

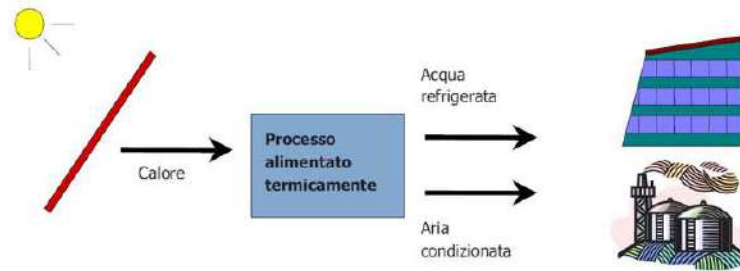
collaborino attivamente e sinergicamente per il raggiungimento di questo obiettivo (Fig. 4.17).

Per quanto riguarda le applicazioni di semplice Solar Heating, i principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- lo sviluppo di nuovi materiali ad alte prestazioni, anche in termini di durata, in particolare per i rivestimenti delle piastre assorbenti e per le coperture vetrate, e di nuove tecniche costruttive per ridurre i costi di fabbricazione dei collettori, in particolare di quelli ad alta efficienza e con ottiche a concentrazione;
- lo sviluppo, anche attraverso quanto riportato al punto precedente, di sistemi a costo contenuto in grado di colmare l'attuale gap tecnologico per applicazioni a media temperatura, tra i 100 °C e i 250 °C;
- lo sviluppo di soluzioni standardizzate e pre-ingegnerizzate per applicazioni di media e grande taglia, per favorirne l'implementazione a costi contenuti;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo compatti, efficienti e a basso costo (v. anche Fig. 4.4);
- lo sviluppo di nuove soluzioni per favorire l'integrazione dei collettori negli involucri edilizi.

Per quanto riguarda invece il Solar Cooling, le principali sfide tecnologiche, con orizzonte 2020-2030, sono le seguenti:

- migliorare le prestazioni delle macchine frigorifere ad attivazione termica e dei sistemi di deumidificazione "desiccant cooling" e quindi dell'intero sistema (COP elettrici > 10-12);
- lo sviluppo di soluzioni standardizzate e pre-ingegnerizzate, per favorire l'implementazione degli interventi a costi contenuti;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo compatti, efficienti e a basso costo (v. anche Fig. 4.4);
- lo studio delle opportunità di integrazione e ibridazione delle tecnologie per il Solar Cooling con quelle convenzionali e con i sistemi fotovoltaici (ad esempio: utilizzo del calore fornito da collettori ibridi termico-fotovoltaici a concentrazione per l'alimentazione di macchine frigorifere ad adsorbimento, etc.).



Principali tecnologie:

- ✓ sistemi a ciclo chiuso: chiller ad assorbimento/adsorbimento
- ✓ sistemi a ciclo aperto: trattamento diretto dell'aria (raffreddamento e deumidificazione) in impianti di condizionamento con essiccanti (DEC solidi o liquidi)

<i>Macchina frigorifera o processo ad azionamento termico</i>	<i>Temperatura minima del fluido in uscita dal collettore solare (°C)</i>	<i>Superficie indicativa del campo solare per unità di potenza frigorifera installata (m²/kW)</i>	<i>Coefficiente di Effetto Utile (COP) della macchina</i>	<i>Costi indicativi dell'impianto (€/kW)</i>
<i>Adsorbimento</i>	55	2,5	0,50	5000
<i>Essiccante liquido</i>	65	4,5	0,70	4000
<i>Essiccante solido</i>	80	0,5	0,50	3000
<i>Assorbitore H₂O-LiBr a singolo effetto</i>	80	4,0	0,70	3000
<i>Assorbitore H₂O-LiBr a doppio effetto</i>	130	2,0	1,30	3000

Fig. 4.15. Principio di funzionamento dei sistemi di Solar Cooling e parametri tipici di prestazione e costo.

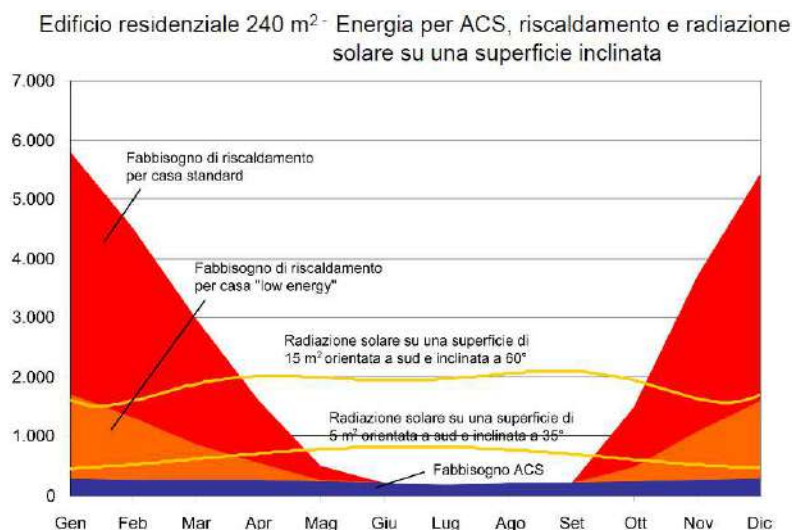


Fig. 4.16. Esempio di utilizzo di sistemi di Solar Heating and Cooling su base annuale (fonte: www.ambienteitalia.it).

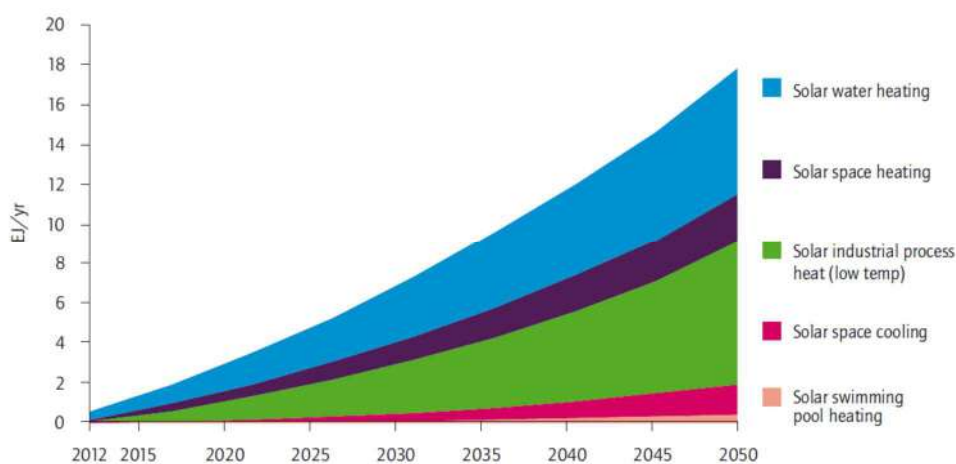


Fig. 4.17. Previsioni di crescita del solare termico a livello mondiale (fonte: www.iea.org).

Il contesto regionale

La superficie complessivamente installata in Campania è stimabile pari a circa 70.000 m², valore consistente con i dati di produzione di energia termica da fonte solare disponibili nelle statistiche del GSE (circa 5 ktep per il 2015, 4 ktep per il 2014; tali valori risultano in leggera flessione, evidentemente per motivi soprattutto climatici, rispetto ai dati 2013 e soprattutto 2012, 7 ktep). La produzione corrisponde a meno dell'1% dei consumi finali termici da fonte rinnovabile, coperti principalmente da biomasse (83%), fonte aerotermica mediante pompe di calore (13%) e geotermia (2%).

La Campania occupa appena il 13° posto tra le regioni Italiane in termini di produzione di energia termica da fonte solare, con un contributo pari al 2,2% del valore nazionale.

Previsioni di sviluppo

Come per il settore fotovoltaico, di qui al 2020, in assenza di nuovi, specifici strumenti di supporto da parte della Regione, non è possibile prevedere significativi incrementi nella produzione di energia termica da fonte solare. Non a caso, tra il 2012 e il 2014, in base ai dati del GSE, l'apporto di questa tecnologia, in Campania, risulta in leggera diminuzione, e ciò nonostante siano presenti a livello nazionale dei meccanismi di incentivazione potenzialmente efficaci, quali il conto energia termico.

Per incrementare la produzione di energia termica da fonte solare, la Regione dovrà evidentemente mettere in campo opportune forme di supporto, inclusi bandi ad hoc per ASI, PMI, Enti Pubblici, scuole, Università, etc.; da questo punto di vista, appare interessante la possibilità di cumulare gli incentivi del cosiddetto "conto termico 2.0 con altri incentivi pubblici, purché di provenienza diversa da quella statale: per soggetti pubblici, tale cumulabilità arriva fino al 100% dei costi riconosciuti.

Un obiettivo realistico potrebbe essere rappresentato dall'installazione, tra il 2017 e il 2020, di almeno 20.000 m² di nuova superficie captante, corrispondente, al 2020, a un incremento della produzione termica di circa 1,7 ktep.

4.3. Energia idroelettrica ("small e mini-hydro")

Con "produzione idroelettrica" si definisce la generazione di energia alternativa e rinnovabile, derivante dalla trasformazione dell'energia potenziale di una massa idrica in caduta da una certa quota altimetrica in energia cinetica poi convertita in energia meccanica, mediante dispositivi quali turbine (ad azione: *Pelton*; a reazione: *Francis*, *Kaplan*; ad azione/reazione: *Banki-Michell* o *Ossberger*) o pompe a funzionamento inverso (*Pumps As Turbines PATs*) azionanti generatori elettrici.

Gli impianti idroelettrici sono categorizzati in funzione della Potenza P producibile, distinguendo sistemi di piccolo-idroelettrico (o a piccola scala) da sistemi idroelettrici a vasta scala.

Specificamente con l'accezione "piccolo-idroelettrico" (o *small-hydro*) si indicano impianti idroelettrici di piccola taglia che possono essere:

- *ad acqua fluente* (categoria maggiormente diffusa per il piccolo-idroelettrico) posizionati su corsi d'acqua senza bacini di invaso oppure con bacini di limitata capacità e durate d'invaso non superiori a 2 ore;

- *a bacino* se usufruenti di invasi idrici di limitata capacità con durate di invaso da 2 a 400 ore.

Sistemi di piccolo-idroelettrico sono caratterizzati da limitate potenze prodotte, generabili in presenza di ridotti salti idraulici (relativi, ad esempio, a percorsi idrici come rivi di limitata estensione) e/o a limitate portate defluenti (ad esempio per sistemi acquedottistici in pressione in ambito urbano).

Gli impianti *small-hydro* individuano una categoria di fonte energetica sostenibile certamente competitiva, in quanto in grado di coniugare l'interessante flessibilità operativa, dettata dalle limitate potenze gestite, con la sostenibilità ambientale di riutilizzo della risorsa idrica, a fronte di costi di investimento, realizzazione e gestione sicuramente inferiori di quanto necessario in caso di sistemi a vasta scala.

In particolare, dal punto di vista gestionale, concessioni di impianti a piccola scala possono essere assegnate anche ad utilities di piccole-medie dimensioni o ad enti locali e medie imprese, a cui è affidata la gestione di traverse fluviali o di bacini di limitata estensione per uso idroelettrico. Dal punto di vista procedurale, l'iter autorizzativo risulta certamente meno articolato di quanto necessario per impianti ad ampia scala, seppur comunque lungo e tortuoso^[1] e pertanto tale da comportare un articolato iter burocratico ed amministrativo per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie. La tempistica di costruzione risulta quindi relativamente limitata, permettendo, inoltre, la migliore integrazione con i sistemi produttivi esistenti (ad esempio in caso di auto-consumo da parte di operatori industriali) e minori problematiche correlate alla immissione nella grid elettrica.

Nonostante tali peculiarità, in Italia, diversamente da quanto avviene per gli impianti idroelettrici a grande scala, che saturano quasi completamente la risorsa idrica potenziale, l'applicazione del piccolo-idroelettrico risulta limitata ad una ridotta aliquota del potenziale esprimibile, presentando, quindi, interessanti margini di sviluppo operativo. Possono essere, in particolar modo, annoverati quali potenziali sistemi per produzione idroelettrica in piccola scala, corsi idrici non ancora utilizzati ai fini idroelettrici e sistemi acquedottistici in pressione, caratterizzati da livelli piezometrici fortemente più elevati di quelli necessari per il corretto soddisfacimento del livello di servizio richiesto. In tal senso, il recupero energetico in reti di distribuzione idrica, ad esempio mediante PATs, può comportare il duplice vantaggio di ridurre le pressioni in eccesso in rete, con conseguente limitazione delle perdite idriche da queste generate, e di produrre energia idroelettrica in piccola scala.

Il ridotto sviluppo di sistemi *small-hydro* su corsi idrici può essere, invece, attribuibile alle difficoltà di definizione sul mercato di soluzioni standardizzate, essendo le tecnologie richieste specificamente dipendenti dalle configurazioni di sito. Allo stesso tempo, tale limitato sfruttamento di risorsa potenziale è imputabile alle problematiche connesse al rispetto dei vincoli di fattibilità ambientale, da valutare mediante l'analisi delle alterazioni estetiche, paesaggistiche e di interazione con gli ecosistemi presenti (ad es. stima del *Deflusso Minimo Vitale*).

A livello internazionale, il criterio di classificazione degli impianti idroelettrici, in funzione della capacità produttiva, non risulta rigorosamente normato. Si può, pertanto, ritenere valida la classificazione considerata dall'ESHA (*European Small Hydropower Association*) che definisce una soglia di potenza prodotta di 10 MW come limite superiore per l'individuazione di impianti appartenenti alla categoria di piccolo-idroelettrico^[2]. Tale soglia risulta, allo stesso tempo, suscettibile di variazioni, in funzione del contesto socio-economico in cui si opera; ad esempio in nazioni quali Stati Uniti e Canada, caratterizzate da grandi impianti ed elevati consumi elettrici, il limite di individuazione di sistemi *small-hydro* è incrementato a 30 MW, mentre in Italia una classificazione alternativa prevede la definizione di un limite pari a 3 MW^[3] per l'individuazione di impianti di tipo *mini-hydro*. In funzione della Potenza Efficiente Netta P dell'impianto, si categorizzano quindi gli impianti di produzione idroelettrica secondo le classi riportate in Tab.1.

Impianto	Categoria	Potenza Efficace Netta P	Applicabilità
Piccolo - idroelettrico	Pico - Hydro	< 5kW	Edificazioni isolate
	Micro - Hydro	5 - 100 kW	Piccole comunità isolate
	Mini - Hydro	100 kW - 1 MW	Piccole aziende o piccoli agglomerati urbani
	Small - Hydro	1 - 10 MW	Piccole comunità con la possibilità di fornire energia a scala regionale
Idroelettrico	Medium - Hydro	10 - 100 MW	Centri urbani di media estensione
	Large - Hydro	> 100 MW	Centri urbani di grande estensione

Tab. 1. Classificazione impianti idroelettrici in funzione della Potenza prodotta

La taglia d'impianto è, pertanto, individuata in funzione della Potenza Efficace Netta P , ottenibile in kW, mediante la seguente espressione:

$$P = \eta \cdot 9.81 \cdot Q \cdot H \quad (1)$$

in cui η rappresenta il rendimento globale d'impianto, Q la portata volumetrica in m³/s ed H il salto idraulico, o caduta, espresso in m .

In base, invece, al salto idraulico H ed alla portata volumetrica Q , si distinguono le categorie di impianto idroelettrico riportate rispettivamente in Tab. 2 ed in Tab. 3.

Impianto	Salto Idraulico	Impianto	Portata
----------	-----------------	----------	---------

<i>H</i>		<i>Q</i>	
Bassa Caduta	< 50 m	Piccola Portata	10 m ³ /s
Media Caduta	50 – 250 m	Media Portata	10 – 100 m ³ /s
Alta Caduta	250 – 1000 m	Grande Portata	100 – 1000 m ³ /s
Altissima Caduta	> 1000 m	Grandissima Portata	> 1000 m ³ /s

Tab. 2. Categorie impianti idroelettrici

in funzione del Salto Idraulico *H*

Tab. 3. Categorie impianti idroelettrici

in funzione della Portata *Q*

Dalla classificazione in Tab. 1, si evince come non tutti gli impianti, annoverabili alla categoria di piccolo-idroelettrico, presentino simultaneamente bassi livelli di caduta *H* e di portata *Q*, essendo la taglia d'impianto valutata in funzione della potenza prodotta *P* e, pertanto, in funzione del prodotto di tali grandezze.

Il rapporto preliminare redatto dal Gestore Servizi Energetici GSE per l'anno 2015^[4] pone in evidenza come in Italia, in termini di generazione idroelettrica, la produzione nazionale complessiva risulti pressoché costante negli ultimi decenni, indicando per l'anno 2015 una produzione lorda pari a 43.902 GWh. Eseguendo un raffronto con la produzione idroelettrica del 2014, si registra, di contro, un decremento di circa il 12%, attribuibile alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli che hanno caratterizzato l'anno 2014, tali da consentire un incremento di produzione idroelettrica ampiamente superiore al trend medio generale degli ultimi due decenni (Fig. 4.18).

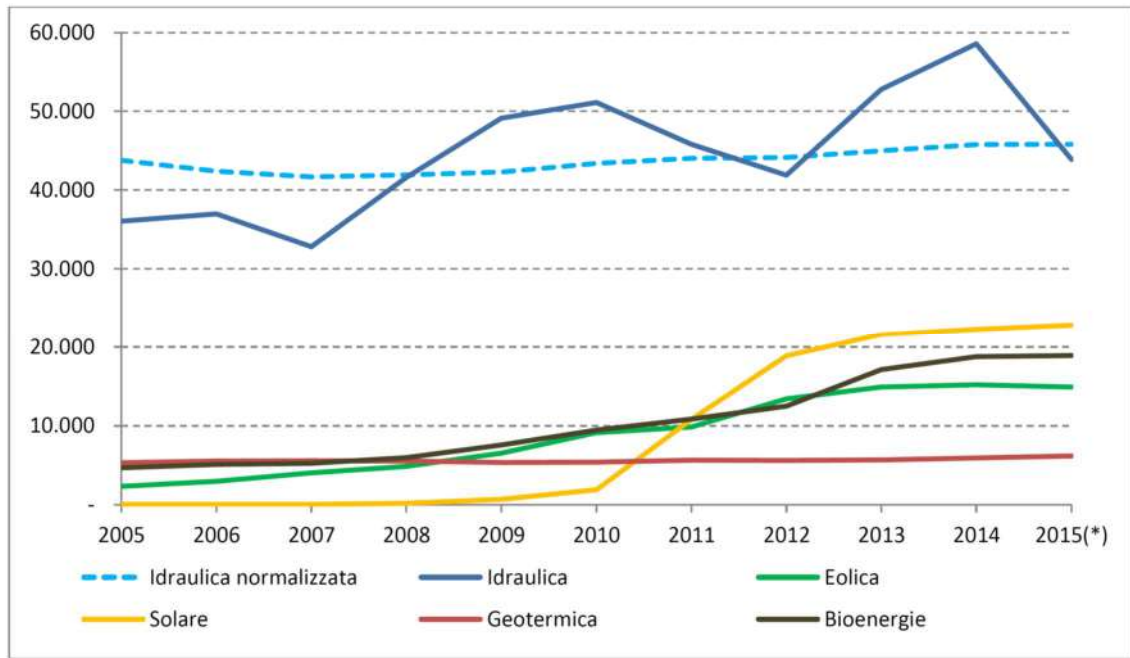


Fig. 4.18. Produzione lorda degli impianti di generazione di energia elettrica [4]

I suddetti risultati sono confermati da ulteriori studi di settore^[5] che, oltre ad evidenziare come l'apporto idroelettrico, a livello nazionale negli ultimi 20 anni, si attesti a valori pressoché costanti, esplicita come questo rappresenti la principale fonte energetica sostenibile, corrispondente a circa il 45% della produzione totale lorda di energia da fonti rinnovabili (Fig. 4.19).

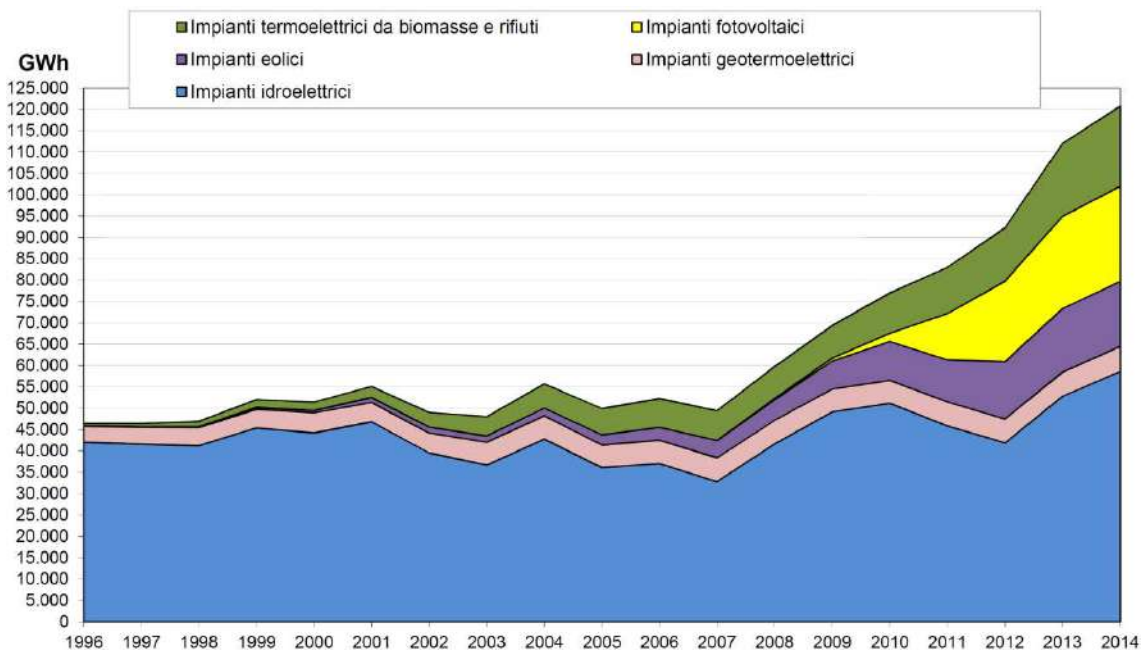


Fig. 4.19. Produzione lorda da fonti rinnovabili [5]

Inoltre, in termini di produzione energetica da sistemi idroelettrici a piccola scala all'anno 2009, nonostante non si usufruisca in maniera spinta del potenziale disponibile, in ambito europeo l'Italia rappresenta uno dei maggiori produttori di energia da impianti di piccolo-idroelettrico (Fig. 4.20) e, specificatamente da configurazioni *mini-hydro* (Fig. 4.21).

Analisi relative all'anno 2009^[6] quantificano la produzione da impianti di piccolo-idroelettrico e da impianti *mini-hydro* pari rispettivamente al 20% e 6% della produzione lorda di energia idroelettrica annua.

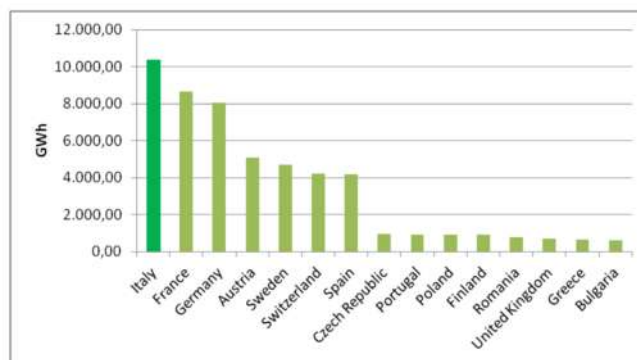


Fig. 4.20. Produzione lorda da impianti idroelettrici con Potenza fino a 10 MW – anno 2009 [6]

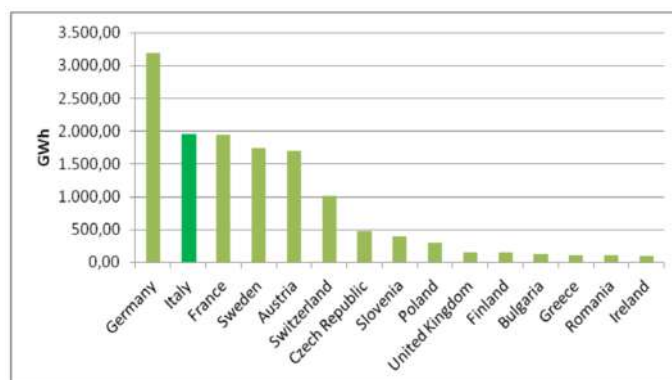


Fig. 4.21. Produzione lorda da impianti idroelettrici con Potenza fino a 1 MW – anno 2009 [6]

Eseguendo un raffronto con dati nazionali aggiornati al 2014^[7], si riscontra come l'apporto idroelettrico fornito da impianti di piccola scala risulti pressoché invariato (Fig. 4.22), individuando percentuali del 24% e 5% della produzione idroelettrica nazionale, rispettivamente per le due categorie di impianto sopracitate. Tale aspetto evidenzia, dunque, la limitata efficacia della politica di incentivazione attuata negli ultimi anni per la suddetta categoria di impianti a piccola scala.

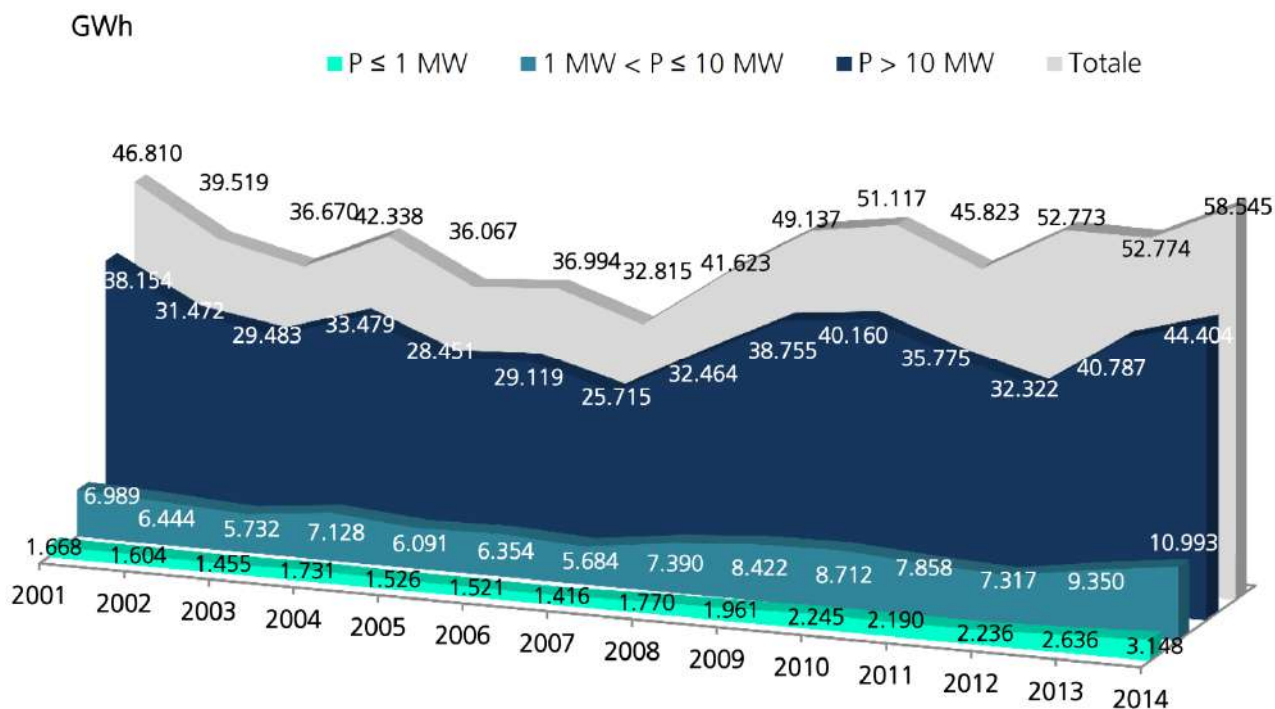


Fig. 4.22. Evoluzione della produzione idroelettrica in Italia per classi di potenza [7].

In ambito nazionale, la regione Campania fornisce un contributo limitato (673.3 GWh/anno), pari all'1.2% (Tab. 4 e Fig. 4.23), della produzione idroelettrica nazionale di 584'545 GWh/anno. Nel contempo, essa risulta, con la Calabria, la sola unità regionale del sud Italia ad erogare un apporto superiore all'1% della produzione idroelettrica nazionale.

Regione	Produzione Idroelettrica Anno 2014 [GWh]	[%]	Regione	Produzione Idroelettrica Anno 2014 [GWh]	[%]
Piemonte	8369.9	14.3%	Marche	608.4	1.0%
Valle d'Aosta	3431.0	5.9%	Lazio	1316.9	2.2%
Lombardia	13623.6	23.3%	Abruzzo	2094.9	3.6%
Trentino Alto Adige	13249.3	22.6%	Molise	240.7	0.4%
Veneto	5558.5	9.5%	Campania	673.3	1.2%
Friuli Venezia Giulia	2524.7	4.3%	Puglia	4.4	0.0%
Liguria	350.4	0.6%	Basilicata	314.5	0.5%
Emilia Romagna	1277.1	2.2%	Calabria	1521.0	2.6%
Toscana	1060.7	1.8%	Sicilia	146.4	0.3%
Umbria	1819.1	3.1%	Sardegna	360.5	0.6%

Tab. 4. Produzione idroelettrica regionale - anno 2014^[7]

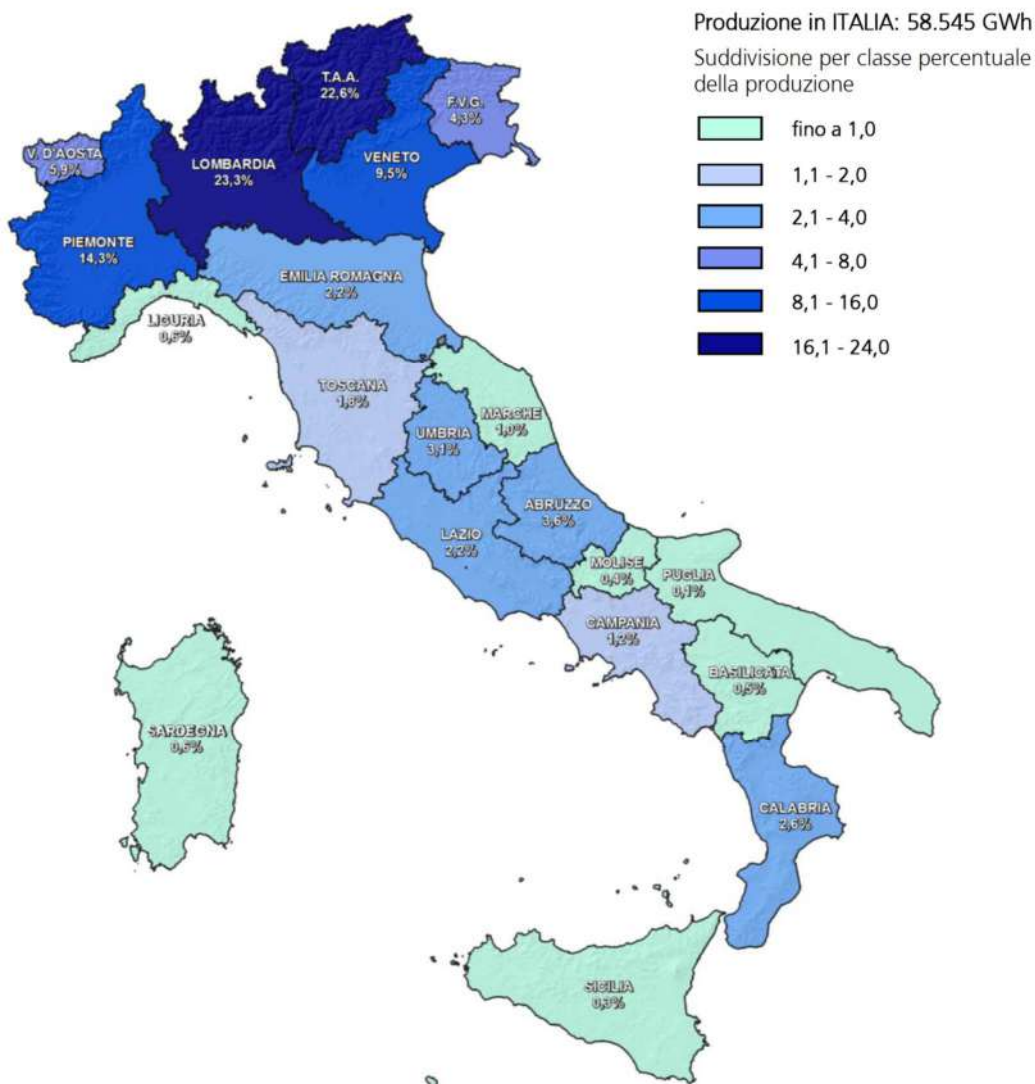


Fig. 4.23. Distribuzione percentuale regionale della produzione idroelettrica - anno 2014 [7]

Relativamente alle centrali di piccola scala in Campania, il censimento dell'Agencia Regionale per la Protezione Ambientale in Campania ARPAC del 2008^[8] fornisce una vasta analisi dello stato impiantistico idroelettrico regionale, definendo, per ciascun impianto, la potenza efficace prodotta P ed il relativo status operativo (in uso, fermo o abbandonato). In Tab. 5 si riportano i dati desunti per impianti con Potenze fino a 10 MW.

Prov.	Comune	Centrale	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale [m ³ /s]	Tipologia Turbina	Stato al 2008
CE	Capua	Ponte Annibale	Fluente	8.45	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	In uso
CE	Rocca D'Evandro	Montemaggiore	Bacino	4.60	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	In uso
CE	Letino	Gallo Matese	Fluente	2.50	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	In uso
CE	Sessa Aurnca	Suio	Fluente	8.00	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	In uso
SA	Pertosa	Grotta dell'Angelo	Fluente	0.37	52	0.8	Francis	In uso
SA	Giffoni Valle Piana	Picentino	Fluente	1.80	191	1.1	Francis	In uso
SA	Campagna	S.Maria Avigliano	Fluente	0.24	118	0.2	Pelton	In uso
SA	Olevano sul Tusciano	Tusciano	Fluente	8.90	283	4.0	Pelton	In uso
AV	Luogosano	Luogosano	Fluente	0.11	8.40	1.6	Crossflow	Fermo
AV	Mirabella Eclano	Ponte Calore	Fluente	0.12	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
BN	Pontelandolfo	Pontelandolfo	Bacino	0.05	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
SA	Capaccio	Licinelle	Fluente	0.15	10.0	2.0	Crossflow	Fermo
SA	Felitto	Felitto	Bacino	0.41	37.4	1.3	Francis	Fermo
SA	Montecorvino	Bosco	Fluente	0.05	22.1	0.3	Crossflow	Fermo
SA	Novi Velia	Novi Velia	Bacino	0.43	<i>n/a</i>	0.2	Pelton	Fermo
SA	Giffoni Valle Piana	Vassi	Fluente	0.14	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
AV	Pratola Serra	Pratola Serra	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
AV	Valle Agricola	Valle Agricola	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Aquara	Aquara	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	S. Angelo a Fasanella	S. Angelo a Fasanella	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Tramonti	S. Elia	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Amalfi	Valle dei Mulini	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato

Tab. 5. Impianti idroelettrici con Potenze fino a 10MW in Regione Campania - anno 2008^[8]

Al 2008 in Campania risultano quindi censiti 22 impianti appartenenti alla categoria di piccolo-idroelettrico di cui 8 in uso, 8 non attivi e 6 abbandonati. La Potenza Efficace Netta regionale da impianti di piccolo-idroelettrico in uso è risultata pari a 34.8 MW. Si evince come tale produzione sia concentrata in toto nelle province di Caserta e Salerno che, mediante le centrali di Ponte Annibale, Montemaggiore, Gallo Matese e Suio (CE) e mediante il Nucleo di Tusciano (SA), contribuiscono, rispettivamente per il 67.6% e 32.4%, alla fornitura idroelettrica regionale di piccola scala. Gli impianti siti nelle province di Benevento e Avellino risultano infatti di limitata capacità (generalmente *micro-hydro*) e comunque, al 2008, non operativi.

La provincia di Napoli non fornisce invece apporto alla produzione idroelettrica regionale, sia in termini di piccola che di grande scala^[7].

Il censimento ARPAC del 2008^[8] elenca inoltre 19 impianti di piccolo-idroelettrico dismessi (Tab. 6), in quanto soggetti a malfunzionamenti, individuando, come principale causa, la sedimentazione dei solidi sul fondo dell'invaso, trasportati dai corsi idrici di alimentazione.

Prov.	Comune	Località	Bacino	Corso Idrico	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale Media [m ³ /s]	Stato al 2008
SA	Campagna	Piè di Zeppino	Sele	Enza	0.06	14.5	0.5	Dismesso
BN	Campolattaro	Fragneto S. Leonardo	Volturno	Tammaro	0.17	17.2	1.2	Dismesso
SA	Capaccio	-	Capofiume	Capofiume	0.05	5.5	1.7	Dismesso
SA	Capaccio	Licinelle	Capofiume	Capofiume	0.20	10.8	2.0	Dismesso
SA	Casaletto Spartano	Casaletto Spartano	Bussento	Casaletto	0.11	29.0	0.5	Dismesso
SA	Felitto	-	Sele	Calore Lucano	0.42	37.4	1.3	Dismesso
AV	Luogosano	Luogosano	Volturno	Calore Irpino	0.11	8.4	1.6	Dismesso
AV	Montemiletto	Taurasi	Volturno	Calore Irpino	0.18	6.9	3.3	Dismesso
SA	Montecorvino	-	Tusciano	Comea	0.05	22.1	0.3	Dismesso
SA	Montesano	Pratocomune	Sele	Eliceti – S. Pietro	0.09	65.0	0.2	Dismesso
BN	Morcone	-	Volturno	Tammaro	0.05	6.8	0.8	Dismesso
SA	Novi Velia	-	Alento	Torna	0.33	175.2	0.2	Dismesso
SA	Olevano sul Tusciano	-	Tusciano	Tusciano	0.15	6.5	2.4	Dismesso
SA	Oliveto Citra	-	Sele	Piceglie	0.35	163.2	0.3	Dismesso
SA	Ottati	-	Sele	Fasanella	0.03	12.2	0.4	Dismesso
AV	Mirabella Eclano	Ponte Calore	Volturno	Calore Irpino	0.09	7.2	1.6	Dismesso

SA	Roscigno	-	Sele	Ripiti	0.15	23.7	0.8	Dismesso
SA	Scala	-	Canneto	Canneto	0.14	97.0	0.2	Dismesso
BN	Pontelandolfo	Pontelandolfo	Volturno	Lenta	0.05	43.3	0.2	Dismesso

Tab. 6. Impianti idroelettrici con Potenze fino a 10MW dismessi in Regione Campania - anno 2008^[8]

Da aggiornamenti all'anno 2014^{[9][10]} si individuano le centrali con $P \leq 10$ MW attive in Campania, come riportato in Tab. 7. Si riscontra una sostanziale corrispondenza con quanto definito dal censimento ARPAC del 2008^[8], con la sola eccezione dell'impianto di S. Mango sul Calore (AV), non considerato al 2008 nella categoria di piccolo-idroelettrico in quanto censito con Potenza Efficiente Netta P di 11,70 MW. Al 2014, invece, l'ente concessionario Iren Energia S.p.A. dichiara una Potenza P di 9,40 MW^[10], di entità quindi compatibile con l'inserimento dell'impianto nel novero di quelli a piccola scala.

La Potenza complessiva idroelettrica attiva al 2014 nella Regione Campania per impianti di piccolo-idroelettrico è quantificata in 44,7 MW, a fronte di una Potenza idroelettrica complessiva regionale di 349,6 MW^[7], rappresentandone quindi un'aliquota del 12,8%.

Prov.	Comune	Centrale	Corso Idrico	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale Media [m ³ /s]	Tipologia Turbina	Concessionario
CE	Capua	Ponte Annibale	Volturno	Fluente	8.45	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Enel Green Power S.p.A.
CE	Rocca D'Evandro	Montemaggiore	Garigliano	Bacino	4.60	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	Enel S.p.A.
CE	Letino	Gallo Matese	Sava, Lete	Fluente	2.50	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Enel S.p.A.
CE	Sessa Aurunca	Suio	Garigliano	Fluente	8.00	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	Enel Green Power S.p.A.
SA	Pertosa	Grotta dell'Angelo	Tanagro	Fluente	0.37	52	0.8	Francis	Iren Energia S.p.A.
SA	Giffoni Valle Piana	Picentino	Picentino	Fluente	1.80	191	1.1	Francis	Iren Energia S.p.A.
SA	Campagna	S. Maria Avigliano	Tenza	Fluente	0.24	118	0.2	Pelton	Iren Energia S.p.A.
SA	Olevano sul Tusciano	Tusciano	Tusciano	Fluente	9.30	284	4.0	Pelton	Iren Energia S.p.A.
AV	S. Mango sul Calore	Calore	Calore	Fluente	9.40	193	1.1	Pelton	Iren Energia S.p.A.

Tab. 7. Impianti idroelettrici in uso con Potenze fino a 10 MW in Regione Campania – anno 2014^{[9][10]}

In merito agli impianti di piccola scala attualmente operativi in regione Campania, si riportano di seguito sintetici dati operativi:

- **Ponte Annibale (CE):** alimentato dalle acque del Volturno e situato nel territorio comunale di Capua, è costituito da una traversa di altezza 14 m. E' stato realizzato dal Consorzio di Bonifica del bacino inferiore del Volturno con ultimazione lavori al 1977;
- **Montemaggiore (CE):** alimentata dalle acque del Volturno, tramite uno sbarramento che definisce un bacino d'invaso, è stata realizzata dalla Società Meridionale di Elettricità SME; usufruisce delle medesime opere di captazione della centrale di Montelungo ($P = 32.5 \text{ MW}$);
- **Gallo Matese (CE):** alimentata dalle acque del fiume Sava, affluente del Volturno, mediante il bacino artificiale Lago di Gallo, generato da uno sbarramento a gravità. Il medesimo bacino è parzialmente alimentato anche dalle acque del fiume Lete;
- **Suio (CE):** ubicata nel comune di Sessa Aurunca, è alimentata mediante sistema fluente, dalle acque del fiume Garigliano;
- **Nucleo di Tuscano (SA):** composto da 8 centrali idroelettriche (**Tuscano**, **Bussento**, **Calore**, **Tanagro**, **Picentino**, **Santa Maria Avigliano**, **Grotta dell'Angelo** e **Giffoni** con quest'ultima attualmente disattiva). Di queste, Tuscano, Calore, Picentino, Santa Maria Avigliano e Grotta dell'Angelo operano a potenze minori di 10 MW, con produzione annua complessiva di 67 GWh/anno dei 250 GWh/anno generati dall'intero Nucleo di Tuscano^[11].

In tale contesto, risulta pertanto evidente come, a livello regionale, vi siano interessanti margini di sviluppo per la produzione idroelettrica su piccola scala. Studi di settore, elaborati nell'ambito dell'Accordo di Programma per lo Sviluppo di un Polo di Eccellenza delle Energie Alternative in Provincia di Benevento stipulato tra Regione Campania, Provincia di Benevento ed Università del Sannio nel 2011^[11], hanno, ad esempio, stimato le potenzialità di utilizzo idroelettrico di piccola scala per i corsi idrici del Calore, Sabato, Isclero, Tammaro e Volturno.

La definizione del potenziale idroelettrico regionale non può naturalmente prescindere dalla caratterizzazione, in fase preliminare anche di massima, delle condizioni idrauliche e geomorfologiche dei siti utilizzabili a fini idroelettrici. In particolare, dall'analisi del reticolo idrografico e dello sviluppo plano-altimetrico dei corsi idrici, è possibile individuare i salti potenziali H (ad esempio in corrispondenza di forti variazioni di pendenza longitudinale del tronco idrico), rappresentativi del primo step per la stima del potenziale producibile. A tal fine, in assenza di specifici rilievi di dettaglio, la consultazione di cartografie e mappe tematiche può consentire la preliminare localizzazione delle posizioni di interesse. La possibilità di usufruire di

sistemi informativi geografici GIS aggiornati risulta, pertanto, di preminente utilità per la definizione delle suddette proprietà in sito.

L'ampliamento delle conoscenze mediante rilievi topografici, geologici e geotecnici specifici risulta, allo stesso tempo, imprescindibile per le fasi operative successive, dato il livello maggiore di dettaglio richiesto, sia per quanto concerne la configurazione orografica che per la caratterizzazione geomorfologica del sito.

Specifici rilievi di dettaglio risultano, allo stesso tempo, fondamentali per la caratterizzazione delle effettive sezioni idriche di interesse, utili alla determinazione della portata defluente Q . Mediante la rappresentazione della *curva delle durate* (Fig. 4.24) si può valutare la disponibilità stagionale di risorsa idrica, definendo la correlazione tra tutti i valori di portata Q transitati nel corso idrico e la relativa disponibilità, generalmente valutata con arco temporale annuale. Misure estese ad almeno 2-3 anni possono risultare sufficienti per la definizione di una curva delle durate utilizzabile per la valutazione della derivazione ai fini di produzione idroelettrica a piccola scala.

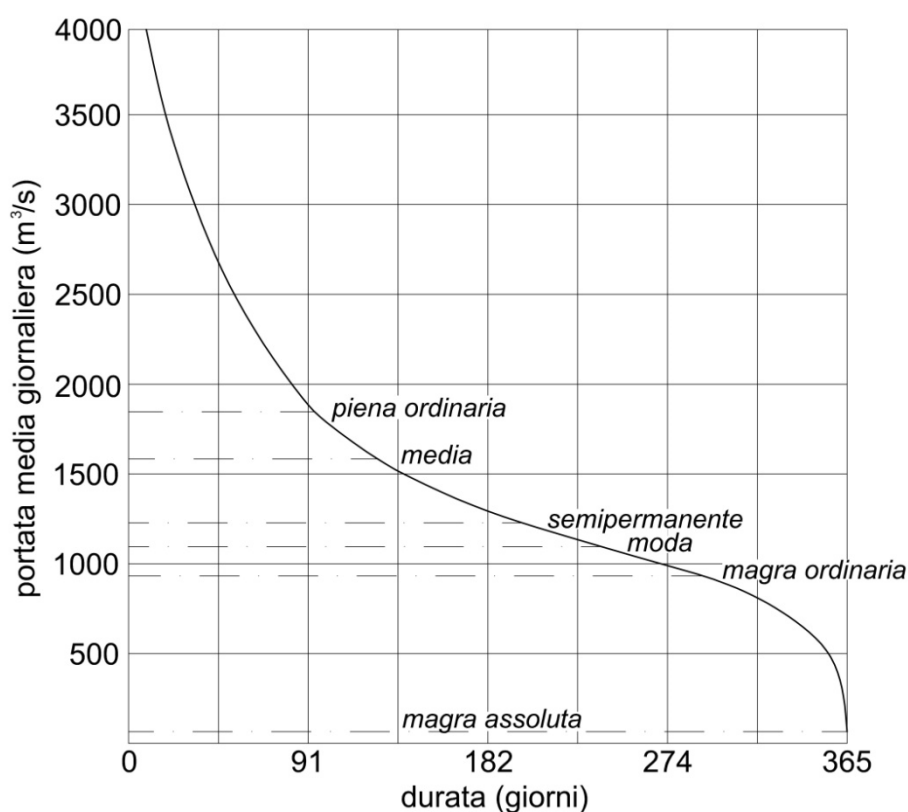


Fig. 4.24. *Curva delle durate Po Pontelagoscuro (1918-1935)* [12]

In assenza di misure dirette di portata, avendo specifiche informazioni sulla sezione idrica, è possibile valutare la portata Q defluente attraverso una sezione usufruendo di dati idrometrici (misure di livello), dai quali poter poi desumere la

portata mediante la relativa *scala di deflusso*, la cui applicabilità non può prescindere quindi da rigorose ed aggiornate conoscenze circa la configurazione effettiva della sezione idrica in sito.

Data la limitata disponibilità di misure dirette di portata Q , sovente risulta necessario operare usufruendo di dati idrometrici, specificamente disponibili o, nel caso, desunti da banche dati generali. In particolare, in riferimento a dati fino all'anno 1999, tali informazioni sono ottenibili dagli Annali Idrologici, redatti dal Servizio Idrografico Italiano SII (poi divenuto Servizio Idrografico e Mareografico Nazionale SIMN) e attualmente consultabili attraverso la banca dati dell'Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale ISPRA. Per la regione Campania, il Centro Funzionale Decentrato della Protezione Civile Regione Campania fornisce inoltre database aggiornati al 2014^[13] di stazioni idrometriche e pluviometriche dislocate sul territorio.

In assenza di informazioni specifiche sui deflussi idrici, l'utilizzo di modelli analitici e di simulazione per la trasformazione degli afflussi meteorici in deflussi fluviali consente di stimare la portata Q , partendo dall'analisi del regime pluviometrico del sito di interesse. I dati pluviometrici, come quelli idrometrici, possono essere ottenuti attraverso misurazioni specifiche oppure usufruendo di database generali, quali la banca dati ISPRA e quella della Protezione Civile Regione Campania.

Un ulteriore approccio può invece prevedere la consultazione delle banche dati degli enti concessionari, nonché di enti territoriali quali Consorzi di Bonifica ed Autorità di Bacino, direttamente operanti sul territorio.

Informazioni preliminari sullo status del piccolo-idroelettrico sono inoltre desumibili dalla consultazione del portale per il catasto pubblico sui salti mini-idroelettrici in Italia, attivato nell'ambito del progetto europeo "Strategies to proMote small scAle hydro electRicity producTion in Europe S.M.A.R.T."^[3], operativo nel quinquennio 2006-2010.

Ulteriori strumenti informatici (quali, ad esempio, il software integrato VAPIDRO-ASTE sviluppato da Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A.^[14]), mediante l'interfaccia con sistemi geografici informativi GIS, consentono di effettuare anche valutazioni tecnico-economiche preliminari per la localizzazione di impianti idroelettrici a piccola scala. In particolare, in funzione delle portate misurate, degli usi plurimi della risorsa idrica (idropotabile, irriguo, idroelettrico, etc.) e del Deflusso Minimo Vitale in ciascuna sezione, tali strumenti consentono di individuare le sezioni tecnicamente ed economicamente più adatte all'installazione di impianti ad uso idroelettrico, basando la valutazione su stime dei costi di investimento e gestionali, nonché sui benefici connessi alla vendita della risorsa energetica prodotta.

In ogni caso, è evidente come, in termini di prospettive di sviluppo a breve e medio termine, le potenzialità della risorsa idroelettrica in Campania siano limitate, dal momento che le risorse più significative a disposizione sono in larga misura già

sfruttate; tuttavia, il recupero almeno parziale di impianti dismessi, nonché il potenziamento e l'ammodernamento del parco impiantistico esistente, potrebbero garantire, entro il 2020, un incremento della potenza disponibile dell'ordine di almeno il 2 ÷ 3% (5 ÷ 10 MW), e quindi un incremento della produzione elettrica compreso tra 7,5 e 15 GWh/anno (0,65 ÷ 1,3 ktep/anno).

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principale strumento di intervento per l'idroelettrico, la revisione della normativa su meccanismi d'asta delle concessioni in modo da selezionare nuovi progetti e rilanciare investimenti, in particolare, per lo svuotamento e pulizia degli invasi e la realizzazione di piccoli sistemi di accumulo.

4.4. Energia geotermica

4.4.1. Normativa italiana sulla geotermia

Il testo normativo di riferimento per l'utilizzo delle risorse geotermiche è il D. Lgs. n. 22 dell'11 febbraio 2010, modificato dal Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e dall'articolo 28 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179. Il testo, oltre a fornire una classificazione delle risorse geotermiche, definisce le modalità di rilascio delle concessioni per la ricerca ed esplorazione di siti di interesse geotermico.

Nella norma citata, la risorsa geotermica è suddivisa in tre tipologie, a seconda della temperatura dei fluidi disponibili:

- risorse geotermiche ad alta entalpia, “caratterizzate da una temperatura del fluido reperito superiore a 150°C”;
- risorse geotermiche a media entalpia, “caratterizzate da una temperatura del fluido reperito compresa tra 90 e 150°C”;
- risorse geotermiche a bassa entalpia, “caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90°C”.

A seconda della temperatura del fluido e della taglia dell'impianto, la normativa stabilisce che siano considerate:

- “di interesse nazionale” :
 - a. le risorse geotermiche ad alta entalpia che possono “assicurare una potenza erogabile complessiva di almeno 20 MW termici” (alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C), nonché tutte quelle “rinvenute in aree marine”;
 - b. i fluidi geotermici a media ed alta entalpia impiegati per sperimentazione, su tutto il territorio nazionale, in impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza, e comunque con emissioni nulle, con potenza nominale installata non superiore a 5 MW per ciascuna centrale, per un impegno complessivo autorizzabile non superiore ai 50 MW (per ogni proponente non possono in ogni caso essere autorizzati più di tre impianti, ciascuno di potenza nominale non superiore a 5 MW). Agli impianti pilota, che per il migliore sfruttamento ai fini sperimentali del fluido geotermico necessitano di una maggiore potenza nominale installata al fine di mantenere il fluido geotermico allo stato liquido, il limite di 5 MW è determinato in funzione dell'energia immessa nel sistema elettrico che non può in nessun caso essere superiore a 40.000 MWh elettrici annui”;

- “di interesse locale” le risorse geotermiche a media e bassa entalpia, o quelle economicamente utilizzabili per la realizzazione di un progetto geotermico, “di potenza inferiore ai 20 MW termici” ottenibili dal solo fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C”;
- “piccole utilizzazioni locali” tutti gli usi del calore geotermico che consentano “la realizzazione di potenza inferiore ai 2 MW termici, ottenibili dal fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C, ovvero ottenute mediante l’esecuzione di pozzi di profondità fino a 400 metri per ricerca, estrazione ed utilizzazione di fluidi geotermici o acque calde comprese quelle sgorganti da sorgenti per potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kW termici, anche per eventuale produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla; rientrano in tale categoria le installazioni di sonde geotermiche che scambiano calore con il sottosuolo senza effettuare il prelievo e la re-immissione nel sottosuolo di acque calde o fluidi geotermici.

Le risorse geotermiche di interesse nazionale sono patrimonio indisponibile dello Stato mentre quelle di interesse locale sono patrimonio indisponibile regionale. La Legge 9 agosto 2013, n. 98 di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia, ha sottolineato che gli impianti geotermici pilota sono di competenza statale (integrando l'art. 1 comma 3bis del D.Lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 e il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152). Inoltre, la Legge 7 agosto 2012, n. 134 di conversione del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, ha definito l'energia geotermica una delle fonti energetiche strategiche e per tale ragione lo Stato deve incentivare la realizzazione di tali impianti. Si sottolinea che per “impianto pilota” si intendono gli impianti previsti nei progetti dimostrativi sia su scala commerciale che in progetti sperimentali, ricadenti nell'ambito della disciplina della ricerca e dell'innovazione. Infatti, in tali impianti devono essere previste innovazioni di prodotto e/o di processo di diverso grado ed intensità finalizzate alla produzione di energia elettrica con fluidi geotermici di media ed alta entalpia ad emissioni nulle. La sperimentazione pertanto può riguardare l'intero sistema tecnologico o sue porzioni sia in termini di prodotto che di processo (Direttiva Direttoriale 1 luglio 2011). I requisiti tecnici richiesti agli impianti affinché questi possano essere classificati “pilota” sono riportati nel “Le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia”, redatte nell'ottobre 2016 a cura del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare da attuazione alla risoluzione in materia di geotermia approvata nella seduta del 15 aprile 2015 dalle Commissioni Riunite VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici) e X (Attività produttive, commercio e turismo).

Ai sensi del D.lgs. 22/2010 modificato ed integrato dal D.lgs. 28/2011, l'approvazione e la gestione dei programmi relativi alla sperimentazione di impianti pilota geotermoelettrici, sia come permesso di ricerca che come concessione di coltivazione, è di competenza del MISE che rilascia la concessione di concerto con il MATTM, a seguito dell'esito favorevole della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e

dell'intesa regionale, tenuto conto delle risultanze istruttorie, ivi compresi il pronunciamento della CIRM e le determinazioni della Conferenza di Servizi.

La procedura operativa per la presentazione e l'istruttoria delle istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche finalizzate alla sperimentazione di impianti pilota in terraferma è definita dalla Circolare 9 luglio 2015. La durata del permesso di ricerca per la sperimentazione di impianti pilota deve avere durata pari a 4 anni oltre a 2 di proroga. Nel caso di proroga, concessa solo se è necessario un ulteriore periodo di sperimentazione il titolare deve avere portato a termine l'installazione e la messa in esercizio dell'impianto pilota e dato avvio alla sperimentazione nel periodo di vigenza. In tale ambito sarà riconosciuta la possibilità al titolare di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso di concessioni inattive da più di due anni, si può richiedere il subentro in attività inoltrando la richiesta al Ministero (per conoscenza al MATTM) ed alla Regione in quanto è necessario attivare eventualmente la procedura di revoca della concessione all'originario titolare, con provvedimento di competenza di quest'ultima. Infine, al termine della sperimentazione, se questa si converte nella realizzazione industriale della coltivazione della risorsa geotermica, il titolare deve inoltrare richiesta di concessione mineraria di coltivazione della risorsa geotermica alla Regione competente ed al Ministero.

Come detto, il permesso di ricerca deve essere corredato da VIA. Tale documento deve essere redatto sulla base delle indicazioni riportate nel "Le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia", redatte nell'ottobre 2016. Queste ultime censiscono le metodologie consolidate per la prevenzione e la mitigazione dei potenziali effetti sull'ambiente e sulla salute pubblica connessi alle diverse fasi di ricerca e utilizzazione della risorsa geotermica. Le linee Guida si applicano sia alle attività geotermoelettriche ordinarie, di competenza delle Regioni, sia agli impianti pilota geotermici sperimentali, demandati dalla legge alla competenza dello Stato. Sono pertanto contemplati, con le dovute differenziazioni, sia gli impianti geotermoelettrici tradizionali, con re-immissione parziale dei fluidi geotermici nelle formazioni di provenienza, che gli impianti pilota sperimentali a emissioni di processo nulle e re-iniezione totale.

Per quanto riguarda i fenomeni fisici connessi alle attività geotermiche quali la microsismicità, la subsidenza e le pressioni di poro, si rimanda al documento "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche" del 24 novembre 2014, pubblicato sul sito della DGS-UNMIG del Ministero dello sviluppo economico.

Il decreto legislativo D. Lgs. n. 22 dell'11 febbraio 2010 e le successive modifiche non forniscono tuttavia prescrizioni relative alla messa in opera di impianti di produzione di calore da fonte geotermica di media o bassa entalpia, ovvero di sonde geotermiche, destinati alla climatizzazione di edifici, rimandando tale competenza completamente alle Regioni.

Attualmente, la regolamentazione varia da regione a regione e cambia a seconda che si prelevi o meno acqua di falda; in generale, tutte le perforazioni che superano i 30 metri di profondità devono essere comunicate al Servizio geologico della Direzione generale delle miniere del Ministero dello sviluppo economico entro 30 giorni. Di norma i lavori che richiedono una penetrazione nel terreno non necessitano di una licenza o di un'autorizzazione ai sensi del diritto di utilizzo dell'acqua; tuttavia se si prevede che detti lavori possano manifestare o provocare effetti sull'acqua sotterranea, occorre segnalare gli stessi alle autorità competenti.

Come si potrà dedurre, la normativa riguardo i sistemi geotermici è assolutamente frammentaria e ancora incompleta. Attualmente, l'iter burocratico per i sistemi senza prelievo di acqua di falda risulta più semplice ma soggetto ad incertezze maggiori rispetto a quello inerente i sistemi accoppiati allo sfruttamento diretto delle acque sotterranee, regolamentati dalla normativa per l'utilizzazione della risorsa idrica (L. 36/94 e successive) e per lo scarico di acque emunte per scopi geotermici (D. Lgs. 152/2006). Per la realizzazione di questi sistemi è necessario seguire le procedure, ormai consolidate, relative ai pozzi d'acqua e agli scarichi; tuttavia queste disposizioni non risultano ottimali per i sistemi geotermici poiché in essi la risorsa idrica non viene intaccata se non da un punto di vista puramente termico.

Inoltre, a prescindere dagli emendamenti sull'uso della risorsa geotermica erogati o meno dalle Regioni, si ricorda che sono esenti da autorizzazione:

- gli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili con potenza complessiva uguale o inferiore ai 4 MW termici, ubicati in aziende o stabilimenti alimentati da prodotto residuale del ciclo produttivo ai sensi del Decreto legislativo 29 Dicembre 2003 n. 387;
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta ai sensi del decreto legislativo n. 387/03, qualora non necessitino di analogo provvedimento di altro ente o organismo.

Nello specifico della Regione Campania, attualmente non sono state emanate disposizioni normative specifiche agli utilizzi della risorsa geotermica a “media e a bassa entalpia”.

Al contrario, per ciò che attiene le “piccole utilizzazioni locali”, la Regione ha emanato provvedimenti diversi a seconda se le suddette sono finalizzate alla produzione di energia elettrica, se l'impianto si conforma come “open loop” (circuito aperto) ovvero come “closedloop” (circuito chiuso) e/o come pali energetici.

Per i primi, con Decreto Dirigenziale n. 420 del 28 settembre 2011 la Regione Campania ha adottato i criteri per uniformare l'applicazione delle linee guida nazionali per il procedimento di cui all'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003, al fine di agevolare l'attuazione da parte del personale amministrativo e di superare dubbi interpretativi. La Regione, dunque, rilascia una "autorizzazione unica" per la realizzazione d'impianti di energia elettrica da FER.

Gli impianti geotermici "open loop" sono regolamentati dalla L.R. 8/2008 e R.R. 10/2010. La suddetta normativa disciplina le "utilizzazioni di acque calde geotermiche, anche sotto forma di vapore, reperibili a profondità inferiori a quattrocento metri con potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kilowatt termici". L'utilizzo di tali risorse, consentito per le attività che comportano un risparmio energetico, è autorizzato secondo le modalità indicate dal regolamento di attuazione e comunque "esclusivamente" mediante scambio energetico. Pertanto è da escludere la produzione di energia elettrica, secondo le modalità previste dalla normativa nazionale (D.Lgs. 22/2010, art. 10). Si sottolinea che il loro sfruttamento può essere autorizzato qualora sia riconosciuta l'impossibilità di utilizzo a scopi terapeutici delle acque minerali e termali riconosciute.

Infine, per le piccole utilizzazioni "closedloop" ovvero che prevedono l'installazione di sonde geotermiche all'interno di perforazioni verticali appositamente realizzate nel terreno a profondità di qualche centinaio di metri e comunque non superiori a 400 m, di cui il Decreto Legislativo 22/2010 prevede l'adozione di procedure semplificate da parte delle Regioni, la Campania non ha predisposto specifici regolamenti né registri regionali e monitoraggio degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica.

Per quanto riguarda le altre Regioni e Provincie, alcune hanno già definito in passato normative, regolamenti o linee finalizzate alla regolamentazione della geotermia a bassa entalpia, tra queste:

- Regione Lombardia e Provincie di Milano, Bergamo, Como, Lecco, Brescia, Pavia, Mantova, Sondrio e Varese;
- Regione Piemonte e provincie del Verbaio-Cusio-Ossola, Biella;
- Regione Toscana;
- Regione Trentino Alto Adige;
- Regione Veneto e Provincie di Vicenza e Treviso;
- Regione Lazio.

4.4.2. Lo sfruttamento della risorsa geotermica in Campania

Al fine di ridurre le emissioni di gas serra, la Direttiva Europea 2009/28/EC ha stabilito che l'Italia deve raggiungere entro il 2020 una quota complessiva di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e nei trasporti pari al 17%. Il consumo finale lordo comprende sia le rinnovabili elettriche che quelle termiche. Il D.M. 15 marzo 2012, noto come "Burden Sharing" ha ripartito l'obiettivo

nazionale tra le Regioni; nel caso della Regione Campania, tale obiettivo è stato imposto pari al 16.7%.

Il GSE, mediante l'istituzione del SIMERI (Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (FER)), monitora gli incrementi della quota FER per ciascuna regione. I risultati, pubblicati sul portale dello stesso GSE, hanno dimostrato che la Regione Campania non è lontana dal proprio obiettivo. Nel 2014 (ultimo anno di aggiornamento dati), infatti, aveva già raggiunto un valore del 15.5% di copertura dei consumi finali lordi con FER. Tuttavia, il consumo di energia elettrica e di energia termica proveniente dalla risorsa geotermica è pari rispettivamente solo a 0 ktep e 11 ktep, ovvero lo 0% e l'1.85% dei consumi complessivi di energia elettrica e termica da FER (pari a 387 ktep e 596 ktep, rispettivamente).

Tali valori dimostrano che, nonostante la Campania presenti un elevato potenziale geotermico (vedi Paragrafo 2), la risorsa non è stata ad oggi utilizzata al meglio e presenta ancora buoni margini di utilizzo. Per tale ragione, la nuova linea di sviluppo della Regione si incentra sullo sviluppo e la diffusione di tecnologie volte all'utilizzo sostenibile della risorsa geotermica. In tal senso, il supporto della Regione alle attività di ricerca sull'impiantistica geotermoelettrica e geotermica diventa fondamentale per lo sviluppo di una filiera di produzione geotermica sostenibile ed a impatto zero. I progetti pilota, autorizzati dal MISE con parere positivo della Regione, possono diventare modelli esemplari da replicare sia nella regione che nell'intero territorio nazionale, ma anche a livello mondiale in siti analoghi. Inoltre, la nuova filiera potrebbe richiamare l'attenzione di operatori del settore comportando il rilancio dell'economia locale. In tal senso, i nuovi progetti di produzione dovranno essere corredati, oltre che dalla valutazione ambientale, anche dall'analisi sulle ricadute economiche e sociali sul territorio. Naturalmente, i progetti pilota non possono costituire l'unico obiettivo di sviluppo della geotermia, bensì deve essere incentivato l'impiego di tecnologie ormai consolidate per lo sfruttamento della risorsa quali pompe di calore, scambiatori di calore, pali energetici e reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento. Tali tecnologie implicano perforazioni e/o prelievi di acqua di falda che possono alterare le caratteristiche del sottosuolo. Per assicurare il corretto uso del sottosuolo, la Regione provvederà a fornire gli strumenti legislativi per la regolamentazione di tali impianti e, inoltre, richiederà la registrazione sistematica degli impianti installati. La registrazione degli impianti agevolerà la Regione nell'assolvere il compito di monitoraggio della quota dei consumi finali lordi coperta da fonti di energia rinnovabili.

4.4.3. Potenzialità geotermiche della Regione Campania

La Regione Campania è fortemente caratterizzata dalla disponibilità di risorse geotermiche. In particolare, questa è concentrata nelle aree vulcaniche, ma risulta presente anche in alcune zone appenniniche caratterizzate da sorgenti termali ed emissioni gassose (principalmente anidride carbonica ed idrogeno solforato). Le aree

vulcaniche campane sono anche state, successivamente alle aree toscane dove è nata la geotermia moderna, le prime al Mondo ad essere esplorate per scopi geotermici. Le primi indagini geotermiche risalgono infatti al 1930, e furono effettuate nell'area flegrea e nell'isola d'Ischia: le due aree che contengono insieme il più alto potenziale geotermico della Regione.

Carlino et al. (2012) hanno stimato, per la prima volta in maniera quantitativa, la potenza totale ottenibile dalla geotermia nelle aree esplorate della Campania (ossia Ischia ed i Campi Flegrei). La potenza termica totale risulta di circa 17 GW, un valore enorme. Convertita in potenza elettrica massima, anche volendo utilizzare un'efficienza di conversione intorno al 10%, che è un valore molto basso, risulta un valore di circa 2 GWe, ossia l'equivalente di due centrali nucleari medio/grandi.

Il potenziale geotermico della Regione Campania nelle aree diverse da quelle vulcaniche è stato valutato negli ultimi anni nell'ambito del progetto Vigor (<http://www.vigor-geotermia.it>). Il progetto, che ha coinvolto le regioni obiettivo (Campania, Calabria, Puglia e Sicilia) ha promosso lo sviluppo del "VIGORThermoGIS". Il software, sfruttando l'approccio volumetrico, è capace di effettuare un modello 3D del sottosuolo e di calcolare il potenziale geotermico estraibile in base a tre componenti principali: i) la tipologia di risorsa (geometria e proprietà termofisiche del serbatoio); ii) le tecnologie impiegabili; iii) costi di produzione dell'energia. Si sottolinea che il "potenziale estraibile" indica la frazione di energia termica estraibile dal sottosuolo mediante le attuali tecnologie e non il quantitativo totale di calore geotermico contenuto nel volume di sottosuolo considerato. La stima di tale frazione è particolarmente complessa poiché implica la modellazione numerica del serbatoio geotermico di cui non si conoscono le caratteristiche prima della realizzazione dei pozzi di esplorazione. Al fine di una valutazione preliminare del potenziale estraibile può essere adottato un fattore "empirico" di recupero di energia, definito come il rapporto percentuale tra l'energia geotermica estraibile e quella contenuta nel volume di crosta terrestre preso in considerazione, pari al 5-15%.

Nel caso specifico, "VIGORThermoGIS" restituisce il potenziale estraibile adottando un fattore di recupero pari al 10% e considerando la vita utile dell'impianto geotermico pari a 30 anni.

I risultati ottenuti dal progetto sono riportati su carte tematiche e disponibili sul portale ad esso dedicato. In questo documento vengono riportate le mappe che sono state prodotte nell'ambito del progetto e che sono volte all'individuazione del potenziale di energia prelevabile dal terreno e dalle falde acquifere sotterranee mediante l'impiego di sistemi con sonde a circuito chiuso e a circuito aperto, rispettivamente (vedi paragrafo 4). Il calore prelevato può essere usato per l'alimentazione di pompe di calore o per usi diretti mediante semplice scambiatore di calore. La scelta di adottare l'una o l'altra tecnologia dipende da due principali fattori: i) dal livello di temperatura del fluido in uscita dalle sonde e ii) dal livello di temperatura necessario per gli usi finali.

In Figura 21 è riportata la carta dell'energia geotermica specifica estraibile dal terreno mediante un impianto geotermico a circuito chiuso. Nella parte settentrionale della Regione Campania prevalgono le aree con potenziale inferiore ai 70 kWh/m², tuttavia è presente una fascia con potenziale maggiore dei 100 kWh/m² che si estende dalla penisola Sorrentina fino al confine con il Molise e il Lazio. L'area meridionale della Regione è, invece, caratterizzata prevalentemente da un potenziale medio compreso in un range tra i 70 e i 100 kWh/m².

Per quanto riguarda i sistemi a circuito aperto, essi sono idonei ad essere installati lungo la dorsale dell'Appennino Campano, in particolare nell'area meridionale della Campania (Vallo di Diano) e nella regione dei Monti Lattari (Figura 22).

Nell'ambito del progetto Vigor è stata redatta anche una carta tematica relativa al "potenziale estraibile" per teleriscaldamento/teleraffrescamento (Figura 23).

In particolare, l'intera regione è caratterizzata da un potenziale geotermico al di sotto dei 50 MWh_t/km²; tuttavia, l'area flegrea e alcune piccole aree ubicate nell'entroterra del Beneventano e dell'Avellinese, presentano un potenziale geotermico più elevato (fra i 50 e i 150 MWh_t/km²).

Al fine di dimostrare la fattibilità economica ed energetica di un sistema di teleriscaldamento alimentato da fonte geotermica in Campania, è stato condotto uno studio di fattibilità per una piccola rete a servizio di alcuni edifici scolastici del Comune di Mondragone nell'ambito dello stesso progetto Vigor (per maggiori info:). La rete è stata progettata per sfruttare il fluido geotermico (T=34°C e portata= 6-23 l/s) emunto da uno dei pozzi esplorativi realizzati nell'ambito dello stesso progetto. Il progetto, seppur finanziato nell'ambito del POI Energia, non è stato ancora realizzato.

La possibilità di investire sulla risorsa geotermica in questa zona ad alto flusso di energia termica e con elevata urbanizzazione, ovviamente, dipenderà dalle scelte politiche e dai futuri piani nazionali e regionali per l'energia, ed in particolare qualunque iniziativa di espansione urbana dovrà valutare la possibilità di poter realizzare reti di teleriscaldamento e tele raffrescamento geotermiche.

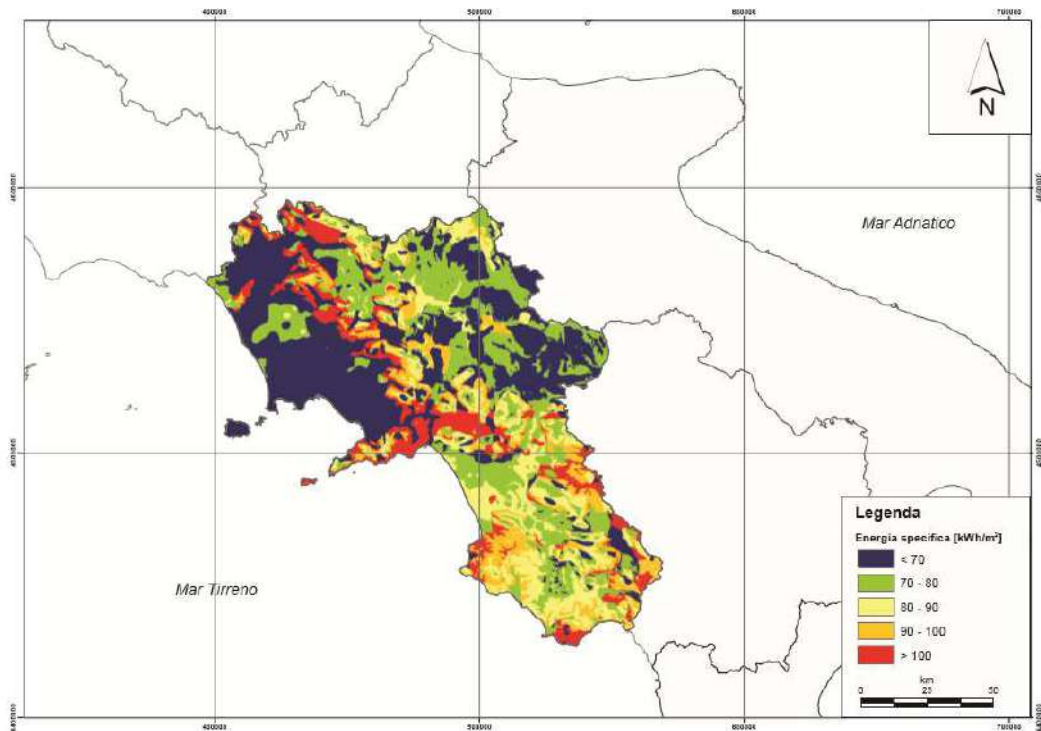


Figura 21 Carta dell'Energia specifica scambiata con il terreno mediante circuito chiuso. (Fonte: Progetto Vigor)

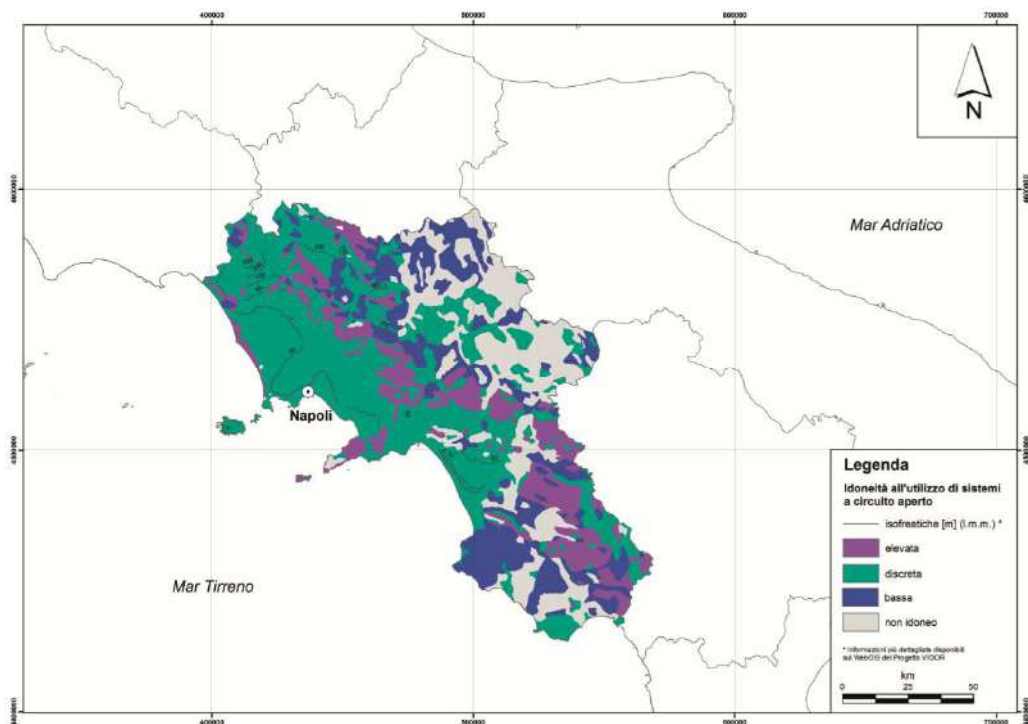


Figura 22 Carta di idoneità all'utilizzo di sistemi a circuito aperto. (Fonte: Progetto Vigor)

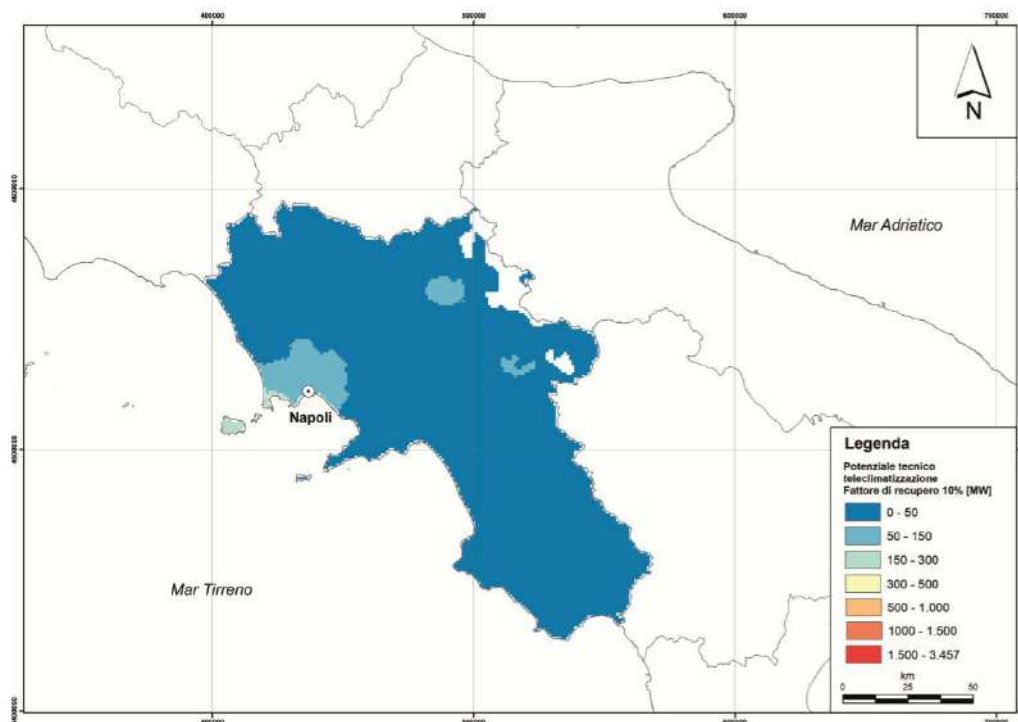


Figura 23 Carta del potenziale tecnico per la teleclimatizzazione. (Fonte: Progetto Vigor)

Tali carte possono essere impiegate solo per la stima del potenziale geotermico della Regione Campania ma non possono essere alla base di provvedimenti vincolanti. Per tale ragione, prima dell'installazione di un impianto, a prescindere dall'area nella quale esso dovrebbe ricadere, devono essere effettuati test in loco al fine di determinare le caratteristiche termo-fisiche del terreno e del serbatoio geotermico da utilizzare.

4.4.4. Usi finali della geotermia: energia elettrica, termica, frigorifera

L'utilizzo principale dell'energia geotermica è costituito tradizionalmente dalla generazione di energia elettrica attraverso l'utilizzo di un ciclo a vapore in cui la sorgente calda è rappresentata da un serbatoio geotermico. Possono avere rilevanza dal punto di vista economico anche altre applicazioni, quali gli usi diretti del calore da sorgente geotermica per il riscaldamento di edifici, nonché serre e nei processi industriali.

In particolare, mentre le risorse geotermiche ad alta temperatura (maggiore di 150 °C) sono utilizzate per la produzione di energia elettrica, le risorse a temperatura medio – bassa (inferiori a 150°C) sono adatte a molteplici applicazioni.

L'uso termico dell'energia geotermica rappresenta sicuramente l'applicazione più semplice. Molto diffuse sono le applicazioni nel riscaldamento urbano e nel riscaldamento di singoli edifici, ma anche nell'agricoltura, acquacoltura e nei processi industriali. Il paese che utilizza in maniera massiccia la risorsa geotermica è l'Islanda, dove il teleriscaldamento di ambienti e quello di singoli edifici hanno avuto un grande sviluppo. In tale paese sono operativi sistemi di riscaldamento geotermico per una potenza superiore a 1000 MWt. L'esempio dell'Islanda non è l'unico in quanto queste forme d'uso sono molto diffuse in altre zone, come l'Europa Orientale, Stati Uniti, Cina e Giappone.

L'utilizzo della risorsa geotermica per il riscaldamento di quartieri abitativi necessita di un investimento economico significativo. In particolare, gli investimenti maggiori sono legati all'investimento per la realizzazione e l'installazione di:

- pozzi di estrazione e reiniezione;
- pompe del pozzo e di distribuzione;
- rete di distribuzione e sistemi di pompaggio;
- strumentazioni di controllo e sorveglianza;
- eventuali impianti integrativi per i periodi di richiesta massima e come riserva (backup);
- serbatoi di regolazione.

Rispetto ai sistemi tradizionali quali caldaie e chiller elettrici, i maggiori costi di investimento vanno valutati in relazione ai minori costi operativi. Tali costi sono dovuti alle seguenti voci: pompaggio, manutenzione, gestione del sistema di controllo, direzione tecnica e commerciale. Un parametro importante che incide notevolmente sulla valutazione economica di investimento di un sistema di teleriscaldamento geotermico è rappresentato dalla densità del carico termico, ovvero la richiesta di energia termica rapportata alla superficie dell'area servita dal sistema. Valori alti della densità del carico termico determinano condizioni economiche favorevoli all'installazione del sistema, in quanto si ha una minore incidenza dei costi relativi alla rete di distribuzione. La convenienza economica di un impianto geotermico si può ottenere anche estendendo l'uso della risorsa ai sistemi di raffrescamento degli ambienti, poiché incrementano la richiesta di energia rispetto a quella di un sistema con solo riscaldamento. Il condizionamento degli ambienti è fattibile quando i fluidi geotermici disponibili hanno temperature tali da poter essere utilizzati per alimentare unità frigorifere ad assorbimento. Tali soluzioni trovano ormai vastissimo impiego, frutto di una tecnologia consolidata e facilmente reperibile. Rimandando ad una successiva trattazione, si ricorda che i cicli frigoriferi ad assorbimento si basano su un ciclo termodinamico che utilizza l'energia termica, mentre usualmente vengono utilizzati cicli a compressione azionati dall'energia elettrica. L'energia termica nei cicli ad assorbimento può essere fornita tradizionalmente mediante fluidi geotermici. Tali

fluidi devono essere disponibili a temperature minime dipendenti dalla tecnologia adottata (almeno 60°C o 85°C a seconda della soluzione adottata).

Come è noto le utenze termiche necessitano sia di raffrescamento dell'ambiente (sottrazione di calore) che riscaldamento (adduzione di calore). Nel primo caso si parla di impianti frigoriferi, nel secondo caso di pompe di calore. In particolare sia le temperature di evaporazione e di condensazione cambiano a seconda che l'effetto sia il raffrescamento o il riscaldamento o entrambi. Ma, mentre nelle applicazioni frigorifere l'energia geotermica viene utilizzata direttamente come sorgente termica di un ciclo ad assorbimento, nel caso di applicazioni di riscaldamento, se è disponibile una sorgente geotermica a temperature medio-bassa (5 – 30 °C) tali risorse possono essere utilizzate come sorgente a temperatura inferiore di un ciclo a pompa di calore.

La fase di passaggio nelle pompe di calore del fluido termovettore dall'evaporatore al condensatore può essere realizzata sia mediante un compressore ad azionamento elettrico, sia da una sorgente geotermica se disponibile a temperatura di 60-85 °C, come già illustrato. In tal caso, un eventuale recupero di energia termica dal fluido geotermico prima di essere reimmesso in falda può costituire un'assistenza all'evaporatore della pompa di calore.

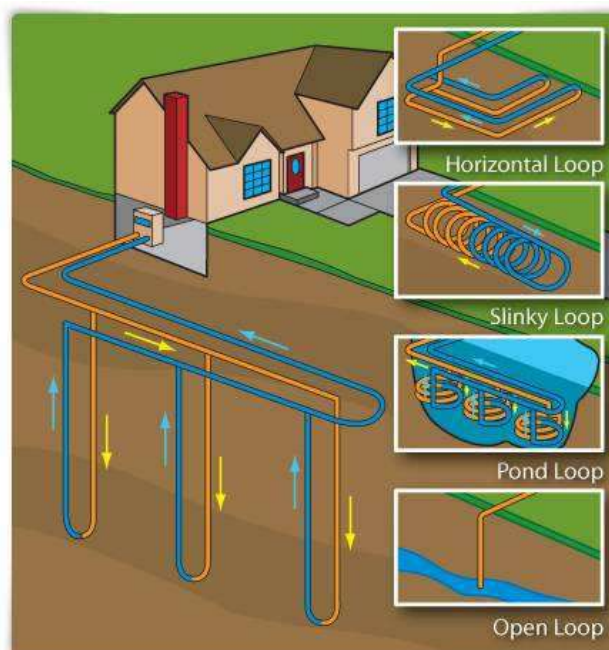


Figura 24. Schemi semplificati di sistemi con pompe di calore (fonte: Pro Star Mechanical Technologies Ltd)

Gli usi agricoli dei fluidi geotermici comprendono l'agricoltura a cielo aperto ed il riscaldamento di serre.

Nel riscaldamento delle serre, adottato su larga scala in molti paesi, la coltivazione di verdure e fiori fuori stagione, può essere realizzata avendo a disposizione una vasta gamma di tecnologie, che permettono di ottenere le migliori condizioni per la coltura delle specie agricole. Il principale vantaggio dell'utilizzo dell'energia geotermica per il riscaldamento delle serre è rappresentato dalla potenzialità di risparmio sui costi operativi.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, è necessario avere a disposizione le opportune caratteristiche delle risorse geotermiche sia nell'utilizzo in impianti convenzionali, che a ciclo binario.

Negli ultimi decenni sono stati realizzati notevoli progressi nell'ambito della tecnologia dei cicli binari. Attraverso tali soluzioni è possibile produrre energia elettrica sfruttando risorse geotermiche a temperatura medio-bassa ($< 150^{\circ}\text{C}$), quindi anche mediante l'utilizzo di acque calde di scarico proveniente dai separatori delle installazioni geotermiche ad acqua dominante. Un fluido di lavoro secondario viene usato negli impianti binari, di solito un fluido organico. Mediante tale tecnologia di impianti binari, anche risorse geotermiche con temperature comprese tra 85° e 150° possono essere impiegate per la produzione di energia elettrica. Gli impianti binari costituiscono una tecnologia consolidata e riescono a trasformare in elettricità l'energia contenuta nei campi geotermici ad acqua dominante in modo economico e tecnicamente affidabile.



Figura 25. Impianto binario geotermico da 3,5 MW_e installato a Denizli Tosunlar, Turchia (fonte: Exergy s.p.a.)

In Italia, i dati di utilizzo delle risorse geotermiche vengono considerati separatamente per le due tipologie di utilizzo dell'energia geotermica: generazione di energia elettrica ed usi diretti in forma di calore. Tali dati sono indipendenti dalla temperatura alla quale è disponibile la risorsa e dal fatto che la stessa risorsa viene usata per entrambi gli usi, in Tabella 26 sono riportati i dati di produzione dei due settori e il contributo totale della geotermia alla copertura dei fabbisogni energetici.

Ambiti di Utilizzo	2012	2013	2014
a) Generazione di energia elettrica	481 ktep	487 ktep	509 ktep
b) Usi termici	118 ktep	119 ktep	111 ktep
c) Contributo della geotermia al consumi totale di energia	0,47%	0,49%	0,52%

Tabella 26. Utilizzi della risorsa geotermia in Italia dal 2012 al 2014 (fonte dati: Simeri – GSE; Elaborazione dati: Consorzio CRAVEB)

Per quanto concerne l'andamento della produzione di energia geotermoelettrica nel corso del tempo, tale trend è riportato in Figura 26, mentre, per quanto riguarda l'impiego della risorsa per gli usi diretti, tale produzione è riportata in Figura 27 con suddivisione per tipologia di impiego.

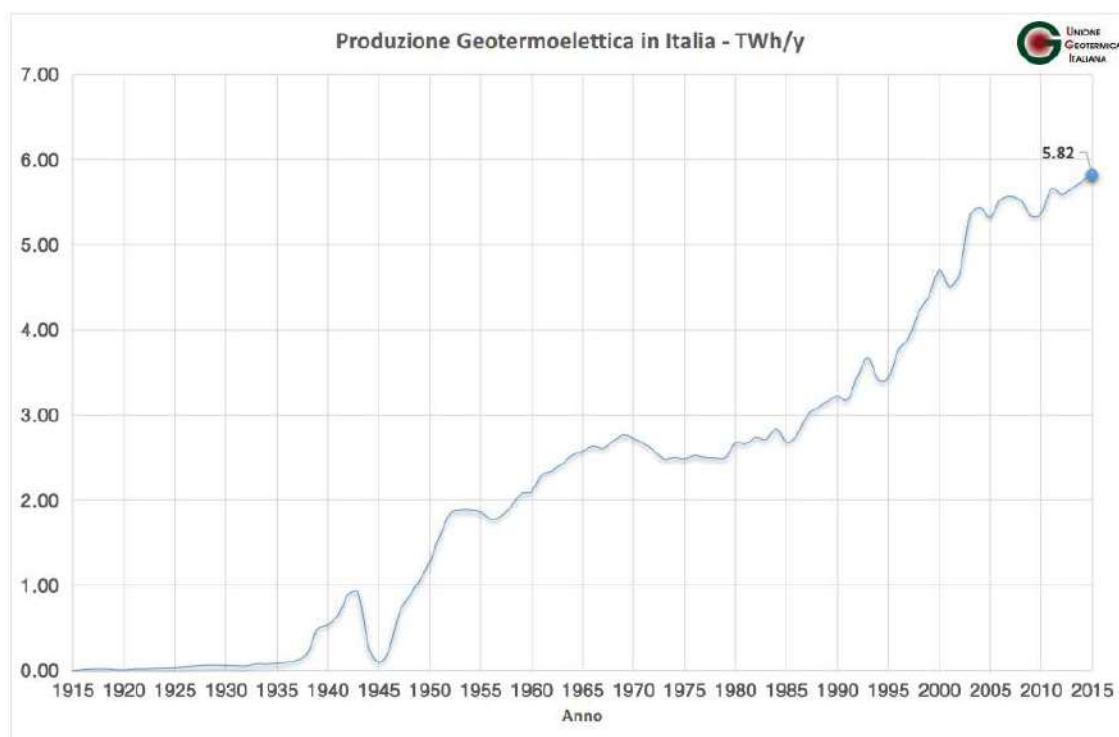


Figura 26. Produzione di energia geotermoelettrica in Italia dal 1913 al 2015 (fonte: Unione Geotermica)

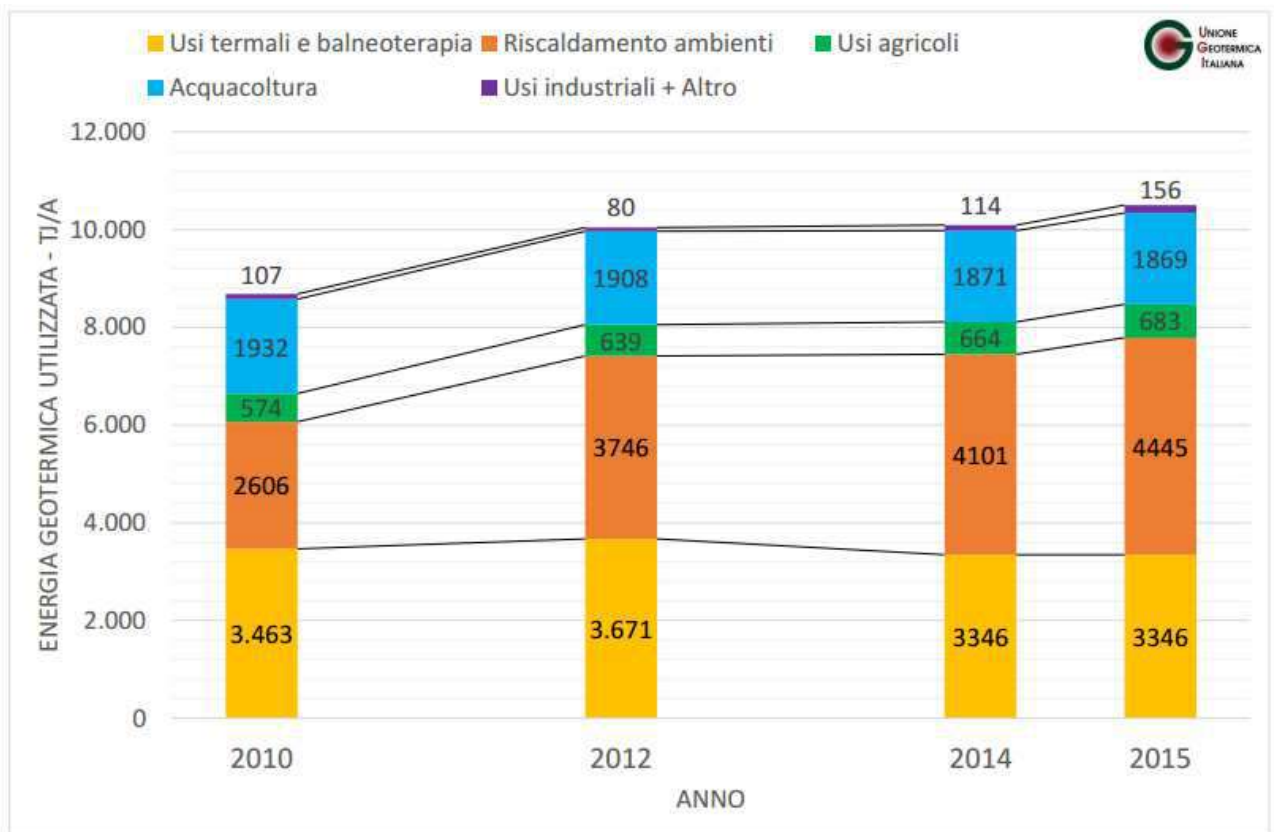


Figura 27. Ripartizione regionale degli usi diretti dell'energia geotermica dal 2010 al 2015 (fonte: Unione Geotermica Italiana)

In generale, la scala di utilizzazione della risorsa geotermica determina in maniera proporzionale l'entità degli effetti sull'ambiente prodotti dallo sfruttamento (Lunis e Breckenridge, 1991). Occorre sempre una valutazione attenta di ogni cambiamento che si effettua nell'ambiente, in virtù del fatto che anche una modifica leggera dell'equilibrio preesistente può innescare una serie di meccanismi il cui effetto finale è scarsamente prevedibile e valutabile.

4.4.5. Tecnologie per l' utilizzo dell'energia geotermica a media e bassa entalpia

Le tecnologie utilizzabili per lo sfruttamento della risorsa geotermica sono molteplici e la loro applicabilità è funzione della temperatura della risorsa.

In questa sede si riporta una breve descrizione delle sole tecnologie volte allo sfruttamento di risorse geotermiche a media e bassa entalpia.

Impianti a ciclo binario

Gli impianti a ciclo binario possono essere installati quando la fonte energetica ha una temperatura minima di 80°C (fonte: Enea, Ricerca di Sistema Elettrico “Valutazione di cicli termodinamici innovativi per applicazioni con caldaie a sali fusi alimentate a biomassa legnosa” Report RdS/2013/178), ovviamente all'aumentare della temperatura i rendimenti degli impianti diventano sempre maggiori. Dal punto di vista termodinamico possono essere paragonati agli impianti convenzionali fossili e nucleari per il fatto che il fluido di lavoro viene utilizzato in un ciclo chiuso. Il fluido di lavoro, scelto sulla base delle caratteristiche termodinamiche, riceve calore dal fluido geotermico, evapora, espande attraverso un motore primo, condensa e ritorna all'evaporatore grazie ad una pompa di alimento.

Quando le temperature della sorgente calda sono elevate, il fluido di lavoro è l'acqua. L'acqua è impiegata prevalente negli impianti di grossa potenza e dedicati allo sfruttamento di sorgenti termiche ad alta temperatura. Nel caso di impianti di disponibilità di sorgenti a medio-basse temperature è preferibile scegliere come fluido di lavoro un fluido organico ad alto peso molecolare che consente di sfruttare anche piccoli salti entalpici. In tal caso si ottiene un impianto ORC. L'acronimo inglese ORC sta per Organic Rankine Cycle, ovvero un ciclo Rankine all'interno del quale evolve un fluido organico.

Questa tecnologia si è consolidata principalmente nel campo della geotermia, del solare termodinamico, dello sfruttamento delle biomasse e del recupero dei reflui termici dei processi industriali, tuttavia si annoverano anche impianti ORC cogenerativi per la produzione di acqua calda sanitaria o per processi di desalinizzazione, oltre ad impianti ibridi per lo sfruttamento di sorgenti termiche di natura diversa e cicli a cascata trigenerativi. Rispetto ad un tradizionale ciclo a vapore, la tecnologia ORC è interessante nel campo delle basse o medie potenze, intese come limite massimo di 25-30 MW (fonte: <http://exergy-orc.com/>) elettrici e presentano duplici vantaggi: dimensioni della centrali ridotte e funzionamento garantito anche con portate dei fluidi geotermici esigue. Tali caratteristiche consentono l'inserimento di tali impianti anche in ambito urbano con bassi impatti ambientali (Figura 28).



Figura 28 Impianto ORC da 400 kWe (fonte:<http://www.ieabcc.nl/>)

Reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento alimentate da fonte geotermica

Le reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento, note anche come sistemi di riscaldamento/raffrescamento distrettuali, sono costituite da una centrale termica, una rete nella quale evolve un fluido termovettore (generalmente acqua) e una sottostazione ubicata presso il singolo edificio o un gruppo di edifici ove installato uno scambiatore di calore per il prelievo di energia dalla rete. Le reti di teleriscaldamento /teleraffrescamento possono essere alimentate da fonti di tipo tradizionale oppure da un mix di fonti rinnovabili come quella geotermica, solare e da biomassa. Quando la fonte è quella geotermica, in generale nei pressi della centrale termica vi è un pozzo di ripresa dal quale viene emunto il fluido caldo. Lo stesso fluido è poi convogliato in uno scambiatore di calore e iniettato di nuovo nel sottosuolo; più rari sono i casi in cui il fluido geotermico è direttamente inviato in rete a causa della composizione chimica aggressiva. Tali applicazioni non sono rare nei paesi del nord Europa (Figura 29).

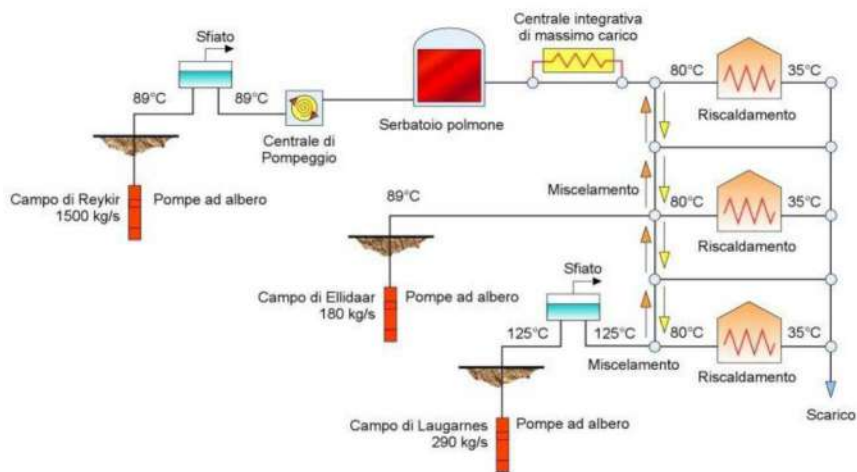


Figura 29 Schema semplificato del sistema di riscaldamento geotermico di un complesso di edifici a Reykjavik, Islanda (fonte: Unione Geotermica).

In Figura 30 a titolo di esempio è riportato uno schema d'impianto di una centrale termica che prevede l'utilizzo di uno scambiatore di calore tra fluido geotermico e fluido termovettore. Tale configurazione pur preservando la rete da problemi di corrosione (perché il fluido geotermico non è inviato direttamente nelle condotte), allo stesso tempo comporta un decremento di efficienza dell'intero sistema. Inoltre, affinché il fluido di rete raggiunga le temperature desiderate, la risorsa geotermica deve essere caratterizzato da temperature comprese tra 80 e 125 °C. Nel caso in cui le temperature del fluido geotermico non siano sufficienti per riscaldare l'acqua di rete è possibile prevedere l'integrazione della fonte geotermica con altri sistemi, sia tradizionali che a fonte rinnovabile.

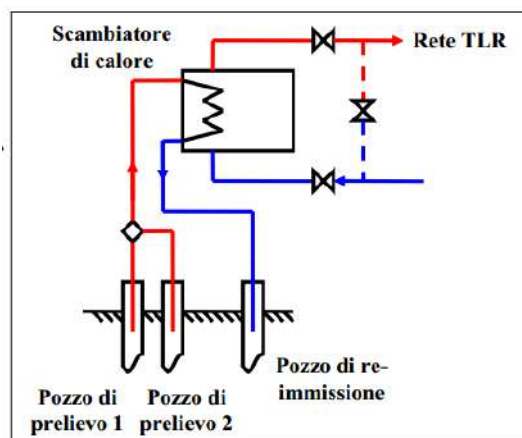


Figura 30 Schema d'impianto per il prelievo e l'utilizzo del calore geotermico per una rete TLR (fonte: Consorzio CRAVEB).

Negli ultimi anni, soprattutto nei paesi del nord Europa, si stanno diffondendo le reti di IV generazione ovvero reti caratterizzate da basse temperature del fluido vettore (55-70 °C). Tali reti, ovviamente, possono servire solo gli edifici dotati di terminali di erogazione a bassa temperatura. Considerando che le nuove direttive europee spingono sempre più verso la costruzione di Nearly Zero Energy Buildings, non è difficile pensare che presto i vecchi terminali saranno sostituiti da pannelli radianti e ventilconvettori.

Infine, quando le temperature del fluido geotermico, come già illustrato nel paragrafo 2, sono eccessivamente basse ($< 20^{\circ}\text{C}$) si può ricorrere all'installazione in centrale termica di una pompa di calore che sfrutta il fluido geotermico come pozzo a temperatura inferiore. Una soluzione simile è stata adottata per la rete di teleriscaldamento Milano Canavese, ove una pompa di calore eroga una potenza di 15 MW termici sfruttando l'entalpia geotermica contenuta nell'acqua di falda.

Lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento è avvenuto per lo più nei paesi con climi rigidi dove il carico termico e la durata del periodo di riscaldamento sono significativi rispetto ai climi del mediterraneo consentendo un ritorno economico più rapido dell'investimento. Nelle zone climatiche con richieste di energia termica in regime invernale e frigorifera nel periodo estivo rispettivamente, è possibile considerare l'installazione di sistemi teleriscaldamento/raffrescamento. Infatti, il numero di ore equivalenti di funzionamento è mediamente più elevato rispetto a quelli con solo riscaldamento comportando un incremento del risparmio energetico rispetto ad un sistema tradizionale con una ricaduta positiva nei bilanci economici. Inoltre, come già sottolineato nel paragrafo 2, all'aumentare della densità del carico termico, ovvero la richiesta di energia termica rapportata alla superficie dell'area servita dal sistema, l'incidenza dei costi della rete di distribuzione diminuiscono rendendo il sistema economicamente vantaggioso.

L'acqua refrigerata, necessaria alla rete nel periodo estivo, può essere prodotta in centrale attraverso lo sfruttamento della risorsa geotermica che può alimentare macchine ad assorbimento o ad adsorbimento in funzione della temperatura della stessa.

Pali energetici

I pali di fondazione energetici hanno una duplice funzione: sostenere i carichi di una struttura e fungere da scambiatori di calore per pompe di calore accoppiate con il terreno. L'utilizzo di questi sistemi consente di risparmiare sui costi di perforazione rispetto alle sonde geotermiche tradizionali, perché già previsti per le opere di fondazione.

Il sistema è molto simile alle convenzionali sonde verticali, ad eccezione del fatto che le sonde sono collocate negli elementi di fondazione indiretta. Le sonde sono in genere realizzate in materiale plastico (HDPE – High Density Polyethylene) e agganciate all’armatura metallica del palo prima del getto di calcestruzzo. All’interno delle sonde scorre un fluido termovettore (acqua o acqua e glicole) che viene poi inviato alla pompa di calore. Lo scambio termico, tra il palo energetico ed il terreno circostante, può avvenire sia durante il periodo invernale che estivo (ciclo annuale), con estrazione del calore dal terreno nel periodo invernale ed iniezione nel periodo estivo (Figura 31). Le loro prestazioni dipendono da parametri operativi e di progetto, come il diametro della sonda e del palo, la conducibilità termica dei materiali impiegati, la velocità e la temperatura del fluido nelle sonde, e le configurazioni geometriche delle sonde (tubi ad U, doppi tubi a U, a triple U, a spirale).

La Figura 32 riporta, alcune foto relative all’installazione dei pali energetici presso la nuova stazione “Municipio” della metropolitana di Napoli. Il sistema realizzato consente di climatizzare, in accoppiamento ad una pompa di calore geotermica, il locale adibito a videosorveglianza. L’attività sperimentale è stata coordinata dai ricercatori del consorzio di ricerca CRAVEB.



Figura 31 Funzionamento dei pali energetici in regime invernale e in regime estivo (École Polytechnique Fédérale de Lausanne (PFL) Laboratory of Soil Mechanics LMS)



Figura 32 Installazione dei pali energetici presso la metropolitana di Napoli-stazione Municipio (fonte: Consorzio CRAVEB)

Il condizionamento degli edifici da fonte geotermica

Il condizionamento degli ambienti tramite l'utilizzo della fonte geotermica geotermica si è diffuso notevolmente a partire dagli anni '80, a seguito dell'introduzione nel mercato delle pompe di calore. Le pompe di calore geotermiche sono collegate ad un sistema di sonde nel quale scorre un fluido che preleva o cede il calore dal/al terreno o acqua di falda. Il sistema può essere configurato con un "open loop" o un "closedloop". Nel primo caso, l'acqua di falda viene prelevata ed inviata allo scambiatore della pompa di calore e re-iniettata in falda. Nel secondo caso, invece, il fluido geotermico evolve in un circuito chiuso, scambiando energia termica con il terreno o la falda; per essere inviato allo scambiatore della pompa di calore ed in seguito al terreno per iniziare un nuovo ciclo.

La disposizione delle sonde nel terreno può essere del tipo:

- Verticale;
- Orizzontale;
- Elicoidale.

Le pompe di calore possono essere reversibili, ovvero il loro funzionamento può essere invertito, potendo operare alternativamente come unità riscaldanti o raffreddanti.

Richiedono energia elettrica per funzionare, ma, quando accoppiate al terreno, consentono di ottenere elevati valori del COP (COefficiente di Prestazione) con conseguente riduzione dei consumi energetici. L'incremento dell'efficienza del sistema è dovuto alla temperatura del terreno la quale è maggiore/minore rispetto a quell'aria esterna.

La Figura 33 riporta un esempio di applicazione di pompa di calore geotermica nell'ambito del progetto SNECS (Social Network delle Entità dei Centri Storici) presso il sito dimostratore del Complesso di San Marcellino, Università degli Studi di Napoli Federico II, Dipartimento DiSTAR.



Figura 33 Pompa di calore geotermica con sonde verticali installate presso il sito dimostratore di Largo San Marcellino- Napoli (fonte:Craveb)

Applicazioni della geotermia in agricoltura

Nel settore agricolo, il fluido geotermico è utilizzato in agricoltura principalmente per il riscaldamento di serre, dove può essere realizzata la coltivazione di verdure e fiori fuori stagione o in climi non idonei alla crescita delle piante. Le temperature dell'aria all'interno delle serre non devono essere eccessivamente elevate rendendo particolarmente compatibile l'utilizzo di fonti geotermiche a bassa temperatura.

Il riscaldamento delle serre può avvenire mediante: (a) tubi nei quali evolve acqua calda posti sopra o nel terreno o anche in condotte situate lungo le pareti o sotto i pancali; (b) aerotermi; e (c) con canali forati per la diffusione dell'aria calda; o, infine, (d) con una combinazione di questi sistemi (Figura 34).

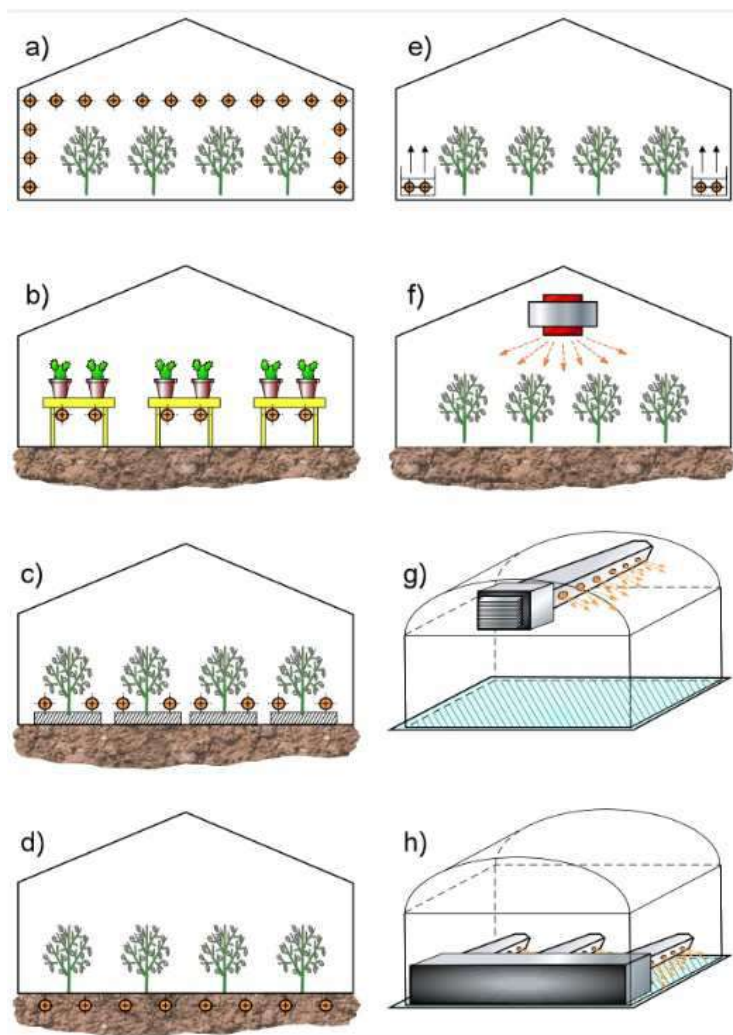


Figura 34 Sistemi di riscaldamento delle serre geotermiche. Riscaldamento a convezione naturale: (a) tubi sospesi, (b) pancali riscaldati, (c) tubi posizionati in basso. Riscaldamento del terreno (d). Riscaldamento ad aria forzata: (e) convettori laterali, (f) ventilatori sospesi, (g) convettori posizionati in alto, (h) convettori posizionati in basso (fonte: <http://www.unionegeotermica.it/>).

In alcuni casi, il fluido geotermico è impiegato nell'agricoltura a cielo aperto (laddove la composizione chimica del fluido lo permetta) per irrigare e/o riscaldare il suolo. Tale tecnica è impiegata allo scopo di: (a) prevenire i danni derivanti dalle basse temperature ambientali, (b) di estendere la stagione di coltivazione, di aumentare la crescita delle piante ed incrementare la produzione, e (c) di sterilizzare il terreno. L'irrigazione a pioggia necessita di grosse quantità d'acqua e per tale ragione spesso questa tecnica è sostituita da un sistema di irrigazione sub-superficiale accoppiato con un sistema di tubi riscaldanti inseriti nel terreno.

Impiego dei fluidi geotermici negli allevamenti

Gli allevamenti a temperatura controllata consentono di migliorare le condizioni sanitarie degli animali e di accelerare la crescita degli animali stessi. Negli allevamenti a terra in particolare, gli ambienti sono riscaldati principalmente mediante aerotermi o canali forati per l'immissione dell'aria; sono sconsigliati i tubi a terra sia per evitare che questi vengano danneggiati dagli animali sia perché i tubi possono essere di intralcio alla circolazione degli animali. I fluidi geotermici possono essere utilizzati sia per alimentare le batterie degli aerotermi sia per sterilizzare gli ambienti.

Altri impieghi dei fluidi geotermici

Applicazioni meno comuni della fonte geotermica a bassa temperatura prevedono l'utilizzo dei fluidi geotermici per eliminare il ghiaccio dalle strade (Figura 35 e Figura 36) e/o per disperdere la nebbia da alcuni aeroporti.



Figura 35 Riscaldamento geotermico delle strade per eliminare il ghiaccio (fonte: <http://www.thinkgeoenergy.com>)



Figura 36 Riscaldamento geotermico dei marciapiedi per eliminare il ghiaccio (fonte: <https://wowair.us/magazine/energy-in-iceland/>)

4.4.6. Impatto ambientale impianti geotermici

L'impatto ambientale degli impianti geotermici è molto variabile, e dev'essere suddiviso essenzialmente in 4 categorie:

- 1) Impianti per l'utilizzo termico con scambiatori di calore
- 2) Impianti per l'utilizzo termico con prelievo di fluidi geotermici
- 3) Impianti geotermoelettrici senza re-iniezione totale
- 4) Impianti geotermoelettrici con re-iniezione totale (impianti 'Pilota' come definiti dalla Legge n.22 del 2010 ed estensione Marzo 2011)

Gli impianti con prelievo di energia termica con scambiatori di calore hanno impatto pressochè nullo, che in pratica si riduce al semplice utilizzo di territorio. Nel caso di impianti con scambiatori di calore 'verticali', anche l'estensione di territorio necessaria per il prelievo termico è assolutamente irrisorio e quindi trascurabile. In questa categoria, ricadono gli impianti di condizionamento 'a pompa di calore' nonché i sistemi di 'telerriscaldamento' con scambiatori di calore in pozzo (senza prelievo di fluido). Queste tipologie di impianti vanno completamente esentati da procedure di VIA, in quanto non hanno alcun impatto apprezzabile, coerentemente con la normativa nazionale (Legge n.22 2010, art.10 comma 7). Si può d'altra parte imporre una profondità massima dei pozzi di prelievo termico, che comunque nel caso di sistemi a 'pompa di calore' raramente arrivano ad un centinaio di metri. La legislazione vigente (ad esempio Legge n.22 del 2010) consente, per estensione del 'Regio Decreto' risalente al 1933, il prelievo di acque nei fondi propri o di proprietari consenzienti, 'per uso domestico'. Nel caso le zone di prelievo ricadano in 'aree vincolate', bisogna

chiedere apposita autorizzazione al Genio Civile. Il prelievo di acque per 'usi domestici' include l'utilizzo termico, anche a scopo di produzione elettrica, e prevede pozzi di profondità massima pari a 400 metri con prelievo di potenza termica massima di 2000 kW (Legge n.22 2010, art. 10 'piccole utilizzazioni locali'). In linea con la legislazione nazionale, si suggerisce di porre come limite di profondità dei pozzi per opere di prelievo termico senza prelievo di fluidi, esentate dalla procedura di VIA, 400 metri. Bisogna sottolineare che la perforazione di pozzi, anche se per utilizzi esentati dalla VIA, deve essere comunque comunicata all'Ufficio Cave e Torbiere Regionale, anche per rendere possibili le verifiche di legge sull'ottemperanza alle misure di legge (prime fra tutte l'isolamento della falda superficiale, per impedire contaminazioni con la falda profonda).

Gli impianti per l'utilizzo termico con prelievo di fluidi geotermico, nel limite di profondità di 400 metri per i pozzi di prelievo, in base alle disposizioni di legge sulle 'piccole utilizzazioni locali' (Legge n.22, art. 10) sono comunque consentite in terreni di proprietà privata, nel limite di prelievo di 2000 kW termici, anche per la produzione elettrica. Il regime autorizzativo, con procedure specificate dalla Regione che devono comunque essere 'semplificate', deve prevedere, in ottemperanza con la normativa nazionale (legge n.22 2010, art.10, comma 7) che impianti di potenza inferiore a 1000 kW (anche elettrici) siano comunque esentati dalla procedura di VIA. Anche in questo caso, la perforazione dei pozzi deve essere comunicata all'Ufficio regionale competente, presso il quale si dovrà depositare il progetto di perforazione. Per impianti che prevedono il prelievo di fluidi geotermici, devono essere considerati due casi: il caso di prelievo senza re-iniezione, ed il caso con re-iniezione. Nel caso di prelievo senza re-iniezione bisogna stabilire una procedura semplificata di 'autorizzazione ambientale' in cui chi utilizza l'impianto specifica le modalità di smaltimento dei fluidi dopo il loro utilizzo. Tali modalità devono essere approvate dall'Ufficio regionale competente. Nel caso di prelievo con successiva re-iniezione (pratica che dovrebbe essere incoraggiata o addirittura imposta), lo schema autorizzativo dell'impianto deve specificare i tassi volumetrici dei fluidi prelevati e re-iniettati, i progetti e le localizzazioni dei pozzi di prelievo/re-iniezione, nonché le pressioni di re-iniezione, che devono essere mantenute sotto un determinato valore di soglia (che si suggerisce minore o uguale a 1,0 MPa). Devono pertanto essere specificate nella richiesta autorizzativa tutti i parametri, desunti da misure effettuate in località limitrofe o nello stesso luogo in pozzi di 'prova'. Per tali impianti relativi a 'piccole utilizzazioni locali' si può imporre un tasso massimo di prelievo/reiniezione, che potrebbe essere fissato tra 15-20 l/sec. Un basso tasso di prelievo e soprattutto di re-iniezione, unito alla superficialità dei pozzi (al massimo 400 metri, come da normativa nazionale) fa sì che sia effettivamente trascurabile la problematica relativa a possibili effetti di 'stimolazione sismica'. La re-iniezione va effettuata, in mancanza di specifici elementi idrogeologici che dimostrino situazioni di sito particolari, alla medesima profondità di prelievo.

Impianti geotermoelettrici, anche se di tipo co-generativo, che superino i limiti posti dalle 'piccole utilizzazioni locali', sono soggetti a 'concessione' che, in caso di impianti 'pilota' (Legge n.22 2010, integrazione 3/2011), viene concessa dal MISE mentre, nel caso di normali permessi di ricerca, va richiesta alla Regione. Questi impianti sono

assoggettabili a Valutazione di Impatto Ambientale. Nel caso di impianti che non prevedono re-iniezione dei fluidi geotermici reflui, la Valutazione di Impatto Ambientale, oltre le normali procedure per tipologie standard di impianti di generazione elettrica, devono affrontare specificamente il problema delle emissioni, sia dei liquidi (smaltimento dei liquidi), sia delle emissioni gassose in atmosfera e del loro impatto sui centri abitati vicini. La procedura di VIA va inoltre integrata con le considerazioni sulla possibilità che il prelievo continuativo possa generare sismicità indotta (vedi descrizione seguente).

Nel caso di impianti a re-iniezione totale (che vanno incoraggiati, se non resi obbligatori, specialmente in prossimità di aree fortemente urbanizzate), la procedura di valutazione di impatto deve contenere la dimostrazione dell'effettivo ottenimento di emissioni nulle in atmosfera (con monitoraggio obbligatorio durante l'esercizio dell'impianto), e deve esserci un capitolo specifico sull'assenza di effetti 'sismogenici' significativi della re-iniezione. In particolare, bisogna presentare uno schema del sistema geotermico, dimostrando nel contempo il contenimento delle pressioni di re-iniezione al di sotto di una soglia prefissata (che generalmente viene posta ad 1,0 MPa in eccesso alla pressione litostatica alla profondità di re-iniezione). Alla procedura di VIA va allegata una relazione sulla sismicità storica della zona in cui deve sorgere l'impianto, inclusa la sismicità recente con i relativi parametri di localizzazione, magnitudo, momento sismico, nonché tutte le valutazioni riportate dalla letteratura, al livello dello 'stato dell'arte'. Inoltre, devono essere allegate alla procedura di VIA tutte le considerazioni tecnico/scientifiche rilevanti sulle pressioni effettive di re-iniezione. In aggiunta alle considerazioni teoriche, necessarie per ottenere un permesso 'preliminare' di perforazione per l'impianto, si può ottimizzare la procedura prevedendo l'effettuazione, nel primo pozzo (di test o di effettivo utilizzo), di appositi 'leak-off tests' (vedi ad esempio la pubblicazione Carlino et al., 2015 su Earth Plan. Science Letters) durante i quali viene misurata anche l'eventuale micro-sismicità generata dalla messa in pressione (a vari stadi di pressione) del pozzo. L'interpretazione dei risultati dei test di 'leak-off' può essere effettuata con l'ausilio dell'INGV, tramite apposita convenzione con la Regione. In ogni caso, poiché generalmente gli strati più superficiali sono 'asismici' in quanto non permettono l'accumulo di sforzi significativi, in ciascuna area si può prevedere una profondità massima di operazione (prelievo/reiniezione) entro la quale stabilire procedure semplificate di valutazione di impatto 'sismico'. Bisogna in ogni caso sottolineare che la re-immissione totale in serbatoio, oltre ad essere il miglior metodo per preservare totalmente le condizioni di falda, è anche la metodologia meno invasiva dal punto di vista 'sismogenico', ossia il metodo con minori possibilità di innesco di sismicità. Per questo motivo, oltre all'assenza di emissioni nocive in atmosfera, gli impianti a re-iniezione totale vanno assolutamente privilegiati, come del resto già prevede la normativa nazionale geotermica del 2010 ed integrazioni successive.

Per quanto riguarda le prospettive di sviluppo del settore in Campania, al momento non è possibile prevedere con certezza se e con quali tempi saranno realizzati interventi nel settore geotermoelettrico, finanche nel campo delle piccole potenze (< 1 MW); un'interessante opportunità potrebbe tuttavia essere rappresentata dal bando Horizon

2020 “Eranet Cofund GEOTHERMICA” (l’Italia aderisce tramite MIUR): il bando, dotato di un budget di 32,8 milioni di euro, di recente emanazione, è finalizzato al finanziamento di progetti innovativi nel campo dell’energia geotermica, che, per accedere al finanziamento, dovranno dimostrare di poter portare soluzioni innovative più vicine alla distribuzione commerciale, incoraggiando la partecipazione industriale al fine di utilizzare in modo vantaggioso gli investimenti del settore pubblico.

Per quanto riguarda gli usi termici, diretti o attraverso pompe di calore delle risorse a bassa entalpia, si deve invece ritenere che, anche a breve termine, il loro contributo all’aumento della quota dei consumi finali coperta da energia rinnovabile sarà significativo.

Nel 2014, secondo i dati GSE (v. cap. 1), gli usi diretti dell’energia geotermica in Campania hanno fornito 11 ktep (pari a circa il 5% del dato nazionale), cui si aggiungono quelli indiretti legati all’utilizzo di risorse a bassa temperatura da parte di impianti a pompa di calore (in questo caso, il dato GSE è disponibile solo per l’insieme delle risorse geotermica, aerotermica e idrotermica, e, per il 2015, corrisponde a 77 ktep; in base ai dati medi nazionali, in questo caso la quota relativa alle risorse geotermiche può stimarsi pari al 25% del totale, ovvero a circa 20 ktep).

Si ritiene che, mediante opportune politiche di stimolo e incentivazione, soprattutto nel settore pubblico, entro il 2020 questi valori possano almeno raddoppiare, superando, quindi, i 20 ktep per quanto riguarda gli usi diretti e i 40 ktep per quelli indiretti mediante pompe di calore.

Bibliografia

- <http://www.vigor-geotermia.it/>
- <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/>
- Linee guida per l’utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia
- Carlino, S., Somma, R., Troise, C. and De Natale, G. The geothermal exploration of Campanian volcanoes: historical review and future development.", *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, pp. 1004-1030 DOI 10.1016/j.rser.2011.09.023, 2012.
- Carlino S., Kilburn, C.R.J. A. Tramelli, C. Troise, R. Somma and G. De Natale (2015) Tectonic stress and renewed uplift at Campi Flegrei, Southern Italy: new insights from caldera drilling *EPSL*, 420,23-29, DOI: 10.1016/j.epsl.2015.03.035.

4.5. Linee di indirizzo per le agroenergie in Campania

La Campania ha giacimenti di biomasse rilevanti che possono dare sia un contributo importante al progressivo aumento della quota di energia prodotta da FER sia alla diffusione delle Smart Grid, favorendo la produzione distribuita di energia proveniente dalle molteplici fonti di biomassa.

Su questo tema, seppur nella specificità delle tecnologie utilizzabili (dalla valorizzazione energetica tramite pirogassificazione, al biogas) la linea strategica da proporre è quella di favorire l'insediamento di impianti di piccola e media taglia, privilegiando la filiera corta che porta il produttore o aggregatore di biomasse ad essere il primo soggetto che tende ad un utilizzo delle stesse con finalità di produzione energetica, senza lasciare spazi eccessivi a progetti di speculazione produttiva con impianti che si pongono limiti dimensionali e di rientro meramente speculativi.

Per quel che attiene le biomasse derivanti dal trattamento dei rifiuti, ci si affida a quanto già oggetto di programmazione regionale con il Piano Rifiuti, strumento già adottato dall'Ente. La prospettiva assunta è la valorizzazione delle biomasse di origine agricola o silvestre.

L'agro-energia può essere definita come la potenzialità energetica che si può ricavare dai processi agricoli e agroalimentari ai fini della produzione di biocarburante (biodiesel, bioetanolo), e biocombustibili (biomasse solide, liquide e biogas) da utilizzare per i trasporti o per la generazione di elettricità, di calore e di raffrescamento.

È necessario chiarire che quando si parla di agro energia si intende da un lato l'energia strettamente derivata da materia prima prodotta a partire dal comparto agricolo, dall'altro si fa riferimento all'energia prodotta da altre fonti rinnovabili che insistono su aree agricole. Si tratta nel primo caso di energia dall'agricoltura e nel secondo di energia "per" l'agricoltura, trattandosi il più delle volte di impianti posizionati in territori rurali, in cui almeno una parte dell'energia prodotta è destinata alle attività agricole.

Il contesto settoriale

La Superficie Agricola Territoriale (SAT) campana è di 722.378 ettari che rappresenta circa il 53% della superficie regionale (-13,8% rispetto al 2000). Nel periodo intercensuario 2000-2010 in Campania si è registrato un processo di contrazione delle aziende agricole associato ad una riduzione della Superficie Agricola Utilizzata (SAU): il numero di aziende agricole e zootecniche è risultato pari a 136.872 con una contrazione rispetto al censimento del 2000 del 41,6%, mentre la SAU, con 549.270,5 ettari, ha registrato una flessione intercensuaria del 6,3%

L'effetto combinato di questi cambiamenti, si traduce in un aumento della dimensione media delle aziende agricole che passa da 2,5 a 4,0 ettari di SAU che resta comunque

molto bassa rispetto al dato medio nazionale (7,9 ettari). Oltre il 60% delle aziende detiene meno di 2 ettari, e solo lo 0,6% ha oltre 50 ettari. La frammentazione interessa principalmente le aree più urbanizzate.

L'offerta produttiva regionale è piuttosto ampia: i seminativi sono il gruppo di coltivazioni preminente ed occupano il 48,8% della SAU; seguono le colture permanenti con il 28,7% e i prati permanenti e pascoli con il 21,9%

La superficie forestale (IFNC, 2005), è di 445.274 ettari ripartita in 384.395 ettari classificati come bosco e 60.879 ettari come altre terre boscate. La superficie boscata è inferiore alla media nazionale e pari al 28,3% della superficie territoriale regionale. La macrocategoria Bosco è costituita da 380.002 ettari di boschi alti (98,9%), mentre la parte residua (1,1%) è rappresentata da impianti di arboricoltura da legno e da aree temporaneamente prive di soprassuolo. La macrocategoria Altre terre boscate comprende 5.156 ettari di boschi bassi, 5.892 ettari di boschi radi, 1.473 ettari di boscaglie, 28.348 ettari di arbusteti, 20.010 ettari di aree boscate inaccessibili o non classificate.

Le aziende con allevamenti sono 14.324 pari al 10,5% del totale delle aziende agricole, e fanno registrare una diminuzione del 62% rispetto al 2000, ma la flessione in termini di capi allevati è meno evidente e si registrano incrementi nel comparto bufalino. Per quanto riguarda le Unità Bestiame Adulto (UBA), si registra un valore pari a 448.980. In particolare si allevano 182.630 (-14,0% rispetto al 2000) capi bovini, pari al 3,3% di quelli censiti in Italia. La dimensione media della stalla è piuttosto ridotta (19,6 capi/azienda). I capi bufalini allevati sono 261.506 (+100% rispetto al 2000) ripartiti in 1.409 allevamenti bufalini (+8,6% rispetto al 2000). Per il comparto bufalino, a livello nazionale, la Campania conta il 72,6% dei capi e il 57,9% delle aziende.

Nel 2011 il valore della produzione agricola della Regione Campania è stato di circa 3,5 miliardi di euro: in termini percentuali nello stesso anno il contributo del settore primario alla formazione del valore aggiunto regionale è stato pari al 2,7%; nel 2000 era del 3,3%. La performance è fortemente condizionata dai consumi intermedi, il cui peso è di poco inferiore ai 2 miliardi di euro.

La dimensione economica per azienda in Campania è circa la metà del dato nazionale e poco più della metà delle aziende appartiene alle classi di dimensione economica fino a 4.000 euro. La percentuale degli investimenti fissi lordi sul valore aggiunto dell'agricoltura è circa la metà del dato nazionale (27,84 contro il 40,70%): in particolare, nell'ultimo decennio sono calati del 3,7 %. Nell'industria agroalimentare la riduzione è ancora più marcata facendo registrare un calo del 42% (7% a livello nazionale).

Differenti sono invece le dinamiche che interessano la silvicoltura: al 2012, la produzione silvicola vale circa 69 Meuro, in lieve aumento rispetto al 2005; i consumi intermedi si riducono di circa un quinto ma il comparto non ne trae profitto a causa di una produzione tendenzialmente stagnante.

In Campania 4.790 aziende agricole (3,5% del totale) diversificano il proprio reddito svolgendo una o più attività connesse. La prevalenza è rappresentata dall'integrazione verticale a valle e servizi, seguita da altre attività agricole e dal turismo rurale e l'accoglienza.

In Campania il settore agricolo ed agroalimentare mostra caratteri distintivi soprattutto in termini di qualità delle produzioni: 4 DOCG; 15 DOC; 10 IGT; 13 DOP (prodotti lattiero-caseari, prodotti orticoli e frutticoli); 9 IGP (prodotti Orticoli e frutticoli, produzioni zootecniche), con un comparto vitivinicolo che presenta più di 20 vini a denominazione di origine.

Le aziende agricole campane producono circa 11.000 tonnellate di rifiuti speciali (rifiuti derivanti da attività agricole e agro-industriali), di cui circa il 36% è costituito da materie plastiche, imballaggi, compresi i contenitori di prodotti fitosanitari. In particolare utilizzando i dati ISTAT sulle superfici di colture orticole in serra è stato stimato in 2.751 t/anno il quantitativo di teli pacciamanti utilizzati in Campania nel 2012. In Campania la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti agricoli, rispetto a quanto avviene già da tempo nella maggioranza delle Regioni del Nord e del Centro Italia, non è realizzata attraverso accordi di programma. Gli agricoltori si rivolgono quindi a ditte autorizzate allo smaltimento dei rifiuti speciali, per le varie tipologie di rifiuti presenti in azienda.

L'agricoltura inoltre rappresenta l'1,6% dei consumi totali, mentre l'industria alimentare il 4,5%. In particolare il consumo energetico del settore agroforestale della Campania per unità di superficie (145,76 kg di petrolio equivalente/ha) risulta superiore a quello dell'Italia e dell'Europa (rispettivamente 133 e 124 kg di petrolio equivalente/ha). Anche per il settore alimentare il consumo energetico regionale (4,46%) è più elevato rispetto al livello nazionale ed europeo (rispettivamente 2,6% e 2,5%).

Considerazioni preliminari

Questo scenario induce a valutare gli interventi di sviluppo delle agroenergie nelle aree rurali con estrema cautela a causa dell'impatto che questi potrebbero avere sul territorio, soprattutto con riferimento allo sfruttamento economico di terreni fertili per la produzione di biomasse e bioliquidi, dovendo interessare grandi superfici dedicate in colture estensive e con basso impiego di manodopera per raggiungere livelli economici competitivi, cosa difficilmente ipotizzabile, considerate le caratteristiche strutturali dell'agricoltura campana. Inoltre, l'ottica di sottrarre aree agricole alle coltivazioni, soprattutto quelle con marchi collettivi, per produzioni dedicate alle agroenergie non è una strategia perseguibile, per gli effetti che avrebbe nel breve periodo sul territorio e nel lungo sul valore economico della PLV campana.

Le valutazioni da effettuare sono molteplici e rispondono non solo a criteri di fattibilità e convenienza economica ma soprattutto a criteri di sostenibilità ed effettiva riduzione delle emissioni gassose in atmosfera, oltre che al mantenimento di un armonioso sviluppo del territorio in tema di paesaggio, biodiversità e produzioni agricole. È inoltre da considerare il livello di accettazione della popolazione residente rispetto alla installazione di impianti per la produzione di energia seppure di piccola taglia.

L'utilizzo sostenibile della combinazione di più fonti energetiche rinnovabili, solare, eolico e biomasse, può ben adattarsi alla realtà del territorio campano, ricco di queste risorse: elevato numero di ore annue di insolazione, valori anemometrici elevati per alcune zone e disponibilità di biomassa.

Il primo approccio al problema è la quantificazione del potenziale di biomasse realmente utilizzabile nel breve periodo, secondo le tecnologie attualmente disponibili, e le tipologie di biomasse che la legislazione attuale consente di utilizzare, come ad esempio la biomassa derivate dai residui inutilizzati dall'agricoltura (biomasse generate da scarti e/o sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale ed agroforestale, ecc.). A questo si unisce anche l'esigenza di valorizzare le aree dove non sussistono attualmente le condizioni agro-ambientali per le coltivazioni (aree interessate dal cuneo salino o con status ambientale alterato) e le aree a rischio di marginalità (aree a rischio idrogeologico, abbandono colturale) per essere dedicate temporaneamente a colture energetiche.

Questa scelta consente di focalizzare l'attenzione su filiere con concreta possibilità di sviluppo ed anche correttamente inserite nei contesti locali, ma anche di conseguire un ulteriore risultato: l'utilizzo energetico di materiali che, se non correttamente smaltiti, avrebbero conseguenze negative per l'ambiente (come le deiezioni animali) oltre alla salvaguardia di aree boscate da fenomeni di dissesto ed abbandono (recupero della biomassa lignocellulosica attraverso la corretta gestione forestale).

Il reale serbatoio di materia prima utilizzabile per la produzione di bioenergia non è facilmente quantificabile: da un lato c'è il potenziale produttivo agricolo e forestale: boschi demaniali e privati, scarti e sottoprodotti di aziende agricole; aziende zootecniche che possono contribuire con la raccolta e lo sfruttamento delle deiezioni animali alla formazione di materia prima per la produzione di biogas a fini energetici; aziende per le quali è necessaria e/o conveniente una riconversione produttiva, che possono, attraverso colture dedicate, originare materia prima per i biocarburanti. Dall'altro ci sono gli scarti delle industrie agroalimentari e di lavorazione delle industrie e dell'artigianato della carta e del legno.

I fattori critici già individuati come freno all'avvio di un processo di sviluppo sono:

- l'assenza di una filiera strutturata sul territorio regionale;
- la complessità dell'iter burocratico-amministrativo e la molteplicità di norme a cui questo fa riferimento;

- la diffidenza che attualmente hanno le comunità, gli enti locali, le utenze ad accettare progetti riguardanti l'utilizzo di biomasse molto spesso identificate con il rifiuto indifferenziato.

Di contro, fattori di sviluppo potrebbero essere il bisogno di sicurezza nell'approvvigionamento energetico, e l'opportunità di sviluppo economico ed occupazionale che la creazione di una nuova filiera genera sul territorio.

Sulla scorta degli indirizzi comunitari e nazionali, la strategia regionale dovrebbe muoversi in questa direzione attenendosi alle seguenti priorità:

- favorire la creazione di filiere locali per la produzione di energia da biomassa di origine agro-forestale, ottenuta soprattutto da scarti agricoli, di allevamento e forestali, laddove i territori sono maggiormente vocati a questo tipo di produzione ed in aree interne svantaggiate dove la creazione di una filiera della biomassa possa creare occupazione conseguendo al tempo stesso l'autosufficienza energetica di piccole comunità;
- creare le condizioni per l'ulteriore sviluppo delle agroenergie all'interno delle imprese agricole in un'ottica di filiera locale;
- favorire l'integrazione degli impianti a biomassa con altre fonti rinnovabili.

Al fine di utilizzare in maniera sostenibile risorse endogene dei territori rurali, priorità deve essere attribuita alla cogenerazione da biomasse di provenienza regionale e allo sviluppo della generazione distribuita, mediante impianti di medio-piccola taglia ad alta efficienza energetica, che attraverso l'integrazione tra diverse fonti di energia rinnovabile, possano ridurre le emissioni di gas ad effetto serra.

Al pari andrebbe incentivato:

- l'utilizzo di energia rinnovabile da biomasse agro-forestali all'interno della azienda agroforestale, in raggruppamenti di aziende e piccole comunità rurali;
- la possibilità di affidare agli enti locali in maniera diretta a cooperative e loro consorzi lavori e/o servizi riguardanti la realizzazione e la gestione di impianti di produzione di calore alimentati da fonti rinnovabili di origine agro-forestale in armonia con le caratteristiche peculiari, le risorse e le vocazioni specifiche dei territori.

L'assenza di una filiera agro-energetica, fa sì che diventi indispensabile la presenza di un sistema locale pronto a cogliere le opportunità di sviluppo partendo dal basso. Il ruolo degli enti locali in questo senso può diventare essenziale nel favorire l'aggregazione volontaria dei diversi attori, integrando nella filiera non solo i fornitori, i produttori ed i trasformatori, ma anche il sistema amministrativo, il sistema creditizio e il terziario e creando la massa critica necessaria alla sostenibilità di un progetto di investimento in energia da fonti rinnovabili. Tra i soggetti indispensabili per la formazione del partenariato:

- enti locali;
- operatori del settore energetico;
- aziende agricole, forestali, agroindustriali anche in forma associativa (Organizzazioni di produttori, Cooperative, Consorzi di bonifica);
- istituti di credito.

Fondamentale è la costruzione di una politica di *governance* su scala locale, che si radichi sul territorio sviluppando un sistema competitivo mediante l'incentivazione della filiera corta, le cui ricadute sul territorio produrranno effetti positivi in termini di sviluppo economico e occupazionale. La nascita di siffatti partenariati comporta un riassetto procedurale che definisca nuovi modelli di governo locale delle esperienze di filiera e dei sistemi energetici territoriali, di politica economica e di sostenibilità ambientale, attraverso il giusto mix di politiche pubbliche tese a creare le condizioni tecniche ed economiche per la fattibilità del progetto e per il soddisfacimento delle diverse aspettative dei singoli operatori (quali interventi tesi ad aumentare la propensione ad investimenti indirizzati alla produzione energetica, alle reti energetiche e allo sviluppo/ricerca di comparti per la produzione tecnologica di settore).

In tal senso, è possibile proporre, una struttura che accompagni il processo di *governance* su scala locale, con particolare attenzione agli Enti locali territoriali, individuando un "Osservatorio Regionale per le Agroenergie" della Direzione Generale Politiche Agricole Alimentari e Forestali della Regione Campania, che, con una visione unitaria, possa:

1. Coordinare le diverse iniziative regionali in materia di agroenergie;
2. Coordinare i diversi enti presenti sul territorio in tema di agroenergie;
3. Individuare i bacini agro-energetici della Campania sulla base della territorializzazione delle biomasse disponibili (come da paragrafo successivo), e in cui prioritariamente svolgere azioni di governo in tema di agroenergie);
4. Sviluppare le filiere agro-energetiche attraverso il confronto con i soggetti privati;
5. Promuovere Partenariati (tra imprenditori agricoli, investitori privati ed enti locali);
6. Assicurare al comparto agricolo i benefici economici correlati alla nascita delle filiere;
7. Supportare le scelte dei tipi di FER rispetto alla disponibilità dei « giacimenti» (tecnologie vs disponibilità; vettori energetici intermedi, ecc.), elaborando anche studi di fattibilità con analisi tecnico-economiche;
8. Promuovere la capacità progettuale (definizione del progetto esecutivo degli interventi da realizzare, con la redazione delle specifiche tecniche);
9. Massimizzare l'utilizzo dei finanziamenti comunitari in tema di FER, in primis del Programma di Sviluppo Rurale della Campania 2014-2020;
10. Promuovere normative regionali tese alla valorizzazione del conferimento ed alla partecipazione agli utili delle aziende agricole locali;

11. Controllare la filiera (Tracciabilità e verificabilità della biomassa utilizzata dal punto di vista qualitativo e dal punto di vista della filiera corta);
12. Promuovere studi di settore (anche attraverso utilizzo dei fondi comunitari disponibili);
13. Attivare “audit energetici” (diagnosi di efficienza energetica degli edifici pubblici ed elaborazione di progetti; studi di fattibilità e progettazione degli interventi; manutenzione e operatività degli interventi);
14. Promuovere l’acquisizione di TEE (Titoli di Efficienza Energetica) scambiabili sul mercato gestito dal GME;
15. Redigere, coerentemente con il PEAR, un Piano di azione per le Agroenergie;
16. Predisporre un Piano di Comunicazione finalizzato a rendere trasparenti i processi che governano lo sviluppo delle filiere energetiche e agro-energetiche in Campania, rendendo partecipi non solo gli attori della filiera ma l’intera filiera istituzionale e le comunità locali.

Obiettivi specifici per l’area delle agroenergie in Campania quindi sono:

- l’individuazione di bacini agro-energetici in coerenza con la tutela di biodiversità, delle produzioni tipiche e della preservazione dei suoli agricoli ad elevata fertilità;
- l’incentivazione per le imprese agro-forestali singole o associate alla realizzazione di impianti di cogenerazione di piccola taglia che utilizzino biomassa da residui agricoli e/o forestali generati in prevalenza all’interno dell’azienda stessa;
- l’incentivazione per aziende che forniscono reflui zootecnici ed agroindustriali nell’ambito di accordi di filiera per la produzione di biogas ad uso energetico, utilizzando sistemi di tracciabilità compatibili con la normativa comunitaria e nazionale;
- l’incentivazione alla predisposizione di piani di gestione delle aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico certificabili secondo gli standard di certificazione forestale accreditata a livello europeo o internazionale;
- le forme di premialità per progetti di filiera agro-energetica che nascono da partenariati locali (pubblici, privati o misti) negli areali individuati dal PEAR, oltre quelli già individuati dal Programma di Sviluppo Rurale della Campania 2014-2020;
- il supporto alla progettazione di impianti cogenerativi/trigenerativi di piccola taglia alimentati a biogas o biomassa ligno-cellulosica, i cui futuri fornitori della materia prima siano imprese agricole locali, nell’ambito di accordi di filiera già individuati;
- gli studi e ricerche finalizzate alla valorizzazione e recupero a fini energetici di aree sensibili quali: le aree interessate dal cuneo salino; le aree con alterazioni significative dello status agro-ambientale; le aree a rischio di marginalità;
- l’incentivazione di *governance* locali in aree rurali, che adottino politiche integrate di efficienza/risparmio energetico, sostenibilità ambientale ed utilizzo di energie rinnovabili in un’ottica di filiera;
- la formazione specifica indirizzata agli imprenditori, sulle possibilità offerte dallo sfruttamento a fini energetici di prodotti residuali delle attività agricole ed

agroindustriali in un'ottica di filiera e valorizzazione economica del mix "risparmio energetico/efficienza nei consumi/ produzione da fonti alternative".

Territorializzazione della disponibilità potenziale di biomasse ad uso energetico - Valutazione del potenziale da biomasse in Campania

Il "serbatoio" regionale di materia prima utilizzabile per la produzione di bioenergia non è facilmente quantificabile. La valutazione del potenziale di biomassa presente sul territorio campano si focalizza sulla disponibilità della biomassa residuale, vale a dire quella derivante da scarti e/o sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale ed agroforestale (e non da colture dedicate). La corretta gestione della attività di recupero di tali biomasse, inoltre, può rappresentare un importante vantaggio per i produttori che intendano disfarsene. Si tratta infatti di materiali di scarto di attività produttive che data la loro concentrazione in aree limitate e la forte stagionalità che caratterizza le produzioni agricole ed agroindustriali possono rappresentare un vero e proprio problema per il produttore che ne ha la responsabilità, oltre che, se non correttamente smaltiti, avrebbero conseguenze negative per l'ambiente. La tipologia della biomassa residuale garantisce il rispetto dell'alto valore dell'agroalimentare regionale senza alterarne il sistema, offrendo i vantaggi della sostenibilità ambientale.

Lo sfruttamento di terreni fertili per la produzione di biocombustibili, dovendo interessare grandi superfici dedicate a colture estensive e con basso impiego di manodopera per raggiungere livelli economici competitivi, non è stato considerato, per le caratteristiche strutturali dell'agricoltura campana. Tale discorso potrebbe essere, invece, applicato in aree con condizioni agricole svantaggiose.

L'utilizzo di tale materia prima deve necessariamente rispondere a tre requisiti. Deve essere disponibile in quantità significativa, di facile reperibilità e consentire l'economicità del recupero. Questi sono gli elementi che condizionano l'approvvigionamento degli impianti di trasformazione dai quali dipende l'efficacia della prima fase della filiera.

Secondo questo approccio, il comparto agricolo rappresenta il primo passo per un concreto start-up della filiera basato sulla determinazione del quantitativo di biomassa potenzialmente disponibile sia per favorire il versante dell'autoconsumo per le imprese del settore agricolo, e sia per la creazione di filiere agro-energetiche nelle aree rurali con l'obiettivo di creare un sistema economico integrato con la produzione di energia pulita.

Pertanto, deve essere condotta un'analisi del sistema agricolo, zootecnico, forestale e agroindustriale al fine dell'individuazione dei settori che maggiormente possono contribuire all'attivazione della filiera agro energetica sul territorio mediante recupero dei residui utilizzabili a fini agro energetici.

In questo screening sono individuate le seguenti categorie di sottoprodotti quali rispondenti ai requisiti imposti:

- deiezioni animali provenienti da allevamenti zootecnici;
- residui di lavorazione del settore lattiero caseario;
- scarti agroindustriali del settore conserviero;
- residui di lavorazione dei frantoii;
- scarti ortofrutticoli;
- residui di potatura delle coltivazioni arboree agrarie (vigneti, oliveti e frutteti);
- ramaglia di cedui e fustaie proveniente dal settore forestale.

Le biomasse individuate, per via delle loro intrinseche caratteristiche, risultano idonee ad essere valorizzate mediante conversione energetica attraverso differenti tecnologie che consentono la produzione contemporanea di energia elettrica e termica. In particolare, alcuni dei residui citati si prestano maggiormente ad essere trasformati in energia mediante processi biochimici, altri mediante processi termochimici, altri ancora, a seconda dello stato in cui si presentano e delle proprietà chimico-fisiche, possono essere convertiti in energia mediante entrambi i processi menzionati. In quest'ultimo caso, la scelta del processo di trasformazione dipende dalla valutazione di aspetti ambientali ed economici, nonché dei rendimenti complessivi di conversione.

Ciò permette la possibilità di individuare due differenti filiere agro-energetiche, corrispondenti a due diverse soluzioni impiantistiche: quella della biomassa destinata alla produzione di biogas attraverso digestione anaerobica e quella della biomassa lignocellulosica finalizzata alla combustione.

Sia la filiera amidaceo zuccherina (prevalentemente per la produzione di bioetanolo) che la filiera oleaginosa (prevalentemente per la produzione di biodiesel), non viene valutata.

L'individuazione dei due processi di conversione energetica è scaturita a seguito di valutazioni concernenti: la maturità tecnologica delle soluzioni impiantistiche; analisi di fattibilità tecnico-economiche; massimizzazione delle rese energetiche; possibilità di implementazione della filiera.

Sulle due specifiche filiere individuate va detto che esse differiscono, oltre che per gli schemi di processo, anche per le modalità gestione logistica della materia prima (approvvigionamento, trasporto, pretrattamento, etc.).

Le due filiere agro-energetiche

Una prima filiera, definita in questa sede filiera del biogas, è quella relativa all'impiego della digestione anaerobica, processo ampiamente diffuso nel Nord Europa ed anche nel Nord Italia, che comporta la produzione di un prodotto intermedio, appunto il

biogas, la cui combustione in motori alternativi consente oggi di raggiungere a pieno carico rendimenti sia elettrici che termici superiori al 40%, dunque con rendimenti globali superiori all'80%

In essa possono confluire tutte quelle biomasse che presentano specifiche caratteristiche (matrice organica con elevata attitudine a fermentare in condizioni di anaerobiosi, rapporto Carbonio/Azoto inferiore a 30, etc.); esempi di biomasse tipicamente impiegate in questi processi sono: reflui zootecnici, frazione organica dei rifiuti solidi urbani, sottoprodotti di alcune colture quali patata, barbabietola da zucchero, etc.

La seconda filiera individuata, definita filiera lignocellulosica, relativa all'impiego del processo di combustione abbinato ad impianti di tipo cogenerativo, consente il raggiungimento di rendimenti elettrici più modesti (intorno al 20% per la piccola taglia) ma maggiori rendimenti termici (quasi dell'ordine dell'80%), anche se il processo di trasformazione della biomassa è meno complesso è oneroso rispetto all'altra filiera.

Nella successiva tabella si elencano quali, tra le biomasse individuate nell'ambito di questo studio, possono alimentare una filiera o l'altra.

Filiera del biogas	Filiera lignocellulosica
<ul style="list-style-type: none"> • reflui zootecnici • residui lattiero-caseari • scarti industria conserviera <ul style="list-style-type: none"> • residui dei frantoi • scarti ortofrutticoli 	<ul style="list-style-type: none"> • residui di potatura • ramaglia forestale • scarti di lavorazione del legno vergine

In realtà, per alcune biomasse elencate sarebbe possibile l'impiego in entrambe le filiere (ad esempio, le sanse vergini risultano un buon substrato per la fermentazione anaerobica ma, previa essiccazione, potrebbero essere impiegate anche per la combustione) ma ai fini della stima si è preferito considerare ogni biomassa impiegata nella filiera per la quale è possibile diminuire il numero di pretrattamenti.

Pertanto, a seguito dell'individuazione di queste due particolari filiere che presentano interessanti caratteristiche sia se valutate sotto il profilo tecnico economico che dal

punto di vista agroambientale, si è proceduto alla quantificazione dei residui che maggiormente si prestano ad alimentare filiere agro energetiche.

L'individuazione di tali biomasse residuali è scaturita a valle di numerose considerazioni, tra le quali:

- sostenibilità ambientale dei processi;
- potenziale energetico complessivo ricavabile;
- resa energetica della biomassa;
- contesto normativo;
- analisi di mercato dei sottoprodotti individuati;
- possibilità di recupero di quantitativi sufficienti ad alimentare delle filiere;
- stagionalità della disponibilità dei residui;
- aspetti logistici legati al trasporto ed alla distribuzione della biomassa.

Pertanto, sono stati quantificati quei residui che presentano sia un interesse reale dal punto di vista del recupero a fini energetici, sia dal punto di vista della disponibilità di dati relativi alla loro produzione (con il maggior dettaglio possibile). Questa fase ha comportato lo studio dei processi produttivi presenti a monte della trasformazione della materia prima in sottoprodotto, al fine di valutare la convenienza tecnica, economica ed ambientale ad effettuare un recupero degli scarti a scopo energetico.

Filiera del biogas

Reflui zootecnici

Per il reperimento dei dati relativi alla distribuzione dei capi di bestiame in Campania, si è valutata la base dati del VI Censimento dell'Agricoltura (ISTAT, 2010) quale la più soddisfacente per tre ordini di motivi: dati recenti e aggiornati; rilevazione dati completa su base comunale (possibilità del censimento di tutti i capi presenti sul territorio comunale); possibilità di rilevare i dati su tutti i comuni del territorio regionale.

Le specie utilizzate ai fini della stima dei reflui zootecnici sono quelle maggiormente diffuse in regione e per le quali risulti maggiormente agevole e conveniente il recupero dei reflui a fini energetici: la specie bovina, bufalina e suina.

Per ognuna delle specie l'analisi dei dati elementari del VI Censimento ha consentito di individuare le tipologie di stabulazione più adatte al fine di applicare, nel modo più coerente possibile, i coefficienti riportati nell'allegato Decreto Ministeriale n. 5046 del 25 febbraio 2016.

Complessivamente in Campania sono disponibili circa 9 milioni di metri cubi all'anno di reflui zootecnici.

Nella cartografia dell'allegato C (tavola A1) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di metri cubi di refluo zootecnico potenzialmente disponibili, con indicazione dei coefficienti applicati.

Residui di lavorazione del settore lattiero caseario e scarti agroindustriali

Un altro sottoprodotto di origine zootecnica che si presta per la valorizzazione energetica è il siero di latte, residuo proveniente dalla caseificazione del latte. Poiché la produzione di siero associata al latte di vacca è molto inferiore a quella relativa al latte di bufala (il latte di bufala è destinato quasi completamente alla caseificazione, mentre quello di vacca in gran parte alla produzione di latte da bere), sono stati utilizzati dati relativi al trasformazione del latte messi a disposizione dal consorzio Mozzarella di Bufala Campana, l'organismo riconosciuto dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali per la tutela, vigilanza, valorizzazione e promozione del formaggio Mozzarella di Bufala Campana. Dall'analisi dei suddetti dati su base comunale, è risultata una produzione annua in Campania di circa 328.000 metri cubi di siero di latte di bufala.

Anche il settore agroindustriale produce una grande quantità di scarti, sottoprodotti di lavorazione ed effluenti. Alcuni residui del comparto agroindustriale rappresentano un substrato idoneo all'avvio di filiere agro-energetiche. In funzione della disponibilità di tali scarti sul territorio campano, alla convenienza ambientale ed economica relativa al loro recupero e conversione in energia mediante digestione anaerobica, si è concentrata l'attenzione sui seguenti sottoprodotti:

- residui della trasformazione del pomodoro;
- residui dei frantoi (processo meccanico di estrazione dell'olio di oliva);
- scarti ortofrutticoli mercatali.

Infatti questi residui, per via delle proprie caratteristiche biochimiche e fisiche, risultano idonei ad alimentare impianti a biogas. Inoltre, appare molto conveniente il sistema di recupero e trasporto di suddetti scarti dato che, al momento della loro trasformazione, questi risultano localizzati in grandi quantità nei centri di trasformazione (es: aziende conserviere, frantoi) e/o distribuzione (mercati ortofrutticoli).

Per il comparto conserviero della trasformazione del pomodoro è stata valutata la possibilità di impiego degli scarti a fine energetico delle buccette di pomodoro, il cui attuale impiego è, sostanzialmente, legato all'alimentazione animale. Per la stima dei quantitativi sono stati impiegati dati dell'Associazione Nazionale degli Industriali delle Conserve Alimentari Vegetali (ANICAV) del 2007, dai quali risulta, a seguito della trasformazione, del pomodoro, la disponibilità annuale di circa 38.000 tonnellate di buccette impiegabili.

Per il comparto dell'industria di trasformazione delle olive è stata valutata la possibilità di impiego degli scarti a fine energetico della sansa vergine che rappresenta il residuo

del processo di estrazione dell'olio dalla pasta di olive nei frantoi mediante processo esclusivamente meccanico. Questa, per le proprie caratteristiche e proprietà chimico-fisiche, si presta ad essere impiegata per produrre biogas mediante digestione anaerobica (in percentuale non dominante nel substrato), ovviamente tenendo conto della stagionalità della disponibilità dei sottoprodotti dell'industria olearia. I dati si riferiscono ad AGEA (Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura), come riportati da ARPA Campania (progetto AGRISAFO 2012), che indicano una disponibilità di poco più di 53.000 tonnellate all'anno di sansa vergine.

Nella cartografia dell'allegato C (tavola A2) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di Mw potenziali per la valorizzazione energetica dei residui agroindustriali, con indicazione dei coefficienti applicati.

Scarti vegetali mercatali

Gli scarti vegetali presentano caratteristiche che li rendono idonei ad alimentare impianti di digestione anaerobica. Al fine di quantificare una parte degli scarti ortofrutticoli disponibili in regione, è stata focalizzata l'attenzione sui residui vegetali dei mercati ortofrutticoli; risulta, infatti, conveniente sia dal punto di vista economico che logistico ipotizzare un sistema di raccolta e trasporto degli scarti mercatali, oltre che dal punto di vista ambientale. Si riportano i risultati di un'indagine conoscitiva sui mercati all'ingrosso presenti in Campania condotta dall'Assessorato all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania nell'ambito dell'azione di recupero della frazione organica degli scarti mercatali finalizzata alla produzione di compost. La valutazione qualitativa e quantitativa degli scarti prodotti è stata svolta sui 30 mercati attivi in regione Campania e ha consentito di stimare annualmente la produzione di 5.465 t/anno di scarti ortofrutticoli che potrebbero consentire la valorizzazione energetica di 200.000 m³ di biogas all'anno.

Nella tabella che segue sono riepilogati i valori complessivi regionali afferenti ai comparti in grado di alimentare la filiera del biogas:

Biomassa	Tonnellate anno	Metri cubi anno (in milioni)
reflui zootecnici bovini	-	4,803
reflui zootecnici bufalini	-	3,923
reflui zootecnici suini	-	0,253
siero	-	0,328

bucchette di pomodoro	37.972	-
sansa vergine	53.167	-
scarti vegetali mercatali	5.465	

Filiera lignocellulosica

Sottoprodotti forestali

È stata stimata la disponibilità annuale di sottoprodotti ricavabili mediante una corretta gestione del settore forestale. Inoltre, è stata condotta la stima delle quantità di sottoprodotti forestali (ramaglia e cimali) recuperabili nel rispetto degli ecosistemi boschivi, nell'ottica della sostenibilità ambientale e della corretta gestione forestale.

La superficie forestale della regione Campania, secondo dati Istat, risulta pari a 289.068 ettari, mentre, secondo l'Inventario Nazionale delle Foreste e dei Serbatoi Forestali di Carbonio risulta pari a 445.274 ettari. Si tratta di una differenza notevole, spiegata dalla diversa definizione di bosco presa in considerazione dalle due fonti. Pertanto, per evitare la propagazione dell'errore, si è preferito riportare informazioni con aggregazione regionale, utilizzando la Carta dell'Utilizzazione Agricola dei Suoli (CUAS) e la Carta delle essenze forestali della Regione Campania per la localizzazione della distribuzione della biomassa forestale sul territorio regionale.

Ai fini del calcolo del potenziale energetico forestale, è stata considerata la categoria dei boschi alti e quella dell'arboricoltura da legno. Non sono stati presi in considerazione i boschi bassi perché questi costituiscono la parte in accrescimento che va lasciata tal quale nel rispetto del principio di uso sostenibile della risorsa. La distribuzione delle superfici dei boschi alti mostra un'estensione di 380.000 ettari circa.

È stata valutata la disponibilità annuale di sottoprodotti ricavabili mediante una corretta gestione del settore forestale, attraverso la stima delle quantità di sottoprodotti forestali (ramaglia e cimali) recuperabili nel rispetto degli ecosistemi boschivi, nell'ottica della sostenibilità ambientale e della corretta gestione forestale.

La quantificazione della biomassa lignocellulosica disponibile in Campania è stata effettuata considerando l'incremento della ramaglia sulla fitomassa (rilevata da dati INFC), tenendo conto della necessità di lasciare parte della massa legnosa sul terreno per evitare l'impoverimento del suolo e considerando i parametri di ritraibilità ed accessibilità dei siti.

Sul territorio regionale è stata dunque stimata una disponibilità potenziale annua di circa 375.000 tonnellate di biomassa lignocellulosica, la cui distribuzione territoriale su base comunale è riportata nell'allegato cartografico C (tavola A3).

Si è inoltre valutata la disponibilità della biomassa lignocellulosica all'interno dei boschi pubblici, attraverso la consultazione, laddove presenti, dei Piano di Assestamento Forestale (PAF) della Regione Campania, che rappresentano lo strumento per la gestione del territorio che disciplina le utilizzazioni boschive per un periodo di dieci anni individuando, inoltre, i boschi di "protezione", gli interventi di rimboschimento e di ricostituzione boschiva. Esso costituisce, per i Comuni e gli Enti pubblici, il requisito per procedere ad un piano di tagli.

La quantificazione della biomassa lignocellulosica dei boschi pubblici stata effettuata con la medesima metodologia applicate alle aree boscate.

Anche se i piani forestali scontano, in Campania, l'inadempienza di molti enti, e i dati pertanto non interessano l'intero territorio regionale, complessivamente si valutano che delle 375.000 tonnellate di biomassa lignocellulosica, circa 214.000 tonnellate (il 57%) annualmente possono provenire dalla gestione dei boschi pubblici, la cui distribuzione territoriale su base comunale è riportata nell'allegato cartografico C (tavola A4).

Nel medio-lungo periodo, potranno essere considerati ulteriori contributi di biomassa lignocellulosica (i residui della manutenzione del verde urbano, la biomassa dedicata proveniente da short rotation forestry) una volta strutturata la filiera sul territorio così che possono, più facilmente essere recuperati avvantaggiando, da un lato, la sostenibilità ambientale ed economica della filiera e, dall'altro, innescando un meccanismo virtuoso di partecipazione delle comunità locali.

Residui di potatura di coltivazioni arboree agrarie

È stata stimata la disponibilità annuale di residui legnosi provenienti dalla potatura delle coltivazioni arboree agrarie (oliveti, vigneti, agrumeti e fruttiferi) utilizzando come base dati il VI Censimento dell'Agricoltura (ISTAT, 2010) per le medesime motivazioni descritte nella sezione "reflui zootecnici".

Alle superfici rilevate nel censimento, per ognuna delle categorie di coltivazione su indicate, sono stati applicati opportuni coefficienti medi di residui legnosi ottenibili ad ettaro all'anno. Complessivamente in Campania sono disponibili annualmente circa 862 milioni di tonnellate di legno provenienti dalla potatura delle coltivazioni arboree agrarie. Nella cartografia dell'allegato C (tavola A5) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di tonnellate di legno potenzialmente disponibile, con indicazione dei coefficienti applicati.

Complessivamente la filiera lignocellulosica può contare su una potenzialità di poco superiore a 1,2 milioni di tonnellate di legno, come indicato nella tabella successiva dove sono riepilogati i valori complessivi regionali afferenti ai comparti in grado di alimentare la filiera:

Biomassa	Tonnellate Anno
ramaglia forestale (*)	374.937
(di cui ramaglia da tagli pubblici)	(214.182)
residui di potatura	861.780

(*) non tenendo conto della parte della massa legnosa necessaria per conservare la fertilità del suolo e dei parametri di accessibilità dei siti.

Nella cartografia dell'allegato C (tavola A6) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di tonnellate di legno potenzialmente disponibile.

I bacini agro-energetici della Campania

Dalle stime effettuate si determina che, complessivamente, la filiera del biogas può contare su una potenzialità totale di circa 10 milioni di metri cubi e la filiera lignocellulosica di circa 1,2 milioni di tonnellate di specifica biomassa.

Tuttavia, i valori quantitativi espressi potenzialmente a livello comunale sono ampiamente soggetti alle "condizioni al contorno" che ne determinano la reale disponibilità come, ad esempio, la struttura delle aziende agricole, zootecniche e agroforestali, l'orografia del territorio, la viabilità, la capacità imprenditoriale, la capacità locale di *governance*.

Pertanto al di là dei valori quantitativi determinati nelle stime presentate, si intende porre in evidenza che la quantificazione su base comunale permette di individuare le concentrazioni delle biomasse sul territorio regionale.

Già con la legge finanziaria regionale del 2008 (art. 54, Legge regionale n. 1 del 30 gennaio 2008) la Campania, in merito allo sviluppo delle agroenergie, aveva disposto la creazione dei "distretti energetici" in quei territori comuni su cui era presente una certa concentrazione di impianti di produzione di energia da fonte alternativa, prevedendo di norma, non più di un distretto per provincia e che avesse come rappresentante il comune nel cui territorio era presente il maggior numero di impianti.

In questa sede, avendo definito i giacimenti di biomasse distribuiti sul territorio, si sviluppa il correlato termine di “bacino agro-energetico” ovvero aggregazione di comuni per i quali è stata valutata una elevata presenza di concentrazioni di biomassa potenzialmente disponibili, potendo differenziare il bacino a secondo della filiera che è in grado di alimentare: del biogas, lignocellulosica o entrambe.

Tuttavia, l’individuazione di specifici bacini agro-energetico non viene realizzata nel presente Piano a causa della elevata complessità delle condizioni a contorno che renderebbero soggettive le delimitazioni, di certo non possibili come semplice somma delle biomasse disponibili nei vari comuni per i quali sono stimate elevate concentrazioni. Inoltre l’individuazione e lo sfruttamento dei bacini agro-energetici deve essere coerente, in campo agricolo e ambientale, con la programmazione regionale, con la tutela della biodiversità, delle produzioni tipiche e con la preservazione dei suoli agricoli e forestali.

Al citato “Centro di competenza per le agroenergie” della Direzione Generale Politiche Agricole Alimentari e Forestali della Regione Campania (all’interno di una ESCo pubblica regionale) si rimandano gli studi specifici di settore per individuare i “bacini agro-energetici” al fine di realizzare quelle azioni di *governance* già per esso esplicitate.

Smart grid nelle aree rurali della Campania

Un paragrafo specifico deve essere redatto per valutare le possibili politiche volte a favorire le infrastrutture smart grid nelle aree rurali, al fine di ammodernare e innovare le reti di distribuzione dell’energia elettrica nelle aree rurali della Campania, integrando i sistemi di generazione tradizionali con le fonti energetiche rinnovabili.

Una smart grid é una rete che attraverso l’uso di sensori, sistemi di misura, di comunicazione e di controllo consente di aumentare la funzionalità e l’efficienza del sistema elettrico. É sostanzialmente l’affiancamento di una rete di informazione alla rete di distribuzione elettrica per gestirla in modo intelligente (Smart), ottimizzando la distribuzione dell’energia ed evitando sprechi.

Le aree rurali si prestano fortemente a distribuire su tutto il territorio piccoli impianti di produzione vicini ai consumatori che possono essere sistemi di micro-generazione basati su fonti rinnovabili.

Politiche agricole per lo sviluppo delle agroenergie

Il settore primario dispone del Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (abbreviato FEASR), fondo strutturale dell’Unione Europea relativo al sostegno allo sviluppo rurale, con cui essa si propone di realizzare obiettivi importanti per le nostre campagne e per coloro che vi abitano e vi lavorano. Le zone rurali sono un elemento

essenziale della geografia e dell'identità dell'UE. Secondo la definizione comune del termine, più del 91% del territorio dell'UE, dove vive oltre il 56% della sua popolazione, può essere definito "rurale". I Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) attingono al fondo FEASR e sono programmi settennali importante fonte di contributi e di sostegno per gli imprenditori agricoli e forestali con i quali realizzare progetti e investimenti per il miglioramento delle proprie aziende e del settore agro-forestale.

Nel periodo di programmazione 2007-2013 il PSR della Campania ha avuto a disposizione una dotazione finanziaria di 1,8 Miliardi di Euro, così come nella programmazione in corso 2014-2020.

Nel PSR 2007-2013 della Campania allo sviluppo delle energie da fonti energetiche rinnovabili (FER) hanno prevalentemente contribuito le Misure dell'Asse 1 (Misure 112,121 e 123) e dell'Asse 3 (Misure 311,313,313,321,322,323). Come suddetto, nell'intero periodo di attuazione del Programma ed entro il dicembre 2015 sono stati complessivamente realizzati 336 interventi, per un costo di investimento totale di circa 14 Milioni di Euro, in grado di produrre annualmente 9.499 MWh (circa 0,817kTEP) come meglio evidenziato nella seguente Tabella 1. La stima di quest'ultimo indicatore è stata effettuata aggregando l'insieme delle operazioni realizzate per tipologia di fonte rinnovabile utilizzata. Per ciascuna tecnologia, nota la potenza di ciascun intervento, attraverso la determinazione delle ore equivalenti di utilizzazione, è stato possibile stimare la quantità di energia da fonti energetiche rinnovabili potenzialmente prodotta in un anno (MWh/anno).

	Interventi finanziati	Costo investimento	Costo investimento unitario €/kW	Potenziale energetico annuo	N. ore equivalenti*	Energia prodotta	
Tipologia	n.	(€)	(€/kW)	(kW)	(h)	MWh/anno	ktep/anno**
Solare fotovoltaico	220	10.652.270		2.886	1.400	4.040	0,35
- 2008	5	326609	5.900	55	1.400	78	0,01
- 2009	127	4.773.897	5.600	852	1.400	1.193	0,10
- 2010	56	1.774.437	4.200	422	1.400	591	0,05
- 2011	14	1.009.390	3.500	288	1.400	404	0,03
- 2012	6	795.635	2.500	318	1.400	446	0,04
- 2013	5	823.096	2.200	374	1.400	524	0,05
- 2014	1	111.002	2.000	56	1.400	78	0,01
- 2015	6	1.038.204	2.000	519	1.400	727	0,06
Biomasse	7	857.466	400	2.144	1.950	4.180	0,36
Eolico	7	1.340.603	5.000	268	1.405	377	0,032
Totale A	234	12.850.339		5.297		8.597	0,74
Fonti Energetiche Rinnovabili	Interventi finanziati	Costo investimento	Costo investimento unitario €/kW	Potenziale energetico unitario	Sup. ISTALLATA	Energia prodotta	
Tipologia	n.	€	€/mq	kWh/mq	mq	MWh/anno	ktep/anno
Solare termico	102	1.461.410	1.350	833,00	1.082	902	0,08
Totale B	102	1.461.410				902	0,08
TOTALE (A+B)	336	14.311.749				9.499	0,82

Fonte: elaborazioni dati aggiornati al 2015 dal sistema regionale di monitoraggio Misure 112, 121, 123, 311, 313, 321, 322,323.

* Ore equivalenti di utilizzazione: 1) Fotovoltaico, Eolico, dati medi GSE da Rapporti statistici annuali; 2) Biomasse, per gli impianti termici si è considerata la sola stagione termica in funzione alle prescrizioni Regionali.

** Coefficiente di conversione (1tep=11,63MWh) Agenzia internazionale dell'energia (AIE)

Occorre evidenziare che 14,3 Meuro rappresentano solo lo 0,8% della dotazione finanziaria complessiva del PSR 2007-2013 della Campania.

Il programma di Sviluppo Rurale 2014-2020, approvato dalla Commissione europea con “Decisione C(2015) 8315 finale” del 20 novembre 2015, concentra il suo sostegno sul raggiungimento degli obiettivi della strategia Europa 2020: promuovere una crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva. I fabbisogni emersi in Campania sono stati declinati nelle sei priorità d'intervento dello sviluppo rurale individuate dall'Unione Europea con Regolamento (UE) n. 1305/2013:

- Promuovere il trasferimento di conoscenze e l'innovazione nel settore agricolo e forestale e nelle zone rurali
- Potenziare la redditività delle aziende agricole e la competitività dell'agricoltura, promuovere tecnologie innovative per le aziende agricole e la gestione sostenibile delle foreste
- Promuovere l'organizzazione della filiera agroalimentare, il benessere degli animali e la gestione dei rischi nel settore agricolo
- Preservare, ripristinare e valorizzare gli ecosistemi connessi all'agricoltura e alla silvicoltura
- Incentivare l'uso efficiente delle risorse e il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio e resiliente al clima nel settore agroalimentare e forestale
- Adoperarsi per l'inclusione sociale, la riduzione della povertà e lo sviluppo economico nelle zone rurali.

Ciascuna priorità prevede più focus area, che rappresentano i pilastri su cui poggia la strategia del PSR. A ciascun focus area, infatti, è assegnato un obiettivo specifico (target) che dovrà essere realizzato.

Le sei priorità d'intervento del PSR Campania 2014-2020 si collocano nell'ambito di una strategia unitaria che mira a perseguire 3 obiettivi strategici: Campania Regione Innovativa; Campania Regione Verde; Campania Regione Solidale.

L'analisi SWOT presente all'interno del programma ha identificato le Forze, le Debolezze le Opportunità e le Minacce del contesto rurale campano. Tra i punti individuati di seguito vengono riportati solo quelli che possono definirsi utili ai fini della diagnosi territoriale e della valutazione della strategia regionale nel campo delle agroenergie.

Analisi SWOT del PSR 2014-2020 della Campania

PUNTI DI FORZA	PUNTI DI DEBOLEZZA
<p>S4 - Presenza di alcune filiere forti e di posizioni di leadership a livello nazionale. Nell'ambito della filiera lattiero casearia (bufalina), delle produzioni frutticole ed orticole, delle coltivazioni florovivaistiche (fiori recisi), nonché prodotti ad elevato contenuto di servizio (ad esempio la IV Gamma) la Campania assume un ruolo di leader. Anche altre coltivazioni, piuttosto diffuse in determinati areali (vite, agrumi, olivo...) caratterizzano l'offerta regionale rispetto ad altri contesti.</p>	<p>W1 - Marginalità dell'azienda agricola nei sistemi di cooperazione. Gli imprenditori agricoli e forestali sono impreparati nel gestire attività di ricerca e sperimentazione, a causa del gravoso sforzo burocratico. Anche la ripartizione delle risorse economiche tra i partenariati risulta nettamente in favore di altre tipologie di attori.</p>
<p>S5 - Presenza di Marchi a denominazione d'origine ed enogastronomia di qualità. 4 DOCG; 15 DOC; 10 IGT; 13 DOP (Olii; prodotti lattiero-caseari, prodotti orticoli e frutticoli); 9 IGP (prodotti Orticoli e frutticoli, produzioni zootecniche).</p>	<p>W2 - Scarso coordinamento tra gli attori e strutture della ricerca, consulenza ed innovazione. Scarso coordinamento e mancanza di una visione strategica complessiva che accompagni i processi di innovazione con scarsa capacità di integrazione ricerca/azienda.</p>
<p>S7 - Presenza di aziende che operano nella filiera corta e nella vendita diretta. Le filiere corte e la vendita diretta sono fenomeni in forte crescita, verso cui si orientano, sempre più, le scelte imprenditoriali. In Campania la quota di aziende che attuano (anche marginalmente) la vendita diretta è pari al 39% valore superiore alla media nazionale che è pari 26,1%. La filiera corta, inoltre, contribuisce alla riduzione delle emissioni in atmosfera di gas clima-alteranti e polveri sottili.</p>	<p>W4 - Insufficienza di servizi evoluti alle imprese. L'offerta di servizi si limita ad una generica risposta a fabbisogni ordinari e non stimola innovazioni su aspetti tecnici e tecnologici più "evoluti" (marketing e comunicazione; sviluppo nuovi prodotti/processi, ecc.).</p>
	<p>W6 - Difficoltà di accesso al credito. La stretta creditizia è notevole e i tentativi dell'Amministrazione regionale di agevolare l'accesso al credito non hanno prodotto effetti positivi.</p>
	<p>W7 - Ridotta propensione all'innovazione (in alcuni comparti/aree). Oltre al dato negativo sugli investimenti fissi lordi, la spesa regionale a favore del settore agricolo sostiene solo marginalmente la ricerca, l'innovazione e l'assistenza tecnica.</p>

PUNTI DI FORZA	PUNTI DI DEBOLEZZA
<p>S10 - Rilevante incidenza del patrimonio forestale. Il 32% circa del territorio regionale è caratterizzato da coperture forestali che costituiscono nel loro complesso un'infrastruttura ambientale multifunzionale essenziale al mantenimento degli equilibri ambientali (biodiversità, protezione idrogeologica, protezione della risorsa idrica ecc.).</p>	<p>W8 - Ridotta diversificazione aziendale. La diffusione del processo di diversificazione del reddito è ancora molto blanda, soprattutto in alcune aree. Spesso la diversificazione è identificata unicamente con l'attività agrituristica.</p>
<p>S11 - Consistente patrimonio di biodiversità. La Campania è ricca di biodiversità animale, vegetale oltre ad avere un consistente e diversificato patrimonio di biodiversità legato alla varietà di habitat.. Significativo è anche l'elevato numero di razze animali autoctone iscritte ai relativi registri anagrafici e l'elevato numero di varietà vegetali locali.</p>	<p>W11 - Debolezza organizzativa e strutturale delle imprese. Le ridotte dimensioni, la struttura produttiva frammentata e la sottocapitalizzazione si traducono in condizioni oggettive di debolezza nei confronti di sistemi locali meglio organizzati con conseguenti limiti sulla propensione all'innovazione, sul livello di competitività e sul raggio d'azione aziendale.</p>
	<p>W12 - Indebolimento del settore zootecnico. In alcuni comparti, soprattutto nel comparto bovino da latte, è notevole la contrazione del numero di capi ed aziende, ma ciò non ha condotto ad un generale rafforzamento strutturale.</p>
	<p>W22 - Aumento emissioni metanigene in agricoltura. I metodi di spandimento dei reflui negli allevamenti zootecnici sono in genere inefficienti.</p>
	<p>W27 - Bassa efficienza organizzativa nel ciclo di gestione dei rifiuti prodotti dalle aziende agricole. In regione Campania non sono attivi accordi di programma per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti agricoli che si sono dimostrati in altre regioni un valido strumento per migliorare la gestione dei rifiuti prodotti dalle aziende agricole e per abbattere i</p>

PUNTI DI FORZA	PUNTI DI DEBOLEZZA
	costi di smaltimento.
<p>S13 - Condizioni ambientali favorevoli alle filiere bioenergetiche. Le caratteristiche geografiche e climatiche e dei sistemi produttivi agricoli e forestali consentono di sperimentare lo sviluppo di filiere energetiche (risorsa forestale, allevamenti, risorse idriche, ecc). Tale sviluppo è testimoniato dalla diffusione (in altre aree regionali) di modelli di cooperazione tra aziende agricole e istituzioni territoriali per la gestione comune di impianti di produzione di energia rinnovabile da biomasse residuali. La filiera delle energie rinnovabili rappresenta, inoltre, una preziosa risorsa per l'incremento occupazionale.</p>	<p>W32 - Basso utilizzo di energia da fonti rinnovabili. La produzione di energia da fonti rinnovabili è in costante aumento, tuttavia non sufficiente ad equilibrare il bilancio energetico regionale con impatto anche sulla qualità dell'aria.</p>
	<p>W33 - Bassa efficienza energetica negli edifici produttivi rurali. La bassa efficienza energetica nei fabbricati rurali determina elevati costi di gestione e aumento delle emissioni da attività di combustione .</p>
	<p>W35 - Deficit infrastrutturale. La dotazione infrastrutturale, tecnologica e logistica, specie nelle aree interne ed in quelle a valenza mercatale, è molto carente (o difficilmente fruibile).</p>
	<p>W36 - Scarsità dei servizi alla popolazione. L'offerta di servizi di interesse collettivo è limitata, e non riesce a soddisfare le esigenze delle popolazioni residenti in aree rurali provocando un incremento del processo di marginalizzazione.</p>
<p>W37 - Spopolamento delle aree marginali. Nelle aree prevalentemente rurali l'impoverimento socio-demografico incide negativamente sulla capacità di presidio del territorio, alimentando fenomeni di abbandono. Nelle aree interne della regione è più evidente la riduzione della popolazione attiva e dei giovani.</p>	

OPPORTUNITÀ	RISCHI
<p>O2 - Modifiche normative e di mercato per la gestione sostenibile delle risorse. Vi è crescente attenzione della società agli aspetti legati alla gestione dei prodotti forestali, alla gestione ottimale delle risorse naturali e alla salvaguardia del territorio.</p>	<p>T6 - Intense dinamiche di urbanizzazione e competizione per l'uso dei suoli. La crescita urbana in molti ambiti sia di pianura che collinari della regione (non necessariamente collegata ad uno sviluppo demografico o economico produttivo), è ancora fuori controllo. La perdita di suoli agricoli pregiati è stimata in 2000 ettari l'anno, un tasso di consumo totalmente insostenibile, che interessa particolarmente le aree rurali intermedie e che rischia, se non frenato, di comprometterne l'equilibrio. Inoltre lo smodato processo di cementificazione ha comportato un'alterazione del rapporto città-campagna ed un'incontrollata frammentazione e riduzione degli spazi agricoli periurbani.</p>
<p>O3 - Quantitativi di biomassa residuale non ancora sfruttati. Disponibilità, da parte di una pluralità di aziende, della biomassa residuale di origine agricola e forestale potenzialmente sfruttabile per la produzione di energie rinnovabili anche in filiera corta.</p>	
<p>O7 - Sviluppo di filiere alternative. Possibilità di sviluppo di nuove filiere alternative utili anche per la riduzione di emissioni in atmosfera (agroenergie, AFN-Alternative Food Networks: filiere corte, mercati locali, box scheme, pick your own, GAS, ecc.)</p>	
<p>O14 - Sviluppo di piani di assestamento forestali. La vigenza dei piani di gestione consente di pensare ad una adeguata <i>governance</i> delle foreste.</p>	
<p>O15 - Pagamenti servizi eco-sistemici. I PES indicano una transazione volontaria per l'attivazione di un servizio benefico per l'ambiente. Alcuni esempi sono: compravendita per crediti da verde urbano, compravendita per crediti di carbonio.</p>	<p>T7 - Rischio di ulteriori realizzazioni di impianti tecnologici ed infrastrutturali impattanti nel contesto rurale. Realizzazione di infrastrutture e impianti tecnologici localizzati in ambiti di interesse paesaggistico e per la biodiversità (elettrodotti MT/AT, impianti eolici, impianti di illuminazione, fotovoltaico su larga scala).</p>
<p>O16 - Modifiche normative e di mercato tese alla diffusione dell'uso di energie rinnovabili. Le maggiori opportunità riguardano sia il sistema di incentivazione alla produzione sia, in generale, lo sviluppo di tecnologie tese</p>	<p>T11 - Effetto NIMBY (Not In My Back Yard, ovvero: Non nel mio cortile). Difficoltà e diffidenza della popolazione nell' accettare impianti per la produzione di energia da biogas per il timore di utilizzo di materiali non appropriati ed</p>

OPPORTUNITÀ	RISCHI
al risparmio idrico/energetico	inquinanti. Dal rapporto del Nimby Forum si evince che in Campania risultano contestati 16 impianti di cui 4 per la produzione di energia e 2 termovalorizzatori.
O17 - Gestione dei reflui. Gli effluenti zootecnici rappresentano un'opportunità per la produzione di energia	T13 - Incertezza normativa nel campo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). La normativa che riguarda l'autorizzazione degli impianti, gli incentivi per l'energia prodotta e la fiscalità cambia repentinamente rendendo il quadro normativo troppo complesso e di ostacolo agli investimenti.
O19 - Sviluppo tecnico/tecnologico nell'ambito delle produzioni energetiche da fonti rinnovabili. Si vanno diffondendo tecniche per l'utilizzo della produzione di energia rinnovabile, che consentono di abbattere i costi a carico delle imprese agricole e ridurre l'inquinamento atmosferico di origine agricola.	
O23 - Vantaggi degli accordi di programma nella gestione dei rifiuti prodotti nell'attività agricola. Aderendo agli accordi di programma, gli agricoltori sono esentati da adempimenti quali: 1) registrazione carico/scarico dei rifiuti pericolosi; 2) dichiarazione annuale per i rifiuti pericolosi; 3) iscrizione all'Albo Gestori Ambientali per il trasporto dei propri rifiuti; 4) tenuta del formulario di trasporto	

Per il perseguimento degli obiettivi strategici, il PSR della Campania 2014-2020 ha attivato una serie di misure (da 1 a 19), ciascuna suddivisa in una o più tipologie di intervento.

Ai fini del PEAR, sono individuabili cinque tipologie di intervento (all'interno di quattro misure: 4, 6, 7 e 16) in grado di finanziare progetti e investimenti per il settore delle agroenergie. Nell'allegato C vengono presentate in maniera sintetica, così come declinate dalle schede di misura presenti nel documento programmatico.

Revisione di medio termine del PSR 2014-2020 per lo sviluppo delle agroenergie

L'analisi SWOT presente nel PSR Campania 2014-2020 e la valutazione dell'efficacia delle Misure proposte nel PSR in tema di agroenergie, mette in evidenza che è possibile cogliere le opportunità della revisione di medio termine del 2017 del PSR in prospettiva di sviluppo delle agroenergie e di fonti di energia rinnovabile all'interno del Programma, e quindi creare le condizioni per l'ulteriore sviluppo delle agro-energie all'interno delle imprese agricole zootecniche e agroindustriali, attraverso modifiche integrative e/o correttive. Ciò non solo con l'obiettivo concreto di aumentare la quota di investimenti e finanziamenti (che nella precedente programmazione è stata al di sotto del punto percentuale) ma anche di sviluppare filiere, stimolando la raccolta e conferimento di biomasse ad elevato potenziale energetico.

In tal senso le azioni da porre in essere devono essere orientate a:

- Integrare i risultati della territorializzazione delle biomasse del PEAR sulle misure del PSR connesse agli investimenti in tema di FER;
- Aumentare la capacità di finanziare le filiera agro-energetica in “mercati locali”;
- Aumentare la possibilità di realizzare investimenti FER per i soggetti pubblici anche rispetto a tecnologie più ampie rispetto alle tradizionali;
- Incentivare i contratti di rete agricola nel settore delle FER;
- Colmare l'assenza di azioni dirette ad aumentare l'efficienza energetica dei fabbricati rurali;
- Incentivare la gestione sostenibile delle aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico;
- Orientare i criteri di selezione, e i relativi punteggi, verso elementi più stringenti per le agroenergie: esempio: premialità per i beneficiari/partenariati ricadenti in «bacini agro-energetici»; premialità per le aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico;
- Aumentare le azioni della “Cooperazione” che potenzino la rete dei centri di ricerca e sviluppo, sia tecnologica che gestionale, in tema di agroenergie;
- Assicurare nel sistema della formazione iniziative in tema di agroenergie.

4.6. Considerazioni sullo stato e sulle prospettive delle bioenergie nella Regione Campania.

L'analisi dello stato dell'utilizzo delle bioenergie a livello nazionale e più specificamente nella Regione Campania è documentato dalle Figure 16-24 e dalle Tabelle 7-12.

In particolare si rileva che:

- L'apporto delle bioenergie alla produzione di energia nazionale si attesta su valori prossimi a 7 tep e 1,6 tep per i settori termico ed elettrico, rispettivamente. Circa 1,1 tep rappresentano il consumo dei biocarburanti.
- La produzione termoelettrica da bioenergia era pari a 1080 GWh al 2014, su circa 18000 GWh nazionali. Tuttavia ben 329 GWh derivano da RU biodegradabili (presumibilmente totalmente da ascrivere ad Acerra?) e 572 da

bioliquidi (in massima parte da upgrade di oli vegetali da importazione in provincia di Napoli (apparentemente una realtà territorialmente molto concentrata: approfondire).

- Di fatto il potenziale di biomasse regionali diverso dalle RU bio e dagli oli vegetali di importazione è utilizzato in misura estremamente ridotta, quando rapportato ai valori di riferimento nazionali ed al potenziale disponibile in Regione Campania.
- La valorizzazione del consistente patrimonio di biomassa esistente in Regione Campania presenta consistenti prospettive di impatto economico ed occupazionale. Esso consente di stabilire importanti connessioni tra i comparti delle produzioni agroindustriali e dell'energia, contribuendo al rilancio dello sviluppo rurale e stimolando lo sviluppo della nascente filiera della Chimica Verde, già presente in Regione con alcuni importanti soggetti industriali (Novamont,).

Nel complesso, alla luce delle considerazioni riportate sopra, si può sostenere che lo sviluppo delle bioenergie in Campania è largamente al di sotto delle potenzialità. In particolare è molto limitata la valorizzazione della filiera del biogas, che peraltro potrebbe godere di condizioni particolarmente favorevoli in termini di localizzazione territoriale della produzione delle biomasse appartenenti alla filiera del biogas. Lo stesso può dirsi rispetto alla possibilità di valorizzare scarti e sottoprodotti di talune lavorazioni agro-industriali nella produzione di biocarburanti per via fermentativa (ad es. i reflui lattiero caseari e gli scarti ricchi di zuccheri di lavorazioni industriali).

I meccanismi di incentivazione governativi hanno privilegiato e continuano a privilegiare, coerentemente con le premesse, l'utilizzo diretto delle biomasse nella generazione termoelettrica in impianti di scala medio piccola (< 1 MW) in una visione che privilegia la filiera corta, così come definita dai provvedimenti ministeriali (la produzione elettrica avviene non oltre 70 km dal punto di produzione della biomassa).

Questa visione potrebbe essere almeno in parte riconsiderata alla luce degli approcci più recenti che a livello internazionale si stanno esplorando attraverso lo sviluppo di processi integrati di tipo decentralizzato/centralizzato e di allungamento della filiera basati sul bio-olio come intermedio di trasformazione. Questi approcci presentano sicuramente prospettive attraenti in termini di:

- accoppiamento della valorizzazione energetica con la chimica verde, attraverso il controllo del mix di biocombustibili prodotti e la produzione di chemicals;
- sviluppo di economie di scala attraverso una maggiore differenziazione tra stazioni di pretrattamento e punti di valorizzazione energetica (centrali termoelettriche) e chimica (bioraffinerie), possibilmente integrati.

Lo sviluppo di sistemi integrati basati sul bio-olio come intermedio di trasformazione potrebbe beneficiare dell'esistenza di una consistente attività di conversione energetica

basata su bioliquidi, ancorché in prevalenza di importazione, già presente in Regione Campania.

In termini più quantitativi, si ritiene che obiettivi plausibili, a breve termine (2020), possano essere i seguenti:

- raddoppiare, rispetto ai dati 2014 (v. cap. 1, dati GSE), la produzione di energia elettrica da biogas (portandola da 7 a 14 ktep) e da bioliquidi (portandola da 49 a 98 ktep);
- incrementare almeno del 10% l'utilizzo di biomasse per la produzione di energia termica nel settore residenziale, portando il relativo contributo al bilancio energetico regionale dagli attuali 578 ktep (2015, dato GSE) a circa 640 ktep;
- incrementare fortemente la quota di biogas e biometano immessa in rete, insieme a quella di biocombustibili in generale, portandola dai 2 ktep del 2014 (v. cap. 1, dati GSE) ad almeno 10 ktep.

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principali interventi nel settore delle bioenergie:

- per i nuovi impianti, incentivi limitati solo ad impianti di piccolissima taglia (fino a 70 kW)
- l'incentivazione delle sole bio-energie da scarti, rifiuti agricoli o cittadini e da prodotti di secondo raccolto.

4.6. Quadro di sintesi degli obiettivi FER.

Sulla base di quanto riportato nei capitoli precedenti, e ricordando quanto specificato in premessa in merito al fatto che il presente documento riguarda solo una parte dei settori potenzialmente di interesse nell'ambito della pianificazione energetico-ambientale regionale, si riassumono di seguito i principali obiettivi in merito allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Fonte	Incremento della potenza installata (MW)	Incremento dell'energia prodotta (GWh/anno)
Solare FV	75	100
Solare termico	14	19
Eolico	100	150
Idroelettrico	10	15
Geotermia (usi termici)	175	350
Biomasse (usi elettrici)	81	651
Biomasse (usi termici)	337	674
TOTALE	792	1.959

Il conseguimento di tali obiettivi permetterebbe di:

- aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di oltre 900 GWh/anno (+19% rispetto al 2015);
- aumentare la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di oltre 1.000 GWh/anno (+13% rispetto al 2015);
- risparmiare emissioni di gas serra per oltre 0,5 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂ all'anno (-3,5% rispetto al 2015).

5. Le Infrastrutture per il Trasporto, la Distribuzione e l'Utilizzazione dell'Energia

5.1. Introduzione

L'Energia oggi rappresenta uno dei temi strategici più importanti della geopolitica su scala globale. Gli aspetti più sensibili e caratterizzanti sono certamente quelli legati al contenimento delle emissioni climalteranti e all'approvvigionamento sicuro ed economico, a cui concorrono con determinazione e forte preoccupazione i diversi Paesi.

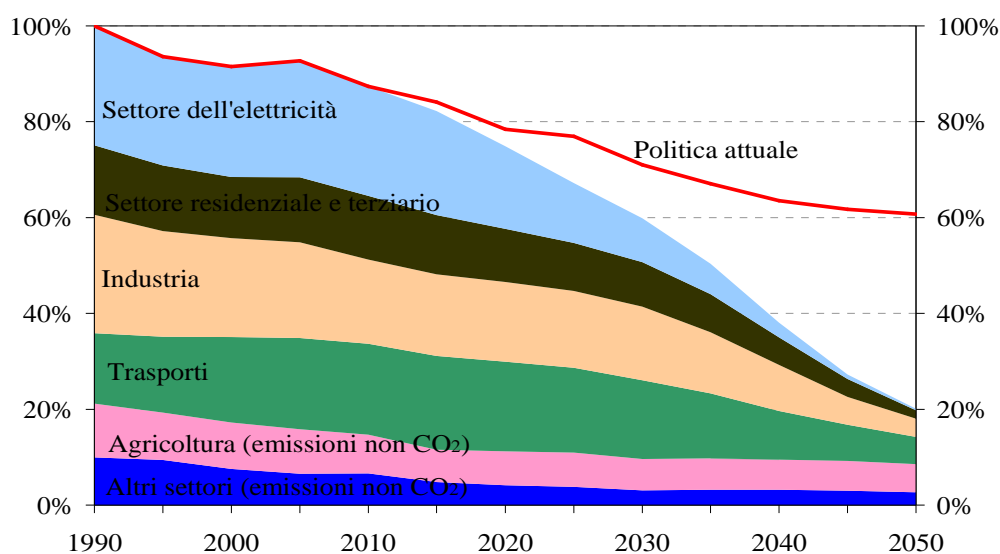


Figura 5.1 The roadmap to a competitive low carbon economy in 2050

L'Europa riflette pienamente tali preoccupazioni e si adopera attivamente nel concorrere al raggiungimento di obiettivi interni, strategici per il proprio futuro e compatibili con impegni assunti a livello internazionale, come l'abbattimento delle emissioni climalteranti in linea con la propria low carbon roadmap, che prevede una riduzione dell'80% delle emissioni rispetto ai livelli del 1990, entro il 2050, ed in particolare un azzeramento delle emissioni per quanto concerne la produzione di energia elettrica.

Importante segnale attuativo della strategia europea è certamente l'istituzione della nascente *Energy Union* per il perseguimento dei fondamentali obiettivi della politica europea, quali: la Sicurezza di approvvigionamento; la Creazione di un Mercato Pan-europeo dell'Energia; un aumento dell'efficienza energetica; la decarbonizzazione delle economie nazionali; un significativo e mirato rafforzamento degli investimenti in Ricerca e Innovazione per il mantenimento del primato tecnologico nelle tecnologie delle fonti pulite.

Tali Politiche stanno già concretizzando importanti obiettivi, quali la strategia 20.20.20 per l'attuazione della quale, nella corrente programmazione dei fondi SIE, l'Europa ha stanziato somme rilevanti e fissato livelli minimi di spesa in relazione ai diversi livelli di crescita dei Territori; in prospettiva ha poi varato la strategia, al 2030, sotto la Presidenza Italiana del Consiglio Europeo, destinata a dare un nuovo impulso agli interventi attuativi e alla legislazione preesistente. Sarà, infatti, richiesta urgente attuazione del terzo pacchetto energetico, adottato nel 2009, ma ancora in gran parte insoddisfatta da parte dei governi nazionali e a tal fine è stata già vincolata la spesa di ingenti risorse economiche nella corrente programmazione dei Fondi strutturali e di Investimento Europei (SIE)⁵ proprio al settore dell'energia e definito i relativi impegni minimi di spesa al variare del livello di sviluppo economico delle Aree.

Considerevole rilievo in tale prospettiva assume il Progetto della Super-Grid Pan-Europea, la nuova e innovativa Smart Grid Europea⁶, propedeutica al raggiungimento degli obiettivi perseguiti *dall'Energy Union*. Si tratta del progetto destinato a creare una "infrastruttura sovranazionale" che si protende dall'Europa ed ingloba nel suo sviluppo funzionale tutti i Paesi dell'Area Mediterranea. Essa consentirà la creazione del mercato unico europeo dell'energia elettrica ed il suo necessario allargamento a tutta l'area mediterranea. Con un investimento stimato tra i 100b€ e i 400b€ rappresenta indubbiamente l'iniziativa di più grande portata che l'UE mette in campo nel settore dell'energia, con riflessi positivi non soltanto in tema di riduzione delle emissioni climalteranti, di sicurezza degli approvvigionamenti, di riduzione dei costi dell'energia, dell'integrazione vera e propria dei sistemi energetici "Elettric&Gas" presenti nell'Area del Mediterraneo e quindi dell'efficientamento, ma anche e soprattutto quale contributo al miglioramento continuo della qualità della vita per i Popoli Mediterranei, obiettivi di forte attualità che travalicano i sistemi politici, economici e sociali locali e coinvolgono sempre più direttamente contesti geopolitici più ampi, come quello Europeo e dell'intero Mondo Arabo.

Le tendenze demografiche in atto nei paesi del Sud del Mediterraneo (SUD-MED) e le aspettative di crescita economica fanno prevedere per i prossimi anni una espansione senza precedenti della domanda di energia interna a tale area. Si stima che entro il 2050 l'area SUD-MED avrà bisogno di una quantità di energia quasi equivalente alle richieste attuali dell'Europa. Questa tendenza è solo in apparente contrasto con il crescente fabbisogno energetico dei paesi mediterranei dell'Ue (Ue-MED). Entrambe le aree hanno, infatti, forti motivazioni per intraprendere la strada della cooperazione e dell'integrazione energetica. Le politiche nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo, sia pure con importanti differenze a livello nazionale, mostrano un crescente interesse anche per lo sviluppo delle energie rinnovabili e la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali. Sono in campo proposte avanzate di collegamenti elettrici che interessano l'Europa e l'Italia ed il Mezzogiorno come punto di arrivo, in grado di scambiare energia con l'Europa cogliendo condizioni di mercato e fattori naturali come le stagionalità.

⁵ Per il ciclo 2014-2020, la politica di coesione è finanziata attraverso i Fondi strutturali e di investimento europei (Fondi SIE). Questi ultimi comprendono cinque diversi fondi, disciplinati dal regolamento (UE) n.1030/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, noto come «regolamento disposizioni comuni».

⁶ FP7 E-Highway 2050: Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 - Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure.

Massimizzare le ricadute derivanti dalle azioni indotte da queste politiche è, però, cosa complessa e di non immediata realizzazione; richiede, infatti, una elevata capacità analitica e di coordinamento in tutti i settori da porre in essere sin dalle prime fasi di pianificazione e di programmazione dei singoli interventi.

Se per un verso il conseguimento di tali obiettivi impone uno sforzo considerevole e sinergico da parte di tutti i Paesi, al contempo rappresenta per ciascuno di essi una importante opportunità per migliorare l'ambiente e la salute pubblica, la crescita economica e quella culturale.

L'Italia e l'intero Mezzogiorno rivestono un ruolo strategico e di grandi prospettive nello sviluppo dell'integrazione energetica mediterranea, potendo fare leva sulla loro naturale posizione di «ponte» nel bacino del Mediterraneo tra Africa ed Europa.

A tale riguardo, con riferimento alle infrastrutture per collegare le due sponde del bacino del Mediterraneo, va posto in evidenza, con riferimento al richiamato possibile ruolo centrale del nostro Mezzogiorno, che, dei sette “corridoi energetici prioritari” per l'elettricità (inclusa quella generata da fonti rinnovabili, gas e petrolio) individuati dalla Commissione europea nel 2010, due in particolare interessano proprio l'Italia e il Mezzogiorno quale zona di transito e, in particolare, la Regione Campania che in futuro potrebbe assumere il ruolo di HUB energetico nello scambio di energia elettrica tra i Paesi dell'Area Nord-Africana con il Nord Italia/Europa, così come nello scambio tra la fascia adriatica e quella tirrenica del paese con il Nord-Italia/Europa. Si tratta del *corridoio sud-occidentale*, per le interconnessioni di energia elettrica tra Marocco, Algeria e Tunisia, su una sponda, e Italia, Portogallo, Spagna e Francia, sull'altra; e del *corridoio sud del gas naturale*, destinato ad attuare la dipendenza Ue dalle forniture del Medio Oriente e a spingere verso una maggiore diversificazione delle forniture.

In un tale quadro di riferimento internazionale il settore dell'energia rappresenta per la Regione Campania una grande occasione di sviluppo, con un significativo potenziale applicativo, ed altrettanto evidente che il ruolo della regione, in un'ottica di interesse nazionale, deve essere quello di affrontare la sfida e contribuire costruttivamente per ottimizzare soluzioni in grado di sviluppare al meglio questo scenario, senza però abdicare da un ruolo di pianificazione dei propri interessi e delle proprie prerogative. In sostanza il territorio campano non può essere un territorio inerte che deve proporsi quale mera piattaforma di passaggio ma deve ottenere da detti interventi un effettivo e concreto beneficio.

In primo luogo è necessario un ammodernamento strutturale della rete ed una sua razionalizzazione finalizzato alla eliminazione delle criticità ed alla crescita economica e sociale, nonché alla riqualificazione ambientale.

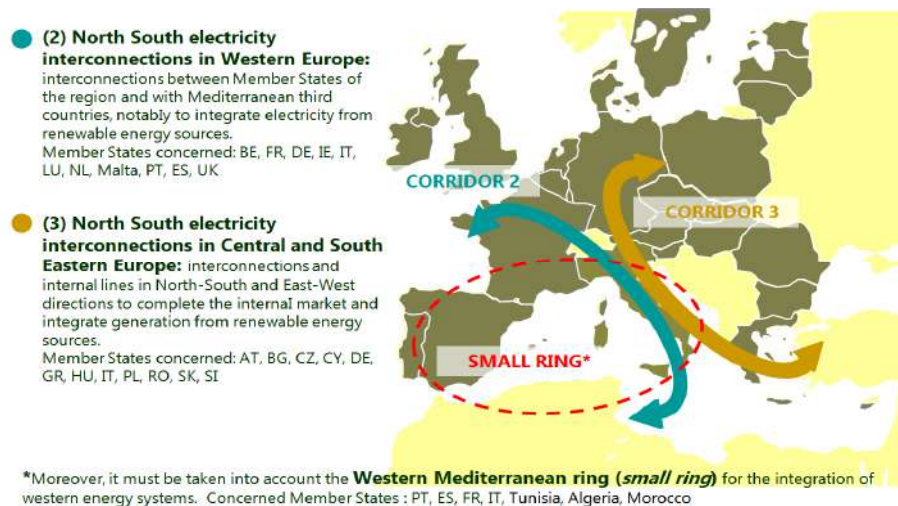


Figura 5.2 - Corridoi per progetti di interesse comunitario EIP

La Campania presenta molteplici criticità connesse alle infrastrutture elettriche presenti sul proprio territorio: una elevata densità di linee elettriche aeree di AAT ed AT presenti sul territorio (raggiunge i 101 m/kmq, rispetto ad una media nazionale di 73 m/kmq - quinto posto in Italia e prima delle regioni del centro del sud e delle isole) ed una percentuale di linee di trasmissione e di sub-trasmissione penalizzante rispetto ad altre regioni; inadeguatezza della rete di sub-trasmissione e delle linee elettriche in relazione a molteplici conglomerati urbani spesso cresciuti a dismisura e fuori controllo nei decenni per fenomeni di abusivismo edilizio; elevata eterogeneità nei livelli di tensioni delle reti di AT e MT, concentrati soprattutto nella rete di sub-trasmissione a ridosso dell'area napoletana, ma spesso anche a ridosso della fascia più urbanizzata, che richiede un necessario aggiornamento ed adeguamento; crescita esponenziale della produzione da FER, sia da eolico che da fotovoltaico, senza un adeguato e contestuale potenziamento della rete elettrica che conseguentemente non consente ancora un adeguato prelievo di tutta l'energia prodotta, generando quindi oneri di sistema che si ripercuotono a carico di tutta la collettività per l'energia non immessa in rete.

La Regione Campania, seppur rivela delle criticità significative, al contempo, manifesta anche significative potenzialità che consentono di ipotizzare un'appropriata riorganizzazione territoriale sotto il profilo energetico.

5.2. Le Reti di Trasmissione e Sub-Trasmissione dell'Energia Elettrica

5.2.1. Criticità⁷

La rete di altissima tensione a 380 kV (AAT) tra Campania e Puglia risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di energia che dalle aree di produzione della Puglia viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia.

⁷ Con il contributo di documentazione TERNA

Di significativa importanza sono, inoltre, i sovraccarichi sulla rete a 380 kV e a 220 kV a causa dell'alimentazione dei centri di carico di Salerno, Napoli e Caserta.

Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano, ove si registrano, sovraccarichi relativi agli impianti della medesima area. Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino-Montecorvino".

Nell'intero Sud Italia, inoltre, il sistema elettrico è caratterizzato da uno scarso livello di magliatura della rete a 150 kV, formata da lunghe arterie di sub-trasmissione che determinano perdite lungo la rete di alta tensione (AT) e scarsi livelli di qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica. In particolare la rete elettrica compresa nell'area tra le stazioni 380/150 kV di Foggia e Benevento II evidenzia una notevole congestione della rete ad alta tensione locale, caratterizzata da direttrici con ridotta capacità di trasporto. Allo stesso modo sono presenti numerosi impianti da fonti rinnovabile, in particolare centrali eoliche, che iniettano la potenza prodotta sulla rete a 150 kV; la maggior parte di questi impianti di generazione si concentra nell'area compresa tra Foggia, Benevento ed Avellino. La consistente produzione dei numerosi impianti eolici previsti, sommandosi a quella degli impianti già in servizio, concorrono a saturare la capacità di trasporto delle dorsali locali a 150 kV. La risoluzione di dette congestioni richiederebbe l'apertura delle direttrici a 150 kV interessate da elevati flussi di potenza, determinando così una conseguente riduzione degli standard di sicurezza.

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante quantità di generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud - Centro Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale. In tal senso, particolari criticità si registrano sui collegamenti a 400 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee a 400 kV che dalla Calabria si diramano verso nord.

Le criticità riguardano anche le trasformazioni 400/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche.

I valori misurati sui nodi principali della rete riportano i valori di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete; tuttavia, eventi di esercizio caratterizzati in alcune condizioni da elevati livelli di energia rinnovabile immessa in rete e da valori elevati di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e la conseguente necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione di energia reattiva, in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli.

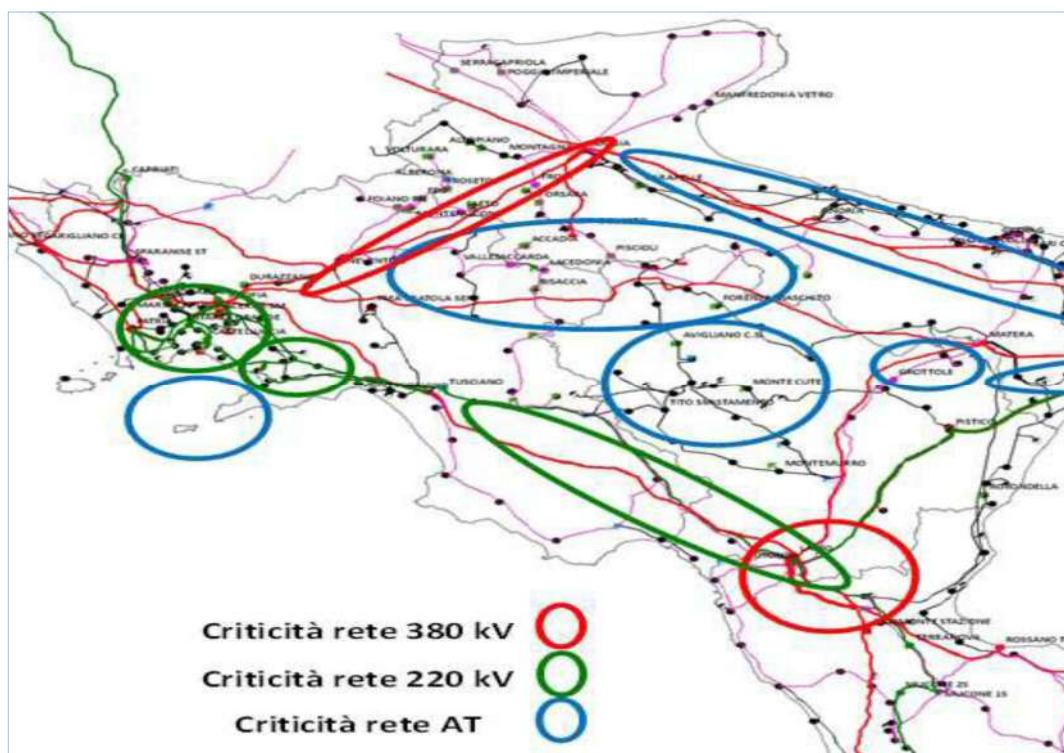


Figura 5.3 Principali criticità della RTN in Campania

Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema a 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete a 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice a 150 kV "Fratta - S. Giuseppe 2- Scafati - Lettere -Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino - Padula" e "Montecorvino - Rotonda".

5.2.2. Scenari di sviluppo delle reti AAT e AT

Le principali problematiche della rete elettrica di AAT ed AT nelle aree meridionali del Paese ed in Campania in particolare si traducono letteralmente nella insufficiente capacità di vettoriamento dell'energia elettrica a livello nazionale in direzione Sud-Nord e in ambito locale, in particolare di quella generata da impianti alimentati da FER non programmabili, con conseguenti fermo-impianti e aumento degli oneri di sistemi per mancata produzione. Tale insufficienza nelle reti comporta inevitabilmente ancor più l'impossibilità di connessione di nuovi impianti di produzione da Fonti

Energetiche Rinnovabili (FER) che in futuro, per quanto già detto, cresceranno inevitabilmente con l'attuazione delle politiche di decarbonizzazione legate alla "Low Carbon Road-Map", che nel settore della produzione di energia elettrica prevede addirittura l'azzeramento delle emissioni di CO₂.

Una sfida impegnativa, dunque, per affrontare la quale occorre necessariamente operare attraverso una serie di misure integrate in grado di assicurare al contempo adeguati livelli di efficienza e l'affidabilità del sistema elettrico. L'Operatore del Sistema di Trasmissione Nazionale, TERNA, ha pianificato un insieme sistemico di interventi che vanno dal potenziamento di stazioni elettriche di trasformazione, all'ammodernamento delle linee più critiche, alla realizzazione di nuove linee di collegamento allo scopo di aumentare la magliatura della rete ed aumentare la capacità di trasmissione lungo la direttrice Sud-Nord.

In tale contesto la Regione Campania è oggetto di piani di sviluppo predisposti dall'Operatore del Sistema con misure di breve e medio termine per la mitigazione ed il superamento delle suddette criticità. Pur essendo tale ruolo riconosciuto istituzionalmente all'Operatore del Sistema, anche in questa sede non si può non ribadire che i piani di sviluppo dovranno presentare delle concrete iniziative di miglioramento, sia in termini qualitativi della rete che in termini meramente paesaggistici, andando verso un progressivo smantellamento delle infrastrutture obsolete e interrimento di quelle linee decontestualizzate che oramai lambiscono zone ad elevata urbanizzazione o evitando la realizzazione di nuovi tracciati senza che siano prima esplorate soluzioni progettuali e sistemiche di minor impatto.

In definitiva, al fianco degli interventi strutturali che l'Operatore del Sistema propone, a corollario del piano nazionale ed internazionale di sviluppo delle linee di trasmissione dell'energia, è necessario procedere ad un complessivo piano di riordino, riclassamento e di razionalizzazione dell'intera rete di trasmissione presente sul territorio regionale.

Nella definizione delle diverse misure particolare importanza dovrà essere data all'aspetto ambientale/paesaggistico nella definizione dei progetti finali, riducendo quanto più l'uso di linee aeree e in tali casi utilizzando soluzioni tecnologiche ad impatto ridotto, adottando tecnologie blindate e quindi compatte nella realizzazione o riqualificazione di stazioni elettriche soprattutto in aree particolarmente antropizzate o sensibili sotto il profilo paesaggistico. Ma ancor di più si chiede l'adozione di misure di flessibilizzazione delle Risorse Energetiche Distribuite sul territorio e l'adozione di soluzioni tecnologiche innovative, a minimo impatto, che consentano un migliore sfruttamento delle infrastrutture già presenti sul territorio regionale, evitando o procrastinando nuove realizzazioni. In definitiva è necessario un ammodernamento e un adeguamento del sistema elettrico che passi anche attraverso l'adozione di una più adeguata e moderna logica di gestione e controllo della rete in grado di poter realizzare e sfruttare la flessibilizzazione dell'offerta e della domanda dell'energia elettrica in rete, attraverso il coinvolgimento anche degli utenti finali, sia quelli attivi che quelli passivi, e l'adozione di sistemi di accumulo, sia centralizzati che distribuiti.

Si richiamano sinteticamente per completezza i principali interventi programmati da TERNAsul Territorio Campano⁸.

ELETTRODOTTO A 380 KV "S.E. BISACCIA - S.E. DELICETO"

La principale finalità dell'Intervento è quella di aumentare la capacità di trasporto sulla sezione Sud-Centro-Sud, migliorando il collegamento fra la dorsale adriatica e quella tirrenica, finalizzato a consentire il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta in Puglia verso la Campania; al contempo l'intervento ha la finalità di migliorare il livello di produzione da fonte eolica di tutta l'area e di eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti sulla rete AT compresa tra le aree di Foggia, Melfi, Avellino e Benevento.

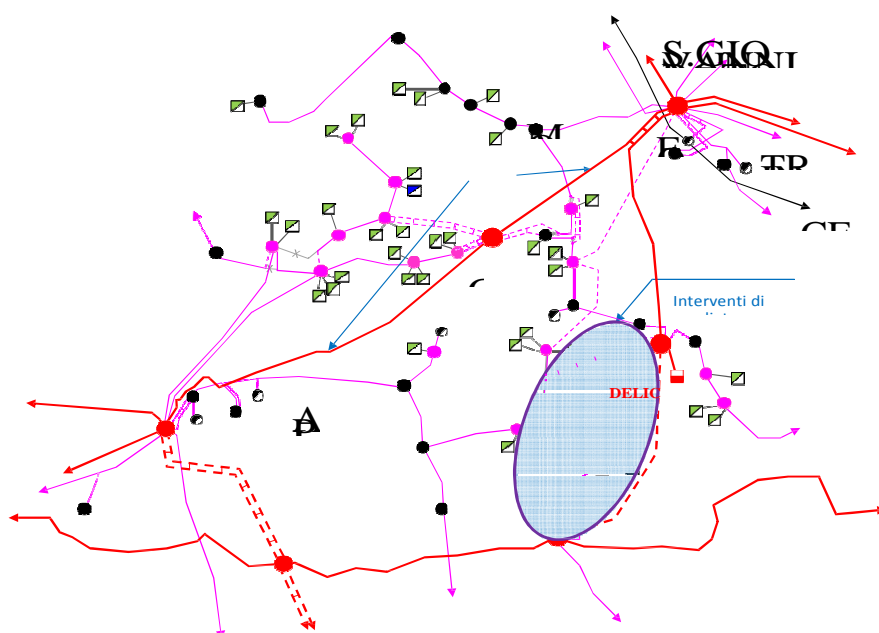


Figura 7.4 Elettrodotto 380 kV "Deliceto - Bisaccia"

Dopo una verifica in ordine alla possibilità di interrimento dell'opera, con la delibera di Giunta n. 94 del 21/02/2017 la Regione Campania ha espresso l'intesa, ai sensi del comma 1 dell'art.1-sexies del D.L. n.239/2003, convertito in L. n. 290/2003 e ss. mm. e ii., ai fini del rilascio dell'autorizzazione unica, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, sul progetto presentato da Terna.

Con la realizzazione dell'opera, si consentirà di collegare ed ottimizzare l'impiego delle Stazioni Elettriche (SE) di trasformazione 380/150 kV, già realizzate in località Bisaccia

⁸ Da documentazione ufficiale fornita dal TSO

(AV) e Deliceto (FG), punti baricentrici rispetto alle aree di produzione di energia da fonte eolica in costante crescita. L'intervento, inoltre, consentirà di convogliare l'energia rinnovabile direttamente sulla rete in altissima tensione (AAT) di trasmissione riducendo il rischio di dover ricorrere alla modulazione della energia rinnovabile e le perdite di energia in rete, con notevoli benefici ambientali connessi alla capacità di prelevare ed impiegare energia rinnovabile in luogo di energia termica convenzionale.

ELETTRODOTTO A 380 KV MONTECORVINO-AVELLINO NORD - BENEVENTO II E RAZIONALIZZAZIONE DELLA RETE AT

L'Intervento punta a conseguire una serie di obiettivi, tra i quali:

- potenziamento della capacità trasmissiva della rete in direzione Sud-Nord con riduzione delle congestioni di rete e miglioramento della competitività dei mercati (riduzione del fenomeno del "Market-Splitting");
- potenziamento della produzione e della capacità di immissione in rete di energia da fonti rinnovabili con conseguente aumento della competitività in generazione e riduzione degli oneri di sistema causati dalle limitazioni forzate operate dall'Operatore di Sistema sugli impianti da FER (energia non prelevata) per evitare congestioni in rete;
- aumento della magliatura della rete di AAT con conseguente miglioramento della sicurezza, della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e riduzione delle perdite in rete con vantaggi anche per le aree di carico situate tra le province di Salerno, Napoli ed Avellino.

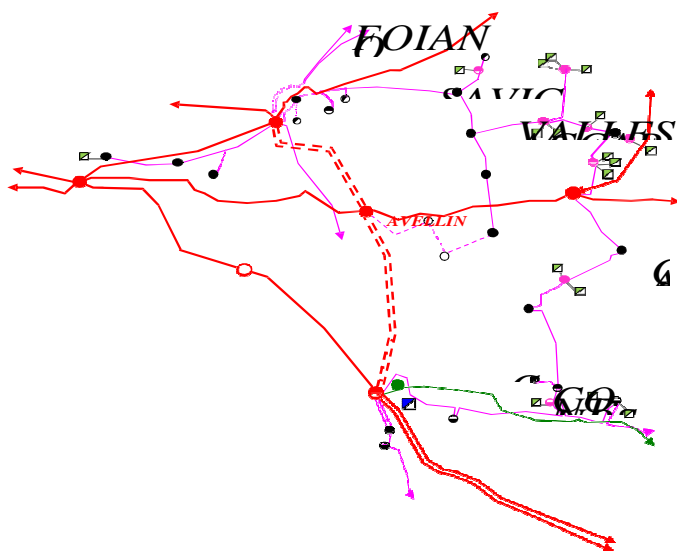


Figura 5.5 Elettrodotto 380 kV "Montecorvino-Avellino"

Effetto indotto dalla realizzazione dell'opera è una conseguente razionalizzazione e adeguamento della rete AT esistente nell'area di Salerno ed Avellino.

Il procedimento prodromico all'autorizzazione del progetto risulta attualmente all'esame del Ministero dello Sviluppo Economico che è in attesa degli esiti della valutazione di impatto ambientale attivata presso il Ministero dell'Ambiente. Allo stato, la procedura per la VIA risulta sospesa in quanto le norme di salvaguardia del Parco Regionale dei Monti Picentini, sul cui territorio insiste il tracciato, non consentono l'installazione di nuovi impianti salvo autorizzazione dell'Ente Parco e, per quelli di rilevante entità, previo parere della Regione Campania. Al momento, il parere dell'Ente Parco non risulta reso favorevolmente.

REPOWERING ETTRODOTTO 380 KV FOGGIA-BENEVENTO II

Il potenziamento della linea si inserisce nel contesto elettrico del sud Italia rappresentando il collegamento tra la dorsale adriatica e quella tirrenica per potenziare il trasporto in previsione della produzione elettrica che si svilupperà in Campania, Puglia, Calabria e Sicilia nei prossimi anni.

La soluzione localizzativa dell'intervento discende da un impegnativo processo di concertazione (nel periodo 2007-2008) tra TERNA, Regioni ed Enti locali.

Il nuovo elettrodotto sostituisce l'esistente elettrodotto Benevento II - Foggia, costituito da una linea a semplice terna binata (due conduttori per ciascuna fase) che non risulta più adeguato a garantire il collegamento tra le dorsali tirrenica ed adriatica della Rete elettrica nazionale, né ad assicurare l'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti da fonte tradizionale e da fonte rinnovabile. Il nuovo elettrodotto è ricostruito in terna trinata lungo l'intero percorso.

La ricostruzione consentirà anche un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento II, per il quale sono previste soluzioni che, ottimizzando l'incremento della capacità di trasporto, riducano l'onerosità delle attività di razionalizzazione sulla rete AT anche mediante il ricorso ad una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV in entra-esce sull'elettrodotto "Foggia - Benevento" e opportunamente raccordata alla rete AT locale.

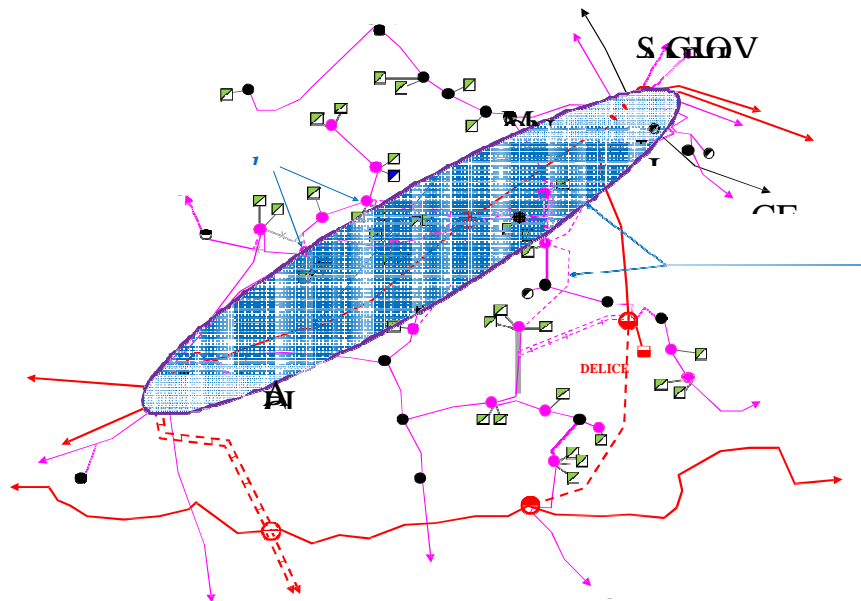


Figura 5.6 – Elettrodotto Foggia-Benevento II

I benefici elettrici correlati all'entrata in servizio, a regime, dell'elettrodotto sono riconducibili ad una riduzione delle congestioni di rete e al miglioramento della qualità dell'energia fornita e della competitività dei mercati. L'intervento, inoltre, consentirà l'incremento della produzione da FER nell'area a ridosso tra Puglia, Campania e Molise, consentendo anche il collegamento del futuro impianto di produzione e pompaggio tuttora allo studio ed in autorizzazione per l'invaso di Campolattaro.

Tra le opere in progetto, con Decreto Dirigenziale n. 256 del 7 giugno 2013 della Regione Campania è stata autorizzata la la S.E 380/150 denominata "Benevento III" e i relativi raccordi a 380 kV all'elettrodotto "Benevento-Foggia".

Per ulteriori opere previste (variante provvisoria aerea agli elettrodotti a 150 Kv "Benevento II – Foiano" e "Benevento II – Montefalcone" con annessi raccordi aerei di tali elettrodotti alla Stazione Elettrica "Benevento III"), l'iter amministrativo è in corso presso il Ministero dello Sviluppo Economico. La Regione Campania, comunque, ha già espresso con la delibera di Giunta n. 232 del 26/04/2017 l'intesa ai sensi del comma 1 dell'art.1-sexies d.

RIASSETTO RETE AT PENISOLA SORRENTINA

L'area necessita con urgenza di un riclassamento della rete di AT di nuove stazioni elettriche AAT/AT e AT/MT; le condizioni di obsolescenza generale delle infrastrutture AT unitamente ad uno scarso livello di magliatura e alla carenza di punti

di immissione di energia proveniente dalla rete AAT, rendono particolarmente significativo il rischio di disservizi nell'area della Penisola Sorrentina con una conseguente diminuzione dell'affidabilità della trasmissione elettrica. Il previsto collegamento a 150 kV, nonché la realizzazione di nuove stazioni elettriche AT – come la programmata SE “Sorrento 150 kV” – contribuiranno a ridurre drasticamente il rischio di disservizi nella porzione di rete in oggetto.

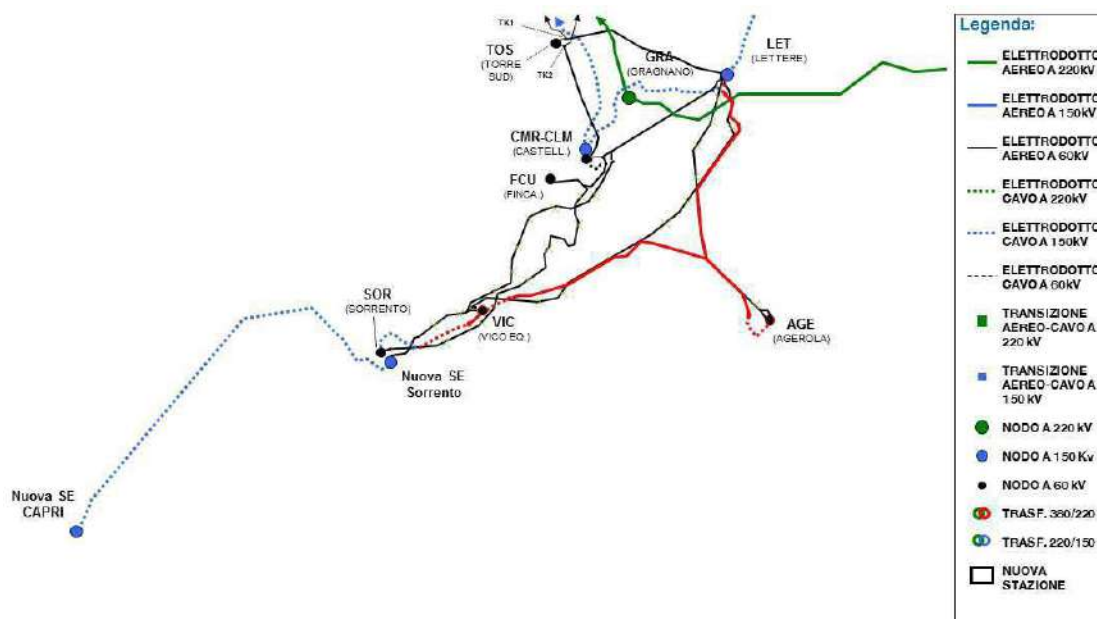


Figura 5.7 Riassetto della Penisola Sorrentina

L'incremento di affidabilità conseguibile a valle degli interventi previsti consentirà una diminuzione del rischio di Energia Non Fornita maggiore di 10 GWh/anno) e garantirà una maggiore adeguatezza del sistema elettrico, attraverso un piano di razionalizzazione della rete in AT nell'intera Penisola Sorrentina, un miglioramento della qualità del servizio e la demolizione della quasi totalità delle linee elettriche a 60 kV esistenti in Penisola.

Alcune delle opere (Stazione Elettrica 220/150 KV Scafati e elettrodotto Castellammare – Sorrento -Vico Eq.) risultano già avviate/realizzate mentre le opere necessarie al completamento del progetto di Terna risultano ancora in autorizzazione presso il Ministero dello Sviluppo Economico.

INTERCONNESSIONE A 150 KV ISOLE CAMPANE - COLLEGAMENTO IN CORRENTE ALTERNATA A 150 kV “CP TORRE ANNUNZIATA- NSE DI CAPRI”

L'isola di Capri è attualmente alimentata, tramite una rete a livello di bassa tensione, da una centrale elettrica costituita da gruppi diesel alimentati a gasolio BTZ. Tale soluzione si presenta oramai anacronistica e contro tutti i principi della sostenibilità (ambientale, sociale ed economica) e dell'affidabilità. Soluzione obsoleta, strutturalmente incapace di garantire, soprattutto in determinati periodi di elevata presenza turistica nell'isola, adeguati livelli di qualità e di continuità di alimentazione elettrica richiesti da un contesto internazionale, quale appunto può essere considerata l'isola di Capri.

Si alimenta l'isola con vecchi gruppi diesel che richiedono un costante approvvigionamento di gasolio con navi cisterna, con elevate emissioni di rumori e di sostanze inquinanti per l'ambiente. Una soluzione non più ammissibile. Non garantisce, tra l'altro, misure di riserva di alimentazione e nei periodi di elevato carico è insufficiente a far fronte all'intera domanda con inevitabili black-out programmati a rotazione. Ne deriva che la copertura del fabbisogno previsionale dell'isola di Capri, non è adeguata sia per problemi strutturali legati a carenze della rete di distribuzione (limitata capacità di trasporto degli attuali collegamenti) sia per la mancanza di approvvigionamenti di risorse energetiche efficienti.

L'Operatore di Sistema nazionale ha ritenuto, pertanto, di migliorare la qualità e la continuità del servizio prevedendo collegamenti dell'isola di Capri con la Penisola Sorrentina tramite un collegamento a 150 kV tra la nuova SE 150 kV di Capri e la Cabina Primaria di Torre Annunziata Centro e un altro collegamento tra la NSE di Capri e la futura SE di Sorrento.

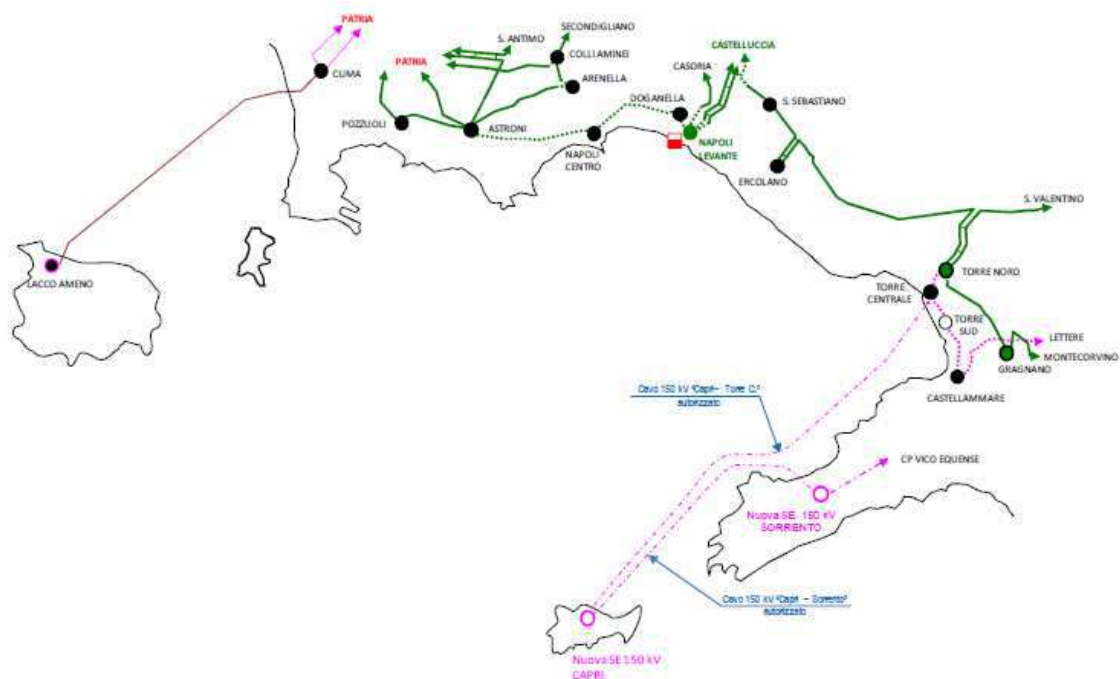


Figura 5.8 – Interconnessione Isola di Capri

La possibilità di connettere l'isola di Capri al continente comporterà inoltre una maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione del mercato elettrico, che renderà meno competitiva l'attuale generazione locale.

Le opere risultano in realizzazione (Nuova stazione Elettrica Capri – Torre Ann.) o da avviare (Nuova stazione Elettrica Sorrento – Capri).

RIASSETTO RETE A 220 kV CITTÀ DI NAPOLI

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree a 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio è stato pianificato un programma di attività di sviluppo consistente in:

- eliminazione, presso Starza Grande, della derivazione rigida presente nel collegamento a 220 kV “Fratta – Casoria – Secondigliano”, al posto della quale è prevista la realizzazione dei collegamenti diretti “Fratta – Casoria” e “Fratta – Secondigliano”
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la S/E Napoli Levante;
- ricostruzione del collegamento “Napoli Direzionale – Castelluccia”, tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra;
- demolizione di tratti estesi della linea “Casoria - Napoli Levante”, previa attivazione del raccordo tra la stessa e la S/E Castelluccia, in modo tale da ripristinare il collegamento “Castelluccia – Casoria”

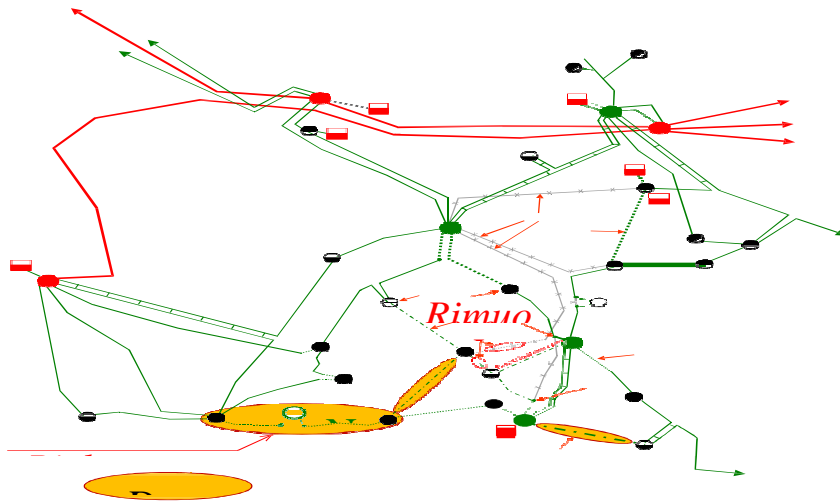


Figura 7.9 – Riassetto città di Napoli

È prevista, inoltre, la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Napoli Centro di adeguata capacità di trasporto e il potenziamento del tratto in cavo “Castelluccia – S. Sebastiano”. Infine, sarà realizzata una nuova S/E 220 kV a Fuorigrotta da raccordare in entra – esce al collegamento “Astroni – Napoli Centro” adeguatamente potenziato. Parte degli interventi è già stata completata, parte è in realizzazione, parte in autorizzazione.

Significativi i benefici elettrici attesi, come: un sensibile, generale, miglioramento dell'affidabilità del sistema elettrico nella Città e nell'Area Metropolitana di Napoli; una riduzione significativa delle perdite di energia in rete (fino a 50 GWh/anno); un sensibile miglioramento della qualità del servizio di alimentazione dei carichi dell'area centrale della città di Napoli; una migliore regolazione della tensione in grado di poter assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AAT nell'area urbana di Napoli.

Dal punto di vista ambientale gli interventi consentiranno di liberare l'area, a forte sviluppo urbanistico, in cui insistono numerose abitazioni, condomini e parchi pubblici, da obsolete infrastrutture di trasmissione elettrica, con notevoli benefici socio-ambientali.

Gran parte delle opere previste nell'intervento proposto da Terna risultano già avviate e/o realizzate. Tra le opere in autorizzazione, la Regione Campania ha già espresso con la delibera di Giunta n. 233 del 26/04/2017 l'intesa ai sensi del comma 1 dell'art.1-sexies del D.L. n.239/2003, convertito in L. n. 290/2003 e ss. mm. e ii. sulla realizzazione della Nuova Stazione Elettrica 220/150 di Fuorigrotta.

5.2.3. Nuove risorse di flessibilità

L'integrazione in rete di volumi di energia intermittente (in particolare da fonte eolica e solare) in rapida crescita farà aumentare a dismisura la necessità di flessibilità, non solo per bilanciare offerta-e domanda nei mercati energetici, ma anche per fornire

servizi di sistema che permettono un adeguato controllo dinamico dei flussi in rete. Flessibilità che si struttura in tre componenti fondamentali: flessibilità della domanda e dell'offerta, che incidono sul comportamento dei consumatori e dei produttori e che prevede un loro diretto coinvolgimento nei processi di regolazione della rete; la flessibilità delle risorse di rete, che sfrutta i reali margini di esercizio dei componenti e del sistema nel suo insieme in luogo di quelli riferiti a vincoli standard di progetto, unitamente a sistemi di accumulo. La penetrazione delle FER, infatti, rende obsolete molte delle ipotesi tradizionali di progetto del sistema elettrico. Esempi emblematici sono il costo marginale, prossimo a zero, della produzione di RES, sul versante economico; la connessione in rete di generatori alimentati da FER attraverso interfacce elettroniche di potenza che sta rivoluzionando il comportamento del sistema elettrico in termini di risposta dinamica.

Provvedimenti in tale direzione sta vagliando anche l'AEEGSI con la proposta "Riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento, apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione": DCO 298/2016/R/EEL.

Nell'affrontare questa sfida, occorre evitare l'errore di abbinare univocamente singole fonti di flessibilità a singole esigenze di flessibilità della rete. Quello che occorre è procedere con un approccio olistico nel quale tutte le risorse siano poste allo stesso livello e condivise per far fronte sinergicamente alle richieste di flessibilità da parte della rete. Ad esempio, una congestione sulla rete non deve produrre unicamente la necessità di dover ridurre la potenza generata da uno o più impianti, ma può sfruttare la possibilità di poter accumulare l'energia in eccesso in impianti di stoccaggio e vedere una partecipazione attiva dei consumatori, unitamente poi a sistemi e tecnologie che consentano di determinare in tempo reale le effettive prestazioni del sistema, ad esempio che consentano di far funzionare le linee secondo le loro portate reali in luogo di quelle di progetto notoriamente più vincolanti.

Ciò premesso, quello che si chiede all'Operatore di Sistema ed in generale ai Gestori delle reti presenti sul Territorio Campano è di affrontare il problema del dispacciamento dell'energia proveniente da FER, e non solo, attraverso un approccio olistico, in grado di individuare e sviluppare a seconda delle esigenze il mix ottimale di flessibilità che consenta di affrontare e superare le diverse criticità che si dovessero presentare in rete. Questo contribuirebbe a contenere al meglio il potenziamento delle reti con l'installazione di nuove linee elettriche, stazioni, etc.. e, al contempo, favorirebbe lo sviluppo e la scalabilità tecnico-economica delle soluzioni di flessibilità, necessarie per la transizione energetica, migliorando il benessere sociale (riduzione degli oneri di sistema).

L'attuazione di tali politiche richiede preliminarmente un *upgrade* tecnologico diffuso sugli impianti e sulle reti, consistente nella dotazione di:

Nuovi Paradigmi per l'Osservabilità della rete di trasmissione, ed in particolare sui sistemi di controllo e gestione della rete elettrica atti a rendere possibile la conoscenza, da parte del Gestore della rete di trasmissione (TSO), dell'andamento del flusso

energetico in tutti i punti di scambio con le reti di distribuzione, distinto per fonte di generazione (tradizionale o rinnovabile) e per tipologia di utente connesso alla rete (interrompibile, storage, utenza domestica, industriale, etc).

In tale maniera si consentirà al TSO di prevedere con maggiore precisione le evoluzioni nel tempo della produzione degli impianti connessi alle reti di distribuzione, al fine di aumentare l'efficienza dell'attività di dispacciamento e, quindi, massimizzare i benefici generabili dalle smart grid nei confronti degli utenti finali. Questa attività di coordinamento fra il gestore della rete di trasmissione e i gestori delle reti di distribuzione viene già promossa dall'AEEGSI attraverso la recente delibera 646/2015/R/eel (articolo 129, TIQE), ha introdotto dei premi per i gestori di rete che si impegnano a sviluppare la funzionalità innovativa (in ottica smart distribution system) denominata "osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse connesse alle reti di distribuzione di energia elettrica in media tensione" o per brevità "osservabilità MT". Tale funzionalità si articola attualmente in due livelli di complessità: a) OSS-1: invio a Terna, da parte dell'impresa distributrice, di dati e misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea; b) OSS-2: invio a Terna, da parte dell'impresa distributrice, di stime accurate delle immissioni di generazione, per fonte, e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di distribuzione, in modalità continua e istantanea.

"Phasor Measurement Unit (PMU)": sistemi in grado di gestire, in tempo reale, le variazioni della tensione e della frequenza del sistema elettrico anche in presenza di immissione in rete della produzione da fonti rinnovabili. Ciò consentirà di massimizzare l'efficacia ed i benefici generabili dai sistemi smarter grids implementati sulle reti di distribuzione prevenendo problemi di instabilità di funzionamento del sistema elettrico e riducendo al minimo il rischio di possibili disalimentazioni degli utenti finali (imprese e famiglie).

"Dynamic Thermal Rating - DTR": tecnologie che consentono di stimare le reali capacità di trasporto delle linee attraverso l'impiego di avanzati sistemi di gestione con logiche di controllo distribuite evolute. Tale tecnologia consentirà di migliorare sensibilmente gli attuali livelli d'impiego delle linee in quanto la capacità di trasporto di ogni elettrodotto sarà determinata riferendosi alle reali condizioni meteorologiche alle quali lavora la linea e non a quelle normalmente assunte in sede di progetto riferite normalmente a condizioni meteo estreme alle quali la linea potrebbe lavorare, ma che nella realtà saranno raggiunte solo raramente e complessivamente per qualche percentuale dell'intera durata di vita utile della linea stessa.

Il "Dynamic Thermal Rating" consente, dunque, "un esercizio dinamico" della rete, con conseguente riduzione delle congestioni e, quindi, degli oneri di dispacciamento, a beneficio anche della generazione rinnovabile e distribuita.

Conduttori innovativi, ad alte prestazioni, sulle linee aeree maggiormente compatibili con i sistemi smarter grids: sono conduttori costituiti da speciali leghe termoresistenti, consentono l'esercizio degli elettrodotti a temperature maggiori, con minori possibilità

di decadimento delle prestazioni meccaniche dei conduttori, soprattutto a fronte dell'incremento di generazione da fonti rinnovabile, che l'implementazione più diffusa di smarter grids consente di ottenere.

Advanced Energy Forecasting Systems: implementazione da parte dei produttori di sistemi per la stima della producibilità di impianti alimentati da FER particolarmente accurati in grado di ridurre in maniera significativa errori nei piani di previsione di produzione e quindi di incorrere in oneri di sbilanciamento e soprattutto nella riduzione di oneri legati all'acquisto di riserva sul mercato.

Il Demand Response: paradigma che consente, tra l'altro, anche di aumentare lo sfruttamento dell'energia da fonte rinnovabile riducendo i costi collegati all'energia elettrica e termica, con potenziali applicazioni in ambito industriale, commerciale e residenziale.

Potenziamento degli Impianti di Produzione e Pompaggio: realizzabile attraverso l'impiego del bacino idrico di Campolattaro per la regolazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili sulle reti dell'Italia meridionale che, oltre a dare forte impulso economico al territorio nella fase di realizzazione dell'impianto stesso, contribuirebbe a ridurre i costi sostenuti dall'intera collettività per la regolazione in rete dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili e a migliorare la qualità e la continuità dell'energia elettrica in rete.

Sistemi di Accumulo Non Convenzionali: La società del Gruppo Terna Spa, Terna Storage, ha avviato un innovativo piano di investimenti nel campo dei sistemi di accumulo con l'obiettivo di garantire la gestione in sicurezza ed economicità della Rete Elettrica Nazionale, in particolare ci sono due macro-progetti ("Energy intensive" e "Power intensive"). In sintesi, "Energy intensive" prevede la realizzazione di tre sistemi di accumulo nell'Italia meridionale per un totale di 34.8 MW mentre "Power intensive" provvederà ad aumentare la sicurezza dei sistemi elettrici delle isole maggiori (Sicilia e Sardegna) tramite l'installazione di 40 MW di sistemi di accumulo con applicazioni da sviluppare nell'ambito delle smarter grids. Il Piano Strategico 2015-2019 ha previsto di interessare il SUD Italia e la Campania in particolare con l'installazione di circa 35MW di capacità di accumulo su tre siti:

- 12 MW a Ginestra (BN)
- 12 MW a Flumeri (AV)
- 12 MW a Scampitella (AV)

Tali impianti hanno lo scopo di risolvere le congestioni di rete, i cosiddetti "colli di bottiglia".

Con reti sempre più "smart" le prime esperienze di sistemi di accumulo dell'energia elettrica con impianti pilota non convenzionali lasciano intravedere la possibilità di estendere l'applicazione di tali tecnologie anche presso impianti eolici, con lo scopo di massimizzare ancor più la quantità di energia prodotta e immessa in rete. La

problematica del taglio della produzione degli impianti eolici o mancata produzione eolica rappresenta un prezzo per la collettività sia in termini ambientali sia in termini di costo dell'energia.

Queste misure hanno il grande vantaggio di contenere in maniera significativa il potenziamento infrastrutturale con la realizzazione di nuove linee.

La possibilità di adottare su tutta la rete tecnologie più "intelligenti" consentirà, anche a parità di infrastrutture di trasporto dell'energia esistente di:

- migliorare l'integrazione delle Risorse Energetiche Distribuite (DER), tra le quali quelle derivanti dalla generazione distribuita dai impianti alimentati da FER anche non programmabili, attraverso l'integrazione con sistemi di accumulo e una gestione attiva del carico elettrico;
- aumentare la capacità operativa di trasporto delle linee esistenti e di conseguenza il numero (e la capacità) degli impianti che si possono connettere;
- aumentare il livello di efficienza della rete di trasmissione attraverso un controllo integrato della gestione degli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione in MT e in BT;
- migliorare la qualità e la continuità del servizio elettrico.

La contemporanea presenza di un sistema di trasmissione dell'informazione con la tradizionale rete di trasporto e distribuzione dell'energia consentirà di elaborare dati a diversi livelli di gestione al fine di adattare il funzionamento della rete in modo automatico, attribuendole maggiore flessibilità e affidabilità, migliorando la qualità dell'energia.

Inoltre, una rete di AT più intelligente opportunamente integrata con le reti di distribuzione sarà in grado di rispondere meglio alle esigenze 'tecnico-prestazionali' delle Grandi Imprese energivore e alle esigenze delle molteplici piccole e medie imprese (PMI), delle Aree di Inter-Porto e delle Aree Commerciali che caratterizzano il territorio. Anche il settore residenziale in una tale prospettiva rappresenterà un importante elemento strategico nel duplice ruolo di "consumatore/produttore" di energia elettrica (prosumer), con la possibilità quindi di partecipare attivamente alle azioni di programmazione e flessibilizzazione delle reti di AT.

5.2.4. Integrazione infrastrutturale: i corridoi infrastrutturali multifunzionali

Il corridoio Alta Velocità/Alta Capacità (AC/AV) relativo alla direttrice Napoli-Bari-Lecce-Taranto, che rientra nel Corridoio TEN-T Scandinavia-Mediterraneo, consentirà di integrare l'infrastruttura ferroviaria del sud-est, ed in particolare la Puglia e le Province più interne della Regione Campania, con le Diretrici di collegamento al Nord del Paese e con l'Europa, al fine di favorire lo sviluppo socio economico del mezzogiorno.

Il tracciato del corridoio interessa in maniera significativa il territorio della Regione Campania e rappresenta una grande opportunità di riqualificazione ambientale per la regione, potendo pianificare la creazione di un corridoio di tipo ibrido o misto nel quale potranno trovare alloggio, oltre alle infrastrutture ferroviarie dell'AV/AC, linee di trasmissione in AT a servizio del territorio regionale per l'alimentazione della stessa linea AC, di Poli Produttivi presenti e da sviluppare nell'ambito delle Comunità attraversate dal corridoio stesso, per l'immissione di energia derivante da impianti alimentati da FER. Costituirà, infine, una occasione per rafforzare l'azione di razionalizzazione degli *asset* di rete e di mitigazione degli impatti paesaggistici delle attuali reti di trasmissione sul territorio regionale.

Il corridoio costituirà, altresì, un passaggio privilegiato e quanto mai opportuno delle linee ad AAT in cavo, sia in corrente alternata che in corrente continua, previsti nell'ambito del progetto della Super-Grid Pan-Europea, la grande infrastruttura europea che consentirà la creazione del mercato unico europeo dell'energia elettrica ed il suo necessario allargamento a tutta l'area mediterranea e ancora: una riduzione delle emissioni climalteranti; un miglioramento della diversificazione e della sicurezza degli approvvigionamenti; una riduzione dei costi dell'energia per imprese e famiglie.

5.3. Le Reti di Distribuzione

5.3.1. Le criticità delle reti di distribuzione

La reti di Media e Bassa Tensione in Campania risente in molteplici aree territoriali di insufficiente capacità, qualità e continuità del servizio, necessarie a far fronte in maniera adeguata all'alimentazione soprattutto di aree industriali delle Province di Caserta, Napoli e Salerno e in aree con elevata presenza di impianti alimentati da FER.

Altro elemento di criticità che risente dello sviluppo storico e funzionale della rete di distribuzione, oramai insostenibile per le inefficienze che produce, è la presenza di un numero troppo elevato di livelli di tensione nelle reti di AT, MT e BT, unitamente a configurazioni di rete che necessitano di un riassetto generale, soprattutto a ridosso dell'area casertana, salernitana e napoletana. A ciò si unisce molto spesso l'elevata obsolescenza delle stesse linee (specialmente in ambito urbano) e delle apparecchiature delle stazioni e nelle cabine elettriche primarie e secondarie. È indifferibile in molti casi la razionalizzazione delle reti ed un riclassamento dei livelli di tensione delle reti di AT e di MT.

Altra criticità è la scarsa affidabilità delle reti di distribuzione in aree sensibili come quelle montane o in aree della regione come quelle interne che produce scarsa qualità e continuità della distribuzione.

5.3.2. Sviluppo e razionalizzazione delle Reti di Distribuzione

Nell'ottica di fornire un servizio di eccellenza agli utenti i distributori di energia elettrica debbono perseguire obiettivi fondamentali, quali la Sostenibilità Ambientale e l'Innovazione tecnologica.

Sostenibilità, in quanto i distributori, grazie anche alle sinergie con tutti gli *stakeholders* e le istituzioni territoriali, ricercano soluzioni tecniche rispettose delle peculiarità ambientali e paesaggistiche dei territori.

Innovazione, in quanto le nuove infrastrutture debbono essere realizzate nell'ottica di poter per veicolare anche servizi a valore aggiunto (ottica delle smart cities), oltre che alla implementazione di nuovi paradigmi orientati al raggiungimento dei livelli di eccellenza del servizio.

AREE INDUSTRIALI E PRODUTTIVE

Sarà necessario procedere al potenziamento e alla razionalizzazione di reti in AT e in MT a servizio di distretti produttivi, principalmente nelle Province di Caserta, Napoli e Salerno. Tali potenziamenti si concretizzeranno nella realizzazione di nuovi impianti primari, nel potenziamento delle cabine esistenti e nella realizzazione di nuove. Nell'ambito della razionalizzazione dovranno essere ricompresi il riclassamento dei livelli di tensione delle reti di AT e di MT ed un riassetto complessivo della struttura delle reti con aumento della magliatura, sostituzione di linee aeree con linee in cavo e specializzando il servizio di alcuni trasformatori AT/MT nelle cabine primarie per garantire i più alti standard di qualità della tensione possibili sulla rete MT.

AREE URBANE E METROPOLITANE

Gli interventi pianificati per le reti di distribuzione nelle aree urbane saranno orientati alla trasformazione delle stesse secondo il paradigma "smarter grids" per mezzo della stretta integrazione degli apparati con le reti di telecomunicazioni più evolute. Il tutto finalizzato a garantire servizi e funzionalità che migliorano la qualità del servizio e abilitano servizi aggiuntivi, quali: selettività logica dei guasti, supporto alla mobilità elettrica, smart metering, integrazione efficiente della generazione distribuita da FER.

INCREMENTO DELLA RESILIENZA DELLA RETE

Con il termine resilienza di rete si intende la capacità di mantenere il servizio o limitare al minimo il disservizio in condizioni di particolare sollecitazione ambientale e/o in presenza di guasti (condizione "N-1"). Alcune condizioni che richiedono un elevato grado di resilienza per la rete di distribuzione sono per esempio quelle di sovraccarico termico dei conduttori sotterranei in corrispondenza di periodi prolungati di elevate temperature, o di condizioni di precipitazioni nevose intense e diffuse per le linee aeree.

Saranno, pertanto, da svilupparsi:

- interventi di "magliatura" della rete MT: collegamenti fra linee MT urbane in cavo sotterraneo, per ripartire al meglio i carichi e rialimentare più efficacemente le tratte di rete sana in caso di guasti;
- "richiusura" di derivazioni di linee MT alimentate "in antenna" (da una sola via); questi interventi dovranno essere progettati in cavo sotterraneo per massimizzarne anche la sostenibilità ambientale;
- sostituzione conduttori nudi con soluzioni in precordato o cavo interrato in tutti i casi ove possibile;
- riclassamento da 60 a 150 kV delle cabine primarie, in sincronia con gli interventi sulle linee a cura dei TSO;
- connessione dati tra nodi di rete e sistemi centrali di controllo attraverso tecnologie "always on";
- installazione componenti di ultima generazione in Cabine Primarie, Centri Satellite, Cabine Secondarie e di Consegna Cliente.

Tali interventi dovranno trovare sistematicamente forte implementazione nelle aree montane ad elevato rischio meteo e nelle zone a rilevante vocazione turistica della costiera amalfitana e dell'isola di Ischia.

HOSTING CAPACITY PER GENERAZIONE DISTRIBUITA

Negli ultimi anni sono cresciute esponenzialmente le richieste di connessione di impianti da FER alla rete, in particolar modo da fonte eolica (connessioni in media e in bassa tensione). Le aree interessate sono l'alta Irpinia (Avellino) e il Sannio-Valfortore nella Provincia di Benevento. Ciò sta determinando la saturazione della capacità ricettiva ("hosting capacity") delle reti esistenti, e le soluzioni di connessione che vengono individuate richiedono normalmente delle opere di potenziamento delle interconnessioni tra rete di distribuzione e RTN.

Occorre pertanto che i concessionari delle reti di distribuzione procedano ad un adeguamento delle stesse operando secondo il paradigma "Smarter Grids" che prevede una forte digitalizzazione anche delle reti esistenti con indiscussi vantaggi per imprese e famiglie in termini di qualità e continuità di alimentazione, di servizi aggiunti con apertura diffusa al libero mercato.

Di seguito I principali benefici per il territorio:

- incremento delle rete di distribuzione dell'energia elettrica della capacità di accogliere generazione distribuita da FER;
- miglioramento affidabilità e qualità della fornitura;
- incremento del consumo "in loco" dell'energia prodotta da fonti rinnovabili: "Energia a km zero";
- abilitazione a una diffusione massiva dei veicoli elettrici con conseguente ulteriore contributo alla riduzione di emissioni di CO₂;

– indotto socio-economico locale significativo.

Con la digitalizzazione delle reti saranno offerti maggiori servizi all'utenza, di particolare importanza per il futuro sarà finalmente la possibilità per i consumatori di partecipare e massimizzare i vantaggi offerti dalle potenzialità del libero mercato in termini di risparmio e riduzione della spesa energetica.

5.3.3. La Digitalizzazione delle Reti Elettriche: Smarter Grids

Mai come oggi le reti elettriche di distribuzione e di utilizzazione sono al centro di cambiamenti che non abbiamo dubbi a definire epocali. Le politiche europee sull'ambiente richiedono, infatti, un cambiamento significativo ed inderogabile nel modo in cui vengono gestite le reti elettriche. Nel 2014 il governo italiano ha approvato il decreto legislativo "Sblocca Italia" che ha fatto della digitalizzazione l'asse portante della strategia economica al 2020 e in tale prospettiva si svilupperanno ambiziosi programmi finalizzati alla digitalizzazione delle Città "Smart-Cities" per i quali le reti elettriche intelligenti (Smarter Grids) costituiscono l'elemento portante ed insostituibile per la realizzazione della città intelligente, consentendo ai cittadini di essere sempre più connessi e coinvolti nella comunità e di beneficiare di nuovi servizi. Infatti, grazie alla capillarità delle reti elettriche, significative sinergie possono essere sfruttate per offrire in modo integrato nuovi servizi che sfruttano la rete elettrica evitando duplicazioni (per esempio metering multi-servizio, servizi alle TelCos, etc.).

In una tale prospettiva le forti criticità della rete di distribuzione in Campania, concentrate specialmente nell'ambito delle aree fortemente antropizzate, quali quelle della Città Metropolitana, rappresentano una leva ed una opportunità per un deciso potenziamento ed ammodernamento delle infrastrutture della rete di distribuzione. Tali interventi sulle reti di distribuzione MT e BT, necessari sia per le variazioni del carico elettrico, sia per la diffusione di sistemi di generazione elettrica distribuita, dovranno prevedere, insieme ai tradizionali interventi relativi alla realizzazione o potenziamento di nuove linee elettriche, cabine primarie e secondarie, anche ulteriori interventi che consentano alla rete di distribuzione in Campania di evolvere verso una Smarter Grid.

L'evoluzione verso una Smarter Grid offrirà diversi vantaggi sia per il distributore che per gli utenti, sia industriali che residenziali che potranno godere di una riduzione dei costi diretti (costo d'interrompibilità, costo di mancata produzione, costo di penalità sulla qualità del servizio di trasmissione e costo di penalità sulla qualità del servizio di distribuzione) e dei costi indiretti (costi di dispacciamento, costi di manutenzione delle reti, costo degli asset produttivi, costo delle utenze elettriche).

Lo sviluppo di reti intelligenti, attraverso soluzioni digitali, assicurerà, infatti, l'efficienza delle attività regolate, con chiari benefici per i consumatori. Uno dei primi è l'incremento dell'efficienza delle attività regolate svolte dai DSO, che si traduce in una riduzione dei costi per i consumatori, nella diminuzione delle perdite e nell'incremento della qualità del servizio.

Attraverso le Smarter Grids, i DSO, grazie ad una gestione attiva ed efficiente tutti i flussi di energia e i relativi dati, potranno, infatti, giocare un ruolo chiave nell'abilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.

Le Smarter Grids consentiranno anche di aumentare la resilienza delle infrastrutture energetiche ai cambiamenti climatici e ad eventuali fenomeni di natura sismica. Al fine di aumentare la resilienza delle reti elettriche in media e bassa tensione si dovrà prevedere anche, laddove necessario, la sostituzione di linee aeree con cavi interrati.

La trasformazione delle reti elettriche in Smarter Grids, necessaria per il conseguimento degli obiettivi energetici ed ambientali, presenta anche un enorme potenziale indotto per l'intera economia, in quanto gli ingenti investimenti richiesti sono in grado di aprire nuovi mercati, aumentare la produttività delle aziende, accelerare la crescita e creare nuovi posti di lavoro.

In definitiva, dovranno essere proposti interventi volti a favorire un ammodernamento del sistema elettrico di distribuzione e di utilizzazione dell'energia elettrica promuovendo la realizzazione di reti di distribuzione intelligenti (Smarter Grids e Microgrids), prevedendo, contestualmente, indicatori oggettivi attraverso cui valutare i benefici (prezzo dell'energia elettrica, numero di congestioni sulla rete, miglioramento dell'affidabilità dell'alimentazione, qualità dell'alimentazione, il livello di efficientamento energetico, etc.).

5.3.4. Demand Response e Transactive Energy

Secondo le statistiche dell'International Energy Agency (IEA), il settore edilizio consuma circa il 40% del consumo totale finale di energia e genera il 30% delle emissioni di CO₂. Pertanto, negli ultimi anni è notevolmente aumentato l'interesse verso le fonti energetiche rinnovabili e le altre tecnologie emergenti quali i veicoli elettrici, la gestione attiva della domanda elettrica, i sistemi di accumulo dell'energia sia elettrica sia termica e i sistemi di gestione dell'energia (Energy Management Systems (EMS)) che consentano di ridurre i consumi di energia negli edifici intelligenti (smart buildings).

Diversi sono, infatti, i vantaggi che possono essere perseguiti attraverso la diffusione di sistemi di gestione attiva della domanda elettrica nelle Smarter Grids:

- Risparmio energetico ed economico grazie ad una riduzione del costo dovuto al consumo di energia elettrica e termica. Questo sarà possibile attraverso una gestione ottimale dei sistemi di produzione dell'energia e dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica e termica sui vari livelli (di smart house, edificio intelligente e blocchi di edifici).
- Miglioramento del livello di comfort per gli utenti
- Possibilità di raccogliere i dati dei consumi degli utenti e fornire una base dati analitica per il gestore della rete

- Riduzione dei picchi di carico elettrico sulla rete e differimento degli investimenti per il potenziamento della rete
- Riduzione dei costi di gestione della rete attraverso la gestione ottimizzata e flessibile di blocchi di edifici intelligenti operanti nell'ambito di un programma di gestione attiva della domanda
- Riduzione dell'importazione di energia e conseguente riduzione della dipendenza dai mercati esteri
- Incentivazione all'utilizzo di tecnologie avanzate tra cui le smarter grids e le microgrid
- Aumento della produzione e dell'utilizzo locale dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, con conseguente riduzione delle emissioni inquinanti, grazie alla complementarità degli edifici in termini di composizione dei carichi e della generazione locale che offre la possibilità di trasferire energia tra diversi vettori energetici e utilizzare i sistemi di accumulo dell'energia per migliorare la contemporaneità tra la produzione locale e la domanda di energia.

Tali sistemi sono basati sul concetto di *Transactive Energy* che mira a perseguire l'ottimizzazione di tutte le risorse energetiche utilizzando i segnali e gli incentivi economici per gestire tutti i dispositivi intelligenti della rete elettrica. La gestione ottimizzata delle risorse energetiche riguarda sia la rete di trasmissione che quella di distribuzione con particolare interesse verso la gestione attiva della domanda elettrica. Nel paradigma *Transactive Energy* le risorse energetiche distribuite sono coordinate e integrate tra loro in un sistema scalabile, adattabile ed estensibile basato sulla fornitura di determinati servizi, regole e protocolli che stanno alla base di transazioni di energia osservabili e verificabili.

Il concetto di *Transactive Energy* trova una sua immediata applicazione nell'ambito della gestione attiva della domanda elettrica (*Active Demand Response (DR)*) tramite la partecipazione attiva del cliente nel sistema elettrico, consentendo la partecipazione degli utenti al mercato elettrico attraverso modelli di gestione della domanda e dell'offerta e di rendere autosufficienti interi distretti urbani o industriali tra loro interconnessi.

In particolare, i programmi di gestione della domanda elettrica in funzione della risposta al prezzo si stanno diffondendo e le tecnologie presenti sono già in grado di accogliere questi programmi e di implementarli anche in ambito residenziale consentendo di attuare dei programmi di *Transactive Demand Response*.

Secondo tali programmi, non solo gli utenti possono rispondere alle fluttuazioni del costo dell'energia elettrica, ma grazie a controllori transattivi (*transactive controllers*) il gestore della rete può implementare un sistema interattivo in grado di limitare la domanda di energia elettrica quando necessario per agire positivamente sulle congestioni di rete.

Alcune ricerche e sperimentazioni in ambito internazionale prevedono anche che gli scambi di energia possano avvenire direttamente tra edifici e blocchi di edifici

intelligenti e senza l'intermediazione di operatori centralizzati grazie a tecnologie del tipo *Blockchain*, cioè basate su una sorta di registro distribuito che consente di scambiare energia elettrica in modo sicuro.

In tale scenario, nuove entità saranno necessarie per garantire l'intermediazione tra i consumatori e produttori di energia elettrica con il mercato elettrico o con i gestori delle reti elettriche. Tra queste nuove entità bisogna considerare il crescente ruolo degli Aggregatori e delle *Virtual Power Plant*.

L'Aggregatore è da considerarsi come un mediatore tra i consumatori, dei quali vende la flessibilità del carico elettrico, e il mercato dell'energia elettrica, dove vende tali flessibilità agli altri partecipanti (quali ad esempio il gestore della rete elettrica).

La *Virtual Power Plant* (centrale elettrica virtuale) può aggregare la domanda di più piccole utenze (come un Aggregatore) ma può anche gestire la produzione di numerosi piccoli impianti da energia elettrica distribuiti, risolvendo, quindi, i problemi relativi alla loro partecipazione al mercato elettrico.

5.3.5. Demand Response nel panorama italiano e possibilità di implementazione in Campania

L'interconnessione diretta tra impianti di produzione e impianti utilizzatori, come definita dalla direttiva CE 32/2006, è stata introdotta nel contesto normativo italiano dal D.L. n.115 del 2008 (poi modificato dal D.L. n. 56 del 2010) dove sono definiti i "sistemi di produzione e consumo elettrico che mettono in collegamento diretto il produttore e il consumatore".

La normativa che consentiva solo la connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica nazionale di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica è stata ampliata attraverso successive delibere (quali 675/2014/R/COM e 242/2015/R/EEL) dell'Autorità mirate a incentivarne la penetrazione e garantire condizioni agevolate nella contabilizzazione delle componenti di costo. Ciò ha portato all'introduzione dei cosiddetti Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), cioè sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di auto-provvigionamento energetico. La recente normativa consente, quindi, l'interconnessione e il trasferimento di energia tra gli edifici che, dal punto di vista del sistema elettrico, sono al contempo dei generatori e dei consumatori di energia (prosumers).

In tale contesto, la gestione attiva della domanda elettrica o Demand Response (DR), pone l'accento sulla possibilità di modificare la domanda elettrica allo scopo di superare le problematiche connesse ai picchi di prelievo dalla rete elettrica nelle ore di punta. La gestione attiva della domanda elettrica si sposa molto bene con alcune esigenze delle reti elettriche di distribuzione, e non solo, esistenti in Campania, come possibile

intervento non strutturale che consente di evitare o limitare le congestioni nelle ore di punta, appiattendolo la domanda e/o limitando i picchi di assorbimento e favorire l'integrazione delle energie rinnovabili, spostando la domanda nelle ore in cui c'è maggiore produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

Le misure di gestione della domanda sono particolarmente interessanti per via dei benefici che portano ai consumatori in termini di risparmi (e di potenziali guadagni), al sistema in termini di maggiore sicurezza e affidabilità, ma anche per il loro contributo all'efficienza generale del sistema.

Diversi fattori possono favorire l'adozione di metodologie di gestione attiva della domanda nel sistema elettrico italiano e in particolare in quello campano. Tra questi sono significativi il superamento della fase di transizione strutturale descritta nel Piano Strategico Triennale 2012 - 2014 (rif AEEG), caratterizzata dal decentramento della produzione e, in particolare, dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche destinati all'autoconsumo e la raggiunta maturità tecnologica che consentirà la partecipazione attiva dei consumatori al mercato dell'energia elettrica come pianificato nel Quadro Strategico 2015-2018 (rif AEEG).

L'AEEGSI ha già iniziato a tale scopo un processo di regolamentazione al fine di consentire l'integrazione nella rete intelligente degli utenti con la possibilità di partecipare alla variazione di carico sia per scopi economici sia di emergenza o affidabilità della rete con l'attuazione dell'Obiettivo Strategico OS1 il DCO 298/2016/R/EEL per la "Riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento, apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione".

In particolare l'Autorità ha preso in considerazione interventi finalizzati a consentire, in tempi rapidi, alla generazione distribuita, alla domanda e alle fonti rinnovabili non programmabili di ogni taglia di accedere al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) per il tramite dei rispettivi utenti del dispacciamento, anche attraverso la necessaria aggregazione.

Saranno, quindi, da incentivare, nell'ambito di quanto consentito dalla normativa nazionale, politiche per la realizzazione di reti private, costituite da sistemi elettrici di produzione e consumo, quali i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e le reti in assetto di Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) che possono rappresentare modelli di indipendenza dalla rete elettrica principale e garantire livelli di funzionamento anche in condizioni non ordinarie. La risposta in termini di stabilità della rete e continuità del servizio a fronte di "perturbazioni" esterne di origine climatica/ambientale può rappresentare un ulteriore elemento di competitività territoriale a cui la Regione Campania deve ambire.

In particolare, in ambito residenziale, la presenza di sistemi di gestione automatica degli impianti sia a livello di edificio (Building Automation Control System (BACS)) che nelle abitazioni offre la possibilità di realizzare sistemi di gestione dell'energia elettrica

capaci di interfacciarsi con la rete elettrica intelligente del distributore cui sono connessi.

In tale contesto, i sistemi di misura intelligenti rappresentano uno strumento importante come disposto dall'Autorità nel decreto legislativo 102/14 di recepimento della Direttiva 2012/27CE, ha definito nel DCO 416/2015/R/eel e successivo 468/2016/R/eel e con la deliberazione 87/2016/R/eel, dove sono stati definiti i requisiti per l'adozione di un nuovo sistema di smart metering di seconda generazione (smart meter 2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione e il rilascio dell'impronta energetica (energy footprint) al cliente finale.

Tutto ciò richiederà l'incentivazione e la diffusione di sistemi di gestione intelligente degli impianti residenziali e degli edifici, quindi di sistemi domotici, smart houses e building automation control systems, unitamente alla diffusione di elettrodomestici e carichi intelligenti che consentono la possibilità di modificare il profilo di utilizzo del carico elettrico.

5.4. Cold Ironing ed elettrificazione delle banchine portuali

Le problematiche connesse alle emissioni inquinanti in ambito portuale sono state oggetto di interesse da parte del Parlamento Europeo che ha adottato una politica finalizzata alla riduzione delle emissioni atmosferiche prodotte dalle navi marittime, attraverso comunicazioni, direttive europee e programmi comunitari come il Clean Air For Europe (CAFE). Un aspetto del problema è stato identificato con le emissioni di particolari sostanze inquinanti (CO, SO, NO_x) prodotte dalle navi ormeggiate nei porti.

In tale contesto, il panorama normativo nazionale e internazionale ha visto una serie di interventi, dalla Convenzione Marpol 73/78 (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships) e poi, con la pubblicazione del Decreto Legislativo 13 agosto 2010 n. 155 (attuazione della Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa), i parametri qualitativi dell'aria fissati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio con il D.M. n. 60/2002 sono stati modificati con il D.lgs. 112/2014 (attuativo della direttiva 2012/33/CE di modifica della precedente direttiva 1999/32/CE relativa ai tenori di zolfo dei combustibili per uso marino).

Le soglie fissate per le emissioni biossido di zolfo (SO₂) e biossido di azoto (NO_x), i valori limite e critici e le soglie di allarme possono e devono essere monitorate secondo quanto stabilito dal Parlamento europeo e del consiglio europeo con il regolamento 2015/757 concernente il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni di anidride carbonica generate dal trasporto marittimo e che modifica la direttiva 2009/16/CE.

Tra le azioni promosse per limitare le emissioni, in questo caso, vi è la possibilità di erogare energia elettrica da terra spegnendo i motori ausiliari che azionano i generatori di bordo.

Infatti, dal 2002 il Parlamento e il Consiglio Europeo con la COMM(2002)595 esortano le Autorità Portuali a promuovere e incentivare la riduzione delle emissioni atmosferiche delle navi marittime favorendo l'impiego di 'elettricità' erogata dalle reti elettriche terrestri per le navi ormeggiate nei porti. A tal fine l'art. 3-bis della direttiva 2012/33/CE consente alcune eccezioni alle prescrizioni nel caso di: "navi all'ormeggio nei porti con i motori spenti e collegate a un sistema elettrico lungo la costa", riconoscendo i benefici che tale soluzione comporta.

A oggi l'elettrificazione delle banchine portuali (Cold Ironing), consentendo di non utilizzare il diesel delle navi ma prelevando l'energia elettrica dal porto per mantenere la nave funzionante quando sosta in banchina, rappresenta una soluzione in gran parte consolidata e in uso nei maggiori porti europei, mentre molte sono le Autorità Portuali che stanno programmando di adottare questa soluzione.

Aspetti tecnici che consentono di adottare tale soluzione sono essenzialmente legati a un'infrastruttura interna all'area portuale per la trasformazione, distribuzione e consegna dell'energia elettrica alle navi e un'adeguata infrastruttura della rete elettrica nazionale cui connettersi.

In pratica è necessario garantire:

- il collegamento alla rete elettrica nazionale di trasmissione (TERNA) o di distribuzione (ad es. E-Distribuzione) da una stazione di trasformazione locale, dove l'energia elettrica è trasformata da 20-150 kV a 6-20 kV;
- l'eventuale conversione di frequenza da 50Hz a 60Hz in una o più sottostazioni per l'alimentazione delle navi;
- la distribuzione delle linee elettriche all'interno dell'area portuale fino alle banchine;
- l'installazione di appositi sistemi con gru e avvolgitore del cavo terminale (spina) idonei per il collegamento alla presa a bordo dell'imbarcazione.

L'elettrificazione delle banchine è, quindi, un intervento da promuovere nelle aree portuali di Napoli e di Salerno, in particolare tenendo in considerazione i benefici ambientali derivanti dalla riduzione locale delle emissioni in termini di qualità dell'aria nel tessuto urbano immediatamente a ridosso dei porti.

Si è stimato che il beneficio in termini contenimento degli agenti inquinanti è quantificabile nella riduzione fino al: 99% di CO; 97% di NO_x; 94% di VOC (composti organici volatili); 89% di PM (polveri sottili); 50% di CO₂; 50% di N₂O.

Importanti realtà portuali italiane come Venezia e Livorno sono in prima linea per l'attuazione di tale soluzione, a seguire sono in fase di valutazione di progetti simili realtà portuali quali Genova, Civitavecchia, Bari e Taranto.

La fattibilità di questo intervento richiede il supporto della rete elettrica di distribuzione e di trasmissione, ma contestualmente può avvantaggiarsi del contributo derivante dalla generazione distribuita presente nella Smart Grid urbana. Poiché l'intervento può richiedere investimenti strutturali sulla rete elettrica portuale e del distributore è necessario contestualizzarlo con la riduzione dei consumi in ambito portuale attraverso l'efficientamento energetico negli edifici portuali, tecniche di re-lamping con l'utilizzo delle lampade a led e lampade ad alta efficienza, l'adozione di sistemi di produzione di energia elettrica locale da FER, da Biogas e Biomasse, e l'adozione di sistemi di accumulo elettrico.

In sintesi, gli interventi da perseguire nell'ambito portuale di Napoli e Salerno dovrebbero essere innanzitutto finalizzati all'elettrificazione del trasporto terrestre dell'area portuale, alla realizzazione di banchine elettrificate (Cold Ironing), all'adozione di sistemi di illuminazione efficiente, all'efficientamento energetico degli edifici portuali.

Un ulteriore intervento in grado di aumentare le potenzialità offerte dal Cold Ironing e che sarebbe utile perseguire nelle aree portuali di Napoli e Salerno consiste nella realizzazione di una rete elettrica intelligente portuale (microgrid portuale). Una microgrid portuale sarebbe, infatti, in grado di amplificare i benefici ottenibili tramite il Cold Ironing grazie ad una gestione ottimizzata dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e da sistemi di cogenerazione. L'energia elettrica necessaria al Cold Ironing sarebbe, infatti, per la maggior parte generata tramite generatori locali, collegati alla microgrid, anche basati su fonti rinnovabili o impianti di cogenerazione, consentendo un'ulteriore riduzione delle emissioni inquinanti nel porto e una riduzione dei costi associati al consumo di energia elettrica. La realizzazione di una microgrid portuale insieme al Cold Ironing potrebbe consentire, infatti, oltre alla riduzione delle emissioni inquinanti, una riduzione del costo dell'energia elettrica grazie alla maggiore autonomia energetica della microgrid portuale rispetto alla rete di trasmissione o distribuzione alla quale si collega. Da considerare, inoltre, che la realizzazione di una microgrid portuale, oltre ad avere ricadute ambientali ed economiche positive per l'area portuale, potrebbe generare forti ricadute industriali sulle differenti imprese operanti nel settore.

5.5. Sistemi di accumulo elettrico e termico per facilitare l'autoconsumo e la diffusione delle FER

I sistemi di accumulo dell'energia possono contribuire a risolvere alcuni problemi delle reti elettriche e a diffondere la tecnologia necessaria per la futura gestione intelligente delle reti.

La continua regolamentazione delle Norme Tecniche (CEI 0-16 e CEI 0-21) per le connessioni degli utenti attivi alle reti elettriche considera anche la possibilità di utilizzare i sistemi di accumulo dell'energia elettrica connessi alla rete insieme ai sistemi di produzione di piccola taglia normalmente fotovoltaici.

Particolare attenzione è stata posta dall'Autorità dell'energia elettrica alla diffusione dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica che consentono la possibilità di ottimizzare l'uso delle FER e di poter essere utilizzati in modo coordinato con la gestione attiva della domanda elettrica.

La possibilità di accumulare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, come eolico e fotovoltaico, nei momenti di basso consumo e utilizzarla in un momento differente è sicuramente un vantaggio per lo sfruttamento sul posto dell'energia prodotta, cioè per l'autoconsumo, limitando così l'uso delle reti di distribuzione. Complessivamente tale tecnica è considerata abilitante per il perseguimento della politica comunitaria di "de-carbonizzazione", carbon-free (EASE-European Energy Storage Association, 2015).

La regolamentazione del settore è in Italia già in fase avanzata, anche se, a causa dell'elevato prezzo di mercato, non si è ancora diffusa in modo significativo. Al contempo sono previste forme di incentivo se il sistema di accumulo è accoppiato a un impianto alimentato da fonti rinnovabili in quanto tale intervento di risparmio energetico gode delle detrazioni fiscali e in alcuni casi sono previsti aiuti regionali.

In considerazione dell'attuale assetto delle reti di trasmissione e in particolare di distribuzione dell'energia, è necessario pianificare una metodologia per lo sviluppo dei sistemi di storage elettrico e lo sviluppo di sistemi di controllo intelligente per le smart grid.

Le tecnologie di accumulo dell'energia disponibili devono essere diversificate in funzione della taglia e della possibilità di partecipare ai servizi di rete e di dispacciamento. È quindi necessario considerare l'opportunità di affrontare l'intervento almeno in due distinti ambiti, quello delle reti di distribuzione dell'energia primaria e secondaria e quello della rete di trasmissione. Si possono identificare quindi diversi interventi sia sulle reti di distribuzione che di trasmissione:

- incentivare la realizzazione di sistemi di accumulo per gli impianti eolici esistenti e per la pianificazione di nuovi impianti. Collegare il permesso realizzativo all'opportunità di realizzare contestualmente il sistema di accumulo.
- finanziare parzialmente la spesa per l'installazione di sistemi di accumulo su nuovi impianti fotovoltaici, e su quelli esistenti, in ambito residenziale.

Prevedere per le reti di distribuzione l'incentivazione all'installazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica sia nel caso di nuovi impianti di produzione da FER, che di impianti esistenti, installati presso gli utenti finali che attualmente immettono in

rete il surplus energetico attraverso la rete di distribuzione. L'intervento è destinato agli impianti di accumulo dell'energia sulle reti di distribuzione secondaria e primaria, cui afferiscono impianti di produzione di piccola taglia largamente diffusi sul territorio.

5.6. Interventi proposti

1. Aumentare la diffusione di generazione distribuita e incentivare o sviluppare le reti elettriche intelligenti (Smarter Grids) che consentono la misurazione e il controllo dei flussi

1. Stipulare accordi/intese/convenzioni con i Distributori (DSO) al fine di:
 - promuovere delle attività di ricerca applicata su impianti pilota di gestione delle Smarter Grids, rivolte al miglioramento nell'utilizzo delle risorse energetiche;
 - facilitare la sostituzione delle infrastrutture obsolescenti e pianificare nuovi investimenti per aumentare la resilienza delle reti elettriche di distribuzione e la qualità del servizio per gli utenti;
 - integrare la mobilità con il settore elettrico;
 - realizzare micro reti attive o smart grids.
2. Incentivare la realizzazione di micro-reti energetiche negli edifici pubblici nei quali massimizzare l'autoconsumo istantaneo.
3. Promuovere la generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo attraverso l'incentivazione all'utilizzo di sistemi di accumulo distribuito e centralizzato per migliorare la gestione delle fonti energetiche intermittenti.
4. Promuovere la costituzione di Distretti Energetici nei quali massimizzare l'autoconsumo istantaneo.
5. Promuovere la mobilità elettrica con realizzazione di progetti pilota su area vasta con predisposizione di sistemi di ricarica con integrazione da FER ed integrazione nel Mercato Elettrico.
6. Favorire la costituzione di un tavolo permanente tra il MISE e la Regione Campania per:
 - promuovere le attività di ricerca e di sviluppo delle smart grids in Regione,
 - migliorare l'efficienza energetica e la de-carbonizzazione della produzione di energia elettrica.
7. Favorire la realizzazione negli edifici pubblici regionali e nelle amministrazioni comunali degli interventi per il raggiungimento del 50% di autoconsumo della produzione.
8. Favorire i finanziamenti di progetti di ricerca industriale per promuovere la realizzazione di nuove reti di distribuzione intelligenti anche in abito industriale (Industria 4.0) (smart grid e microgrid). Il finanziamento per l'innovazione dovrebbe prevedere degli indicatori attraverso cui valutare i benefici (prezzo dell'energia elettrica, numero di congestioni sulla rete, miglioramento dell'affidabilità dell'alimentazione, qualità dell'alimentazione).

9. Incentivare la gestione attiva dei carichi elettrici (building automation o demand response) come intervento di efficientamento energetico, poiché in grado di attuare politiche di risparmio energetico e uso razionale dell'energia.
10. Incentivare interventi nelle aree portuali per l'elettrificazione delle banchine, in considerazione della riduzione delle emissioni e dei costi per l'energia elettrica.
11. Creare progetti pilota relativi alla creazione di una Smart Energy Community.