

PREVISIONI DI CRESCITA DELLA GEOTERMIA IN ITALIA FINO AL 2030 - PER UN NUOVO MANIFESTO DELLA GEOTERMIA ITALIANA -

*G. Buonasorte (a) - R. Cataldi (b) - T. Franci (c) - W. Grassi (d) –
A. Manzella (e) - M. Meccheri (f) - G. Passaleva (g)*

(a) Consigliere UGI

(b) Presidente Onorario UGI

(c) Consigliere UGI e Consigliere dell'Associazione Amici della Terra

(d) Docente dell'Università di Pisa/ Dipartimento di Energetica e Sistemi, e Presidente UGI dal Luglio 2011

(e) Ricercatrice senior del CNR/IGG - Istituto di Geoscienze e Georisorse

(f) Docente dell'Università di Siena / Dipartimento di Scienze della Terra

(g) Presidente UGI fino a Giugno 2011.

INDICE

Riassunto espanso/Executive Summarypp. I-VIII

- 1. Introduzione e scopo del lavoro p. 1**
 - 2. Il quadro di riferimento per le stime p. 3**
 - 2.1) Inquadramento geologico dell'Italia
 - 2.2) Caratterizzazione geotermica del Paese
 - 2.3) Tipi di risorse e loro ubicazione
 - 2.4) Sistemi geotermici utilizzabili per produrre energia elettrica
 - 3. Analisi dei dati, metodologia di lavoro e termini di riferimento p. 36**
 - 3.1) Ipotesi di base
 - 3.2) Termini di riferimento per le stime
 - 3.3) Scenari di crescita
 - 4. Previsioni di sviluppo della geotermia italiana fino al 2030 p. 57**
 - 4.1) Stime di crescita: risultati e commenti
 - 4.2) Ripartizione ipotizzata di sviluppo dell'energia geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia fino al 2030
 - 4.3) Ripartizione ipotizzata di sviluppo tra i vari comparti di applicazione degli usi diretti
 - 4.4) Sommario delle stime fatte e considerazioni di sintesi
 - 4. I sistemi geotermici non convenzionali. La ricerca tecnologica, le zone di potenziale interesse e gli obiettivi per l'esecuzione di un "Progetto finalizzato" di R&Sp. 69**
 - 5.1) I sistemi geotermici non convenzionali e loro ubicazione
 - 5.2) Idee per un programma di R&S dei sistemi geotermici non convenzionali
 - 5. Misure necessarie per conseguire gli obiettivi di sviluppo indicati..... p. 80**
 - 6.1) Introduzione
 - 6.2) Documenti legislativi e regolamentari emessi finora per la promozione della geotermia
 - 6.3) Ulteriori azioni necessarie ed urgenti per un effettivo rilancio della geotermia
 - 6. La geotermia per lo sviluppo economico e sociale del Paesep. 87**
 - 7.1) La geotermia nel quadro energetico nazionale attuale e futuro
 - 7.2) Benefici attesi dallo sviluppo della geotermia fino al 2030.
- **Appendice A**: Nuovi permessi di ricerca chiesti dal 2009 ad Ottobre 2011.....pp. A/1-3 + Tabb. A/1 ed A/2 e Figg. A/1 ed A/2
 - **Appendice B**: Specifiche dei dati usati e dei calcoli fatti per le stime pp. B/1-8

Riassunto espanso

1. Il potenziale geotermico dell'Italia

Le risorse geotermiche del territorio italiano^a potenzialmente estraibili da profondità fino a 5 km sono dell'ordine di 21 exajoule (21×10^{18} Joule, corrispondenti a circa 500 MTEP, ovvero 500 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)^b. Di esse, circa due terzi hanno temperatura inferiore a 150 °C^c. Pertanto, le risorse a temperatura così alta ($T > 80-90$ °C) da permettere la produzione di energia elettrica a costi oggi competitivi con quelli di altre fonti di energia si trovano solo in poche aree della fascia pre-appenninica tosco-laziale-campana, delle due isole maggiori e di quelle vulcaniche del Tirreno, in corrispondenza di zone caratterizzate da forti anomalie del flusso di calore. Tali zone sono ubicate quasi esclusivamente nel settore occidentale del Paese (**Fig. 1**).

Al contrario, le risorse di media e bassa temperatura ($T < 80-90$ °C) adatte per una serie di usi diretti si trovano, oltre che in quelle ad alto flusso di calore sopra dette, in molte altre zone. Inoltre, con l'impiego di pompe di calore geotermiche, possono essere sfruttate risorse a temperatura inferiore ($T < 30$ °C), che esistono quasi dappertutto, anche a piccola profondità.

Si può quindi dire che, per la presenza di risorse geotermiche di ogni tipo, con possibilità di sviluppo in molte e vaste zone del territorio nazionale, soprattutto per gli usi diretti, l'Italia ha una forte vocazione geotermica. Il suo potenziale può essere perciò valorizzato molto più di quanto fatto fino ad ora. Si tratta di risorse sostenibili, spesso rinnovabili anche alla scala dei tempi umani, compatibili ovunque con l'ambiente, ed ora economicamente convenienti a tutti i livelli di temperatura.

^a Si fa riferimento solo alle terre emerse.

^b Per confronto con la situazione italiana si ricorda che: **i)** il calore totale della Terra è $8 \div 12 \times 10^{30}$ J; **ii)** le risorse geotermiche potenzialmente estraibili sulle terre emerse di tutto il mondo entro 5 km di profondità sono dell'ordine di $3,5 \times 10^{21}$ J; **iii)** le risorse geotermiche potenzialmente estraibili sulle terre emerse dell'Europa geografica sono $\sim 6 \times 10^{20}$ J. Se ne deduce che, a prescindere dalla temperatura, il potenziale geotermico italiano fino a 5 km di profondità è il 3,5 % di quello totale europeo.

^c **Buonasorte G.-Cataldi R., 2008: Il calore di Madre Terra. La Geotermia nel mondo: Generalità e Sviluppo nel 2007. Anno del Pianeta Terra - Mostra itinerante su "La Geologia e l'Ambiente in Sicilia"; Tav. n. 30.**

Executive summary

1. The Italian geothermal potential

Italian geothermal resources potentially harnessable within 5 km depth^a are in the range of 21 exajoule (21×10^{18} Joule, corresponding to about 500 million tonnes of oil-equivalent - MTOE)^b. Two thirds of them have temperatures below 150 °C^c.

*Resources at temperatures suitable for electricity generation ($T > 80-90$ °C), at costs currently competitive with those of other energy sources, exist only in areas with strong heat flow anomalies: the Tuscany-Latium-Campania pre-Appennine belt, the two main Italian islands, and some volcanic islands of the Tyrrhenian Sea, all located in western and south-western Italy (**Fig. 1**).*

Conversely, medium- and low-temperature resources ($T < 80-90$ °C) suitable for direct uses are found not only in the above areas of high heat flow, but in many other zones. Additionally, thanks to the use of heat pumps, even resources at lower temperature ($T < 30$ °C) and at small depth could be exploited almost everywhere in Italy.

The above infers that, within accessible depths, Italy is endowed with geothermal resources of any kind and temperature in many large areas, especially for direct uses. Hence, it has a huge geothermal potential, which could be tapped much more intensively than hitherto. These are sustainable resources, often renewable on the human timescale, eco-friendly and now cost-effective at all temperature levels.

^a Reference is made to extractable resources on land.

^b By comparison with the Italian situation, it is worth recalling that: **i)** the total Earth's heat is $8 \div 12 \times 10^{30}$ J; **ii)** the world's geothermal resources harnessable on land down to 5 km depth are some 3.5×10^{21} J; **iii)** in geographic Europe, harnessable resources on land are about 6×10^{20} J. It follows that, regardless of temperature, the Italian geothermal potential down to 5 km depth accounts for 3.5% of the whole European one.

^c **Buonasorte G.-Cataldi R., 2008: Il calore di Madre Terra. La Geotermia nel mondo: Generalità e Sviluppo nel 2007. Anno del Pianeta Terra - Mostra itinerante su "La Geologia e l'Ambiente in Sicilia"; Tav. n. 30**

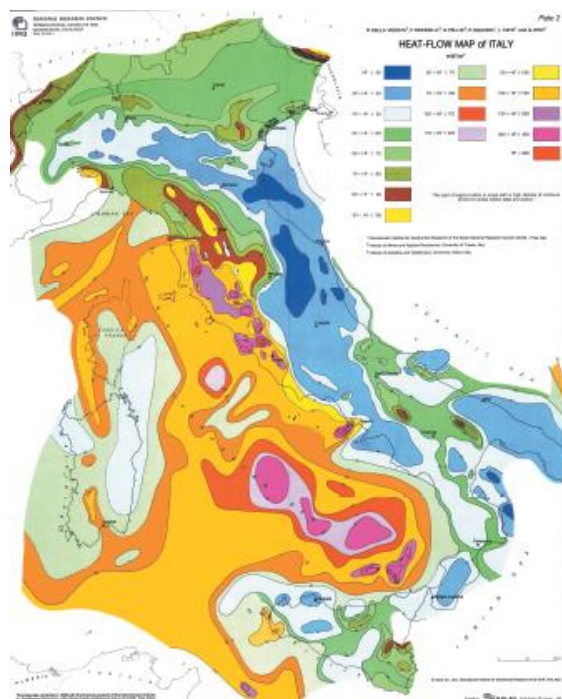


Fig. I: Flusso di calore conduttivo nel territorio italiano
(Conductive heat flow in Italy)

2. La geotermia nel quadro energetico nazionale al Dicembre 2010

Il consumo totale di energia in Italia nel 2010 è stato di 185 MTEP, di cui l'83 % da combustibili fossili (petrolio, gas, carbone), il 5% da elettricità importata, ed il 12 % da fonti rinnovabili e non convenzionali di energia (soprattutto idroelettrica, eolica, fotovoltaica, biomassa e geotermica).

La percentuale di queste ultime è passata dal 7% del 2005 al 12 % del 2010, in parte a causa del diminuito consumo totale di energia (da 198 MTEP del 2005 a 185 MTEP del 2010) ed in parte per l'impulso dato in questi ultimi anni al loro sviluppo.

L'energia geotermica, in particolare, è passata da 1,19 MTEP del 2005 ad 1,32 MTEP del 2010, per cui il suo contributo ai consumi totali di energia è aumentato nel periodo in esame da 0,6 a 0,71 %.

L'aumento è dovuto soprattutto al maggior contributo degli usi diretti del calore, che sono passati da 0,2 MTEP del 2005 a 0,3 MTEP del 2010, con un incremento medio annuo dell'8,5 %. La produzione di energia geotermoelettrica, invece, pur essendo stata prevalente rispetto agli usi diretti, è aumentata nello stesso periodo da 0,99 ad 1,02 MTEP, con un tasso di incremento medio di appena lo 0,6 % all'anno.

2. Geothermal energy within the national energy framework as of December 2010

In 2010, total energy consumption in Italy amounted to 185 MTOE: 83% from fossil fuels (oil, gas, coal); 5% from imported electricity; and 12% from renewable and non-conventional energy sources (mostly hydro, wind, photovoltaic, biomass and geothermal).

The share of the latter sources climbed from 7% in 2005 to 12% in 2010 owing to the contraction of total energy consumption (from 198 MTOE in 2005 to 185 MTOE in 2010) and to the impetus which has been given to their development in the past few years.

In particular, geothermal energy grew from 1.19 MTOE in 2005 to 1.32 MTOE in 2010. Therefore, in the period under review, its contribution to the country's total energy consumption mounted from 0.6 to 0.71%.

The increase is mostly owed to direct uses of natural heat, which passed from 0.2 MTOE in 2005 to 0.3 MTOE in 2010: an average growth rate of 8.5% per year. In contrast, even though geothermal power generation was dominant over direct uses, it rose in the same period from 0.99 to 1.02 MTOE, i.e. at an average growth rate of as little as 0.6% per year.

Si è verificato quindi dal 2005 al 2010 una crescita complessiva della geotermia molto modesta rispetto al grande potenziale di cui l'Italia dispone, soprattutto per usi diretti.

3. Sviluppo della geotermia fino al 2030

Premesso quanto sopra, per vedere quale ragionevole contributo il calore della Terra può dare alla futura copertura dei fabbisogni nazionali di energia, e per lanciare quindi un *Nuovo Manifesto della Geotermia Italiana* con visione più ampia dell'altro simile "Manifesto" pubblicato dall'UGI quasi 5 anni fa, è stato impostato agli inizi del 2011 e recentemente concluso lo studio in oggetto, con tappe temporizzate al 2012, 2015, 2020, 2025 e 2030, in modo da poter fare periodici aggiornamenti.

In base allora alle caratteristiche geologiche del territorio italiano ed al tipo di risorse geotermiche esistenti fino a 5 km di profondità, considerando il probabile forte aumento dei prezzi dei combustibili fossili nei prossimi anni, e tenendo presenti i miglioramenti attesi dalla tecnologia di utilizzazione del calore terrestre, le stime di sviluppo sono state fatte, separatamente per la produzione di energia elettrica e per gli usi diretti, secondo i due seguenti diversi scenari di crescita:

Scenario I: trend di sviluppo economico-sociale corrente, uso di tecnologie di produzione quasi soltanto mature, e 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, e prezzi alla fonte del greggio al 2030 di 300 US\$/barile (circa quattro volte più alti, cioè, di quelli del 2010).

Con queste ipotesi, partendo dallo stato al 2010, le stime di crescita al 2030 possono essere sintetizzate come si vede in **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.

Consequently, from 2005 to 2010, geothermal deployment was rather poor as compared to Italy's large geothermal potential, especially for direct uses.

3. Italian geothermal development by 2030

In early 2011, a study was initiated to estimate the possible contribution of the Earth's heat to the coverage of national energy requirements by 2030, with steps by 2012, 2015, 2020, 2025 to be periodically updated.

The end goal of the study was to provide the Italian Government with factual elements on the possible medium-term deployment of this energy source in Italy, as well as to launch a New Italian Geothermal Manifesto with a wider vision than the one published by UGI almost five years ago.

Growth projections were formulated by taking into account: i) Italy's geological setting and geothermal resources known or supposed to exist down to 5 km depth; ii) likely sharp increase in fossil fuel prices in the next years; and iii) expected technological improvements in the utilization of the Earth's heat. Two different growth scenarios have thus been developed on the following assumptions:

Scenario I: current economic trend, use of mature production technologies, and prices of crude oil at source of 250 US \$/bbl in 2030 (roughly three times higher than the average ones in 2010, i.e. 80 US \$/bbl, or € 400-420/tonne);

Scenario II: economic trend driven by vigorous environmental policies, use of both mature and advanced production technologies, and prices of crude oil at source of 300 US \$/bbl in 2030 (roughly four times higher than in 2010).

*On this basis, the 2010-2030 growth projections under Scenarios I and II are summarized in **Tab. A** and **Fig. II/A** for geothermal power generation and in **Tab. B** and **Fig. II/B** for direct uses.*

These uses include the energy produced with geothermal heat pumps.

Tab. A: Sviluppo dell'energia geotermoelettrica 2010-2030 con relativi risparmi di petrolio e riduzione di CO₂ emessa
(2010-2030 development of geothermal power generation, with oil savings and avoided CO₂ emissions)

Anno/Year	2010	2020	2030
SCENARIO I			
Potenza installata (MWe) 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 ₂ evitata (kTonnes/y) Avoided CO ₂ emissions	3 200	4 140	5 700
SCENARIO II			
Potenza installata (MWe) 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 ₂ evitata (kTonnes/y) Avoided CO ₂ emissions	3 200	4 380	7 200

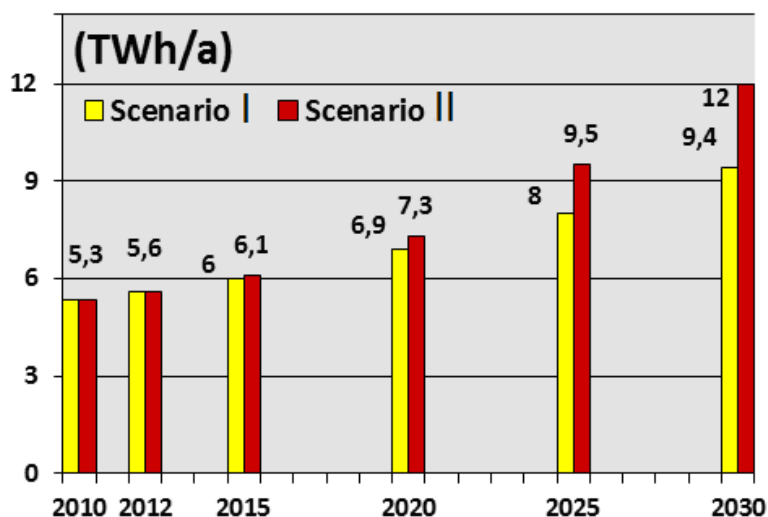


Fig. II/A: Sviluppo della produzione geotermoelettrica lorda 2010-2030 secondo gli Scenari I e II
(2010-2030 development of geothermal generation under Scenarios I and II)

Tab. B : Sviluppo degli usi diretti 2010-2030 con relativi risparmi di petrolio e riduzione di CO₂ emessa
(2010-2030 development of direct uses, with oil savings and avoided CO₂ emissions)

Anno/Year	2010	2020	2030
SCENARIO I			
Potenza installata (MW _{th}) 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 ₂ evitata (kTonnes/y) Avoided CO ₂ emissions	800	1 640	4 060
SCENARIO II			
Potenza installata (MW _{th}) 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 ₂ evitata (kTonne/y) Avoided CO ₂ emissions	800	1 920	5 620

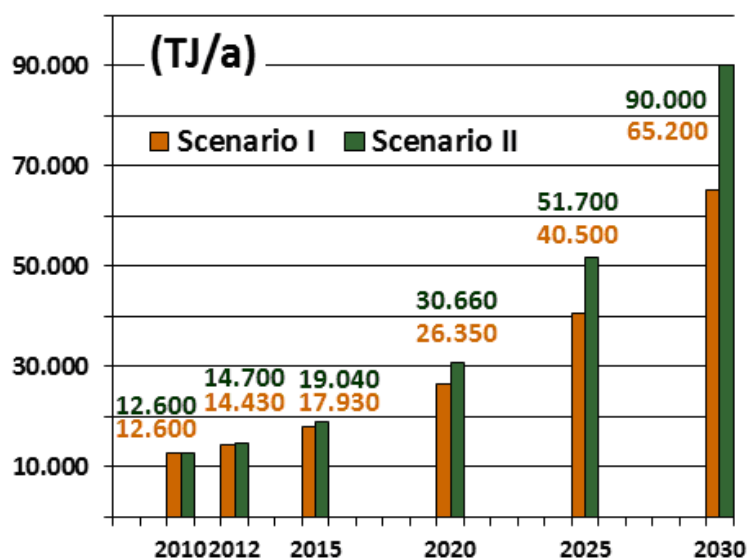


Fig. II/B : Sviluppo degli usi diretti (pompe di calore incluse) fino al 2030 secondo gli Scenari I e II
(2010-2030 development of direct uses including heat pumps under Scenarios I and II)

Sulla distribuzione regionale dell'energia prodotta si pensa 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 di questo decennio.

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, si stima una crescita progressiva, rispetto al totale degli usi diretti stessi, dai 1.700 TJ/a del 2010 a quasi 4.700 TJ/a nel 2020 ed a 15.000 TJ/a nel 2030 secondo lo Scenario II, passando così dall'attuale 13,5% a ~ 17% nel Dicembre 2030.

Per il contributo specifico dei differenti comparti degli usi diretti (climatizzazione di ambienti, termalismo, usi agricoli, itticoltura, processi industriali ed altri usi minori), si stima per tutti un importante incremento in valore assoluto; ma la climatizzazione di ambienti, già al primo posto nel 2010 con il 38 %, diventerà via via più importante fino a costituire nel 2030 oltre il 60% del totale.

4. Benefici attesi dallo sviluppo della geotermia fino al 2030

Tali benefici possono essere ricondotti a due gruppi principali: **i)** tecnici ed ambientali; ed **ii)** economico-sociali e scientifici.

4.1) Benefici tecnici ed ambientali

Dai valori esposti nelle Tabelle A e B per la produzione geotermo-elettrica e per gli usi diretti si evince che i benefici ottenibili con l'uso di risorse geotermiche fino al 2030 possono essere quantificati come segue.

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.

Si nota così che il petrolio equivalente risparmiato con lo sviluppo degli usi diretti può giungere ad avere nel 2030, in

In terms of regional distribution, geothermal power generation is estimated to come from Tuscany, but only until 2015; afterwards, beginning in the second half of this decade, it is expected to start coming also from other Italian Regions.

The share of geothermal power generated in the latter Regions may attain by 2030, 18% of the total under Scenario I, and 25% under Scenario II.

Concerning direct uses, the share obtained by geothermal heat pumps is estimated to progressively rise from 1,700 TJ/yr in 2010 to nearly 4,700 TJ/yr in 2020 and to 15,000 TJ/yr in 2030 under Scenario II, thus from 13.5% at present to roughly 17% by December 2030.

All types of direct uses (space heating and cooling, balneotherapy, farming, fisheries, aquaculture, industrial processes and other minor uses) are projected to increase in absolute terms.

However, space heating and cooling, ranking first in 2010 (38%), will grow faster than other uses, hitting over 60% of the total by 2030.

4. Benefits expected from geothermal development until 2030

*These are of two main types: **i)** technical and environmental; and **ii)** economic-social and scientific.*

4.1) Technical and environmental benefits

The values shown in Tables A and B for geothermal generation and direct uses quantify as follows the benefits resulting from the exploitation of geothermal resources until 2030.

a) Savings in terms of oil-equivalent:

- for Scenario I: 1.94 (1.31+0.63) MTOE in 2020, and 3.35 (1.79+1.56) MTOE in 2030;

- for Scenario II: 2.13 (1.39+0.74) MTOE in 2020 and 4.44 (2.28+2.16) MTOE in 2030.

These figures indicate that, in 2030, the savings in terms of oil-equivalent which can be achieved by direct uses are almost equal

entrambi gli Scenari, importanza economica quasi eguale a quella dell'energia geotermoelettrica. Pertanto, a seconda del maggiore o minore contributo che i *sistemi geotermici non convenzionali* potranno dare alla crescita dell'energia geotermoelettrica, è possibile che i ruoli di prevalenza tra queste due forme di utilizzazione del calore terrestre dopo il 2030 si invertano.

b) Riduzione di CO₂ 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.

c) Contributo alla copertura dei consumi totali di energia

Partendo dai 185 MTEP prima indicati per il 2010, ed ipotizzando che i consumi totali di energia primaria continuino a diminuire fino al 2015, ma che tornino poi a crescere negli anni successivi per giungere a ~ 200 MTEP nel 2020 ed a ~ 230 MTEP nel 2030, si ricava che il contributo complessivo della geotermia al risparmio di petrolio equivalente potrà aumentare dallo 0,71 % del 2010 all'1 % circa nel 2020 per entrambi gli Scenari, per giungere poi nel 2030 all'1,5 % nel caso dello Scenario I ed al 2% nel caso dello Scenario II.

4.2) Benefici economico-sociali e scientifici

Oltre a quelli tecnici ed ambientali sopra detti, si stima che lo sviluppo della geotermia fino al 2030 possa dar luogo ai seguenti altri benefici.

a) Nuovi posti di lavoro fisso (laureati, tecnici, operai), giungendo gradualmente a:

- nel caso dello Scenario I: 50.000 persone/anno al 2020, e 100.000 persone/anno al 2030;

- nel caso dello Scenario II: 100.000 persone/anno al 2020, e 200.000 persone/anno al 2030.

b) Nuovi investimenti (spese di personale, pozzi di sviluppo, costruzione di macchinari ed attrezzature, ed ogni altra spesa di sviluppo ad eccezione di quelle del punto seguente):

- nel caso dello Scenario I: 300 M€ fino al 2020, e 1.200 M€ fino al 2030;

to those obtained by geothermal power generation. As a result, depending on the contribution that non-conventional geothermal systems may give after 2030 to the growth of geothermal generation, the energy weight and economic importance of direct uses is likely to prevail over the energy weight and economic importance of geothermal power generation.

b) Avoided CO₂ emissions:

- for Scenario I: 5.78 (4.14+1.64) Mtonnes in 2020 and 9.76 (5.7+4.06) Mtonnes in 2030;

- for Scenario II: 6.30 (4.38+1.92) Mtonnes in 2020 and 12.82 (7.2+5.62) Mtonnes in 2030.

c) Contribution to coverage of total energy consumption

Total primary energy consumption (185 MTOE in 2010) is assumed to decrease until 2015 and to increase again in the following years, reaching some 200 MTOE in 2020 and 230 MTOE in 2030.

On this assumption, the overall contribution of geothermal energy to savings in terms of oil-equivalent will rise from 0.71% in 2010 to about 1% under both Scenarios I and II in 2020, reaching 1.5% under Scenario I and 2% under Scenario II by 2030.

4.2) Economic-social and scientific benefits

In addition to the above-cited technical and environmental benefits, geothermal development until 2030 is expected to yield the following other benefits.

a) New permanent jobs (graduates, technicians, workers), gradually reaching:

- under Scenario I: 50,000 jobs/yr by 2020 and 100,000 jobs/yr by 2030;

- under Scenario II: 100,000 jobs/yr by 2020 and 200,000 jobs/yr by 2030.

b) New investments (personnel expenses, drilling of any type, construction of machinery and equipment, and other development expenses, excluding those mentioned in the following point):

- under Scenario I: 300 M€ by 2020 and 1,200 M€ by 2030;

- *nel caso dello Scenario II*: 500 M€ fino al 2020, e 2.000 M€ fino al 2030.

c) Nuove attività di ricerca e sviluppo (in tutti i campi della geotermia, e specialmente in quello della ricerca e sperimentazione dei *sistemi geotermici non convenzionali* di alta temperatura per produzione di energia elettrica):

- *nel caso dello Scenario I*: 100 M€ fino al 2020, e 200 M€ fino al 2030;

- *nel caso dello Scenario II*: 200 M€ fino al 2020, e 400 M€ fino al 2030.

In particolare, allo scopo di effettuare una sperimentazione ampia delle tecnologie di utilizzazione dei *sistemi geotermici non convenzionali* nelle peculiari condizioni geologiche del territorio italiano, e per poter quindi avviare entro 10-12 anni da ora il loro sviluppo per produrre energia geotermoelettrica a scala commerciale, è necessario perforare fino al 2020 da 10 a 20 pozzi di studio profondi 3÷5 km, ubicati in siti geologicamente diversi tra loro. In alcuni di tali siti dovrebbero essere anche installati gruppi geotermoelettrici pilota di diverso tipo con cui effettuare prove di produzione prolungate.

Solo così potrà essere assicurata una ragionevole replicabilità delle condizioni di sfruttamento del serbatoio e di esercizio degli impianti di generazione dei sistemi in parola.

5. Misure necessarie per raggiungere gli obiettivi indicati

Gli obiettivi indicati dalle stime sono tecnicamente possibili. Esistono infatti in Italia sia le risorse geologiche e le competenze professionali per farlo, che i vantaggi economici ed ambientali che li giustificano; ma non possono essere raggiunti senza attivare i due seguenti, concatenati, gruppi di misure.

5.1) Misure a livello nazionale ed istituzionale:

- forte impegno del Governo, dei partiti politici e delle istituzioni per varare misure atte a favorire lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (**FER**) tra cui, in primo luogo, la geotermia;

- *under Scenario II*: 500 M€ by 2020 and 2,000 M€ by 2030.

c) New R&D (in all fields of geothermal energy, including but not limited to the implementation of a major R&D project focused on the development of non-conventional high-temperature systems for power generation):

- *under Scenario I*: 100 M€ by 2020 and 200 M€ by 2030;

- *under Scenario II*: 200 M€ by 2020 and 400 M€ by 2030.

In particular, the above-said R&D project on non-conventional geothermal systems is aimed at testing their characteristics in Italy's unique geological setting and at making it possible to start their systematic development for power generation 10-12 years from now. Thus, in the current decade, 10 to 20 investigation wells should be drilled down to 3÷5 km depth in geologically different sites. Pilot plants should also be installed in some of these sites in order to conduct long-term performance tests on the behavior of the geothermal reservoir under actual power generation conditions.

This is the only way to ensure that non-conventional systems are harnessed under repeatable conditions of reservoir exploitation and power plant operation.

5. Measures required to achieving the targets

The targets indicated by the projections are technically feasible because: **i)** Italy has all geological resources and specific professional skills needed to attain them; and **ii)** they are justified both from the economic and environmental viewpoints.

Nonetheless, their achievement requires the following sets of interrelated measures.

5.1) Measures at national and institutional level:

- strong commitment by Government, political parties and institutions to enacting legislation in support of renewables (**RES**) and, in particular, of geothermal energy;

- Piano Energetico Nazionale (**PEN**) con previsioni di sviluppo fino al 2030 di tutte le FER;
- incentivi certi e prolungati per le FER che hanno il minimo impatto ambientale;
- legislazione nazionale e linee guida specifiche per la formulazione di norme di sviluppo della geotermia secondo criteri omogenei tra le varie Regioni d'Italia;
- programmi di R&S nel settore delle FER, con "progetti finalizzati" per ciascuna di esse;
- per la geotermia, in particolare, è necessario realizzare entro il 2020 un progetto finalizzato speciale per lo sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali*;
- campagne sistematiche di informazione pubblica per illustrare i vantaggi economici ed ambientali derivanti dall'utilizzazione del calore della Terra.

5.2) Misure a livello regionale e locale:

- Piano di indirizzo energetico in tutte le Regioni d'Italia, con quantificazione degli obiettivi per ciascuna delle FER. Per la geotermia, in particolare, ogni Piano dovrebbe poter contare su normative specifiche riguardanti lo sviluppo degli usi diretti;
- censimento su base regionale dei principali poli di consumo di energia per valutare la domanda di calore e quantificare la quota attesa dallo sviluppo della geotermia;
- studi comparati di mercato della domanda di calore a bassa temperatura;
- quantificazione della CO₂ emessa dalle diverse fonti di energia per il riscaldamento degli ambienti;
- modifica dei vecchi impianti di riscaldamento in almeno metà degli edifici pubblici e loro sostituzione con impianti alimentati da FER, con priorità per quelli alimentati da calore terrestre;
- incentivi per l'installazione di impianti di climatizzazione geotermici nei nuovi grandi edifici;
- formazione di progettisti, installatori e manutentori di impianti di climatizzazione con pompe di calore geotermiche;
- campagne informative nelle scuole sulla natura ed i vantaggi dell'uso del calore geotermico.

- *National Energy Plan (NEP) including goals of development of all RES until 2030;*
- *secure and prolonged incentives for RES with no or minimum environmental impact;*
- *national legislation and specific guidelines aimed at harmonizing regional regulations on geothermal development;*
- *R&D programs with project objectives targeted at each RES;*
- *a special R&D project focused on "non-conventional geothermal systems", to be implemented within 2020;*
- *systematic campaigns to build awareness among the public at large of the economic and environmental advantages of the Earth's heat.*

5.2) Measures at regional and local level:

- *Regional energy plans for all Italian Regions, with quantitative targets for each RES, including geothermal. For the latter, in particular, each plan should rely on regulations specifically tailored to the development of direct uses;*
- *regional surveys of energy-intensive areas in order to assess heat demand and quantify the expected share from geothermal development;*
- *comparative market studies on demand for low-temperature heat;*
- *quantification of CO₂ emissions from the different sources of energy used for space heating;*
- *replacement of old heating systems in at least half of public buildings with systems using RES. Priority should be given to the use of natural heat;*
- *financial incentives for installation of geothermal heating & cooling systems in new large buildings;*
- *training of geothermal heat pump designers, installers and maintenance operators;*
- *campaigns in schools to raise awareness of the Earth's heat and its advantages.*

1. Introduzione e scopo del lavoro

I dati su cui erano basate le previsioni di sviluppo della geotermia italiana fino al 2020, fatte dall'UGI a partire da Ottobre 2005, furono pubblicati nel Settembre 2006 in un fascicolo speciale del Notiziario UGI intitolato *La Geotermia: Ieri-Oggi-Domani*. Successivamente, siccome esso si era rapidamente esaurito, e nel frattempo due importanti organizzazioni (CNG/Consiglio Nazionale dei Geologi, ed ATI/Associazione Termotecnica Italiana), condividendo le stime dell'UGI, avevano espresso il desiderio di divulgarle tra i propri soci e di contribuire a farle conoscere alle istituzioni coinvolte in problemi di energia ed al pubblico, il fascicolo fu aggiornato e pubblicato con lo stesso titolo in 20.000 copie nel Dicembre 2007. Venne anche preparato un documento di sintesi delle suddette stime (intitolato *Il Manifesto della Geotermia Italiana*) che, ancora a cura dell'UGI, del CNG e dell'ATI, fu stampato in veste di pieghevole in 5000 copie in italiano e 2000 in inglese, e diffuso ampiamente in Italia ed all'estero, soprattutto in ambito UE.

Le previsioni erano state fatte secondo un doppio scenario di crescita, uno prudente, basato sul trend di sviluppo allora corrente delle condizioni economico-sociali del Paese, e l'altro alquanto ottimistico, nella ipotesi che fosse possibile avviare subito un processo di sviluppo economico-sociale trainato da scelte politiche orientate in senso ecologico, con l'accelerata valorizzazione delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia, ivi inclusa la geotermia. Si pensava così che si fosse potuto sviluppare molto, ed in via prioritaria, il calore di media e bassa temperatura di cui l'Italia ampiamente dispone. Per quanto riguarda in particolare lo Scenario I, considerando il trend crescente del costo del petrolio alla fonte verificatosi dal 2000 al 2005 (tasso di incremento medio annuo di oltre il 10 %: ved. Cap.3 - *Fig. 17*), e siccome tutti gli esperti del settore erano concordi nel ritenere irreversibile l'aumento del costo in parola, si era ipotizzato che esso potesse giungere a 90-100 US \$/barile nel 2010 ed a 200 US \$/barile nel 2020. Si pensava di conseguenza che un aumento così forte avrebbe favorito l'accelerato sviluppo di tutte le fonti rinnovabili di energia, e quindi anche del calore geotermico.

Sia pure con qualche ritardo, che poteva essere recuperato in pochi anni, le cose sembravano dirigersi in questo senso quando, verso la fine del 2007, cominciarono a soffiare i venti della crisi economica che ha colpito poi pesantemente il mondo a partire dal 2008. Il prezzo del petrolio alla fonte, perciò, continuò a crescere, sia pure ad un ritmo più contenuto, nel 2006 e 2007, e subì un forte rincaro nel 2008 cui seguì un notevole ribasso nel 2009 ed una nuova risalita nel 2010. Esso si è infine attestato nel 2010 intorno ad 80 US \$/barile (ved. ancora *Fig. 17*).

A questa situazione di fondo si sono aggiunti nel periodo 2006-2009 i seguenti fatti che hanno causato lo slittamento di molte attività geotermiche, sia di alta che di media e bassa temperatura:

- il mancato varo del Piano Energetico Nazionale, con la definizione degli obiettivi assegnati a ciascuna delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia;
- la ritardata emissione della Legge n.896/86 sul riassetto della geotermia, avvenuta poi in forma di Decreto (n. 22/2010) solo l'11/2/2010;
- la mancata formulazione da parte di molte Regioni d'Italia del loro Piano di Indirizzo Energetico Regionale, con la definizione degli obiettivi attesi dalle fonti rinnovabili di energia. Nel caso della Toscana, per la verità, il Piano è stato fatto, ma il calore di media e bassa e temperatura destinabile agli usi diretti è stato quasi ignorato, a dispetto del grande potenziale di cui questa Regione dispone;
- congelamento degli incentivi allo sviluppo della geotermia, già per altro di per sé limitati. Questa fonte pertanto, pur essendo la più importante delle energie rinnovabili e non convenzionali, e pur avendo grandi possibilità di applicazione su tutto il territorio nazionale, è diventata dal punto di vista degli incentivi la cenerentola di tutte;
- interruzione o slittamento nella costruzione dei primi, benché piccoli, gruppi geotermoelettrici in Sicilia (a Pantelleria ed in alcune delle isole Eolie);
- ritardi nella assegnazione da parte di molte Regioni di permessi di ricerca su aree suscettibili di sviluppo per usi geotermoelettrici e/o diretti, in attesa, a volte della nuova legge sul riassetto della

geotermia, ed altre volte a causa di difficoltà interpretative delle normative regionali in materia. Da quest'ultimo punto di vista basta ricordare che a partire da Settembre 2009, appena avuto sentore della imminente emissione del nuovo Decreto sul riassetto della normativa geotermica, hanno cominciato ad essere presentate in diverse Regioni d'Italia, ma soprattutto in Toscana, nel Lazio ed in Sicilia molte nuove istanze di permessi di ricerca per fluidi di media ed alta temperatura suscettibili di sviluppo per produrre energia elettrica e calore¹;

- slittamento o necessità di modifica di alcuni grandi progetti di riscaldamento urbano con l'uso anche di calore geotermico nell'Italia settentrionale (Milano, Bergamo, Grado, ed altri)

In breve, per l'insieme delle ragioni sopra dette, ha cominciato ad essere chiaro già nel 2009 che i ritardi accumulati negli ultimi 4-5 anni non erano più recuperabili e che i traguardi al 2020 indicati dalle stime fatte non erano più raggiungibili: non solo quelli ottimistici dello Scenario II, ma nemmeno quelli prudenti dello Scenario I, sia per la produzione di energia elettrica che per gli usi diretti.

D'altra parte, in linea con le politiche energetiche e gli obiettivi posti nel documento *UE 20-20-20*, si è verificata in questi ultimi anni nell'Europa dei 27 una forte attenzione verso le fonti rinnovabili e non convenzionali di energia, soprattutto per il riscaldamento di ambienti nei centri abitati, che costituisce il comparto di più ampie prospettive. Queste riguardano, in particolare, lo sviluppo del calore terrestre a bassa temperatura, in sostituzione dell'olio combustibile, del gas, e del carbone.

Nel nostro Paese, però, per le ragioni dette sopra, l'attenzione si è concentrata soprattutto verso le fonti solare ed eolica; per cui, il divario con altri Paesi avanzati dell'Europa per lo sviluppo degli usi diretti della geotermia, piuttosto che ridursi, è invece aumentato.

Al tempo stesso, hanno cominciato a circolare in sede comunitaria proposte di fare stime di crescita delle energie rinnovabili a lungo periodo, per vedere se ed in quale misura le affermazioni di principio fatte in ambito UE di puntare per il 2050 ad una *Europa tutta verde* hanno una base tecnico-scientifica utile ad impostare programmi di sviluppo nel settore energetico. Tali stime, avviate da pochi mesi ed ancora in corso, prevedono tappe di crescita al 2020 ed al 2030.

Per quanto sopra, considerando le più recenti tendenze del mercato energetico europeo verso un accelerato sviluppo di tutte le forme non convenzionali di energia, e tenendo presente la necessità di valutare le risorse geotermiche potenzialmente sfruttabili in Italia alla luce di nuove ipotesi sui diversi tipi di sistemi geotermici esistenti, sulla profondità dei pozzi di produzione di fluidi ad alta temperatura, e sulle più avanzate tecnologie di utilizzazione del calore naturale, allo scopo di fornire alle autorità competenti un quadro aggiornato dei possibili obiettivi di crescita della geotermia italiana in un futuro di breve-medio termine, l'UGI ha deciso di anticipare di circa un anno la revisione delle precedenti stime fatte fino al 2020. Tale revisione, d'altra parte, anche se non fosse già stata decisa prima, si sarebbe resa necessaria dopo l'esito del referendum del Giugno 2011 a seguito del quale i programmi di sviluppo dell'energia nucleare in Italia sono stati cancellati.

Inoltre, per collocare in un quadro di visione più ampia il contributo che l'energia geotermoelettrica ed il calore per usi diretti potrebbero dare alla copertura dei fabbisogni energetici del Paese, è stato deciso di fare proiezioni di stima fino al 2030, ancora secondo due scenari: uno prudente (Scenario I), e l'altro più ambizioso (Scenario II), come verranno definiti nel paragrafo 3.3).

E' questo lo scopo del lavoro in oggetto, fatto da un gruppo di esperti in diverse discipline della geotermia, tutti soci dell'UGI.

¹ L'elenco completo delle istanze di permesso di ricerca presentate dal 2009 ad Ottobre 2011, con l'indicazione di quelle già accolte fino a Giugno 2011, con la loro ubicazione, è dato nell'*Appendice A*.

2. Il quadro di riferimento per le stime

2.1) Inquadramento geologico dell'Italia

2.1.1) Generalità

Il settore litosferico sul quale sorge l'Italia è caratterizzato da flussi di calore nell'insieme piuttosto elevati, che in alcune zone salgono a valori molto alti, tali da suscitare grande interesse sia per gli aspetti scientifici, sia per quelli inerenti la conoscenza e l'utilizzazione del calore terrestre.

Più in particolare, regioni relativamente meno calde, con valori di flusso conduttivo intorno a quelli medi mondiali, compresi tra 40-50 e 60-70 mW/m² (a parte locali anomalie positive) sono: l'arco alpino, la media e bassa Pianura Padana, l'Appennino centro-meridionale, la depressione adriatico-molisano-bradanica, la piattaforma pugliese, l'arco calabro, ed alcuni settori della Sicilia meridionale e della Sardegna (Della Vedova *et alii*, 2001)².

A fronte di quelli sopra detti, valori alquanto superiori si hanno nell'Appennino settentrionale (65-75 mW/m²) ed all'estremità nord-orientale del Bacino Provenzale (90-100 mW/m²).

Flussi decisamente maggiori si trovano invece lungo la fascia pede-appenninica prospiciente il Mar Tirreno (dalla Toscana fino alla trasversale di Napoli) ed in tutto il bacino tirrenico centro-meridionale, dove si hanno flussi mediamente superiori a 100-150 mW/m², con zone ristrette che superano i 400-500 mW/m².

Tutta questa ricchezza di calore è dovuta alle particolari circostanze geodinamiche che da circa 15 Ma (a partire cioè dal Miocene medio) hanno iniziato a coinvolgere e deformare l'architettura della catena alpino-appenninica costruita dall'orogenesi cretaceo-terziaria.

I lineamenti di questa architettura, ed i tempi in cui essa si è sviluppata, sono ben conosciuti grazie alla grande quantità di contributi scientifici che si susseguono da circa un secolo e mezzo da parte di numerosi studiosi italiani e stranieri, con alternanza di pubblicazioni di sintesi e di analisi e discussioni, in una costante produzione da un lato di ulteriori dati, e dall'altro di nuove idee da approfondire.

Tralasciando per ora gli scenari geodinamici degli ultimi milioni di anni, diamo innanzitutto un rapido sguardo ai tratti essenziali della evoluzione del sistema orogenetico alpino-appenninico.

2.1.2) Dal Paleozoico inferiore-medio al Cretaceo superiore

La struttura geologica dell'Italia e dell'immediato circondario è formata da rocce del basamento paleozoico e da dominanti successioni sedimentarie, depostesi sulle precedenti ed insieme ad esse deformate ed in parte metamorfosate durante la suddetta orogenesi cretaceo-terziaria.

Ma oltre alle giovani fattezze di questa costruzione, le rocce del basamento paleozoico *sensu lato* contengono le testimonianze di un evolversi di processi geologici che prendono le mosse dal Paleozoico inferiore, quando ".....una fascia di microcontinenti, detti *European Hunic Terranes*, tra i quali era presente anche la porzione (detta "Adria" *sensu stricto*, ved. più avanti) dell'attuale orogene italiano, si distaccò dal grande paleocontinente detto "Gondwana" causando l'apertura di un ampio bacino oceanico, noto come "Paleotetide" ..." (Stampfli e Borel, 2004)³ (**Fig. 1A**).

Gli *European Hunic Terranes* si spostarono gradualmente verso la megaplaacca detta "Laurussia" (**Fig. 1B**), contro la quale nel Devoniano arrivarono a collidere, accorpandosi ad essa. Subito dopo la crosta oceanica della "Paleotetide", a tergo della predetta collisione e da poco arrivata alla sua estensione massima, iniziò ad essere subdotta verso Nord in una dinamica che portò alla chiusura

² Della Vedova B., Bellani S., Pellis G., Squarci P., 2001. Deep temperatures and surface heat flow distribution. In: Vai G.B., Martini P. (eds.) Anatomy of an orogen: the Apennines and adjacent Mediterranean basins. Kluwer Acad. Publ., 65-76.

³ Stampfli G. M., Borel G. D., 2004. The TRANSMED transects in space and time: constraints on the palaeotectonic evolution of the Mediterranean domain. In: Cavazza W., Roure F., Spakman W., Stampfli G.M., Ziegler P.A., (eds.). The TRANSMED Atlas – The Mediterranean region from crust to mantle. Springer, Berlin Heidelberg.

del suo settore occidentale per collisione della parte occidentale della placca africana contro “Laurussia” (**Fig. 1C**), con il conseguente sviluppo della catena varisica.

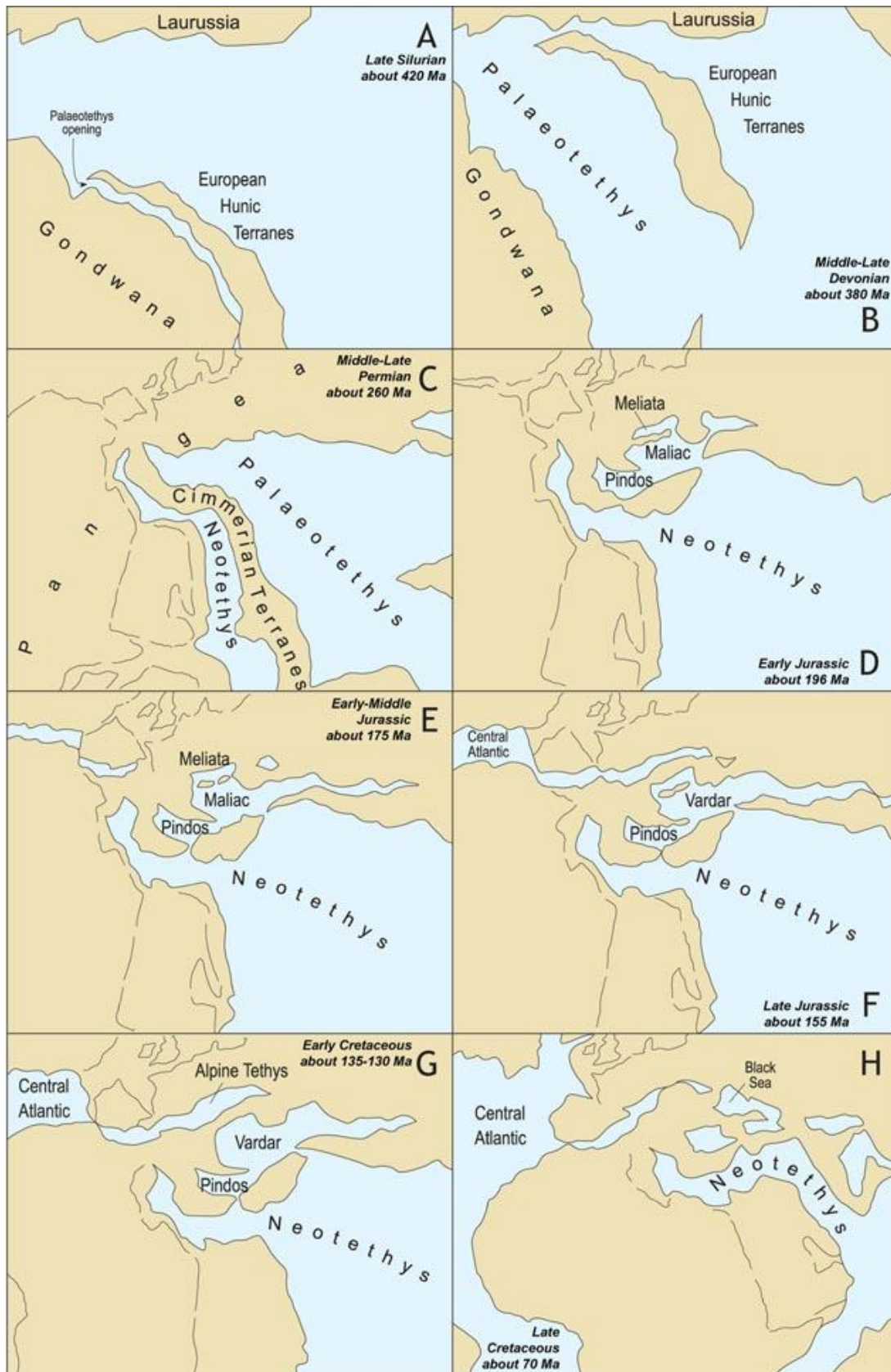


Fig. 1: Rappresentazioni schematiche dei successivi scenari paleogeografici e paleotettonici dal Paleozoico medio al Cretaceo superiore per il settore che interessa l'attuale territorio italiano (ridisegnato e semplificato da Stampfli e Borel, 2004)³.

Nel sistema Alpi-Appennino, la tettonica devoniana sembra testimoniata da relitti strutturali rinvenuti nelle rocce di basamento di alcune unità austroalpine ed elvetiche, rispettivamente nelle Alpi orientali (Austria) e centro-occidentali (Svizzera), mentre l'orogenesi varisica è ben documentata in praticamente tutti i "nuclei" pre-alpini delle Alpi e dell'Italia peninsulare-insulare.

Il fenomeno orogenetico varisico termina nel Carbonifero superiore quando la neonata catena, già interessata dal sollevamento post-collisionale e dall'associata tettonica distensiva, subisce l'intrusione di imponenti plutoni/batoliti e viene ricoperta in discordanza da depositi clastici.

A scala globale il periodo post-varisico è caratterizzato dalla configurazione paleogeografica nota come "Pangea"; ma già a partire dal limite Carbonifero-Permiano si imposta un nuovo bacino oceanico, la "Neotetide", grazie alla fratturazione e separazione (*rifting*) da "Gondwana" dei così detti *Cimmerian Terranes* (**Fig. 1C**), seguito dalla loro progressiva migrazione verso i vasti settori nord-orientali della "Paleotetide", la cui crosta oceanica veniva nel frattempo subdotta in direzione settentrionale al di sotto del margine di "Eurasia".

Questa continua subduzione lungo il margine euro-asiatico innescò a sua volta l'apertura di limitati bacini oceanici di retroarco (**Fig. 1D**) che ebbero diverse evoluzioni: alcuni furono suturati durante l'evento orogenetico cimmerico (Triassico medio-superiore), ma altri rimasero aperti, e la loro ritardata chiusura indusse la formazione di nuovi bacini di retroarco.

E' in tale quadro che intorno al Giurassico inferiore si impostano la rottura con inarcamento (*break-up*) dell'Atlantico, e cioè l'apertura del bacino oceanico atlantico con l'impostazione della dorsale medio-atlantica (**Fig. 1E**), e la "Tetide" alpina (**Fig. 1F**).

In quest'ultima, di nostro più diretto interesse, si svilupparono i vari stadi di allargamento ed approfondimento dell'oceano alpino-appenninico, fino alla definitiva lacerazione della vecchia crosta continentale nel Giurassico superiore.

Si delinea quindi una "Neotetide" che, come sostengono Stampfli e Borel (2004)³:

- non è, come ritenuto per lungo tempo, un largo ed unitario dominio oceanico per lo più di età mesozoica, posto tra "Gondwana" ed "Eurasia";
- al contrario, l'ampia e lunga fascia di quest'oceano adiacente al margine di "Eurasia" è stata nel tempo cosparsa di svariati blocchi continentali strappati da quello stesso margine, ciascuno di forma e dimensioni differenti, e separati tra loro da bacini oceanici di retroarco;
- questi ultimi non hanno attinenza diretta con la "Neotetide" e sono indicati in letteratura con nomi locali (*Meliata, Maliac, Pindos, Vardar*, ecc.);
- tra di essi figurano anche i bacini da cui sono nate diverse unità tettoniche ofiolitifere, oggi presenti nella struttura alpina, separate da unità formate da rocce continentali;
- tra questi bacini il più importante è senza dubbio quello ligure-piemontese ("Tetide alpina", **Fig. 1G**), che nel Cretaceo superiore inizia ad essere interessato dal fenomeno orogenetico alpino-appenninico (**Fig. 1H**).

Com'è noto, l'orogenesi alpino-appenninica si sviluppò in modi e tempi diversi per le Alpi e per l'Appennino, in un regime di convergenza a grande scala tra i margini iberico-euro-asiatico e quello arabo-africano; quest'ultimo nel settore della "Tetide alpina" è denominato "margine adriatico" o più semplicemente "Adria".

2.1.3 L'orogenesi alpino-appenninica: nascita e sviluppo delle Alpi

Soffermandoci ora in particolare sulla catena alpina (**Fig. 2**; Dal Piaz *et alii*, 2003)⁴, bisogna ricordare che le testimonianze dell'inizio del regime convergente si trovano nelle Alpi orientali (dominio austroalpino orientale), dove strutture nate dalla probabile sutura della parte occidentale dell'oceano *Vardar* sono ricoperte in discordanza dai sedimenti clastici della così detta "Serie di Gosau" del Cretaceo superiore.

⁴ Dal Piaz G.V., Bistacchi A., Massironi M., 2003. *Geological outline of the Alps*. Episodes, 26, 175-180.

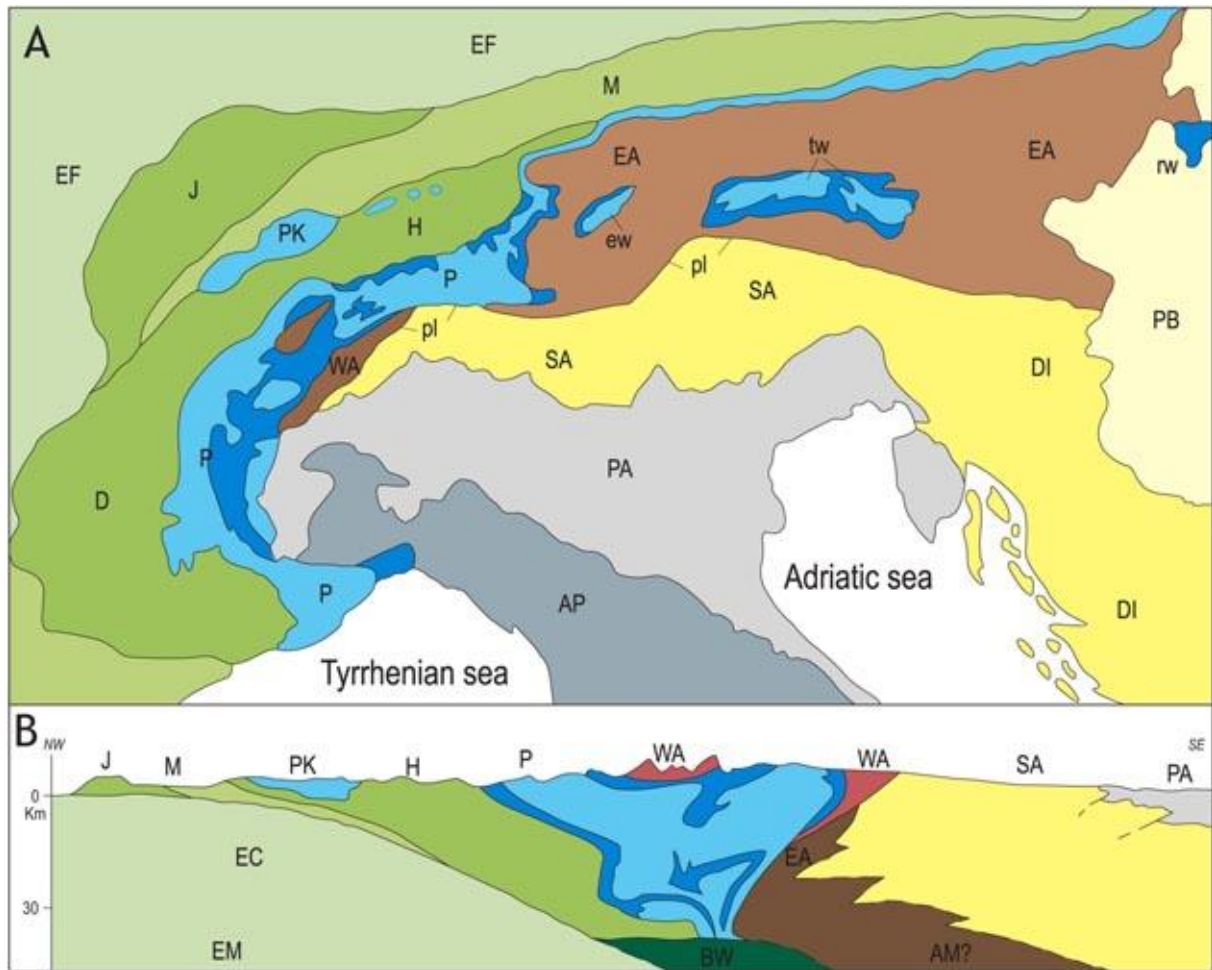


Fig. 2 -Schema tettonico e sezione geologica delle Alpi (semplificati e ridisegnati da Dal Piaz et alii, 2003) ⁴.

La sezione va dalla Pianura Padana (SE) alla catena del Giura (NW). **WA** ed **EA**: Dominio Austroalpino occidentale ed orientale. **P**: Dominio Pennico con unità continentali (celeste) ed ofiolitiche (blu): queste affiorano anche nei klippen delle Prealpi Svizzere (**PK**) e nelle finestre tettoniche di Engadina (**ew**), Tauri (**tw**) e Rechnitz (**rw**). **pl**: faglie periadriatiche (*periadriatic lineament*). **H** e **D**: Dominio Elvetico-Delfinese. **J**: catena del Giura. **M**: Molassa dell'avampaese. **SA**: Alpi meridionali. **DI**: Dinaridi. **AP**: Appennino settentrionale. **PA**: Pianura Padana ed avampaese adriatico. **PB**: Bacino Pannonico. Nella sezione, **EC**: crosta continentale europea. **EM**: mantello europeo. **BW**: scaglie sepolte di mantello europeo. **AM?**: mantello austroalpino.

Ma, subito dopo, la convergenza coinvolge tutti i domini paleogeografici delle future Alpi con la progressiva subduzione della crosta oceanica piemontese sotto il margine di "Adria", fino al compiersi della collisione nell'Eocene. Questa lunga tettonica compressiva, indicata come "Fase eoalpina", porta alla formazione, di fronte al margine attivo di "Adria", di un potente cuneo accrezionale (unità tettoniche penniche ed austroalpine) sotto il quale vengono subdotte verso S-SE le unità tettoniche del dominio elvetico più interno.

Dal limite superiore dell'Eocene inizia poi un periodo in cui il complesso in subduzione subisce sollevamento tettonico accompagnato da diffusa retrocessione metamorfica a carico delle unità tettoniche in precedenza subdotte in profondità ed interessate da metamorfismo eclogitico. E' la cosiddetta "Fase mesoalpina", che nell'Oligocene viene seguita da magmatismo post-collisionale con intrusioni e sistemi filoniani dalla bassa Valle d'Aosta alle Alpi orientali, lungo un allineamento che è oggi noto come "sistema delle faglie periadriatiche" (**pl** in **Fig. 2A**).

Questo magmatismo termina nell'Oligocene superiore per la ripresa dell'attività compressiva, denominata "Fase neoalpina", che si manifesta principalmente attraverso:

- l'accrezione (e cioè l'accatastamento) al fronte del cuneo orogenetico, di unità tettoniche

generatesi dal dominio elvetico più esterno,

- un assetto tettonico regionale a vergenza opposta, sviluppato principalmente a carico delle successioni sudalpine di copertura.

Più in particolare, la rinnovata tettonica di sovrascorrimento (*thrusting*) Europa-vergente produce l'accavallarsi delle unità elvetiche più esterne al di sopra di parte del bacino molassico dell'avampaese alpino, e l'avanscorrimento del fronte delle falde penniche che vanno a formare le Prealpi svizzere (**Fig. 2B**). Sul versante italiano dell'orogene, invece, le nuove vergenze meridionali/sud-orientali delle unità sudalpine (**Fig. 2B**) sono imposte dalla spinta prodotta da "Adria" contro la parte interna del cuneo orogenetico pennico-austroalpino.

Inoltre, a scala regionale quest'ultimo subisce estrusione tettonica sia verticale che orizzontale (verso E-NE) che si realizza attraverso *i*) progressivo sollevamento (*uplift*) e denudamento, grazie soprattutto a faglie dirette a basso angolo con cinematica parallela alla catena, ed *ii*) conseguente creazione di vaste finestre tettoniche nelle Alpi austriache (Engadina, Tauern e Rechnitz più ad oriente, **Fig. 2A**).

2.1.4) L'orogenesi alpino-appenninica: evoluzione del settore Liguria-Toscana-Corsica

Esaminiamo ora in breve il settore di passaggio tra Alpi occidentali ed Appennino settentrionale, del quale restano ampie seppur discontinue testimonianze in Liguria, Toscana (arcipelago e fascia costiera) e Corsica nord-orientale.

L'evoluzione cretaceo-terziaria in questo settore cruciale del sistema orogenetico italiano è stata riassunta da Molli (2008)⁵, in un recente lavoro di sintesi dal quale possiamo desumere le seguenti, essenziali considerazioni (**Fig. 3**).

Un primo fatto da porre in risalto è che anche in questo settore della "Tetide" sono presenti blocchi continentali come residui dell'allontanamento (*rifting*) e della successiva migrazione (*drifting*) avvenuti nel Giurassico. Essi sarebbero all'origine dei lembi di rocce pre-alpine con coperture triassico-liassiche costituenti distinti corpi tettonici nella zona di Sestri-Voltaggio (Liguria centrale), nelle Unità di Nebbio e di S. Lucia (Corsica NE), e nell'orogene mediterraneo occidentale (Calabria, Peloritani, Kabylie, Alboran).

Posto all'altezza della Toscana meridionale, l'angolo NE della Corsica conserva i lineamenti strutturali della "Fase eoalpina", associati alla subduzione verso E-SE del settore del bacino oceanico prospiciente la placca europea. Questo primo stadio di convergenza causa lo sviluppo di strutture alpino-vergenti in successioni ofiolitiche con metamorfismo eclogitico datato circa 84 Ma (Cretaceo superiore), associate agli *schistes lustrés* corsi. Ma, all'altro margine della "Tetide ligure" (cioè nel dominio ligure del futuro Appennino settentrionale), la stessa tettonica è anche responsabile di deformazioni rappresentate da accumuli sedimentari (*melanges*), discordanze e scagliature tettoniche.

Lungo la trasversale ligure, invece, il procedere della convergenza Europa-"Adria" fino alla collisione eocenica porta le Unità di flysch ad elmintoidi liguri (compresa almeno parte di quelle del dominio ligure appenninico) ad occupare i livelli strutturali superiori del cuneo di accrezione alpino.

Secondo Molli (2008)⁵ la collisione ed una serie di concomitanti fenomeni più o meno locali determinano il blocco della subduzione "alpina" verso oriente e l'innesco di quella "appenninica" verso occidente. Al limite Eocene-Oligocene, quest'ultima porta alla completa chiusura del bacino oceanico ligure, con la collisione del blocco sardo-corso contro il margine di "Adria" e con subduzione dei basamenti del dominio subligure e di parte delle successioni sedimentarie toscane.

A scala regionale, inoltre, a partire dall'Oligocene superiore-Miocene la subduzione "appenninica" genera magmatismo calcalkalino di arco in Sardegna ed in Corsica meridionale, con gli associati fenomeni di *i*) *rifting* di retroarco e nascita del bacino ligure-provenzale (30-21 Ma), *ii*) sviluppo in

⁵ Molli G., 2008. Northern Apennine - Corsica orogenic system: an updated overview. In: Siegesmund S., Fügenschuh B., Froitzheim N. (eds.) Tectonic aspects of the Alpine-Dinaride-Carpathian system. Geol. Soc. London, spec. pub.298, 413-442.

quest'ultimo di neocrosta oceanica (21-18 Ma), ed *iii*) successiva rotazione verso oriente del blocco sardo-corso (19-16 Ma) distaccatosi dal corpo principale del paleocontinente Iberia-Europa.

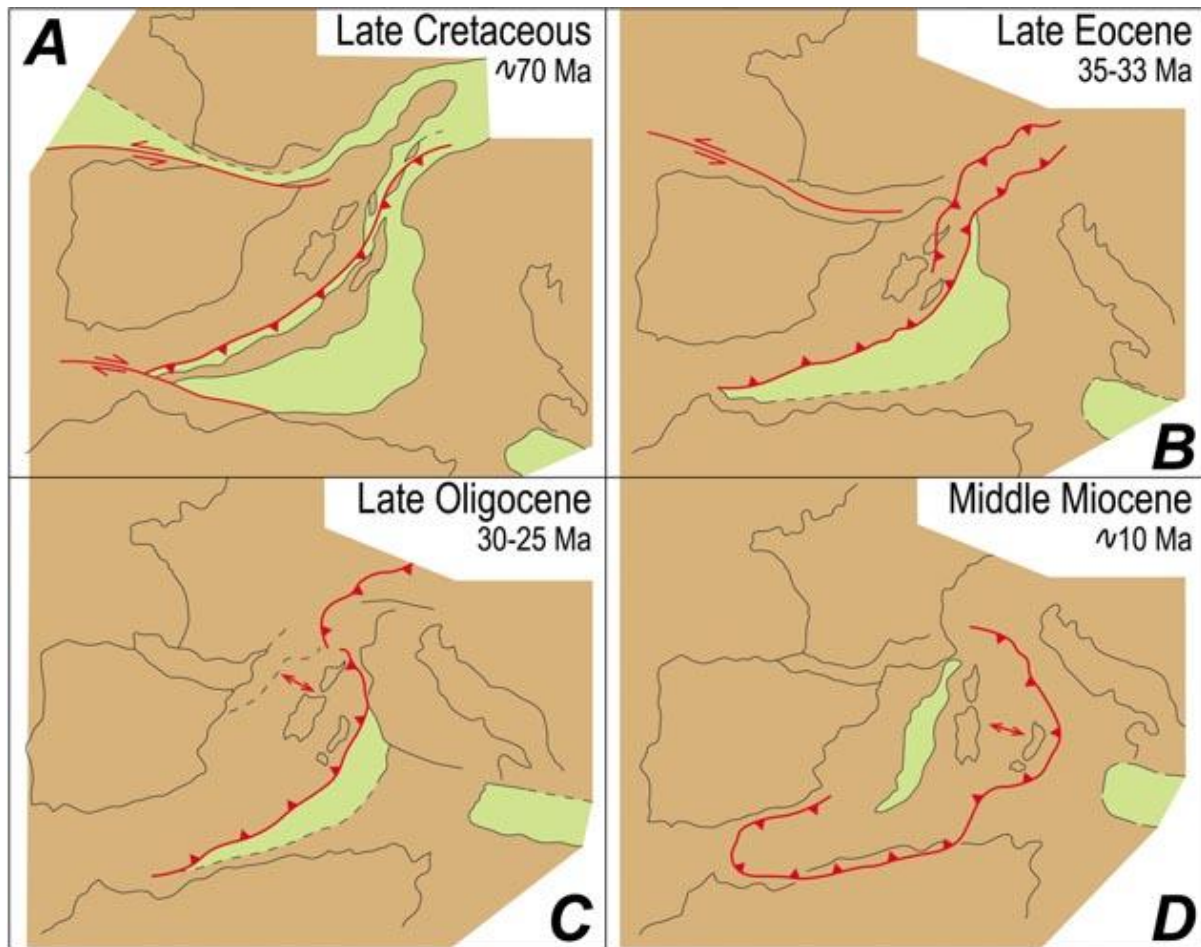


Fig. 3: Carte paleotettoniche del Mar Mediterraneo occidentale (ridisegnato e semplificato da Molli, 2008) ⁵.

Marrone: crosta continentale. **Verde:** crosta oceanica. Le linee rosse con le coppie di frecce (**A** e **B**) sono trascorrenti regionali, quelle con i triangoli rappresentano subduzioni. Le doppie frecce rosse indicano l'aprirsi del bacino ligure-provenzale (**C**) e di quello tirrenico (**D**).

2.1.5) L'orogenesi alpino-appenninica: nascita e sviluppo dell'Appennino

A questo punto si può passare alla "Fase appenninica" dell'orogenesi cretaceo-terziaria, responsabile della strutturazione della catena appenninico-maghrebide.

In un recente lavoro, Elter *et alii* (2003) ⁶ descrivono la struttura generale degli Appennini come quella di una catena orogenica formata da una pila di unità tettoniche accavallate, con vergenza generale verso "Adria", al di sopra dei limiti interni delle successioni terrigene del Pliocene superiore-Pleistocene dell'avanfossa adriatica e del margine poco deformato dell'avampaese. In Sicilia, invece, il tratto siculo della catena maghrebide mostra una struttura a sovrascorrimenti verso meridione, dove affiora parte dell'avampaese ibleo.

Secondo i medesimi autori, la catena si sviluppa per deformazione di due principali domini paleogeografici (**Fig. 4**):

- il dominio interno con le successioni dal Giurassico all'Oligocene dell'oceano ligure-piemontese

⁶ Elter P., Grasso M., Parotto M., Vezzani L., 2003. Structural setting of the Apennine-Maghrebian thrust belt. Episodes, 26, 205-211.

e con quelle dell'Unità sub-ligure di Canetolo nell'Appennino settentrionale, e dell'Unità sicilide nell'Appennino meridionale ed in Sicilia;

- il dominio esterno rappresentato dalle successioni dal Triassico al Miocene inferiore del margine continentale passivo del paleocontinente "Adria"-Africa.

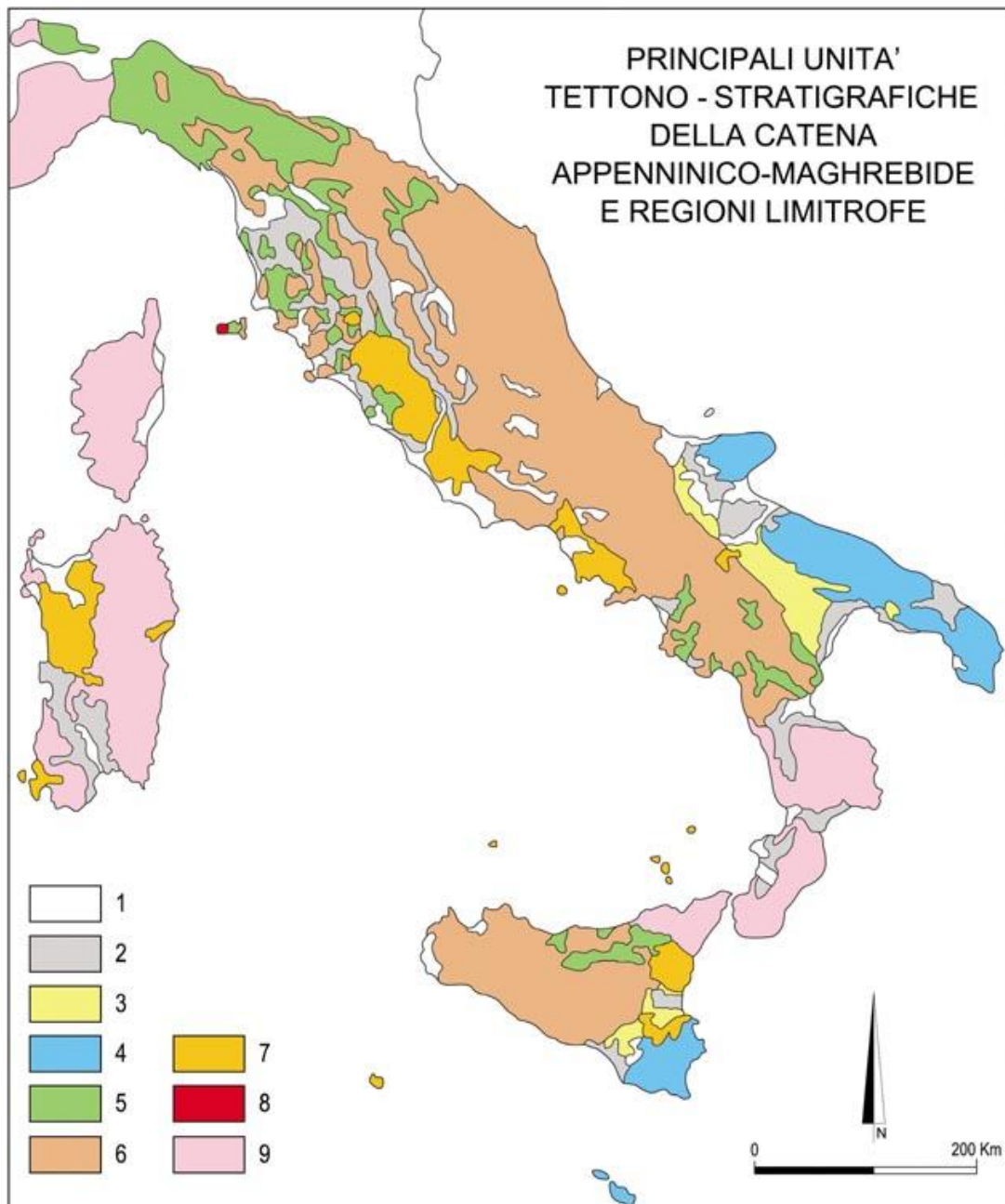


Fig. 4: Rappresentazione schematica delle principali unità tettono-stratigrafiche della catena appenninico-maghrebide (ridisegnata e semplificata da APAT, 2005) ⁷.

1: successioni sedimentarie continentali pliocenico-quadernarie. **2:** successioni marine e continentali per lo più associate a tettonica estensionale. **3:** avanfossa bradanica (Appennino meridionale) e avanfossa di Catania-Gela (Sicilia sud-orientale). **4:** avampaese adriatico e africano. **5:** unità tettoniche liguri e subliguri (Appennino settentrionale: Liguridi Interne ed Esterne, Unità Subligure; Appennino meridionale-Sicilia: Unità Cilento ed Unità Frido; Unità sicilidi). **6:** unità tettoniche appenniniche derivate da crosta continentale africano-adriatica. **7:** rocce vulcaniche. **8:** rocce plutoniche (Elba). **9:** unità tettoniche alpine e dell'orogene varisco.

⁷ APAT-Dipartimento Difesa del Suolo, Servizio Geologico d'Italia, 2005. Carta geologica d'Italia scala 1:250.000. 32° IGC, Firenze.

In corrispondenza dell'Arco Calabro-Peloritano, però, la continuità della catena Appennino-Maghreb è interrotta da grandi volumi di rocce del basamento cristallino e relative coperture carbonatiche mesozoico-paleogeniche, organizzate in elementi tettonici sovrascorsi su successioni cretaceo-mioceniche formatesi in ambiente di bacino ed appartenenti alle Unità liguridi in Calabria ed alle Unità sicilidi in Sicilia.

Questo arco appartiene al dominio di retropaese della catena ed è formato da unità del basamento cristallino calabride. Attualmente, tuttavia, esso è per larga parte disperso in vari spezzoni sul fondale tirrenico a Nord della Sicilia, ma affiora estesamente in tutta la Calabria e nei Monti Peloritani della Sicilia nord-orientale. Queste rocce si collegano verso Ovest alle Kabylie algerine (per questo il settore in questione è anche noto come "Arco kabylo-calabrese"). Si pensa inoltre, come ricordato poco sopra, che queste rocce siano derivate da uno (o più?) dei frammenti cristallini pre-alpini abbandonati in posizione alloctona durante il *rifting/drift* giurassico della "Tetide".

Nell'orogene appenninico-maghrebide il dominio di retropaese passa al dominio interno, costituito dalle Unità liguridi e sub-liguridi (Appennino settentrionale e meridionale) e dalle Unità sicilidi (Appennino meridionale e Sicilia) corrispondenti alle sole Unità sub-liguridi, in entrambi i casi prive di ofioliti.

Nell'Appennino settentrionale si distinguono le Unità dette "Liguridi Interne" e "Liguridi Esterne". Le prime hanno successioni del Giurassico superiore-Paleocene che poggiano su basamento ofiolitico e terminano con torbiditi silicoclastiche. Le seconde sono caratterizzate da potenti ed estese formazioni flyschoidi calcareo-marnose depostesi su complessi arenitico-ruditici basali ricchi, verso occidente di breccie e blocchi ofiolitici, e verso oriente di materiali clastici dominati da rocce cristalline del margine africano. Entrambe le "Liguridi" mostrano segni del loro coinvolgimento nel cuneo orogenetico alpino (con vergenze occidentali del Cretaceo superiore-Eocene), meno evidenti però in quelle "Esterne", e comunque mascherati dalla tettonica dell'Eocene medio-superiore responsabile delle definitive vergenze orientali di queste due unità.

Nell'Appennino meridionale il "Complesso Liguride" (Giurassico superiore-Paleogene) è rappresentato essenzialmente dall'Unità del Cilento e dall'Unità del Frido; quest'ultima mostra i segni di un metamorfismo di alta pressione e bassa temperatura, con successiva retrocessione a scisti verdi, causata dal suo sollevamento ed avanscorrimiento sopra i calcari della antistante (verso E-NE) piattaforma appenninica. Questa unità affiora estesamente in Basilicata meridionale-Calabria settentrionale, mentre la sovrastante Unità del Cilento si segue dal Tirreno ai versanti orientali del M. Pollino.

Venendo ora alle Unità sub-liguridi (Cretaceo superiore-Oligocene inferiore), nell'Appennino settentrionale esse sono piazzate tra le "Liguridi" e le Unità dei domini esterni toscano ed umbro-marchigiano. Più a SE invece, le corrispondenti Unità sicilidi (Cretaceo superiore-Miocene inferiore), prevalentemente costituite dalle cosiddette "argille scagliose", si collocano nell'Appennino meridionale al di sopra di porzioni di flysch numidico e di depositi pliocenici della "Fossa bradanica", mentre in Sicilia costituiscono una pila di scaglie tettoniche che separano il cristallino dei Peloritani dalle Maghrebidi sicule.

Si noti che nell'Appennino centrale le "Liguridi" sono del tutto assenti, mentre le Unità sicilidi formano limitati lembi tettonicamente smembrati.

Segue quindi il "Dominio esterno", costituito da potenti e vaste successioni carbonatico-silico-clastiche depostesi a partire dal Permiano-Triassico lungo il margine passivo del paleocontinente Africa-"Adria". Più in dettaglio, si tratta di successioni di piattaforma carbonatica (ad esempio la piattaforma dei Monti Sabini nel Lazio ed il gruppo montuoso delle Madonie in Sicilia) circondate da più estese serie di bacino sedimentario (come, ad esempio, i bacini toscano, umbro-marchigiano e sabino nell'Appennino centro-settentrionale, il bacino molisano-lagonegrese nell'Appennino meridionale,

ed il bacino imerese in Sicilia), deposti dal Triassico superiore all'Oligocene-Miocene e ripetutamente interessate da più eventi di tettonica disgiuntiva sin-sedimentaria.

Ai margini del "Dominio esterno" si impostano e si sviluppano, a partire dall'Oligocene superiore, i bacini di avanfossa, all'incirca coevi con le deformazioni della catena retrostante e sempre più giovani (fino al Pliocene inferiore) verso l'esterno di questa.

Infine, dobbiamo ricordare le cosiddette "Serie epiliguri", rappresentate da depositi di *thrust-top* (sedimentati cioè alla sommità di unità tettoniche sovrascorse) di età Oligocene-Pliocene (Elter *et alii*, 2003)⁶ che sigillano le strutture regionali delle Unità liguridi e sub-liguridi. In Appennino settentrionale queste serie sono indicate con diversi nomi di valenza più o meno locale (come, ad esempio, Formazione di Ranzano, Formazione gessoso-solfifera, ecc.); esse hanno corrispondenti corpi sedimentari anche nell'Appennino centrale e meridionale, nell'Arco Calabro-Peloritano ed in Sicilia.

A grande scala il "Dominio interno" risulta accavallato sul "Dominio esterno" a formare una grande struttura Est-vergente con geometria a *duplex* (struttura con raddoppi tettonici multipli) sovrascorsa al di sopra dell'avampese adriatico-ibleo, come ben dimostrato da numerosi dati di pozzi profondi e di sismica.

In corrispondenza dell'Arco Calabro-Peloritano su questa struttura si sono accavallate le unità cristalline kabylo-calabresi, provenienti dal più interno orogene alpino a causa, secondo l'opinione scientifica oggi più condivisa, del cosiddetto meccanismo di rotazione indietro (*roll-back*). Questa ipotesi ci porta a prendere in esame l'evoluzione geodinamica più recente della porzione litosferica italiana del bacino mediterraneo.

2.1.6 Cenni sull'evoluzione neogenico-quadernaria

In uno scenario di subduzione, il meccanismo di *roll-back* prevede l'arretramento dell'asse della flessura che piega la placca sottoscorrente, accompagnato da trazione esercitata dallo sprofondare della medesima placca (*slab pull*), di solito costituita da litosfera oceanica fredda e densa: la combinazione delle due azioni comporta lo sviluppo di un arco magmatico e di un bacino di retroarco. Questo meccanismo è stato proposto da Ritsema (1979)⁸ per l'apertura dei bacini balearico-provenzale (Oligocene-Miocene medio) e tirrenico (dal Miocene medio-superiore in poi) ed è stato poi ripreso per gli stessi bacini da Malinverno e Ryan (1986)⁹. Lo stesso meccanismo è stato successivamente riconosciuto e descritto con maggiori dettagli da numerosi altri autori tra cui, ad esempio, Sartori (2003)¹⁰ e Patacca e Scandone (2004)¹¹. Altri autori invece (Mantovani, 2005¹²; Viti *et alii*, 2006¹³; Mantovani *et alii*, 2007¹⁴) non condividono questa spiegazione ed attribuiscono l'apertura dei due bacini e lo sviluppo dell'intero orogene alpino-appenninico alle spinte esercitate con costanza dalla placca africana contro il paleocontinente Eurasia, nonché alle più locali interazioni tra i blocchi crostali.

A parte le differenze di interpretazione geodinamica sopra dette, e le accese discussioni sul tema, tuttora in corso, l'evoluzione miocenico-pliocenico-quadernaria dell'area tirrenica è caratterizzata

⁸ **Ritsema A.R., 1979.** *Active or passive subduction at the Calabrian Arc.* In: Van der Linden W.J.M. (ed.) *Fixism, mobilism or relativism: Van Bemelen's search of harmony.* Geologie en Mijnbouw, 58, 127-134.

⁹ **Malinverno A., Ryan W.B.F., 1986.** *Extension in the Tyrrhenian Sea and shortening in the Apennines as a result of arc migration driven by sinking of the lithosphere.* Tectonics, 5, 227-245.

¹⁰ **Sartori R., 2003.** *The Tyrrhenian back-arc basin and subduction of the Ionian lithosphere.* Episodes, 26, 217-221.

¹¹ **Patacca E., Scandone P., 2004.** *The Plio-Pleistocene thrust belt-foredeep system in the southern Apennines and Sicily (Italy).* Soc. Geol. It., Spec. Vol. per 32° IGC Firenze, 93-129.

¹² **Mantovani E., 2005.** *Evolutionary reconstruction of the Mediterranean region: extrusion tectonics driven by plate convergence.* In: Finetti I.R. (ed.) "Deep seismic exploration of the central Mediterranean and Italy. CROP Project"; Elsevier, 32, 705-746.

¹³ **Viti M., Mantovani E., Babbucci D., Tamburelli C., 2006.** *Quaternary geodynamics and deformation pattern in the Southern Apennines: implication for seismic activity.* Boll. Soc. Geol. It., 125, 273-291.

¹⁴ **Mantovani E., Viti M., Babbucci D., Tamburelli C., 2007.** *Major evidence on the driving mechanism of the Tyrrhenian-Apennines arc-trench-back arc system from CROP seismic data.* Boll. Soc. Geol. It., 126, 450-471.

essenzialmente da: *i*) risalita del mantello; *ii*) accentuato e diffuso vulcanismo, marino e subaereo; *iii*) forte sismicità; e *iv*) valori marcatamente anomali del flusso conduttivo di calore.

In modo semplice ma efficace, l'assetto geodinamico attuale dell'Italia è illustrato in **Fig. 5** (Carminati *et alii*, 2004)¹⁵. E' in questo contesto che si collocano gli apparati effusivi quaternari di terra e di mare (**Fig. 6**), che punteggiano ed evidenziano la forte anomalia di calore che caratterizza, in particolare, la fascia pre-appenninica tosco-laziale-campana, ed altri settori della penisola e delle isole italiane del Tirreno.

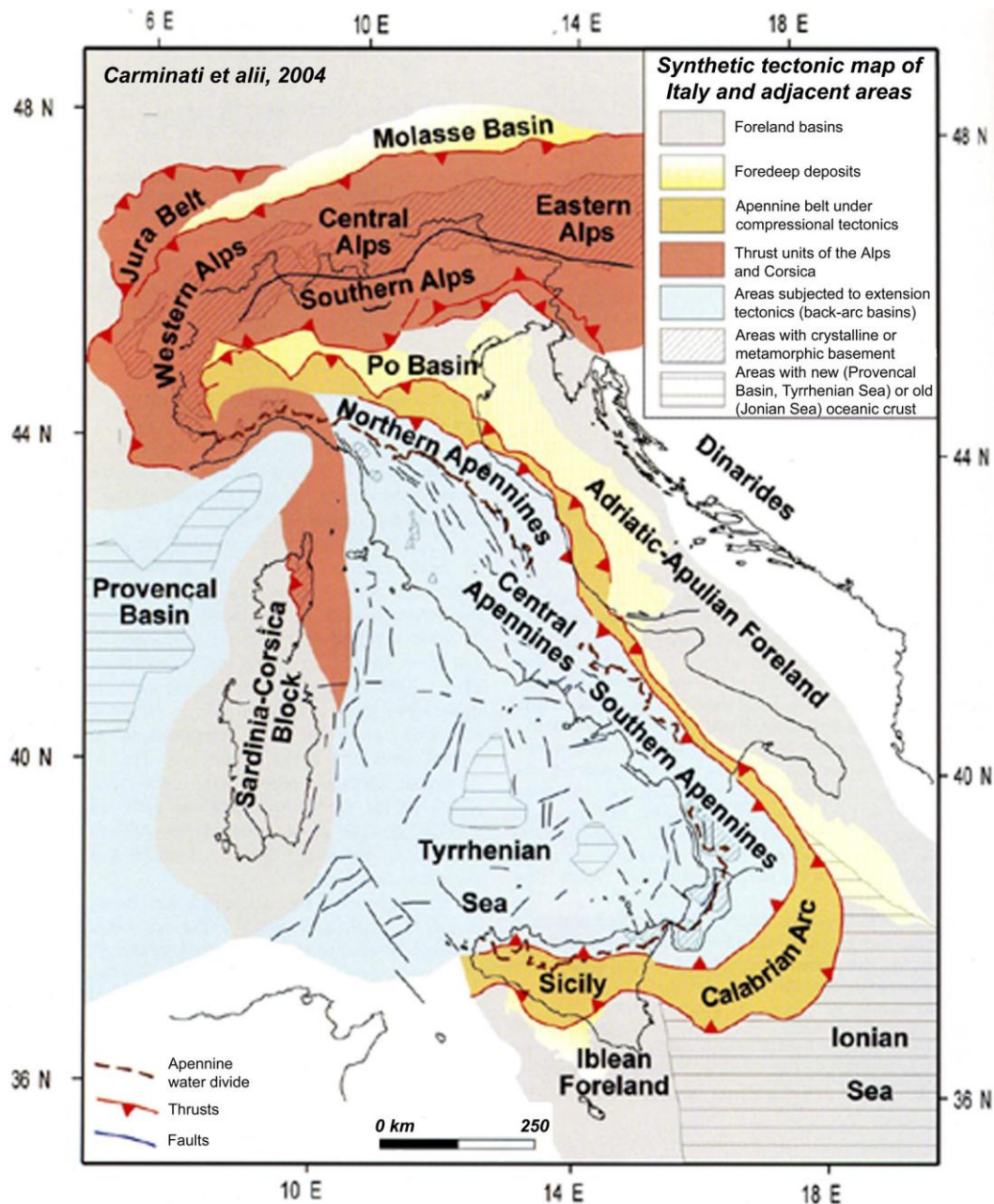


Fig. 5: Carta geologica di sintesi dell'Italia (da Carminati *et alii*, 2004)¹⁵.

1: regioni di avampaese. 2: depositi di avanfossa. 3: domini della catena appenninica attualmente sottoposti a regime tettonico compressivo. 4: dominio dell'orogene alpino in Alpi e Corsica. 5: dominio attualmente sottoposto a regime tettonico estensionale. 6: regioni caratterizzate da presenza di rocce cristalline (comprese le unità alpine metamorfiche). 7: regioni con crosta oceanica recente (bacini provenzale e tirrenico) o di età mesozoica (residuo della Neotetide del Mare Ionio). 8: linea dello spartiacque principale dell'Appennino. 9: sovrascorrimenti. 10: faglie.

¹⁵ Carminati E., Doglioni C., Scrocca D., 2004. *Alps versus Apennines*. Soc. Geol. It., Spec. Vol. per 32° IGC Firenze, 141-151.

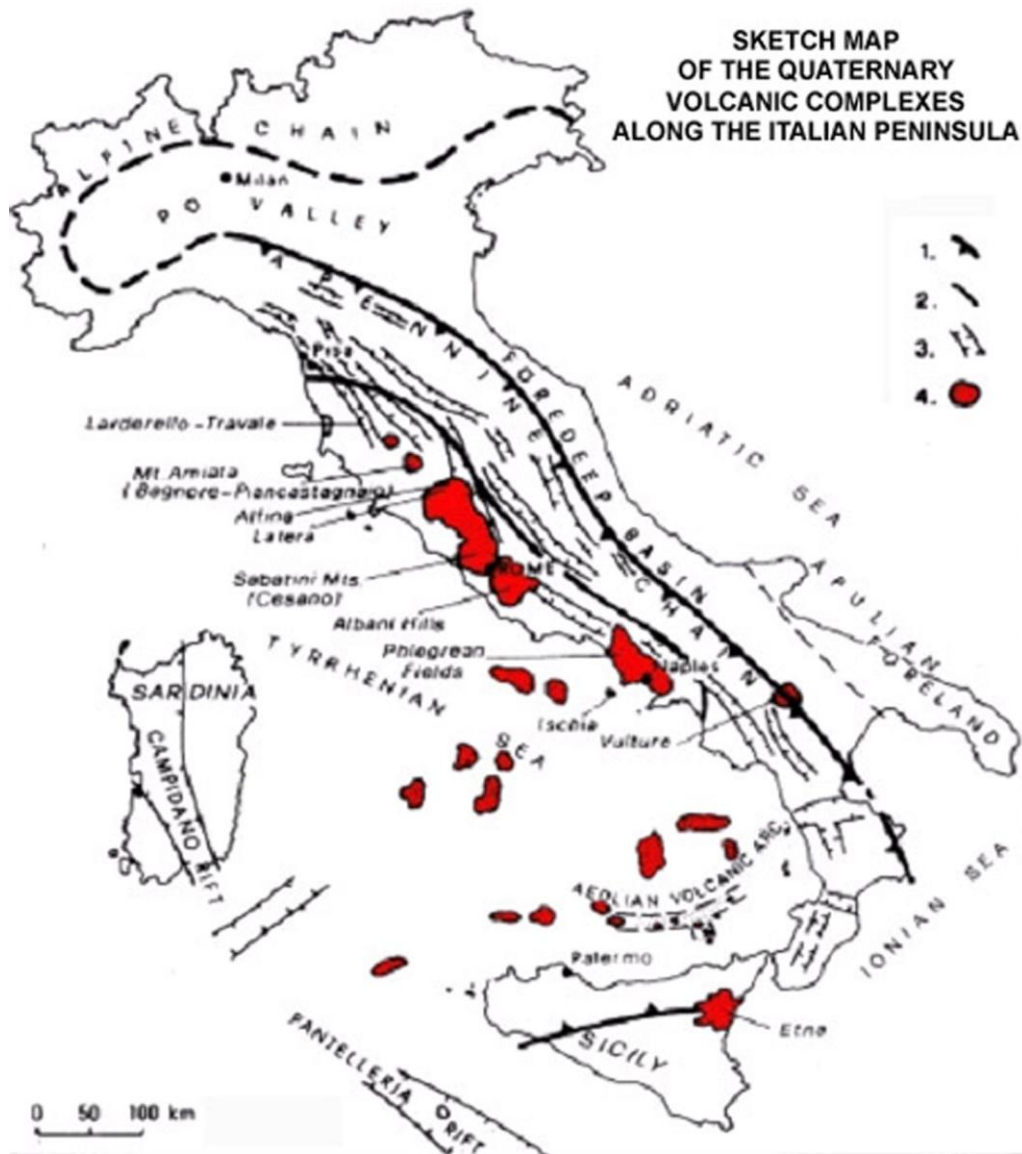


Fig. 6: Mappa degli apparati magmatici eruttivi a terra ed a mare di età quaternaria nella penisola italiana.

Focalizzando l'attenzione sul calore del settore crostale italiano, la conoscenza locale di questa "materia prima" nelle numerose aree d'interesse, nonché la sua gestione per tutte le potenziali applicazioni, devono necessariamente basarsi su approfondimenti delle caratteristiche geologiche di ogni zona particolare. La descrizione fatta sopra di tali caratteristiche, infatti, intende porre in luce solo aspetti di geodinamica generale, volti a sottolineare la grande complessità del quadro geologico che è alla base della formazione, e che controlla la distribuzione, delle risorse geotermiche del nostro Paese.

La presentazione che segue nei successivi tre paragrafi di questo capitolo sui diversi tipi e sulla ubicazione di massima di tali risorse nel territorio nazionale, deve essere perciò ritenuta valida solo agli effetti della valutazione "in grande" del loro potenziale per le stime di crescita della geotermia fino al 2030, di cui questo studio tratta.

Ma resta chiaro che lo sviluppo del calore geotermico a fini di sfruttamento pratico in ogni zona di possibile interesse (sia esso per produzione di energia elettrica che per uno o più tipi di applicazione diretta) deve necessariamente passare attraverso uno studio specifico del potenziale geologicamente disponibile in ciascuna zona, indipendentemente da ogni indicazione di massima che possa essere tratta da questo studio.

2.2) Caratterizzazione geotermica del Paese

2.2.1) Premessa

Nella sua accezione generale la geotermia è l'energia termica immagazzinata all'interno del nostro pianeta. Tuttavia, nella maggior parte degli usi che ne abbiamo fatto fino ad ora, l'energia sfruttata è quella dei sistemi idrotermali, dominati il più delle volte da moti convettivi, nei quali il calore viene trasferito dalle rocce all'acqua che circola dentro di esse. L'acqua così riscaldata ed arricchita da minerali e gas, frutto di processi chimici di interazione acqua-roccia, arriva in superficie sia per via naturale mediante faglie e fratture, sia artificialmente tramite pozzi.

L'energia geotermica in senso stretto si riferisce quindi a quella parte di calore immagazzinato nel sottosuolo a profondità raggiungibili dall'uomo (entro i primi pochi chilometri di profondità) ed estraibile economicamente per vari usi.

Si distinguono due principali categorie di utilizzo: quella della trasformazione del calore terrestre in energia elettrica, e quella dei cosiddetti usi diretti, nei quali il calore terrestre viene utilizzato direttamente in numerosi processi. A questa seconda categoria appartengono i più comuni seguenti usi: balneologia termale, climatizzazione (riscaldamento e raffrescamento) di ambienti, riscaldamento per usi agricoli (serre, allevamento di animali, ed altri), itticultura (allevamento di specie ittiche pregiate, tartarughe ed altri), ed usi industriali (evaporazione, essiccamento, distillazione, sterilizzazione di prodotti, ecc.).

Per quanto riguarda la disponibilità delle risorse, la prima raccolta sistematica delle informazioni di superficie e profonde del territorio nazionale, utili ad incoraggiare lo sviluppo dell'energia geotermica in Italia, si deve alla Legge 896/86 (ora non più vigente poiché sostituita dal Decreto Legge n. 22 dell'11 Febbraio 2010). Dopo circa due anni di lavoro, queste informazioni furono organizzate nel 1988 nell'*Inventario delle Risorse Geotermiche Nazionali*, permettendo di effettuare per la prima volta una caratterizzazione geotermica del territorio italiano ¹⁶.

Nel lavoro di quegli anni sono stati riconosciuti i principali lineamenti geotermici del Paese, e compilati documenti regionali e di sintesi nazionale, contenenti mappe termiche e strutturali del sottosuolo. Sono state così individuate zone a diverso interesse geotermico in relazione alla interazione tra sorgente di calore e corpi idrogeologici presenti nel sottosuolo, e descritte le aree più promettenti per lo sfruttamento delle risorse geotermiche, sia quelle con risorse di alta temperatura suscettibili di sviluppo per la produzione di energia elettrica, sia quelle con risorse di media e bassa temperatura suscettibili di utilizzazione a fini di riscaldamento, balneoterapia ed altre applicazioni dirette del calore geotermico.

L'*Inventario delle Risorse Geotermiche Italiane* costituisce perciò la fonte principale da cui, con l'opportuna integrazione di informazioni e dati ricavati da numerosi altri lavori scientifici pubblicati dal 1988 ad oggi ¹⁷, ¹⁸, è stata ricavata la sintesi della caratterizzazione geotermica del territorio nazionale di seguito esposta.

2.2.2) Le anomalie geotermiche del territorio italiano

Il regime termico della regione mediterranea occidentale è grandemente influenzato dai recenti fenomeni geodinamici e vulcano-tettonici avvenuti negli ultimi pochi milioni di anni, soprattutto nel bacino tirrenico. Come già detto in precedenza, tali fenomeni, tra loro collegati, sono successivi alla formazione delle catene delle Alpi e degli Appennini, ed associati all'apertura del bacino tirrenico;

¹⁶ Enel, Eni-Agip, Cnr, Enea (a cura di), 1988. *Inventario delle risorse geotermiche nazionali - Indagine d'insieme sul territorio nazionale*. Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, Roma, pp. 75.

¹⁷ Barbier, E., Buonasorte, G., Dialuce, G., Martini, A., and P. Squarci (1995). *The Italian geothermal Inventory: a valid tool for Energy Strategy*. Proceedings of the World Geothermal Congress, v. 1, pp. 537-542, Florence, Italy, 18-31 May 1995.

¹⁸ 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" Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.

essi sono principalmente rappresentati da assottigliamento crostale, risalita del mantello, intrusione nella crosta di corpi ignei da esso alimentati, formazione di batoliti acidi a piccola profondità nella crosta superiore, ed eruzioni vulcaniche in diverse aree della Toscana meridionale, del Lazio, della Campania e della Sicilia. Alcuni di questi vulcani (Vesuvio, Etna, Stromboli, apparati vulcanici sommersi del Tirreno meridionale - Marsili, Palinuro, ed altri sottomarini - nonché alcuni vulcani subaerei minori) sono tuttora attivi.

L'insieme degli elementi sopra detti ha determinato la formazione della grande anomalia termica esistente nell'area tirrenica e nella porzione occidentale della penisola italiana, come si vede in **Fig. 7**, che illustra la distribuzione del flusso di calore conduttivo nell'area italiana e nella limitrofa zona mediterranea. Essa mostra valori di flusso oscillanti tra 30 e 100 mW/m², con picchi nel settore tirrenico fino a 450 mW/m², cioè a dire 8 volte più del valore medio terrestre, pari a 60 mW/m². Il raffronto tra questa e la **Fig. 6** pone in evidenza, in particolare, che esiste una stretta relazione tra elevato flusso di calore e grandi corpi magmatici o manifestazioni vulcaniche.

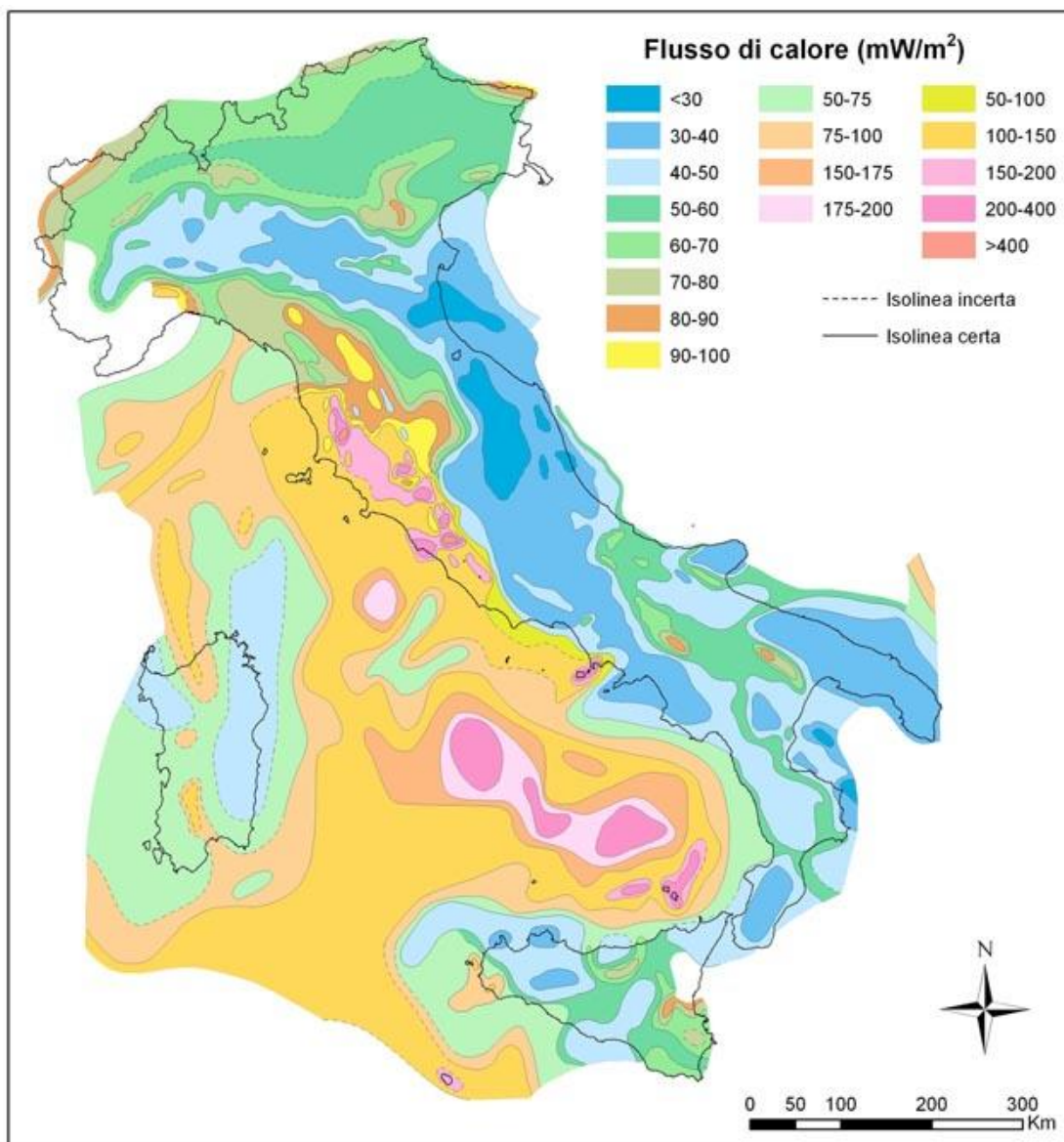


Fig. 7: Flusso di calore conduttivo nella regione italiana e nell'area tirrenica (Cataldi et alii, 1995)¹⁹.

¹⁹ Cataldi R., Mongelli F., Squarci P., Taffi L., Zito G., Calore C., 1995. Geothermal ranking of the Italian territory. Geothermics, 24, 115-129.

All'anomalia termica regionale che interessa tutta l'area tirrenica, con valori di flusso di 100-150 mW/m^2 , per effetto della risalita del mantello e del conseguente stiramento ed assottigliamento della sovrastante crosta, si sommano anomalie locali circoscritte ma piuttosto ampie, con una estensione di centinaia o, in alcuni casi, di migliaia di km^2 . Esse presentano elevati flussi di calore, fino a 200-250 mW/m^2 (3-4 volte il valore medio terrestre), dovuti alle grandi intrusioni magmatiche nelle porzioni assottigliate della crosta, al di sopra delle quali si sono formati in tempi geologici relativamente recenti (< 2 milioni di anni) importanti sistemi convettivi di fluidi ad alta temperatura (**Fig. 8**).

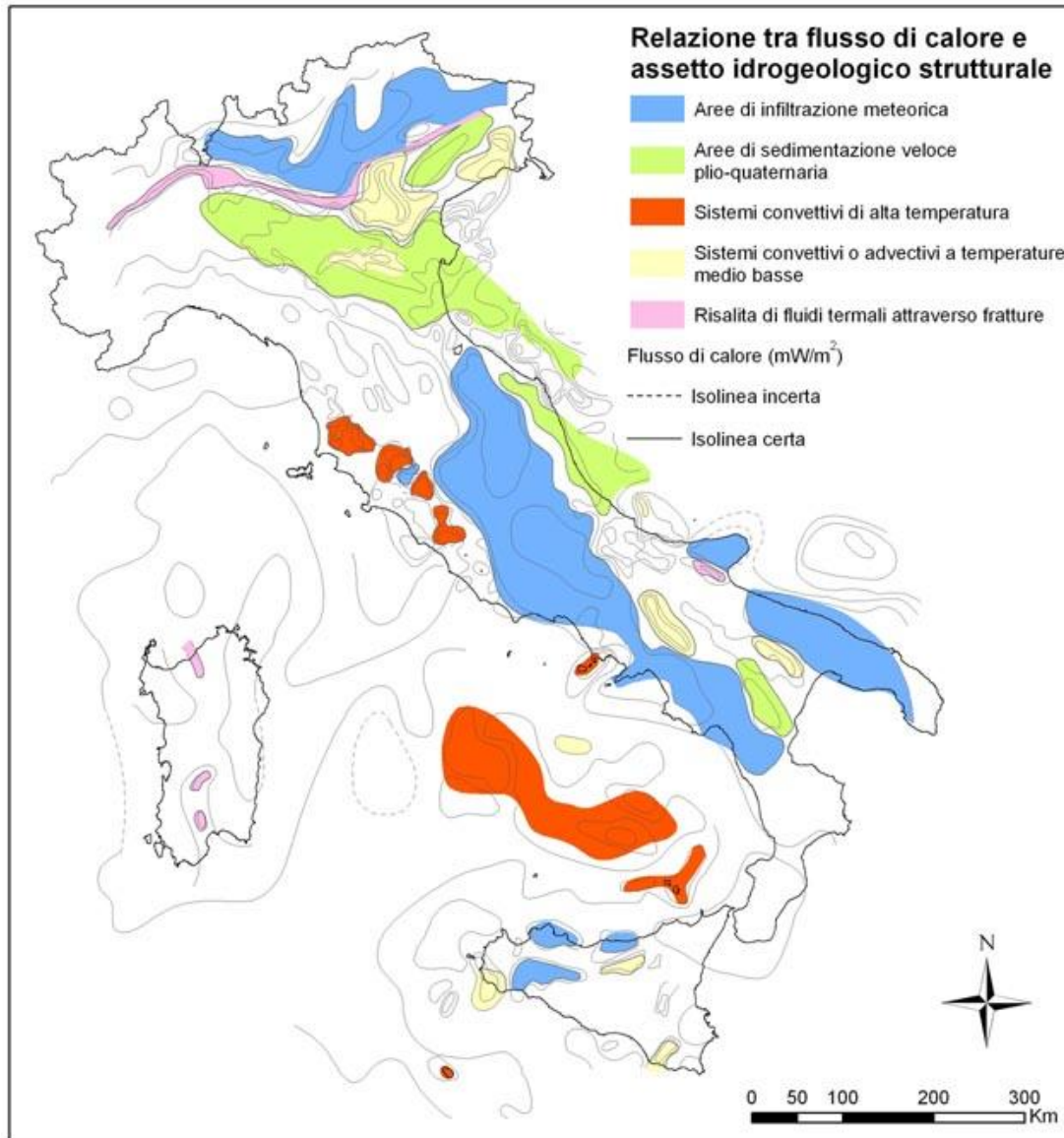


Fig. 8: Flusso di calore in relazione alle caratteristiche idrogeologiche del territorio italiano (ridisegnata e modificata, da Della Vedova et alii, 2001)².

Le anomalie di picco, con valori di flusso che possono superare 500 mW/m^2 , corrispondono ad alti strutturali di formazioni molto permeabili a modesta profondità, costituenti acquiferi confinati nei quali la circolazione convettiva di fluidi caldi esalta la trasmissione del calore verso i livelli più superficiali.

I settori orientale e meridionale dell'Italia (Appennini e zona adriatico-ionica) presentano invece bassi valori di flusso di calore (20-80 mW/m^2 , quindi spesso minori del valore medio terrestre), causati dalla concomitanza di due fattori: ispessimento della crosta terrestre verso Est ed infiltrazione, fino

a profondità elevate, di acque meteoriche attraverso complessi di rocce carbonatiche permeabili affioranti nel settore appenninico centro-meridionale (**Fig. 8**).

Gli elevati valori di flusso presenti nella fossa campidanese (Sardegna) ed a Pantelleria (Sicilia) sono conseguenza di lacerazioni crostali che hanno dato luogo a strutture associate a lunghe e profonde depressioni tettoniche, con allontanamento laterale dei due fianchi (*rift*).

Infine, alcune zone di faglie profonde, che hanno favorito, in certi luoghi la penetrazione di acque meteoriche, ed in altri la rapida risalita di fluidi caldi verso la superficie, determinano anomalie locali del flusso di calore.

2.2.3) I serbatoi dei campi geotermici italiani

I *serbatoi* di fluidi geotermici sono costituiti da rocce sedimentarie e/o metamorfiche più o meno permeabili, nelle quali l'acqua presente in profondità scambia calore circolando nelle fratture e nei pori delle rocce stesse.

La principale *sorgente di calore* di tali serbatoi è costituita da sottostanti corpi magmatici in via di raffreddamento, recenti o attuali.

I serbatoi sono spesso ricoperti da formazioni impermeabili che agiscono da isolamento termico contro la dispersione del calore verso l'alto, fino in superficie. In questi casi i serbatoi risultano del tipo "confinato", a differenza dei serbatoi (o acquiferi) definiti "liberi" in quanto non ricoperti da formazioni impermeabili.

I fluidi presenti nelle porzioni superiori dei serbatoi confinati, essendo più freddi e più densi di quelli ospitati nelle porzioni inferiori dei serbatoi stessi, tendono per gravità a spostarsi verso il basso, dove vi sono temperature che possono essere anche molto maggiori di quelle di partenza. Perciò, i fluidi si riscaldano, diminuiscono di densità, ed iniziano a risalire dando luogo ad un movimento *convettivo* di circolazione, con la discesa di fluidi freddi e la risalita di fluidi caldi.

In queste condizioni può verificarsi, a profondità differenti da luogo a luogo ed in funzione delle caratteristiche termodinamiche (temperatura e pressione) che si vengono ad instaurare, la trasformazione di fase del fluido da acqua a vapore. In questo caso (piuttosto raro, però) si parla di *serbatoio a vapore dominante*; ma se il fluido nel serbatoio rimane in fase liquida, si parla invece di *serbatoio ad acqua dominante*. In questo secondo caso, che è il più comune nei serbatoi geotermici utilizzati per produzione di energia elettrica, nel serbatoio possono convivere le due fasi del fluido, quella liquida e quella vapore.

In situazioni particolarmente favorevoli si possono raggiungere temperature elevate (> 150-200 °C) anche a poche centinaia di metri, e superare i 350-400 °C a profondità di qualche chilometro. Questa situazione si verifica in aree ristrette della Toscana, del Lazio, e della Campania dove i serbatoi geotermici sono formati da rocce metamorfiche e/o carbonatiche e/o vulcaniche sovrastanti a corpi magmatici profondi, nonché nelle isole vulcaniche del Tirreno meridionale dove, entro alcuni chilometri di profondità, i serbatoi geotermici sono costituiti da successioni laviche e/o piroclastiche.

In ambienti geologici diversi da quelli sopra descritti, la *sorgente di calore* deriva dalla risalita verso l'alto di acque riscaldate in livelli profondi, con circolazioni convettive all'interno di formazioni carbonatiche permeabili sepolte a piccola profondità e corrispondenti ad alti strutturali. Questi alti possono costituire sia sorgenti di calore per acquiferi geotermici sovrastanti, sia serbatoi dai quali le acque calde risalgono lungo faglie verso livelli meno profondi, fino a dar luogo localmente a sorgenti termali in superficie. Ciò avviene in particolare lungo i margini della Pianura Padana e del versante occidentale dell'Appennino.

Analoghi sistemi convettivi, impostati prevalentemente su sistemi di fratture, sono presenti in Sardegna, dove non esistono acquiferi continui a debole profondità, ma circolazioni di acque calde

in rocce magmatiche che si trovano nella fase finale del loro raffreddamento e, al di sopra di esse, nelle contigue rocce prevalentemente sedimentarie.

Il *principale acquifero caldo*, presente quasi ovunque a varie profondità nel nostro Paese, è costituito da rocce carbonatiche mesozoiche (190÷65 Ma), generalmente fratturate e perciò permeabili.

I serbatoi a media e bassa temperatura, da cui provengono le acque delle sorgenti termali, sono spesso in equilibrio idrogeologico con i contigui affioramenti di rocce permeabili attraverso cui si infiltrano le acque meteoriche che li alimentano. Le maggiori sorgenti termali italiane emergono infatti da rocce carbonatiche che, talvolta prossime alla superficie (si tratta di alti strutturali sepolti), corrispondono ad acquiferi con circolazione convettiva di acqua calda.

Tali situazioni si verificano più spesso ai margini della Pianura Padana ed in altre zone ai bordi degli Appennini centro-meridionali e dell'Arco Calabro-Peloritano.

Un ulteriore notevole numero di sorgenti calde e di fumarole è presente nelle rocce vulcaniche eruttate da vulcani recenti o attivi, come nei Campi Flegrei, nelle Isole Eolie, in Sicilia ed a Pantelleria.

Infine, acque calde a bassa temperatura (30÷50 °C), sono presenti in acquiferi prevalentemente sabbiosi della Pianura Padana ed in alcuni corpi magmatici della fascia preappenninica tosco-laziale-campana, della Sardegna e della Sicilia, prossimi al completo raffreddamento.

2.2.4) Distribuzione delle temperature in profondità

La distribuzione delle temperature in oggetto, illustrata dalle mappe di temperatura compilate in base all'*Inventario delle Risorse Geotermiche Nazionali* sopra citato ed ai dati di numerosi pozzi più o meno profondi successivamente perforati da vari Enti pubblici ed Istituzioni di ricerca, si presenta estremamente variabile a scala sia regionale che locale (**Figure. 9, 10 ed 11**).

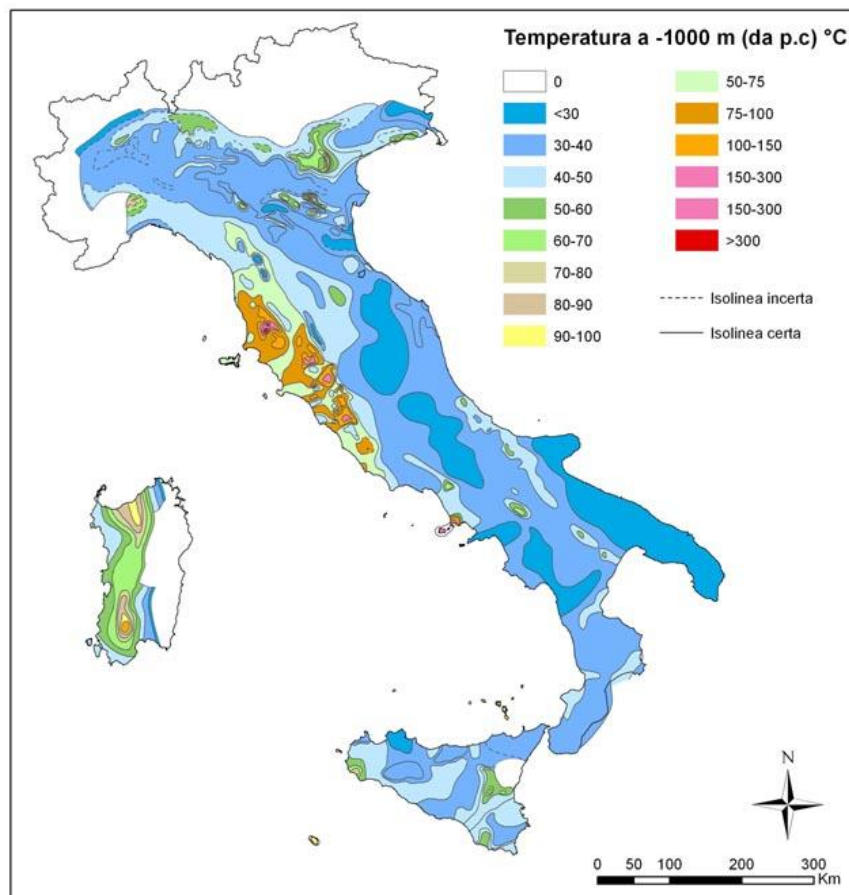


Fig. 9: Distribuzione delle temperature a 1000 m di profondità (Cataldi et alii, 1995) ¹⁹

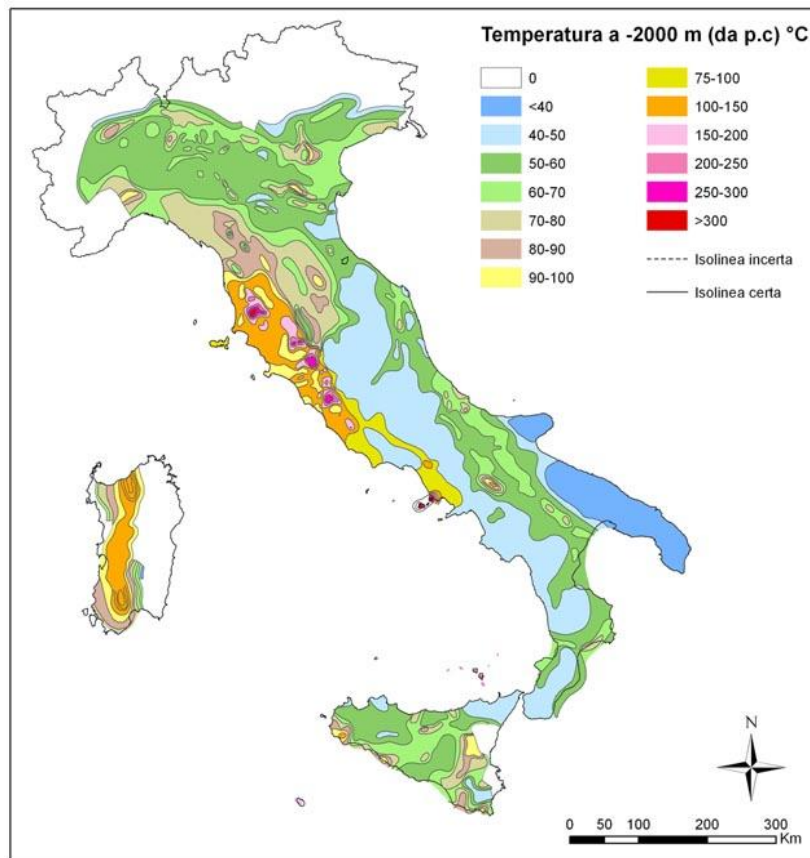


Fig. 10: Distribuzione delle temperature a 2000 m di profondità (Cataldi et alii, 1995) ¹⁹

Tale variabilità, seppure indubbiamente legata al complesso assetto geodinamico, tettonico ed idrogeologico del nostro Paese, deriva anche da una disomogenea distribuzione areale dei dati, raccolti durante vari tipi di esplorazione superficiale e profonda fatta per differenti scopi. Le mappe, quindi, hanno gradi di attendibilità differenti da luogo a luogo.

Come già detto, le marcate anomalie termiche della fascia preappenninica tosco-laziale-campana sono dovute alla presenza, a modesta profondità, di masse intrusive recenti in via di raffreddamento, che innescano il trasporto convettivo di calore nelle sovrastanti formazioni permeabili.

Nella fascia adriatico-ionica e nella Pianura Padana, invece, la particolare successione litostratigrafica con alternanze di depositi clastici permeabili ed impermeabili, e gli accentuati fenomeni locali di subsidenza e sedimentazione, danno luogo ad un trasporto del calore prevalentemente per conduzione (**Fig. 8**). La convezione può avvenire, infatti, solo nelle strutture più profonde, formate da rocce permeabili per fratturazione; convezione che rappresenta localmente un fattore molto importante per la distribuzione areale delle temperature in profondità.

Nelle zone appenniniche dove affiorano formazioni permeabili del complesso carbonatico mesozoico, l'infiltrazione di acque meteoriche determina il raffreddamento delle rocce fino a notevole profondità su aree piuttosto vaste. E siccome questo fenomeno si verifica in corrispondenza di bassi valori del flusso di calore a causa del locale ispessimento della crosta, l'effetto raffreddante della circolazione superficiale sulle temperature profonde risulta ancora più accentuato.

Nelle zone appenniniche dove affiorano formazioni permeabili del complesso carbonatico mesozoico, l'infiltrazione di acque meteoriche determina il raffreddamento delle rocce fino a notevole profondità su aree piuttosto vaste. E siccome questo fenomeno si verifica in corrispondenza di bassi valori del flusso di calore a causa del locale ispessimento della crosta, l'effetto raffreddante della circolazione superficiale sulle temperature profonde risulta ancora più accentuato.

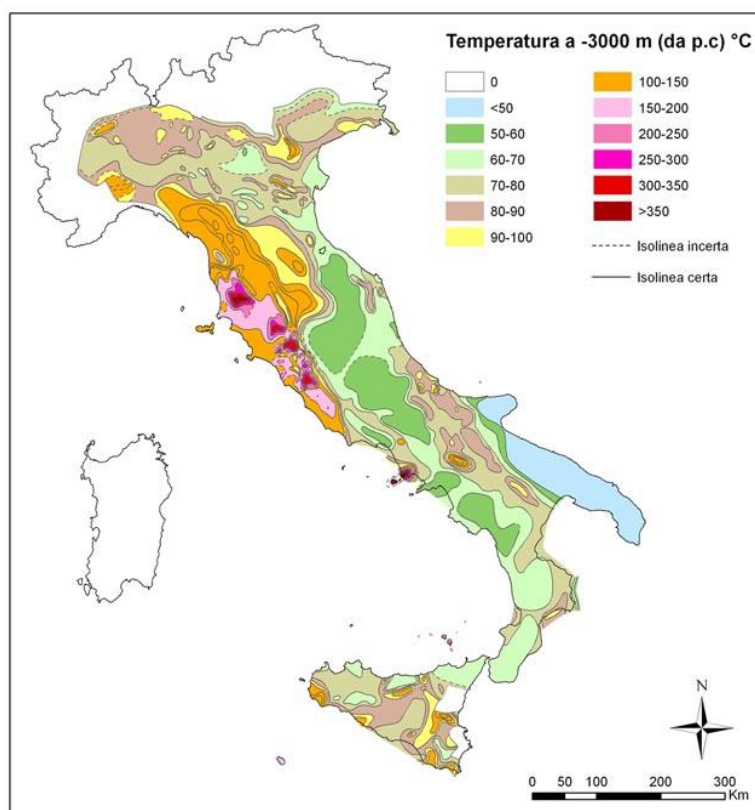


Fig. 11 - Distribuzione delle temperature a 3000 m di profondità (Cataldi et alii, 1995) ¹⁹

2.2.5) Le principali provincie geotermiche

Sulla base delle condizioni geodinamiche e strutturali (ved. para. 2.1), delle connesse caratteristiche idrogeologiche e della distribuzione delle temperature in profondità, sono state individuate le seguenti principali provincie geotermiche del Paese (**Fig. 12**).

a) Fascia preappenninica tosco-laziale-campana

I serbatoi ad alta temperatura della Toscana, del Lazio e della Campania sono nettamente separati dagli acquiferi freddi ad essi soprastanti per mezzo di un efficace coltre di rocce impermeabili; situazione questa che permette ai fluidi presenti in quei serbatoi di non disperdere verso la superficie l'energia termica in essi accumulata.

La fascia tirrenica di entroterra tra il Fiume Arno ed Anzio si differenzia dal resto del territorio italiano per la presenza di importanti acquiferi confinati, principalmente carbonatici, caratterizzati da temperature generalmente maggiori di 150 °C a bassa profondità (entro 2 km).

Le più importanti aree geotermiche del Paese sono situate in questa fascia, che ospita, in Toscana meridionale, tutti i campi geotermici attualmente in esercizio per produzione di energia elettrica ²⁰. Localmente, la temperatura supera 150 °C già ad 1 km di profondità e raggiunge i 300-400 °C a 3 km. In particolare, nella Toscana meridionale, in corrispondenza dei campi geotermici di Larderello, Travale-Radicondoli e Mt. Amiata è presente un netto e continuo riflettore sismico ubicato a 4-7 km di profondità e definito *orizzonte K*, in corrispondenza del quale sono presenti temperature di 400-450 °C e probabilmente maggiori. Anche per questa ragione, alcuni autori interpretano questo orizzonte come un livello altamente fratturato contenente fluidi pressurizzati (probabilmente in condizioni supercritiche) formati a seguito della messa in posto di corpi granitici.

²⁰ Bertini G., Buonasorte G., Cappeti G., Dini I., Ridolfi A., Stefani G., 2002. *Tuscan geothermal fields*. In "Atlas of Geothermal Resources in Europe". Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985; S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.

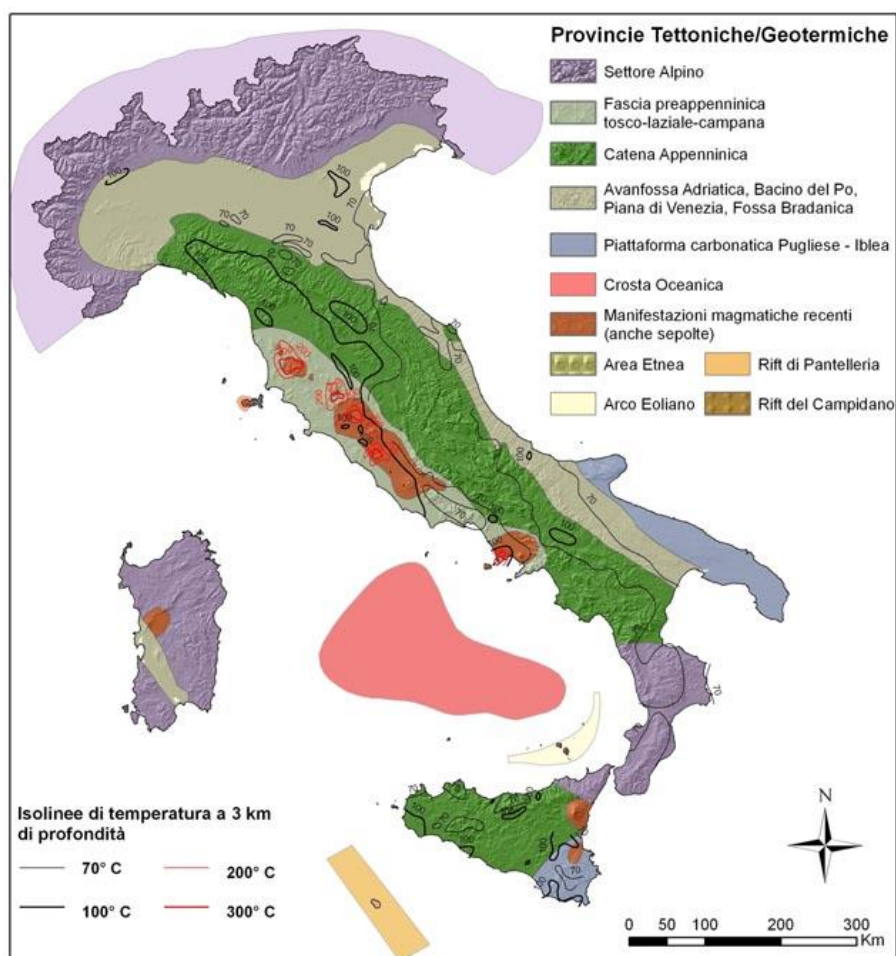


Fig. 12: Le principali provincie geotermiche italiane
(ridisegnata e modificata, da Della Vedova et alii, 2001)².

La zona preappenninica laziale si trova sul prolungamento della anomalia geotermica della Toscana meridionale ²¹, e ne rappresenta anzi la continuazione sia per le caratteristiche strutturali che per l'evoluzione tettonica. Questa parte del Lazio, però, differisce dalla Toscana per la presenza di un diffuso vulcanismo, iniziato tra 2 ÷ 1 milioni di anni fa, con emissione di prodotti prevalentemente lavici e piroclastici a chimismo acido. Ciò si verifica nelle zone dei Monti Cimini, dei Monti della Tolfa e dei Monti Ceriti i quali, pur trovandosi nell'Alto Lazio, sono riconducibili, geneticamente parlando, alla "Provincia magmatica toscana" ²².

Il vulcanismo laziale ha avuto poi (tra circa 800.000 anni e poche decine di migliaia di anni fa) una maggiore ed estesa diffusione areale con la messa in posto di corpi magmatici a debole profondità, e con eruzioni laviche e piroclastiche a chimismo alcalino-potassico verificatesi nei Monti Volsini, nel vulcano di Vico, nei Monti Sabatini e nei Colli Albani. Essi formano nell'insieme la così detta "Provincia co-magmatica romana".

L'interazione tra questi fenomeni vulcanici, che hanno fornito una intensa sorgente di calore, ed i corpi idrogeologici costituiti dalle formazioni calcaree permeabili per fratturazione, appartenenti alla così detta "Falda Toscana" ed alle Unità tettoniche Umbro-Sabina e Laziale-Abruzzese, ha determinato l'estesa anomalia termica che caratterizza il Lazio, con formazione di serbatoi geotermici

²¹ Baldi P., Bellani S., Bertini G., Buonasorte G., Cameli G.M., Ceccarelli A., Fiordelisi A., Squarci P., Taffi L., 2002. *Tuscany Latium geothermal areas*. In "Atlas of "Geothermal Resources in Europe". Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.

²² Buonasorte, G., Cameli, Fiordelisi A., M., Parotto, M., and I. Perticone (1995). *Results of geothermal exploration in central Italy (Latium - Campania)*. Proceedings of the World Geothermal Congress, v. 2, pp. 1293-1298, Florence, Italy, 18-31 May 1995.

a temperature comprese tra 60 e 250 °C. In particolare, i valori più elevati (> 200 °C) sono stati rinvenuti in pozzi ubicati nelle aree vulcaniche più recenti, mentre valori medio-bassi (<100 °C) sono stati misurati in alcuni pozzi perforati in corrispondenza di alti strutturali periferici rispetto ai centri di attività vulcanica, dove avviene una maggior interazione con circuiti idrogeologici superficiali.

Nella fascia preappenninica del Lazio meridionale e della Campania settentrionale fino alla zona a Nord dei Campi Flegrei sono presenti temperature molto meno elevate che, riferite alle stesse profondità, sono anche di 100 °C inferiori a quelle riscontrate nel Lazio settentrionale. Ciò si verifica fino a profondità di alcuni chilometri, a causa della infiltrazione di acque meteoriche fredde attraverso gli affioramenti carbonatici dell'Appennino.

Poco più a Sud, invece, nell'area napoletana vera e propria, ed in particolare nel settore Campi Flegrei-Isola d'Ischia, si trovano temperature molto elevate a piccola profondità, analogamente a quanto si verifica in Toscana meridionale e nel Lazio settentrionale. In quest'area, però, le anomalie si trovano in corrispondenza di rocce vulcaniche e vulcano-sedimentarie in parte termo-metamorfosate, per cui la circolazione sotterranea risulta molto più complessa, con mescolamenti di fluidi e gas di origine magmatica, infiltrazioni locali di acque fredde meteoriche, e zone rese praticamente impermeabili per autosigillamento causato da circolazione idrotermale (*self-sealing*), e quindi prive di fluidi.

b) Catena appenninica

La catena appenninica può essere suddivisa in due parti caratterizzate da una diversa distribuzione delle temperature in profondità.

Mentre nella parte centro-settentrionale la transizione tra l'area geotermica calda tosco-laziale del settore preappenninico ed i bacini sedimentari esterni avviene in modo graduale (temperature di 40-50 °C ad 1 km di profondità e di 80-120 °C a 3 km), nella parte centro-meridionale della catena la transizione dall'area tirrenica calda verso quella esterna adriatica fredda avviene bruscamente e le temperature presentano valori inferiori, fino a 30 °C ad 1 km ed a 60 °C a 3 km. Le notevoli quantità di acque meteoriche che percolano attraverso i vasti affioramenti di rocce carbonatiche della catena determinano, infatti, un forte raffreddamento fino a grandi profondità.

Il panorama termico dell'Arco Calabro-Peloritano, ricostruito in base a dati idrogeologici e strutturali per la quasi totale mancanza di valori di temperatura misurati in pozzi più o meno profondi, presenta larghi margini di incertezza. Pertanto, si può solo arguire l'esistenza di temperature relativamente basse (< 100 °C) entro i 3 km di profondità. Non si possono tuttavia escludere risalite di fluidi profondi nelle principali zone interessate da sistemi di fratture e faglie.

c) Settore alpino

Gli scarsi dati disponibili non permettono di fare una ricostruzione completa a scala regionale delle temperature profonde in corrispondenza della fascia centrale della catena alpina.

In alcuni pozzi profondi perforati nelle Alpi meridionali sono state misurate temperature di 50-60 °C a profondità di 2 km. In particolare, vicino a Merano è stato perforato negli anni '90 un pozzo che ha rilevato temperature di 40 °C ad 1 km e di 80 °C a 2 km di profondità.

Anche in questo caso come nell'Appennino, i circuiti idrotermali, legati ad infiltrazione di acque meteoriche lungo profonde discontinuità tettoniche e rapida risalita di fluidi profondi lungo faglie e frattura, sono responsabili della formazione di sorgenti termali in diverse aree dell'arco alpino, con temperature comprese tra 25 e 60 °C.

d) Pianura Padana, pianura veneto-friulana, avampaese adriatico, Fossa Bradanica

Questi settori hanno mostrato variazioni di temperatura in profondità del tutto normali: 30-40 °C ad 1 km, 60 °C a 2 km e 70-80 °C a 3 km, ma in alcune aree interne ed ai margini dei bacini sedimentari sono state misurate alle stesse profondità temperature maggiori dei valori medi. Tali valori anomali della temperatura sono la conseguenza di assetti strutturali ed idrogeologici del tutto locali.

In particolare:

- nella parte settentrionale della Pianura Padano-Veneta, al margine con le Alpi meridionali, esiste una anomalia al bordo orientale dei Colli Euganei, dove temperature di 80-90 °C sono state misurate già a 0,5 km di profondità. Esse sono dovute al ramo ascendente di un circuito profondo, che parte dai Monti Lessini e che risale nell'area del distretto termale euganeo per particolari condizioni idrogeologiche locali;
- nella zona fra Savona ed Asti la temperatura raggiunge valori superiori a 100 °C a 3 km di profondità;
- nella pianura veneto-friulana, presso la foce del Tagliamento e la laguna di Grado è presente una anomalia con due massimi di temperatura a modesta profondità (50-60 °C a 0,5-1 km);
- nella zona centro-orientale della Pianura Padana si trovano alcune anomalie di temperatura allungate in direzione NW-SE. La più evidente è quella associata alla dorsale carbonatica sepolta presso Ferrara, dove si raggiungono valori di circa 90 °C già ad 1 km di profondità;
- al margine meridionale della Pianura Padana, in particolare nella zona di Parma, si hanno temperature di circa 70 °C alla profondità di 1 km;
- vicino al margine occidentale della Fossa Bradanica, tra Benevento e Potenza, è presente una marcata anomalia termica, con temperature di circa 100 °C a 2 km di profondità.

Altre anomalie di temperatura sono localizzate anche lungo i fianchi orientali della Fossa in parola ed a Nord di essa, nei pressi di Ancona, in corrispondenza del dominio geologico noto come "Avampaese adriatico".

Alla "provincia" in esame appartiene anche una stretta fascia della Sicilia orientale compresa tra Gela e Catania, al margine della così detta "Piattaforma Iblea", dove si raggiungono temperature di 80-100 °C ad 1-2 km di profondità. Tale fascia, però, per la sua esiguità areale, non è evidenziata in **Fig. 12**.

e) Piattaforme Pugliese ed Iblea

La "Piattaforma Pugliese", caratterizzata da rocce carbonatiche permeabili, presenta valori di temperatura molto bassi fino a grandi profondità ($T < 50$ °C a 3 km).

In corrispondenza della "Piattaforma Iblea" vera e propria si riscontrano invece valori di temperatura di 40-50 °C ad 1 km, e di 90-100 °C a 3 km di profondità.

f) Arco delle Isole Eolie

I dati di temperatura rilevati nei pozzi geotermici eseguiti nell'isola di Vulcano (più di 420 °C già a 2 km dal piano campagna) e le misure di flusso di calore eseguite nel fondale marino circostante indicano la presenza di una forte anomalia termica in corrispondenza di tutto l'arco vulcanico.

g) Area dell'Etna

L'area circum-etnea è caratterizzata da temperature di 70-90 °C a 2 km di profondità. In particolare, nella zona di Paternò (25 km ad Ovest dell'Etna) in un pozzo è stata riscontrata la temperatura di 98 °C a 1150 m, in rocce a bassa permeabilità.

In corrispondenza dell'apparato vulcanico non si hanno informazioni termiche in quanto non sono stati perforati pozzi sufficientemente profondi. D'altra parte, la falda sub-superficiale di acqua fredda ospitata nelle vulcaniti molto permeabili dell'apparato stesso maschera la presenza di eventuali risalite di fluidi idrotermali.

h) Rift di Pantelleria

L'anomalia di temperatura messa in evidenza dalle manifestazioni idrotermali (fino anche a 100 °C) presenti nell'isola al margine della caldera sommitale più recente della Montagna Grande, nonché da alcuni pozzi poco profondi (250 °C tra 750 e 1200 m), è confermata dalle misure di flusso di calore eseguite nella circostante area marina ²³.

²³ Bellani S., Calore C., Grassi S., Squarci P. 2002. ITALY - Pantelleria Island. In "Atlas of Geothermal Resources in Europe" Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.

i) Sardegna

In questa regione i dati disponibili consentono la definizione della distribuzione delle temperature soltanto fino alla profondità di 2 km.

L'andamento delle isoterme a queste profondità mette in evidenza una diffusa anomalia termica che interessa il *rift* sardo (depressione del Campidano) per tutta la sua lunghezza. All'interno di questa anomalia sono rilevabili due aree di massimo termico: una a Nord, nella zona dell'Anglona, con temperature di 80 °C a profondità di alcune centinaia di metri, e l'altra a Sud, tra Oristano e Cagliari, dove gradienti termici fino a 60-80 °C/km suggeriscono temperature prossime a 200 °C a 3 km.

2.3) Tipi di risorse geotermiche e loro ubicazione

2.3.1) Aspetti generali

A causa alle condizioni geologiche descritte nei paragrafi precedenti, il potenziale geotermico italiano fino a profondità economicamente accessibili è considerevole ed include tutti i tipi possibili di risorse. Quelle con temperatura sufficientemente alta da poter essere utilizzate per produzione di energia elettrica, però, sono concentrate in poche aree della fascia preappenninica tosco-laziale-campana e su alcune isole vulcaniche del Tirreno; ma le zone dove attualmente esse vengono sfruttate per produrre energia elettrica sono situate solo nella Toscana meridionale e coprono meno dell'1% del territorio nazionale.

Tuttavia, per il mutato quadro economico generale, le perduranti difficoltà di approvvigionamento delle fonti primarie di energia, e l'accresciuta sensibilità dell'opinione pubblica nei confronti dei problemi ambientali, sviluppatasi nel decennio passato in Italia, in meno di due anni, a partire dal 2009, sono stati chiesti oltre 100 nuovi permessi di ricerca in Toscana, Lazio, Campania, Sicilia e Sardegna, riguardanti la produzione di energia geotermoelettrica: un vero e proprio boom che non ha precedenti nella storia italiana dello sfruttamento della geotermia a fini geotermoelettrici.

Ciò è conseguenza da un lato degli incentivi (già da anni erogati in forma di Certificati Verdi per tutte le energie rinnovabili, tra cui la geotermia), e dall'altro delle disposizioni di legge varate negli ultimi due anni, con particolare riguardo al DL 22 dell'11/2/2010 "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche", emesso in attuazione dell'Art. 27 della Legge 99/2009.

Questo decreto aggiorna la precedente normativa della Legge 896/86, e la adegua organicamente al quadro di riferimento costituzionale e legislativo, che a partire dagli anni '90 si è profondamente modificato con il decentramento alle Regioni delle competenze in materia di energia. Tra le principali novità rispetto al precedente assetto normativo bisogna ricordare l'eliminazione delle norme della Legge 896/86 che attribuivano la preferenza ad Enel ed Eni per il rilascio dei permessi di ricerca, ed in particolare l'esclusiva all'Enel della coltivazione di risorse geotermiche a fini di produzione elettrica nelle Province di Grosseto, Livorno, Pisa e Siena.

E' stata quindi la completa liberalizzazione delle attività di ricerca e coltivazione di risorse geotermiche che ha stimolato molti nuovi operatori, oltre ad Enel Green Power, a presentare circa la metà delle nuove richieste di permessi di ricerca in Toscana, considerata la regione più promettente per il reperimento di fluidi ad alta temperatura.

Le zone interessate dalla maggior parte dei permessi sono caratterizzate dalla presenza, entro 2-3 km di profondità, di risorse a temperature presumibilmente minori di quelle esistenti negli attuali campi in esercizio, ma probabilmente oggi economiche per produrre elettricità con le attuali tecnologie. Conseguentemente, la generazione di energia elettrica dai tradizionali sistemi idrotermali potrà avere nei prossimi anni uno sviluppo importante, interessando aree del territorio nazionale abbastanza più ampie di quelle fino ad ora sfruttate a questo scopo.

Al contrario, le risorse a temperatura medio-bassa (60-90 °C entro 2-3 km di profondità), adatte prevalentemente per usi diretti del calore, sono diffuse in molte zone del territorio italiano, mentre quelle a temperatura ancora più bassa (40-60 °C entro gli stessi 2-3 km di profondità) si trovano

quasi ovunque. Pertanto, considerato il loro potenziale in gran parte non sfruttato, il loro trascurabile o nullo impatto ambientale ed il costo sempre più elevato dei combustibili fossili, queste risorse sono suscettibili di ampio sfruttamento per ogni tipo di applicazione diretta. Esse potranno perciò avere uno sviluppo territoriale molto maggiore di quello delle risorse per la generazione elettrica.

Dopo aver illustrato nei paragrafi precedenti le caratteristiche geologiche, strutturali e termiche del territorio italiano, nel seguito vengono brevemente descritte le risorse geotermiche in termini di tipologia e distribuzione geografica.

2.3.2) Risorse di alta temperatura

Le risorse di questo tipo sono soprattutto concentrate nella fascia preappenninica tosco-laziale-campana compresa tra il Fiume Arno e la penisola sorrentina. Tutta la suddetta fascia è stata oggetto, tra la fine degli anni '70 ed i primi anni '90, di una intensa esplorazione superficiale e profonda.

Sono presenti in questa fascia serbatoi geotermici ad elevata temperatura ($>150\text{ }^{\circ}\text{C}$ entro profondità spesso inferiori a 2 km). L'esplorazione geotermica ha messo in evidenza la presenza in alcune aree con fluidi geotermici ad elevata salinità e temperature anche superiori a $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 2 km di profondità; inoltre, sono state rinvenute in alcuni luoghi temperature superiori a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 3 km di profondità in rocce vulcaniche.

Per quanto riguarda la generazione di energia elettrica, le aree di maggiore interesse commerciale si trovano in Toscana nelle zone di Larderello, Travale-Radicondoli e Monte Amiata.

Invece nei tratti laziale e campano della fascia in esame i risultati dell'esplorazione effettuata dalla *joint venture* Enel-Agip non sono stati soddisfacenti: qui infatti numerose aree sono risultate molto calde con temperature anche maggiori di $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 2-3 km di profondità, ma il serbatoio si è rivelato scarsamente produttivo per bassa permeabilità. Si tratta perciò di aree che, alla luce del mercato energetico degli anni '80-'90, erano considerate economicamente prive di interesse. Non si può però escludere che in condizioni di mercato delle fonti di energia diverse da quelle degli anni in parola, le stesse aree possano diventare economicamente attraenti.

In tutta la fascia in esame, inoltre, sono verosimilmente presenti fluidi di media temperatura che negli anni passati non furono presi in esame per la generazione elettrica, ma che oggi potrebbero diventare interessanti anche a questo fine.

a) Toscana

Come già detto, i campi geotermici di Larderello, Travale-Radicondoli, Bagnore e Piancastagnaio sono in esercizio per la produzione di energia elettrica da molti decenni, ed hanno raggiunto a fine 2010 una potenza installata complessiva di 882,5 MWe. Diverse aree circostanti o prossime ai campi in parola presentano buone prospettive di ulteriore rinvenimento di fluidi a temperatura medio-alta ($> 120\text{-}150\text{ }^{\circ}\text{C}$ entro 2-3 km di profondità).

b) Lazio

Nel sottosuolo delle zone centrali dei grandi apparati vulcanici laziali i pozzi profondi fino ad ora perforati hanno rinvenuto elevate temperature ($\sim 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ entro 2 km di profondità) che confermano la presenza di un potenziale serbatoio geotermico regionale.

I permessi di ricerca richiesti in queste zone mirano ad individuare strutture sepolte corrispondenti ad acquiferi confinati con buona permeabilità e presenza di fluidi a bassa salinità.

c) Campania

Le zone con temperatura superiore a $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ sono quelle dei Campi Flegrei e dell'Isola d'Ischia.

Nei Campi Flegrei alcuni pozzi geotermici hanno individuato, nella potente sequenza vulcano-sedimentaria termometamorfica, fino a tre serbatoi geotermici locali sovrapposti entro 2,7 km di profondità, con temperature da 200 ad oltre $350\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Nell'Isola d'Ischia vi è la possibilità di rinvenire fluidi con temperature di oltre $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ a partire da 1 km di profondità.

Lo sviluppo di tali risorse nelle suddette zone della Campania è però fortemente limitato dalla loro intensa urbanizzazione e dal timore che possa compromettere le diffuse attività turistico-termali che in esse si sviluppano.

d) Sicilia

Alcune isole della Sicilia sono state oggetto, negli anni 80, di una intensa esplorazione superficiale e profonda.

Nelle isole vulcaniche di Pantelleria, Vulcano ed altre nell'Arcipelago delle Eolie, i numerosi studi geo-vulcanologici e le ricerche geotermiche condotte permettono di ipotizzare l'esistenza di alte temperature nel sottosuolo praticamente ovunque.

D'altra parte, alcuni pozzi perforati a Pantelleria ed a Vulcano hanno permesso di documentare la presenza, a profondità relativamente modeste (fino a circa 2 km), di fluidi con elevate temperature. In particolare, nell'isola di Vulcano sono state misurate negli anni 1993-94 temperature di oltre 400 °C a 2050 m; ma la scarsa permeabilità del serbatoio ed altri motivi tecnici ed economici impedirono allora la prosecuzione delle attività.

A Pantelleria, inoltre, alcuni pozzi hanno intercettato fluidi tra 750 e 1200 m con temperatura di oltre 250 °C nella zona centrale dell'anomalia termica che interessa parte dell'isola. Si può pensare allora che questa zona possa avere un certo sviluppo per la produzione geotermoelettrica, entro i limiti però di necessità dei consumi elettrici dell'isola.

Infine, nell'Isola di Lipari è probabile la presenza di fluidi con temperatura di 200 °C ed oltre entro rocce vulcaniche fratturate e permeabili a partire da 1 km di profondità.

A parte quanto sopra, risorse con temperature minori di quelle sopra dette (dell'ordine di 150 °C), che sono divenute ora di interesse per la generazione elettrica, potrebbero essere rinvenute in zone periferiche rispetto ai massimi di anomalia termica dei settori prima indicati.

In breve, lo sviluppo delle risorse di alta temperatura per produzione di energia elettrica nelle isole siciliane in parola potrebbe diventare abbastanza prossimo, ma nei limiti (almeno per il momento) dei livelli di consumo locali.

e) Sardegna

In alcuni settori centrali della fossa tettonica del Campidano esistono gradienti termici fino a 60-80 °C/km, che suggeriscono la presenza di temperature maggiori di 150 °C a 3 km di profondità.

E siccome in questi settori è probabile anche l'esistenza a circa 2 km di profondità di serbatoi formati da rocce carbonatiche, i fluidi in essi contenuti potrebbero raggiungere temperature di 120-150 °C; valori già interessanti per produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario.

A 3 km di profondità, inoltre, è probabile che i serbatoi sopra detti giungano a formare un unico acquifero confinato, con temperature fino a 200 °C.

f) Mar Tirreno meridionale

Il corpo principale del grande vulcano sottomarino Marsili ospita probabilmente un grosso sistema idrotermale ad alta temperatura. Data la profondità inferiore al chilometro dal pelo dell'acqua della struttura vulcanica, per la sua esplorazione a fini di produzione geotermoelettrica è stato impostato un programma di esplorazione nell'ambito di un permesso di ricerca molto ampio, già concesso.

Sembra perciò che i lavori di esplorazione possano essere avviati molto presto. In caso di loro esito positivo, è prevista la costruzione di una centrale elettrica su piattaforma con trasporto dell'energia via cavo sottomarino, inizialmente solo verso la Sicilia.

Il progetto sarebbe il primo al mondo mai realizzato con queste caratteristiche.

Un sistema idrotermale di alta temperatura simile a quello sopra detto potrebbe esistere anche nel vicino apparato sottomarino Palinuro, che può essere anch'esso di interesse a fini geotermoelettrici.

Novità di progetto a parte, se uno dei due sistemi si rivelasse economicamente interessante per la produzione di energia elettrica a scala commerciale, data l'estensione delle due strutture, gli obiettivi di

sviluppo al 2030 della geotermia italiana di alta temperatura potrebbero essere notevolmente più ampi di quelli dati nel successivo Cap. 4.

2.3.3) *Risorse di media e bassa temperatura*

a) *Italia settentrionale*

Nel settore occidentale e centrale dell'Italia settentrionale, l'obiettivo principale della esplorazione geotermica è rappresentato dagli acquiferi clastici delle pianure lombarda e piemontese, dove sono state documentate temperature da 30 a 45 °C tra 0,3 ed 1 km di profondità²⁴.

In Piemonte, le aree più favorevoli sono state individuate ad Ovest di Vercelli, a Nord di Saluzzo e ad Est di Novara.

Un notevole interesse assume in particolare la zona di Acqui Terme-Visone ove esistono sorgenti con acqua fino a 70 °C, e dove studi molto recenti²⁵ hanno confermato l'esistenza di temperature nel serbatoio di 100÷130 °C.

In altre zone termali piemontesi, come ad Argentera (CN), le ricerche mirano ad individuare livelli di circolazione profonda in rocce carbonatiche o metamorfiche.

La Pianura Padana presenta interessanti acquiferi multistrato nella coltre sedimentaria clastica, con temperature di almeno 60 °C a 2 km di profondità. Alcuni pozzi petroliferi hanno individuato acque fossili a 50 °C ad 1,5 km e 90 °C a 3 km di profondità nell'area di Metanopoli, nonchè acquiferi a 35-40 °C in formazioni sabbioso-ghiaiose confinate poste tra 300 e 900-1000 m di profondità.

In Lombardia l'area più interessante, sia per la temperatura che per la potenzialità degli acquiferi, è situata intorno a Milano e si estende dalla zona del Ticino e Pavia fino a Cremona, dove è possibile la presenza di acque con temperature di 70-80 °C entro i 2 km.

Nel sottosuolo delle pianure veneta, emiliano-romagnola e friulana, gli obiettivi principali della ricerca sono rappresentati da formazioni carbonatiche mesozoiche in una larga fascia che corre lungo il margine delle Prealpi Venete, intorno al rilievi dei Monti Berici e dei Colli Euganei, nella bassa pianura veneta orientale e friulana, ed in una ristretta area della pianura emiliana intorno a Ferrara. Il tetto delle formazioni carbonatiche in tutte queste zone è situato a meno di 2 km dalla superficie.

In particolare, la più importante area geotermica della regione in esame è quella dei Monti Berici-Colli Euganei, legata alla presenza di un acquifero confinato costituito da rocce carbonatiche sepolte sotto un materasso di depositi clastici. Nell'acquifero si sviluppa un circuito termale alimentato da acqua meteorica proveniente dai Monti Lessini. L'acqua attinta tramite pozzi da questo acquifero, o che risale spontaneamente in superficie lungo faglie per formare sorgenti termali è il più delle volte leggermente salata.

I pozzi perforati nell'area del distretto termale euganeo variano da poche a molte centinaia di metri e captano tutti acqua a temperatura variabile da un minimo di 60 fino anche ad 86 °C. Ciò è dovuto, come accennato nel paragrafo precedente, alla risalita locale, per particolari condizioni idrogeologiche, del circuito termale sopra detto.

Nell'area dei Monti Berici, invece, le temperature alle stesse profondità sono decisamente inferiori poiché il circuito idrotermale è molto meno profondo.

Fra gli acquiferi costituiti da terreni sedimentari, un discreto interesse rivestono i depositi sabbioso-ghiaiosi della pianura veneta orientale e friulana, caratterizzati da acque dolci con temperatura fino a circa 45 °C entro 800 m di profondità.

²⁴ Calore C., Ghezzi R., Ghezzi P., Squarci P., Taffi L., 2002. *ITALY - Po River Plain*. In "Atlas of Geothermal Resources in Europe". Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxembourg.

²⁵ Caviglia C., Cigolini C., De Luca D.A., 2011. *Il campo geotermico di bassa entalpia di Acqui Terme-Visone*. Acque sotterranee, n. 124; pp. 13-19.

In particolare, nella parte orientale della pianura (zona Grado-foce del Tagliamento), gli acquiferi confinati formati da terreni clastici contengono acqua a 35-50 °C a partire da 400 m di profondità. Il substrato carbonatico della stessa zona, invece, presente a partire da 600-800 m dal piano campagna, ospita una circolazione di acqua a 50 °C ed oltre.

Nella zona di Schio-Bassano sono presenti temperature relativamente elevate a modesta profondità (superiori a 50 °C entro 1 km).

Nel settore meridionale del Lago di Garda (zona Verona-Sirmione) sono state documentate acque con temperature di 60 °C a meno di 2 km di profondità. Nella zona di Sirmione in particolare, per la presenza del ramo ascendente di un circuito idrogeologico molto profondo, si raggiungono punte di quasi 100 °C a soli 150 m di profondità.

Nella zona di Belluno e di Montello (TV), pozzi per idrocarburi perforati dall'Eni hanno individuato la presenza di acque dolci con temperature di 43 °C e di 55 °C entro 1 km di profondità, in dolomie triassiche ed in arenarie e ghiaie mioceniche, rispettivamente per le due località.

Nella zona di Ferrara, la presenza di formazioni carbonatiche fratturate del Mesozoico, formanti un acquifero confinato con tetto posto a varie profondità (tra 800-1000 e 1200-1500 m) a seconda della maggiore o minore dislocazione subita per fagliamento, permette la circolazione convettiva di acque calde²⁶. Il ramo ascendente del circuito più caldo si sviluppa all'interno di un alto strutturale nel quale la temperatura dell'acqua giunge a circa 100 °C entro 1,5 km di profondità.

Oltre a quelli sopra ricordati, circuiti idrotermali profondi controllati da faglie, che danno luogo a manifestazioni termali di superficie si trovano nelle seguenti località dell'Italia nord-orientale: *i*) Bagni di Romagna, con temperature alla sorgente di 45 °C e di 60 °C stimati in profondità; *ii*) nella zona Fidenza-Salsomaggiore, dove le acque sgorgano a temperature superiori a 30 °C, mentre sono stimati 70 °C entro i 2 km.

b) Settori adriatici dell'Italia centrale ed Umbria

In questi settori la presenza di acquiferi di bassa temperatura è ipotizzabile, con limitazioni di continuità, entro le formazioni carbonatiche più permeabili ed entro le formazioni clastiche plio-quadernarie caratterizzate da prevalente componente sabbiosa.

In corrispondenza di tali acquiferi, nei pressi di Ancona e lungo la costa adriatica a Sud di Pescara, si riscontrano temperature lievemente anomale con punte di 80 °C a 2 km di profondità in prossimità del confine con il Molise.

c) Toscana

In tutta la regione esiste un potenziale serbatoio rappresentato da formazioni prevalentemente carbonatiche di età mesozoica.

Tralasciando le aree nelle quali queste formazioni affiorano, ed oltre alle zone di intensa anomalia termica intorno a quelle più indiziate per la presenza di risorse ad elevata temperatura (descritte in precedenza), il potenziale serbatoio in parola è continuamente presente tra 0,5 ed 1 km dal piano di campagna in buona parte della Toscana marittima a Sud dell'Arno. La temperatura valutata a tali profondità è generalmente di almeno 50 °C.

A profondità di 2 km, invece, tutta la Toscana marittima a Sud dell'Arno ha temperature superiori a 90 °C, fatta eccezione per alcune zone minori. Tra le aree di potenziale interesse per lo sviluppo di risorse a medio-bassa temperatura a fini di uso diretto, si citano quelle di Pisa-Pontedera (50-60 °C a meno di 1 km), di Siena-Acqua Borra (70 °C a circa 700 m), e Roccastrada (75 °C ad 1 km di profondità).

²⁶ Carella R, Guglielminetti M., Verdiani G., 1986: *Attività dell'Agip nel campo dell'energia geotermica in Italia*. Atti del Convegno Federelétrica; Padova, 10.04.86.

d) Lazio

In tutto il Lazio, come in Toscana, esiste un potenziale serbatoio costituito prevalentemente da formazioni carbonatiche di età mesozoica, ubicato a profondità spesso inferiori ad 1 km dal piano campagna.

In particolare, tutta la fascia che va dalla costa agli apparati vulcanici dei Monti Volsini, di Vico, dei Monti Sabatini e dei Colli Albani, tale serbatoio ospita quasi senza soluzione di continuità acque calde tra 50 e 90 °C.

La principale di queste zone si trova vicino a Viterbo, dove alcuni pozzi perforati dall'Enel nella seconda metà degli anni '70 hanno individuato un serbatoio di acqua a 60÷90 °C che si sviluppa in continuità da poco più di 1 fino a 3 km di profondità circa.

A 2 km di profondità praticamente tutta la fascia tra la costa e la valle del Tevere, la zona intorno a Roma ed i Colli Albani presentano temperature maggiori di 90 °C. In questa zona, al di sopra del suddetto serbatoio regionale si trovano lenti permeabili entro la coltre prevalentemente vulcanica, nelle quali circolano acque di alcune decine di gradi. Ciò è dimostrato dalle numerose sorgenti ipo- e meso-termali diffusamente presenti in questa zona.

Nella parte più meridionale del Lazio, in presenza del suddetto serbatoio carbonatico mesozoico, sono state rinvenute, entro 1-1,4 km di profondità acque calde nelle aree di: *i*) Latina (60°C a 1,4 km); *ii*) Fogliano (80 °C a 1 km); *iii*) nella Valle Latina (50-70 °C a 1-2 km); *iv*) in prossimità delle Terme di Suio (50-100 °C a 0,5-1 km).

e) Campania

Questa regione, a differenza delle due precedenti geotermicamente più interessanti, non presenta il sopra detto potenziale serbatoio carbonatico entro 2-3 km di profondità nell'ampia zona dei Campi Flegrei e dintorni, dove esistono nel sottosuolo le temperature più elevate.

Nella zona di Roccamonfina, al confine con il Lazio, in prossimità delle citate terme laziali di Suio, l'acquifero carbonatico, presente a circa 2 km, potrebbe ospitare fluidi con temperatura maggiore di 100 °C.

Poco lontano da Suio, invece, nella zona di Mondragone, in prossimità della costa, sorgenti termali e pozzi poco profondi indicano l'esistenza di fluidi a 40 °C collegati a circuiti profondi ancora poco noti.

Nel settore a Sud del F. Volturno, locali e discontinui potenziali serbatoi sono alloggiati entro la spessa coltre vulcanica della zona napoletana. Infatti nell'area flegrea e ad Ischia, a profondità dell'ordine di alcune centinaia di metri, esistono fluidi caldi con temperature maggiori di 90°C.

Una interessante struttura rialzata del serbatoio carbonatico mesozoico è stata localizzata in Irpinia (Monte Forcuso), dove a circa 1,5 km di profondità l'acquifero ha una temperatura di 80 °C, mentre a partire da circa 2 km sono stimate temperature di oltre 100°C.

Caratteristiche analoghe a quelle della zona sopra detta, seppur con temperature minori, sembrano essere presenti nell'area di Telese Terme.

Nella zona di Contursi sono stati rinvenuti fluidi con temperatura di 53 °C a 2 km, e si stimano temperature di circa 90 °C a profondità dell'ordine di 3 chilometri.

Infine, nella piana di Nola, a Nord del Vesuvio, si trovano, anche a profondità inferiori ai 1000 m, acque ipo- e meso-termali di possibile interesse pratico.

f) Molise-Puglia-Basilicata

L'esame dei dati disponibili permette di evidenziare una fascia con potenziali acquiferi di interesse geotermico a bassa temperatura sul lato nord-orientale della Fossa Bradanica, che si allunga da Pescara al Golfo di Taranto.

Gli acquiferi sono costituiti in parte da rocce carbonatiche facenti parte della così detta “Piattaforma Pugliese”, ed in parte da orizzonti arenitici presenti, all'interno della Fossa stessa, nei bacini neogenici lucano, pugliese e molisano.

Questa fascia si ricollega a NW con i potenziali acquiferi di interesse geotermico a medio-bassa temperatura menzionati prima nel punto b) ed è caratterizzata da temperature di poco superiori a 60 °C alla profondità di 2 km.

g) Calabria

I dati disponibili si riferiscono a zone termali nelle quali emergono sorgenti ipo- e meso-termali.

Agli effetti di possibili usi diretti diversi dal termalismo sono degne di nota le seguenti zone:

- aree delle Terme Luigiane (Cosenza) e delle Terme di Caronte, vicino a Lamezia Terme;
- zona compresa tra Lamezia Terme, Catanzaro ed Isola di Capo Rizzuto, dove si possono raggiungere 70 °C a circa 2 km, e dove ricerche mirate al reperimento di fluidi a moderata e bassa temperatura potrebbero individuare serbatoi alloggiati in complessi carbonatici o gneissico-granitici.

h) Sicilia

In questa regione sono presenti potenziali serbatoi di media e bassa temperatura formati da rocce carbonatiche coperte da terreni impermeabili. Le acque contenute in gran parte di tali serbatoi sono calde e vengono localmente a giorno in forma di sorgenti con temperature tra 30 e 70 °C.

In tutto il settore occidentale, ed in particolare nella zona tra Trapani e Sciacca, è probabile la presenza di acqua con temperature di oltre 90 °C a circa 2 km di profondità.

Nella zona di Catania-Paternò il tetto del potenziale serbatoio, anche qui formato da rocce carbonatiche, giace a profondità intorno a 2000 m. L'acqua in esso contenuta ha temperature stimate prossime a 90 °C.

In corrispondenza dell'Etna non si hanno informazioni attendibili per mancanza di pozzi di adeguata profondità. Inoltre, l'acquifero sub-superficiale, costituito da vulcaniti permeabili sature di acqua fredda, maschera la presenza di possibili risalite di fluidi idrotermali. Si presume, però, che a profondità di oltre 2 km ci possano essere condizioni favorevoli alla formazione di sistemi idrotermali di media termalità.

i) Sardegna

I dati termici disponibili sono concentrati principalmente all'interno della depressione tettonica del Campidano, per cui si può dire in particolare quanto segue:

- nel settore settentrionale della depressione (zona di Casteldoria) esistono sorgenti termali a temperature fino a 70 °C. Esse sono verosimilmente le emergenze superficiali di acque circolanti in prevalenza in rocce granitiche a profondità superiori ad 1 km;
- nel settore centro-meridionale della depressione stessa, alcune sequenze clastiche mioceniche possono costituire complessi permeabili contenenti acque termali. E siccome la temperatura giunge a luoghi già a 25-30 °C a 100 m di profondità, è probabile che nella parte centrale e più profonda del Campidano, possano formarsi circuiti idrotermali con $T \geq 120$ °C a 2 km di profondità;
- in prossimità dei margini della depressione in parola sono presenti circolazioni idrotermali con temperature delle sorgenti fino a circa 50 °C. I circuiti profondi, impostati su sistemi di faglie bordiere, possono perciò presentare temperature di ~ 90 °C già a 2 km.

2.4) Sistemi geotermici utilizzabili per produrre energia elettrica

I sistemi geotermici fino ad oggi sfruttati nel mondo per produrre energia elettrica sono soltanto quelli idrotermali di media ed alta temperatura (> 70 fino ad oltre 200 °C), in campi a vapore o ad acqua dominante, con l'uso di centrali geotermiche a tecnologia matura: unità a condensazione, a scarico

libero, a ciclo binario ed a ciclo combinato, che utilizzano vapore diretto o vapore di *flash* (singolo, doppio, e più raramente triplo).

Esistono però anche sistemi geotermici diversi da quelli idrotermali, che per comodità di riferimento vengono di solito raggruppati sotto il termine comprensivo di *sistemi geotermici non convenzionali*. Essi includono i seguenti gruppi:

- rocce calde secche (*hot dry rocks*, **HDR**), rocce calde fratturate (*hot fractured rocks*, **HFR**), e sistemi geotermici stimolati (*enhanced*, oppure *engineered geothermal systems*, **EGS**);
- sistemi geopressurizzati;
- sistemi magmatici;
- sistemi a fluidi supercritici;
- sistemi a salamoia calda.

Benché noti ed in parte studiati in varie zone del mondo, per ragioni di natura economica, ambientale e tecnologica, nessuno di questi sistemi, diversi da quelli idrotermali classici, ha potuto però essere sfruttato fino ad ora per produrre energia elettrica a fini commerciali.

Per i primi due di essi (HDR/HFR/EGS e sistemi geopressurizzati), anzi, sebbene siano i meglio studiati e più sperimentati in alcuni Paesi avanzati del mondo, i tempi di maturazione tecnologica, a partire da oggi, variano tra un minimo di 5÷6 ed un massimo di 10÷12 anni.

Per gli altri sistemi, invece, si prevedono tempi di maturazione più lunghi, non inferiori a 10 anni.

In ogni caso, siccome bisogna considerare che la loro maturazione commerciale potrà avvenire almeno due anni dopo quella tecnologica, si pensa che a partire dagli anni 2020-2025 alcuni dei sistemi sopra detti possano essere in grado di produrre energia elettrica a costi competitivi con quelli di altre fonti.

Per quanto riguarda in particolare il primo dei *sistemi non convenzionali* in parola (HDR/HFR/EGS), le conoscenze accumulate con le ricerche e sperimentazioni fatte fino ad ora indicano che restano ancora da risolvere i seguenti problemi: *i*) sismicità indotta da operazioni di fratturazione delle rocce profonde per aumentare la permeabilità del serbatoio; *ii*) limitato volume di roccia fratturabile artificialmente; *iii*) ridotta trasmissività delle fratture artificiali create nel serbatoio e conseguente elevata pressione di iniezione dell'acqua nel serbatoio (250÷300 bar a bocca pozzo in condizioni normali); *iv*) grandi quantità di acqua superficiale necessaria per inondare le fratture artificialmente allargate o neo-formate, con perdite di circolazione in *loop chiuso* maggiori a volte del 50 %; *v*) possibili sovrappressioni del fluido contenuto nelle fratture naturali, con valori a luoghi anche maggiori di 350 bar a 4-5 km di profondità (come nei pozzi di Habanero, Cooper Basin, Australia), che richiedono perciò pressioni di iniezione dell'acqua dell'ordine di 700 bar); *vi*) rapido declino di temperatura nell'acqua del circuito di *loop*; *vii*) possibile presenza di gas e composti corrosivi (CO₂, H₂S, HF, HCl, ed altri) disciolti nell'acqua contenuta nelle fratture originali.

Bisogna anche ricordare che in mancanza di un fluido vettore (naturale o artificiale) che assicuri lo scambio termico con le rocce, l'estrazione da esse del calore per sola conduzione, pur teoricamente possibile in minima misura e per tempi ridotti, allo stato attuale della tecnologia dei materiali (e di quella prevedibile nei prossimi anni), è tanto poco efficiente quanto costosa.

Premesso quanto sopra, si può dire che nel nostro Paese tutti i tipi di sistema geotermico di alta temperatura potenzialmente idonei a produrre energia elettrica, idrotermali e *non convenzionali*, esistono. Le loro caratteristiche geologiche generali sono descritte in **Tab. 1**.

Per tutti i *sistemi non convenzionali* presenti in Italia è impossibile fare una valutazione specifica di estensione e di potenziale energetico, poiché essi coesistono a volte insieme ai sistemi idrotermali di alta temperatura, e sfumano l'uno nell'altro con transizione graduale. Altre volte, invece, essi giacciono a maggiore profondità nelle stesse aree dei sistemi idrotermali, o si sviluppano in modo coalescente al di sotto ed ai lati di essi, oppure anche lateralmente ad altri sistemi dello stesso gruppo.

In breve, si può dire che in corrispondenza di aree a regime termico anomalo, oppure a profondità di alcuni chilometri dove la temperatura supera i 200 °C, a seconda delle caratteristiche strutturali ed idrogeologiche, è possibile la presenza di sistemi geotermici differenti, in combinazioni variabili tra loro da luogo a luogo. Pertanto, il modo in cui tali combinazioni si possono presentare in natura in ciascun luogo è specifico. Viene confermato così il concetto, largamente condiviso tra gli esperti, che ogni campo geotermico è *site-specific*; rappresenta cioè un caso unico.

Ciò precisato, si può aggiungere che le aree sfruttabili dei *sistemi geotermici non convenzionali* (ved. per la loro ubicazione il Cap. 5) occupano nell'insieme una superficie non inferiore a 2.000 km², ed hanno complessivamente un potenziale energetico estraibile di almeno 100 GWanno-elettrici. Se riferiti ad un periodo di sfruttamento (ad esempio) di 50 anni a tempo pieno, tale valore corrisponde a 2.000 MWe per 50 anni.

Si tratta di un potenziale in gran parte aggiuntivo, non sostitutivo, di quello indicato nel Cap. 4 per gli Scenari I e II secondo le previsioni fatte in questo studio fino al 2030.

Ad oggi, tuttavia, è impossibile dire quando i cinquanta anni sopra detti potrebbero aver inizio nel nostro Paese; per qualcuno di essi, forse, alla fine di questo decennio, ma a condizione che venga avviata subito, entro due anni da oggi al massimo, un "progetto finalizzato" nel settore geotermico ad essi specificamente mirato, come si propone di fare nel successivo Cap.5/paragrafo 5.2.4).

Tab. 1: Caratteristiche geologiche dei sistemi ad alta temperatura utilizzabili per produzione di energia elettrica

<p>Sistemi idrotermali (Fig. 13)</p> <p><i>Sistemi a circolazione naturale in acquiferi confinati, permeabili per porosità o per fratturazione, in aree di accentuata anomalia termica, alimentati da acqua meteorica percolante attraverso aree di assorbimento laterali, che assicurano il carico idrostatico e la circolazione convettiva di acqua nel serbatoio. Nelle parti sommitali del serbatoio, in corrispondenza di strutture sollevate, possono formarsi, in favorevoli condizioni, cappe di vapore. Si distinguono perciò due sottosistemi: uno ad acqua dominante, e l'altro a vapore dominante.</i></p>
<p>Sistemi a Rocce calde secche (HDR), a Rocce calde fratturate (HFR), e Sistemi stimolati (EGS) (Figg. 14 -15)</p> <p><i>Complessi di rocce competenti sepolte, con permeabilità naturale quasi nulla o scarsa, fratture chiuse o sigillate (in tutto o in parte) da circolazione idrotermale fossile, ubicati in aree con o senza anomalia termica regionale, per cui la loro temperatura dipende solo dalla profondità a cui essi si trovano.</i></p>
<p>Sistemi geopressurizzati (Fig. 16)</p> <p><i>Complessi clastici a granulometria di sabbia, piuttosto giovani (< 10 Ma) e quindi non ancora del tutto diagenizzati, molto permeabili per porosità primaria, che formano acquiferi confinati a profondità > 2 km, nei quali la pressione dell'acqua è regolata non dal carico idrostatico ma da quello litostatico delle formazioni sovrastanti, e con pressioni anche laterali in regime di compressione. Perciò, la pressione dei fluidi contenuti nell'acquifero può raggiungere diverse centinaia di atmosfere.</i></p> <p><i>In alcuni casi, tali sistemi si possono formare anche in acquiferi confinati costituiti da complessi rocciosi a bassa permeabilità.</i></p> <p><i>Tutti i sistemi in esame si formano in zone di debole anomalia termica, per cui la temperatura nel serbatoio varia con la profondità in funzione di valori normali o poco anomali del gradiente geotermico.</i></p> <p><i>Nei sistemi formati in complessi clastici, disciolti nell'acqua si trovano quasi sempre importanti quantità di gas organici, che possono avere interesse commerciale e che aumentano il valore economico del calore da essi estraibile.</i></p>
<p>Sistemi magmatici</p> <p><i>Sistemi connessi ad apparati vulcanici attivi con camera magmatica a piccola profondità (< 5-6 km), nei quali la temperatura del fluido utilizzato per l'estrazione del calore dipende da quella al tetto del corpo igneo. Sono state ideate a questo scopo, ma non ancora sperimentate, diverse modalità di captazione del calore (ved. meglio Cap. 5 /parag. 5.1.2).</i></p>
<p>Sistemi a fluidi supercritici</p> <p><i>I fluidi contenuti nel serbatoio (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 sistemi idrotermali di alta temperatura, anche di quelli a vapore dominante (ved. meglio Cap. 5 /parag. 5.1.2).</i></p> <p><i>E' probabile anzi che i sistemi idrotermali di alta temperatura, sia ad acqua che a vapore dominante, sfumino in profondità verso serbatoi contenenti fluidi supercritici.</i></p> <p><i>E' probabile pure che in corrispondenza delle aree termicamente più anomale quei fluidi contengano composti aggressivi dovuti ad acidi di fluoro e di cloro.</i></p>
<p>Sistemi a salamoia calda</p> <p><i>Sono particolari tipi di sistema idrotermale nei quali, per peculiari caratteristiche genetiche delle acque presenti nel sistema, sigillamento laterale del serbatoio per intervenute diverse condizioni idrogeologiche e/o a causa di incrostazioni idrotermali, scarso ravvenamento con acque meteoriche "fresche", e soprattutto a causa di una prolungata circolazione convettiva azionata da forti valori del gradiente geotermico in ambiente chiuso ad alta temperatura, le acque originalmente contenute nel serbatoio hanno subito un lungo processo di concentrazione salina raggiungendo i tenori di una vera e propria salamoia (TDS >> 10 mg/l).</i></p> <p><i>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.</i></p>

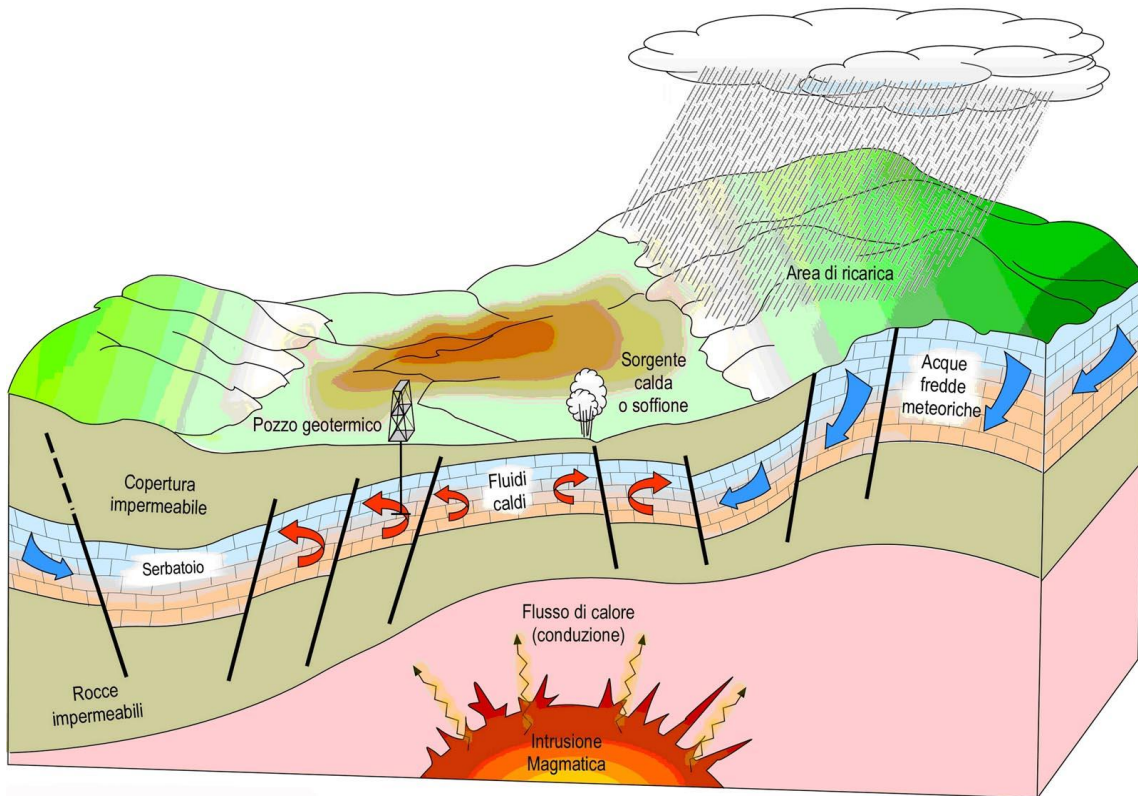


Fig. 13: Rappresentazione schematica di un sistema idrotermale di alta temperatura
(da documenti IGA, con modifiche grafiche) ²⁷

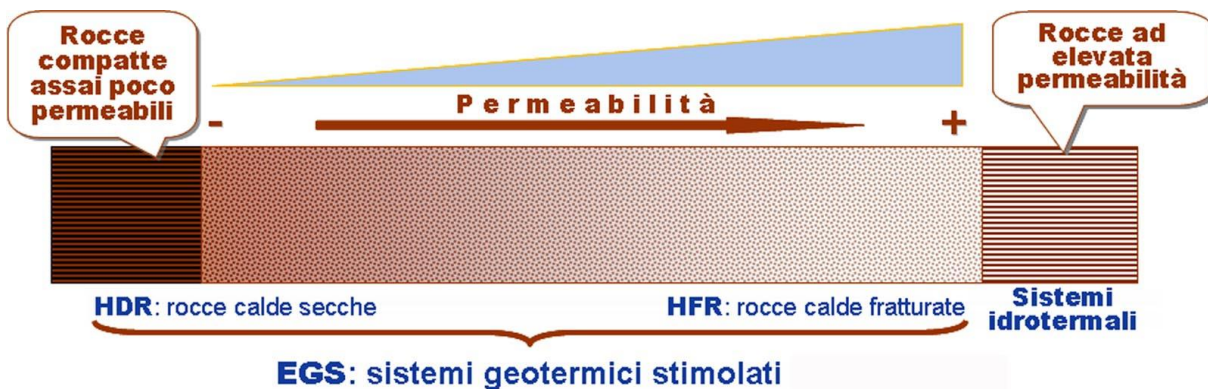


Fig. 14: Schema concettuale che mostra la gradualità di transizione dei Sistemi Geotermici Stimolati (EGS = Enhanced Geothermal Systems) da Rocce Calde Secche (HDR) a Rocce Calde Fratturate (HFR), e da queste ai Sistemi Idrotermali (HS = Hydrothermal Systems) in funzione della permeabilità. Da notare che le aree indicate in figura per i vari sistemi non sono proporzionali alla frequenza con cui i sistemi stessi si trovano in natura fino a 5 km di profondità (da Cappetti, con modifiche grafiche) ²⁸.

²⁷ Da documenti IGA/International Geothermal Association; sito web <http://iga.igg.cnr.it/geo/geoenergy.php?lang.it>

²⁸ Cappetti G., 2009. From HDR to EGS. An overview of the activities carried out from the beginning of the '70s. Comunicazione presentata alla Sessione 5 del Congresso Internazionale "Dalla Dichiarazione di Ferrara (1999) alla Dichiarazione di Brussels per un' Europa geotermica"; Ferrara, 23-25/9/2009 (Ved. relativi Atti).

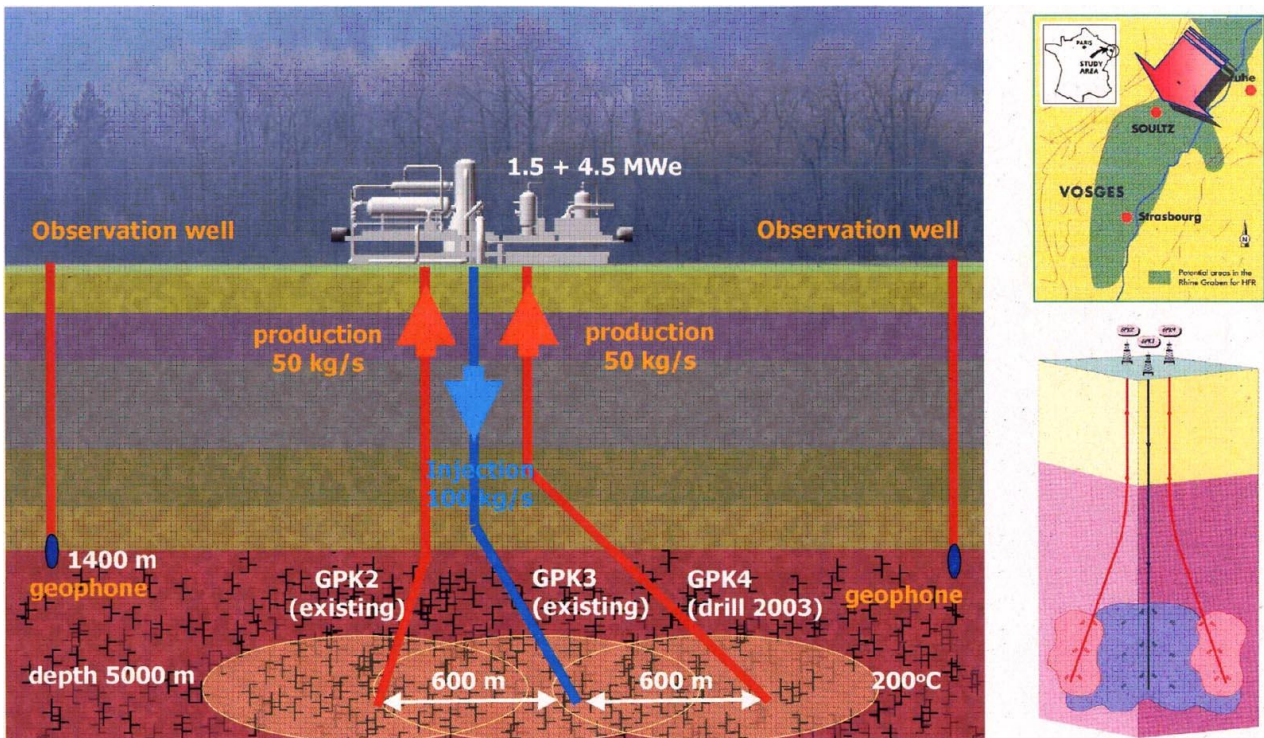


Fig. 15: Progetto di Rocce Calde Secche (HDR) con serbatoio artificiale in basamento granitico, in corso di sviluppo a Soultz sous Forets (Alsazia, Valle del Reno, Francia)²⁹

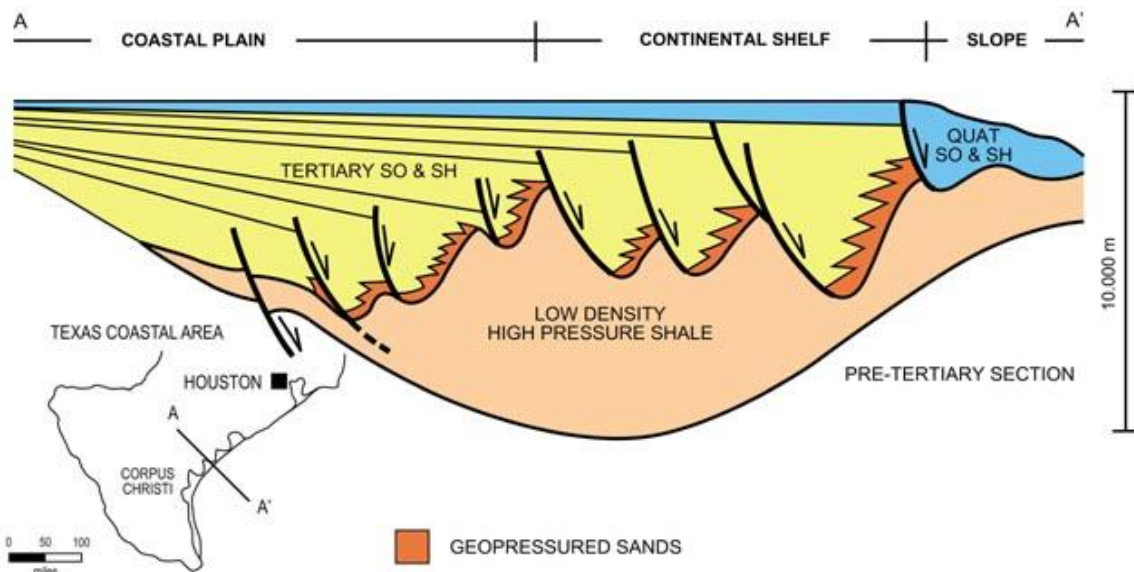


Fig. 16: Schema di un sistema geopressurizzato nelle condizioni geologiche di un'area costiera del Golfo del Messico, circa 300 km a SW di Houston, Texas (USA) (da una comunicazione di J. Lund)³⁰

²⁹ Da informazioni ufficiali sull'andamento del Progetto; sito web: www.soultz.net/version-en

³⁰ Lund J. (2007). Characteristics, Development and Utilization of Geothermal resources (Fig. 10). Comunicazione fatta al XIII Congresso Nazionale dei Geologi Italiani, e relativi Atti del CNG/ONG; Matera, 10-12/5/2007.

3. Analisi dei dati, metodologia di lavoro e termini di riferimento

3.1) Ipotesi di base

3.1.1) Evoluzione dei consumi e del costo delle fonti di energia con particolare riguardo al petrolio

In virtù di politiche mirate al risparmio, all'uso razionale dell'energia, e ad una maggiore efficienza degli impianti di produzione, il consumo totale di energia primaria del nostro Paese è continuamente diminuito negli ultimi anni, passando dai 198 MTEP del 2005³¹ a 185,29 MTEP³² del 2010, con un decremento medio annuo dell'1,4 %. Si deve però pensare che il trend a decrescere non possa continuare indefinitamente, ma che sia destinato ad esaurirsi in pochi anni, dando successivamente luogo ad un graduale nuovo aumento dei consumi di energia primaria causato dalla sperata ripresa, in tempi relativamente brevi, dello sviluppo economico-sociale (ved. Cap. 7).

Il contributo delle diverse fonti ai consumi totali di energia primaria si vede in **Tab. 2**. Si può notare da essa che il decremento totale deriva da una significativa diminuzione dei consumi dei combustibili fossili e dell'energia importata, accompagnata da un importante aumento delle fonti di energia "dolci". I combustibili fossili, però, con il loro 83%, restano ancora il comparto energetico dominante del nostro Paese. I contributi specifici dei loro diversi tipi al 2005 e 2010 sono riportati in **Tab. 3**.

Tab. 2: Contributo delle principali fonti ai consumi totali di energia in Italia nel 2005 e nel 2010

Fonti	2005		2010	
	(TEP x 10 ⁶)	(% sul totale)	(TEP x 10 ⁶)	(% sul totale)
- Combustibili fossili (carbone, gas, petrolio)	173	87	153	83
- Idroelettrica ed altre fonti rinnovabili e non convenzionali	14	7	22	12
- Elettricità importata	11	6	10	5
Totali	198	100	185	100

Tab. 3: Contributo dei combustibili fossili ai consumi totali di energia in Italia. Raffronto 2005-2010

Combustibili fossili	2005		2010	
	(TEP x 10 ⁶)	(% sul totale)	(TEP x 10 ⁶)	(% sul totale)
- Carbone	17	10	13	9
- Gas	71	41	68	44
- Olio combustibile	85	49	72	47
Totali	173	100	153	100

Si può notare da quest'ultima tabella che, a causa del diminuito consumo totale di energia primaria indicato in Tab. 2, nel quinquennio in esame si è avuta anche una notevole riduzione in valore assoluto di tutti i tipi di combustibile fossile, che rispetto al 2005 corrisponde complessivamente a quasi il 12 %. In termini relativi, tuttavia, la situazione del 2010 è rimasta quasi eguale a quella del 2005, con una piccola diminuzione del carbone e dell'olio combustibile a favore del gas.

Riguardo alla evoluzione dei costi dei combustibili fossili nel periodo 2000-2010 si può osservare quanto segue.

Il prezzo alla fonte del petrolio greggio nel periodo in esame è stato molto variabile, essenzialmente a causa: della guerra in Irak e della situazione geopolitica nel Medio Oriente nei primi anni 2000,

³¹ Ministero delle Attività Produttive, 2006. Bilancio di sintesi dell'energia in Italia per il 2005.

³² Ronchi E., Caminiti N., Barbadella A., 2011. L'Italia resta in linea con il Protocollo di Kyoto. Le emissioni di gas serra nel 2010 sono diminuite del 6, 8% rispetto al 1990. Pubblicazione della "Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile" (Tab. 1), su dati del Ministero per lo Sviluppo Economico, 2011.

della crisi economico-finanziaria mondiale esplosa nel 2008, e delle vicende che hanno predisposto le rivolte che nel 2011 si sono verificate in alcuni Paesi del Nord Africa e, di nuovo, nel Medio Oriente.

L'andamento complessivo delle quotazioni medie annue del greggio alla fonte dal 2000 al 2010, espresse in US \$ a valori correnti e costanti si vede in **Fig. 17**. A prescindere dal picco di 95 US \$/barile del 2008 e dal minimo di 62 US \$/barile del 2009, la figura indica un trend in aumento, con fattore di crescita medio nel decennio 2001-2010 di circa 8,5% all'anno.

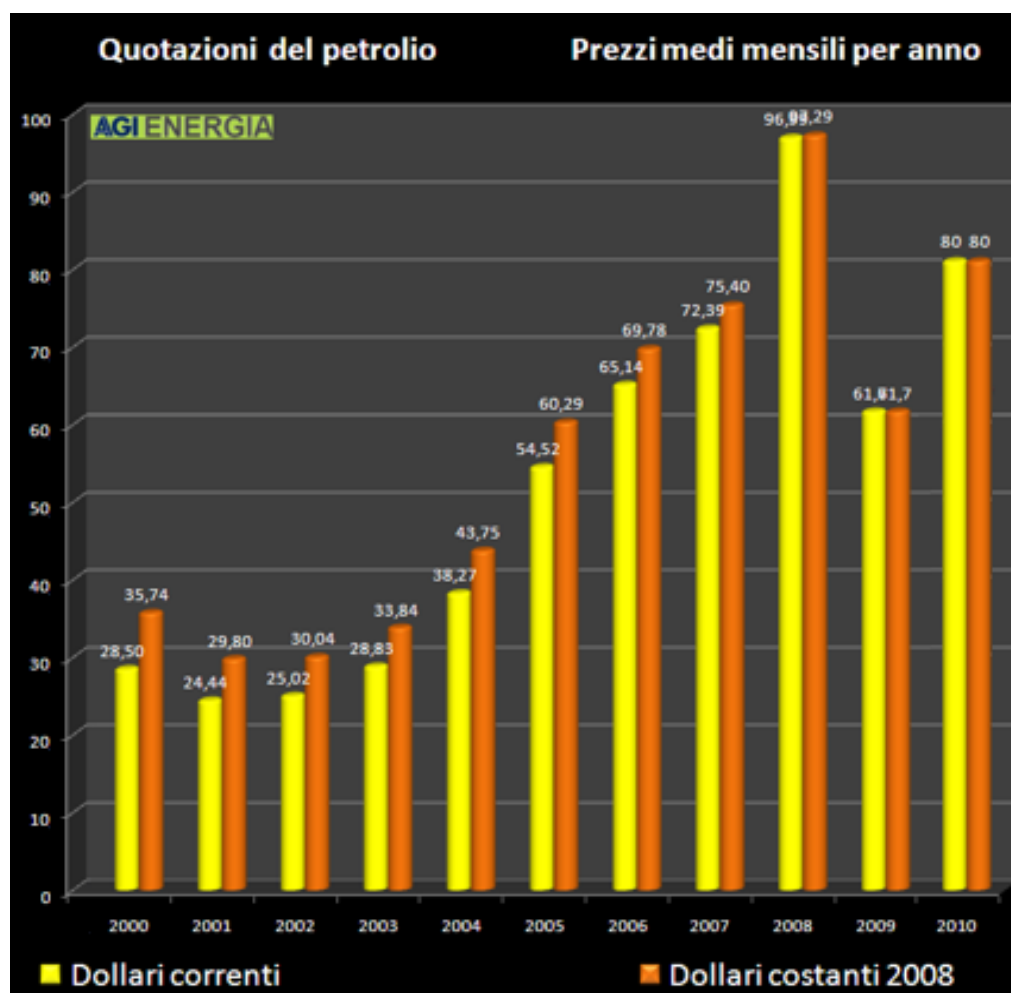


Fig. 17- Andamento storico delle quotazioni del petrolio greggio alla fonte dal 2000 al 2010 (in US \$/barile), (dal sito di AgiEnergia.it³³, con modifiche grafiche e l'aggiunta dei dati approssimati del 2010)

Nello stesso periodo, i prezzi medi annui del gas naturale per usi industriali, e del carbone hanno avuto un andamento simile a quello del petrolio, con un picco anche qui, in entrambi i casi, nel 2008. L'incremento medio dei prezzi verificatisi per queste due fonti nel decennio 2001-2010, però, è diverso da quello del greggio, essendo risultato di circa il 7% all'anno per il gas e di quasi il 17% all'anno per il carbone.

A parte ciò, dato che il petrolio ed il gas naturale costituiscono le componenti principali delle fonti fossili di energia e formano oltre l'80 % dell'attuale paniere energetico italiano (ved. **Tabb. 2 e 3**), e siccome esse resteranno certamente fino al 2020, e probabilmente fino al 2030, il comparto principale del paniere medesimo, per avere un'idea dell'andamento dei costi delle fonti di energia nei prossimi due decenni, si può ipotizzare che gli incrementi medi dei loro prezzi dal 2001 al 2010 (8,5 e 7%/anno, come detto sopra) possano giungere nel futuro al massimo a tali valori.

³³ Dal sito web: www.AgiEnergia.it/petrolio/petrolio1991-2009 html - *Evoluzione storica dei prezzi del petrolio.*

Considerando allora per il petrolio un incremento medio di prezzo del 6÷7% all'anno, gli 80 US \$/barile del 2010 si porterebbero a 140÷150 US \$/barile nel 2020, ed a 250÷300 US \$/barile nel 2030; valori questi da quasi 2 a 3-4 volte maggiori, rispettivamente, di quello raggiunto a fine 2010.

Con cautela, quindi, si possono ipotizzare i seguenti futuri prezzi del greggio alla fonte:

- per un modello di crescita economica secondo l'attuale trend, come previsto per lo Scenario I (ved. paragrafo 3.3): ≤ 150 US \$/barile al 2020, ed ≤ 250 US \$/barile al 2030;
- per un modello di crescita trainato da una notevole espansione produttiva a causa del previsto aumento della popolazione mondiale, ma in presenza di una possibile riduzione delle riserve di petrolio con conseguente necessità di adottare politiche forti di sviluppo sostenibile come indicato nello Scenario II (ved. parag. 3.3): ~ 200 US \$/barile al 2020, e ~ 300 US \$/barile al 2030.

3.1.2) Avanzamenti tecnologici attesi nelle metodologie di esplorazione e produzione, e nelle tecnologie di sfruttamento delle risorse geotermiche

Gli avanzamenti in esame possono essere ricondotti ai seguenti quattro gruppi di metodologie di lavoro e tecnologie di sfruttamento: **a)** esplorazione e gestione dei campi geotermici; **b)** produzione di fluido con perforazione di pozzi; **c)** generazione di energia geotermoelettrica; e **d)** usi diretti.

a) Esplorazione e gestione dei campi geotermici

I metodi di indagine (geologici, geofisici e geochimici), di analisi di laboratorio (petrografici, chimici, isotopici, ecc.), e di processamento integrato dei dati, usati per identificare e caratterizzare aree con differenti tipi di risorse idonee ad essere utilizzate per produrre elettricità o calore per usi diretti da sistemi idrotermali, sono noti e consolidati da tempo. Affinamenti sono sempre possibili, ma non sono attese, almeno nel breve periodo, eclatanti novità metodologiche in questo campo.

Sono invece attesi a breve termine miglioramenti di strumentazione e nelle tecniche di rilevamento ed elaborazione automatica dei dati con mezzi elettronici e con l'uso del computer, soprattutto per individuare orizzonti fratturati e campi di fessure in potenziali serbatoi profondi, e per ricostruire più precisi modelli geotermici tridimensionali di nuove aree di sfruttamento, o di campi già in esercizio. Essi consentono di pronosticare meglio l'evoluzione nel tempo delle caratteristiche termo-idrauliche del serbatoio in diverse condizioni di esercizio e di localizzare le aree più idonee alla reiniezione dei reflui o alla iniezione di acque superficiali, fatte con il triplice scopo di ravvenare idraulicamente il serbatoio, rallentare il naturale declino di portata e di pressione dei pozzi, ed aumentare il tasso di estrazione del calore dalle rocce.

Avanzamenti sono attesi anche nella strumentazione e nelle tecniche di esecuzione dei logs di parete in pozzi profondi fino a temperature di ~ 500 °C, allo scopo di ottenere tomografie tridimensionali di volumi di roccia a raggio via via crescente intorno all'asse dei pozzi. Ciò sarebbe particolarmente importante, non solo ma anche, per definire l'azimut e l'angolo di deviazione dei pozzi quando sia necessario o conveniente perforare una stella di pozzi partendo da un medesimo piazzale di sonda.

Miglioramenti nei metodi di prospezione e nelle tecniche di rilevamento dei dati potrebbero infine essere suggeriti nel medio-lungo periodo dalla esperienza che sarà progressivamente fatta durante lo sperato sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* come specificato nel successivo Cap. 5.

L'insieme di questi avanzamenti darà verosimilmente luogo ad una riduzione dei costi di reperimento e produzione del fluido (ved. paragrafo 3.1.3 e loro quantificazione in **Tab. 4**) che, pur modesta in termini assoluti e percentuali, è invece assai importante sul piano economico poichè consente di diminuire il rischio minerario di un progetto, aumentare il rapporto di successo dei pozzi, e calibrare meglio nel tempo la coltivazione delle risorse estraibili e lo sviluppo della vita utile degli impianti di generazione geotermoelettrica e/o di produzione del calore.

b) Perforazione di pozzi

b₁) Perforazione con metodi tradizionali

L'estrazione di calore dal sottosuolo avviene quasi sempre per emungimento di fluido (acqua, vapore, e miscele acqua-vapore, con maggiore o minore presenza di gas disciolti), attraverso pozzi che attingono in un acquifero il più delle volte confinato ed a temperatura più o meno elevata, in base al valore locale del gradiente di temperatura.

In alcuni casi, però, si può estrarre energia con l'uso di pompe di calore geotermiche da acquiferi poco profondi, freatici o artesiani, permeati di acqua a bassa temperatura (15-30 °C), oppure anche per scambio termico diretto con rocce a temperatura maggiore di 15-20 °C .

In tutti questi casi bisogna perforare pozzi più o meno profondi, il cui costo varia molto in funzione della profondità, del diametro, della litologia delle rocce e di altri fattori; costi che rappresentano quasi sempre la frazione principale di un progetto geotermico. Pertanto, è molto importante contenere questa frazione entro valori quanto più bassi possibile, soprattutto nel caso di pozzi con diametro al fondo maggiore di 7÷8 pollici (18-20 cm) il cui costo cresce esponenzialmente con la profondità.

I più importanti avanzamenti tecnologici ora allo studio, o in via di sperimentazione, nel settore della perforazione riguardano:

- la così detta *spallation drilling*. Consiste nella fratturazione e/o riduzione di tenacità delle rocce in pozzo mediante ugello posto al fondo dello scalpello di perforazione attraverso il quale viene iniettato gas ad alta temperatura e pressione, senza giungere però alla fusione delle rocce, che creerebbe altri problemi;
- riduzione dei tempi di *tripping*. Mira a semplificare tutte le operazioni di estrazione dal pozzo della batteria delle aste per il cambio degli scalpelli, e della successiva sua reintroduzione in pozzo per proseguire la perforazione;
- costruzione di scalpelli con dentatura più abrasiva e con l'uso di materiali più duri di quelli attuali;
- messa a punto di più efficaci apparecchiature e tecniche di controllo dell'azimut e dell'angolo di inclinazione dei *pozzi direzionati*, che possano essere usate anche in presenza nelle rocce di minerali ferro-magnetici. Queste tecniche servono per evitare avvitamenti dell'asse del pozzo, e per centrare gli obiettivi stabiliti entro scostamenti di pochi metri anche alle grandi profondità;
- fabbricazione di tubazioni di rivestimento dei pozzi (*casing*) in materiali speciali, plastici o metallici, capaci di resistere ad alte temperature e pressioni ed alla aggressione causata da fluidi corrosivi.

Con gli avanzamenti sopra detti si conta di abbattere i costi di perforazione almeno del 20 % rispetto a quelli attuali.

b₂) Perforazione con metodi avanzati

Si tratta di due tecnologie già applicate in alcuni casi nel settore petrolifero ed in quello dei minerali pregiati, ma non ancora sperimentate in campo geotermico.

- La prima riguarda la perforazione di pozzi che partendo dalla verticale vengono, da una certa profondità in poi, progressivamente deviati con angolo di inclinazione via via crescente fino a giungere ad una giacitura sub-orizzontale dell'asse del pozzo. In questo modo, sono stati realizzati fino ad ora nel settore petrolifero pozzi con tratto sub-orizzontale lungo anche diversi chilometri.

L'applicazione di questa tecnologia nel settore geotermico comporta però difficoltà molto maggiori rispetto a quella dei pozzi petroliferi a causa, principalmente, della diversa natura litologica delle rocce da perforare (spesso molto disomogenee, dure ed abrasive), del maggior diametro necessario per i pozzi di produzione, e delle elevate temperature del serbatoio che, a parità di profondità, sono sempre, nei campi geotermici, molto più alte di quelle dei giacimenti petroliferi.

Tuttavia, se con il tempo questa tecnologia si rivelasse fattibile sul piano operativo e conveniente su quello economico, essa potrebbe facilitare molto lo sviluppo di campi geotermici ubicati in zone con forti vincoli territoriali.

- La seconda tecnologia riguarda una nuova ipotesi di impostazione dei progetti di coltivazione del calore delle rocce calde profonde e poco fratturate (HDR-EGS) descritte nel paragrafo 2.4). L'ipotesi trae spunto da una tecnica applicata in alcune miniere d'oro del Sud Africa dove le gallerie di miniera fatte per intercettare i filoni auriferi partono da pozzi di grande diametro (anche > 10 m), profondi fino a 4 km, che fungono da condotti centrali e vengono perciò chiamati *deep shaft*. Per tale motivo, l'autore³⁴ ha chiamato **DS:HDR** (*Deep Shaft Hot Dry Rock* = Rocce calde secche con grande pozzo centrale) lo schema di progetto da lui proposto per creare serbatoi artificiali, o per stimolare la produttività di serbatoi poco permeabili, con l'obiettivo di alimentare impianti geotermici di grande potenza (> 100 MWe).

La sua applicazione prevede la perforazione di un pozzo centrale profondo 3÷5 km, con diametro di una diecina di metri, dal fondo del quale dovrebbe essere scavata lateralmente una camera di grandi dimensioni con funzione di piazzale centrale di lavoro per tutte le attività minerarie. A partire da essa dovrebbero essere scavate gallerie sub-orizzontali lunghe alcuni chilometri, recanti ciascuna piccole camere distanziate ad intervalli regolari, di altezza sufficiente ad alloggiare sonde di perforazione con cui costruire centinaia di pozzetti³⁵ sub-verticali di piccolo diametro ($\Phi \approx 4''$), ad una profondità dell'ordine di 300 m dal piano della galleria da cui la perforazione parte.

La metà circa di tali pozzetti, adeguatamente tubati, verrebbe usato per iniettare acqua "fresca" a pressione al fine di allargare ed inondare le discontinuità geologiche "secche" naturalmente presenti nelle formazioni rocciose raggiunte dai pozzetti, o di ravvenare fratture poco permeabili ma sature di fluidi, preesistenti nelle formazioni stesse. Gli altri pozzetti, anch'essi ubicati nelle gallerie sopra dette e tubati, orientati così da intercettare in maniera ottimale le fratture esistenti, servirebbero ad estrarre acqua ad alta temperatura da convogliare in appositi collettori a monte di uno scambiatore di calore posto in superficie. Il vapore prodotto a valle dello scambiatore alimenterebbe l'impianto di generazione, mentre l'acqua raffreddata verrebbe reiniettata nel serbatoio in *loop* chiuso secondo lo schema tipico delle HDR.

Il vantaggio principale di questo schema operativo rispetto a quello dei progetti HDR fino ad ora svolti consisterebbe nella eliminazione delle molte diecine di pozzi da 4-5 km di iniezione, e di altrettanti pozzi di eguale profondità di produzione, necessari per azionare un impianto >100 MWe, sostituendoli con un solo pozzo centrale di grande diametro e con diverse diecine di pozzetti di iniezione e di produzione di piccolo diametro e breve lunghezza complessiva. Il costo di costruzione a parità di potenza per impianti di almeno 100 MWe verrebbe, secondo l'autore, ridotto considerevolmente.

Si tratta di una idea originale che merita di essere diffusamente conosciuta. Tuttavia, prima di essere proposta per l'eventuale esecuzione di un progetto pilota volto a verificarne la fattibilità tecnico-economica, essa andrebbe approfonditamente valutata da un apposito gruppo di lavoro.

c) Generazione di energia elettrica

Si ritengono possibili in questo campo per i prossimi anni i seguenti avanzamenti tecnologici:

- aumento del rendimento in nuovi impianti alimentati da serbatoi idrotermali di alta temperatura a vapore surriscaldato, ivi inclusi: *i*) ulteriore miglioramento dei materiali nella palettatura di turbina per ridurre fenomeni di erosione/corrosione allo scarico; *ii*) miglior rendimento degli estrattori dei gas incondensabili; ed *iii*) aumento di efficienza del sistema di condensazione;

- ottimizzazione dei nuovi impianti alimentati da serbatoi idrotermali di alta temperatura ad acqua dominante, mediante l'inserimento di un impianto ausiliario a ciclo binario sullo scarico dell'acqua proveniente dai separatori di vapore, prima della reiniezione, con aumento significativo della potenza elettrica ottenibile;

³⁴ *D'Offizi S., 2011: DS-HDR. La geotermia, oltre che rinnovabile, diventa alternativa. Geologia dell'Ambiente, n. 3; 2011.*

³⁵ Il numero di questi pozzetti dipende dalla potenza dell'impianto voluto e dalla situazione geologica del serbatoio (temperatura, presenza di fratture "secche" o sature di acqua, impedenza idraulica, ecc.); ma l'autore stima che ne siano necessari una sessantina per ogni 100 MWe di potenza.

- sviluppo degli impianti a ciclo binario, per l'utilizzo di risorse di media temperatura ($90 \div 150$ °C);
- realizzazione di impianti combinati "generazione elettrica-teleriscaldamento", con aumento di efficienza complessiva nello sfruttamento della risorsa geotermica;
- realizzazione di nuovi impianti alimentati da *sistemi geotermici non convenzionali*, come definiti nel Cap. 2/paragr. 2.4 e meglio descritti nel Cap. 5.

d) Usi diretti

Oltre che con pozzi come detto nel precedente punto *b)* di questo paragrafo, l'estrazione di calore dal sottosuolo può avvenire anche mediante circolazione di acqua glicolata in serpentine di tubi ($\Phi \approx 2$ cm) variamente configurate ed alloggiare in trincee nel suolo fino ad 1 (un) metro di profondità, oppure in pali di fondazione di edifici fino a profondità di alcune decine di metri, oppure anche in pozzi di piccolo diametro fino ad un massimo di circa 150 m. Si tratta in tutti questi casi di calore estratto per conduzione da suoli o da rocce sub-superficiali o poco profonde.

Gli avanzamenti attesi in questo settore si possono dividere in due gruppi riferibili, il primo alla estrazione del calore, ed il secondo alla tecnologia di utilizzazione del calore estratto.

- Nel primo gruppo rientrano i materiali delle sonde e dei fluidi in esse circolanti, che consentono di aumentare il tasso di estrazione oraria del calore (e quindi dell'efficienza), nonché le apparecchiature e la strumentazione di controllo del circuito primario.
- Il secondo gruppo include il macchinario, le attrezzature di scambio termico, gli impianti termici e la rete di distribuzione del calore agli utenti, tutti in superficie.

A parte tale suddivisione, come si dirà meglio nel successivo Cap. 4 (paragr. 4.3), è atteso un notevole sviluppo di tutti i comparti ³⁶ di applicazione del calore geotermico, ed in particolare di quello per la climatizzazione di ambienti ed il teleriscaldamento. Ciò anche con l'impiego di *sonde geotermiche* che consentono di estrarre calore da rocce poco profonde, con o senza prelievo di acqua.

- Le *sonde* sono costituite da una o più coppie di "tubi ad U" in polietilene alloggiati in pozzi di $100 \div 150$ m di profondità e sigillati con cemento bentonitico, nei quali viene fatta circolare una miscela di acqua e fluido anticongelante (glicole propilenico, o altro).
- Per piccole applicazioni, e quando esiste spazio sufficiente, si utilizzano anche scambiatori con tubi in polietilene interrati fino a circa 2 m di profondità, con diverse configurazioni: a treccia, a serpentina, a cerchi concentrici, ad andamento elicoidale, ecc., in giacitura orizzontale o verticale.
- Un'altra possibilità consiste nell'inserimento nei pali di fondazione (fino a $10 \div 20$ m) dell'edificio o struttura edilizia da climatizzare, di tubi scambiatori di calore.
- In tutti questi casi, siccome la variazione di temperatura tra andata e ritorno del fluido della sonda, che si ottiene dallo scambio diretto con le rocce in pozzi di $100 \div 150$ m, oppure con il terreno circostante ai pali di fondazione fino a $10 \div 20$ m, oppure ancora con il suolo in trincee profonde fino a 2 m, e quindi il ΔT tra scambiatore primario e scambiatore di utilizzazione nell'edificio o struttura da climatizzare, è assai modesta ($10 \div 30$ °C), al fine di ottenere la temperatura necessaria allo scambiatore finale di climatizzazione dell'ambiente, bisogna interporre nel circuito termico una pompa di calore.
- Per il teleriscaldamento di grandi complessi abitativi o di interi quartieri urbani si ricorre, ove ce ne sia la disponibilità (aree di forte anomalia termica idonee ad essere coltivate per produrre energia elettrica, oppure zone con acquiferi confinati a temperatura sufficientemente alta, come ad esempio nei dintorni di Ferrara), al prelievo di acqua più o meno calda mediante pozzi profondi fino a centinaia di metri, ed a volte anche fino ad oltre 1.000 m.

³⁶ Per semplicità delle stime di crescita ai fini di questo studio, a prescindere dalla temperatura, i comparti nei quali sono state raggruppate le principali applicazioni del calore della Terra sono: *i)* climatizzazione degli ambienti; *ii)* balneologia termale; *iii)* usi agricoli (serricoltura ed altri); *iv)* itticultura; e *v)* processi industriali ed altri usi.

In altri casi, invece, sempre per il teleriscaldamento di grandi edifici urbani o di quartieri cittadini, si ricorre ad acque di falda (freatica o artesiane) con temperature anche piuttosto basse ($10\div 30^{\circ}\text{C}$), com'è il caso di Milano dove viene sfruttato il calore della locale falda freatica a circa 15°C , con un ΔT utile di $7-8^{\circ}\text{C}$. In casi come questi, però, occorrono grandi portate di acqua ed è generalmente necessario l'impiego di pompe di calore di grande potenza.

- Nell'atteso forte sviluppo di questi tipi di climatizzazione di ambienti, un ruolo importante dovrà essere ricoperto da una diversa tecnologia costruttiva dei nuovi edifici, con il progressivo abbandono degli scambiatori ad irraggiamento (radiatori), e la loro sostituzione con ventilconvettori o con scambiatori a pavimento. Ciò consentirà di utilizzare per il riscaldamento acqua a temperatura molto inferiore (anche di $40-50^{\circ}\text{C}$) a quella necessaria per i radiatori, e di realizzare inoltre, con semplice inversione del ciclo di funzionamento della pompa di calore, il raffrescamento estivo degli ambienti. E' pertanto probabile un notevole sviluppo nella costruzione di pompe di calore di piccole e medie dimensioni, con prestazioni sempre più avanzate, capace di favorire la progressiva sostituzione delle attuali caldaie di riscaldamento domestico. Le pompe di calore geotermiche, infatti, oltre a dare la doppia possibilità di riscaldamento invernale e raffrescamento estivo, per la loro semplicità di impianto ed economia di esercizio, nonché per i vantaggi ambientali derivanti dalle emissioni evitate di CO_2 , risultano comunque più convenienti (anche per solo riscaldamento) rispetto a tutti i tipi di caldaia attualmente in uso, comprese quelle a condensazione.

- Ci si attende inoltre un forte sviluppo tecnologico delle pompe di calore ad assorbimento (**Fig. 18/A**) che sono oggi disponibili solo per potenze molto elevate. Tuttavia, date le loro caratteristiche di flessibilità tecnica e convenienza economica, si prevede che questo tipo di pompe sarà reso presto disponibile sul mercato anche per macchine di piccole dimensioni ad uso domestico, in singoli appartamenti o in villette a schiera, con potenze tra 10 e 50 kW.

- In effetti, rispetto alle classiche pompe di calore a compressione con alimentazione elettrica (**Fig. 18/B**), oggi certamente più diffuse, le pompe di calore ad assorbimento presentano indubbi vantaggi, quali:

- * minor quantità di calore estratto dal terreno (a parità di potenza e di coefficiente di prestazione), con conseguente possibilità di ridurre la profondità dei pozzi di alloggiamento delle sonde geotermiche;
- * capacità di mantenere alta efficienza anche con terminali ad elevata temperatura (particolarmente utile nella riqualificazione di vecchi sistemi di riscaldamento a radiatori);
- * essendo sufficiente l'alimentazione di gas naturale già disponibile nell'ambiente da climatizzare, non è necessario potenziare l'alimentazione elettrica, come invece è richiesto quando si installano pompe di calore a compressione.

- A parità di potenza installata e di condizioni operative, la riduzione dei costi per gli usi diretti che possono essere sviluppati con l'ausilio delle pompe di calore nei prossimi due decenni, con particolare riguardo al comparto della climatizzazione degli ambienti, è di almeno il 30% rispetto ai costi attuali. Se poi fosse possibile accoppiare questa riduzione con quella (molto auspicabile) del prezzo dell'elettricità richiesta per attivare i compressori delle pompe di calore, l'effetto combinato delle due riduzioni darebbe un impulso allo sviluppo degli usi diretti ben maggiore di quello per esse stimato nel successivo Cap. 4.

- Ma oltre che per la climatizzazione degli ambienti, bisogna ricordare che il calore geotermico si presta anche per numerosi altri usi diretti (ved. nota 36); usi che sono a volte realizzati in cascata tra loro per intervalli decrescenti di temperatura.

Pertanto, a prescindere dalla valutazione quantitativa della evoluzione nel tempo dei cinque principali comparti detti in nota 36 ed illustrati nelle **Figg. 36-37** del successivo Cap. 4 /parag. 4.3, sono attesi per gli usi diretti importanti sviluppi tecnologici ed applicativi nei seguenti campi:

* con l'uso di calore a media temperatura ($T = 40 \div 90 \text{ } ^\circ\text{C}$) nelle industrie agro-alimentari, del legno, della carta, della chimica-farmaceutica, e nella balneologia termale in quelle stazioni di cura che utilizzano acque a $T > 40 \text{ } ^\circ\text{C}$ emunte da sorgenti calde naturali o da pozzi;

* con l'uso di calore a bassa temperatura ($T = 10 \div 40 \text{ } ^\circ\text{C}$), ottenuto anche mediante pompe di calore geotermiche, nei settori della agricoltura (serre, ed altri), della itticoltura e del termalismo nelle numerose stazioni di cura che dispongono solo di acque minerali fredde o ipotermali ($T = 8 \div 35 \text{ } ^\circ\text{C}$), che per poter essere utilizzate a fini termali devono essere riscaldate mediante fino a circa $38 \text{ } ^\circ\text{C}$.

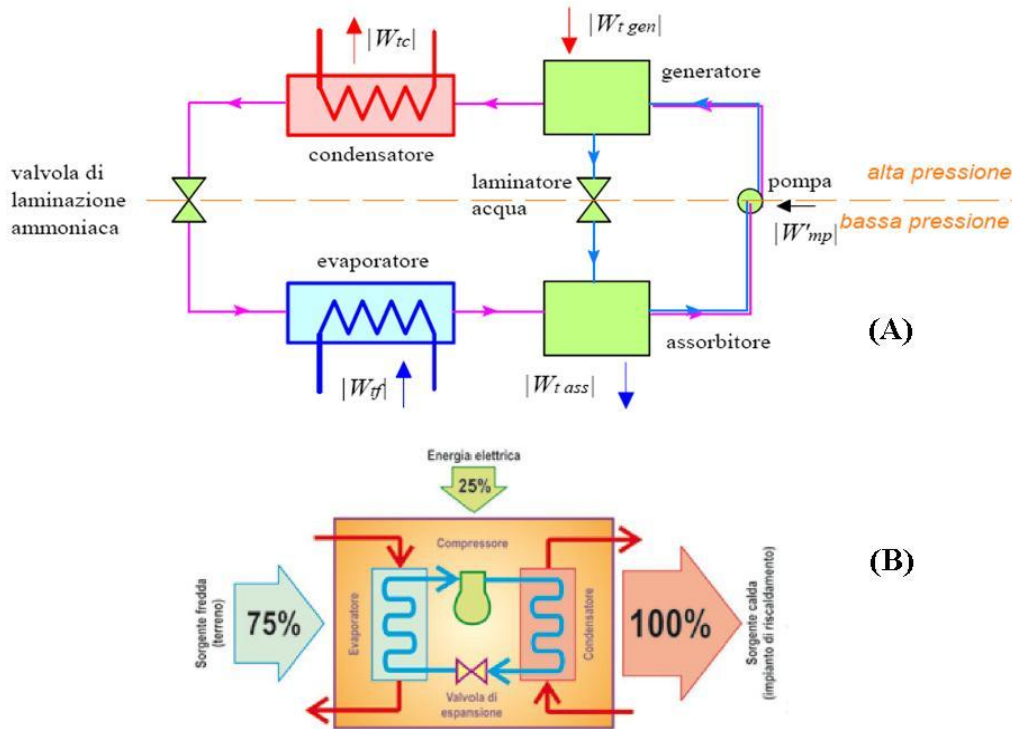


Fig. 18 - Due schemi di pompe di calore per i quali sono attesi ulteriori miglioramenti tecnologici.
 (A) Pompa di calore ad assorbimento; (B) Pompa di calore con compressore elettrico
 (fonti: Fig. 18/A³⁷; Fig. 18/B³⁸)

3.1.3) Componenti di costo dei progetti geotermoelettrici e profondità dei pozzi

Il costo totale di costruzione dei progetti geotermoelettrici può essere schematicamente diviso in 4 gruppi principali: *i*) attività minerarie (produzione del fluido); *ii*) trasporto del fluido; *iii*) impianti di generazione con relativa sottostazione elettrica; *iv*) altri costi.

a) Aspetti generali riguardanti lo sviluppo nel mondo della geotermia di alta temperatura

a₁) Costi delle attività minerarie

Sono sempre, ovunque nel mondo, in gran parte costituiti da quelli di perforazione dei pozzi, che a loro volta dipendono in larga misura dalla profondità del serbatoio, dalla litologia delle rocce e da altri fattori (ubicazione del campo e strade di accesso, acquisizione dei terreni per i piazzali, disponibilità di acqua per la perforazione a maggiore o minore distanza dai pozzi, ed altri).

Le due frazioni di costo delle attività minerarie riguardanti l'esplorazione di superficie prima di iniziare la perforazione, e l'esecuzione di rilevamenti, analisi e studi geoscientifici durante e dopo la perforazione stessa, sono sempre piuttosto piccole (<10 % per l'insieme delle due) rispetto al costo della sola realizzazione dei pozzi.

³⁷ P. Di Marco: *Appunti ed Esercizi di Fisica Tecnica e Macchine Termiche*; Univ. di Pisa, Facoltà di Ingegneria, 2008.

³⁸ G. Dall'O': *Ground Source. Il terreno come sorgente fredda*. Progetto Elettrico, n. 30; pp. 70-77; Gennaio 2005.

D'altra parte, bisogna considerare che incidono indirettamente sui costi di tutte le attività minerarie anche i tempi necessari per eseguirle che, in un progetto di medie dimensioni (diciamo 10÷50 MWe, nel caso di produzione di energia geotermoelettrica), da realizzare in un campo totalmente nuovo, sono di almeno 3 anni. A questi vanno poi aggiunti i tempi di progettazione, di costruzione e di installazione degli impianti di generazione che, a dir poco, richiedono altri 2-3 anni. Pertanto, i tempi di realizzazione di un progetto geotermoelettrico completo in zone vergini sono di almeno 5 anni. Di conseguenza, i costi totali delle attività minerarie di un progetto variano notevolmente da caso a caso sia in valore assoluto (in funzione, soprattutto, delle dimensioni del progetto) che in valore relativo di costo unitario delle singole voci.

a₂) Costi di trasporto del fluido (vapori e/o acquedotti)

Variano da campo a campo in funzione del numero dei pozzi, della distanza tra i pozzi (*spacing*), e dalla lunghezza della rete di tubazioni. Pertanto, il totale di questa voce dipende essenzialmente dalle dimensioni del progetto; tuttavia, il costo specifico per unità di lunghezza delle tubazioni, a parità di condizioni (diametro, pressione del fluido, tipo di acciaio, ecc.), è pressoché eguale per campi di uno stesso Paese e varia poco anche da un Paese all'altro.

a₃) Costi degli impianti di generazione

Come detto all'inizio del paragrafo 2.4), la produzione di energia elettrica è stata fatta fino ad ora soltanto con centrali geotermiche di tecnologia matura: unità a condensazione, a scarico libero, a ciclo binario ed a ciclo combinato, utilizzando vapore diretto o vapore di flash (singolo, doppio, e qualche volta triplo).

I loro costi variano principalmente in funzione della capacità totale installata in un campo, della taglia dei gruppi e del loro ciclo termodinamico; ma a parità di questi fattori, i costi unitari degli impianti nei campi dello stesso Paese sono quasi eguali tra loro, e variano poco anche da un Paese all'altro.

a₄) Altri costi (generalmente di gestione del progetto, finanziari, esterni, imprevisti, ecc.)

Sono molto diversi da Paese a Paese ed anche tra campo e campo nello stesso Paese; ma costituiscono nell'insieme una frazione modesta dei costi complessivi di progetto.

a₅) Costi unitari di costruzione ed incidenza percentuale delle componenti di costo di un progetto

Premesso quanto sopra, per progetti geotermoelettrici con capacità installata di 10÷50 MWe, il costo unitario oscilla oggi tra 2÷4 M€/MWe; pertanto il valore complessivo delle componenti sopra dette varia tra 20÷200 M€.

Per progetti con capacità installata superiore (ad esempio tra 50÷200 MWe) il costo unitario diminuisce esponenzialmente di un 15-20% circa.

L'incidenza media mondiale di ciascuna componente sul costo complessivo di progetto può essere stimata come in **Tab. 4**.

In particolare, per l'insieme delle attività minerarie (che sono la maggior componente dei progetti in parola), bisogna ricordare che l'attuale loro forte incidenza sul costo totale di costruzione è soprattutto dovuta alla perforazione dei pozzi, la cui profondità media mondiale è andata crescendo dai 1200-1300 m dei primi anni '70 fino ai 2500-2600 m attuali. Perciò, nonostante le notevoli migliorie tecniche apportate da allora nel campo della perforazione, il costo unitario dei pozzi, è venuto via via aumentando. Il suo valore medio attuale nel mondo per pozzi di 2.500 m, con diametro di produzione al fondo di 9 5/8", oscilla, tutto incluso, tra 1200 e 1500 €/m.

D'altra parte, nello stesso periodo di tempo, il rapporto di successo dei pozzi, che nei primi anni '70 era nel mondo del 60-65%, è venuto gradualmente diminuendo fino all'attuale 40 % circa.

a₆) Profondità massima e trends generale dei costi dei pozzi di produzione

La profondità massima dei pozzi perforati negli ultimi 40 anni, è passata dai 2.917 m faticosamente raggiunti nel pozzo Montecerboli 1 di Larderello nel 1977 (fatto per produrre vapore surriscaldato),

ai 4.300÷5.400 m raggiunti negli anni dal 1993 ad oggi in una ventina di pozzi perforati a Larderello ed in altri campi geotermici italiani, e nel 2007-2008 nei tre pozzi di Habanero (Cooper Basin, Australia). Si tratta in tutti questi casi di pozzi perforati per produrre fluido da sistemi naturali: a vapore surriscaldato o ad acqua dominante in Italia, e ad acqua pressurizzata in Australia.

Profondità massime più o meno eguali (4.500, 4.700 e 5.270 m) a quelle dette sopra sono state raggiunte tra i primi anni '90 ed il 2007 a Fenton Hill (USA), Basilea (Svizzera) e Soultz (Francia), rispettivamente; ma si è trattato in questi casi di progetti sperimentali di HDR/EGS.

L'incremento quasi costante del costo dei pozzi geotermici si è verificato negli ultimi decenni anche per la penuria, in certi periodi, di impianti di perforazione e dei relativi materiali (soprattutto tubi di rivestimento e valvole di bocca pozzo), attratti prioritariamente dal più remunerativo mercato petrolifero.

Per i motivi sopra detti, l'incidenza dei costi di produzione del fluido su quelli totali di costruzione delle centrali geotermiche è, negli ultimi 40 anni, quasi raddoppiata nel mondo, e la sua tendenza a crescere, pur frenata dagli avanzamenti tecnologici in corso nel settore della perforazione, non pare destinata ad arrestarsi. Tali avanzamenti infatti, costituiti soprattutto dalla tecnica di perforazione detta *spallation drilling* e dai tempi di *tripping* (ancora allo studio come detto nel paragrafo 3.1.2/b₁), potrebbero dar luogo ad una riduzione del costo dei pozzi nel breve periodo del 20% circa. Valore certamente importante, questo, ma che difficilmente potrà compensare il prevedibile aumento nel mondo della profondità media dei pozzi geotermici.

In breve, siccome la profondità media mondiale dei pozzi geotermici è destinata ad aumentare, la possibilità di giungere nei prossimi due decenni ad una riduzione percentuale del costo delle attività minerarie rispetto ai costi totali di costruzione dei progetti geotermoelettrici non dipende tanto dalla disponibilità di più avanzate tecnologie di perforazione, quanto piuttosto da un maggior valore economico dei fluidi prodotti in rapporto ad un costo del greggio ben più alto di quello attuale.

Tab. 4: Suddivisione percentuale dei costi medi mondiali di un progetto geotermoelettrico da 10÷50 MWe

Componenti di costo	Incidenza sul costo di costruzione totale (%)
Attività minerarie di reperimento e produzione del fluido geotermico: esplorazione di superficie, perforazione di pozzi, rilevamenti in pozzo, misure a bocca pozzo, analisi, ecc., relativi all'estrazione del fluido	45 - 50
Trasporto del fluido dai pozzi alla centrale: acquedotti e/o vapordotti, e loro pertinenze, ivi incluso il collettore all'ingresso della centrale	5 - 10
Impianto di generazione opere civili, gruppi turboalternatori, torri e sottostazione di centrale	25 - 30
Altri costi Progettazione di impianti, costi generali, costi di gestione, costi finanziari, costi esterni ed altri di compensazione ambientale, imprevisti, ecc., specifici del progetto	15 - 20
Totale progetto	100

b) Aspetti specifici e profondità dei pozzi geotermici di alta temperatura in Italia

A parte le considerazioni generali fatte nel soprastante paragrafo 3.1.3/a) sulle componenti dei costi di un progetto geotermico, per l'Italia si può dire che l'aumento di profondità dei pozzi perforati negli ultimi 15 anni nei campi di Larderello, Travale-Radicondoli, Bagnore e Piancastagnaio, con media di circa 2.700 m, ha causato una incidenza di costo delle attività di produzione del fluido geotermico del 15-20% maggiore della media mondiale data in **Tab. 4**, per un valore attuale di quasi il 55 % del costo totale di impianto. E siccome per i campi in esercizio tale valore non potrà certo diminuire, per ragioni economiche si possono ipotizzare future profondità dei pozzi con una media di 3.200 m entro il 2020 e di 3.500 m entro il 2030.

Sono inclusi in queste medie pozzi di 4,5÷5 km perforati non solo per produrre vapore surriscaldato o acqua calda pressurizzata, ma anche per trovare livelli poco permeabili suscettibili di stimolazione e/o di iniezione o reiniezione di acqua (secondo la metodologia già da tempo applicata a Larderello, o secondo il concetto recente degli EGS), oppure anche per documentare la presenza in profondità di fluidi supercritici.

Per la produzione di fluidi da classici sistemi idrotermali in aree contermini a quelle in esercizio, e per altre sperate aree produttive in Toscana ed in altre Regioni d'Italia, si possono invece ipotizzare profondità medie dei pozzi di 2.000-2.200 m entro il 2020 e dell'ordine di 2.500 m entro il 2030.

Oltre a questi, ed in aggiunta a quelli prevedibili nei campi geotermici in esercizio in Toscana ed alla loro periferia, si spera di poter perforare in diverse aree d'Italia entro il 2020 almeno una diecina di pozzi da 3÷5 km specificamente destinati a studiare la possibilità tecnica prima, verificare la convenienza economica poi, ed avviare infine la produzione di energia elettrica con fluidi naturali o con calore di scambio estratti da qualcuno dei *sistemi non convenzionali* descritti nel paragrafo 2.4). Questi pozzi dovrebbero essere eseguiti nel quadro di un programma R&S nel settore geotermico di ampio respiro, come descritto nel successivo Cap. 5/paragrafo 5.2.4).

Per concludere, tenendo presenti tutti i tipi di pozzo sopra indicati, sia per produrre energia elettrica con fluidi estratti da classici sistemi idrotermali in tutte le aree di possibile interesse del territorio nazionale (Toscana ed altre Regioni), sia per avviare la produzione di elettricità con fluidi o calore estratti da alcuni dei *sistemi non convenzionali* sopra ricordati, per le previsioni di sviluppo della geotermia in Italia vengono considerate per questo studio le seguenti profondità medie dei pozzi:

- 3.200 m entro il 2020;
- 3.500 m entro il 2030.

In tutti i casi, tenendo conto dell'attuale incidenza di costo delle attività minerarie (dovuta soprattutto alla perforazione, come si è detto), e del suo probabile aumento in questo e nel successivo decennio, il limite superiore di profondità stabilito in questo studio per la profondità dei pozzi, è di 5 km.

3.2) Termini di riferimento per le stime

3.2.1) Sviluppo della geotermia in Italia dal 2005 al 2010

Anche se originati in parte dagli stessi tipi di risorsa e nelle stesse zone di coltivazione, a prescindere dalla temperatura di produzione, i due settori di sfruttamento dell'energia geotermica (generazione di energia elettrica ed usi diretti in forma di calore) devono essere considerati separatamente, come si vede in **Tab.5** (righe a e b).

Per poterne comparare il valore energetico ed ottenerne il totale complessivo, però, i dati di produzione dei due settori devono essere riferiti, in entrambi i casi, alla stessa unità di misura; cosa per la quale si è deciso di fare riferimento al loro corrispondente termico espresso in kTEP/anno (riga c).

Oltre ai dati sopra detti, sono riportati in Tab. 5, per i due anni considerati, anche:

- il contributo totale della geotermia alla copertura dei fabbisogni energetici (riga d); e
- le emissioni evitate di gas in atmosfera, espresse in tonnellate/anno di CO₂ (riga e).

L'andamento della produzione di energia geotermoelettrica a partire dal suo inizio industriale nel 1913, con i valori specifici del 2005 e del 2010, è illustrato in **Fig.19**.

Per quanto riguarda gli usi diretti, invece, il calore totale utilizzato è stato 8.200 TJ/anno nel 2005 e 12.600 TJ/a nel 2010. La sua ripartizione tra le diverse Regioni d'Italia si vede nelle **Figg. 20 - 21**.

Tab. 5: Utilizzazione della geotermia in Italia a fine 2005 e fine 2010

Ambiti di sfruttamento	Dic. 2005			Dic. 2010		
	a) Generazione di energia elettrica	810,5 MWe	5,212 TWh/a	990 kTEP	882,5 MWe	5,343 TWh/a
b) Usi diretti (tutti, incluse pompe di calore geotermiche) ³⁹	650 MWt	8.200 TJ/a	200 kTEP	1000 MWt	12.600 TJ/a	300 kTEP
c) Totale geotermia (a+b)	-	-	1.190 kTEP	-	-	1.320 kTEP
d) Contributo della geotermia al consumo totale di energia	-	-	0,6 % (*)	-	-	0,71 % (*)
e) CO ₂ evitata (da a + b) ⁴⁰	-	-	3.650 kTon/a	-	-	4.000 kTon/a

(*) valori riferiti ai rispettivi consumi totali di energia indicati in Tab. 2: 198 MTEP per il 2005 e 185 MTEP per il 2010.

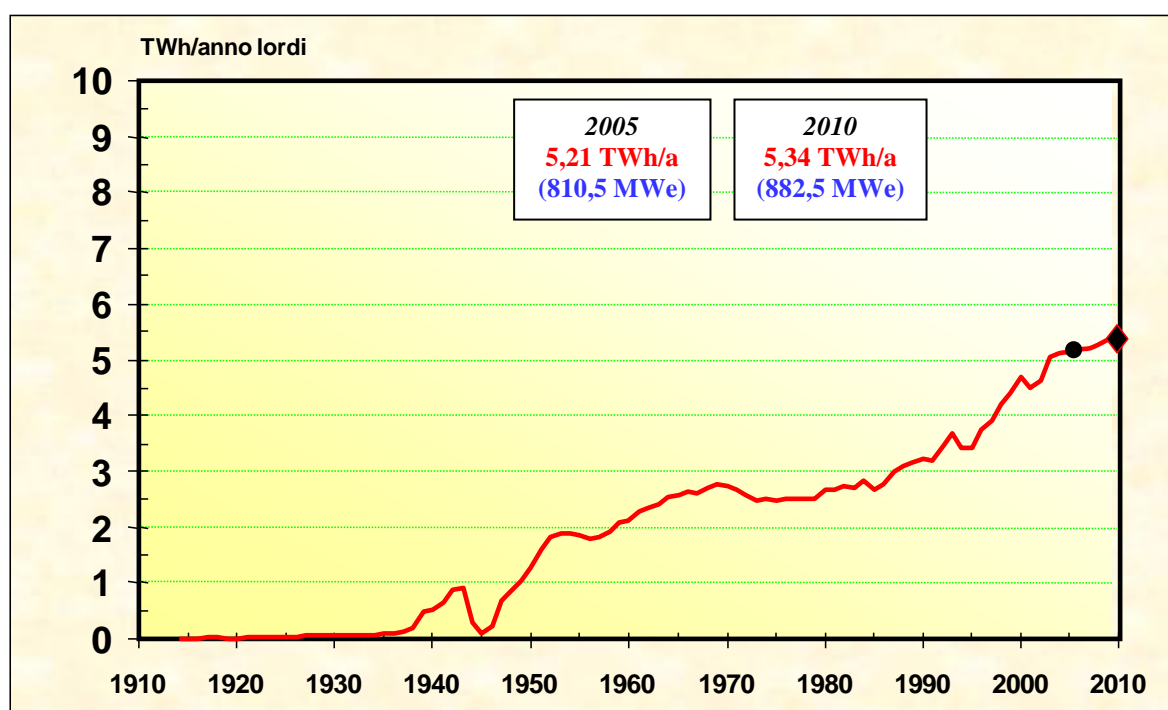


Fig. 19: Produzione di energia geotermoelettrica in Italia dal 1913 al 2005 ed al 2010

³⁹ I dati considerati in questo studio per gli usi diretti sono tutti maggiori di quelli pubblicati fino ad 1÷2 anni fa nella letteratura del settore poiché una indagine di mercato fatta recentemente dal CO.A.E.R ha posto in evidenza che la potenza installata delle pompe di calore geotermiche, a partire dal 2004, ha avuto uno sviluppo più rapido di quanto era stato previsto. La potenza installata è stata infatti: nel 2005 di 215 MWt (non 150 MWt), e nel 2010 di 500 MWt (non 260 MWt) come era stato riportato fino ad allora in bibliografia. I suddetti maggiori valori di potenza delle pompe di calore si riflettono quindi quasi interamente sulla potenza complessiva degli usi diretti, ed in una certa misura anche sul calore geotermico totale utilizzato per applicazioni dirette.

Inoltre, per altri motivi, che saranno spiegati nel paragrafo 3.2.2./b, l'energia totale degli usi diretti è stata nel 2005 e nel 2010 il 5÷10% maggiore di quella prima stimata ed apparsa in letteratura fino ad 1÷2 anni fa.

⁴⁰ I criteri in base a cui sono calcolati i valori della CO₂ evitata esposti in Tab. 5 (3.650 per il 2005 e 4.000 kTon/a per il 2010) sono discussi nel successivo paragrafo 3.2.2./c. Ma per quanto può essere utile sapere ora per capire i dati esposti in tabella, si anticipa che i totali sopra detti sono così formati: 3.130 kTon/a riferibili all'energia geotermoelettrica e 520 kTon/a riferibili ad usi diretti per il 2005 (totale 3.650 kTon/a), e 3.200 kTon/a per l'energia geotermoelettrica ed 800 kTon/a per usi diretti per il 2010 (totale 4.000 kTon/a). Ciò vuol dire che il contributo dei due comparti alla riduzione della CO₂ emessa è stato, rispettivamente, dell'86 e del 14% del totale per il 2005, e dell'80 e del 20% del totale annuo per il 2010. Pertanto, agli effetti della riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera, si è verificato nel periodo 2005-2010 un significativo aumento del contributo degli usi diretti rispetto a quello della produzione elettrica.

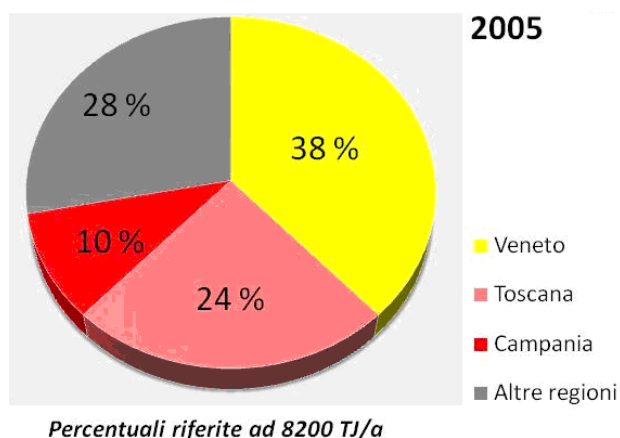


Fig. 20: Ripartizione regionale degli usi diretti nel 2005

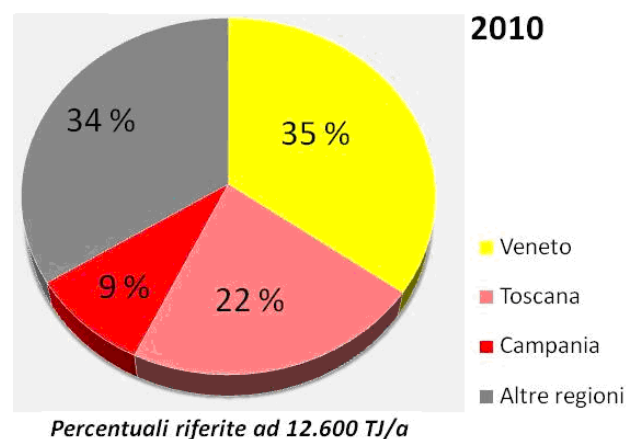


Fig. 21: Ripartizione regionale degli usi diretti nel 2010

3.2.2) Dati di riferimento desumibili dallo sviluppo della geotermia 2005-2010

Per alcuni dei dati esposti in **Tab.5** bisogna fare le seguenti considerazioni.

a) Produzione, fattore di carico medio annuo e CO₂ emessa degli impianti geotermoelettrici

- Per la potenza installata (810,5 MWe) e la produzione (5,212 TWh) del 2005 si possono valutare una disponibilità media annua dei gruppi del 95% (il restante 5% si riferisce ad operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria), ed un carico di impianto del 75÷80%. Quest'ultimo intervallo è dovuto: spesso ad una iniziale disponibilità di vapore inferiore a quella corrispondente alla potenza standard delle turbine (20 o 50 MWe), e sempre al progressivo declino della pressione nel serbatoio e della portata dei pozzi, solo in parte compensato dai nuovi pozzi periodicamente perforati per il suo reintegro.

L'incidenza dei due fattori dà luogo ad una disponibilità del 73÷74 % della potenza complessiva, il che corrisponde all'equivalente di 595 MWe di capacità operante a pieno carico per tutte le 8.760 ore dell'anno (8.760 h/a x 595 MWe ≈ 5,2 TWh/a).

Si otterrebbe lo stesso risultato immaginando che la capacità totale di 810,5 MWe abbia operato nel 2005 per ~ 6.400 su 8.760 ore dell'anno, con un rapporto di funzionamento annuale del 73 %.

- La potenza installata al Dicembre 2010 (882,5 MWe) include i due gruppi da 20 MWe di Chiusdino1 e Radicondoli 2, entrati in esercizio il 29/10 ed il 18/11/2010, rispettivamente. Le ore di funzionamento di questi due gruppi, a carico per altro ridotto, sono state ~1500 e ~1000 h/a, per cui la loro produzione complessiva nel 2010 (~ 25x10⁶ kWh) costituisce appena lo 0,5 % di quella totale dell'anno. Per questo motivo, il fattore di carico medio annuo generale degli impianti in esame va calcolato per il 2010 sulla restante potenza (842,5 MWe) che, soste di manutenzione a parte, è stata in esercizio per tutto l'anno. Il fattore di carico medio annuo complessivo di tale potenza può essere valutato per una disponibilità media dei gruppi del 95 % (essendo il restante 5 % attribuibile alle soste per manutenzione ordinaria e straordinaria), con un carico di impianto del 75÷80 % dovuto alle cause sopra descritte. Pertanto, il concorso delle due cause dà luogo ad un fattore medio annuo complessivo di utilizzazione degli impianti del 72÷73 % della potenza totale, corrispondente all'equivalente di 610 MWe di potenza operante a pieno carico per tutte le 8.760 ore dell'anno (8.760 h/a x 610 MWe ≈ 5,343 TWh/a).

Lo stesso risultato si otterrebbe pensando alla potenza totale installata funzionante a pieno carico per ~ 6.350 sulle 8.760 ore dell'anno (842,5 MWe x 6.350 h/a ≈ 5,343 TWh/a), con un rapporto quindi annuale di poco superiore al 72%. Tale valore risulta quindi più o meno eguale a quello del 2005.

- Quanto sopra porta a concludere che nelle condizioni di esercizio verificatesi nel passato quinquennio nei campi geotermici italiani, il fattore medio di utilizzazione dei gruppi geotermoelettrici (per le due cause combinate di disponibilità di impianto e disponibilità di fluido) è risultato pari all'equivalente di 6.350 ÷ 6.400 ore/anno per un funzionamento a pieno carico della potenza installata.

b) Calore utilizzato per applicazioni dirette

- Uno studio svolto dall'UGI nell'estate 2010 insieme ad esperti dell'Università di Siena per valutare il bilancio di massa e di energia del termalismo in Italia ha posto in evidenza che il calore naturale delle acque a $T \geq 30$ °C usate nelle piscine termali a fini curativi o di relax era ignorato nel bilancio energetico della maggior parte delle stazioni di cura che dispongono di piscine.

Ma siccome esso costituisce una frazione non trascurabile del bilancio, ne è stata fatta la valutazione, risultata ~ 600 TJ/anno nel 2005 e ~ 1.000 TJ/anno nel 2010. Pertanto, i valori di energia pubblicati in anni passati per il comparto della balneologia termale nel periodo 2005-2010 sono approssimati per difetto di 600÷1000 TJ/a; difetto che si riflette sul totale energetico complessivo degli usi diretti.

Per questo solo motivo (salvo quanto detto nel punto successivo sul contributo energetico dato dalle pompe di calore), i dati di energia geotermica usata nelle applicazioni dirette, pubblicati per il 2005 (7.554 TJ/a) e prima stimati per il 2010 (~ 11.000 TJ/a), sono stati aumentati di circa 650 e di circa 1.000 TJ/anno, dando luogo ai due totali di circa 8.200 TJ per il 2005 e 12.000 TJ per il 2010.

Bisogna però precisare che, trattandosi di calore derivante da acque calde utilizzate direttamente in piscina, i suddetti 650 e 1.000 TJ/a non comportano aumenti di potenza installata né per la balneologia termale, né tanto meno per gli usi diretti diversi dal termalismo (riscaldamento di ambienti, serre e suoli, allevamenti ittici, processi industriali, ecc.). Di conseguenza, la potenza installata del complesso degli usi diretti dovrebbe, per questo solo motivo, restare 610 MWt, come era stato pubblicato per il 2005, e 930 MWt, come era stato precedentemente stimato per il 2010.

Senonchè, per la potenza totale installata degli usi diretti, bisogna ricordare che una indagine recentemente conclusa dal CO.A.E.R. (Consorzio Costruttori Apparecchiature ed Impianti Aeraulici- ANIMA) sul mercato delle pompe di calore geotermiche negli ultimi cinque anni, ha posto in evidenza, come già detto in nota 39, che la potenza installata delle pompe stesse è cresciuta negli anni passati molto più rapidamente di quanto prima stimato, diventando 215 MWt (piuttosto che 150 MWt) nel 2005 e 500 MWt (piuttosto che 260 MWt) nel 2010. Si dovrebbe perciò aggiungere ai totali prima indicati di potenza installata degli usi diretti una differenza di ~ 65 MWt per il 2005 e di ~ 240 MWt per il 2010. Ma siccome questa maggior potenza delle pompe di calore geotermiche ha sostituito in parte quella di altri impianti termici (soprattutto, ma forse non solo, nel comparto del riscaldamento urbano) non tutta la differenza può essere aggiunta ai precedenti valori totali degli usi diretti che erano (come più sopra ricordato) 610 MWt per il 2005 e 930 MWt per il 2010. Pertanto si è ritenuto di arrotondare questi valori a 650 MWt per il 2005 ed a 1000 MWt per il 2010.

La stessa considerazione va fatta per la quota parte di energia prodotta con questa maggior potenza delle pompe di calore, e cioè che non tutta la differenza di energia con esse prodotta può essere aggiunta a quella ottenuta senza il loro uso; perciò, si è ritenuto di considerare trascurabile la differenza per il 2005, e si è stimato in 600 TJ/anno la differenza in più per il 2010.

In definitiva, i nuovi e più attendibili valori di energia geotermica totale consumata nelle applicazioni dirette, considerati come riferimento di base per questo studio sono: 8.200 TJ/anno per il 2005, e 12.600 TJ/anno per il 2010.

- Per il comparto del riscaldamento ambienti, in particolare, che dopo il termalismo è stato fino a tutto il 2009 la seconda maggiore applicazione degli usi diretti, si è considerato un fattore medio di carico annuo degli impianti di 3.500 ore/anno (~ 40 %) sia per il 2005 che per il 2010. Questo valore, però, come si specificherà meglio nel successivo paragrafo 3.2.3/b, è suscettibile di aumentare nel tempo.

- In merito poi alle pompe di calore geotermiche, mentre sono stati resi noti da poco dati precisi sulla potenza installata, mancano invece informazioni sicure sull'energia netta con esse prodotta. Perciò, considerando il loro minor tempo di utilizzazione annua, l'energia prodotta dalle pompe in esame è

stato stimato per questo studio al netto di quella (elettrica o di altro tipo) da esse assorbita per il loro funzionamento e per livelli di COP ⁴¹ prudenti, secondo i valori di seguito indicati:

* *potenza installata*: ~ 215 MWt al Dicembre 2005, e ~ 500 MWt al Dicembre 2010;

* *energia netta prodotta*: ~ 850 TJ/a (\approx 20 kTEP) nel 2005, e ~ 1.700 TJ/a (\approx 40 kTEP) nel 2010.

- In breve, a parte la specificazione sopra fatta per le pompe di calore geotermiche, i dati complessivi di potenza installata e di calore prodotto da tutti gli usi diretti esposti in **Tab.5** (650 MWt ed 8.200 TJ/anno per il 2005, e 1.000 MWt e 12.600 TJ/anno per il 2010), pur tenendo conto delle più recenti informazioni che su di essi abbiamo potuto raccogliere per questo studio, sono ancora affetti da una certa approssimazione, da noi stimata in ~ 5% dei suddetti valori; percentuale questa che non inficia la quantificazione dei trends di sviluppo verificatisi nel totale degli usi diretti nel periodo 2006-2010, fatta nel successivo paragrafo 3.2.3/b.

- La suddivisione del calore geotermico utilizzato nei principali comparti degli usi diretti (con valori desunti da quelli pubblicati fino a circa un anno fa, ma proporzionalmente corretti in base alle più recenti informazioni raccolte come detto sopra) è riportata in **Tab. 6**. In base ai valori ivi riportati sono state ottenute le **Figg. 22 - 23** che illustrano la situazione al 2005 ed al 2010.

Tab. 6: Calore geotermico utilizzato in Italia per applicazioni dirette nel quinquennio 2005-2010

Anni	2005			2010		
	a) Calore prodotto (TJ/anno)	b) Quota parte di a) prodotta con pompe di calore (TJ/a)	c) = a) : 8200x100 (%)	d) Calore prodotto (TJ/anno)	e) Quota parte di d) prodotta con pompe di calore (TJ/a)	f) =d): 12.600x100 (%)
- Condizionamento di ambienti (Riscaldamento e raffrescamento)	2100	700	26	4750	1450	38
- Balneologia termale	3400	//	41	4200	//	33
- Serricoltura ed altri usi agricoli	1140	100	14	1500	150	12
- Itticoltura	1360	//	17	1800	//	14
- Processi industriali ed usi vari	200	50	2	350	100	3
Calore totale (TJ/a)	8.200	850	100	12.600	1.700	100
Potenza totale (MWt)	650	215	-	1.000	500	-

Come si vede in **Tab.6** e nelle **Figg. 22 e 23**, il condizionamento degli ambienti ha superato nel 2010 la balneologia termale. Ciò è avvenuto grazie anche al determinante contributo delle pompe di calore geotermiche (~1.450 TJ/anno), la cui tecnologia, pur avendone spazio (ved. paragrafo 3.2.3/b e nota 44), non ha trovato fino ad ora nel termalismo alcuna applicazione.

Gli altri tre comparti, invece, anche se cresciuti alquanto in valore assoluto, sono rimasti nel 2010 nella stessa posizione subordinata che avevano nel 2005.

Per le pompe di calore geotermiche in particolare, bisogna richiamare l'attenzione sul fatto che mentre nei grafici pubblicati fino ad ora in letteratura il loro contributo energetico complessivo è stato indicato separatamente come se si trattasse di un comparto a sé stante di uso del calore terrestre, considerando che l'energia da esse prodotta può essere utilizzata in differenti campi di applicazione, la relativa quota parte è stata inclusa nei nostri grafici nei comparti che effettivamente le impiegano, evidenziandone comunque il rispettivo valore.

⁴¹ Il COP (*Coefficient of Performance*) è il rapporto tra l'energia termica resa dalla pompa di calore e l'energia assorbita dal suo compressore, espresse con stesse unità di misura. Il COP varia tra 2,5÷5; ma per prudenza nella stima dell'energia prodotta dalle pompe in esame al netto di quella assorbita, si è considerato per questo studio un valore di COP = 3.

Secondo quanto è stato possibile sapere fino ad ora, i comparti degli usi diretti che utilizzano anche pompe di calore sono stati fino al 2010 solo la climatizzazione degli ambienti, i processi industriali e le applicazioni agricole. Per essi, la quota parte di calore prodotta con pompe di calore geotermiche è stata riportata separatamente per il 2005 ed il 2010 nella *Tab. 6* (colonne *b* ed *e*) ed evidenziata tra parentesi nelle *Figg. 22* e *23*.

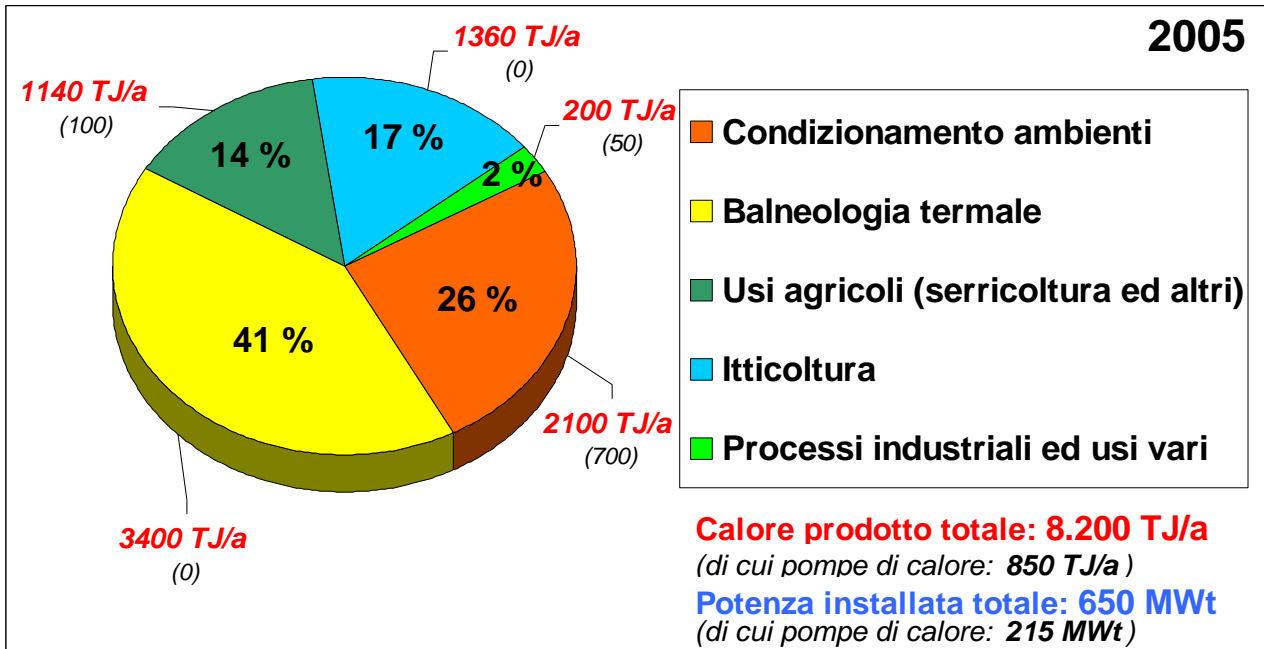


Fig. 22: Distribuzione percentuale dei principali comparti degli usi diretti nel 2005

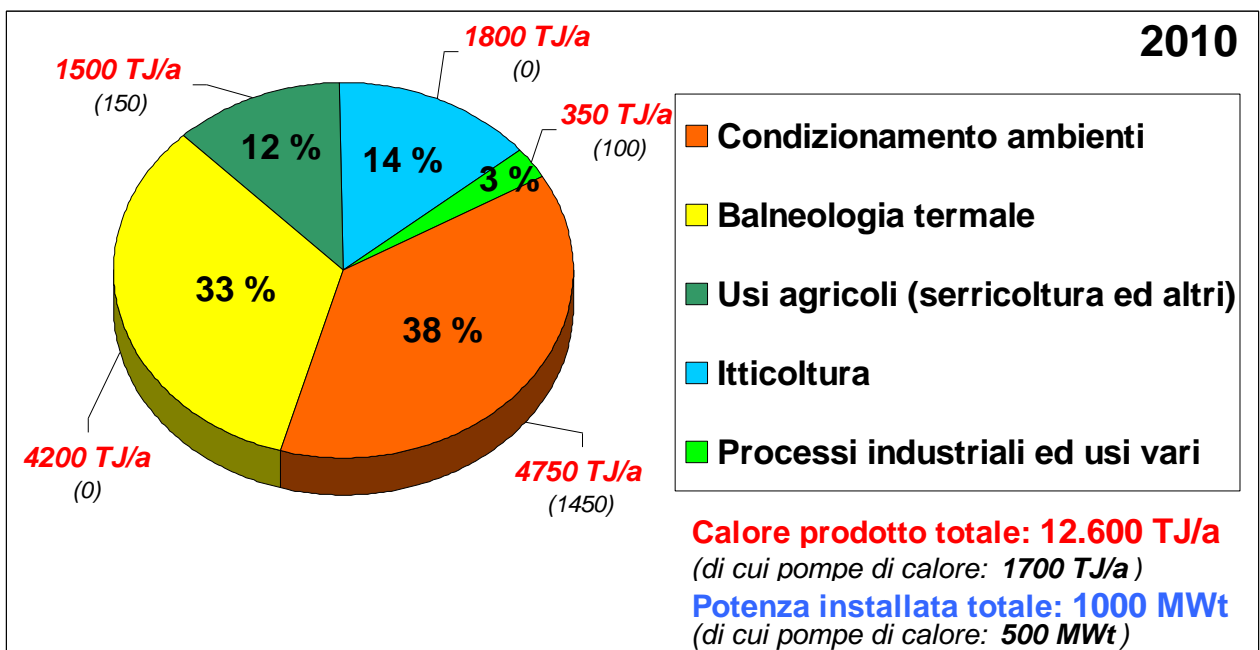


Fig. 23: Distribuzione percentuale dei principali comparti degli usi diretti nel 2010

c) CO₂ evitata

- A causa della natura delle rocce in cui circolano, i fluidi prodotti nei campi geotermici italiani contengono quantità di CO₂ variabili da zona a zona e da pozzo a pozzo; ma per le zone attualmente in produzione valgono i seguenti intervalli di valore, espressi in percentuali di peso rispetto al totale di fluido prodotto: Larderello 1÷10 %, Travale-Radicondoli 4÷7 %, e Monte Amiata 6÷8 %.

La tendenza generale di tali valori è quella di diminuire progressivamente nel tempo in tutte e tre le zone; ma nel caso di Larderello, la diminuzione si sta manifestando, e si manifesterà in futuro in modo sempre più accelerato per effetto della reiniezione di acqua ottenuta da condensa di vapore.

Inoltre, una forte diminuzione della suddetta percentuale si verificherà certamente nei prossimi anni nella zona del Mt. Amiata dopo la chiusura della vecchia centrale Piancastagnaio 2 e la sua sostituzione con altro e più moderno ed efficiente tipo di impianto.

La media ponderata delle tre zone in esercizio sopra citate è attualmente circa 5% del fluido totale, il che significa ~ 50 grammi di CO₂ per chilo di fluido erogato dai pozzi. Con un consumo specifico medio di 7÷7,5 chilogrammi di vapore per kWhe, si ottiene allora una media di 350÷375 g/kWhe prodotto⁴²; valore oggi tre volte più alto di quello medio della produzione geotermoelettrica mondiale, che è di 122 grammi di CO₂/kWhe.

La differenza si spiega con il fatto che la maggior parte dei campi geotermici del mondo attingono fluidi da serbatoi formati da rocce vulcaniche, notoriamente ricche di silicati e povere di carbonati; esattamente il contrario di quanto accade nei principali serbatoi geotermici italiani.

Nonostante ciò, i 360 g/kWhe della produzione geotermoelettrica italiana contribuiscono anche essi notevolmente, già oggi, alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera perché molto inferiori alla media mondiale di 600-890-950 g/kWhe rilasciati, rispettivamente, dalle centrali termiche a gas, ad olio combustibile ed a carbone.

A parte quanto sopra, tenendo conto della suddetta progressiva diminuzione della CO₂ rilasciata dagli impianti geotermoelettrici per effetto della reiniezione dei reflui e dei miglioramenti tecnologici in corso ed attesi dai nuovi impianti, ed in linea con i criteri seguiti in Italia per gli impianti di generazione elettrica alimentati da fonti di energia rinnovabile, si assume convenzionalmente per questo studio che la CO₂ evitata sia tutta quella non emessa dalle centrali termoelettriche italiane per una produzione pari a quella delle centrali geotermoelettriche.

- Per quanto concerne gli usi diretti, va tenuto presente che essi sono alimentati da acqua calda quasi priva di CO₂ (0÷1 % in peso), e che sebbene abbiano rappresentato complessivamente fino ad ora solo una frazione modesta delle utilizzazioni totali della geotermia in Italia (e cioè 200/1.190 kTEP/a ≈ 16,8 % nel 2005, e 300/1.320 kTEP/a ≈ 22,7% nel 2010, come si desume dalla **Tab.5**), hanno contribuito però in modo significativo, con circa 800 kTonn nel 2010 (come si vede per gli usi diretti in **Appendice B**, e come detto in nota 40) alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

A causa poi del maggior tasso annuale di crescita previsto dagli usi diretti rispetto a quello della produzione geotermoelettrica, essi daranno certamente nel futuro un contributo via via più importante alla riduzione della CO₂ emessa (ved. Cap. 4 ed Appendice B).

d) La geotermia nel quadro dei consumi totali di energia in Italia nel 2005 e nel 2010

Con riferimento alla penultima riga di **Tab.5**, bisogna sottolineare che la differenza tra i due valori del 2005 (0,6 %) e del 2010 (0,71%) del contributo della geotermia al consumo di energia nel nostro Paese deriva dall'effetto combinato di due situazioni contrapposte ma favorevoli che sono: da una parte il piccolo ma importante aumento degli usi totali della geotermia (soprattutto di quelli diretti), e dall'altra la significativa contrazione dei consumi totali di energia che nel quinquennio in esame è passata da 198 a 185 MTEP/anno (complessivamente quasi il 7 % in meno).

3.2.3) Considerazioni sui trends di crescita 2005-2010 e riferimenti per le stime

a) Produzione geotermoelettrica

- Come si vede in **Tab.5**, la potenza installata è aumentata dal 2005 al 2010 di 72 MWe, con un tasso di incremento medio annuo dell'1,7%; la produzione lorda di energia elettrica, invece, è passata da 5,212 a 5,343 TWh/anno, con un tasso di crescita di ~ 0,5%/anno.

⁴² I dati a consuntivo per il 2010 dell'energia geotermoelettrica italiana, che compaiono nel *Rapporto Ambientale Enel 2010*, indicano per la CO₂ il valore di 360 g/kWhe prodotto.

La differenza del tasso di crescita tra potenza installata ed energia prodotta si spiega principalmente con il fatto, già ricordato all'inizio del paragrafo 3.2.2, che i due gruppi Chiusdino 1 e Radicondoli 2 sono entrati in esercizio verso fine 2010, ed hanno perciò contribuito in misura minima (~ 0,5%) alla produzione dell'anno. Se invece questi due gruppi avessero funzionato per tutto l'anno, il tasso di crescita dell'energia prodotta nel 2010 rispetto a quella del 2005 sarebbe stato di circa l'1,3 %/anno.

Ad ogni modo, se da una parte incrementi annuali dell'1,7 %/anno della potenza installata, e dell'1,3 % circa della produzione appaiono, e sono in realtà, modesti, è dall'altra difficile immaginare che in aree coltivate da molti decenni, come lo sono quelle di Larderello, Travale-Radicondoli e Mt. Amiata, essi possano giungere a superare, come solo risultato della reiniezione dei reflui e del miglioramento di efficienza atteso dai futuri impianti, il 2% all'anno.

In particolare, per quanto riguarda la reiniezione, va tenuto presente che, allo stato della disponibilità attuale di acqua superficiale nella Regione Boracifera, la reiniezione dei reflui può compensare solo in parte il declino di portata e di pressione che i pozzi subiscono nel tempo. Tale declino infatti è un fenomeno naturale che, a causa della intensiva e prolungata estrazione di fluido dal serbatoio, avviene in tutti i campi geotermici del mondo.

Per quanto sopra, resta chiaro che, in mancanza di importanti nuovi reperimenti di fluido da orizzonti profondi dei campi in esercizio o in aree alla periferia di essi, ed in mancanza inoltre di reperimenti in nuove zone ad alta temperatura della Toscana e di altre Regioni d'Italia, aumenti di potenza installata e di energia prodotta a ritmo maggiore del 2 % all'anno sono nel breve termine, in uno scenario di sviluppo economico come quello attuale, se non impossibili, molto difficili.

- Il fattore di carico medio annuo della potenza, derivante dalla manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti e dal declino naturale della portata di fluido discussi nel paragrafo 3.2.2/a, espresso per semplicità come ore/anno di funzionamento della potenza lorda installata, ha potuto rimanere nel quinquennio in esame pressochè costante, intorno al 73 % (6.350÷6.400 ore/anno), per effetto delle seguenti principali azioni di gestione: *i*) completamento del programma di sostituzione dei vecchi con nuovi e più efficienti gruppi geotermoelettrici; *ii*) reperimento (sia pure limitato) di fluido in orizzonti profondi ed in aree marginali dei campi in esercizio, che ha consentito di installare quattro nuove unità); ed *iii*) reiniezione di acqua di condensa nella massima misura possibile.

Per il futuro, le due cause sopra dette (manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti, e declino naturale della portata di fluido) nei campi in esercizio sono destinate a permanere, e forse anche ad avere una maggiore incidenza sui livelli di produzione geotermoelettrica. Di conseguenza, a meno di reperire entro 4,5÷5 km di profondità fluidi supercritici ad alta densità energetica, e/o di incrementare notevolmente il ravvenamento dei serbatoi con acque reflue di origine esterna⁴³, il dato di riferimento del 73% circa delle ore dell'anno assunto per il fattore di carico complessivo della capacità totale installata (disponibilità di impianto e disponibilità di vapore incluse) è un valore forse un pò ottimistico ma ragionevole.

Esso vale anche per le nuove aree produttive che, al di fuori di quelle attualmente in esercizio, si spera di trovare in Toscana ed in altre Regioni d'Italia. Anche in quei casi, infatti, sarà necessario effettuare la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti, e procedere inoltre alla reiniezione dei reflui (e/o alla iniezione di acqua superficiale), ed alla perforazione di nuovi pozzi al fine di frenare, e se possibile compensare del tutto, il declino di portata e di pressione del fluido, che sicuramente si verificherà a partire da alcuni mesi dopo l'entrata in funzione dei nuovi impianti.

Il suddetto valore del fattore di carico medio annuo della potenza (~73%), utile a stimare la produzione annua di energia elettrica in base soltanto alla potenza di targa dei gruppi generatori, è valido però

⁴³ L'UGI ha suggerito, ad esempio, di studiare la possibilità di iniettare (dopo adeguato trattamento) acque reflue di origine urbana o industriale raccolte da vaste aree della Regione Boracifera.

solo per impianti a tecnologia matura alimentati con fluidi prodotti da classici *sistemi idrotermali* di alta e media temperatura come definiti nel paragrafo 2.4).

Per i futuri impianti, invece, alimentati dai *sistemi geotermici non convenzionali* di alta temperatura descritti nello stesso paragrafo 2.4) e discussi meglio nel Cap. 5, con tecnologia che sarà magari più avanzata di quella attuale ma che è oggi ancora immatura, il suddetto valore del 73% circa è eccessivo almeno per i primi anni di loro rodaggio. Si può allora ipotizzare per essi un valore iniziale di 57-60 % (5.000÷5.200/8.760 ore/anno).

- In breve e per concludere, nell'ottica di un progressivo miglioramento di efficienza di tutti i tipi di impianto (di tecnologia consolidata e di tecnologia avanzata), e considerando soprattutto gli sperati reperimenti di fluidi ad alta e media temperatura in nuove aree produttive della Toscana e di altre Regioni d'Italia, agli effetti delle previsioni si sviluppo della geotermia nel nostro Paese presentate nel Capitolo 4 e nella **Appendice B**, le indicazioni operative che si possono trarre dalla esperienza fatta negli anni passati, portano a definire come segue i valori massimi del tasso di crescita nei decenni 2011-2020 e 2021-2030 per gli Scenari I e II, definiti nel paragrafo 3.3):

- *valori massimi del tasso di incremento medio annuo della potenza geotermoelettrica installata:*
 - Scenario I : ≤ 3 %/anno dal 2011 al 2020, e $3\div 4$ %/anno dal 2021 al 2030;
 - Scenario II : ≤ 4 %/anno dal 2011 al 2020, $5\div 6$ %/anno dal 2021 al 2030;
- *fattore di utilizzazione dei gruppi a pieno carico della potenza nominale di targa* (comprensivo della disponibilità di fluido e della disponibilità di impianto):
 - per gruppi a tecnologia consolidata: $0,72\div 0,74$ (6.300÷6.500/8.760 ore/anno);
 - per futuri gruppi alimentati da sistemi non convenzionali: $0,57\div 0,6$ (5.000÷5.200/8.760 ore/anno, almeno per i primi anni del loro funzionamento).

b) Usi diretti, incluse pompe di calore geotermiche

- Per le ragioni spiegate nel paragrafo 3.2.2/b, la potenza termica installata è passata dai 650 MWt del 2005 ai 1.000 MWt del 2010, con tasso di incremento medio annuo del 9 %. Questo valore, molto più alto di quello della generazione geotermo-elettrica (1,7%/anno, come detto nel paragrafo 3.2.3/a) è dovuto al concorso di due situazioni favorevoli: *i*) la potenza termica molto modesta installata nel 2005; ed *ii*) il fatto che gli usi diretti hanno cominciato a prendere piede con sistematicità in Italia (anche a livelli di temperatura piuttosto bassi, spesso con l'impiego di pompe di calore geotermiche) solo negli ultimi 5-6 anni.

Per quanto riguarda in particolare le pompe di calore geotermiche, la potenza installata complessiva è stata, come già detto, nel 2005 di 215 MWt e nel 2010 di 500 MWt, con un incremento medio annuo, quindi, del 18,4%. Il loro contributo al totale degli usi diretti in termini di potenza è passato perciò dal 33% (215/650 MWt) del 2005 al 50 % circa (500/1000 MWt) del 2010 (ved. **Tab.5**).

In termini di calore fornito, però, a causa del minor tempo di utilizzazione annua rispetto a quello di altri impianti alimentati da energia geotermica, ed anche per i motivi detti nel paragrafo 3.2.2/b) e nella nota 39, il contributo delle pompe di calore è stato piuttosto ridotto: poco più del 10 % (850/8.200 TJ/anno) nel 2005 e poco più del 13% (1.700/12.600 TJ/anno) nel 2010: ved. paragrafo 3.2.2/b in rapporto ai dati esposti in **Tab.5**, nonché **Tab. 6** e **Figg. 22-23**.

Tuttavia, pur con il modesto apporto delle pompe di calore, l'energia geotermica totale utilizzata per applicazioni dirette nel quinquennio in esame è aumentata dagli 8.200 TJ/a del 2005 a 12.600 TJ/a del 2010, con tasso di crescita medio annuo del 9 %.

- Minor numero di ore di impiego a parte, le pompe di calore geotermiche hanno contribuito negli ultimi anni, e continueranno a farlo sempre più nei prossimi anni, allo sfruttamento di risorse a bassa e bassissima temperatura; per cui, sia pure con utilizzazione annua minore di quella di altri impianti termici, esse rivestono una importanza fondamentale per lo sviluppo degli usi diretti, soprattutto nel settore del riscaldamento di ambienti in aree urbane.

Inoltre, esse possono contribuire anche allo sviluppo del calore terrestre per il raffrescamento degli edifici in periodi estivi soprattutto nelle aree centro-meridionali del Paese, nonchè per altri usi diretti, ivi incluso (in particolare, ma non solo) l'innalzamento della temperatura delle acque termominerali a $T < 38^{\circ}\text{C}$ di oltre 100 stabilimenti di cura italiani che, per poterle usare a fini terapeutici, devono ora riscaldarle fino a 38°C con energia elettrica, oppure con gas ed altri combustibili fossili ⁴⁴.

Di conseguenza, il fattore di carico complessivo degli impianti termici alimentati dal calore terrestre potrà aumentare, e verosimilmente aumenterà gradualmente nei prossimi anni, passando dall'attuale 40 % (ved. paragrafo 3.2.2/b) verso il 45-46 % delle ore totali dell'anno (e cioè fino a ~ 4.000 h/a), trascinando progressivamente al rialzo il fattore di carico medio annuo di tutti gli usi diretti.

- Per i diversi comparti di tali usi, però, mentre è prevedibile per tutti un aumento in valore assoluto rispetto alla situazione del 2010 indicata in **Fig. 23**, ci sarà certamente un forte spostamento tra di essi in termini relativi. In particolare, aumenterà certamente, molto più degli altri comparti, quello della climatizzazione degli ambienti, che con il contributo delle pompe di calore ha per altro già soppiantato nel 2010 al primo posto il comparto della balneologia termale.

L'evoluzione ipotizzata fino al 2030 nei diversi comparti degli usi diretti, e il loro raffronto con la situazione del 2010, si possono vedere nelle **Tabb. 15-16** e nelle **Figg. 36 e 37** (Cap. 4).

- Per quanto sopra, agli effetti delle previsioni di sviluppo, per l'insieme degli usi diretti si è deciso di assumere i seguenti intervalli dei tassi massimi di crescita medi annui:

- *per la potenza complessiva installata, incluse pompe di calore geotermiche:*
 - Scenario I: $9 \div 10$ %/anno dal 2011 al 2020, ed $11 \div 12$ %/anno dal 2021 al 2030;
 - Scenario II: $10 \div 11$ %/anno “ “ “ “ , e $12 \div 13$ %/anno “ “ “ “ ;
- *per il calore complessivamente prodotto, incluse pompe di calore geotermiche:*
 - Scenario I: $7 \div 8$ %/anno dal 2011 al 2020, e $9 \div 10$ %/anno dal 2021 al 2030;
 - Scenario II: $8 \div 10$ %/anno “ “ “ “ , ed $11 \div 12$ %/anno “ “ “ “ .

Come si vede, il tasso di crescita medio annuo del calore prodotto è sempre circa 2 punti percentuali inferiore a quello della corrispondente potenza installata, sia per lo Scenario I che per lo Scenario II.

c) Pompe di calore geotermiche

- Si è detto nel paragrafo 3.2.2/b e ricordato sopra nel paragrafo 3.2.3/b, che i dati di riferimento dello sviluppo delle pompe in oggetto dal 2005 al 2010 devono essere assunti come segue:

* *potenza installata*: 215 MWt al Dicembre 2005, e 500 MWt al Dicembre 2010;

* *energia netta prodotta*: 850 TJ/anno (≈ 20 kTEP) nel 2005, e 1.700 TJ/anno (≈ 40 kTEP) nel 2010.

Da essi si desumono i seguenti tassi di crescita medi annui nel quinquennio 2006-2010:

- *potenza installata*: $\sim 18,4$ %/anno;
- *energia netta prodotta*: $\sim 14,9$ %/anno.

Si tratta di tassi di crescita eccezionalmente alti, che si spiegano in parte con il modestissimo sviluppo delle pompe di calore geotermiche in Italia fino al 2005, ed in parte con il *rush* iniziale del mercato di una tecnologia che nel nostro Paese ha cominciato ad affermarsi con un ritardo di almeno 5 anni rispetto a Francia, Germania, Giappone, Stati Uniti, Svezia, Svizzera, ed altri ad altri Paesi avanzati del mondo.

Per questo motivo, agli effetti delle previsioni di sviluppo delle pompe di calore geotermiche fino al 2030, è opportuno considerare per la capacità installata tassi di crescita annuale un pò più alti di quelli

⁴⁴ Lo studio citato all'inizio del paragrafo 3.2.2/b ha stimato che per riscaldare fino a 38°C le acque ipotermali naturali usate a fini di balneoterapia in 103 stabilimenti di cura italiani occorre l'equivalente di oltre 45 kTEP/anno.

dati nel precedente paragrafo 3.2.3/b per tutti gli usi diretti, ma minori di quelli eccezionalmente alti verificatisi nel passato quinquennio 2006-2010 e sopra menzionati.

D'altra parte, bisogna tenere presente che tutti gli impianti termici degli usi diretti, ed ancor più di quelli a pompa di calore, hanno un funzionamento medio annuo che, nelle condizioni di stagionalità climatica e di conformazione orografica del nostro Paese, molto difficilmente potrà giungere a superare le 4.000 ore/anno, e cioè il 45 % circa delle ore totali dell'anno.

Per tutte queste ragioni si ritiene che le pompe di calore geotermiche possano svilupparsi nei prossimi due decenni secondo i seguenti intervalli massimi dei tassi di crescita annui:

- *potenza installata:*
 - Scenario I : 10÷11 %/anno dal 2011 al 2020, ed 11÷12 %/anno dal 2021 al 2030;
 - Scenario II : 11÷12 %/anno “ “ “ “ , e 12÷13 %/anno “ “ “ “ ;
- *energia prodotta:*
 - Scenario I : 8÷9 %/anno dal 2011 al 2020, e 10÷11 %/anno dal 2021 al 2030;
 - Scenario II : 10÷11%/anno “ “ ” “ , e 12÷13 %/anno “ “ “ “ .

Anche in questo caso, come si vede, il tasso di crescita medio del calore prodotto risulta, per i vari periodi e per i due Scenari, 1÷2 punti più basso di quello della corrispondente capacità installata.

3.3) Scenari di crescita

Per far emergere dai risultati delle stime orientamenti flessibili nelle decisioni politiche ed operative da prendere per perseguire gli obiettivi di sviluppo indicati, si è deciso di fare le previsioni secondo due diversi scenari di crescita caratterizzati come segue:

SCENARIO I:

- *sviluppo economico del Paese a moderato tasso di crescita, secondo il valore medio del PIL degli ultimi cinque anni fino al 2020, con lieve miglioramento di esso dal 2020 al 2030;*
- *costi delle fonti di energia primaria crescenti a ritmo moderato fino al 2020, ed a ritmo sostenuto dal 2020 al 2030. Si ipotizza a questo riguardo che il prezzo del petrolio alla fonte possa giungere a 150 US \$/barile nel 2020 ed intorno a 250 US \$/barile nel 2030;*
- *per la produzione di energia geotermoelettrica: uso in grande prevalenza di tecnologie mature fino al 2020, e graduale introduzione di tecnologie avanzate, sia per la perforazione di pozzi che per la generazione di energia elettrica, dal 2020 al 2030;*
- *per gli usi diretti del calore: sviluppo a ritmo moderato, partendo dalle aree di immediata prospettiva e di maggiore convenienza economica fino al 2020, ed a ritmo sostenuto in queste ed in molte altre zone d'Italia nel decennio successivo;*
- *politiche di ricerca, innovazione e sviluppo nel settore delle fonti rinnovabili di energia più incisive di quelle seguite negli anni passati, con l'esecuzione di uno specifico “Progetto finalizzato” per lo sviluppo dei sistemi geotermici non convenzionali, da realizzare in circa dieci anni.*

SCENARIO II:

- *sviluppo economico più sostenuto di quello dello Scenario I fino al 2020, ed ancora più sostenuto nel decennio successivo, anche per effetto di politiche di crescita impostate con criteri di salvaguardia ambientale in tutti i settori della produzione e dei consumi;*
- *costi delle fonti di energia primaria crescenti a ritmo sostenuto fino al 2020 ed a ritmo ancora più sostenuto dal 2020 al 2030. Si ipotizza un prezzo del petrolio alla fonte di circa 200 US \$/barile nel 2020 e di circa 300 US \$/barile nel 2030;*
- *per la produzione di energia geotermoelettrica: uso di tecnologie mature e di tecnologie avanzate (sia per la perforazione di pozzi che per la generazione di energia elettrica) a*

partire già dagli ultimi anni di questo decennio, con progressivo ulteriore miglioramento delle tecnologie avanzate dal 2020 al 2030;

- *per gli usi diretti del calore: sviluppo a ritmo sostenuto in tutte le aree di possibile immediata applicazione fino al 2020, ed a ritmo accelerato quasi ovunque sul territorio nazionale dal 2020 al 2030, soprattutto (ma non solo) per la climatizzazione degli ambienti;*
- *politiche di ricerca, innovazione e sviluppo nel settore delle fonti rinnovabili di energia ancora più incisive di quelle indicate per lo Scenario I, anche con l'esecuzione di uno specifico "Progetto finalizzato" di ampio respiro per lo sviluppo dei sistemi geotermici non convenzionali, da avviare in tempi stretti e da concludere entro il 2020.*

4. Previsioni di sviluppo della geotermia italiana fino al 2030

4.1) Stime di crescita: risultati e commenti

Tenendo conto del quadro geologico e geotermico descritto nel Cap.2, partendo poi dalla situazione al 2010 come descritta nel paragrafo 3.2.1, con le precisazioni fatte nel paragrafo 3.2.2, in base ai tassi di crescita 2005-2010 indicati nel paragrafo 3.2.3, e considerando i programmi in atto e previsti per lo sviluppo della geotermia nelle varie Regioni d'Italia, le previsioni di crescita temporizzate al 2012, 2015, 2020, 2025, e 2030, vengono presentate di seguito separatamente per gli Scenari I e II, e per i due ambiti di utilizzazione della geotermia: produzione di energia elettrica ed usi diretti. Per questi ultimi, inoltre, viene stimata separatamente la quota parte riferibile alle pompe di calore geotermiche.

I dettagli delle stime per gli anni considerati, con note di chiarimento, sono dati nell'*Appendice B*.

I dati di sintesi da essa ricavati sono invece esposti di seguito: per l'energia geotermoelettrica in *Tab.7*, per l'insieme degli usi diretti in *Tab. 8*, e per le pompe di calore geotermiche in *Tab. 9*⁴⁵.

Tab. 7: Sviluppo dell'energia geotermoelettrica 2010-2030 ed incrementi medi annui percentuali previsti

Situazione al 2010 e scenari di crescita	ANNI	Potenza lorda		Produzione lorda	
		MWe	Incremento medio annuo percentuale rispetto al periodo precedente (% / a)	TWh/anno	Incremento medio annuo percentuale rispetto al periodo precedente (% / a)
Situazione iniziale	2010	882,5	-	5,343	-
SCENARIO I	2011 - 2012	882,5	0	5,6	2,4
	2013 - 2015	940	2,1	6,0	2,5
	2016 - 2020	1.080	2,8	6,9	2,8
	2021 - 2025	1.250	3,0	8,0	3,0
	2026 - 2030	1.500	3,8	9,4	3,5
SCENARIO II	2011 - 2012	882,5	0	5,6	2,5
	2013 - 2015	950	2,5	6,1	2,8
	2016 - 2020	1.150	3,9	7,3	3,7
	2021 - 2025	1.500	5,4	9,5	5,3
	2026 - 2030	2.000	5,9	12,0	5,1

Tab. 8: Sviluppo degli usi diretti (tutti) 2010-2030 ed incrementi medi annui percentuali previsti

Situazione al 2010 e scenari di crescita	ANNI	Potenza lorda		Produzione (*)	
		MWt	Incremento medio annuo percentuale rispetto al periodo precedente (% / a)	TJ/anno	Incremento medio annuo percentuale rispetto al periodo precedente (% / a)
Situazione iniziale	2010	1.000	-	12.600	-
SCENARIO I	2011 - 2012	1.190	9,0	14.430	7,0
	2013 - 2015	1.560	9,5	17.930	7,5
	2016 - 2020	2.510	10,0	26.380	8,0
	2021 - 2025	4.200	11,0	40.500	9,0
	2026 - 2030	7.400	12,0	65.200	10,0
SCENARIO II	2011 - 2012	1.210	10,0	14.700	8,0
	2013 - 2015	1.630	10,5	19.040	9,0
	2016 - 2020	2.750	11,0	30.660	10,0
	2021 - 2025	4.800	12,0	51.700	11,0
	2026 - 2030	8.800	13,0	90.000	11,7

(*) Al netto dell'energia assorbita dal compressore per la quota parte fornita dalle pompe di calore geotermiche

⁴⁵ Nelle *Tabb. 7-8-9*, la potenza si riferisce sempre a quella installata lorda, mentre la produzione si riferisce a quella lorda per l'elettricità (*Tab. 7*) ed a quella netta per il calore (*Tabb. 8-9*).

Tab. 9: Sviluppo delle pompe di calore geotermiche 2010-2030 ed incrementi medi annui percentuali previsti

Situazione al 2010 e scenari di crescita	ANNI	Potenza lorda		Produzione (*)	
		MWt	Incremento medio annuo percentuale rispetto al periodo precedente (% / a)	TJ/anno	Incremento medio annuo percentuale rispetto al periodo precedente (% / a)
Situazione iniziale	2010	500	-	1.700	-
SCENARIO I	2011 - 2012	600	10,0	1.980	8,0
	2013 - 2015	810	10,5	2.530	8,5
	2016 - 2020	1.360	11,0	3.890	9,0
	2021 - 2025	2.300	11,0	6.300	10,0
	2026 - 2030	4.000	11,5	10.600	11,0
SCENARIO II	2011 - 2012	620	11,0	2.060	10,0
	2013 - 2015	860	11,5	2.780	10,5
	2016 - 2020	1.520	12,0	4.680	11,0
	2021 - 2025	2.700	12,5	8.200	12,0
	2026 - 2030	5.000	13,0	15.000	12,8

(*) Al netto dell'energia assorbita dal compressore.

Partendo poi dalle tre tabelle soprastanti, i valori di crescita stimati in termini di potenza installata ed energia prodotta, con i corrispondenti valori di energia (espressi in kTEP/anno) e di CO₂ evitata (espressi in kTonn/anno), sono riportati, per entrambi gli Scenari I e II, nella **Tab.10** per l'energia elettrica, e nelle **Tabb. 11** per tutti gli usi diretti e **12** per le sole pompe di calore geotermiche.

Tab. 10: Sviluppo dell'energia geotermoelettrica 2010-2030: potenza installata e produzione lorda, con relativi vantaggi in termini di olio combustibile risparmiato e di CO₂ evitata

Anno	2010	2012	2015	2020	2025	2030
SCENARIO I						
Potenza installata (MWe)	882,5	882,5	940	1.080	1.250	1.500
Produzione lorda (TWh/a)	5,343	5,6	6,0	6,9	8,0	9,4
Olio risparmiato (kTEP/a)	1.020	1.070	1.140	1.310	1.520	1.790
CO ₂ evitata (kTonn/a)	3.200	3.360	3.600	4.140	4.800	5.700
SCENARIO II						
Potenza installata (MWe)	882,5	882,5	950	1.150	1.500	2.000
Produzione lorda (TWh/a)	5,343	5,6	6,1	7,3	9,5	12,0
Olio risparmiato (kTEP/a)	1.020	1.070	1.160	1.390	1.790	2.280
CO ₂ evitata (kTonn/a)	3.200	3.360	3.660	4.380	5.640	7.200

I valori esposti nella **Tab. 10** sono illustrati graficamente nella **Fig. 24** per la potenza installata, e nella **Fig. 25** per l'energia prodotta.

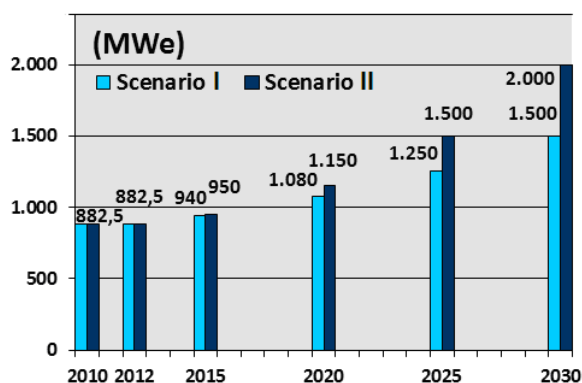


Fig. 24: Sviluppo della potenza geotermoelettrica installata dal 2010 al 2030 secondo gli Scenari I e II

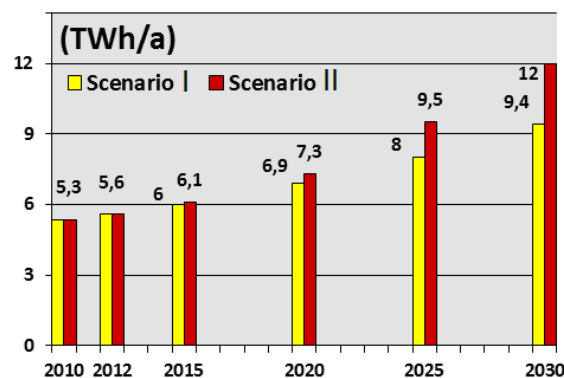


Fig. 25: Sviluppo della produzione geotermoelettrica lorda dal 2010 al 2030 secondo gli Scenari I e II

Le **Figg. 24 e 25** evidenziano una crescita dell'energia geotermoelettrica molto lenta fino al 2015, seguita da una buona accelerazione nel 2016-2020 e da un sostenuto sviluppo nel decennio successivo, particolarmente nel caso dello Scenario II. Ciò a causa soprattutto della sperata maturazione, intorno al 2020, dei *sistemi geotermici non convenzionali*, ed alla possibilità quindi di cominciare ad installare prima del 2025 gruppi di potenza (>10 MWe) alimentati da questo tipo di sistemi.

In ogni caso, come mostra la **Tab.7** e spiegato meglio nelle note dell'**Appendice B**, è assai improbabile che, anche in presenza di questi gruppi di potenza, il tasso di incremento medio annuo possa superare tra il 2025 ed il 2030 il 3,5÷4 % per lo Scenario I, ed il 5÷6% per lo Scenario II.

Tab. 11: Sviluppo degli usi diretti (tutti) 2010-2030: potenza installata e calore prodotto, con relativi vantaggi in termini di olio combustibile risparmiato e di CO₂ evitata

Anno		2010	2012	2015	2020	2025	2030
SCENARIO I							
Potenza installata	(MWt)	1.000	1.190	1.560	2.510	4.200	7.400
Produzione lorda	(TJ/a)	12.600	14.430	17.930	26.380	40.500	65.200
Olio risparmiato	(kTEP/a)	300	340	430	630	970	1.560
CO ₂ evitata	(kTonn/a)	800	910	1.120	1.640	2.520	4.060
SCENARIO II							
Potenza installata	(MWt)	1.000	1.210	1.630	2.750	4.800	8.800
Produzione netta	(TJ/a)	12.600	14.700	19.040	30.660	51.700	90.000
Olio risparmiato	(kTEP/a)	300	350	460	740	1.240	2.160
CO ₂ evitata	(kTonn/a)	800	910	1.200	1.920	3.220	5.620

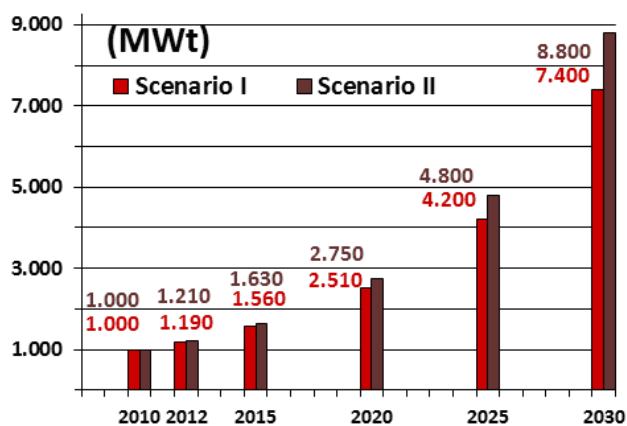


Fig. 26: Sviluppo della potenza totale installata degli usi diretti (pompe di calore incluse) dal 2010 al 2030 secondo gli Scenari I e II

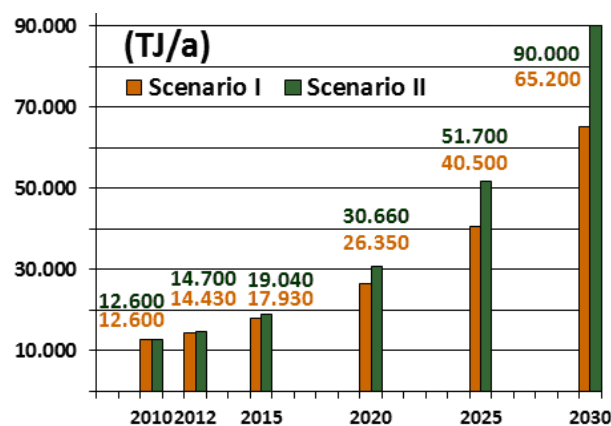


Fig. 27: Sviluppo del calore totale prodotto per usi diretti (pompe di calore incluse) dal 2010 al 2030 secondo gli Scenari I e II

Le **Figg. 26 e 27** mostrano uno sviluppo totale degli usi diretti crescente, con ritmo via via più sostenuto nel tempo, soprattutto per lo Scenario II e per gli anni dal 2021 al 2030.

Va sottolineato comunque che anche i valori più alti stimati per la fine del periodo sopra detto sono circa 100 volte inferiori al calore di media e bassa temperatura potenzialmente estraibile dal sottosuolo entro profondità di 5 km. Pertanto, il limite superiore dello sviluppo stimato per gli usi diretti fino al 2030 non deriva da una limitata disponibilità naturale della risorsa, ma solo da fattori pratici che verosimilmente impediranno di realizzare una crescita a tassi di incremento medi annui maggiori di quelli da noi indicati per gli usi in parola nelle note dell'**Appendice B**.

Tab. 12: Sviluppo delle pompe di calore geotermiche 2010-2030: potenza installata e calore prodotto con relativi vantaggi in termini di olio combustibile risparmiato e di CO₂ evitata

Anno		2010	2012	2015	2020	2025	2030
SCENARIO I							
Potenza installata	(MWt)	500	600	810	1.360	2.300	4.000
Produzione netta	(TJ/a)	1.700	1.980	2.530	3.890	6.300	10.600
Olio risparmiato	(kTEP/a)	40	50	60	90	150	250
CO ₂ evitata	(kTonn/a)	100	130	160	240	390	650
SCENARIO II							
Potenza installata	(MWt)	500	620	860	1.520	2.700	5.000
Produzione netta	(TJ/a)	1.700	2.060	2.780	4.680	8.200	15.000
Olio risparmiato	(kTEP/a)	40	50	70	110	200	360
CO ₂ evitata	(kTonn/a)	100	130	180	290	520	940

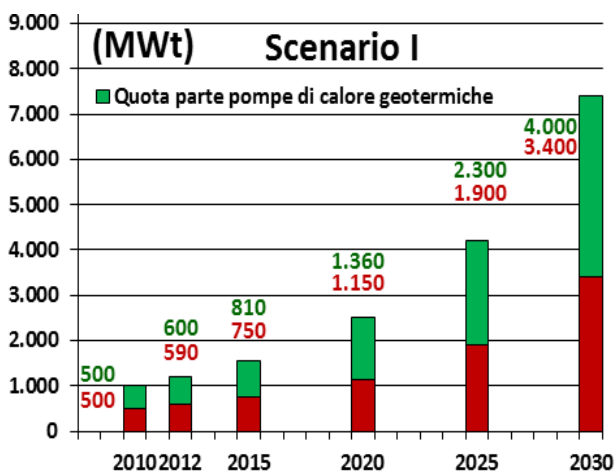


Fig. 28: Sviluppo della potenza totale installata degli usi diretti dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario I, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

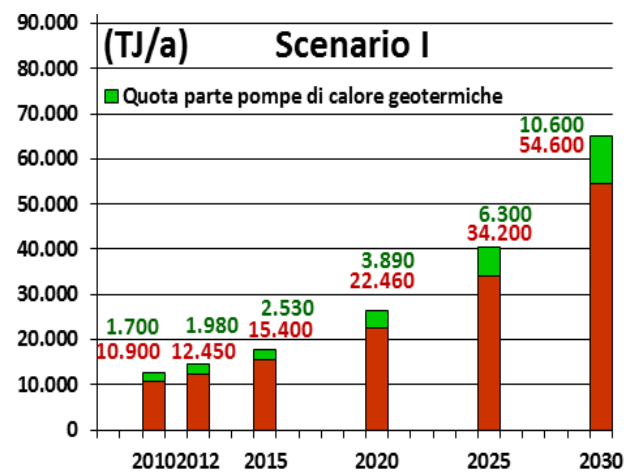


Fig. 29: Sviluppo del calore totale prodotto per usi diretti dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario I, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

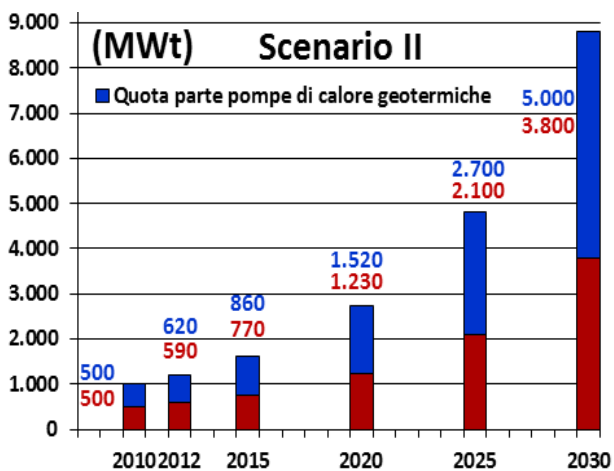


Fig. 30: Sviluppo della potenza totale installata degli usi diretti dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario II, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

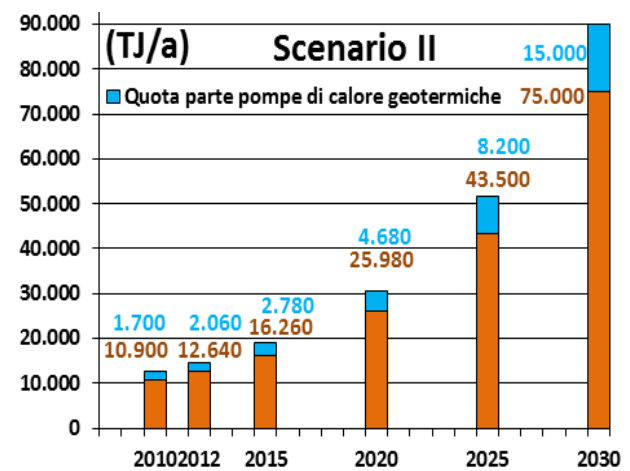


Fig. 31: Sviluppo del calore totale prodotto per usi diretti dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario II, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

Si nota nella Tab. 12, e si vede nelle Figg. 28 e 30, che la potenza installata delle pompe di calore potrà prevedibilmente crescere fino al 2030, tanto nello Scenario I come ed ancor più nello Scenario II, ad un ritmo superiore a quello degli usi diretti basati sullo sfruttamento di calore estratto da acque freatiche o confinate senza l'impiego di pompe di calore. L'uso delle pompe di calore geotermiche,

tuttavia, che serve per innalzare il livello termico delle acque sopra dette, ed a volte anche per estrarre il calore contenuto in rocce prive di permeabilità naturale, può dare un contributo modesto all'incremento di energia prodotta.

Infatti, come la stessa *Tab. 12* e le *Figg. 29* e *31* mostrano, il ritmo di crescita dell'energia prodotta con le pompe di calore, a causa principalmente del loro minor tempo di utilizzazione rispetto a quello medio totale dei restanti usi diretti, è notevolmente inferiore a quello della potenza installata. Si tratta dunque di energia prodotta in condizioni particolari, la cui estrazione dal sottosuolo, o il cui valore aggiunto rispetto al livello termico naturale delle acque freatiche o confinate sopra dette, non sarebbero altrimenti possibili. In altre parole, l'energia prodotta con pompe di calore geotermiche è più costosa di quella ottenibile direttamente da acque calde naturali, ma non per questo meno utile sul piano pratico del calore estratto da quelle acque, o meno vantaggiosa dal punto di vista ambientale.

4.2) Ripartizione ipotizzata di sviluppo dell'energia geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia

4.2.1) Potenza lorda

In base ai valori esposti in *Tab. 10*, e tenendo conto di quanto specificato nell'*Appendice B* per i vari anni e per i due Scenari, la suddivisione tra Toscana ed altre Regioni d'Italia della potenza installata dal 2010 al 2030 può essere ipotizzata come si vede in *Tab. 13* e nelle *Figg. 32* e *33*.

Tab. 13: Sviluppo della potenza geotermoelettrica lorda 2010-2030, e ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia

Anno		2010	2012	2015	2020	2025	2030
SCENARIO I							
Toscana	(MWe)	882,5	882,5	930	1.020	1.100	1.200
Altre Regioni	(MWe)	//	//	10	60	150	300
Totali	(MWe)	882,5	882,5	940	1.080	1.250	1.500
SCENARIO II							
Toscana	(MWe)	882,5	882,5	935	1.050	1.250	1.500
Altre Regioni	(MWe)	//	//	15	100	250	500
Totali	(MWe)	882,5	882,5	950	1.150	1.500	2.000

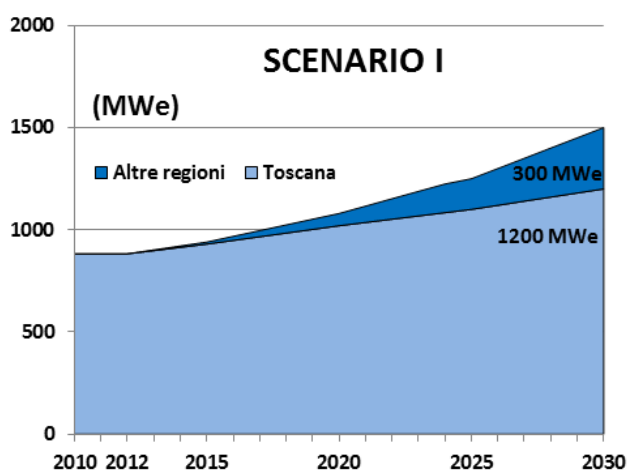


Fig. 32: Ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia della potenza geotermoelettrica installata dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario I

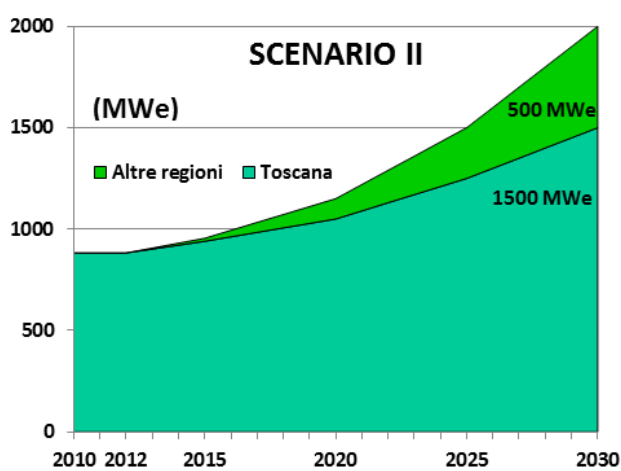


Fig. 33: Ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia della potenza geotermoelettrica installata dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario II

Si nota in *Tab. 13* e si vede nelle *Figg. 32* e *33* che la potenza geotermoelettrica installata, fino ad ora concentrata solo in Toscana, dovrebbe cominciare a comparire, secondo le stime fatte, anche in altre Regioni d'Italia a partire dal 2015, crescendo gradualmente nel tempo per giungere nel 2030 fino al 20% del totale nel caso dello Scenario I, ed al 25% nel caso dello Scenario II.

In relazione al possibile sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* descritti nel paragrafo 2.4) e discussi meglio nel Cap. 5, senza escludere che ve ne possano essere altre ⁴⁶, le Regioni diverse dalla Toscana nelle quali si può prevedere con maggiore probabilità l'installazione entro il 2030 di gruppi geotermoelettrici alimentati da questo tipo di sistemi, sono la Campania, il Lazio, la Sardegna, la Sicilia ed il Trentino-Alto Adige ⁴⁷.

4.2.2) Produzione lorda

Dai valori esposti in **Tab. 10**, in base alla suddivisione della potenza installata indicata nella soprastante **Tab. 13**, e tenendo conto delle note specifiche fatte nell'**Appendice B** per i vari anni e per i due Scenari sul fattore di carico medio annuo degli impianti (6.000÷6.400 ore/anno), la ripartizione tra Toscana ed altre Regioni della produzione geotermoelettrica italiana fino al 2030 può essere ipotizzata come si vede in **Tab. 14** e nelle **Figg. 34** e **35** in base ad essa costruite.

Tab. 14: Sviluppo della produzione geotermoelettrica 2010-2030 e ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia

Anno	2010	2012	2015	2020	2025	2030
SCENARIO I						
Toscana (TWh/a)	5,343	5,6	5,94	6,54	7,08	7,7
Altre Regioni (TWh/a)	//	//	0,06	0,36	0,92	1,7
Totali (TWh/a)	5,343	5,6	6,0	6,9	8,0	9,4
SCENARIO II						
Toscana (TWh/a)	5,343	5,6	6,01	6,7	7,9	9,0
Altre Regioni (TWh/a)	//	//	0,09	0,6	1,5	3,0
Totali (TWh/a)	5,343	5,6	6,1	7,3	9,4	12,0

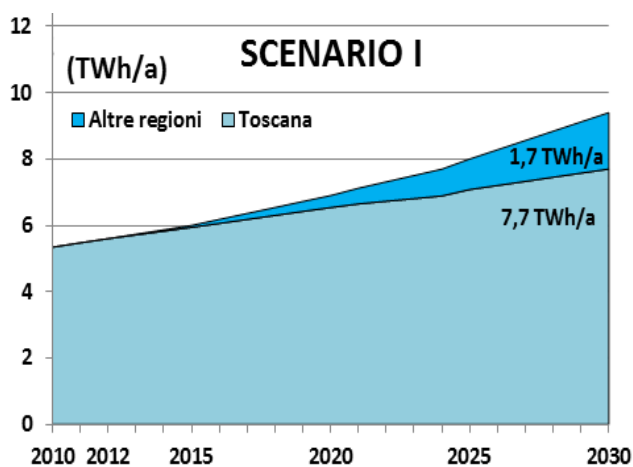


Fig. 34: Ripartizione ipotizzata della produzione geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario I

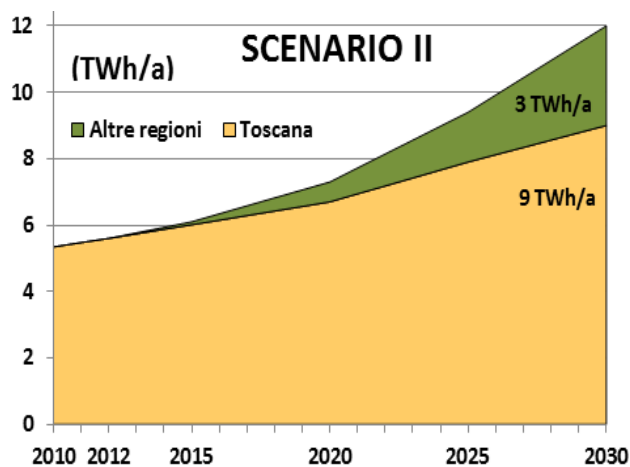


Fig. 35: Ripartizione ipotizzata della produzione geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia dal 2010 al 2030 secondo lo Scenario II

Dalla **Tab. 14** e dalle **Figg. 34** e **35** si evince che l'energia geotermoelettrica, fino ad ora prodotta solo in Toscana, dovrebbe cominciare a comparire dal 2015 in poi anche in altre Regioni italiane,

⁴⁶ Tra queste Regioni si citano come più probabili: Lombardia e Piemonte per la possibile realizzazione di progetti EGS, e Marche e Puglia per il possibile sviluppo di sistemi geopressurizzati.

⁴⁷ Per questa Regione bisogna ricordare che al momento di liberare alla stampa questo lavoro, è allo studio un progetto per la perforazione di quattro pozzi profondi circa 5 km vicino a Merano con l'obiettivo di raggiungere potenziali serbatoi alla temperatura stimata di 180 °C. Se tale valore sarà confermato, e se esiste un acquifero naturale abbastanza copioso (o se potrà essere creato un serbatoio artificiale sufficientemente permeabile), si studierà la possibilità di installare uno o più piccoli gruppi binari con cui produrre energia elettrica.

crescendo gradualmente nel tempo fino a giungere nel 2030 intorno al 18 % circa del totale nel caso dello Scenario I, ed al 25 % circa nel caso dello Scenario II.

Si tratta di valori che sembrano modesti in termini relativi, ma che sono invece molto importanti in termini economici. Essi infatti, in considerazione anche del rodaggio da effettuare entro il 2030 nello sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali*, non costituiscono un traguardo ma una base di lancio per realizzare nei decenni successivi nuovi e più importanti progetti di sfruttamento di quei sistemi con l'utilizzo di impianti di tecnologia avanzata.

4.3) Ripartizione ipotizzata di sviluppo tra i vari comparti di applicazione degli usi diretti

I dettagli di tale ripartizione compaiono nelle *Tabb. 15 e 16*, separatamente per i due Scenari I e II, mentre le sue variazioni nel tempo sono illustrate (anche qui separatamente per gli Scenari I e II) nelle *Figure 36 e 37*, in base ad esse costruite.

Tab. 15: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali comparti di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario I

Comparto - Anno	2010		2012		2015		2020		2025		2030	
	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%
Condizionamento di ambienti	4.750	38	5.750	40	7.700	43	12.650	48	21.850	54	39.100	60
Balneologia termale	4.200	33	4.450	31	4.500	25	5.300	20	6.100	15	6.500	10
Usi agricoli: serraicoltura ed altri	1.500	12	1.900	13	2.500	14	3.700	14	5.650	14	9.800	15
Itticoltura	1.800	14	1.900	13	2.350	13	3.150	12	4.050	10	4.550	7
Processi industriali ed altri usi	350	3	430	3	880	5	1.580	6	2.850	7	5.250	8
Calore totale	12.600	100	14.430	100	17.930	100	26.380	100	40.500	100	65.200	100
Potenza totale, MWt (di cui pompe di calore)	1.000 (500)		1.190 (600)		1.560 (810)		2.510 (1.360)		4.200 (2.300)		7.400 (4.000)	

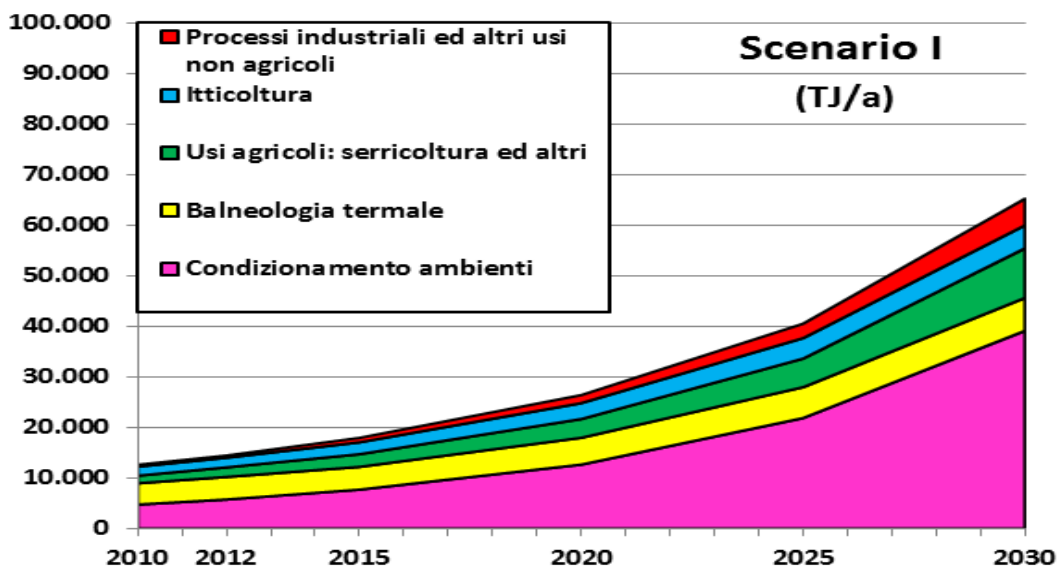


Fig.36: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali comparti di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario I

Tab. 16: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali comparti di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario II

Comparto - Anno	2010		2012		2015		2020		2025		2030	
	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%
Condizionamento di ambienti	4.750	38	6.000	41	8.400	44	15.000	49	28.400	55	56.700	63
Balneologia termale	4.200	33	4.450	30	4.600	24	5.500	18	6.700	13	7.200	8
Usi agricoli: serricoltura ed altri	1.500	12	1.900	13	2.650	14	4.300	14	7.250	14	12.600	14
Itticoltura	1.800	14	1.900	13	2.450	13	3.700	12	5.200	10	5.400	6
Processi industriali ed altri usi	350	3	450	3	940	5	2.160	7	4.150	8	8.100	9
Calore totale	12.600	100	14.700	100	19.040	100	30.660	100	51.700	100	90.000	100
Potenza totale, MWt (di cui pompe di calore)	1.000 (500)		1.210 (620)		1.630 (860)		2.750 (1.520)		4.800 (2.700)		8.800 (5.000)	

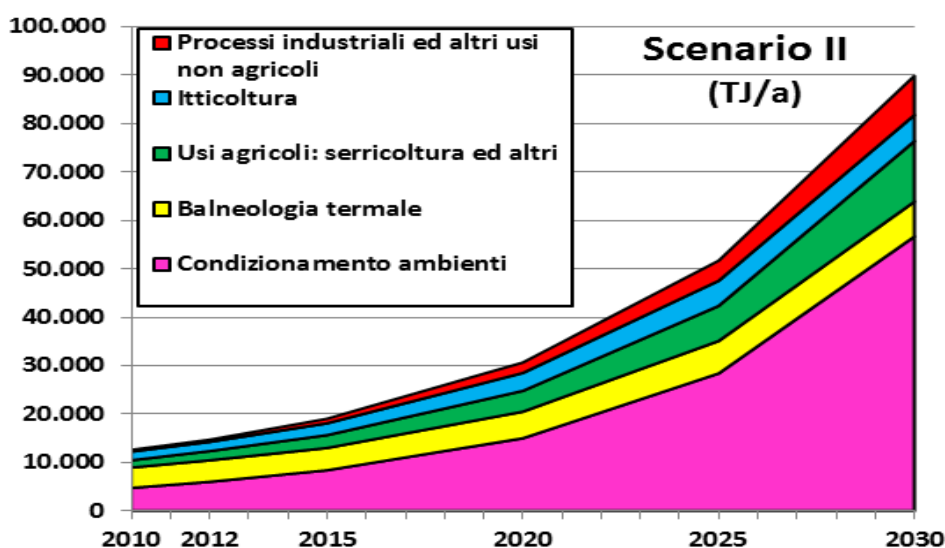


Fig. 37: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali comparti di applicazione degli usi diretti secondo lo Scenario II, pompe di calore incluse

Dal punto di vista energetico, le *Tabb. 15-16*, e le *Figg. 36 e 37* mostrano che la climatizzazione degli ambienti (riscaldamento invernale e raffrescamento estivo) rappresenta il comparto con più ampie prospettive di sviluppo, sia nello Scenario I che, e soprattutto, nello Scenario II, fino a giungere a costituire nel 2030 la maggioranza assoluta rispetto a tutti gli altri comparti: il 60 % nel caso dello Scenario I, ed il 63 % nel caso dello Scenario II.

Sono pure in crescita, sia in valore assoluto che in termini percentuali, le applicazioni agricole ed i processi industriali, ivi inclusi altri usi per ora minori in Italia⁴⁸, ma che sono invece bene sviluppati in altri Paesi del mondo. Gli usi agricoli in particolare, possono giungere a soppiantare al secondo posto,

⁴⁸ Tra gli usi minori si citano, ad esempio: lo scioglimento di ghiaccio su strade e marciapiedi urbani, lo sbrinamento invernale di tratti di strada in curva, la pastorizzazione di prodotti caseari, l'allevamento di coccodrilli per produzione di pelli pregiate, l'allevamento di tartarughe per la produzione di montature di occhiali e fibie di marca, la stagionatura di legname pregiato, ed il lavaggio di tappeti con acqua calda o vapore

intorno agli anni 2025, la balneologia termale che sembra essere uno dei comparti con minori prospettive di sviluppo.

Il termalismo, tuttavia, pur diminuendo nettamente in termini relativi (dal 33 al 10 % secondo lo Scenario I e dal 33 all'8 % secondo lo Scenario II) ha ancora importanti possibilità di crescita in termini assoluti, fino a raggiungere nel 2030 valori 1,5÷1,7 volte superiori a quello del Dicembre 2010.

L'altro comparto con limitate possibilità di sviluppo è la piscicoltura, il cui trend di crescita medio annuo sembra diretto verso un dimezzamento tra il 2010 ed il 2030 (dal 14 % al 7 % e 6 % per gli Scenari I e II, rispettivamente). Anche in questo caso, tuttavia, esistono ancora buoni margini di crescita in termini assoluti, dell'ordine di 2,5 volte maggiori del valore attuale nel caso dello Scenario I e di 3 volte nel caso dello Scenario II.

Per quanto riguarda la potenza totale installata degli usi diretti, da quanto evidenziato nell'ultima riga delle **Tabb. 15-16** si evince che, per merito soprattutto del riscaldamento invernale degli ambienti, la potenza stessa potrà avere nel ventennio in esame un aumento di oltre 7 volte nel caso dello Scenario I e di quasi 9 volte nel caso dello Scenario II.

La quota parte invece di tale potenza attribuibile alle pompe di calore oscilla tra il 50 % del 2010 ed il 54÷57 % del 2030.

In merito alle pompe di calore, infine, come mostrano la **Tab. 12** e le **Figg. 29 e 31**, bisogna sottolineare che, per la ridotta possibilità di utilizzazione nell'arco dell'anno, esse possono giungere a generare nel 2030 una quantità netta di calore corrispondente al 16,5-17% soltanto del totale degli usi diretti.

4.4) Sommario delle stime fatte e considerazioni di sintesi

Le previsioni esposte nei paragrafi precedenti ed i relativi vantaggi economici ed ambientali sono sintetizzati in **Tab. 17**. Sulla sua base si possono fare le seguenti considerazioni di sintesi.

4.4.1) Energia geotermoelettrica

Si vede nella **Tab. 7**, si desume dalla **Tab. 10** e dalle **Figure 24 e 25**, e si nota in **Tab. 17**, che la potenza installata e l'energia elettrica prodotta dagli impianti geotermoelettrici possono crescere a ritmo moderato nel decennio 2011-2020 ma sostenuto nel decennio successivo, soprattutto nel caso dello Scenario II. Il tasso di crescita previsto oscilla infatti negli intervalli 2÷4 % all'anno fino al 2020, e 2,5÷6 % all'anno dal 2021 al 2030.

Si tratta di valori percentuali di crescita annua considerevoli, che sono da 2 a 4 volte maggiori di quelli medi italiani degli ultimi 20 anni, e da 2 a 3 volte maggiori anche di quelli medi verificatisi nel mondo nello stesso periodo.

Per la tipologia degli impianti di generazione si prevede che la quasi totalità di essi (se non proprio tutti) sarà formata fino al 2020 da gruppi a tecnologia consolidata (a condensazione, a scarico libero, a ciclo binario, e misti) alimentati da *classici sistemi idrotermali* di alta e medio-alta temperatura.

Per il decennio 2021-2030 si ipotizza ancora una prevalenza dei suddetti gruppi a tecnologia consolidata, ma con un contributo crescente, fino al 25% circa della potenza totale installata, di impianti alimentati da qualcuno dei *sistemi non convenzionali* descritti nel paragrafo 2.4) e nel Cap. 5. Si ritiene infatti che lo sfruttamento di tali sistemi (a condizione che venga svolto il "Progetto finalizzato" di R&S delineato nel Cap. 5/paragrafo 5.2.4), possa giungere a maturazione tecnologica nei primi anni '20 ed a maturazione commerciale entro il 2025.

A parte quanto sopra, le **Tabb. 7, 10 e 17** e le **Figg. 24 e 25** evidenziano che la potenza installata e l'energia elettrica lorda prodotta oscillano, rispettivamente, tra 1.080÷1.150 MWe e tra 6,9÷7,3 TWh/anno al 2020, e tra 1.500÷2000 MWe e 9,4÷12 TWh/anno al 2030.

Valori maggiori di questi sarebbero ipotizzabili soltanto nel quadro di un possibile ma inauspicabile terzo scenario di sviluppo dell'economia, con prezzi delle fonti di energia (petrolio soprattutto) molto

più alti di quelli presi a riferimento per questo studio, come indicati nel paragrafo 3.3)⁴⁹.

4.4.2) Usi diretti (tutti)

Le *Tabb. 8, 11 e 17* e le *Figg. 26 e 27* indicano che la potenza installata degli usi diretti potrà crescere ad un tasso sostenuto (9÷11 %/anno) fino al 2020, ed ancora più sostenuto (10÷13 %/anno) dal 2021 al 2030, passando così dai 1.000 MWt del 2010 ai 7.400 MWt del 2030 nel caso dello Scenario I, ed agli 8.800 MWt, sempre dello stesso anno, nel caso dello Scenario II. L'incremento di potenza nel ventennio 2011-2030 porterebbe così a valori 7÷9 volte maggiori di quelli del 2010.

Il calore prodotto, però, a causa soprattutto del limitato fattore di carico medio annuo degli impianti (40÷45 % delle ore totali dell'anno, come detto nel Cap. 3), crescerebbe a tassi medi annui alquanto inferiori di quelli detti sopra per la potenza ma sempre notevoli, dell'ordine cioè del 7÷8 % per lo Scenario I, e dell'8÷10% per lo Scenario II fino al 2020.

Dal 2021 al 2030, invece, si avrebbero tassi di incremento medio annuo dell'8÷10% nel caso dello Scenario I, e dell'11÷12% nel caso dello Scenario II. L'uso del calore geotermico aumenterebbe così dai 12.600 TJ/anno del 2010 ai 65.200 e 90.000 TJ/anno del 2030 nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente, con incrementi quindi di 5÷7 volte maggiori rispetto al valore del Dicembre 2010.

Tab. 17: Sintesi della situazione al 2010 e delle stime fatte al 2020 e 2030

Ambiti di sfruttamento	2010			2020			2030		
SCENARIO I									
Energia geotermoelettrica	882,5 MWe	5,34 TWh/a	1020 kTEP/a	1.080 MWe	6,9 TWh/a	1.310 kTEP/a	1.500 MWe	9,4 TWh/a	1.860 kTEP/a
Usi diretti (incluse pompe di calore geotermiche)	1000 MWt	12.600 TJ/a	300 kTEP	2.510 MWt	26.350 TJ/a	630 kTEP/a	7.400 MWt	65.200 TJ/a	1.560 kTEP/a
Totale geotermia	-	-	1.320 kTEP/a	-	-	1.940 kTEP/a	-	-	3.420 kTEP/a
Contributo della geotermia al consumo totale di energia	-	-	~ 0,71(*) %	-	-	~ 1 (*) %	-	-	~ 1,5 (*) %
CO₂ evitata (totale geotermia)	-	-	4.000 kTon/a	-	-	5.780 kTon/a	-	-	9.760 kTon/a
SCENARIO II									
Energia geotermoelettrica	882,5 MWe	5,34 TWh/a	1020 kTEP/a	1.150 MWe	7,3 TWh/a	1.390 kTEP/a	2.000 MWe	12,0 TWh/a	2.280 kTEP/a
Usi diretti (incluse pompe Di calore geotermiche)	1000 MWt	12.600 TJ/a	300 kTEP	2.750 MWt	30.660 TJ/a	740 kTEP/a	8.800 MWt	90.000 TJ/a	2.160 kTEP/a
Totale geotermia	-	-	1.320 kTEP/a	-	-	2.130 kTEP/a	-	-	4.440 kTEP/a
Contributo della geotermia al consumo totale di energia	-	-	~ 0,71 (*) %	-	-	~ 1,1 (*) %	-	-	~ 1,9 (*) %
CO₂ evitata (totale geotermia)	-	-	4.000 kTon/a	-	-	6.300 kTon/a	-	-	12.820 kTon/a

(*) Percentuali riferite al consumo totale di energia di 185 MTEP a consuntivo nel 2010 (ved. Cap.3/Tab.2), e di 200 e 230 MTEP ipotizzati per i consumi totali di energia nel 2020 e nel 2030, rispettivamente (ved. Cap.7/Tab. 18 e Fig. 40).

Si tratta di aumenti rilevanti in valore assoluto che al 2030 consentirebbero di risparmiare da 1,56 a 2,16 milioni di tonnellate/anno di petrolio nel caso, rispettivamente, degli Scenari I e II (ved. Usi diretti in *Appendice B*). Essi, inoltre, permetterebbero di evitare lo scarico in atmosfera di 4,06÷5,62

⁴⁹ Si ricorda che nel citato paragrafo 3.3) sono stati ipotizzati i seguenti valori dei prezzi futuri del greggio alla fonte:

* al 2020: 150 US \$/barile per lo Scenario I, e 200 US \$/ barile per lo Scenario II;

* al 2030: 250 US \$/barile per lo Scenario I, e 300 US \$/ barile per lo Scenario II.

milioni di tonnellate di CO₂ all'anno nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente (ved. ancora *Appendice B*).

4.4.3) Pompe di calore geotermiche

La quota parte di sviluppo degli usi diretti ottenibile con pompe di calore è illustrata nelle *Tabb. 9 e 12* e nelle *Figure 28, 29, 30 e 31*.

Da esse si evince che la crescita stimata della potenza installata delle pompe di calore è notevole, con incrementi medi annui del 12÷13 % per lo Scenario I e del 14÷15 % per lo Scenario II fino al 2020, e del 14÷15 % per lo Scenario I e del 16÷18% per lo Scenario II fino al 2030.

Partendo allora dai 500 MWt del 2010, la potenza diventerebbe alla fine del 2030 circa 4.000 MWt nel caso dello Scenario I e circa 5.000 MWt nel caso dello Scenario II, con aumenti quindi di 8 e 10 volte circa del valore iniziale, rispettivamente.

Il calore prodotto con le pompe di calore geotermiche, però, essenzialmente a causa del ridotto periodo medio di funzionamento annuo (probabilmente intorno al 40 % delle ore totali dell'anno), avrebbe tassi di incremento medi annui di 1÷3 punti percentuali inferiori a quelli detti sopra per la potenza installata nei rispettivi periodi e scenari di sviluppo (cfr. valori esposti nelle colonne di destra e di sinistra della *Tab. 9*). Ad ogni modo, il loro contributo energetico passerebbe dai 1.700 TJ/anno del 2010 a 3.890÷4.680 TJ/anno entro il 2020, ed a 10.600÷15.000 TJ/anno entro il 2030, nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente. Vi sarebbero così incrementi di energia prodotta con pompe di calore di 2÷3 volte entro il 2020 e di 6÷9 entro il 2030 rispetto ai 1.700 TJ/anno del 2010.

Anche se con ritmi di crescita in termini energetici inferiori a quelli della potenza installata, si tratta comunque di quantità considerevoli di calore prodotto in termini assoluti, che consentono di ottenere risparmi al 2030 compresi tra 250.000 e 360.000 tonnellate/anno equivalenti di petrolio, e di evitare di scaricare in atmosfera tra 650.000 e 940.000 tonnellate di CO₂ all'anno, a seconda che si tratti dello Scenario I o dello Scenario II, rispettivamente (ved. Pompe di calore geotermiche in *Appendice B*).

Tali risparmi sono già molto importanti per quell'anno, ma possono diventare ben più importanti nei decenni successivi quando le pompe di calore geotermiche saranno giunte verosimilmente a valori medi del COP ben più alti del 3 da noi considerato per prudenza nella esecuzione di questo studio.

5. I sistemi geotermici non convenzionali. La ricerca tecnologica, le zone di potenziale interesse e gli obiettivi per l'esecuzione di un "Progetto finalizzato" di R&S

5.1) I sistemi geotermici non convenzionali e loro ubicazione

Come già detto, la produzione di energia geotermoelettrica è stata basata fino ad oggi esclusivamente sull'utilizzo di fluidi caldi circolanti in rocce profonde. La sorgente di energia è il calore terrestre, una risorsa onnipresente che si rigenera in continuità per i processi geologici descritti nel Cap. 2; ma il vettore del calore è il fluido caldo estratto con pozzi di adeguata profondità, che può essere vapore surriscaldato o acqua a temperatura e pressione tale da potersi trasformare in vapore in appositi separatori, e che va ad alimentare un gruppo turbogeneratore mediante il quale si produce energia elettrica. Per incrementare la produzione geotermoelettrica occorre quindi aumentare la quantità di fluido estraibile: ed è proprio questo l'obiettivo con cui si muovono la ricerca e lo sviluppo tecnologico in geotermia.

Abbiamo già descritto nei capitoli precedenti come da un lato si ottimizzano i cicli produttivi per produrre energia da fluidi a temperature sempre più basse, che sono più facilmente reperibili, e dall'altro si sviluppano metodologie sempre più raffinate di esplorazione e di perforazione, capaci di ridurre il rischio minerario ed i costi di estrazione del fluido geotermico. Questi sviluppi stanno permettendo di aumentare la produzione geotermoelettrica da sistemi idrotermali, estendendone lo sfruttamento anche a zone dove, entro profondità economicamente utili, circola fluido a temperatura moderata (80÷130°C) che fino ad una ventina di anni fa veniva considerata del tutto priva di interesse per questo tipo di produzione.

Rimangono ancora poco esplorate frontiere tecnologiche che permetterebbero di produrre energia elettrica da sistemi geotermici caratterizzati da elevati valori di energia termica ma che risultano poco economici o impossibili da utilizzare con le attuali tecnologie. Le caratteristiche geologiche di questi sistemi, solitamente raggruppati in unico insieme detto *sistemi geotermici non-convenzionali* (UGS in inglese, ovvero *Unconventional Geothermal Systems*) in quanto non ascrivibili ai normali sistemi idrotermali fino ad oggi sfruttati per produrre energia elettrica, sono descritte nel Cap.2/ paragr. 2.4. In realtà l'unica cosa che li accomuna è il fatto di essere caratterizzati da una elevata quantità di energia termica e da una attuale tecnologia incapace di captarla e portarla in superficie sotto forma di fluido ad elevata pressione e temperatura, idoneo per convertire il calore in energia elettrica, per mezzo di impianti turbogeneratori.

5.1.1) I sistemi EGS (*Enhanced o Engineered Geothermal Systems*)

Il gruppo più ampio di *sistemi geotermici non convenzionali* è quello che oggi noto sotto il nome di EGS, sui cui si concentra la ricerca geotermica internazionale. Il concetto principale della ricerca in questo settore è una estensione di quello delle "rocce calde secche" (*hot dry rock*, da cui l'acronimo *HDR*) e consiste nello sviluppare un sistema geotermico "artificiale" costituito dagli stessi elementi di quelli idrotermali classici, in cui però, quando l'acqua e la permeabilità naturali sono insufficienti, si sopperisce dall'esterno con interventi di ingegneria geologica mirati ad aumentarle.

Studi e sperimentazioni di diversi decenni hanno dimostrato che la realizzazione di questo tipo di sistema artificiale è tutt'altro che facile. Innanzitutto, le rocce effettivamente *secche*, prive cioè del tutto di permeabilità e quindi di acqua, sono in natura (almeno fino 5 km di profondità) assai poco frequenti, per non dire assenti, ed inoltre il loro sfruttamento risulta oggi ineconomico a causa della difficoltà di creare in profondità nuove fratture o di allargare e mantenere beanti le fratture e le fessure naturali esistenti. Di conseguenza, possono essere più vantaggiose le attività di potenziamento dei sistemi idrotermali, che sono molto più frequenti di quanto non si sia creduto fino ad ora, anche se presentano spesso basse permeabilità.

La tecnica di "ingegnerizzazione" del serbatoio geotermico consiste nella creazione per *hydrafrac* (idro-fratturazione), e/o per circolazione di fluidi acidi, di una rete di discontinuità e nella loro

conservazione durante il periodo di sfruttamento. La fratturazione è incrementata (in termini tecnici *stimolata*) rompendo la roccia con immissione di acqua a grande pressione in fondo pozzo (*stimolazione idraulica*) con l'eventuale iniezione di fluidi contenenti acidi che disciolgono parzialmente la roccia (*stimolazione per attacco chimico*). L'esperienza ha dimostrato che è molto difficile controllare la fratturazione delle rocce nel sottosuolo, per cui molta ricerca va ancora fatta in questo settore. Uno dei problemi principali, oltre al controllo della direzione ed entità della fratturazione, è il controllo dello stato di stress del sottosuolo sottoposto a stimolazione idraulica. L'immissione di acqua in profondità a grande pressione determina infatti una alterazione dello stato di stress delle rocce che può dar luogo, specie in rocce cristalline, a scosse sismiche di intensità usualmente molto bassa, a profondità di pochi km, ma che in alcuni casi, essendo stati percepite, hanno allarmato la popolazione. Per prevenire ulteriori problemi, la sperimentazione nella stimolazione è ora più accorta, alternando stimolazione idraulica e chimica e studiando la possibilità di usare gel o materiali simili, forse più idonei dell'acqua per provocare la rottura delle rocce. Questi gel sono studiati soprattutto in rocce sedimentarie che, a differenza delle rocce cristalline, non presentano solitamente problemi di microsismicità durante la stimolazione, ma nei quali è più difficile mantenere aperte le fratture. Gli studi si concentrano soprattutto sul comportamento meccanico delle rocce, ma si indirizzano anche a problemi di corto-circuitazione (ovvero di rapido raffreddamento delle rocce con l'acqua di iniezione pompata dalla superficie) e sulla perdita di acqua in fratture lontane che non vengono intercettate dai pozzi di produzione, con il rischio di rendere la circolazione profonda poco efficace. Tutti questi problemi sono legati ad una conoscenza ancora incompleta dei sistemi idrotermali, anche quelli naturali, in quanto si tratta di sistemi molto complessi che richiedono la comprensione di numerosissime variabili chimico-fisiche in volumi di roccia molto grandi.

La ricerca tecnologica nel settore EGS non ha come fini ultimi solo la stimolazione e l'aumento della permeabilità, ma anche quello di ottimizzare l'utilizzo della risorsa geotermica nella sua più completa accezione riducendo i rischi d'investimento. Questo sarà possibile se saranno presi in considerazione e migliorati vari aspetti: l'esplorazione, la valutazione e la gestione della risorsa, la perforazione e la stimolazione, i cicli termodinamici più efficienti, avendo cura di valutare per ognuno degli argomenti trattati l'impatto ambientale. Argomenti e spunti di ricerca collegati a questi si stanno facendo strada, come ad esempio l'utilizzo di gel per rompere la roccia, o della CO₂ invece dell'acqua come fluido di scambio termico, da iniettare in profondità e recuperare in superficie, con il vantaggio di fornire contemporaneamente un utilizzo energetico ed il sequestro del gas, ma presenta ancora molti problemi tecnici ed economici.

La riuscita della ricerca negli EGS permetterebbe di estendere quasi dappertutto lo sfruttamento del calore delle rocce profonde per produrre energia elettrica, essendo questo limitato solo dalla presenza di una temperatura delle rocce sufficientemente alta da poter produrre fluidi a temperature utili alla produzione di energia geotermoelettrica con impianti (non solo ma anche) a ciclo binario.

Rocce a tali temperature si trovano ovunque, ma a seconda del gradiente geotermico si possono rinvenire a profondità molto variabili: è sufficiente 1 km in zone vulcaniche attive, ma non bastano 5 km in zone tettonicamente inattive che presentano gradienti geotermici particolarmente bassi. Nella scelta di aree ottimali per progetti di ricerca e sperimentazione nel settore degli EGS dovrebbero quindi essere privilegiate aree dove il gradiente geotermico risulta elevato, e/o aree dove la temperatura e la litologia delle formazioni profonde sono note grazie a pozzi preesistenti oppure a prospezioni geologiche, geofisiche e geochemiche di sufficiente dettaglio. In questo modo, è possibile stimare meglio i costi necessari al raggiungimento del volume di roccia utile alla sperimentazione prevista e/o alla produzione del fluido richiesto dall'impianto di generazione del progetto interessato.

Sulla base della distribuzione delle temperature a profondità di 3 km e la distribuzione dei pozzi nei quali è stata misurata la temperatura in livelli profondi, è possibile indicare le aree ritenute oggi più adeguate per lo sviluppo di progetti R&S nel settore degli EGS in Italia (**Fig. 38**, contorno rosso).

A queste si possono aggiungere altre zone di possibile interesse come ad esempio alcune in Sardegna ed in Alto Adige, dove esistono un flusso di calore e temperature profonde moderatamente anomali (**Fig. 38**, contorno blu).

Si può supporre inoltre che un interesse locale favorevole alla esecuzione di progetti di geotermia profonda in regime EGS possa sorgere in futuro anche in altre zone di altre Regioni d'Italia.

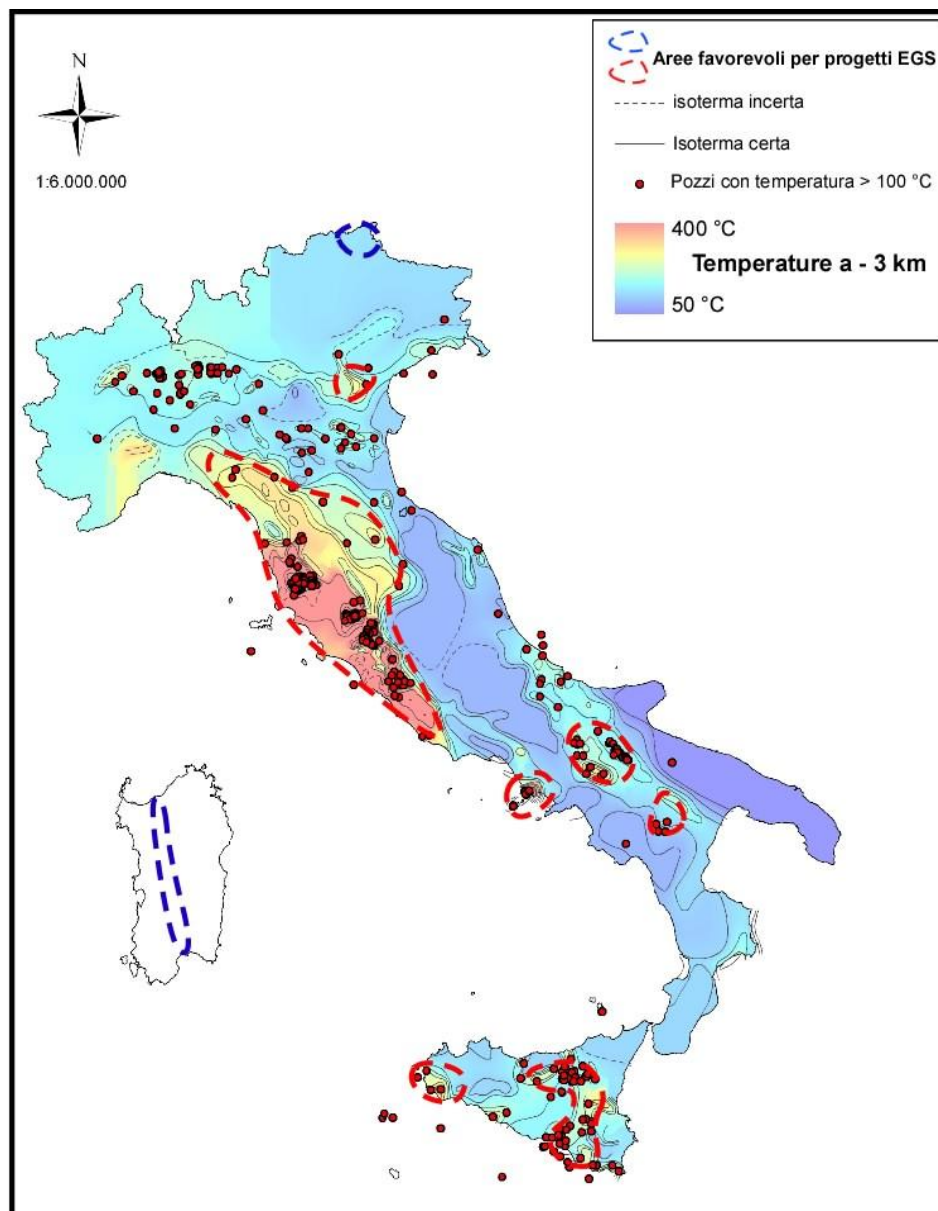


Fig. 38: Aree favorevoli per i primi progetti EGS di R&S

Entro contorni rossi sono indicate aree di elevato gradiente termico e con pozzi in cui sono state misurate temperature maggiori di 100 °C fino a 3 km di profondità. Entro contorni blu aree con valori anomali del flusso di calore (Sardegna) e dove c'è già un interesse manifesto per lo sviluppo di progetti EGS (Alto Adige)

5.1.2) I sistemi magmatici ed i fluidi supercritici

Un'altra frontiera riguarda l'utilizzo delle grandi quantità di energia termica di zone vulcaniche attive, dove a piccola profondità si trovano corpi ignei in via di raffreddamento, allo stato fuso o parzialmente fuso, con temperature di parecchie centinaia di gradi. Queste ingenti quantità di calore possono essere utilizzate, in via di principio, in due modi del tutto differenti: o estraendo calore direttamente dai suddetti corpi in via di raffreddamento (*sistemi magmatici*) oppure attingendo i fluidi contenuti in serbatoi geotermici confinati molto vicini alla fonte di calore, caratterizzati da temperature e pressioni così elevate da giungere allo stato dei *fluidi supercritici*, caratterizzati dal

passaggio diretto dallo stato liquido a quello di vapore surriscaldato, con assenza della fase di saturazione.

La condizione di supercriticità dipende dal tipo di fluido: per l'acqua pura questa condizione si verifica per pressioni maggiori di 221,20 bar (a tale pressione il punto critico, cioè il passaggio da liquido a vapore, si verifica alla temperatura di 374,15 °C); in presenza di sali disciolti questi valori divengono più elevati, in funzione della concentrazione salina. Laddove questi fluidi sono a profondità raggiungibili con la perforazione (diciamo 3,5-5 km) è stato stimato che un singolo pozzo o più pozzi in parallelo che producessero 0,67 m³/sec, pari a circa 240 t/h di vapore, con pressione di 230 bar e temperatura superiore a 430 °C, potrebbe alimentare inizialmente un impianto geotermoelettrico della potenza di 40-50 MW. Successivamente, bisognerebbe ipotizzare che la produzione di vapore, sia pure a portata via via calante, permanga in condizioni di sostenibilità nel tempo per una durata di almeno 20 anni. Questa potenza iniziale è circa 10 volte più alta di quella ottenibile da pozzi geotermici tradizionali di pari portata, con fluido di caratteristiche termodinamiche molto inferiori (pressione 30 bar, temperatura 235 °C)..Esperimenti di questo tipo sono condotti in Islanda, e la sperimentazione è in corso.

Per l'utilizzo delle ingenti quantità di calore associate alle rocce incassanti dei corpi magmatici in via di raffreddamento si sono ipotizzati sistemi aperti di scambiatori di calore, costituiti da tubi in lega metallica speciale entro cui si dovrebbe iniettare acqua fredda. Questa dovrebbe dar luogo ad un rapido raffreddamento, entro un certo raggio di distanza dai tubi di iniezione, delle rocce sopra dette che perciò si fratturano, creando le condizioni di un serbatoio artificiale molto permeabile. In esso verrebbe fatta circolare altra acqua esterna in circuito chiuso, che al contatto con rocce ancora molto calde si riscalderebbe fortemente portando a giorno una notevole quantità di calore. Questi schemi di estrazione del calore da corpi ignei non sono però ancora stati sperimentati.

L'utilizzo del calore dei sistemi magmatici attraverso circuiti artificiali di acqua esterna creati nella loro *cap-rock*, oppure la coltivazione di fluidi supercritici contenuti in serbatoi confinati ubicati alla loro periferia, richiede lo sviluppo di tecniche di perforazione e indagini in foro in condizioni estreme, caratterizzate non solo da elevate pressioni e temperature, ma anche dalla presenza di composti chimici aggressivi contenuti nelle rocce e nei fluidi (liquidi e gas) circolanti. Anche le tecniche di esplorazione superficiale, e soprattutto quelle dei rilevamenti in foro, richiedono uno sviluppo specifico.

Risorse magmatiche e/o fluidi supercritici sono presenti probabilmente in alcuni settori dei campi geotermici toscani e quasi certamente nelle numerose aree vulcaniche attive del nostro Paese, quali Campi Flegrei, Vesuvio ed Ischia in Campania, isole Eolie e Pantelleria in Sicilia, ed apparati vulcanici sottomarini (Marsili, Palinuro e Vavilov, i più noti) nel Tirreno meridionale.

5.1.3) I sistemi geopressurizzati

I sistemi geopressurizzati si formano in grandi bacini sedimentari a profondità di 3÷7 km e sono formati da sabbie ed altre rocce sedimentarie permeabili, al di sotto di strati impermeabili a bassa conducibilità termica (formazioni argillose che si comportano, quindi, da isolanti). L'acqua ed il gas rilasciati nella fase di consolidazione delle argille vengono assorbiti dalle sabbie con un accumulo di pressione, dovuta al carico litostatico sovrastante (o parte di esso). I fluidi pressurizzati rimasti intrappolati al momento della deposizione dei sedimenti, possono contenere quantità anche rilevanti di metano. La pressione dell'acqua calda è vicina alla pressione litostatica (dovuta al peso della colonna di rocce sovrastanti), superando largamente la pressione idrostatica e arrivando a valori di diverse centinaia di atmosfere.

Per quanto questi sistemi siano caratterizzati da valori di temperatura non particolarmente elevati (si formano infatti il più delle volte in regime di gradiente geotermico normale o quasi), l'utilizzo combinato di fluidi caldi in pressione (idonei a produrre, quindi, energia termica ed energia idraulica) e l'estrazione di metano e di composti chimici pregiati, spesso presenti in concomitanza, può esaltarne il valore economico.

I sistemi geopressurizzati sono stati studiati in Texas negli anni '70 e '80, ma, sino ad oggi, non ne è seguito uno sfruttamento industriale. L'unico progetto ora in corso è in Louisiana, negli Stati Uniti, ed è appena agli inizi. In Europa sono noti alcuni sistemi geopressurizzati, tra i quali quelli del bacino pannonic, in Ungheria, dove diversi pozzi petroliferi hanno accertato la presenza di fluidi di strato in pressione, presenti anche nelle rocce calcaree mesozoiche sottostanti la coltre clastica sedimentaria post-orogena; sono stati così individuati sistemi con fluidi salini a 3.5-4 km di profondità, con pressioni di strato di 700 - 800 bar e temperature di 160-210 °C.

In Italia sono noti diversi pozzi perforati per la ricerca di idrocarburi nei quali sono stati rinvenuti fluidi con pressioni elevate ed una certa quantità di metano, ad esempio nel bacino padano (Malossa ed altre), con acque salate, a circa 4 km di profondità, pressioni maggiori di 500 bar e temperature di 120÷210 °C. La quantità di metano risultava al tempo del reperimento (oltre 20 anni fa) insufficiente a rendere economica l'estrazione; ma se questa potesse essere accompagnata dalla co-produzione di energia termica ed idraulica il sistema potrebbe ora diventare economico.

A prescindere tuttavia dal caso specifico sopra detto, e parlando in generale, bisogna ricordare che la messa in produzione dei sistemi geopressurizzati richiede l'applicazione di sofisticate tecnologie di costruzione dei pozzi per controllare le forti pressioni in gioco in fase di perforazione e coltivazione del campo, nonché studi approfonditi di ingegneria e fisica del serbatoio a guida dello sviluppo del campo e della sua corretta gestione durante tutta la sua vita utile, senza le quali si potrebbe incorrere in un eccessivo e rapido depauperamento della risorsa. L'estrazione di fluidi sovrappressurizzati, infatti, rischia di causare una depressurizzazione rapida del sistema, con una altrettanto rapida chiusura dei pori e delle fratture ospitanti il fluido originario che, se non vengono adeguatamente contrastate, rischiano di diventare irreversibili. Il fluido estratto, inoltre, con la sua elevata concentrazione di elementi chimici risulta spesso corrosivo e può perciò dar luogo a depositi ed incrostazioni nelle varie parti del sistema di produzione.

Condizioni geologiche favorevoli alla formazione di sistemi geopressurizzati sono quelle di "avanpaese", che nell'insieme si trovano in Italia su un'area molto estesa. Soprattutto le zone caratterizzate da elevati spessori dei sedimenti potrebbero risultare favorevoli a sperimentazioni di sistemi geopressurizzati.

5.1.4) I sistemi a salamoia calda

Questi sistemi, caratterizzati da fluidi particolarmente ricchi di sali disciolti, derivano da quelli idrotermali classici che, per sopravvenuta chiusura di fratture e pori delle rocce del serbatoio a causa di deposizione di minerali secondari o per variate condizioni idrogeologiche al contorno, sono stati isolati in volumi sigillati rispetto alle rocce circostanti. Perciò, non essendo più idraulicamente collegati all'area di assorbimento che originariamente li alimentava con acqua superficiale esterna, a causa dell'alto gradiente geotermico della zona in cui questi sistemi si formano, i fluidi contenuti nel serbatoio continuano a circolare convettivamente in ambiente chiuso subendo un processo di progressiva concentrazione dei sali in essi disciolti, arricchiti in parte anche da quelli lisciviati dalle pareti dell'acquifero confinato. In questo modo, il fluido si arricchisce sempre più di sali, sicchè la sua salinità totale (*TDS* = total dissolved salts) può giungere a valori molto superiori a 10 g/l, fino anche a 300-400 g/l : una salamoia calda molto densa.

L'utilizzo di questi fluidi richiede tecnologie in parte simili a quelle dei sistemi geopressurizzati, quali materiali speciali per il tubaggio del pozzo e per le attrezzature di estrazione e scambio termico, speciali trattamenti chimici ed un accurato controllo chimico-fisico del fluido nelle varie fasi della produzione del fluido caldo secondario e della successiva sua utilizzazione per generare energia elettrica.

Il costo elevato di tutti questi accorgimenti ha reso negli anni passati ineconomico lo sfruttamento di questi sistemi; ma la situazione cambierebbe con l'uso di tecnologie di produzione più avanzate di quelle esistenti 30 anni fa (che sono oggi disponibili), e con la combinata estrazione di minerali pregiati (K, Li, B, Cs, terre rare, ecc.), sempre presenti nelle salamoie in parola.

Sistemi a salamoia calda sono già stati rinvenuti in varie parti del mondo e specialmente nella Imperial Valley (California meridionale, a cavallo tra Stati Uniti e Messico) ed in Italia, a Cesano, nel Lazio settentrionale, ad Est del Lago di Bracciano. Qui, in corrispondenza di due camini vulcanici intracalderici, all'interno dei quali sono presenti brecce di esplosione idromagmatica, sono stati rinvenuti fluidi particolarmente ricchi di cloruri e di solfati di sodio e di potassio, con salinità fino a 350 g/l e temperatura di oltre 250 °C. I solfati ed i carbonati derivano da interazione delle acque meteoriche, che originariamente alimentavano il sistema prima della sua chiusura laterale, con le rocce calcareo-dolomitiche triassiche del serbatoio; mentre invece sodio, potassio, cloro ed altri elementi provengono dalla interazione delle stesse acque con le rocce vulcaniche.

I dati dei pozzi perforati portano ad ipotizzare una circolazione convettiva di fluidi che, azionata da un elevato gradiente termico in ambiente chiuso, ed interagendo con le rocce incassanti, ha dato luogo a fenomeni di *self-sealing* (= auto-sigillamento) con il conseguente isolamento del serbatoio ed il progressivo arricchimento in sali del fluido in esso contenuti.

Analoghi fluidi sono stati rinvenuti nei Campi Flegrei, dove i pozzi perforati nella sequenza vulcanica hanno rivelato l'esistenza di fluidi a salinità di 50÷200 g/l con temperature da 230 a 340 °C in piccoli serbatoi confinati posti a varie profondità, fino a circa 3,5 km dalla superficie.

Condizioni simili a quelle già descritte sono possibili in sistemi geotermici di vulcani sottomarini e nelle isole vulcaniche del Tirreno meridionale, che sono parzialmente o del tutto ricaricati da acqua di mare, e quindi in partenza già molto salata.

5.1.5) Potenzialità e distribuzione geografica dei sistemi non convenzionali

Grazie alle sue caratteristiche geologiche molto varie, l'Italia presenta condizioni favorevoli ad ogni tipo di sperimentazione nel settore dei *sistemi geotermici non convenzionali*, offrendo svariati contesti geologici quali: accumuli sedimentari in bacini di avanzaese (area padana, adriatica, e bradanica), condizioni geodinamiche e di magmatismo molto giovani, apparati vulcanici attivi o recenti, ed estese zone a gradiente geotermico anomalo.

In prima approssimazione, quindi, i dati disponibili consentono già oggi di indicare a grandi linee non solo le aree più favorevoli alla esecuzione di progetti di EGS indicate in **Fig. 38**, ma anche quelle meglio predisposte per impostare attività di ricerca e sviluppo specifiche, riguardanti gli altri tipi di sistemi geotermici non convenzionali (magmatici, a fluidi supercritici, geopressurizzati, ed a salamoia calda) come si vede in **Fig. 39**.

Bisogna però sottolineare che le aree indicate in questa figura non rappresentano superfici (misurabili in km²) interamente corrispondenti a potenziali "campi" geotermici di interesse commerciale, ma vogliono solo dare una idea delle zone preferenziali verso cui indirizzare gli studi geoscientifici di dettaglio necessari ad impostare attività di ricerca e sviluppo nei diversi tipi di sistema geotermico non convenzionale.

D'altra parte, si è già detto nei capitoli precedenti che alcuni dei sistemi in parola sfumano spesso l'uno nell'altro sia lateralmente che verticalmente, per cui l'impostazione delle suddette attività e la scelta dei siti di perforazione dei pozzi profondi di R&S devono tener conto della possibilità di perseguire nello stesso sito obiettivi multipli, comuni a più di uno di quei sistemi. Non si può escludere infatti, tanto per fare solo due esempi, che un sistema a salamoia calda possa sfumare in profondità verso un sistema magmatico, o che un classico sistema idrotermale a vapore o ad acqua dominante possa passare gradualmente in profondità prima ad un sistema a fluidi supercritici e poi da questo ad un sistema magmatico.

Questa ricchezza di combinazioni suggerisce di impostare il programma di R&S nel settore dei sistemi geotermici non convenzionali in un unico progetto integrato, come delineato nel paragrafo 5.2.4)

In un capitolo precedente (Cap.2/paragr. 2.4) si è detto pure che, a causa della possibilità di graduale passaggio da un tipo di sistema all'altro, è difficile valutare l'estensione areale non solo di ognuno dei sistemi in esame ma anche dell'insieme di essi, per cui (escludendo gli EGS, che in teoria potrebbero essere sviluppati quasi ovunque) si è ipotizzata una superficie complessiva di almeno 2.000 km².

In conseguenza di quanto sopra, non è nemmeno possibile fare oggi una valutazione specifica del potenziale energetico estraibile da ciascuno di questi sistemi, per cui nello stesso paragrafo 2.4) sopra citato ne è stata fatta una stima complessiva minima di almeno 100 GWanno elettrici, corrispondenti a 2.000 MWe per 50 anni a tempo di funzionamento pieno, ovvero ad un totale di circa 900×10^9 kWh di elettricità prodotta.

Si è aggiunto infine che il suddetto potenziale minimo dell'insieme dei sistemi non convenzionali dev'essere considerato in gran parte aggiuntivo, non sostitutivo, dei 9,4 e 12×10^9 kWh elettrici stimati nel Cap. 4 al 2030 per gli Scenari I e II. Si è ipotizzato infatti in quel capitolo che un 25 % al massimo dei 12 miliardi di kWh stimati per lo Scenario II possa provenire nel 2030 dallo sviluppo di uno o più d'uno dei sistemi sopra detti.

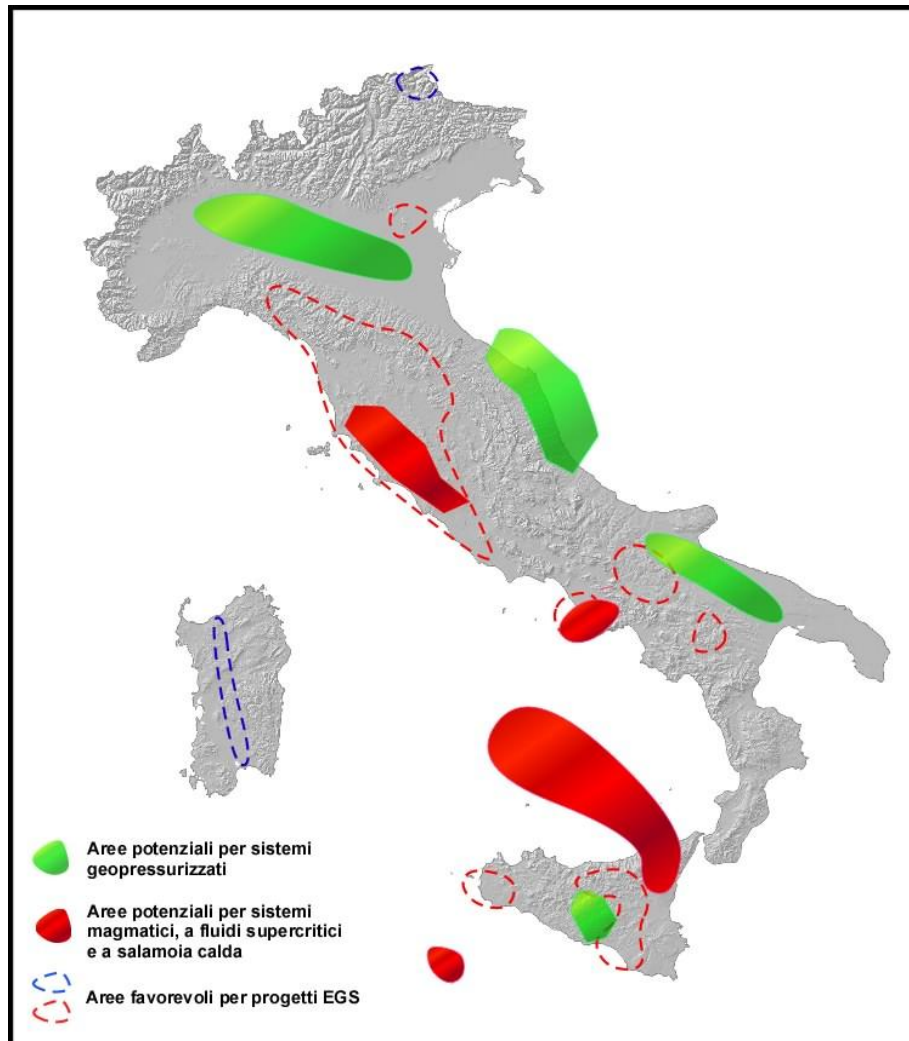


Fig. 39: Aree favorevoli per i progetti di R&S per sistemi geotermici non convenzionali.

Entro contorni tratteggiati rossi e blu sono indicate aree per sistemi EGS indicate in Fig. 38. In rosso: aree nelle quali è possibile ritrovare sistemi magmatici, a fluidi supercritici ed a salamoia calda. In verde: aree di avanzaese, con spessore dei sedimenti elevato, in cui possono esistere condizioni geologiche favorevoli alla formazione di sistemi geopressurizzati.

5.2) Idee per un programma di R&S nel settore dei sistemi geotermici non convenzionali

L'utilizzo di risorse geotermiche non convenzionali richiede lo sviluppo tecnologico di numerose parti dei processi che accompagnano la produzione di energia elettrica con l'uso di calore terrestre. Molti aspetti dello sviluppo atteso in questo campo, riguardanti non solo ma anche lo sfruttamento dei sistemi idrotermali di alta temperatura per la produzione di energia elettrica, sono stati discussi nel Cap. 3; ma in vista della sperata valorizzazione a fini energetici, in tempi quanto più rapidi possibile, dei *sistemi geotermici non convenzionali*, e per delineare quindi gli elementi tecnici e

scientifici di base del programma di R&S proposto nel successivo paragrafo 5.2.4, oltre a quelli trattati nei capitoli precedenti, bisogna tenere presenti anche gli aspetti di seguito descritti.

5.2.1) Esplorazione e studio del sottosuolo

Esplorare significa comprendere non solo dove risiedono le principali fratture produttive da cui estrarre il fluido geotermico, che rimane comunque il principale obiettivo, ma anche l'intero meccanismo di circolazione dei fluidi e di trasferimento del calore nel sottosuolo. Questo vale per i sistemi idrotermali, ed ancor più per i sistemi non convenzionali, dove l'estrazione del calore è più complessa. La conoscenza del sottosuolo è necessaria soprattutto quando bisogna tener conto di tutte le risorse energetiche disponibili, e pensare inoltre al modo di smaltire correttamente in profondità i residui di quanto estratto a fini energetici (stoccaggio della CO₂ e di altri prodotti di scarto).

In breve: un programma di sviluppo delle tecniche di esplorazione in campo geotermico deve tener conto di tutte le problematiche connesse alla individuazione delle caratteristiche chimico-fisiche del sottosuolo fino alla profondità di riferimento scelta, che nel caso di questo studio è 5 km.

Sviluppi tecnologici sono attesi in diversi settori, i cui principali obiettivi sono di seguito elencati.

- *Telerilevamento*: maggiore profondità di esplorazione e più alta risoluzione.
- *Metodologie di esplorazione superficiale*: *i*) acquisizione congiunta dei dati necessari al fine di ridurre incertezze nella loro integrazione in sede di interpretazione; *ii*) maggiore risoluzione spaziale nella individuazione dei fluidi, della permeabilità, della porosità, e dello stato di stress nelle rocce.
- *Metodologie di esplorazione in pozzo*: *i*) sviluppo di strumenti in grado di sopportare alte temperature, alte pressioni e chimismo aggressivo; *ii*) metodologie di misure accoppiate pozzo-pozzo; *iii*) metodologie da combinare all'avanzamento della perforazione

Oltre ad un maggior sviluppo tecnologico, è auspicabile che nel futuro vengano fatti maggiori investimenti nel monitoraggio continuo delle condizioni geologiche in superficie ed in profondità. Il telerilevamento dei movimenti al suolo, l'estensione del monitoraggio sismico, il rilevamento continuo delle variazioni chimiche delle sorgenti e delle emissioni di gas al suolo, per citare solo i principali, rappresentano un'efficace sistema per comprendere la variazione delle condizioni superficiali e profonde, utili non solo alla prevenzione di eventuali problemi indesiderati ma anche al controllo dell'andamento del progetto geotermico interessato.

Uno sviluppo importante, in questo contesto, riguarda la *gestione integrata di tutte le informazioni* che vengono raccolte sia durante la fase di esplorazione geotermica vera e propria, sia durante la fase di monitoraggio. Qui l'esplorazione si compenetra con la modellistica numerica delle condizioni fisico-chimiche per incasellare le diverse informazioni fornite dalle numerose metodologie in un quadro di unione simile, per certi versi, al complesso mondo delle previsioni meteorologiche.

Un aumento del numero di dati distribuiti in maniera diffusa, accoppiata ad una modellistica completa dei processi, sono la base di una completa ricognizione dei parametri del sottosuolo.

Infine, ma non ultima, bisogna ricordare la necessità di procedere ad uno studio approfondito di petrofisica e geomeccanica per una maggiore comprensione dei meccanismi di circolazione dei fluidi in roccia e di trasferimento del calore a livello macroscopico e microscopico, da eseguire non solo in laboratori specializzati ma anche in condizioni naturali, sia per i sistemi idrotermali (attuali e fossili), che per i sistemi non convenzionali (bacini geopressurizzati ed aree magmatiche e vulcaniche).

5.2.2) Accesso e gestione del sottosuolo

Nel Cap. 3 sono già stati ricordati i principali aspetti tecnologici in corso di sviluppo in tutti i settori della geotermia. Con riferimento in particolare agli avanzamenti attesi nel settore della perforazione è stata sottolineata la necessità di arrivare in tempi rapidi a sistemi di perforazioni più efficienti, che permettano una maggiore velocità di avanzamento, riducendo nel contempo il danneggiamento delle rocce incassanti e delle fratture incontrate al procedere della perforazione. Questi obiettivi riguardano tutti i pozzi a prescindere dal tipo di sistema geotermico per cui essi sono perforati; ma

sono particolarmente importanti nel caso di pozzi mirati allo sviluppo dei sistemi non convenzionali, per i quali è necessario non solo mettere a punto le rispettive tecnologie di produzione ma anche provare la replicabilità delle condizioni di sfruttamento in situazioni geologiche diverse.

Lo sviluppo tecnologico più ambito nel settore degli EGS è quello dell'*aumento di permeabilità* delle rocce del serbatoio mediante fratturazione con interventi di vario tipo (*hydrafrac*, dissoluzione chimica, introduzione di proppanti, ecc., da soli o in combinazione tra loro), ma senza incorrere in effetti indesiderati come, in particolare, l'innescò di scosse sismiche di avvertibile entità.

All'obiettivo generale di aumentare le superfici di scambio termico in profondità concorrono anche studi ed esperimenti sulla possibilità di usare per la circolazione a *loop* chiuso fluidi diversi dall'acqua, tali da permettere per un verso di migliorare il mantenimento in roccia di fratture aperte, e nel contempo di ridurre il consumo di un bene prezioso come l'acqua. Studi di circolazione e stoccaggio della CO₂ ne sono un esempio.

Un altro obiettivo importante è quello di sviluppare *attrezzature, strumentazioni e materiali capaci di resistere ad alte temperature e pressioni*, come quelle che si presentano in alcuni dei sistemi non convenzionali (fluidi supercritici, sistemi magmatici, e sistemi geopressurizzati), nonché di resistere a *condizioni chimiche molto aggressive*, come quelle esistenti nei sistemi a salamoia calda. Lo sviluppo riguarda in particolare le attrezzature ed i materiali per la costruzione e messa in funzione dei pozzi (valvole, casings, cementazioni, pompe sommerse, ecc.), gli strumenti per i rilevamenti in pozzo e la caratterizzazione della risorsa, ed altri.

Inoltre, qualora fossero verificate le condizioni per ottenere uno *scambio termico direttamente sulle superfici del pozzo*, come alcuni progetti sembrano indirizzati a fare, lo studio di materiali idonei è certamente un traguardo importante.

Infine, lo sviluppo di ricerche in sistemi magmatici caratterizzati da condizioni reologiche diverse dall'usuale richiedono lo sviluppo di tecnologie di perforazione adeguate.

5.2.3) Tecnologie per la produzione di energia elettrica e per l'uso del calore geotermico

Riprendendo quanto detto in questo campo nel Cap.3, si ricorda che gli avanzamenti tecnologici puntano all'ottimizzazione dei *processi di scambio di calore* ed al miglioramento delle *tecniche di produzione di energia elettrica*. In questo contesto, l'utilizzo di risorse associate ai sistemi non convenzionali comporta la messa a punto di tecnologie avanzate idonee a gestire in sicurezza fluidi particolari, sia per le alte temperature e pressioni di alcuni, che per il chimismo aggressivo di altri. Sono perciò necessari materiali ed accorgimenti speciali in diversi componenti degli impianti di produzione geotermoelettrica (vaporodotti, scambiatori di calore, turbine), valvole speciali per la regolazione della pressione dei fluidi, e l'uso di additivi capaci di tenere sotto controllo fluidi incrostanti, e/o aggressivi e/o ricchi di gas disciolti.

Altri obiettivi tecnologici importanti in questo settore sono quelli dello *stoccaggio del calore* e della *co-produzione* energia elettrica-calore/freddo. Nel caso di risorse estratte da sistemi non convenzionali, la co-produzione sopra detta può essere a volte associata anche alla *produzione di gas ed elementi chimici pregiati*; per cui può essere preso in esame l'impiego di *impianti ibridi* di produzione di energia elettrica e calore. In altri casi, come già avviene per la geotermia "tradizionale", l'energia geotermoelettrica può essere utilizzata come energia "di base" nel diagramma di carico elettrico giornaliero, mentre alla parte "modulata" del diagramma di carico, potranno contribuire altre fonti rinnovabili per loro natura discontinue, come lo sono, in particolare, quella eolica e fotovoltaica.

Infine, un obiettivo tecnologico molto importante, che riguarda tutti i sistemi geotermici, è quello di arrivare ad utilizzare l'energia geotermica senza alcuna emissione di fluidi e gas in superficie, arrivando alla *re-inezione totale* dei reflui nel sottosuolo, salvo naturalmente il recupero di eventuali elementi chimici o gas utili. Questo traguardo, oltre a ridurre l'impatto ambientale, garantirebbe la sostenibilità quasi completa della risorsa geotermica. In particolare, nei sistemi EGS questo obiettivo si associa alla possibilità di utilizzare *fluidi di scambio a ciclo totalmente chiuso*, che in

condizioni favorevoli consente di riutilizzare in continuità, senza perdite cospicue, il fluido di lavoro immesso artificialmente nel sottosuolo.

5.2.4) Proposta di “Progetto finalizzato” allo sviluppo di sistemi geotermici non convenzionali per la produzione di energia elettrica con l’uso di tecnologie innovative

I dati analizzati e le considerazioni fatte nel Cap. 3, ed i valori delle stime esposti nel Cap. 4, indicano che le prospettive di crescita dell’energia geotermoelettrica in Italia fino al 2020 sono essenzialmente legate allo sviluppo dei sistemi idrotermali di alta temperatura ($T > 90$, fino ad oltre $250\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Nel decennio 2021-2030, invece, potranno cominciare a contribuire al raggiungimento degli obiettivi indicati nelle stime alcuni dei sistemi non convenzionali descritti nel Cap.2/parag. 2.4 e nei precedenti paragrafi di questo Cap. 5. Nel Cap.4/All. B, in particolare, si è specificato che la quota parte attribuibile ai suddetti sistemi, nell’ipotesi di sviluppo previsto dallo Scenario II, potrebbe giungere nel 2030 al 25% del totale della generazione geotermoelettrica, per un valore massimo di 500 su 2000 MWe di potenza installata, ed una produzione di $2,5\div 3$ su 12 miliardi di kWh/anno.

Negli stessi paragrafi sopra menzionati, è stata poi richiamata l’attenzione sul fatto che i sistemi in parola, benché dotati di un potenziale energetico complessivo ragguardevole (>100 GWanno elettrici ≈ 900 miliardi di kWh), non sono ancora tecnologicamente maturi per un loro sviluppo a scala industriale, e presentano invece numerosi problemi tecnici ancora da risolvere. Ciò anche nel caso di quei sistemi, come gli EGS ed i sistemi pressurizzati, che sono stati fino ad oggi meglio studiati e più sperimentati in alcuni Paesi avanzati del mondo.

In merito ai tempi necessari per giungere alla maturazione dei sistemi in esame, in base a quanto fatto finora nei suddetti Paesi, ma considerando anche la lunga esperienza italiana nella stimolazione dei serbatoi geotermici e nella reiniezione dei reflui, ricordiamo quanto già detto sulla necessità di distinguere tra maturazione tecnologica e maturazione commerciale: per la prima si stimano da $5\div 6$ a $10\div 12$ anni; per la seconda si possono prevedere un paio di anni in più in entrambi i casi.

Ecco per quale motivo, è difficile immaginare che i sistemi non convenzionali possano dare prima del 2020 un contributo significativo all’aumento della produzione geotermoelettrica italiana.

E’ stato inoltre sottolineato che i sistemi in esame possono essere a luoghi coalescenti tra loro e sfumare l’uno nell’altro non solo lungo la verticale in base al gradiente di temperatura, ma anche lateralmente in funzione di variazioni della permeabilità e porosità delle rocce, della maggiore o minore distanza dalle aree di assorbimento di acque meteoriche, delle eteropie di facies delle rocce nelle quali si sviluppa la circolazione, dei fenomeni di *self-sealing*, e di altri fattori locali.

D’altra parte, i problemi pendenti sopra ricordati sono in buona parte comuni a tutti i sistemi non convenzionali e possono essere ricondotti a due gruppi principali, collegati tra loro: *i*) tecnologia di estrazione del calore dal sottosuolo; ed *ii*) mantenimento di condizioni di equilibrio termo-idraulico nel serbatoio (naturale o artificiale che sia) per un tempo sufficientemente lungo da permettere di ammortizzare con il necessario ritorno il costo degli impianti di produzione.

Per tutti questi motivi, non è opportuno sul piano operativo, né conveniente su quello economico, affrontare il problema della maturazione tecnologica dei sistemi non convenzionali separatamente per ciascun tipo di sistema, ed ancor meno per temi separati nell’ambito di ogni sistema, come purtroppo è accaduto nel mondo fino a pochi anni fa per alcuni progetti di R&S in questo campo.

Al contrario, tenendo conto delle peculiari condizioni geologiche del nostro Paese (molto complesse e variabili entro distanze anche brevi), è estremamente importante ed urgente impostare il problema del contributo che i sistemi geotermici non convenzionali possono dare alla produzione di energia elettrica in Italia in forma unitaria, con un programma organico di attività integrate e complementari tra loro per siti differenti, i cui risultati possano essere resi rapidamente utilizzabili per condizioni operative diverse. Un programma, in altre parole, con attività da svolgere in parallelo per quanto

tecnicamente possibile su siti diversi, piuttosto che con attività tutte in serie per ogni progetto e con progetti separati, svolti magari a distanza di anni l'uno dall'altro.

Il numero totale dei pozzi da perforare (fino a 5 km di profondità) dovrebbe oscillare tra 10 e 20, per un numero di siti compreso tra 5 e 10, in ciascuno dei quali dovrebbero essere perforati minimo uno – massimo tre pozzi.

In breve, l'UGI auspica che le istituzioni preposte ai problemi dell'energia in Italia vogliano recepire l'idea, e promuovere l'esecuzione di un "*progetto finalizzato*" allo sviluppo dei sistemi geotermici non convenzionali, da svolgere nell'arco di 6-8 anni e da completare prima del 2020.

Considerando che nel nostro Paese vi sono situazioni geologiche di base favorevoli alla formazione di risorse di media ed alta temperatura a profondità spesso inferiori a 5 km, l'obiettivo del progetto proposto è di rispondere alle seguenti due domande:

- a) "Quanto di quel potenziale minimo di 100 GWanni elettrici sopra citato è economicamente estraibile ed utilizzabile entro il 2030 per la produzione di energia elettrica" ?;
- b) "Quanto ancora di esso può rimanere a disposizione per i decenni successivi ?"

Un obiettivo semplice ma molto ambizioso, dalle cui risposte dipendono le sorti dello sviluppo geotermoelettrico del nostro Paese fino al 2050.

Il costo prevedibile del *Progetto finalizzato* proposto oscilla tra 200 e 400 M€ tutto incluso: studi geoscientifici, analisi di campagna e di laboratorio, perforazione di pozzi, attrezzature di produzione ed altre di superficie, prove prolungate di produzione, installazione di gruppi geotermoelettrici pilota da 1÷5 MWe in almeno tre siti, e quanto altro necessario alla esecuzione delle attività.

Il gruppo di lavoro UGI che ha svolto lo studio sulle stime di sviluppo della geotermia fino al 2030 considera questa proposta solo una formulazione di principio del progetto in parola nel quadro delle "Idee per un programma di R&S nel settore dei sistemi geotermici non convenzionali", che questo paragrafo ha inteso trattare; ma non certo una bozza di progetto.

Lo stesso gruppo di lavoro resta disponibile ad esporre in dettaglio le proprie idee sulla tema in esame, ed a collaborare con le istituzioni preposte ai problemi dell'energia per impostare il "documento di progetto" se il suggerimento sarà accolto, come gli scriventi vivamente si auspicano.

6. Misure necessarie per conseguire gli obiettivi di sviluppo indicati

6.1) Introduzione

Il nuovo ciclo di politiche per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili (**FER**), stabilito dall'Unione Europea per il periodo 2010-2020, costituisce una opportunità positiva per l'Italia che potrà migliorare la capacità di sfruttare le risorse energetiche di cui dispone e che oggi sono ancora poco utilizzate, tra cui, in particolare, la geotermia.

Come già detto, il potenziale geotermico italiano fino a profondità economicamente convenienti è notevole, con risorse di alta temperatura ($> 150^\circ$) concentrate nella fascia preappenninica toscolaziale-campana ed in alcune isole vulcaniche del Tirreno, e con risorse di media e bassa temperatura ($< 150^\circ$) ubicate su vaste aree del territorio nazionale. In base alle sue caratteristiche geologiche, dunque, l'Italia è un Paese a forte vocazione geotermica che finora si è espressa prevalentemente nel settore della produzione geotermoelettrica; realtà assai ben conosciuta anche tramite i dati ufficiali del sistema elettrico forniti dalla Società Terna e dal **GSE**/Gestore dei Servizi Energetici.

La prima fase di attuazione delle nuove politiche di promozione delle FER sulla base della direttiva 2009/28/CE, che ha fissato l'obiettivo globale nazionale al 2020 per l'Italia al 17% di copertura del consumo finale lordo di energia tramite fonti rinnovabili, ha già visto l'Italia compiere una serie significativa di passi:

- l'emanazione del Dlgs n. 22/2010 dell' 11/2/ 2010 (che ha riformato le normative nazionali in materia di geotermia, in sostituzione della precedente "legge geotermica" n. 896/86);
- la notifica del Piano di Azione Nazionale (**PAN**) per le FER, nel quale sono stati stabiliti gli obiettivi nazionali al 2020 nei settori dell'elettricità, dei trasporti e del riscaldamento/raffreddamento al fine di favorire la penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi;
- l'emanazione del Dlgs n. 28/2011 del 28/3/ 2011, di recepimento della Direttiva 2009/28/CE per la promozione delle fonti rinnovabili.

Dopo che nell'ambito del PAN il Governo italiano ha formulato stime sul contributo che il calore della Terra può fornire al raggiungimento degli obiettivi energetici al 2020, l'Unione Geotermica Italiana, oltre a stimare la possibile crescita della geotermia nel nostro Paese fino al 2030 come descritto nel precedente Cap. 4, ritiene utile formulare una serie di indicazioni e di priorità di intervento su alcuni aspetti decisivi, mirati a creare le condizioni indispensabili per consentire un effettivo sviluppo degli usi energetici della risorsa geotermica, in coerenza con le previsioni fatte.

6.2) Documenti legislativi e regolamentari emessi finora per la promozione della geotermia

Nei seguenti paragrafi si riepilogano i punti salienti dei principali documenti legislativi e/o regolamentari fino ad ora emessi.

6.2.1) Direttiva 2009/28/CE

L'approvazione della nuova normativa nazionale sull'uso delle risorse geotermiche deve essere letta nella prospettiva dell'attuazione della nuova direttiva UE 2009/28/CE per la promozione delle fonti rinnovabili. La Direttiva riconosce lo specifico ruolo dell'"energia geotermica" che viene definita (Art. 2) come "*l'energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre*". La direttiva, oltre a riferirsi ai due usi tradizionali più conosciuti della risorsa geotermica (quello per fini elettrici, che a livello UE oggi è una specificità solo italiana, e quello degli usi diretti di acquiferi caldi a fini termici) introduce una serie di disposizioni sull'uso della risorsa geotermica tramite pompe di calore, tecnologia che consente di utilizzare il calore del sottosuolo, senza particolari anomalie termiche del terreno, a piccole profondità, anche in assenza di acquiferi.

Con riguardo allo sviluppo delle fonti rinnovabili nell'aggregato dei consumi finali per riscaldamento/raffreddamento la direttiva (Art. 5, comma 4) stabilisce che l'energia geotermica

catturata da pompe di calore venga considerata a condizione che il rendimento finale di energia ecceda in maniera significativa l'apporto energetico primario necessario per far funzionare le pompe di calore. A questo fine la quantità di calore da considerare quale energia da fonti rinnovabili deve essere calcolato secondo la formula prevista all'allegato VII della 2009/28/CE. In base a tale criterio si può stimare che, per ogni unità di consumo finale di energia termica per riscaldamento/raffreddamento da pompe di calore geotermiche dovrà essere sottratta una quota di questa compresa tra un terzo e un quarto, valore corrispondente al consumo di energia elettrica necessaria al funzionamento delle pompe di calore a compressione.

La direttiva (Art. 13 comma 6) prevede che possano essere incentivate le pompe di calore che oltre a rispondere ai requisiti minimi sopra richiamati, rispondano anche a quelli previsti per il rilascio del marchio di qualità ecologica (Ecolabel).

Infine (Art. 14 comma 3 e All IV) la 2009/28/CE stabilisce un sistema di certificazione di qualità a cui dovranno rispondere gli installatori su piccola scala di sistemi geotermici poco profondi e di pompe di calore.

Con riferimento allo sviluppo della geotermia va evidenziato che tra i contenuti indicati dall'allegato VI della direttiva, per la stesura del piano di azione nazionale vengono previste:

“ valutazioni sul contributo totale previsto di ciascuna tecnologia di energia rinnovabile al conseguimento degli obiettivi vincolanti per il 2020 e della traiettoria indicativa intermedia per le quote di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento e dei trasporti”.

Inoltre il “Modello per i piani di azione nazionali per le fonti rinnovabili” stabilito con Decisione della Commissione UE del 30 giugno 2009 prevede una tabella in cui deve essere stimato, anno per anno, dal 2010 a 2020 il contributo atteso dalle varie tecnologie di sfruttamento delle fonti rinnovabili a fini di riscaldamento/raffreddamento. Per la geotermia viene chiesto di articolare tale previsione distinguendo il contributo ai consumi per riscaldamento/raffreddamento ottenuto dagli usi diretti di energia geotermica (senza uso di pompe di calore) da quello ottenuto tramite pompe di calore.

In questa chiave è di rilievo anche un'altra previsione dal dlgs. n. 28/2011, ancora in attesa di attuazione, che, al comma 4 dell'art. 7, stabilisce l'emanazione di un decreto ministeriale volto a definire le prescrizioni relative alla posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ovvero sonde geotermiche, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici, e l'individuazione dei casi in cui sono applicate procedure semplificate.

Infine va ricordato che, in base alla direttiva 2009/28/CE le pompe di calore che possono essere utilizzate per produrre energia rinnovabile, con i criteri sopradescritti, non sono solo quelle “geotermiche”, ma anche quelle “idrotermiche” da acque superficiali e quelle “aerotermiche” che utilizzano il calore dell'aria-ambiente.

6.2.2) Decreto Legislativo 22/2010

In attuazione della delega prevista dal comma 28 dell'art. 27 della L. n.99/2009 è stato emanato il Dlgs n. 22/2010 di “Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche” che sostituisce ed abroga la L. n.896/86.

Il provvedimento aggiorna la precedente normativa e la adegua organicamente al quadro di riferimento costituzionale e legislativo che si è profondamente trasformato a partire dalla fine degli anni 90 con il decentramento delle competenze (Dlgs. n. 112/98 e riforma del Titolo V della Costituzione nel 2001), la liberalizzazione delle attività nel settore energetico (Dlgs n.79/99), l'evoluzione delle norme in materia di procedimenti amministrativi (L. n.241/1990 e s.m.i) e delle disposizioni in materia di tutela ambientale a partire da quelle sulla VIA (Dlgs n.4/2008). Il Dlgs. n. 22/2010 deve essere letto nella prospettiva del processo di attuazione della nuova direttiva UE 2009/28/CE per la promozione delle fonti rinnovabili e di ciò che prevede specificamente per lo sviluppo della geotermia.

Con il Dlgs n.112/98 le funzioni amministrative in materia di coltivazione delle risorse geotermiche a fini energetici e i connessi adempimenti in materia di VIA erano state già trasferite alle regioni. Sotto il profilo delle tipologie di regolazione dell'uso della risorsa, la principale distinzione, che viene mantenuta nel nuovo Dlgs, è quella tra impianti di potenza superiore a 2 MW termici o con pozzi di profondità superiore a 400 m, per i quali la concessione di coltivazione fa riferimento alla disciplina mineraria e impianti di potenza inferiore a 2 MW termici e pozzi di profondità inferiore a 400 metri per i quali la concessione per l'uso della risorsa fa riferimento al testo unico sulle acque e gli impianti elettrici (R.D. 11/12/1933, n.1775).

Si elencano le principali novità introdotte con il Dlgs n.22/2010 rispetto al precedente assetto normativo, che potranno essere oggetto di successivi approfondimenti:

- la possibilità delle regioni di delegare ad altri enti le funzioni amministrative per il rilascio dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione;
- l'introduzione di una nuova fattispecie di "piccole utilizzazioni locali", costituite dalle sonde geotermiche che scambiano calore senza prelievo di fluidi, tipologia di impianto che viene esclusa dagli adempimenti in materia di VIA;
- l'introduzione di norme che consentiranno alle regioni di regolare le attività di sfruttamento della risorsa geotermica in base alla "valutazione di possibili interferenze" tra nuove attività e attività già oggetto di concessione (art.6, c.6 e art.10, c.6);
- viene rideterminata la superficie massima dei permessi di ricerca portandola da 1000 a 300 kmq per ogni singolo permesso e introducendo un tetto complessivo per più permessi ad un singolo operatore di 1000 kmq a livello regionale e di 5000 kmq a livello nazionale;
- vengono eliminate le norme della L. n.896/86 che attribuivano la preferenza a ENEL e ENI per il rilascio dei permessi di ricerca e l'esclusiva delle attività di coltivazione delle risorse geotermiche a ENEL nella province di Grosseto, Livorno, Pisa e Siena.
- viene prevista (art. 7) la possibilità di allineamento delle scadenze delle concessioni vigenti in base ad accordi dei titolari con le regioni; in alternativa (art. 16 c.10), per le concessioni di coltivazione riferite a impianti per produzione di energia elettrica, le scadenze vengono allineate al 2024;
- i canoni annui per i permessi di ricerca sono fissati in 325€/kmq e per la concessione di coltivazione in 650€/kmq; le regioni entro questi valori possono determinare analoghi canoni anche per le attività di ricerca e coltivazione di risorse geotermiche a media e bassa entalpia;
- nel caso di produzione di energia elettrica da impianti di potenza superiore a 3 MW viene fissato un contributo di 0.13 centesimi di € per kWh prodotto ai comuni interessati, e di 0,195 centesimi di € alle regioni per gli impianti in funzione dal 31/12/1980; tali importi sono definiti come limiti massimi e possono essere ridotti dalle regioni
- ai comuni sede di nuovi impianti di produzione di energia elettrica è dovuto un contributo a titolo di compensazione ambientale e territoriale, pari al 4% del costo degli impianti; tale importo può essere ridotto dalle regioni.

Il nuovo Dlgs n.22/2010 non prevede norme per regimi di sostegno a favore delle attività di ricerca che invece erano previste dalla L. n.896/86. A questo proposito va segnalato che il POI ERRE (Piano Operativo Interregionale Energie Rinnovabili Risparmio Energetico), che utilizza una parte delle risorse dei fondi strutturali 2007-2013 per le regioni "convergenza" (Campania, Puglia, Calabria e Sicilia), prevede misure significative di sostegno per interventi sperimentali di geotermia ad alta entalpia.

6.2.3) Decreto Legislativo 28/2011

L'emanazione del Dlgs. n.28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE ha introdotto gli interventi legislativi necessari a livello nazionale per consentire l'attuazione della direttiva, tra cui l'adeguamento ed il potenziamento del sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili e in particolare:

a) per la generazione elettrica (articolo 24)

- tariffe fisse (comma 2);

- incentivo tramite aste al ribasso (comma 4);
- incentivi per impianti geotermici sperimentali di potenza < 5MW (comma 9);

b) per gli usi termici (articoli diversi)

- nuovi certificati bianchi per le FER termiche (art. 29);
- contributi per le FER termiche da piccoli interventi (art. 28);
- fondo di garanzia per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento (art. 22);
- altri strumenti già disponibili: agevolazioni fiscali per le utenze delle reti di teleriscaldamento e tariffe dedicate per i consumi di energia elettrica delle pompe di calore a compressione.

6.2.4) Piano di Azione Nazionale (Ministero dello Sviluppo Economico)

Il Piano di azione nazionale (PAN) per la promozione delle fonti rinnovabili in Italia è stato notificato alla fine del mese di Luglio 2010.

Il PAN ha previsto in 533 ktep il contributo al 2020 delle pompe di calore geotermiche al comparto del riscaldamento e raffrescamento, valore che, secondo UGI, è notevolmente sovrastimato, mentre ha valutato in soli 300 ktep il contributo allo stesso comparto e per lo stesso anno delle acque calde naturali e del vapore geotermico, senza l'uso di pompe di calore: si ritiene che quest'ultimo sia un valore decisamente sottostimato, se comparato con quello di oltre 180 ktep registrato nel 2005 e con quello di oltre 200 ktep raggiunto nel 2008 per il riscaldamento di ambienti con acque calde naturali o vapore, senza l'uso di pompe di calore.

6.2.5) Circolare UNMIG per la gestione dei procedimenti autorizzativi di impianti geotermici sperimentali

La circolare, emessa dall'UNMIG 1/7/2011 con protocollo 014194, intende definire le modalità di gestione della procedura autorizzativa per la “*promozione della ricerca e dello sviluppo di nuove centrali geotermoelettriche a ridotto impatto ambientale*”, nonché la “*sperimentazione, su tutto il territorio nazionale, di impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e, comunque, con emissioni nulle*”.

6.3) Ulteriori azioni necessarie ed urgenti per un effettivo rilancio della geotermia

Poiché gli obiettivi delle stime di cui al precedente Cap.4 sono tecnicamente raggiungibili, esistendo sia le risorse geologiche e le competenze professionali, sia i vantaggi economici ed ambientali ad essi connessi, è assolutamente indispensabile ed urgente, che siano promosse, ai vari livelli, ulteriori incisive azioni per stimolare l'avvio di una fase di forte sviluppo della geotermia.

6.3.1) Azioni necessarie a livello nazionale

- ✓ *Varo urgente di un Piano Energetico Nazionale (PEN)*, con proiezioni al 2030, fortemente orientato allo sviluppo delle energie rinnovabili, con preciso e specifico riferimento alla geotermia, sia per la produzione di energia elettrica sia per gli usi diretti.
- ✓ *Emanazione dei DM attuativi del Dlgs 28/2011*, che dovranno consentire l'attivazione dei nuovi strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili [in particolare: art.24, commi 2), 4) e 9), per la produzione di energia geotermoelettrica ed art. 22, 28 e 29 per gli usi diretti del calore, come già citato al precedente paragrafo 6.2.3]. Inoltre è indispensabile l'attribuzione di incentivi di maggior valore e durata, soprattutto per l'energia geotermoelettrica generata con tecnologie innovative ed anche per la promozione dell'uso diretto del calore geotermico, soprattutto per la climatizzazione di ambienti (piccoli e grandi impianti). Infatti per questo ambito sono stati introdotti fino ad oggi solo strumenti pensati per l'efficienza energetica, come detrazione fiscale del 55% ed certificati bianchi che non si sono rivelati particolarmente efficaci per promuovere gli usi delle risorse geotermiche a bassa temperatura. Sarebbe

inoltre opportuno considerare il necessario raccordo tra incentivi nazionali ed incentivi regionali per la geotermia. In questo contesto, le misure previste dal “Piano Operativo Interregionale “Energia Rinnovabile e Risparmio Energetico” (*POI-“ERRE”*) per le Regioni “convergenza”(Campania, Calabria, Puglia, Sicilia), per migliorare le conoscenze geotermiche, e la realizzazione di interventi sperimentali, possono costituire un punto di partenza per il rilancio di misure nazionali di sostegno allo sviluppo della geotermia.

- ✓ *Emanazione del DM su prescrizioni per la posa di sonde geotermiche.* L’emanazione, a livello nazionale, di prescrizioni relative alla posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica (ovvero sonde geotermiche), destinati al riscaldamento e climatizzazione di edifici, per cui è sufficiente la sola dichiarazione di inizio di attività, che deve essere fatta con decreto del MSE come previsto dal Dlgs n. 28/2011(c.4,art.7), è necessaria ed urgente per evitare una proliferazione di normative regionali e provinciali. Queste, infatti, senza un minimo comun denominatore a livello nazionale potrebbero portare ad una situazione come quella avvenuta con la mancata emanazione per sette anni delle linee guida per il procedimento unico previste dall’art. 12 del dlgs. n. 387/2003. Una situazione di questo genere pregiudicherebbe le condizioni di operatività per le imprese del settore e limiterebbe le possibilità di sviluppo della risorsa geotermica per gli usi di riscaldamento e raffreddamento. Il DM dovrebbe costituire una cornice di riferimento per l’esercizio da parte delle Regioni di quanto previsto dal punto m), comma 1) dell’art. 17 del Dlgs n.22/2010. L’UGI, insieme ad altre associazioni e consorzi del settore, ha attivato un tavolo di confronto per l’elaborazione di contenuti da rendere disponibili al MSE per favorirne il processo di emanazione.
- ✓ *Emanazione, da parte dell’UNMIG, del disciplinare-tipo su aspetti tecnici di gestione delle attività di ricerca e sfruttamento della risorsa geotermica.*
- ✓ *Ripartizione tra le Regioni (Burden Sharing) degli obiettivi nazionali fissati dal PAN.*
- ✓ *Introduzione di normative tecniche unificate.* Per consentire la diffusione di una delle tecnologie più promettenti di uso della risorsa geotermica come quella delle pompe di calore è indispensabile disporre nella realtà italiana di normative tecniche UNI che costituiscano un riferimento significativo per le tipologie più rappresentative di applicazioni come: impianti a ciclo aperto, impianti a ciclo chiuso con sonde verticali, impianti a ciclo chiuso collegati a pali di fondazione, impianti a ciclo chiuso con sonde orizzontali ed altri. La disponibilità di tali normative può costituire un valido riferimento, sia per gli operatori connessi alla filiera degli impianti geotermici a pompa di calore (progettisti, geologi, produttori di pompe di calore, perforatori ed installatori), sia per la regolazione pubblica a livello nazionale e regionale.
- ✓ *Attuazione dell’Art. 14, comma 3, della direttiva 2009/28/CE: certificazione degli installatori.* La citata norma comunitaria prevede che gli Stati membri assicurino che, entro il 31 Dicembre 2012, sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione siano messi a disposizione degli installatori su piccola scala, per impianti alimentati da fonti rinnovabili tra cui quelli alimentati da sistemi geotermici poco profondi e da pompe di calore. E’ necessario rispettare tempestivamente e se possibile in anticipo tale norma, alla luce del fatto che ogni Stato membro dovrà riconoscere le certificazioni rilasciate dagli altri Stati membri agli installatori, conformemente ai criteri previsti dall’articolo 14 e dall’allegato IV della direttiva stessa. Ritardi nella attuazione formale e sostanziale e nella diffusione capillare di questa certificazione presso installatori italiani non impedirebbe l’operatività di installatori certificati di altri Paesi membri. Anche in questo ambito, quindi, la disponibilità di normative tecniche UNI per gli impianti geotermici su piccola scala costituirebbe un riferimento importante.

- ✓ *Monitoraggio degli usi delle risorse geotermiche, come previsto dal Dlgs n.22/2010.* E' indispensabile che lo Stato tramite l'UNMIG, con la stretta cooperazione delle strutture competenti delle Regioni, attui l'attività di monitoraggio nazionale sullo sviluppo delle attività di uso della risorsa geotermica. L'UGI ritiene che solo un monitoraggio adeguato e condiviso tra i principali attori istituzionali possa consentire una tempestiva valutazione dell'efficacia e dell'efficienza dell'intervento pubblico per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo della geotermia in linea con gli obiettivi al 2020, e possa inoltre consentire con altrettanta tempestività di definire *in itinere* gli aggiustamenti necessari all'intervento pubblico in questo settore delle politiche energetiche.
- ✓ *Sviluppo di quadri conoscitivi sulle risorse geotermiche a livello nazionale.* Lo sviluppo di adeguati quadri conoscitivi e la diffusione di informazioni sui vantaggi dell'uso delle risorse geotermiche costituisce un fattore determinante per lo sviluppo sistematico sul territorio nazionale degli usi energetici della geotermia. Le recenti iniziative in questa direzione a livello nazionale come quella dell'UNMIG dell'inventario delle risorse geotermiche italiane disponibile sul sito del MSE ed il progetto *GeoTHOPICA* costituiscono un contributo importante. Tale sforzo dovrà essere integrato dallo sviluppo di quadri conoscitivi regionali, integrati con quelli nazionali, aggiornati e di adeguato dettaglio che possano essere un efficace supporto non solo alla conoscenza a livello di pubblico vasto dei vantaggi e dei problemi della geotermia, ma anche all'esercizio delle competenze regionali in materia di programmazione e di funzioni amministrative collegate allo sviluppo di questa importante risorsa di cui il Paese dispone.
- ✓ *Definizione e sostegno finanziario di programmi di R&S per la geotermia, per la quale è indispensabile realizzare, entro il 2020, un Progetto finalizzato mirato allo sviluppo dei sistemi geotermici non convenzionali,* come illustrato a grandi linee nel Paragr. 5.2.4).
- ✓ *Campagne sistematiche di informazione pubblica* per illustrare i vantaggi economici ed ambientali connessi con l'uso della risorsa geotermica in tutte le sue applicazioni.

6.3.2) Azioni necessarie a livello regionale

L'attuazione nella realtà italiana della direttiva 2009/28/CE prevede la ripartizione tra le Regioni (*burden sharing*) degli obiettivi nazionali fissati dal PAN e la conseguente adozione, da parte di ogni Regione, di strumenti coerenti nelle loro politiche per le fonti rinnovabili in termini di programmazione, regimi autorizzativi ed incentivazioni. A tal fine l'UGI considera urgente l'attivazione della procedura che possa portare ad una intesa tra Stato e Regioni per l'individuazione degli obiettivi regionali 2020 di penetrazione delle fonti rinnovabili. I nuovi obiettivi regionali sono un presupposto fondamentale per la loro attuazione a livello nazionale, alla luce della attuale ripartizione delle competenze tra Stato e Regioni in materia di energia ed ambiente, che assegnano un ruolo determinante alle Regioni stesse.

Le programmazioni energetiche regionali, aggiornate con i nuovi obiettivi al 2020, dovrebbero individuare il ruolo attribuito alle diverse fonti nel territorio di ogni Regione in modo coerente ed integrato con gli altri strumenti regionali che possono interferire con l'effettivo uso delle fonti rinnovabili. Nel caso della risorsa geotermica, ciò è particolarmente rilevante anche in relazione alle politiche regionali ed agli strumenti di tutela delle risorse idriche sotterranee. Di ciò si dovrà tener conto nella Valutazione Ambientale Strategica (VAS) delle nuove programmazioni energetiche regionali, nella definizione di quadri conoscitivi, di regole chiare per lo sviluppo degli usi delle risorse geotermiche e nella regolazione regionale dei procedimenti autorizzativi connessi.

In questa prospettiva è essenziale l'emanazione del DM con prescrizioni per la posa delle sonde geotermiche previsto dal Dlgs. n. 28/2011. L'UGI si rende perciò disponibile a collaborare con le Regioni nella formazione dei nuovi piani regionali e anche nell'esame degli aspetti tecnici della VAS e ritiene fin d'ora urgenti le seguenti azioni da parte delle Regioni medesime.

- ✓ *Emissione di Piani di Indirizzo Energetico in tutte le Regioni*, con quantificazione degli obiettivi per ogni fonte rinnovabile e, in particolare, per la geotermia, sia riguardo alla generazione di energia elettrica, sia per ciascuno degli usi diretti del calore, in armonia con il Burden Sharing regionale degli obiettivi nazionali fissati dal PAN.
- ✓ *Consequente adozione di congruenti atti di indirizzo regionali* con nuovi obiettivi al 2020 per la promozione delle fonti rinnovabili e specifiche indicazioni per gli usi della risorsa geotermica, in termini di programmazione, regimi autorizzativi ed integrazione con altre politiche regionali rilevanti.
- ✓ *Sviluppo anche a livello regionale di quadri conoscitivi* delle risorse geotermiche nel territorio di competenza.
- ✓ *Censimento, su base regionale, del consumo di energia termica*, per valutare la domanda di calore e la quota soddisfacibile con la risorsa geotermica, anche in relazione ad opportuni studi comparativi di mercato, nonché alla quantificazione della CO₂ emessa dalle diverse fonti energetiche per il riscaldamento degli edifici.
- ✓ *Modifica dei vecchi impianti di riscaldamento* in almeno il 50 % degli edifici pubblici e loro sostituzione con altri alimentati dalla geotermia, con o senza l'impiego di pompe di calore.
- ✓ *Incentivi regionali per l'installazione di impianti di climatizzazione geotermici* negli edifici di nuova costruzione o ristrutturazione.
- ✓ *Formazione di progettisti, installatori e manutentori* di impianti di climatizzazione con sonde geotermiche e pompe di calore.
- ✓ *Campagne di divulgazione nelle scuole*, sulla natura ed i vantaggi dell'energia geotermica

7. La geotermia per lo sviluppo economico e sociale del Paese

7.1) La geotermia nel quadro energetico nazionale attuale e futuro

La geotermia è una delle fonti dell'attuale e del futuro paniere energetico del Paese. E' pertanto utile sapere quale ruolo, sulla base delle stime fatte nel Cap. 4, la geotermia può assumere nel quadro di tale paniere fino al 2030. Inoltre, è opportuno conoscere in quale misura lo sviluppo del calore della Terra può contribuire, fino a quello stesso anno, alla riduzione delle emissioni dei gas serra.

Per rispondere ai due quesiti bisogna fare riferimento ai dati di crescita totale (previsti o ragionevolmente ipotizzabili fino al 2030) dei consumi lordi di energia primaria espressi come petrolio equivalente, ed alle emissioni di gas serra scaricate in atmosfera, espresse in termini di CO₂ equivalente.

7.1.1) Situazione al 2010 e proiezioni ipotizzabili fino al 2030 per i consumi totali di energia

Considerando gli impegni presi dall'Italia sull'aumento della quota parte di energia prodotta con fonti rinnovabili al 2020 (17% del totale), e tenendo presente che l'attuale trend decrescente dei consumi di energia ⁵⁰ è essenzialmente imputabile al benefico effetto delle iniziative di risparmio energetico prese da vari governi nel decennio scorso, nonché alle conseguenze della recente crisi economica globale, è plausibile pensare che tale trend sia comunque destinato ad esaurirsi nell'arco di pochi anni. Pertanto, partendo dalla situazione al 2010 descritta nel Cap. 3 (Parag. 3.1.1, e Tab. 2), agli effetti di quanto si vuol dire nel successivo paragrafo 7.2) sul ruolo della geotermia nei prossimi due decenni, si può ipotizzare che l'andamento del consumo di energia primaria fino al 2030 sia quello che si vede nella seguente **Tab.18** e nella **Fig.40**.

Come si legge nelle note in calce che accompagnano i valori esposti in tabella, si ipotizza che il trend decrescente dei consumi di energia si annulli nel 2015, e che inizi nel 2016 una moderata ripresa con tassi di incremento medio annuo (1,5÷2%), alquanto maggiori di quelli del decremento verificatosi tra il 2005 ed il 2010 (~ 1,4 %/a).

Tab. 18: Andamento ipotizzato dei consumi totali di energia primaria in Italia dal 2011 al 2030 (in MTEP/anno)

2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030
198 ⁵⁰	185 ⁵¹	183 ⁵²	180 ⁵³	200 ⁵⁴	215 ⁵⁵	230 ⁵⁶

⁵⁰ I consumi totali lordi di energia primaria sono stati 198 MTEP nel 2005 (ved. *Bilancio di sintesi dell'energia in Italia per il 2005*; Ministero delle Attività Produttive, 2006). A partire dal 2006, i consumi annuali sono sempre diminuiti fino a circa 178 MTEP/a nel 2009, ma hanno avuto poi una piccola impennata di "rebound" nel 2010 (ved. **Fig. 40**).

⁵¹ I consumi lordi di energia nel 2010 sono stati 185,29 MTEP/a, arrotondati a 185. La diminuzione complessiva del quinquennio 2006-2010 (13 MTEP/a) corrisponde ad un decremento medio annuo di ~ 1,4%.

⁵² Si ritiene probabile una contrazione della domanda di energia anche nel biennio 2011-2012 con un tasso di decremento medio annuo, rispetto al 2010, di almeno 0,5%.

⁵³ Si ipotizza che la domanda possa ancora continuare a diminuire anche dopo il 2012, ad un tasso di decremento medio nel triennio 2013-2015 simile a quella del biennio precedente (0,5÷0,6% all'anno), fino a raggiungere il minimo di circa 180 MTEP/a nel 2015.

⁵⁴ Si ipotizza una inversione di tendenza nei consumi totali lordi di energia a partire dal 2016 con incrementi medi, nel quinquennio 2016-2020, dell'ordine del 2% all'anno.

⁵⁵ Si suppone che l'aumento dei consumi di energia possa continuare anche dopo il 2020, e che ciò avvenga ad un tasso di incremento medio annuo nel quinquennio 2021-2025 di circa l'1,5%.

⁵⁶ Si fa l'ipotesi che dal 2026 al 2030 l'aumento annuale dei consumi di energia continui a verificarsi allo stesso tasso di incremento del quinquennio precedente (~ 1,5 % all'anno).

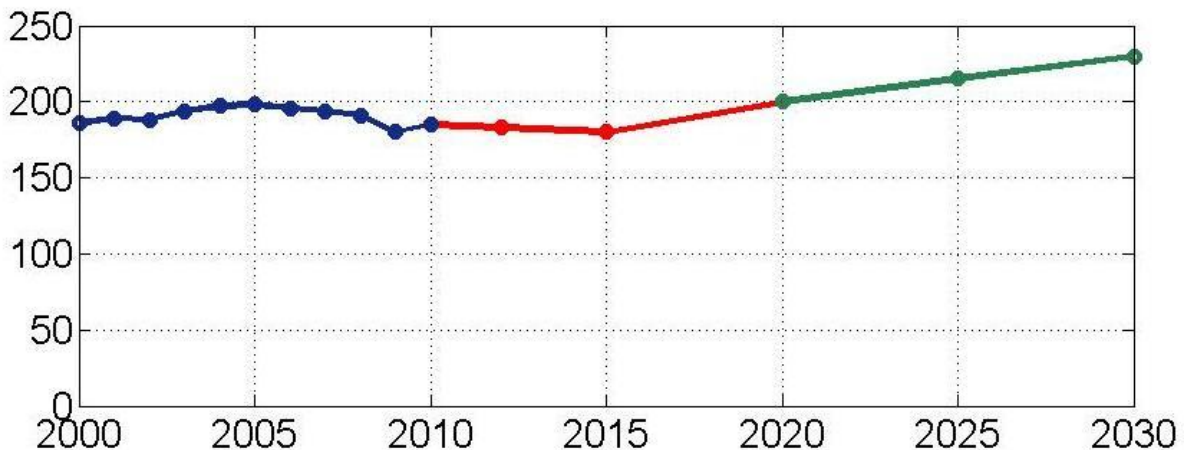
MTEP/a

Fig. 40: Consumi totali di energia in Italia. Consuntivi 2000-2010 (tratto di linea blu)⁵⁷, con ipotesi di incremento medio annuo fino al 2020 (tratto di linea rossa), ed al 2030 (tratto di linea verde)

7.1.2) Situazione al 2010 e proiezioni ipotizzabili fino al 2030 delle emissioni di CO₂ equivalente

La **Figura 41** mostra che, partendo dai 517 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂ del 1990, le emissioni totali di gas serra sono dapprima leggermente diminuite (1990-'94), poi progressivamente aumentate fino ai 570 milioni del 2005, e successivamente diminuite ancora con ritmo sostenuto a partire dal 2006, per attestarsi nel 2010 intorno a 490 milioni di tonnellate.

Il dato iniziale della situazione al 1990 è stato scelto poiché ad esso fanno riferimento, per i Paesi firmatari, gli accordi di Kyoto e quelli comunitari della direttiva *UE 20-20-20* sulle percentuali di riduzione entro il 2020 delle emissioni di gas serra⁵⁸, espresse complessivamente come milioni di tonnellate di CO₂ equivalente.

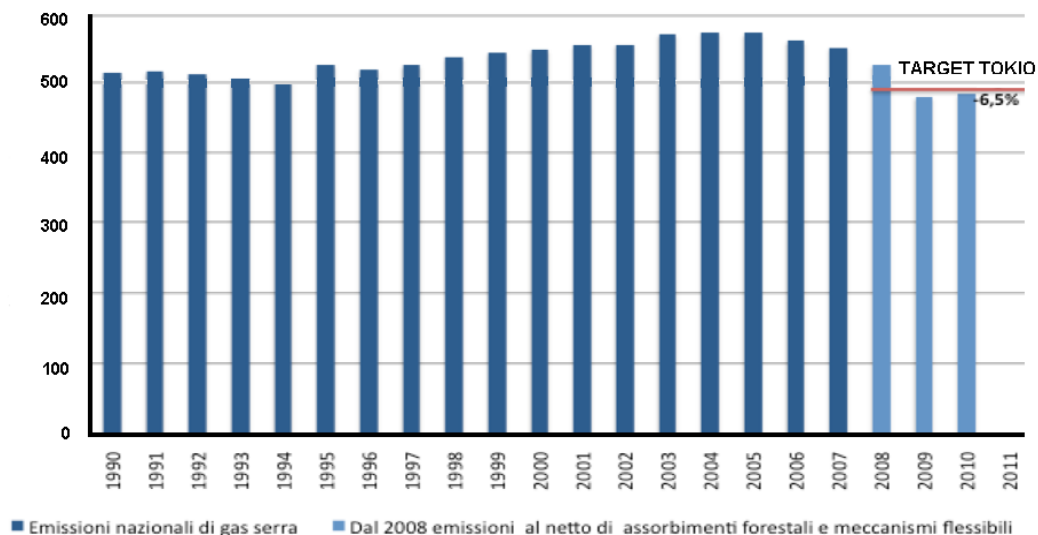
MTonn/a

Fig. 41: Andamento delle emissioni di gas serra in Italia dal 1990 al 2010 (in MTonn/anno di CO₂ equivalente)⁵⁹

⁵⁷ Dati tratti dai documenti di *Bilancio di sintesi dell'energia in Italia* per gli anni indicati, pubblicati dal Ministero delle Attività Produttive (MAP), poi Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE).

⁵⁸ Si ricorda che i gas serra definiti nel Protocollo di Kyoto includono: CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, ed SF₆. Dato tuttavia che la CO₂ è di gran lunga il gas prevalente, attraverso una apposita formula internazionalmente adottata, tutti gli altri gas sono ricondotti alla CO₂. Per il peso totale di tutti i gas serra si parla allora di *CO₂ equivalente*.

⁵⁹ **Ronchi E., Caminiti N., Barbadella A., 2011: L'Italia resta in linea con il Protocollo di Kyoto. Le emissioni di gas serra nel 2010 sono diminuite del 6,8% rispetto al 1990.** Pubblicazione della "Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile" (Fig. 1), su dati dell'ISPRA/Istituto Superiore Protezione e Ricerca Ambientale per il 2010.

Per quanto riguarda gli accordi di Kyoto, soprattutto a seguito di quanto concertato nel 2008 tra i Paesi firmatari di considerare le emissioni di ogni Paese al netto degli assorbimenti forestali di CO₂ e/o dei così detti *meccanismi flessibili*⁶⁰, si può dire che l'obiettivo di giungere nel 2010 ad un valore di emissioni almeno del 6,8 % minore di quello del 1990 sia stato dall'Italia, pur faticosamente, raggiunto.

Con riferimento invece agli obblighi derivanti dalla direttiva *UE 20-20-20* sopra citata, pare che la quota di riduzione di CO₂ da ottenere entro il 2010 non sia stata raggiunta; ma il tempo per recuperare il ritardo sembra sufficiente, sia pure a costo (forse !) delle conseguenti penalità a carico del nostro Paese.

A prescindere comunque da possibili ritardi, resta il fatto che l'Italia ha l'obbligo di giungere nel 2020 ad un valore delle emissioni del 20 % inferiore rispetto a quello del 1990 (517 MTonn, come detto sopra), e cioè a 410 MTonn/a.

Partendo allora dal valore a consuntivo di 490 MTonn del 2010 (ved. *Fig. 41*), e dando per scontato il raggiungimento obbligatorio nel 2020 dei suddetti 410 MTonn/a di CO₂ equivalente, si possono ricavare per interpolazione approssimata tra i due valori sopra indicati, quelli del 2012 e del 2015, come si vedono in seconda e terza colonna di *Tab. 19*.

Per le emissioni dal 2021 al 2030, invece, si sono ipotizzate riduzioni annue ancora molto importanti, ma con tassi di decremento alquanto inferiori rispetto a quelli obbligatori derivanti dalla direttiva *UE 20-20-20* per il trentennio 1991-2020. Si deve infatti ritenere che tassi di riduzione annui così impegnativi come quelli concertati nella direttiva in parola per il trentennio 1990-2020 (1,5 ÷ 2 % all'anno) difficilmente potrebbero essere sostenuti per lunghi periodi di tempo; anche dopo, cioè, che le emissioni di gas serra avranno raggiunto a fine 2020 livelli di compatibilità ambientale molto meno pericolosi di quelli del recente passato ed attuali.

Tab. 19: Emissioni previste di gas serra in Italia dal 2011 al 2020, con proiezioni ipotizzate fino al 2030
(in MTonn/anno di CO₂ equivalente)

2010	2012	2015	2020	2025	2030
490⁶¹	475⁶²	450⁶³	410⁶⁴	385⁶⁵	360⁶⁶

⁶⁰ In base a specifici accordi presi a Marrakesh nel 2001, è stato convenuto che ai fini del conteggio delle emissioni di gas serra si può tener conto o degli incrementi di assorbimento di CO₂ fatti dal sistema forestale del Paese interessato, oppure delle "riduzioni convenzionali" ottenute mediante i così detti *meccanismi flessibili* (costituiti da particolari accordi di mercato, quali "Emission Trading", "Clean Development Mechanism", "Joint Implementation", ed altri) con i quali si ammette e si regola una sorta di compravendita di emissioni tra Paesi più o meno virtuosi nella produzione di gas serra. L'Italia, ricca di boschi, ha scelto nel 2007 di considerare in detrazione gli assorbimenti di CO₂ del suo sistema forestale.

⁶¹ Valore a consuntivo per il 2010 come si vede in *Fig. 41* e nella pubblicazione (citata in nota 59) da cui essa è stata tratta.

⁶² Valore ottenuto per interpolazione approssimata tra 490 MTonn/a del 2010 e 410 MTonn/a del 2020. Esso corrisponde ad un decremento medio nel biennio 2011-2012 dell'1,5% all'anno rispetto al valore del 2010.

⁶³ Valore ottenuto per interpolazione approssimata tra 475 MTonn/a del 2012 e 410 MTonn/a del 2020. Esso corrisponde ad un tasso di decremento medio annuo dell'1,8 % circa rispetto al valore del 2012.

⁶⁴ Valore corrispondente ad una riduzione del 20 % rispetto ai 517 MTonn/a di CO₂ equivalente emessa nel 1990, in base all'impegno assunto dall'Italia nel quadro della direttiva *UE 20-20-20*. Se riferiti ai 450 MTonn/a del 2015, i 410 MTonn/a del 2020 danno luogo ad un tasso di decremento medio annuo dell'1,9 % circa.

⁶⁵ Valore ottenuto applicando un tasso di decremento medio annuo dell'1,3 % rispetto ai 410 MTonn/a del 2020.

⁶⁶ Valore ottenuto applicando lo stesso tasso di decremento medio del quinquennio precedente (1,3 %/anno rispetto ai 385 MTonn/a del 2025).

Per poter essere raffrontati con quelli di proiezione fino al 2030, i dati della **Fig. 41** sono stati riportati fino al 2010 anche in **Fig. 42**. Si può notare così la continuità del trend decrescente della CO₂ nel tempo e fare la seguente breve considerazione.

Anche se il valore di 360 MTonn/a previsto per il 2030 va preso con cautela, esso sembra molto ragionevole. Rappresenta infatti una riduzione di circa il 30 % rispetto al valore del 1990 e di oltre il 26% rispetto a quello del 2010 (517 e 490 MTonn/a, rispettivamente). Una riduzione complessiva, dunque, rispetto alla situazione di riferimento iniziale del 1990, molto importante.

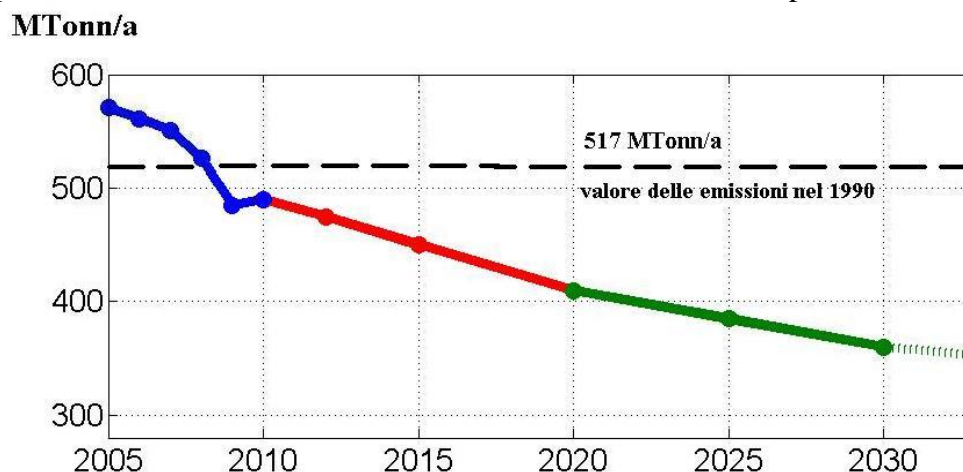


Fig. 42: Emissioni di gas serra in Italia. Consuntivo 2005-2010 (tratto di linea blu)⁶⁷, con stime al 2020 (tratto di linea rossa) e proiezioni ipotizzate al 2030 (tratto di linea verde), in MTonn/a di CO₂ equivalente.

7.2) Benefici attesi dallo sviluppo della geotermia fino al 2030

7.2.1) Benefici tecnici ed ambientali

Da quanto detto nel Cap. 4, con riferimento in particolare ai dati esposti in **Tab. 17**, e tenendo conto dei valori stimati per i consumi di energia e per le emissioni di gas nei prossimi due decenni (esposti nei paragrafi 7.1.1-7.1.2, nelle **Tabb 18 e 19**, e nelle **Figg. 40 e 42**) il minor consumo di petrolio equivalente che si potrebbe realizzare, e la CO₂ che si potrebbe evitare di immettere in atmosfera con l'uso di calore geotermico secondo le stime di crescita al 2020 e 2030, incluse le due frazioni riferibili alla produzione geotermoelettrica ed al totale degli usi diretti (con o senza l'impiego di pompe di calore), possono essere riassunti come si vede nella seguente **Tab.20**, per gli Scenari I e II.

Si può desumere da questa tabella che:

- il contributo della geotermia al risparmio di petrolio equivalente nel 2020 è dell'ordine dell'1% per entrambi gli Scenari, mentre diventa nel 2030 di circa l'1,5 % e di quasi il 2 % nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente;
- la quota parte di CO₂ equivalente che lo sviluppo della geotermia può far evitare di immettere in atmosfera è di 1,4 ed 1,5 % nel 2020, mentre diventa nel 2030 di 2,7 e 3,6 % per gli Scenari I e II, rispettivamente.

Questi valori possono sembrare modesti in termini percentuali, ma non lo sono affatto in valore assoluto perché corrispondono a molti milioni di tonnellate di petrolio equivalente risparmiato e di gas serra in meno scaricati in atmosfera ogni anno.

Per quanto riguarda in particolare il risparmio di petrolio equivalente basti pensare che, al prezzo attuale alla fonte di quasi 100 US\$/barile (~ 500 EU/Tonn), i 3,4 e 4,4 milioni di tonnellate circa risparmiabili nel 2030 nel caso degli Scenari I e II, corrispondono rispettivamente ad 1,7 e 2,2 miliardi di Euro. Questi valori sono molto importanti già oggi per l'economia italiana; ma secondo le ipotesi di crescita dei costi fatte per questo studio (ved. Cap. 3, parag. 3.3) essi possono raddoppiare nel 2020 e più che triplicare nel 2030.

⁶⁷ Valori dal 2005 al 2010 a consuntivo tratti dalla pubblicazione citata in nota 59, e come si vede in **Fig. 41**.

Tab. 20: *Petrolio risparmiato e CO₂ evitata con l'uso della geotermia, e relative percentuali rispetto al totale dell'energia consumata e della CO₂ equivalente emessa in Italia fino al 2030*

Benefici economici ed ambientali	2010		2020		2030	
SCENARIO I						
Petrolio equivalente risparmiato	1.320 (kTEP/a)	~ 0,7 (a) (%)	1.940 (kTEP/a)	~ 1 (a) (%)	3.420 (kTEP/a)	~ 1,5 (a) (%)
CO₂ evitata	4.000 (kTonn/a)	~ 0,8 (b) (%)	5.780 (kTonn/a)	~ 1,4 (b) (%)	9.760 (kTonn/a)	~ 2,7 (b) (%)
SCENARIO II						
Petrolio equivalente risparmiato	1.320 (kTEP/a)	~ 0,7 (a) (%)	2.130 (kTEP/a)	~ 1,1 (a) (%)	4.440 (kTEP/a)	~ 1,9 (a) (%)
CO₂ evitata	4.000 (kTonn/a)	~ 0,8 (b) (%)	6.300 (kTonn/a)	~ 1,5 (b) (%)	12.820 (kTonn/a)	~ 3,6 (b) (%)

(a) Percentuali riferite ad un consumo totale di energia di 185×10^6 TEP a consuntivo per il 2010, e di 200 e 230×10^6 TEP ipotizzati per i consumi totali di energia nel 2020 e nel 2030, rispettivamente (ved. **Tab. 18**).

(b) Percentuali riferite ad emissioni totali di CO₂ equivalenti a 490×10^6 Tonn/a a consuntivo per il 2010, e di 410 e 360×10^6 Tonn/a ipotizzate per le emissioni totali di CO₂ nel 2020 e nel 2030, rispettivamente (ved. **Tab. 19**).

7.2.2) Benefici economico-sociali e scientifici

Oltre a quelli di natura tecnica ed ambientale presentati nel paragrafo precedente, lo sviluppo della geotermia fino al 2030 secondo gli obiettivi indicati nel Cap. 4 per gli Scenari I e II, determinerà importanti ricadute sul piano economico-sociale e scientifico che possono essere tentativamente quantificate come segue:

- Nuovi posti di lavoro fisso per giungere gradualmente a:
 - nel caso dello Scenario I: 50.000 persone al 2020, e 100.000 persone al 2030;
 - nel caso dello Scenario II: 100.000 “ “ “ “ , e 200.000 “ “ “ “ .

Questi posti includono laureati, tecnici ed operai nei settori della ricerca, esplorazione, coltivazione e gestione dei campi geotermici, della perforazione di pozzi a piccola e grande profondità, della progettazione e costruzione di impianti, attrezzature e materiali di produzione, nonché di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica generata e del calore prodotto, e di ogni altra attività complementare da essi indotta;

- Nuovi investimenti
 - nel caso dello Scenario I: 300 M€ fino al 2020, e 1.200 M€ fino al 2030;
 - nel caso dello Scenario II: 500 “ “ “ “ , e 2.000 “ “ “ “ .

Tali investimenti riguardano il pagamento di salari e stipendi al personale di cui sopra e la costruzione di macchinari ed impianti necessari allo sviluppo di risorse geotermiche di ogni tipo, ivi inclusi: perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione dei reflui, installazione di centrali geotermoelettriche e termiche, costruzione di vaporedoti ed acquedotti, realizzazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica generata e del calore prodotto, ed ogni altra attività ad esse complementare relativa alla messa a giorno ed utilizzazione del calore terrestre secondo gli obiettivi di sviluppo delineati nel Cap. 4;

- Nuove attività di ricerca e sviluppo
 - nel caso dello Scenario I: 100 M€ fino al 2020, e 200 M€ fino al 2030;
 - nel caso dello Scenario II: 200 “ “ “ “ , e 400 “ “ “ “ .

Queste attività interessano tutti i possibili campi di applicazione della geotermia, e specialmente quello della ricerca e sperimentazione dei *sistemi geotermici non convenzionali* come definiti nel Cap.2/paragr. 2.4 e discussi nel Cap. 5.

.Per quanto riguarda in particolare il “progetto finalizzato” di R&S riguardante lo sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* si ritiene che, oltre alle attività di studio e ricerca di base, allo scopo di effettuare una sperimentazione sufficientemente ampia dei principali di essi nelle peculiari situazioni geologiche del territorio italiano, ed al fine quindi di avviare entro il 2025 il loro sviluppo sistematico per produzione di energia geotermoelettrica, sia necessario perforare entro il decennio in corso da 10 a 20 pozzi profondi fino a 5 km, ubicati in siti geologicamente diversi tra loro. In alcuni di tali siti dovrebbero essere anche installati gruppi geotermoelettrici pilota di diverso tipo con cui effettuare prove prolungate di produzione.

Solo così potrà essere assicurata una ragionevole replicabilità delle condizioni di sfruttamento del serbatoio e di esercizio degli impianti di generazione dai sistemi in parola.

Appendice A

Esplosione di richieste per nuovi permessi di ricerca di risorse geotermiche idonee a produrre energia elettrica in Italia

Premessa

In poco più di due anni sono state presentate in Italia 108 richieste per nuovi permessi di ricerca di risorse geotermiche da utilizzare per la produzione di energia elettrica (Fig. 1). Una vera e propria esplosione di richieste che non ha precedenti nella storia italiana dello sfruttamento della geotermia a fini geotermoelettrici; una storia ricca di eccellenza e di primati mondiali in una attività che ha visto la sua nascita proprio in Toscana più di un secolo fa.

In Italia la produzione geotermoelettrica ha avuto, dal 1990 al 2010, un aumento del 65% circa passando da 3222 GWh/anno a 5343 GWh/anno. Oggi la presenza di impianti, tutti gestiti da Enel Green Power, è solo in Toscana, per una capacità lorda complessiva di 882,5 MWe. Ciò consente alla Toscana di essere la terza regione d'Italia per la copertura dei propri consumi interni lordi con fonti rinnovabili, con un valore che nel 2010 è stato del 30,2 %

Le richieste hanno interessato molte regioni italiane, ovviamente quelle più indiziate, ma non solo: in Alto Adige ne sono state presentate 9, in Toscana 51, nel Lazio 34, in Sardegna 7, in Sicilia 6, nel Mar Tirreno 1 (Tab. 1). La presente raccolta di informazioni sulle istanze inoltrate e Permessi di Ricerca rilasciati è indicativamente aggiornata alla fine di ottobre 2011, può non essere del tutto corretta ed esaustiva, in quanto per il momento, molte delle notizie provengono dal sito dell'UNMIG del MSE, altre sono disperse sui siti regionali nelle sezioni delle procedure ambientali e non ancora pubblicate nei Bollettini Ufficiali Regionali o nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia (UNMIG-MSE).

Non poche delle istanze di nuovi permessi di ricerca presentate sono in una situazione di "concorrenza", nel senso che si è verificata una coincidenza più o meno significativa delle aree che sono state oggetto di due o più richieste. In tali situazioni, in analogia a quanto avviene nelle attività di ricerca per gli idrocarburi, vi potrà essere un accordo tra gli operatori "in concorrenza", in modo che questa venga superata, o vi sarà l'assegnazione del permesso di ricerca al progetto ritenuto più valido per l'accertamento della presenza di risorse geotermiche sfruttabili. Con l'espletamento di tali procedure autorizzative, le Regioni, o il Ministero dello Sviluppo Economico, potranno effettuare il rilascio dei permessi di ricerca richiesti.

Le aree maggiormente interessate dai nuovi permessi di ricerca

Complessivamente sono stati richiesti permessi per una superficie molto estesa, maggiore di 11.000 km², dei quali circa 4.900 km² in Toscana e 3.200 km² nel Lazio. Pur considerando la riduzione per la risoluzione delle aree in concorrenza, rimane sempre una superficie di notevolissime dimensioni.

Per la peculiarità geologico geotermica e le aspettative di ricerca, la Toscana ed il Lazio (Fig. 2) risultano essere le regioni più affollate, alcune delle richieste in elenco nella regione Toscana riguardano anche ampie porzioni di territorio del Lazio. Anche le regioni della Sicilia e della Sardegna sono state oggetto di richieste nelle aree di maggior interesse, in corrispondenza dei vulcani attivi o recenti e delle emergenze naturali termali a temperatura più elevata.

Attualmente soltanto una parte dei permessi di Ricerca richiesti sono stati rilasciati nelle Regioni Alto Adige, Toscana, Lazio e Sicilia.

Oltre ad Enel Green Power, storico operatore per la generazione geotermoelettrica in Italia, analizzando il profilo dei proponenti si possono distinguere soggetti di rilievo internazionale, nazionale e regionale. Tra gli operatori internazionali vi sono la *Gesto Italia srl* (controllata del gruppo portoghese Martifer) e la *Magma Energy Italia srl* (controllata di uno dei principali

operatori internazionali del settore: la canadese Magma Corporation). Tra i soggetti nazionali vi sono *SORGENIA*, *ERG*, *SARAS*, alcune società del *GRUPPO ITALBREVETTI*, *REPOWER ITALIA*, *RAUCH GEOTHERMICS*, *Gruppo MONCADA*, *K-ENERGY*, *EUROBUILDING* ed altri minori.

Questo rilancio di interesse per nuovi investimenti nel settore geotermoelettrico trova oggi una sua spiegazione in alcuni fattori di natura tecnologica; infatti, nelle documentazioni allegate alle richieste per l'ottenimento dei Permessi di ricerca, gli operatori fanno spesso riferimento alla possibilità di sfruttamento a fini elettrici delle risorse geotermiche di media entalpia (con $T = 90\div 150$ °C), reso oggi economicamente conveniente dal consolidamento tecnologico degli impianti a ciclo binario, soprattutto quelli che utilizzano fluidi di lavoro organici a ciclo di Rankine.

L'obiettivo delle ricerche è generalmente finalizzato al reperimento dei fluidi geotermici entro profondità di alcuni chilometri (2000 m); alcuni progetti presentati si propongono però obiettivi più ambiziosi, per il reperimento di fluidi a maggiori profondità ed a temperature anche molto più elevate, ad esempio nelle aree marginali dei campi geotermici attualmente in esercizio.

Infine, da sottolineare che le richieste effettuate nella Provincia autonoma di Bolzano (Alto Adige) sono state autorizzate per l'esecuzione di pozzi esplorativi per l'individuazione di fluidi geotermici, con temperature sufficientemente alte, entro i 5000 m di profondità.

Le documentazioni presentate illustrano progetti di generazione elettrica con potenze attese da alcuni MW fino a 100 MW, per i permessi di maggiori dimensioni e meglio posizionati.

Le tecnologie illustrate propongono la produzione e la reiniezione dei fluidi nei serbatoi di provenienza, in genere senza alcun rilascio in atmosfera; questo comporta una notevole sfida per la gestione in pozzo e negli impianti dei gas incondensabili, che dovranno essere reiniettati insieme all'acqua nei pozzi di reiniezione, evitando fenomeni di incrostazione e corrosione.

Sulla base della superficie totale dei premessi richiesti, che potranno essere autorizzati per una superficie presunta prossima a 10.000 km², i fluidi reperibili potrebbero essere stimati sufficienti per molte centinaia di MW.

Le potenzialità delle aree indiziate e richieste nei permessi, insieme alle capacità tecniche ed economiche dei richiedenti, potranno permettere la realizzazione dei progetti proposti entro il 2020.

Un innovativo progetto è stato autorizzato nell'ambito del Permesso Tirreno Meridionale: si tratta della esplorazione del corpo principale del grande vulcano sottomarino Marsili, che potrebbe ospitare un importante sistema idrotermale ad alta temperatura; è prevista la perforazione di pozzi esplorativi off shore, su un fondale di circa 1000 m. In caso di loro esito positivo, è prevista la costruzione di una centrale elettrica (la cui potenza è stata stimata di circa 800 MW) su piattaforma con trasporto dell'energia via cavo sottomarino, verso la terraferma. Il progetto sarebbe il primo al mondo mai realizzato con queste caratteristiche.

Novità normative e aspettative degli operatori

I motivi alla base di questo boom di richieste di permessi di ricerca da parte, soprattutto, di nuovi operatori derivano in parte dagli incentivi (già da anni erogati in forma di *Certificati Verdi* per tutte le energie rinnovabili, tra cui la geotermia), ed in parte dalle disposizioni legislative varate negli ultimi due anni, con particolare riguardo al Decreto lgs. n.22 dell'11/2/2010 di "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche", emesso in attuazione dell'art. 27 della L. n.99/2009.

Questo Decreto aggiorna la precedente normativa della Legge n. 896/86, e la adegua organicamente al quadro di riferimento costituzionale e legislativo, che a partire dagli anni '90 si è profondamente modificato con il decentramento alle Regioni delle competenze in materia di energia. Tra le principali novità introdotte con il Decreto n. 22/2010 rispetto al precedente assetto normativo bisogna ricordare:

- l'eliminazione delle norme della L. n. 896/86 che attribuivano la preferenza ad ENEL e ENI per il rilascio dei permessi di ricerca, ed in particolare l'esclusiva delle attività di coltivazione delle risorse geotermiche ad ENEL nella Provincie di Grosseto, Livorno, Pisa e Siena;
- l'introduzione di norme che consentiranno alle Regioni di regolare lo sfruttamento delle risorse geotermiche in base alla valutazione delle "possibili interferenze" tra nuove attività ed attività già oggetto di concessione (art. 6, c.6, ed art.10, c.6);
- la riduzione della superficie massima dei permessi di ricerca da 1000 a 300 km² per ogni singolo Permesso, ed introducendo un tetto complessivo per più Permessi ad un singolo operatore (1000 km² a livello regionale e di 5000 km² a livello nazionale).

Nella Toscana (considerata la Regione più promettente per il reperimento di fluidi ad alta temperatura), in particolare, è stata la completa liberalizzazione delle attività di ricerca e coltivazione di risorse geotermiche, che ha mosso una decina di nuovi operatori, oltre ad *Enel Green Power*, a presentare la quasi totalità delle nuove richieste di permessi di ricerca

Attualmente sono attesi i decreti attuativi ministeriali che renderanno operativi i nuovi regimi di incentivazione della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, come previsto dal Dlgs del 3 marzo 2011, n° 28. Infine, lo stesso decreto introduce incentivi specifici per impianti sperimentali di potenza fino a 5 MW alimentati da fluidi geotermici a media ed alta temperatura, autorizzabili dal UNMIG-MSE per una potenza complessiva fino a 50 MW. Conseguentemente, fino ad oggi, sono state richieste 5 autorizzazioni alla realizzazione di impianti pilota sperimentali in alcune aree della Toscana, del Lazio e marginalmente nell'Umbria (Tab. 2).

Il Dlgs. n. 22/2010 e le nuove iniziative per lo sviluppo di risorse di alta temperatura per produzione di energia elettrica, devono essere considerati nel quadro del processo di attuazione della direttiva UE n.2009/28/CE mirata alla promozione di tutte le fonti rinnovabili, ed in particolare di quella geotermica.

In tale quadro, il PAN/Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili, varato nel Luglio scorso dal Governo italiano prevede uno sviluppo della produzione geotermoelettrica a livello nazionale (prevalentemente, ma non solo in Toscana) fino a 6750 GWh/anno per il 2020, con un aumento in 10 anni di circa il 2% all'anno. Questo valore è in linea con quello prevedibile a valle dei risultati della esplorazione nei permessi di ricerca richiesti e delle nuove stime dell'UGI, che indicano per il 2020, rispettivamente allo scenario di crescita I e II, un obiettivo di 6900 e 7300 GWh/a.

La mole dei progetti geotermici previsti permetterà inoltre nel decennio in corso lo sviluppo della ricerca di base di supporto e l'impiego di risorse italiane in tutti i campi della filiera geotermica, a partire dalla esplorazione superficiale e profonda, la perforazione, la produzione dei fluidi e la generazione elettrica, fino alla sostenibilità ambientale e temporale della coltivazione dei fluidi geotermici.

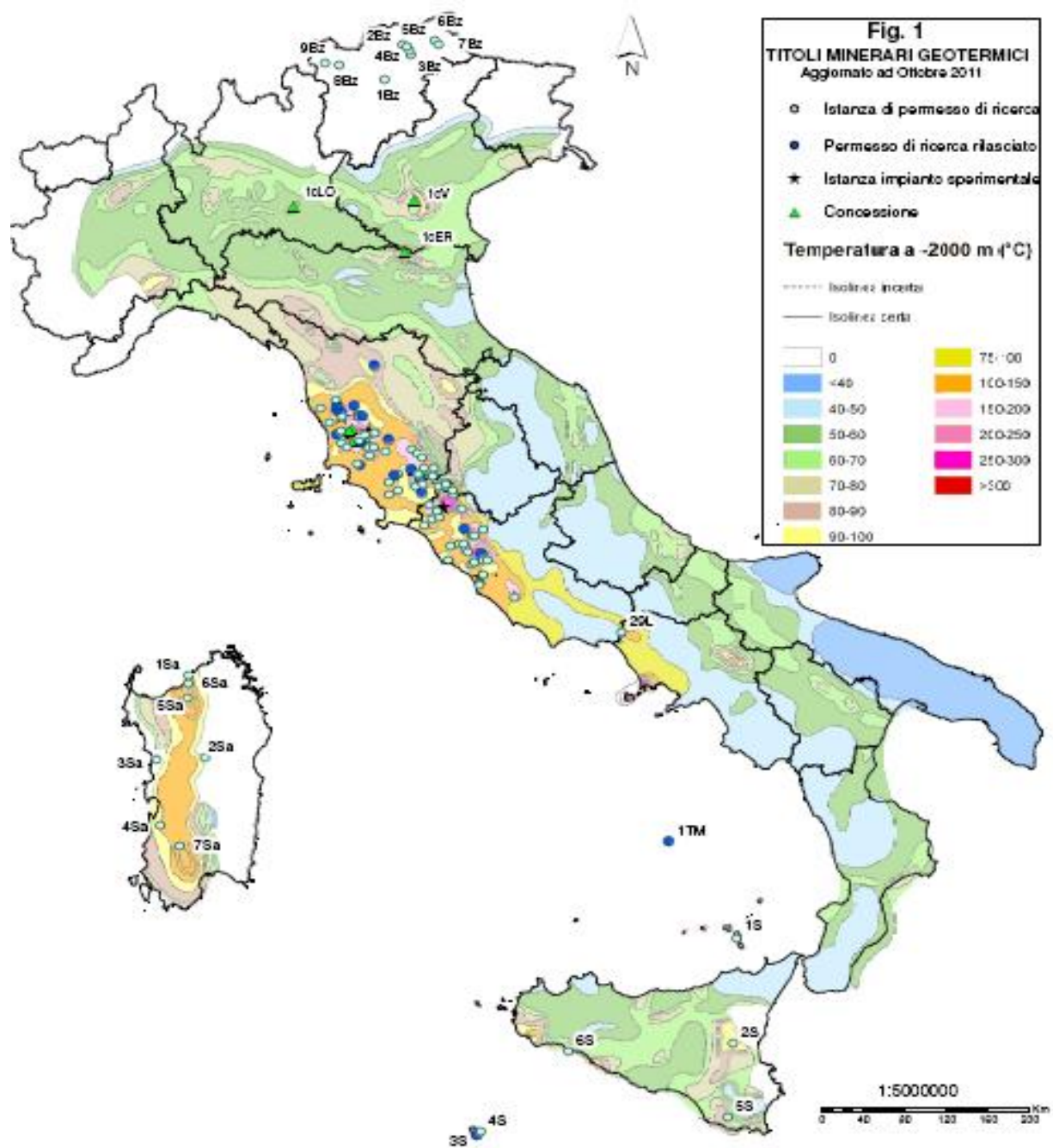


Fig. A/1: Titoli minerari geotermici in Italia (Aggiornamento Ottobre 2011)

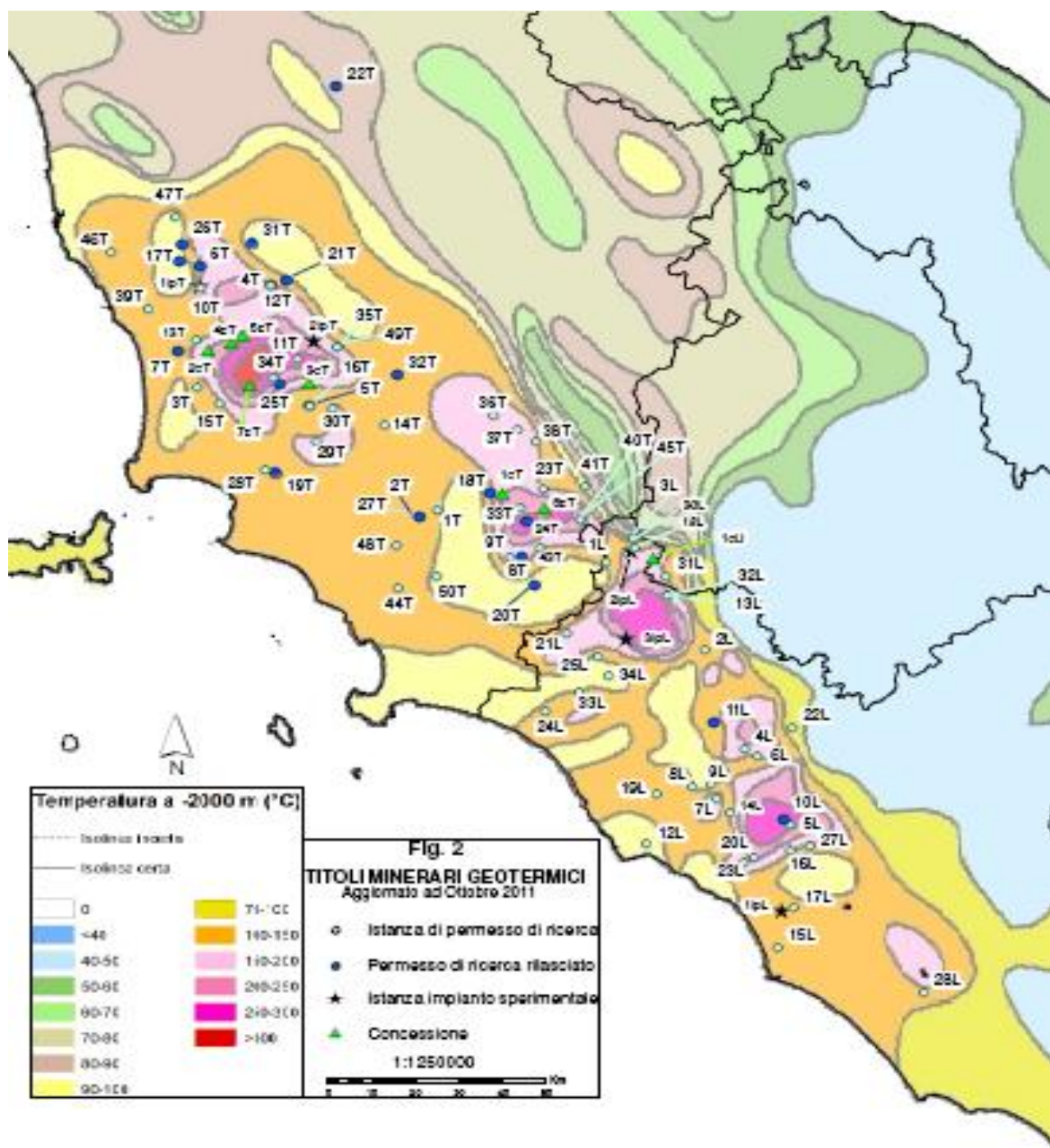


Fig. A/2: Titoli minerari geotermici in Toscana e nel Lazio (Aggiornamento Ottobre 2011)

Tab. A/1: Titoli minerari geotermici in Italia (Aggiornamento Ottobre 2011)

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
1T	Baccinello	GeSto Italia Srl	Toscana	GR	108,6	PROC, CONCLUSO NEGATIVO
2T	Murci	Enel Green Power SpA	Toscana	GR	262,7	RILASCIATO decreto n, 1516/2011
3T	Serraiola	Fattoria Perseto del Pozzo Srl Sorgenia, Geothermal Srl	Toscana	PI, GR, LI	78,2	PROC, CONCLUSO NEGATIVO
4T	Mazzolla	GeSto Italia Srl	Toscana	PI, SI	72,6	RILASCIATO decreto n, 1266/2011
5T	Boccheggiano	Enel Green Power SpA	Toscana	SI, GR	233,8	RILASCIATO decreto n, 2333/2011
6T	Montegemoli	Enel Green Power SpA	Toscana	PI, LI	267,8	RILASCIATO decreto n, 4655/2011
7T	Montebamboli	Enel Green Power SpA	Toscana	PI, GR, LI	226,0	RILASCIATO decreto n, 4656/2011
8T	Catabbio	Exergia Toscana Srl	Toscana	GR	50,5	RILASCIATO decreto n, 1261/2011
9T	Triana	Energy Packet Srl Sorgenia Geothermal Srl	Toscana	GR	53,3	PROC, CONCLUSO NEGATIVO
10T	Cortolla	Cosvig	Toscana	PI	22,5	PROCEDIMENTO SOSPESO
11T	Lucignano	Cosvig	Toscana	SI	14,8	PROCEDIMENTO SOSPESO
12T	Micciano	Cosvig	Toscana	PI	55,0	ISTANZA RITIRATA
13T	Sterza	Cosvig	Toscana	PI, LI	20,0	ISTANZA RITIRATA
14T	Alto Farma	GeSto Italia Srl	Toscana	GR, SI	70,4	PROC, CONCLUSO NEGATIVO
15T	Acquaferrata	Cosvig	Toscana	PI, LI, GR	67,7	ISTANZA RITIRATA
16T	Boccheggiano	Magma Energy Italia Srl	Toscana	SI, GR	233,8	PROC, CONCLUSO NEGATIVO

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km ²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
17T	Orciatico	Geoenergy Srl	Toscana	PI	79,9	RILASCIATO decreto n, 1263/2011
18T	Monte Labbro	Geoenergy Srl	Toscana	GR	125,7	RILASCIATO decreto n, 1260/2011
19T	Roccastrada	Magma Energy Italia Srl	Toscana	GR	271,9	RILASCIATO
20T	Pitigliano	Geoenergy Srl	Toscana	GR	121,6	RILASCIATO
21T	Mensano	Magma Energy Italia Srl	Toscana	PI, SI	215,3	RILASCIATO decreto n, 2332/2011
22T	La Querce	Exergia Toscana Srl	Toscana	FI, PO	14,9	RILASCIATO decreto n,3770/2011
23T	Le Cascinelle	Sorgenja Geothermal Srl	Toscana	SI	53,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
24T	Poggio Montone	Sorgenja Geothermal Srl	Toscana	SI, GR	58,1	RILASCIATO decreto n,2334/2011
25T	Monte Santa Croce	Sorgenja Geothermal Srl	Toscana	SI, GR	22,7	RILASCIATO
26T	Riparbella	GeStoSrl	Toscana	PI	192,4	RILASCIATO decreto n, 1265/2011
27T	Cinigiano	GeStoSrl	Toscana	GR	141,2	RILASCIATO decreto n, 1264/2011
28T	Gavorrano	Geoenergy Srl	Toscana	GR	63,0	PROC, CONCLUSO concorrenza risolta a favore di Roccastrada
29T	Montemassi	Geoenergy Srl	Toscana	GR	203,9	PROC, CONCLUSO NEGATIVO
30T	Montalcino	GeStoSrl	Toscana	SI, GR	191,3	PROCEDIMENTO IN ATTESA DI VIA
31T	S, Cipriano	Geoenergy Srl	Toscana	PI, FI	137,4	RILASCIATO
32T	Murlo	Sorgenja Geothermal Srl	Toscana	SI, GR	135,6	RILASCIATO

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km ²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
33T	Bagnolo	Tosco Geo Srl	Toscana	SI, GR	20,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
34T	Gerfalco	Geoenergy Srl	Toscana	SI, GR	32,6	PROCEDIMENTO IN CORSO
35T	Frassini	Geoenergy Srl	Toscana	SI	57,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
36T	Ripa D'Orcia	Tosco Geo Srl	Toscana	SI, GR	70,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
37T	Castiglione D'Orcia	Tosco Geo Srl	Toscana	SI, GR	60,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
38T	Campiglia D'Orcia	Tosco Geo Srl	Toscana	SI	55,4	PROCEDIMENTO IN CORSO
39T	Guardistallo	Geothermics Italy Srl	Toscana	PI, LI	87,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
40T	Ponte Rigo	Iterna Srl	Toscana, Lazio	SI, VT	30,0 (13,7 Toscana, 16,3 Lazio)	PROCEDIMENTO IN CORSO
41T	Celle sul Rigo	Sorgenia Geothermal Srl	Toscana	SI	50,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
42T	M, Arseni	Geoenergy Srl	Toscana	GR	35,2	PROCEDIMENTO IN CORSO
43T	Montorio	Sorgenia Geothermal Srl	Toscana, Lazio	SI, GR, VT	166,8 (99,9 Toscana, 66,9 Lazio)	PROCEDIMENTO IN CORSO
44T	Pereta	Futuro Energia Srl	Toscana	GR	88,6	PROCEDIMENTO IN CORSO
45T	Centeno	Sorgenia Geothermal Srl	Toscana, Lazio	SI, VT	30,0 (13,7 Toscana, 16,3 Lazio)	PROCEDIMENTO IN CORSO
46T	Rosignano	Iterna Srl	Toscana	LI, PI	49,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
47T	Peccioli	Iterna Srl	Toscana	PI	70,0	PROCEDIMENTO IN CORSO

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km ²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
48T	Scansano	Terra Energy Srl	Toscana	GR	86,2	PROCEDIMENTO IN CORSO
49T	Frassini	Magma Energy Srl	Toscana	SI	57,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
50T	Pomonte	Terra Energy Srl	Toscana	GR	88,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
51T	Milia	Cosvig	Toscana	GR	-	
Sub tot					4.902,5	
1L	Grotte di Castro	Power field Srl	Lazio	VT	83,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
2L	Canepina	Power field Srl	Lazio	VT	216,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
3L	La Veduta A	Sorgenja Geothermal Srl	Lazio, Umbria	VT, TR	40,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
4L	Sutri	Steam Srl - F,lli Perazzoli Srl	Lazio	VT	101,9	PROCEDIMENTO IN CORSO
5L	Formello	Power field Srl	Lazio	Roma	115,1	PROCEDIMENTO IN CORSO
6L	Monterosi	Power field Srl	Lazio	VT, Roma	158,2	PROCEDIMENTO IN CORSO
7L	Manziana A	Geotermica AB	Lazio	Roma, VT	43,3	PROCEDIMENTO IN CORSO
8L	Vejano	Geotermica AB	Lazio	Roma, VT	43,3	PROCEDIMENTO IN CORSO
9L	Manziana B	Sorgenja Geothermal Srl	Lazio	Roma, VT	97,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
10L	Monte Aguzzo	Steam Srl - F,lli Perazzoli Srl	Lazio	Roma	140,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
11L	Tobia	Cogeme Spa	Lazio	VT	12,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
12L	Ladispoli	Steam Srl - F,lli Perazzoli Srl	Lazio	Roma	186,8	PROCEDIMENTO IN CORSO
13L	Lago di Bolsena A	Tombelle Srl	Lazio, Umbria	VT, TR	156,2	PROCEDIMENTO IN CORSO
14L	Lago di Bracciano	Tombelle Srl	Lazio	Roma	70,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
15L	Lago di Albano	Tombelle Srl	Lazio	Roma	145,4	PROCEDIMENTO IN CORSO
16L	Roma Ovest	DER Srl	Lazio	Roma	45,0	PROCEDIMENTO IN CORSO

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km ²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
17L	Fiumicino	ETA Ecotecnologie Avanzate Srl	Lazio	Roma	75,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
18L	Acquapendente	ERG Renew Spa	Lazio	VT	71,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
19L	Tolfa	ERG Renew Spa	Lazio	Roma, VT	280,1	PROCEDIMENTO IN CORSO
20L	Sabatini Sud	Steam Srl - F,lli Perazzoli Srl	Lazio	Roma	56,3	PROCEDIMENTO IN CORSO
21L	Piana del Diavolo	GEOTHERMICS ITALY Srl	Lazio	VT	40,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
22L	Lago di Vico	GEOTHERMICS ITALY Srl	Lazio	VT	103,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
23L	La Riccia	ITERNA Srl	Lazio	Roma	38,4	PROCEDIMENTO IN CORSO
24L	Arrone	ITERNA Srl	Lazio	VT	45,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
25L	Cellere	Sorgenia Geothermal Srl	Lazio	VT	-	PROCEDIMENTO IN CORSO
26L	Monte Sallustri	DER Srl	Lazio	Roma	-	PROCEDIMENTO IN CORSO
27L	Boccea	GEOTHERMICS ITALY Srl	Lazio, Toscana	VT, SI	-	PROCEDIMENTO IN CORSO
28L	Moletta	ITERNA Srl	Lazio	Roma	15,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
39L	Valle di Suio	R,E,P, Ambiente SRL	Lazio	LT, FR	18,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
30L	La Veduta B	ERG Renew Spa	Lazio, Umbria	VT, TR	71,8	PROCEDIMENTO IN CORSO
31L	Castel Giorgio	ERG Renew Spa	Lazio, Umbria	VT, TR	129,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
32L	Lago di Bolsena B	ERG Renew Spa	Lazio, Umbria	VT, TR	164,8	PROCEDIMENTO IN CORSO
33L	Canino	ERG Renew Spa	Lazio	VT	287,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
34L	Arlena di Castro	Futuro Energia Srl	Lazio	VT	46,6	PROCEDIMENTO IN CORSO
Sub tot					3.198,0	
1Sa	Anglona	Unione Comuni Anglona	Sardegna	OT, SS	300,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
2Sa	Bagni Oddini	Ini Fabi	Sardegna	NU	7,9	PROCEDIMENTO IN CORSO
3Sa	Cuglieri	Exergia Toscana	Sardegna	OR	121,7	PROCEDIMENTO IN CORSO
4Sa	Igia	SARAS	Sardegna	CA, VS	188,6	PROCEDIMENTO IN CORSO
5Sa	Martis	Geoenergy	Sardegna	OT, SS	278,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
6Sa	Sedini	Geoenergy	Sardegna	OT, SS	296,2	PROCEDIMENTO IN CORSO

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
7Sa	Siliqua	Geoenergy	Sardegna	CA, VS	297,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
Sub tot					1.490,3	
1S	Eoliano	K Energy	Sicilia	MS	102,4	PROCEDIMENTO IN CORSO
2S	Gerbini	K Energy	Sicilia	CT	165,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
3S	Pantelleria	Geotermica	Sicilia	TP	6,5	RILASCIATO
4S	Campo geotermico Pantelleria	K Energy	Sicilia	TP	2,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
5S	Sciacca	K Energy	Sicilia	AG	460,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
6S	Scicli	Irminio	Sicilia	RG	96,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
Sub tot					832,4	
1TM	Tirreno meridionale 1	Eurobuilding	Mar Tirreno		678,3	RILASCIATO
1Bz	Bolzano	Geoenergy.Bozen srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Auton. Bolzano	-	RILASCIATO
2Bz	Mittewald	Geoenergy.Mittewald srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	RILASCIATO
3Bz	Vahm	Geoenergy.Vahrn srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	RILASCIATO
4Bz	Aicha		Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	?
5Bz	Franzensfeste	Geoenergy.Franzensfeste srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	RILASCIATO
6Bz	Gais		Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	?
7Bz	Oberrasen	Geoenergy.Oberrasen srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	RILASCIATO
8Bz	Schlanders	Geoenergy.Schlanders srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma	-	RILASCIATO

ID_rg	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km ²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
				Bolzano		
9Bz	Schluderns	Geoenergy.Schluderns srl	Trentino - Alto Adige	Pr, Autonoma Bolzano	-	RILASCIATO
108					11.101,6	

Tab. A/2: Istanze per impianti sperimentali (Dlgs del 3 marzo 2011, n° 28, Capo2, Art. 24, comma 9) (Aggiornamento Ottobre 2011)

	Denominazione	Proponente	Regione	Provincia	Estensione (Km ²)	Fase procedimentale al 30 ottobre 2011
1is T	Cortolla	Geoenergy Srl	Toscana	PI	22,5	PROCEDIMENTO IN CORSO
2is T	Lucignano	Geoenergy Srl	Toscana	SI	15,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
Sub tot					37,6	
1is L	Castel di Guido	Geoenergy Srl	Lazio	ROMA	46,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
2is L	Castel Giorgio - Torre Alfina	ITW - LKW GEOTERMIA ITALIA	Lazio, Umbria	VT, TR	58,6	PROCEDIMENTO IN CORSO
3is L	Montecchio	Power field Srl	Lazio	VT	43,0	PROCEDIMENTO IN CORSO
Sub tot					147,7	
TOT					185,2	

Appendice B

PREVISIONI DI SVILUPPO DELLA GEOTERMIA IN ITALIA DAL 2010 AL 2030
- Specifiche dei dati usati e dei calcoli fatti per gli Scenari I e II -

SCENARIO IEnergia elettrica

- *Potenza installata: valori lordi in MWe. Effettivi per il 2010 ed approssimati alla diecina per gli anni seguenti.*
- *Elettricità prodotta: valori lordi in TWh/a. Effettivi per il 2010, ed approssimati al decimale poi.*
- *Petrolio equivalente: valori in kTEP/a. Effettivi per il 2010, ed approssimati alla diecina per gli anni successivi;*
- *CO₂ evitata: valori in kTonn/a. Effettivi per il 2010, ed approssimati alla diecina per gli anni successivi.*

- **Situazione al 2010** (come da analisi fatta nel Cap. 3 dello studio)
 - **Potenza installata: 882,5 MWe**
 - **Elettricità prodotta: 5,343 TWh/a**¹
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.020 kTEP/a**²
 - **CO₂ evitata: 3.200**³ **kTonn/a**

- **Previsioni al 2012**
 - **Potenza installata: 882,5 MWe**⁴
 - **Elettricità prodotta: 5,6 TWh/a**⁵
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.070 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 3.360 kTonn/a.**

- **Previsioni al 2015**
 - **Potenza installata: 940 MWe**⁶
 - **Elettricità prodotta: 6,0 TWh/a**⁷
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.140 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 3600 kTonn/a**

¹ Dato ufficiale Enel.

² Dato ufficiale Enel.

³ Anche se le centrali geotermiche italiane hanno emesso nel 2010 in media 360 grammi di CO₂/kWh (che per 5,343 TWh/a prodotti significa 1.923 kTonn/a) per i motivi detti nel paragrafo 3.2.2/c del testo, si assume *convenzionalmente* in questo studio che la CO₂ evitata sia tutta quella non emessa dalle centrali termoelettriche italiane per una produzione pari a quella delle centrali geotermiche stesse. Per il 2010 il valore assunto corrisponde a 3.200 kTonn/a.

Lo stesso criterio viene seguito anche per stimare la CO₂ evitata nei successivi anni 2012-2015-2020-2025-2030, con l'ipotesi aggiuntiva che il mix dei combustibili fossili ed il coefficiente di utilizzazione degli impianti rimangano più o meno eguali a quelli attuali.

⁴ L'Enel non prevede di costruire, fino al Dic. 2012, nuovi gruppi, né nei campi in esercizio, né altrove. Gli autori di questo studio, inoltre, non prevedono che possano entrare in funzione nuovi impianti costruiti da Terzi in Italia.

⁵ Questo valore suppone che i gruppi Chiusdino 1 e Radicondoli 2 (entrati in rete verso fine 2010), nonché altri gruppi entrati in esercizio nel 2008-2009, possano funzionare senza soste prolungate fino al 2012, e che inoltre venga reperito nuovo fluido (almeno 100 t/h di vapore) capace di compensare il declino naturale di portata dei pozzi. Si ipotizza inoltre che il fattore di carico complessivo degli 882,5 MWe attuali (inclusi disponibilità di impianto e disponibilità di vapore) corrisponda a ~ 6.350 h/anno di funzionamento. Ciò vuol dire che i 5,343 TWh/a del 2010 dovrebbero avere, nel biennio 2011-2012, un incremento medio annuo del 2,4 % circa.

⁶ Si considera che nel triennio 2013-2015 possano entrare in esercizio gli altri due gruppi da 20 MWe/cadauno previsti dall'Enel nei campi in esercizio della Toscana, e che vengano inoltre costruiti 15-20 MWe in nuove aree produttive della Toscana e di altre Regioni d'Italia. La capacità totale installata passerebbe quindi da 882,5 (tutti in Toscana) a ~ 940 MWe (di cui 930-935 MWe in Toscana e 5-10 in altre Regioni d'Italia) con un incremento medio annuo totale nel triennio di ~ 2,1%.

⁷ Si ipotizza che la capacità totale sopra detta possa funzionare con un carico complessivo (inclusi disponibilità degli impianti e di vapore) corrispondenti a 6.350-6.400 h/anno. L'aumento di produzione da 5,6 a ~ 6 TWh/a corrisponderebbe ad un incremento medio annuo nel triennio del 2,5 % circa.

- **Previsioni al 2020**
 - **Potenza installata: 1.080 MWe** ⁸
 - **Elettricità prodotta: 6,9 TWh/a** ⁹
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.310 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 4.140 kTonn/a**
- **Previsioni al 2025**
 - **Potenza installata: 1.250 MWe** ¹⁰
 - **Elettricità prodotta: 8,0 TWh/a** ¹¹
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.520 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 4.800 kTonn/a**
- **Previsioni al 2030**
 - **Potenza installata: 1.500 MWe** ¹²
 - **Elettricità prodotta: 9,4 TWh/a** ¹³
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.790 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 5.700 kTonn/a.**

⁸ Si suppone che entro il 2020 la capacità totale della Toscana possa giungere a circa 1020 MWe (di cui 980 entro gli attuali campi in esercizio ed alla periferia di essi, e 40 in nuove sperate aree produttive). Si suppone inoltre che in altre Regioni d'Italia possano essere installati ~60 MWe, portando a 1.080 MWe la capacità complessiva del 2020. L'incremento medio annuo della potenza installata che ne risulta nel quinquennio 2016-2020 sarebbe di ~ 2,8 %. Per quanto riguarda gli impianti di produzione, si ritiene che tutti (o quasi tutti) i gruppi saranno entro il 2020 del tipo a condensazione, o a scarico libero, o a ciclo binario, essendo assai improbabile che possano essere giunti a maturazione commerciale entro quell'anno gruppi alimentati da *sistemi non convenzionali* come definiti nel paragrafo 2.4) di questo studio. Nella migliore delle ipotesi, tuttavia, se qualcuno di quei sistemi sarà stato sufficientemente sperimentato in altri Paesi del mondo, e la sperimentazione fosse stata avviata anche in Italia, la capacità installata del o dei gruppi alimentati con la nuova tecnologia, difficilmente potrà superare i 5÷10 MWe.

⁹ Per la suddetta potenza totale installata di 1080 MWe si suppone un carico complessivo (disponibilità di impianto e di fluido di alimentazione inclusi) corrispondenti a 6.350÷6.400 h/anno. L'aumento di produzione nel quinquennio in esame (da 6 a 6,9 TWh/a) corrisponde ad un incremento medio annuo di ~ 2,8 %.

¹⁰ Si suppone che entro il 2025 la potenza complessiva dei campi in esercizio attuali della Toscana e delle aree ad essi immediatamente periferiche potrà essere non più di 1.050 MWe. Si ipotizza però anche che entro il 2025 si possano installare in aree esterne a quelle suddette, sia della Toscana che di altre Regioni d'Italia, almeno 200 MWe portando così il totale nazionale a 1.250 MWe circa. L'incremento medio annuo della potenza risulterebbe allora di ~ 3%. Quanto alla tipologia degli impianti, si pensa che oltre il 95% dei suddetti 1.250 MWe saranno ancora di tipo convenzionale, ma non si esclude che possano entrare in funzione entro il 2025 anche i primi gruppi commerciali alimentati da *sistemi geotermici non convenzionali*. In questo caso, si può prevedere per essi una capacità complessiva massima di ~ 50 MWe.

¹¹ Con un carico medio totale (disponibilità dei gruppi e di fluido di alimentazione inclusi) corrispondente a 6.400 h/anno, la produzione stimata nel 2025 dei suddetti 1.250 MWe sarebbe di 8 TWh, con un incremento medio annuo di ~3%.

¹² Si ipotizza che entro il 2030 la capacità complessiva dei campi in esercizio attuali della Toscana e della fascia ad essi contermini (con una intensiva attività di ravvenamento del serbatoi mediante iniezione di reflui e di acque esterne per frenare il naturale declino di portata dei pozzi, con operazioni di ingegneria del serbatoio per aumentare la produttività dei pozzi profondi, e con lo sperato reperimento di altro fluido) possa giungere a 1.100 MWe. Si suppone perciò che altri 400 MWe possano essere installati per il 2030 in aree esterne a quelle sopra dette della Toscana, nonché in altre Regioni.

Il totale nazionale di ~1.500 MWe include un 85-90 % di gruppi del tipo convenzionale, ed un 10÷15 % di gruppi di potenza alimentati da *sistemi geotermici non convenzionali* per complessivi 150÷200 MWe. L'incremento medio della potenza nel quinquennio 2026-2030 sarebbe allora di ~ 3,8%/anno.

¹³ Per i suddetti 1.500 MWe si considera un carico complessivo medio (inclusi disponibilità di impianto e disponibilità di fluido di alimentazione) di 6.300÷6.350 h/anno. Confrontando i 9,4 TWh/a del 2030 con gli 8 TWh/a del 2025, si ottiene un incremento medio annuo nel quinquennio di ~ 3,3 %.

Usi diretti (tutti, incluse pompe di calore)

- *Potenza installata: valori in MWt, approssimati alla diecina fino al 2020 ed al centinaio dal 2025 al 2030;*
- *Calore prodotto: valori in TJ/a approssimati alle diecine fino al 2020 ed al centinaio dal 2025 al 2030;*
- *Petrolio equivalente: valori in kTEP/a approssimati alla diecina;*
- *CO₂ evitata: valori in kTonn/a approssimati alla diecina.*

- **Situazione al 2010** (come da analisi fatta nel Cap. 3 dello studio)

- **Potenza installata: 1.000 MWt**
- **Calore prodotto: 12.600 TJ/a**
- **Olio combustibile risparmiato: 300 kTEP/a**¹⁴
- **CO₂ evitata: 800 kTonn/a**¹⁵

- **Previsioni al 2012**

- **Potenza installata: 1.190 MWt**¹⁶
- **Calore prodotto: 14.430 TJ/a**¹⁷
- **Olio combustibile risparmiato: 340 kTEP/a**
- **CO₂ evitata: 910 kTonn/a**

- **Previsioni al 2015**

- **Potenza installata: 1.560 MWt**¹⁸
- **Calore prodotto: 17.930 TJ/a**¹⁹
- **Olio combustibile risparmiato: 430 kTEP/a**
- **CO₂ evitata: 1.120 kTonn/a**

- **Previsioni al 2020**

- **Potenza installata: 2.510 MWt**²⁰
- **Calore prodotto: 26.380 TJ/a**²¹
- **Olio combustibile risparmiato: 630 kTEP/a**
- **CO₂ evitata: 1.640 kTonn/a**

- **Previsioni al 2025**

- **Potenza installata: 4.200 MWt**²²
- **Calore prodotto: 40.500 TJ/a**²³
- **Olio combustibile risparmiato: 970 kTEP/a**
- **CO₂ evitata: 2.520 kTonn/a**

- **Previsioni al 2030**

- **Potenza installata: 7.400 MWt**²⁴
- **Calore prodotto: 65.200 TJ/a**²⁵
- **Olio combustibile risparmiato: 1.560 kTEP/a**
- **CO₂ evitata: 4.060 kTonn/a**

¹⁴ L'equivalenza di energia applicata è 1 TJ ≈ 24 TEP (1000 TJ ≈ 24 kTEP), con arrotondamenti sul dato finale.

¹⁵ La CO₂ disciolta nelle acque calde utilizzate per usi diretti (0÷10 g/kWt) è trascurabile rispetto a quella della fonte sostituita, considerata sempre il gas naturale con contenuto di CO₂ = 300 g/kWt per 3500 ore/anno di funzionamento.

¹⁶ Incremento medio della potenza installata nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 9 % /anno.

¹⁷ Incremento medio del calore prodotto nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 7 % /anno.

¹⁸ Incremento medio della potenza installata nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 9,5 %/anno.

¹⁹ Incremento medio del calore prodotto nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 7,5 %/ anno.

²⁰ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 10 % /anno.

²¹ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 8 % / anno.

²² Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 11 % /anno.

²³ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 9 % / anno.

²⁴ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2026-2030 rispetto al 2025: 12 % /anno.

²⁵ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2026-2030 rispetto al 2025: 10 %/ anno.

Pompe di calore geotermiche

- *Potenza installata: valori in MWt approssimati alle decine fino al 2020 ed alle centinaia dal 2021 al 2030;*
- *Calore prodotto: valori in TJ/a approssimati alle decine fino al 2020 ed alle centinaia dal 2021 al 2030;*
- *Petrolio equivalente: valori in kTEP/a approssimati sempre alle decine;*
- *CO₂ evitata: valori in kTonn/a approssimati sempre alle decine.*

- **Situazione al 2010** (come da analisi fatta nel Cap. 3 dello studio)
 - **Potenza installata:500 MWt**
 - **Calore prodotto: 1.700 TJ/a**
 - **Olio combustibile risparmiato: 40 kTEP/a** ²⁶
 - **CO₂ evitata: 100 kTonn/a** ²⁷

- **Previsioni al 2012**
 - **Potenza installata: 600 MWt** ²⁸
 - **Calore prodotto: 1.980 TJ/a** ²⁹
 - **Olio combustibile risparmiato: 50 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 130 kTonn/a**

- **Previsioni al 2015**
 - **Potenza installata: 810 MWt** ³⁰
 - **Calore prodotto: 2.530 TJ/a** ³¹
 - **Olio combustibile risparmiato: 60 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 160 kTonn/a**

- **Previsioni al 2020**
 - **Potenza installata: 1.360 MWt** ³²
 - **Calore prodotto: 3.890 TJ/a** ³³
 - **Olio combustibile risparmiato: 90 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 240 kTonn/a**

- **Previsioni al 2025**
 - **Potenza installata: 2.300 MWt** ³⁴
 - **Calore prodotto: 6.300 TJ/a** ³⁵
 - **Olio combustibile risparmiato: 150 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 390 kTonn/a**

- **Previsioni al 2030**
 - **Potenza installata: 4.000 MWt** ³⁶
 - **Calore prodotto:..... 10.600 TJ/a** ³⁷
 - **Olio combustibile risparmiato: 250 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 650 kTonn/a**

²⁶ L'equivalenza di energia applicata è 1 TJ = 24 TEP (1000 TJ = 24 kTEP), con arrotondamenti sul dato equivalente.

²⁷ Si assume che la CO₂ contenuta nelle acque calde ottenute con pompe di calore geotermiche sia nulla e che la fonte di energia sostituita sia sempre il gas naturale con contenuto di CO₂ = 300 g/kWt per 3500 ore/anno di funzionamento.

²⁸ Incremento medio della potenza installata nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 10 % / anno

²⁹ Incremento medio del calore prodotto nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 8 % / anno

³⁰ Incremento medio della potenza installata nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 10,5 % / anno

³¹ Incremento medio del calore prodotto nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 8,5 % / anno

³² Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 11 % / anno

³³ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 9 % / anno

³⁴ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 11 % / anno

³⁵ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 10 % / anno.

³⁶ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2026-2030 rispetto al 2025: 11,5 % / anno

³⁷ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 11 % / anno.

SCENARIO II

Energia elettrica

(Approssimazioni come nello stesso paragrafo di questa Appendice B per lo Scenario I)

- **Situazione al 2010** (come da analisi fatta nel Cap. 3 dello studio)

- Potenza installata: 882,5 MWe
- Elettricità prodotta: 5,343 TWh/a ³⁸
- Olio combustibile risparmiato: 1.020 kTEP/a ³⁹
- CO₂ evitata: 3.200 kTonn/a ⁴⁰

- **Previsioni al 2012**

- Potenza installata: 882,5 MWe ⁴¹
- Elettricità prodotta: 5,6 TWh/a ⁴²
- Olio combustibile risparmiato: 1.070 kTEP/a
- CO₂ evitata: 3.360 kTonn/a

- **Previsioni al 2015**

- Potenza installata: 950 MWe ⁴³
- Elettricità prodotta: 6,1 TWh/a ⁴⁴
- Olio combustibile risparmiato: 1.160 kTEP/a
- CO₂ evitata: 3.660 kTonn/a

³⁸ Come nota 1 a pag. B/1 di questa Appendice.

³⁹ Come nota 2 a pag. B/1 di questa Appendice B.

⁴⁰ Come nota 3 a pag. B/1 di questa Appendice B.

⁴¹ Come nota 4 a pag. B/1 di questa Appendice B.

⁴² Siccome la capacità installata resterà quella del 2010 (882,5 MWe), la possibilità di incrementare leggermente nel 2012 la produzione al 2010 dipende solo da circostanze favorevoli quali: manutenzione straordinaria degli impianti non necessaria e (soprattutto) reperimento di nuovo vapore in quantità sufficienti a compensare il declino di portata dei pozzi. In questo caso, si potrebbe passare dai 5,34 TWh/a del 2010 a circa 5,6 TWh/a del 2012; per cui il tasso annuale medio di incremento della produzione rispetto al 2010 potrebbe essere, al max., del 2,5 % circa.

⁴³ Si suppone (come già detto nella nota del 2015 per lo Scenario I) che nel triennio 2013-2015 possano essere costruiti due nuovi gruppi da 20 MWe/cad previsti dall'Enel nei campi in esercizio della Toscana, e si ipotizza inoltre che fuori di tali campi possano essere installati in nuove aree produttive della Toscana e di altre Regioni d'Italia altri gruppi per complessivi 25÷30 MWe. La potenza totale installata passerebbe quindi da 882,5 (tutti in Toscana) a ~950 MWe, di cui 935-940 MWe in Toscana e 10-15 MWe in altre Regioni d'Italia) con un incremento medio annuo nel triennio di ~2,5%. Per la tipologia degli impianti si pensa che tutti i 950 MWe indicati saranno del tipo convenzionale, essendo difficile pensare, anche nel caso ottimistico dello Scenario II, alla possibilità di vedere installati entro il 2015 uno-due gruppi pilota alimentati da qualcuno dei *sistemi geotermici non convenzionali* descritti nel paragrafo 2.4) di questo studio.

⁴⁴ Si ipotizza che i suddetti 950 MWe possano funzionare con un carico complessivo (incluse disponibilità degli impianti e disponibilità di vapore) corrispondente a ~ 6.400 h/anno. L'aumento di produzione da 5,6 a 6,1 TWh/a darebbe quindi luogo ad un incremento medio nel triennio di ~ 2,8 %/anno.

- **Previsioni al 2020**
 - **Potenza installata: 1.150 MWe** ⁴⁵
 - **Elettricità prodotta: 7,3 TWh/a** ⁴⁶
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.390 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 4.380 kTonn/a**
- **Previsioni al 2025**
 - **Potenza installata: 1.500 MWe** ⁴⁷
 - **Elettricità prodotta: 9,5 TWh/a** ⁴⁸
 - **Olio combustibile risparmiato: 1.790 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 5.640 kTonn/a**
- **Previsioni al 2030**
 - **Potenza installata: 2.000 MWe** ⁴⁹
 - **Elettricità prodotta: 12,0 TWh/a** ⁵⁰
 - **Olio combustibile risparmiato: 2.280 kTEP/a**
 - **CO₂ evitata: 7.200 kTonn/a**

⁴⁵ Si fa l'ipotesi che al 2020 la potenza totale della Toscana possa giungere a circa 1.050 MWe (di cui 1000 nei campi attuali oggi in esercizio ed alla loro periferia, e 50 in nuove sperate aree produttive), e si suppone inoltre che in varie zone di altre Regioni d'Italia possano essere installati impianti per complessivi 100 MWe. Il tasso di incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2016-2020 risulterebbe allora del 3,9 % /anno circa.

Quanto alla tipologia degli impianti, si pensa che oltre il 95% dei gruppi installati in Italia nel 2020 saranno ancora di tecnologia consolidata (a condensazione, a scarico libero, ed a ciclo binario). La possibilità infatti che siano giunti per quel tempo a maturazione commerciale gruppi di potenza alimentati da *sistemi geotermici non convenzionali* è modesta. Ad ogni modo, se entro i prossimi anni qualcuno di quei sistemi sarà stato a sufficienza sperimentato, e la sperimentazione fosse stata avviata anche in Italia, si potrebbero avere pure nel nostro Paese i primi gruppi da essi alimentati, ma per una potenza complessiva difficilmente superiore a 40÷50 MWe.

⁴⁶ Supponendo per la suddetta potenza di 1.150 MWe un carico complessivo (disponibilità degli impianti e di fluido incluse) corrispondente a 6.350÷6.400 h/anno, l'aumento di produzione nel quinquennio in esame (da 6,1 a 7,3 TWh/a) darebbe luogo ad un incremento medio annuo di ~ 3,7 %.

⁴⁷ Si ipotizza che per il 2025 la potenza complessiva dei campi attualmente in esercizio della Toscana e delle aree ad essi contermini possa essere di 1.100-1.150 MWe; per cui in aree della Toscana diverse dalle precedenti e di altre Regioni d'Italia dovrebbero essere installati impianti per 350÷400 MWe portando il totale nazionale da 1.150 a 1.500 MWe. Ne risulterebbe allora un incremento medio della potenza installata nel quinquennio di ~5,4 %/anno.

Per la tipologia degli impianti, si pensa che circa il 90% dei suddetti 1.500 MWe saranno costituiti da gruppi a tecnologia

consolidata, con il resto (~ 150 MWe) alimentato da alcuni dei *sistemi non convenzionali*. Di questi, 100 MWe circa potrebbero essere in Toscana, e circa 50 MWe in altre Regioni d'Italia.

⁴⁸ Ipotizzando per la suddetta potenza installata di 1.500 MWe un carico complessivo (disponibilità degli impianti e di fluido incluse) corrispondente a 6.250÷6.300 ore/anno, si otterrebbe un aumento di produzione nel quinquennio 202-2025 da 7,3 a 9,5 TWh/a circa, con un tasso di incremento medio annuo del 5,3 %.

⁴⁹ Si suppone che la potenza complessiva dei campi ora in esercizio, più quella installabile nelle aree ad essi circostanti ed in altre aree della Toscana possa giungere a 1.500 MWe, inclusi ~1.200 MWe alimentati da sistemi idrotermali e ~300 MWe alimentati da impianti di nuova tecnologia in aree con *sistemi geotermici non convenzionali*. Si ipotizza inoltre che in altre Regioni fuori della Toscana possano essere installati altri 500 MWe complessivi, portando il totale nazionale a circa 2000 MWe. Ne risulterebbe allora un incremento medio della potenza totale installata al 2030 di circa 5,9 %/anno.

Quanto alla tipologia degli impianti, si stima che almeno 1.500 dei suddetti 2.000 MWe siano ancora costituiti da gruppi a tecnologia consolidata: ~1200 in Toscana e ~300 MWe in altre Regioni. Pertanto, pensando che possano essere giunti nel frattempo a maturazione commerciale i *sistemi geotermici non convenzionali*, essi dovrebbero alimentare i restanti 500 MWe, di cui ~ 250 nella sola Toscana e ~ 250 in altre 4-5 Regioni d'Italia.

⁵⁰ Per 1500 dei 2000 MWe sopra detti si può considerare un carico medio annuo complessivo di 6.350 ore/anno; mentre invece per i restanti 500 MWe (alimentati da *sistemi non convenzionali* di cui non si conosce ancora il comportamento nel tempo) bisogna ipotizzare un carico medio complessivo (disponibilità degli impianti più disponibilità di fluido) di ~5.000 ore/anno. Con queste ipotesi, l'aumento di produzione da 9,4 TWh/a nel 2025 a 12 TWh/a nel 2030 avverrebbe con un tasso di incremento medio annuo del 5,1 %.

Usi diretti (tutti, incluse pompe di calore)**(Approssimazioni come nello stesso paragrafo di questa Appendice B per lo Scenario I)**• **Situazione al 2010** (come da analisi fatta nel Cap. 3 dello studio)

- Potenza installata: 1.000 MWt
- Calore prodotto:..... 12.600 TJ/a
- Olio combustibile risparmiato:.... 300 kTEP/a
- CO₂ evitata:..... 800 kTonn/a

• **Previsioni al 2012**

- Potenza installata:..... 1.210 MWt ⁵¹
- Calore prodotto:..... 14.700 TJ/a ⁵²
- Olio combustibile risparmiato: 350 kTEP/a
- CO₂ evitata: 910 kTonn/a

• **Previsioni al 2015**

- Potenza installata:..... 1.630 MWt ⁵³
- Calore prodotto:..... 19.040 TJ/a ⁵⁴
- Olio combustibile risparmiato: 460 kTEP/a
- CO₂ evitata: 1.200 kTonn/a

• **Previsioni al 2020**

- Potenza installata:..... 2.750 MWt ⁵⁵
- Calore prodotto: 30.660 TJ/a ⁵⁶
- Olio combustibile risparmiato: 740 kTEP/a
- CO₂ evitata: 1.920 kTonn/a

• **Previsioni al 2025**

- Potenza installata: 4.800 MWt ⁵⁷
- Calore prodotto:51.700 TJ/a ⁵⁸
- Olio combustibile risparmiato: 1.240 kTEP/a
- CO₂ evitata: 3.220 kTonn/a

• **Previsioni al 2030**

- Capacità installata:..... 8.800 MWt ⁵⁹
- Potenza prodotto:.....90.000 TJ/a ⁶⁰
- Olio combustibile risparmiato: 2.160 kTEP/a
- CO₂ evitata: 5.620 kTonn/a.

⁵¹ Incremento medio della potenza installata nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 10 % /anno

⁵² Incremento medio del calore prodotto nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 8 % /anno

⁵³ Incremento medio della potenza installata nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 10,5 %/anno

⁵⁴ Incremento medio del calore prodotto nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 9 % /anno

⁵⁵ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 11 %/anno

⁵⁶ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 10 %/anno

⁵⁷ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 12 %/anno

⁵⁸ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 11 % /anno

⁵⁹ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2026-2030 rispetto al 2025: 13 %/anno

⁶⁰ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2026-2030 rispetto al 2025: 11,7 % /anno.

Pompe di calore geotermiche (come da analisi fatta nel Cap. 3 dello studio)
(Approssimazioni come nello stesso paragrafo di questa Appendice B per lo Scenario I)

- **Situazione al 2010**
 - Potenza installata: 500 MWt
 - Calore prodotto: 1.700 TJ/a
 - Olio combustibile risparmiato: ... 40 kTEP/a ⁶¹
 - CO₂ evitata: 100 kTonn/a ⁶²
- **Previsioni al 2012**
 - Potenza installata: 620 MWt ⁶³
 - Calore prodotto:..... 2.060 TJ/a ⁶⁴
 - Olio combustibile risparmiato: 50 kTEP/a
 - CO₂ evitata: 130 kTonn/a
- **Previsioni al 2015**
 - Potenza installata: 860 MWt ⁶⁵
 - Calore prodotto: 2780 TJ/a ⁶⁶
 - Olio combustibile risparmiato: 70 kTEP/a
 - CO₂ evitata: 180 kTonn/a
- **Previsioni al 2020**
 - Potenza installata: 1.520 MWt ⁶⁷
 - Calore prodotto: 4.680 TJ/a ⁶⁸
 - Olio combustibile risparmiato: 110 kTEP/a
 - CO₂ evitata: 290 kTonn/a
- **Previsioni al 2025**
 - Potenza installata: 2.700 MWt ⁶⁹
 - Calore prodotto:8.200 TJ/a ⁷⁰
 - Olio combustibile risparmiato: 200 kTEP/a
 - CO₂ evitata: 520 kTonn/a
- **Previsioni al 2030**
 - Potenza installata:..... 5.000 MWt ⁷¹
 - Calore prodotto: 15.000 TJ/a ⁷²
 - Olio combustibile risparmiato: 360 kTEP/a
 - CO₂ evitata: 940 kTonn/a

⁶¹ Come nota 26 a pag.B/4 di questa Appendice.

⁶² Come nota 27 a pag. B/4 di questa Appendice.

⁶³ Incremento medio della potenza installata nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 11 % / anno

⁶⁴ Incremento medio del calore prodotto nel biennio 2011-2012 rispetto al 2010: 10 % / anno

⁶⁵ Incremento medio della potenza installata nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 11,5 % / anno

⁶⁶ Incremento medio del calore prodotto nel triennio 2013-2015 rispetto al 2012: 10,5 % / anno

⁶⁷ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 12 % / anno

⁶⁸ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2016-2020 rispetto al 2015: 11 % / anno

⁶⁹ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 12,5 %/anno

⁷⁰ Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 12 % / anno

⁷¹ Incremento medio della potenza installata nel quinquennio 2026-2030 rispetto al 2025: 13 % / anno

⁷² Incremento medio del calore prodotto nel quinquennio 2021-2025 rispetto al 2020: 12,8 % / anno.