ppt; d18.
- Bertorino G., Caboi R., Caredda A.M., Cidu R., Fanfani L., Sitzia R., Zanzari A.R., e Zuddas P.: *Idrogeochimica del Graben del Campidano*; 1982; *Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano-*

Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Bertorino G., Caboi R., Caredda A.M., Cidu R., Fanfani L., Sitzia R., Zanzari A.R., e Zuddas P.: Le manifestazioni termali del Sulcis (Sardegna sud-occidentale); 1981; Periodico di mineralogia Anno 50, pp 233-255; tx.

BRGM-ADEME: La géothermie; 2008; Editions BRGM, ADEME 2008 ; Coll. "Les Enjeux des Géosciences"; 64 pp ill.; ISBN : 2-7159-2454-3; RelG.

Buonasorte G., Cataldi R., Passaleva G.: Geothermal development in Italy: from presente to future; 2007; Proceedings European Geothermal Congress Germany 2007; I; G; tx; h9.

Buscaroli F.: Geotermia e teleriscaldamento: l'esperienza di Ferrara; IV° Conf. Naz. Fonti rinnovabili; PUL; I; ppt. A37.

Caboi R., Cidu R., Cristini A., Fanfani L., Zuddas P. e Zanzari A.R. : Studio geochimico delle acque termali di Casteldoria; 1987; Estratto da 2° Sem. Info. sulle attività di ricerca promosse con i progetti esecutivi 1984 e 1986- Sottoprogetto Energia geotermica Ferrara 1987 -SI 5; tx.

Caboi R., Cidu R., Fanfani L. e Zuddas P.: Geochemistry of the high-PCO2 waters in Logudoro, Sardinia, Italy; 1993; Applied geochemistry vol. 8, pp 153-160; tx.

Caboi R., Cidu R., Fanfani L., Pala A., Pecorini G., Zuddas P. e Chiodini G., Zanzari A.R.: Progetto Sardegna: Studi geologico-strutturali ed idrogeologici; prospezione idrogeochimica per la valutazione del potenziale geotermico- Rapporto finale; 1986; Programma: ricerca e sviluppo sull'energia geotermica- Commissione delle Comunità Europee- Contratto EG-A2-052-1; tx.

Caboi R., Cidu R., Pala A., Pecorini G.: Le acque fredde della Sardegna. Lineamenti idrogeologici e idrogeochimici; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Caboi R., Fanfani L., Pecorini G.; Fancelli R., Squarci P., Taffi L.: Inventario delle risorse geotermiche della Sardegna; 1988; Ministero Sviluppo economico- Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche: Inventario delle risorse geotermali nazionali: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/inventario/inventario.asp>; G; S; tx; f1.

Caboi R., Noto P.: Dati isotopici sulle acque termali e fredde dell'area campidanese; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Cambursano F., Raccanelli V. : Geotermia a bassa entalpia abbinata a pompe di calore. Linee guida per l'estrazione di calore dal sottosuolo per mezzo di sonde geotermiche; 2007; [www.geologiweb.it](http://www.geologiweb.it); PdCg; I; tx; a8.

Cambursano F., Raccanelli V. : Impianti geotermici a pompa di calore-Dati di monitoraggio impianto di Roccabruna (Cuneo); PdCg; P; ppt; a6.

Capetti G., Romagnoli P. e Sabatelli F.: Geothermal power generation in Italy 2005-2009- update report; 2010; Proceedings world geothermal congress 2010; EG; I; tx; d15.

Capetti G.: Geothermal energy technology and strategies for a sustainable development: the Larderello case history; 2004; International geothermal days Poland 2004; EG; I; tx, d14.

Capozza A., De Carli M., Galgaro A. e Zarrella A.: Linee guida per la progettazione dei campi geotermici per pompe di calore; 2012; GSE 2012; PUL; tx; a47.

Carlucci C.: Geotermia italiana: verità scomode e bugie in maschera; 2011; G; I; tx; d40.

- Carmignani et Al.: Note illustrative della Carta Geologica della Sardegna a scala 1:200.000; 2001; Memorie descrittive della Carta Geologica d'Italia- VOL. LX- Geologia della Sardegna- Presidenza Del Consiglio dei Ministri- Dip. Servizi Tencici Nazionali-Servizio Geologico- Ed. Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato-Roma 2001; tx; c14.
- Carmignani et Al.: Tertiary transpressional tectonics in NE Sardinia, Italy; 1992; Contributions to the geology of Italy 1992; tx; c1.
- Carmignani L., Conti P., Funedda A., Oggiano G., Pasci S.; " La geologia della Sardegna". Guida all'escursione dell'84° Congresso Nazionale della Società Geologica Italiana, tenutosi in Sardegna nel 2008 - Geol. F. Trips, Vol.4 n°2.2 (2012), (DOI 10.3301/GFT.2012.04); RelG.
- Carmignani L. et Al.: Tectono-sedimentary evolution of suthwest Sardinia in the Paleogene: Pyrenaic or Apenninic dynamic?; 2004; Geodinamica acta Vol 17 pp 275-287; c8;
- Carmignani L. et Al.: The international Northern Apenines, the Northern Tyrrhenian and Sardinia-Corsica block; 2004; Soc. Geol. It per IGC 32 - Firenze 2004; c6.
- Carminati E. et Al.: Evolution of Western Mediterranean; c13.
- Casula G., Cherchi A., Montadert L., Murru M., Sarria E.: The Cenozoic graben system of Sardinia (Italy): geodynamic evolution from new seismic and field data; 2001; Marine end petroleum geology n°, pp 863-888; tx.
- Cataldi R., F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito and. C. Calore - Geothermal ranking of Italian Territory. Geothermics Vol. 24 No 1 pp. 115-129, 1995. b7.
- Cataldi R. – Stime di crescita della geotermia italiana 2010-2030 (2011). In GeothermExpo 2011; Ferrara, 28/9/2011. RelG.
- Cataldi R.: Dalle rocce calde secche ai sistemi geotermici stimolati. Stato di sviluppo e prospettive; 2011; Riv. online Altronovecento: Ambiente Tecnica e società. n. 17/2011; AE; I; tx; g8.
- Cataldi R.: Rocce secche e sistemi geotermici stimolati. Cosa sono, a che punto di sviluppo si trovano e loro prospettive; 2008; Geologia Tecnica&Ambientale n.1/2008; AE; I; tx; g9.
- Cesari G.: Esperienze di realizzazione e certificazione campi sonde: problematiche operative, aspetti geologici e ambientali, garanzia di qualità e resa termica nel tempo. Proposte di redazione di standard di lavoro e prescrizioni operative; 2009; Ferrara Geothermoexpo settembre 2009; PUL; I; ppt; a4.
- Chieco M. : Geotermia a bassa entalpia- Cenni introduttivi e iniziative in Puglia; 2011; Autorità ambientale Regione Puglia- Report 1/2011; BE; Pg; a21.
- Cidu R., Mulas A.D.: Geochemical features of thermal waters at Benetutti (Sardinia); 2003; Rendiconti Seminario Facolta di Scienze Università di Cagliari vol. 73-Fasc. 1, pp 39-53; tx.
- Cimolino A.: Caratterizzazione delle risorse geotermiche della bassa pianura friulana (Regione FVG)- Progetto Grado; 2010; UniTrieste-Tesi dottorato; EG; FVG; tx. e2
- Commission of the European Communities: European Geothermal Update;1983; G; EU; tx; h14.
- Dall'Aglio M.: Energia geotermica. Esplorazione, sfruttamento e impatto ambientale; Geochimica ambientale e salute-Cap 21; EG; I; tx; d11.
- Dall'Aglio M.: Impatti ambientali e sanitari delle energie rinnovabili; 2010; Notiziario UGI n.26/2010; FER; I; tx; d49.
- Damiani A.V.; Maxia: Prospettive di ricerca geotermica in Sardegna; 1979; Boll. Soc. Geol. It. 1973-Vol. 92-Fasc. 3-pg. 567-580; S; tx.
- De Carli M., Mantovan M., Prendin L., Zarrella A., Zecchin R. e Zerbetto A. : Analisi di pompe di calore geotermiche con sonde orizzontali; PdCg; I; tx; a15.

Della Vedova B., S. Bellani, G. Pellis & P. Squarci: Deep temperature and surface heat flow distribution (2001) in Anatomy of an Orogen: the Apennines and adjacent Mediterranean Basins. RelG.

Della Vedova B.: Geothermal heat flow from different structural settings (Flusso di calore nei diversi contesti strutturali); 2003; Atti Ticinesi di Scienze della Terra, S.S. 9; I; tx.

Dettoni B., Zanzari A.R., Zuddas P.: Le acque termali della Sardegna; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Dettoni B.: Nuove considerazioni sul chimismo e sul termalismo delle acque minerali della Sardegna settentrionali; 1978; Studi Sassaresi, Sez. III, 1978, Vol. XXVI; S; tx; f3.

Dettoni B.: Prime considerazioni sul chimismo e sul termalismo delle acque minerali della Sardegna; 1978; Studi Sassaresi, Sez. III, 1978, Vol. XXVI; S; tx; f2.

Dickson M. H. and M. Fanelli: Cos'è l'Energia Geotermica?; International Geothermal Association; RelG.

DIR. 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Art. 2 –Definizioni, comma d. produzione di energia elettrica Italia nel 2012; Terna; RelG.

EERE: Annual report 2012; 2013; US D.O.E. Geothermal Technologies Office; G; tx; d42.

EGEC- European Geothermal Energy Council: "An Enhanced Geothermal System is an underground reservoir that has been created or improved artificially". RelG.

EGEC: Geothermal district heating market in Europe; 2011; BE; EU; ppt; h28.

EGEC: Geothermal electricity market in Europe; 2011; AE; EU; ppt; h28.

EGEC-European Geothermal Energy Council: Geothermal heating and cooling action plan for Europe; Eu; BE; tx; d50.

EGEC-European Geothermal Energy Council: Strategic research priorities for geothermal electricity; Eu; G; tx; d52.

Enea: Le fonti rinnovabili 2010-Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon; 2010; FER; I; tx; h27.

Environmental Studies Research Funds (ESRF): Drilling waste management recommended best practices; 2014; Drilling Waste in the Mackenzie Delta (Inuvialuit Settlement Region) Region-Canada;G; tx; s1.

EurObserv'ER: Geothermal energy barometer 2006; 2006; G; EU; tx; h18.

EurObserv'ER: Heat Pumps barometer 2008; 2008; BE; EU; tx; h19.

EurObserv'ER: Heat Pumps barometer 2011; 2011; BE; EU; tx; h20.

EurObserv'ER: The state renewable energies in Europe 2012; 2013; G; EU; tx; h21.

Eurofox: Geotermia; 2012; PUL; tx; d36.

Fanelli M., Manetti P., Dickson e Zan L.: Energia geotermica; 2005; Enciclopedia degli Idrocarburi-Eni, Vol. III Nuovi sviluppi: energia, trasporti, sostenibilità- Cap 6: Generazione elettrica da fonti rinnovabili, Par. 6.3; ER; tx; d2.

Filippucci M. e Tallarico A.: La modellizzazione fisico-matematica per l'ottimizzazione dello sfruttamento delle risorse geotermiche; 2012; UniBa Facoltà di Agraria- Dibatt. Energia sostenibile per tutti; EG; P; ppt; d33.

Finetti I.R. et Al.: Crustal tectono –Stratigraphic setting and geodynamics of the Corso-Sardinian Block from New CROP Seismic Data. CROP PROJECT:Deep seismic exploration of Central mediterranean and Italy. Edited by I.R. Finetti . 2005 Elsevier. RelG.

Finetti I.R., Del Ben A., Fais S., Forlin E., Klingel  E., Lecca L., Pipan M., Prizzon A.: Crustal tectono- stratigraphic setting and geodynamics of the Corso-Sardinian block from new CROP Seismic data; 2005; CROP Project: Deep seismic exploration of the Central Mediterranean and Italy- Finetti- Cap. 18 (Elsevier); tx.

Finzi-Contini G.: Prospezioni magnetotelluriche effettuate sul Graben del Campidano; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Fioroni : L'energia geotermica; EG; I; tx; d32.

Fleckenstein W.: Best practices in exploration: Drilling, casing and cementing; Colorado School of Mines; 2011; Colorado USA; G; tx; s2.

Fondaz. Energy Lab.: Le energie da fonti rinnovabili: lo stato dell'arte; 2011 ;Laboratorio energie rinnovabili; FER; I; tx; d37.

Franci T., Pancani M.: Pompe di calore geotermiche in Toscana- La situazione attuale e le prospettive per il 2020; 2011; I Quaderni U.G.I.- Quaderno n.1; PdCg; Ts; tx; a23.

Funedda A. et Al.: The Logudoro basin: a Key area for tertiary tectono-sedimentary evolution of north Sardinia; 2000; Boll. Soc. Geol. It. Vol 119; pp 31-38; tx; c4.

Funedda A.: Foreland-and hinterland-vergin structures in fold-and-thrust belt: an example from the Variscan foreland of Sardinia; 2009; Int J Earth Sci Vol 98 pp 1625-1642; tx.c11.

G.S.E.: Geotermoelettrico-Rapporto statistico 2009;

Gattacceca J. et Al.: Miocene rotation of Sardinia: New paleomagnetic and geochronological constraints and geodynamics implications; 2007; ScienceDirect; c9

GEA-Geothermal Energy Association: A guide to geothermal energy and environment; 2007; USA; G; tx; l8.

GEA-Geothermal Energy Association: Annual US Geothermal Power Production and Development Report; 2012; USA; G; tx; l6.

GEA-Geothermal Energy Association: Geothermal Basics: Q&A; 2012; USA; G; tx; l7.

GEA-Geothermal Energy Association: Why support geothermal energy?; 2012; G; UE; tx; d38.

Genter A., Guillou-Frottier L., Feybesse J.L., Nicol N., Dezayes C., Schwartz S. : Typology of potential Hot Fractured Rock resources in Europe. Geothermics 2003. H6.

Gianoli R.: Promesse e dubbi della geotermia; 2013; G; I; tx; d45.

Grillini L. : Problematiche idrogeologiche inerenti un impianto geotermico a bassa entalpia del tipo a circuito aperto; 2011; PdCg; I; RER; ppt; a9.

Gruppo Italiano Pompe di Calore: Libro bianco sulle pompe di calore; 2008; PUL; I; tx. a26

Gruppo Italiano Pompe di Calore: Libro bianco sulle pompe di calore; 2010; PUL; I; tx. a27

GSE- Impianti a fonti rinnovabili in Italia: Prima stima 2012 (Edizione 28.02.2013). RelG.

GSE: Attuazione nuovi decreti 28-12-12; 2013; FER; I; ppt; d43.

GSE: Geotermoelettrico – Rapporto statistico 2009; 2009; G; I; tx; h22.

GSE: Impianti a fonti rinnovabili in Italia: Prima stima 2012; FER; I; tx; a34.

- Guglielmetti L.: Energia geotermica-Principi e applicazioni; 2010; Scienza Attiva- Centro Interuniv. Agorà scienza attiva- Univ. Torino; I; ppt; d6.
- Hurter S. and R. Haenel Editors: Atlas of "Geothermal Resources in Europe"; 2003; Publication n. EUR 17811 of the European Commission L – 2985; Luxemburg-© European Communities, (2002); h2.
- Hurter S. and R. Haenel: Atlas of "Geothermal Resources in Europe"; 2003; EU; tx; h3.
- Hurter S. and Schell Schmidt R.: Atlas of "Geothermal Resources in Europe"; 2003; Geothermics vol. 32 pp 779–787; EU; tx; h4.
- Hurter S., Haenel R.: Atlas of geothermal resources in Europe: planning exploration and investments; 2000; Proceedings World Geothermal Congress, Japan 2000; EU; tx; h1.
- IEA-GIA: Trends in geothermal applications; 2010; GIA Trends report 2010; G; EU; tx; h31.
- IEA-International Energy Agency: Tecnology road map – Geothermal heat and power; 2011; UE; G; tx; I9.
- IGA International Geothermal Association: Potenza installata degli impianti geotermici nel mondo (2010). ([http://www.geothermal-energy.org/Geothermal energy- Direct uses](http://www.geothermal-energy.org/Geothermal%20energy-Direct%20uses)). RelG.
- IGA: Geothermal exploration best practices: a guide to resources data collection, analysis and presentation for geothermal projects; 2013; UE; G; tx; d44.
- IRENA-International Renewable Energy Agency: Renewable power generation costs; 2012; tx; d46.
- IRER-Istituto di ricerca della Lombardia: Produzioni e uso razionale e sostenibile dell'energia- Il potenziale sfruttamento delle fonti rinnovabili nelle aree lombarde. Parte II L'energia geotermica e solare; 2005; EG; L; tx; d25.
- Italia Nostra: Opportunità e limiti dell'energia geotermica; tx; h32.
- Loddo M., Mongelli F., Pecorini G., Tramacere A.: Prime misure di flusso di calore in Sardegna; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa
- Lund J.W. and Freeston D. H.: World-wide direct use of geothermal energy 2000; 2000; Proceedings World geothermal Congress Japan 2010; BE; tx; a36.
- Manzella A., Bianchi A.: Le prospettive della geotermia; 2008; Riv. Analysis n.4/2008; G; I; tx; g5.
- Manzella A.: I sistemi geotermici non convenzionali: definizioni, stato attuale delle tecnologie e frontiere di ricerca; 2012: In Convegno: Il possibile contributo della geotermia di alta temperatura per la produzione di energia elettrica in Italia fino al 2050 con l'uso di tecnologie innovative. Roma, 8 Giugno 2012; SGNC; I; ppt; g1.
- Manzella A.: Il potenziale geotermico italiano e le tecnologie per espanderne le potenzialità; 2009; Ag. Parma Energia - Il calore della terra: una risorsa da valorizzare. Workshop Parma feb. 2009; BE; RER; ppt; g3.
- Marchisio M., Ranieri G., Losito G., Censini G.: Prospezioni geoelettriche dipolari nel Campidano: risultati preliminari; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa
- Massachusetts Institute of Technology: The future of geothermal energy- Impact of Enhanced geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century; 2006; U.S. Department of Energy- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE); USA; EGS; tx; I2.
- McCray K.: Guidelines for the construction of vertical boreholes for closed loop heat pump systems; 2012; USA; PUL; tx; a40.

Meloni A.: Il flusso di calore; Fisica della Terra Solida Univ. Roma Tre, AA 05/06. RelG.

Minchio F. : Impatto ambientale, normativa ed impianti geotermici; PdCg; Lombardia; ppt; a14.

Minchio F. : Sistemi a circuito aperto; 2011;

Minissale A., Magro G., Tassi F., Frau F., Vaselli O.: The origin of natural gas emissions from Sardinia Island, Italy; 1999; Geochemical Journal Vol. 33 pp 1-12; tx; f4.

MISE: La geotermia, l'Italia e la strategia del progetto Vigor; 2012; Roma; G; I; ppt; h25.

MiSE-Ministero dello sviluppo economico: Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia; 2010; FER; I; tx; d28.

MIT: Drilling technology and costs; 2006; U.S. Department of Energy- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE); USA; EGS; tx; s6.

Mucciarelli M.: Sismicità indotta in Italia: prospettiva storica e problemi di comunicazione; EG; I; tx; d24.

Mulgaria F., Castellaro S.: Geotermia stimolata e rischio sismico: un compromesso difficile; 2004; Atti Conf. Naz. Politica energetica in Italia Bologna 2004; EG; I; tx; d23.

N.D.: Drilling Methods; G; tx; s3.

N.D.: The Bali declaration- "Geothermal Energy to change the World"; tx; l12.

Oggiano G. et Al.: Il Bacino di Chilivani-Berchidda: un esempio di struttura trantensiva. Possibili relazioni con la geodinamica cenozoica del Mediterraneo occidentale; 1995; Boll. Soc. Geol. It. Vol 114 pp 465-475; c2.

Oggiano G. et Al.: The Sardinia-Corsica microplate and its role in the Northern Apennine geodynamics: new insights from the Tertiary intraplate strike-slip tectonics of Sardinia; 2009; Boll. Soc. Geol. It. Vol 128 pp 527-539; c10.

Pala A., Pecorini G., Porcu A., Serra S.: Schema geologico strutturale della Sardegna; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Pala A., Pecorini G., Porcu A., Serra S.: Geologia e idrogeologia del Campidano; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Pasci S. et Al.: Rapporti tra tettonica e sedimentazione lungo le fasce trascorrenti Oligo-Aquitaniane della Sardegna NE; 1998; Boll. Soc. Geol. It. Vol 117 pp 443 -453; c3.

Phetteplace G.: A guide for best practices for ground-source (geothermal) heat pumps; PUL; tx; a43.

Politecnico di Milano- Dip. Energia: Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; 2010; Rapp. AAEEG 2010; EG; I; tx; d20.

Progetto Vigor: Quadro normativo e iter autorizzativo per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche; Progetto Vigor 2013; I; tx; d30.

Ranieri R.: L'uso diretto di risorse geotermiche nel teleriscaldamento urbano; 2012; BE; RER; ppt; a32.

Raniero N. : Aspetti legislativi e progettuali inerenti alla realizzazione degli impianti geotermici (tesi di laurea); 2009; UniPa; PUL; tx; a24.

Rossato Group : Guida alla progettazione- Pompe di calore per riscaldamento, condizionamento e acqua calda sanitaria; PdCg; I; tx; a12.

Sandia Report: Handbook of best practices for geothermal drilling; 2010; New Mexico USA; G; tx; l10.

Santucci G.: Introduzione alla geotermia EGS: antefatti, sfide ed opportunità; 2009; Ag. Parma Energia - Il calore della terra: una risorsa da valorizzare. Workshop Parma 2009; BE; RER; ppt; g6.

Sbrana A.: Risorse esistenti e prospettive di sviluppo: Un quadro operativo ed economico; 2011; Energethica Congress Firenze 2011. G; I; ppt; h30.

Scarascia Mugnozza G., Pascuzzi S., Anifantis A.: Impianto sperimentale geotermico a bassa entalpia per riscaldamento serricolo. Prime valutazioni; 2011; Convegno di medio termine dell'Ass. It. Ingegneria agraria; PUL; I; ppt; a 34.

Schellschmidt R. and Hurter S.: Atlas of "Geothermal Resources in Europe"; 2003;; EU; tx; h5.

Società Italiana di Fisica-SIF: Energia da sorgenti geotermiche; 2008; Energia in Italia: problemi e prospettive (1999-2020), Cap. 4; Vol. monografico; EG; I; tx. d9

Sommaruga P.: Geotermia – Principi, Ricerca, Produzione; 1995; Editori NIS; G; I; tx.

Squarci P.: Realizzato un inventario per ricerche geotermiche sul territorio nazionale; 2004; Ricerca & Società n° 8/2004; G; I; tx; h11.

U.G.I.: Il nuovo manifesto della geotermia; 2011; EG; tx; d4.

U.G.I.: La geotermia in Italia dal 1940 ad oggi; G; I; tx; h12.

U.G.I.: Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030; 2011; Pub. spec. U.G.I.; EG; I; tx; d5.

U.G.I.: Prospettive di sviluppo della geotermia e regimi di incentivazione in Italia; 2011; G; I; tx; h37.

U.G.I.-C.N.G : La geotermia ieri, oggi, domani; 2007; Num. spec. notiziario U.G.I.; EG; I; tx. d3

U.S. –D.O.E.- EERE: A history of geothermal energy – Research and development in the United States (Vol. 1 Exploration 1976-2006; Vol. 2 Drilling; Vol. 3 Engineering; Vol. 4 Conversion); 2010; USA; EGS; tx; l3.

U.S. –D.O.E.- EERE: Geothermal technologies Program – An evaluation of Enhanced Geothermal Systems Tecnology; 2008; USA; EGS; tx; l5.

U.S. –D.O.E.- EERE: Geothermal technologies Program - Protocol for addressing induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems; 2012; USA; EGS; tx; l4.

Università di Siena: Studio geostrutturale, idrogeologico e geochimico dell'area amiatina;

Vaccaro M.: Lo sviluppo sostenibile della geotermia in Italia: un approccio multidisciplinare; 2013; UGI; G; I; tx; h36.

Veronesi C., Aprea L., Piemonte C., Szego E.: Indagine per l'utilizzazione di risorse geotermiche a bassa entalpia in Sardegna; 1982; Ricerche geotermiche in Sardegna con particolare riferimento al Graben del Campidano- Progetto Finalizzato Energetica - Sottoprogetto energia geotermica - Relazione finale sul tema di ricerca "Studi geologici, idrogeologici e geofisici finalizzati alla ricerca di fluidi caldi nel sottosuolo-CNR-PFE-RF 10, Pisa

Water Stones: Log in foro di sondaggio; 2010; G; tx; s7.

Young K., Reber T. , Witherbee K.: Hydrothermal exploration best practices and geothermal knowledge exchange on opene; 2012; Stanford University, Stanford, California USA; G; tx; s5.

Zarlenga F.: Le possibilità di utilizzo della risorsa geotermica a bassa e media entalpia per la sostenibilità della produzione energetica; 2011; Riv. Energia, Ambiente&Innovazione n.3/2011; BE; I; tx; a28.

Zarella A. : L'uso del terreno come sorgente termica; I, tx; a19.

AA.VV. : Geotermia a bassa entalpia. Le potenzialità della risorsa geotermica come fonte di energia rinnovabile e sostenibile; 2007; Istituto di ricerca Gruppo CSA; BE; tx; a7.

AA.VV.: Best practices for geothermal vertical closed loop installations; 2010; Michigan DNRE-Groundwater division well construction unit; Michigan USA; PUL; tx; a45.

AA.VV.: Climatizzazione degli edifici con pompe di calore geotermiche in Emilia Romagna - Stato dell'arte e linee guida per uno sviluppo sostenibile del settore; 2012; Progetto GEO.POWER "Geothermal energy to address energy performance strategies in residential and industrial buildings" -Interreg IVC; RER; tx; a22.

AA.VV.: Direttive per la posa in opera di sonde geotermiche; Provincia di Bolzano; tx; a11.

AA.VV.: GTR-H- Geothermal legislation in Europe; 2010; Proceedings World geothermal Congress Indonesia 2010; BE; tx; a42.

AA.VV.: La Puglia e la sfida dell'energia geotermica; 2012; Perseo Puglia; EG; P; tx; d22.

AA.VV.: Recommendations for geothermal heating and cooling systems - Guidance for protecting Ohio's water resources; 2012; Ohio USA; PUL; tx; a44.

AA.VV.: Valutazione del potenziale geotermico della Provincia di Brescia; 2009; Provincia di Brescia-Università dell'Insubria. Report finale; EG; tx; e3.

AA.VV.:Energia geotermica; Eni scuola.net; 2012; EG; tx; d13.

Siti internet:

<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/info/geotermia.asp> (Ministero dello sviluppo economico-Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la geotermia)

<http://www.igg.cnr.it/index.php/it/home> (CNR-Istituto di Geoscienze e Georisorse IGG):

<http://geothopica.igg.cnr.it/>

<http://www.vigor-geotermia.it/>

<http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/Pages/home.aspx>

<http://www.unionegeotermica.it/>

<http://www.distrettoenergieinnovabili.it/der/geonews>

[http://www.geotermia.it/index\\_it.htm](http://www.geotermia.it/index_it.htm)

<http://www.geoenergia.net/index.html>

[http://cegl.it/index.php?option=com\\_frontpage&Itemid=1](http://cegl.it/index.php?option=com_frontpage&Itemid=1)

<http://www.geothermalenergy.it/en/content/home>

<http://ambiente.regione.emilia-romagna.it/geologia/temi/geotermia>

<http://ambiente.regione.emilia-romagna.it/geologia/divulgazione/progetti-europei/geo-power>

<http://www.geotermiamarche.it/index.php>

<http://www.geohp.it/> (Consorzio Italiano per la geotermia)

<http://www.geotermia.org/>

<http://www.geothermal-energy.org/> (International Geothermal Association)

<http://www.geo-energy.org/> (Geothermal Energy Association)

<http://egec.info/> (EGEC, the European Geothermal Energy Council)

<http://www.eurobserv-er.org/>

<http://www.geoelec.eu/>

<http://energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy> (U.S. Department of Energy- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE))

<http://www1.eere.energy.gov/geothermal/history.html> (A History of Geothermal Energy in the United States)

[http://www1.eere.energy.gov/geothermal/future\\_geothermal.html](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/future_geothermal.html) (The future of geothermal energy-MIT)

[http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal\\_seismicity\\_protocol\\_012012.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_seismicity_protocol_012012.pdf)

<http://energy.gov/energysaver/articles/geothermal-heat-pumps>

<http://energy.about.com/od/drilling/a/Best-Management-Practices-For-Shale-Gas-Industry-Land-Workers-And-Community.htm>

<http://www.geothermie-perspectives.fr/>

<http://www.brgm.fr/>

<http://www.geothermie-soultz.fr/>

<http://www.cfgservices.fr/>

<http://www.geotrained.eu/moodle/>

<http://www.geothermie.ch/index.php>

<http://www.solar-district-heating.eu/it/Home.aspx>