

CONSIGLIO REGIONALE DEL PIEMONTE - Deliberazione del Consiglio

**Deliberazione 15 marzo 2022, n. 200 - 5472**

**Approvazione del Piano energetico ambientale regionale (PEAR).**

**(Proposta di deliberazione n. 37).**

(omissis)

Tale deliberazione, nel testo che segue, **emendato**, è posta in votazione: **il Consiglio approva.**

### **Il Consiglio regionale**

**vista** la direttiva 2018/2001/UE dell'11 dicembre 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti energetiche rinnovabili;

**vista** la direttiva 2018/2002/UE dell'11 dicembre 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di efficienza energetica;

**vista** la direttiva 2019/944/UE del 5 giugno 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di mercato interno dell'energia elettrica;

**visto** il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale), in particolare la parte II contenente la procedura per la valutazione ambientale strategica (VAS);

**vista** la legge regionale 7 ottobre 2002, n. 23 (Disposizioni in campo energetico. Procedure di formazione del piano regionale energetico ambientale. Abrogazione della l.r. 23 marzo 1984, n. 19, della l.r. 17 luglio 1984, n. 31 e della l.r. 28 dicembre 1989, n. 79) e, in particolare, gli articoli 5 e 6;

**vista** la deliberazione della Giunta regionale 16 febbraio 2018, n. 10-6480 di adozione della proposta di Piano energetico ambientale regionale (PEAR) e di approvazione del Rapporto ambientale ai sensi dell'articolo 13 del d.lgs. 152/2006;

**vista** la deliberazione della Giunta regionale 20 luglio 2018, n. 29-7254 di espressione del parere motivato di compatibilità ambientale del PEAR nell'ambito della procedura di VAS;

**vista** la deliberazione della Giunta regionale del 14 dicembre 2018, n. 36-8090 di proposta al Consiglio regionale di approvare il PEAR, a seguito della procedura di VAS, corredato dalla Dichiarazione di sintesi e dal Piano di monitoraggio ambientale;

**considerato** che la deliberazione della Giunta regionale n. 36-8090 del 2018 di proposta di approvazione del PEAR è decaduta per fine legislatura;

**preso atto** che la Giunta regionale, con la deliberazione dell'8 novembre 2019, n. 18-478 e le relative motivazioni addotte, ha proceduto alla riassunzione della Dichiarazione di sintesi, del Piano di monitoraggio ambientale e del PEAR, così come risultante a seguito della procedura di VAS, conclusasi con l'espressione del parere motivato di cui alla deliberazione della Giunta regionale n. 29-7254 del 2018, e costituito da:

- Proposta di Piano energetico ambientale regionale, articolato in:

- Preambolo: i valori di riferimento per la costruzione del nuovo PEAR;
- Premessa: gli scenari di riferimento per il PEAR al 2020 e al 2030;

- Capitolo I – “FER” - Fonti Energetiche Rinnovabili;
- Capitolo II – “Efficienza Energetica”;
- Capitolo III – “Reti e Generazione Distribuita”;
- Capitolo IV - “La Green Economy”;

- Allegati al Piano energetico ambientale regionale:

- allegato I – Aree e siti non idonei all’installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- allegato II – Limitazioni areali all’ubicazione degli impianti geotermici;
- allegato III – Schema di linee guida per la definizione del Piano per lo sviluppo del teleriscaldamento;
- allegato IV – Cambiamento climatico ed energia;
- allegato V – L’evoluzione delle emissioni di CO2 in Piemonte;
- allegato VI – Rapporto statistico sull’energia in Piemonte;

**preso atto** delle modifiche e integrazioni che la Giunta regionale, con la citata deliberazione n. 18-478 del 2019 e le relative motivazioni addotte, ha apportato agli elaborati del PEAR, al fine di aggiornarli al quadro normativo di riferimento, ritenendo comunque valida la procedura di VAS conclusasi con l’espressione del parere motivato di cui alla deliberazione della Giunta regionale n. 29-7254 del 2018;

**acquisito** il parere favorevole del Consiglio delle autonomie locali, espresso all’unanimità in data 5 luglio 2021;

**acquisito** il parere favorevole delle commissioni consiliari permanenti III e V, espresso a maggioranza in seduta congiunta in data 25 novembre 2021;

## **d e l i b e r a**

- di approvare, ai sensi degli articoli 5 e 6 della legge regionale 7 ottobre 2002, n. 23 (Disposizioni in campo energetico. Procedure di formazione del piano regionale energetico-ambientale. Abrogazione della l.r. 23 marzo 1984, n. 19, della l.r. 17 luglio 1984, n. 31 e della l.r. 28 dicembre 1989, n. 79), il Piano energetico ambientale regionale (PEAR) che si allega alla presente deliberazione per farne parte integrante e sostanziale e costituito da:

- allegato 1 “Documento del Piano energetico ambientale regionale”, articolato in:

- Preambolo: i valori di riferimento per la costruzione del nuovo PEAR;
- Premessa: gli scenari di riferimento per il PEAR al 2020 e al 2030;
- Capitolo I – “FER” - Fonti Energetiche Rinnovabili;
- Capitolo II – “Efficienza Energetica”;
- Capitolo III – “Reti e Generazione Distribuita”;
- Capitolo IV - “La Green Economy”;

- allegato 2 “Allegati al Piano energetico ambientale regionale”:

- allegato I – Aree e siti non idonei all’installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- allegato II – Limitazioni areali all’ubicazione degli impianti geotermici;
- allegato III – Schema di linee guida per la definizione del Piano per lo sviluppo del teleriscaldamento;
- allegato IV – Cambiamento climatico ed energia;
- allegato V – L’evoluzione delle emissioni di CO2 in Piemonte;
- allegato VI – Rapporto statistico sull’energia in Piemonte;

- di approvare il Piano di monitoraggio ambientale (allegato 3) di cui all’articolo 18 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) e la Dichiarazione di sintesi

(allegato 4) prevista dall'articolo 17 del d.lgs. 152/2006, che si allegano alla presente deliberazione per farne parte integrante e sostanziale;

- di prendere atto del Rapporto ambientale (allegato 5), che costituisce parte integrante del PEAR;
- di prendere atto che il presente provvedimento non comporta oneri a carico del bilancio regionale.

(omissis)



## **ALLEGATO 1**

# **Documento del Piano Energetico Ambientale Regionale**

(ex artt. 5 e 6 della legge regionale 23 ottobre 2002, n. 23)

**Assessorato**

**Ambiente, Energia, Innovazione, Ricerca e connessi rapporti con Atenei e Centri di Ricerca pubblici e privati, Ricerca applicata per emergenza COVID-19**

*Assessore: Matteo Marnati*

*Via Principe Amedeo, 17 - Torino*

**Direzione**

**A1600A – AMBIENTE, ENERGIA E TERRITORIO**

*Direttore: Stefania Crotta*

*Via Principe Amedeo, 17 - Torino*

**Settore**

**A1616A - Sviluppo Energetico Sostenibile**

*Responsabile: Silvia Riva*

*C.so Regina Margherita, 174 - Torino*

**Gruppo di lavoro e comitato di redazione:** Filippo Baretti (coordinatore), Silvia Bonapersona, Stefano Caon, Annamaria Clinco, Silvio De Nigris, Gianfranco Leoncavallo, Giovanni Nuvoli, Edoardo Trossero, Giovanni Vicentini.

**Collaborazione:** Strutture regionali nell'ambito del Tavolo interdirezionale

*Direzione Agricoltura e Cibo, Direzione Sanità e Welfare, Direzione Competitività del Sistema regionale, Direzione Istruzione, Formazione e lavoro, Direzione Opere Pubbliche, Difesa del suolo, Protezione civile, Trasporti e Logistica, Direzione Cultura, Turismo e Commercio, Direzione Risorse finanziarie e Patrimonio.*  
Arpa Piemonte.

Dopo l'approvazione, nel biennio 2018-2019, delle diverse iniziative previste dal pacchetto "*Energia pulita per tutti gli europei*", presentato dalla Commissione europea con l'obiettivo di rendere competitiva l'Unione nella transizione energetica, e del *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*, si sono verificate significative evoluzioni in Europa con la definizione del *Green Deal 2030*, che ha innalzato il target di riduzione delle emissioni di CO2 dal -40% al -55% nel 2030 rispetto al 1990 e ha posto l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050 per il continente europeo. Inoltre, è recentissimo il recepimento, nella legislazione nazionale, della Direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili (cd. RED II). Si attendono quindi i provvedimenti nazionali attuativi e l'aggiornamento del PNIEC per un allineamento con i nuovi target europei.

Il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale, in questo contesto in piena evoluzione, si pone quindi due obiettivi: il primo, partendo dal raggiungimento degli obiettivi della Strategia Europa 2020, è orientare le politiche regionali a quelli del pacchetto Clima Energia e del PNIEC, anticipando il conseguimento dei risultati assegnati dalla Strategia Energetica Nazionale, approvata nel novembre del 2017; il secondo - non meno importante - è quello di sostenere e promuovere un'intera filiera industriale e di ricerca, con grandi opportunità di crescita.

Questi obiettivi da un lato prevedono di ridurre ulteriormente le emissioni dannose per la salute, dall'altro di incrementare la quota di consumi energetici coperta da fonti rinnovabili e ridurre in questo modo i consumi facendo meno ricorso alle fonti fossili.

Seguendo questo schema anche in questo caso otterremo un duplice obiettivo: quello di ridurre del 30 per cento il consumo di energia entro il 2030, ma soprattutto quello di raggiungere una quota vicino al 50 per cento di produzione di energia elettrica regionale proveniente da fonti energetiche rinnovabili. Questi obiettivi verranno progressivamente adeguati al nuovo quadro di riferimento, attraverso l'attuazione del PEAR con i Piani Stralcio tematici e il Programma d'Azione, nonché l'aggiornamento del Rapporto Statistico sull'Energia in Piemonte, a seguito della revisione degli obiettivi nazionali.

La Regione Piemonte ritiene prioritario e strategico l'impegno a semplificare ed accelerare le procedure di autorizzazione degli impianti di produzione delle fonti energetiche rinnovabili.

Tra le scelte che il piano identifica per il raggiungimento delle finalità strategiche c'è quella di agevolare il trend di crescita delle fonti rinnovabili non caratterizzate da processi di combustione (così come anche richiesto dalle politiche per la qualità dell'aria, a cui il PEAR si conforma). Il settore fotovoltaico, idroelettrico ed eolico potranno avere un ruolo significativo. Allo stesso tempo, la proposta di PEAR mira a rafforzare il processo di qualificazione della risorsa forestale locale utilizzata, valorizzando la filiera corta per l'approvvigionamento, riconoscendone l'importante ruolo per lo sviluppo locale integrato soprattutto nelle aree montane, nelle aree interne e marginali.



Riguardo al sistema delle reti, inoltre, sosterremo modelli di sviluppo elettrico per consentire il più possibile di consumare localmente ciò che viene prodotto a livello territoriale.

In tema di green economy stiamo già promuovendo la costituzione delle cosiddette comunità energetiche locali, aree nelle quali si prevede una progressiva sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili, si promuovono interventi di efficientamento energetico e l'utilizzo a livello locale dell'energia rinnovabile prodotta, in un'ottica di sviluppo sostenibile e inclusivo, in quanto possibile strumento anche per la riduzione della povertà energetica.

Consapevoli che il Piemonte è un territorio all'avanguardia sui temi energetici, l'opportunità del PEAR sarà di capitalizzare al meglio le buone pratiche fin qui seguite, realizzando allo stesso tempo un dialogo virtuoso con tutti gli attori del sistema, anche in vista della futura politica di coesione 2021-2027 per *un'Europa più intelligente, più verde, più connessa, più sociale e più vicina ai cittadini*.

*Matteo Marnati*

*Assessore all'Energia Regione Piemonte*



## SOMMARIO GENERALE

<b><u>PREAMBOLO: I VALORI DI RIFERIMENTO PER LA COSTRUZIONE DEL NUOVO PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE .....</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>PREMESSA: GLI SCENARI DI RIFERIMENTO PER IL PEAR AL 2020 ED AL 2030 .....</u></b>	<b><u>38</u></b>
<b><u>CAPITOLO I - "FER":FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI .....</u></b>	<b><u>53</u></b>
<b><u>CAPITOLO II - "EFFICIENZA ENERGETICA" .....</u></b>	<b><u>136</u></b>
<b><u>CAPITOLO III - "RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA" .....</u></b>	<b><u>194</u></b>
<b><u>CAPITOLO IV - "LA GREEN ECONOMY" .....</u></b>	<b><u>274</u></b>







# PREAMBOLO: I VALORI DI RIFERIMENTO PER LA COSTRUZIONE DEL NUOVO PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

<b><u>I VALORI INIZIALI DI RIFERIMENTO PER IL PEAR.....</u></b>	<b>4</b>
<b><u>ELABORAZIONE DATI DEI BILANCI ENERGETICI REGIONALI MESSI A DISPOSIZIONE DA ENEA.....</u></b>	<b>6</b>
<b>I CONSUMI FINALI PER SETTORE.....</b>	<b>9</b>
<b>I CONSUMI FINALI PER VETTORE .....</b>	<b>13</b>
<b><u>LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE ED ELETTRICHE: I DATI GSE .....</u></b>	<b>17</b>
<b>LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE.....</b>	<b>17</b>
<b>LE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE .....</b>	<b>19</b>
<b><u>DATI CONTENUTI NELL'ANALISI A SUPPORTO DEL DM 15 MARZO 2012 "DECRETO BURDEN SHARING" .....</u></b>	<b>22</b>
<b>IL DECRETO BURDEN SHARING .....</b>	<b>22</b>
<b>IL MONITORAGGIO DELL'OBIETTIVO DEL BURDEN SHARING .....</b>	<b>27</b>
<b><u>IL PARCO DI GENERAZIONE ELETTRICA: I DATI TERNA .....</u></b>	<b>29</b>
<b>IL PARCO DI GENERAZIONE ELETTRICA PER FONTE .....</b>	<b>29</b>
<b>LE RINNOVABILI ELETTRICHE .....</b>	<b>32</b>
<b>IL CONFRONTO TRA CONSUMI E PRODUZIONE ELETTRICA.....</b>	<b>34</b>



## I valori iniziali di riferimento per il PEAR

Al fine di costruire gli scenari del nuovo Piano Energetico occorre ricostruire il quadro della domanda e dell'offerta energetica presente sul territorio regionale.

Il Bilancio Energetico Regionale (BER) costituisce lo strumento per conoscere la quantità di energia consumata entro i confini regionali e la tipologia delle fonti energetiche utilizzate nell'anno di riferimento, evidenziando i percorsi delle varie fonti energetiche a partire dalla produzione e/o importazione, attraverso le loro trasformazioni fino agli usi finali.

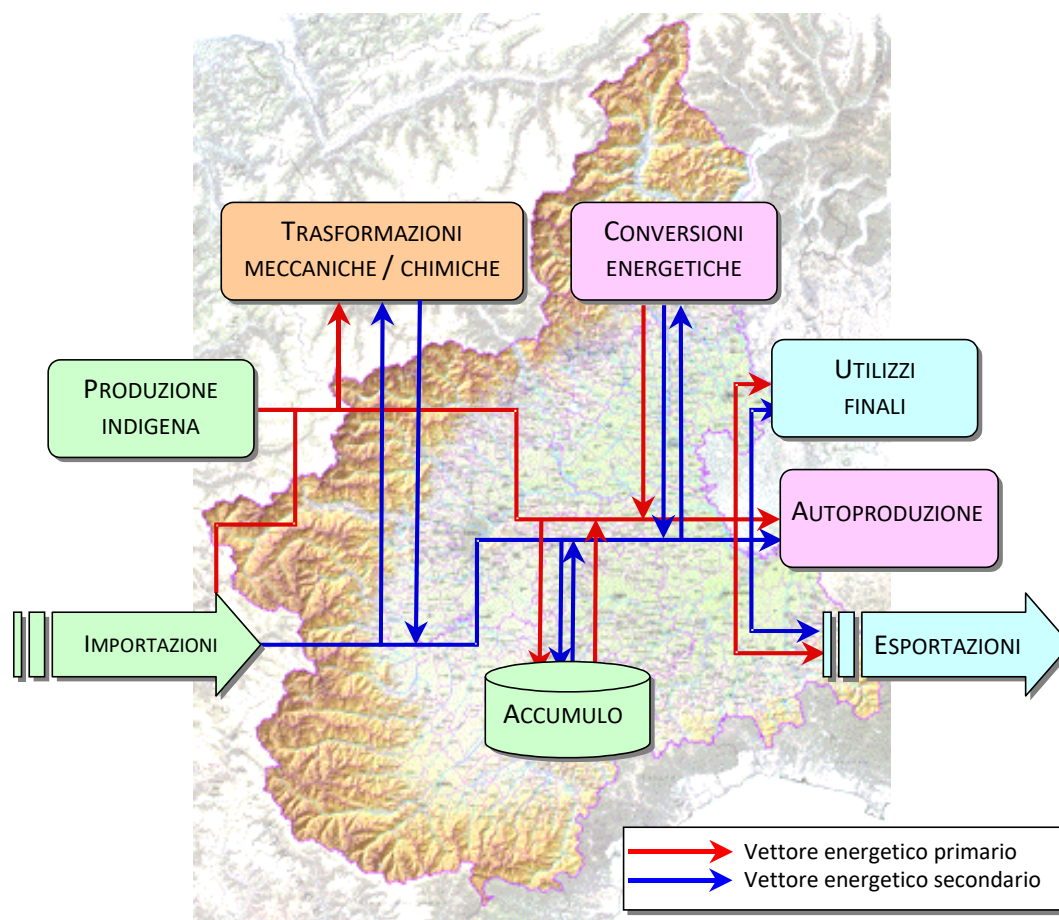


Figura 1 - Schema di Bilancio Energetico Regionale (fonte dati: progetto RENERFOR)

Il reperimento dei dati per la definizione dei bilanci energetici a partire dalla fine degli anni '90, quando si è introdotto in ambito legislativo il concetto di "mercato dell'energia" ed all'operatore unico nazionale si sono sostituiti vari competitors nel mercato della produzione, è divenuto particolarmente difficoltoso.

Se infatti in precedenza gli operatori nazionali fornivano agli enti pubblici dati anche di carattere puntuale, con la presenza di più operatori di mercato il flusso di dati si è notevolmente rarefatto.

Per redigere il bilancio energetico con dettaglio per settore e per vettore è possibile far riferimento alle informazioni elaborate da Enea, che storicamente ha avuto l'incarico di compilazione dei bilanci energetici, sia a scala nazionale che a scala regionale.



La presenza di un solo Ente a livello italiano assicura la competenza necessaria e garantisce la coerenza dei dati regionali con quello nazionale. È quindi possibile ottenere l'andamento dei consumi e delle fonti utilizzate nelle varie regioni italiane su un arco temporale decisamente significativo. Il metodo utilizzato, tuttavia, non era del tutto coerente con quello proposto a livello europeo da Eurostat, in particolare per quanto riguarda le trasformazioni energetiche, e pertanto, successivamente, l'ENEA ha rivisto la metodologia in modo da portarla ad essere coerente con le metodologie europee.

I dati del bilancio ENEA, a livello regionale, sono disponibili fino al 2014.

Negli ultimi anni, grazie agli obiettivi imposti a livello di Unione Europea e la conseguente necessità di conoscere il quadro della situazione energetica in termini di struttura della domanda e dell'offerta energetica sul territorio, sono riprese le attività conoscitive per l'elaborazione di bilanci energetici regionali. Sul fronte della conoscenza della produzione di energia da fonti rinnovabili si fa pertanto riferimento ai dati forniti su base annua da GSE, a partire dal 2012; tali dati concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati dal DM 15/3/2012 "Burden Sharing".

Al fine di costruire un quadro di conoscenza a supporto delle decisioni su cui elaborare gli scenari previsionali per il nuovo Piano Energetico Regionale, sono state considerate le seguenti fonti di dati:

- il BER 2005 come valore di riferimento pre-crisi ed i BER 2009-2010-2011-2012-2013-2014 (si tratta in tutti i casi di BER consolidati);
- i dati relativi alla produzione elettrica e termica da FER (forniti dal GSE nell'ambito delle competenze affidategli dal Decreto Burden Sharing), disponibili per gli anni 2012-2013-2014-2015;
- i dati prodotti dal MISE a supporto del DM 15 marzo 2012 "Burden Sharing";
- i dati contenuti nel rapporto "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia" redatto annualmente da Terna, contenente il dato di consumo di energia elettrica e di produzione elettrica su base regionale.



## Elaborazione dati dei bilanci energetici regionali messi a disposizione da Enea

I bilanci energetici di sintesi forniti da Enea per il 2005 e dal 2009 al 2014 consentono di evidenziare alcune caratteristiche sul profilo energetico del territorio Piemontese.

Il Bilancio Energetico Regionale: serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
VOCI DI BILANCIO	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var% 2005-2014
Produzione primaria (+)	1.153	1.536	1.454	1.437	1.574	1.882	2.074	+79,9%
Variazioni delle scorte (+)	-53	72	-2	151	-90	8	30	-
Saldo import-export (+)	13.617	10.992	11.827	11.042	10.716	10.764	9.846	-27,7%
Bunkeraggi internazionali (+)	-117	0	0	0	0	0	0	-
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>14.706</b>	<b>12.601</b>	<b>13.279</b>	<b>12.630</b>	<b>12.200</b>	<b>12.654</b>	<b>11.950</b>	<b>-18,7%</b>
<b>Ingressi in trasformazione (-)</b>	<b>10.314</b>	<b>9.966</b>	<b>9.270</b>	<b>9.641</b>	<b>9.610</b>	<b>9.263</b>	<b>8.152</b>	<b>-21,0%</b>
Centrali termoelettriche convenzionali	3.029	3.237	3.207	3.365	3.585	3.287	2.764	-8,8%
Raffinerie	7.280	6.649	5.956	6.153	5.912	5.840	5.286	-27,4%
Altri impianti di trasformazione n.c.a.	5	80	105	112	98	120	91	+1697,5%
<b>Uscite dalla trasformazione (+)</b>	<b>9.097</b>	<b>8.864</b>	<b>8.179</b>	<b>8.380</b>	<b>8.362</b>	<b>7.915</b>	<b>6.956</b>	<b>-23,5%</b>
Centrali termoelettriche convenzionali	1.775	1.995	2.045	2.135	2.081	2.145	1.797	+1,3%
Raffinerie	7.222	6.868	6.133	6.238	6.272	5.760	5.151	-28,7%
Altri impianti di trasformazione n.c.a.	100	0	0	0	0	0	0	-100,0%
<b>Scambi, trasferimenti e ritorni (+)</b>	<b>0</b>	<b>-23</b>	<b>-26</b>	<b>+2</b>	<b>-11</b>	<b>0</b>	<b>+2</b>	<b>-</b>
<b>Consumi settore energia e perdite (-)</b>	<b>732</b>	<b>598</b>	<b>789</b>	<b>660</b>	<b>639</b>	<b>583</b>	<b>585</b>	<b>-20,1%</b>
<b>Disponibilità netta per i consumi finali</b>	<b>12.757</b>	<b>10.878</b>	<b>11.374</b>	<b>10.711</b>	<b>10.302</b>	<b>10.723</b>	<b>10.171</b>	<b>-20,3%</b>
<b>Consumi finali non energetici</b>	<b>719</b>	<b>299</b>	<b>382</b>	<b>316</b>	<b>283</b>	<b>307</b>	<b>272</b>	<b>-62,2%</b>
<b>Consumi finali (di cui)</b>	<b>11.932</b>	<b>10.579</b>	<b>10.992</b>	<b>10.395</b>	<b>10.019</b>	<b>10.416</b>	<b>9.899</b>	<b>-17,0%</b>
Industria	4.603	2.464	2.475	2.201	2.145	2.014	2.074	-54,9%
Trasporti	2.841	2.741	2.852	2.978	2.712	2.882	3.003	+5,7%
Civile	4.294	5.122	5.409	4.967	4.911	5.275	4.599	+7,1%
Agricoltura e pesca	193	251	251	249	251	246	222	+14,9%
Altri settori n.c.a.	0,00	0,82	5,55	0,20	0,23	0,20	0,26	-

Tabella 1 - Il Bilancio Energetico Regionale (fonte dati: ENEA)

È essenziale evidenziare che, per quanto riguarda la situazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili, i dati di riferimento sono quelli messi a disposizione dal GSE.

In particolare, dall'analisi dei dati dei BER emerge che:

- il consumo interno lordo di energia nel territorio si è ridotto significativamente tra il 2005 (considerato quale anno base pre-crisi) ed il 2014 (ultimo anno della serie storica analizzata). Il calo è stato pari al 19% circa, legato principalmente alla forte riduzione del saldo import-export e parzialmente mitigato dall'incremento della produzione primaria interna;



- i consumi finali per usi energetici nel 2014 pari a 9.899 ktep hanno subito una significativa contrazione, pari al 17% rispetto al 2005, con un tasso di riduzione inferiore, tuttavia, a quello registrato dai consumi finali non energetici che, al 2014, si è quasi ridotto ad un terzo del suo valore all'inizio della serie storica considerata;
- considerato il valore dei consumi finali lordi ipotizzato al 2020 dal D.M. *Burden Sharing* (pari a 11.436 ktep), si rileva un margine pari a 1.537 ktep (13,5%) rispetto al valore del 2014;
- una forte presenza di trasformazioni energetiche in loco, legate all'esistenza di stabilimenti di raffinazione e di centrali termoelettriche, che tuttavia dal 2005 al 2014 hanno fatto registrare una riduzione superiore al 20%, per gran parte concentrata nei processi di raffinazione.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
ENERGIA ELETTRICA	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var% 2005-2014
Saldo import-export (+)	719	224	404	255	158	21	270	-62,5%
Uscite dalla trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali (+)	1.775	1.423	1.395	1.474	1.464	1.396	1.099	-38,1%
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	0	645	604	639	693	828	864	n.d. <sup>1</sup>
Consumi settore energia e perdite (-)	150	259	296	282	288	252	281	87,6%
Disponibilità netta per i consumi finali	2.344	2.033	2.107	2.086	2.027	1.993	1.952	-16,7%

Tabella 2 - Il Bilancio Energetico Regionale - il vettore elettrico (fonte dati: ENEA)

Dall'analisi dei dati del BER relativi al vettore elettrico emerge:

- il ruolo importante svolto dalla Regione quale cerniera del trasporto energetico verso le altre regioni italiane. Questo dato è suffragato dal rapporto import – export (nel 2014 sono stati registrati 1.281 ktep in import e 1.011 ktep in export). Tuttavia, nel corso della serie storica analizzata si riduce fortemente il saldo import-export (-62%) e la produzione da centrali termoelettriche (-38%);
- il calo abbastanza marcato della disponibilità netta per i consumi finali, che tra il 2005 ed il 2014 si riduce del 17% circa.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
GAS NATURALE	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var% 2005-2014
Produzione primaria (+)	24	55	58	52	25	20	17	-29,3%
Saldo import-export (+)	7.485	6.755	7.043	6.586	6.594	6.340	5.251	-29,8%
Ingressi in trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali (-)	2.319	2.941	2.917	2.998	3.176	2.734	2.105	-9,2%
Consumi settore energia e perdite (-)	12	13	23	12	18	19	11	-10,1%
Disponibilità netta per i consumi finali	5.178	3.855	4.161	3.628	3.425	3.609	3.152	-39,1%

Tabella 3 - Il Bilancio Energetico Regionale - il vettore gas naturale (fonte dati: ENEA)

<sup>1</sup> Il confronto tra l'anno 2005 e l'anno 2014 non è realizzabile poiché vi è stata una modifica nella quantificazione della voce "scambi, trasferimenti e ritorni".



Dall'analisi dei dati del BER relativi al vettore gas naturale emerge:

- l'importante ruolo assunto dal gas naturale, prima fonte utilizzata in Regione Piemonte nei consumi finali (il 31% della disponibilità netta per i consumi finali globali è associato a questo vettore);
- che circa il 60% del consumo interno lordo di gas, dato dalla produzione primaria e dal saldo positivo dell'import-export (entrambi in forte calo nell'arco della serie storica), è destinato ai consumi finali di energia;
- che la disponibilità netta per i consumi finali è in calo del 39% tra il 2005 ed il 2014.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
PRODOTTI PETROLIFERI	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var% 2005-2014
Produzione primaria (+)	215	263	300	248	144	73	49	-77,3%
Saldo import-export (+)	5.278	3.574	3.842	3.802	3.521	4.022	4.045	-23,4%
Variazione di scorte (+)	-53	72	-3	151	-88	6	32	-
Bunkeraggi internazionali (+)	-117	0	0	0	0	0	0	-
Ingressi in trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali (-)	80	130	128	133	93	92	57	-28,8%
Ingressi in trasformazione: raffinerie (-)	7.280	6.649	5.956	6.153	5.912	5.840	5.286	-27,4%
Uscite dalla trasformazione: raffinerie (+)	7.222	6.868	6.133	6.238	6.272	5.760	5.151	-28,7%
Uscite dalla trasformazione: altri impianti (+)	98	0	0	0	0	0	0	-
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	0	-23	-26	2	-11	0	2	-
Consumi settore energia e perdite (-)	355	273	263	249	280	232	230	-35,2%
Disponibilità netta per i consumi finali	4.925	3.702	3.900	3.906	3.555	3.696	3.705	-24,8%

Tabella 4 - Il Bilancio Energetico Regionale - i prodotti petroliferi (fonte dati: ENEA)

Dall'analisi dei dati del BER relativi ai prodotti petroliferi emerge:

- il calo significativo della produzione primaria e del saldo import-export (il quale rimane positivo, con una prevalenza delle importazioni sulle esportazioni, ma si riduce del 23% tra il 2005 ed il 2014);
- il calo altrettanto importante degli ingressi in trasformazione, pari a circa il 28% sia per gli ingressi nelle centrali termoelettriche convenzionali (comunque poco rilevanti sul totale degli ingressi in trasformazione), sia per gli ingressi nelle raffinerie;
- il calo significativo della disponibilità netta per i consumi finali, che vedono una riduzione di circa un quarto del valore fatto registrare all'inizio della serie storica considerata.



Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
ENERGIA RINNOVABILI	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var% 2005-2014
Produzione primaria (+)	893	1.198	1.065	1.087	1.372	1.735	1.942	117,5%
Saldo import-export (+)	63	429	540	354	409	366	229	266,8%
Variazione di scorte (+)	0	1	1	0	-2	2	-1	-
Ingressi in trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali e altri impianti (-)	613	235	257	345	427	576	649	5,8%
Uscite dalla trasformazione (+)	2	0	1	1	3	3	2	-5,3%
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	0	-645	-604	-639	-693	-828	-864	n.d. <sup>2</sup>
Disponibilità netta per i consumi finali <sup>3</sup>	128 <sup>4</sup>	749	746	459	663	704	661	416,4%

Tabella 5 - Il Bilancio Energetico Regionale - le fonti rinnovabili (fonte dati: ENEA)

Dall'analisi dei dati del BER relativi alle fonti rinnovabili emerge:

- la notevole crescita delle fonti rinnovabili endogene;
- la crescita consistente della produzione primaria, ma anche delle importazioni rispetto alle esportazioni.

## I Consumi finali per settore

Articolando ulteriormente i Consumi finali complessivi di Energia per Settore di utilizzo, si osserva che, nell'arco della serie storica presa a riferimento (2005-2014), vi è stato un calo significativo per il settore industriale ed un incremento per gli altri tre settori considerati (settore dei trasporti, civile e dell'agricoltura e della pesca). Come già anticipato nell'analisi generale, i consumi finali sono passati da un ammontare di circa 11.932 ktep nel 2005 a 9.899 ktep rilevati per il 2014. Pur mantenendo la dovuta cautela nella valutazione dei dati più recenti, per le motivazioni sopra elencate, è evidente come a partire dal 2007 l'economia piemontese abbia subito un brusco arresto, legato essenzialmente ad una forte crisi del settore industriale (evidenziato dal netto calo dell'attività industriale).

<sup>2</sup> Il confronto tra l'anno 2005 e l'anno 2014 non è realizzabile poiché vi è stata una modifica nella quantificazione della voce "scambi, trasferimenti e ritorni".

<sup>3</sup> Considera esclusivamente le rinnovabili termiche, poiché le rinnovabili elettriche vengono incluse negli usi finali elettrici

<sup>4</sup> Nel 2005 il BER rileva 215 ktep di "Consumi e perdite". Tra il 2009 ed il 2014 questo dato è pari a 0.





### Andamento dei consumi finali per settore

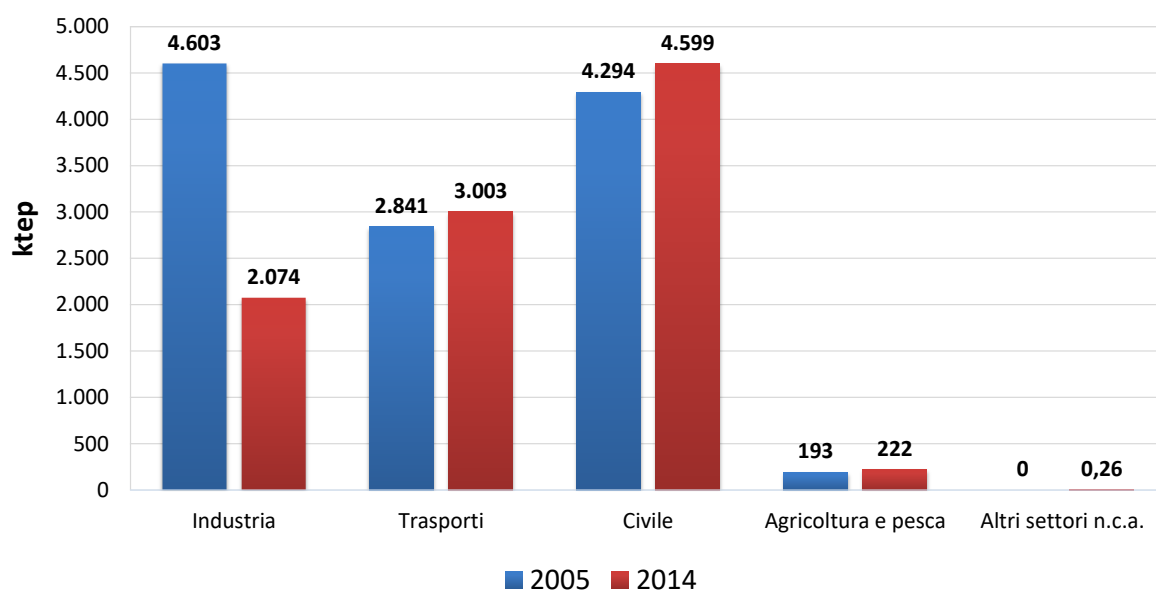
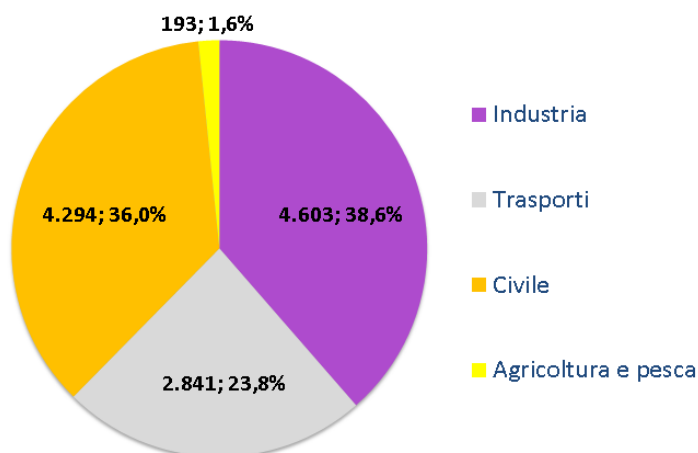


Figura 2 - Consumi finali per settore nel 2005 e nel 2014 (fonte dati: BER ENEA)

In Piemonte nel 2014 quasi la metà (4.599 Ktep) del totale dei Consumi Finali è assorbita dal solo Settore civile (nel 2005, la quota era del 36%). Nel 2005 il consumo del settore civile e di quello industriale era abbastanza allineato (4.294 contro 4.603 Ktep). Al 2014 lo scenario è radicalmente mutato: i consumi di energia del Settore civile hanno avuto una lieve crescita (+305 Ktep fra il 2005 e il 2014), mentre quelli del Settore industriale hanno invece subito una drastica contrazione (ben -2.529 Ktep). Il settore industriale nel 2014 è pertanto diventato il terzo settore nei consumi finali (mentre era il primo nel 2005), con una quota sul totale pari a circa il 21%. Analogamente a quanto rilevato per il settore civile, anche il Settore dei trasporti ha consumato nel 2014 un quantitativo superiore di energia rispetto al primo anno della serie storica (+162Ktep), arrivando a rappresentare quasi un terzo dei consumi finali totali. Più marginale in termini assoluti (+29 Ktep) è stata la crescita dal 2005 al 2014 dei consumi del Settore meno energivoro, quello agricolo, che, al 2014, ha rappresentato solamente il 2,2% dei consumi totali.



Piemonte, consumi finali per settore anno 2005 (ktep, %)



Piemonte, consumi finali per settore anno 2014 (ktep, %)

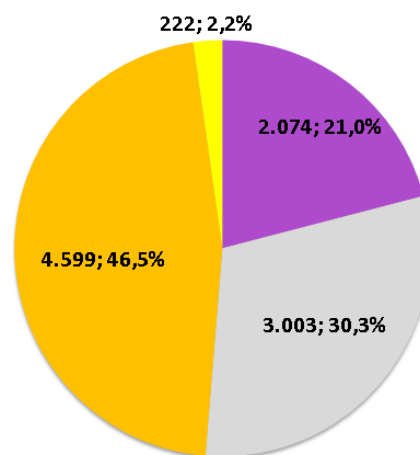


Figura 3 - Consumi finali per settore - anno 2005 e 2014 (fonte dati: BER ENEA)

### Evoluzione dei consumi finali per settore

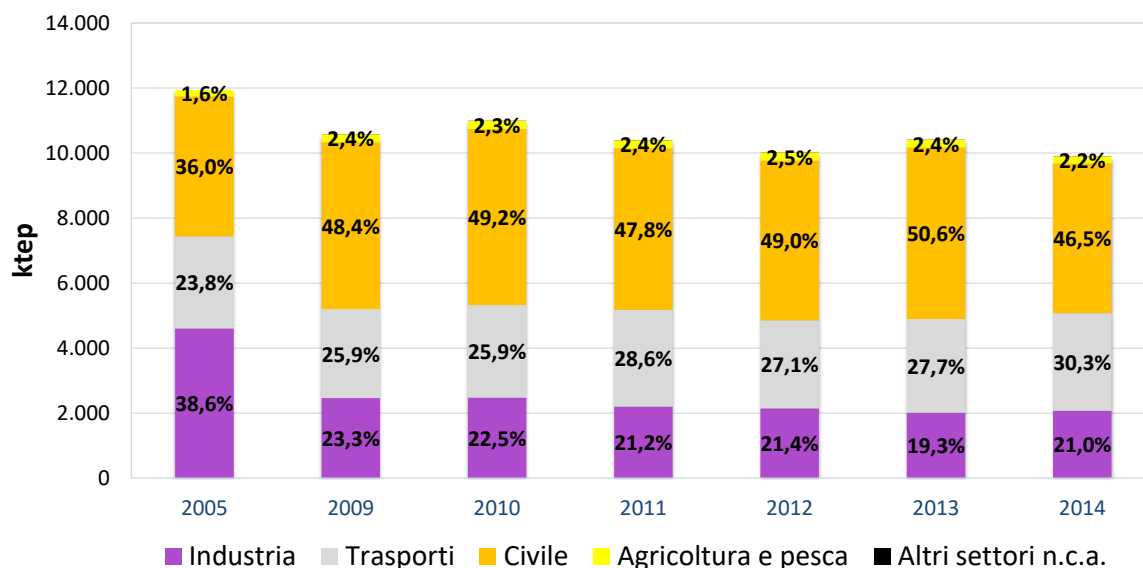


Figura 4 - Evoluzione dei consumi finali per settore (fonte dati: BER ENEA)

Analizzando i trend dei consumi energetici dei principali settori a partire dall'anno base di riferimento considerato nel documento (il 2005), è possibile non solo valutare lo scarto percentuale al 2014, ma anche interpretare la traiettoria delle serie storiche, utilizzando dei modelli statistici di interpolazione dei dati. Nel grafico seguente i punti sono stati interpolati con una funzione polinomiale di secondo ordine. Il parametro  $R^2$  è stato aggiunto a ciascuna linea di tendenza per valutare la bontà statistica dell'interpolazione. Esso evidenzia una buona lettura del trend per il settore industriale e per quello dell'agricoltura e della pesca. Il settore civile ha una discreta affidabilità, mentre il trend dei trasporti



sembra di difficile lettura a causa di oscillazioni troppo marcate. Tuttavia, è possibile affermare che nel caso dell'industria, dell'agricoltura e pesca e del settore civile il trend evidenzia un tendenziale calo negli ultimi anni, mentre la situazione è opposta per il settore dei trasporti.

### Andamento normalizzato dei consumi finali su base 100

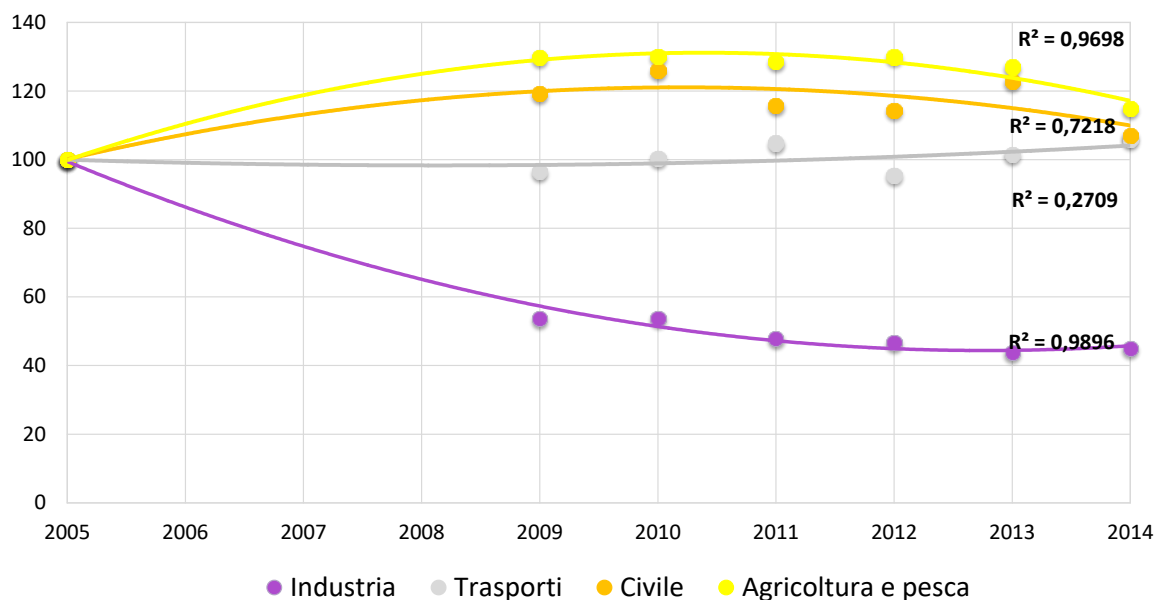


Figura 5 - Andamento normalizzato dei consumi finali tra il 2005 ed il 2014 - anno 2005 base 100 (fonte dati: elab. Reg Piemonte su dati BER ENEA)

I trend dei consumi finali dei principali settori del BER possono essere ulteriormente analizzati su base pro capite, per valutare se l'eventuale incremento o riduzione non siano in qualche modo correlati al trend demografico. Nella Tabella 6 viene riportato un sintetico riepilogo dell'andamento dei consumi pro capite tra il primo e l'ultimo anno della serie storica analizzata. Rispetto ai dati assoluti, i trend di crescita (rilevati per il settore dei trasporti, il civile e l'agricoltura) sono meno marcati, mentre il trend già in riduzione (l'industria) lo è in misura maggiore. Ciò significa che il tasso di crescita della popolazione è proporzionalmente maggiore rispetto ai singoli trend e contribuisce, almeno parzialmente a modificarne l'andamento. Il settore dei trasporti e quello civile, su base pro capite, si avvicinano molto ad una condizione di stazionarietà dei consumi finali tra il 2005 ed il 2014.

Variazione % pro capite 2005 - 2014	
Industria	-57%
Trasporti	2%
Civile	3%
Agricoltura e pesca	11%
TOTALE	-20%

Tabella 6 - La variazione % dei consumi finali pro capite (fonte dati: ENEA)



## I Consumi finali per vettore

Articolando i Consumi finali complessivi di Energia per vettore di utilizzo, si osserva che, nell'arco della serie storica presa a riferimento (2005-2014), vi è stato un calo significativo per il gas naturale (-2.040 ktep pari ad una riduzione percentuale del 39%) ed una riduzione abbastanza marcata dei prodotti petroliferi (18%) e del vettore elettrico (-17%). Si riduce anche l'uso dei combustibili solidi, che comunque sul totale dei consumi finali incide in modo molto marginale.

Parallelamente si rileva un incremento nell'uso del calore, che, nel bilancio ENEA del 2005 non era considerato, anche se presente nel territorio Piemontese, e delle fonti rinnovabili termiche (le rinnovabili elettriche sono rendicontate all'interno del vettore elettrico), nonché del consumo di energia da rifiuti non rinnovabili (che tuttavia, rimane molto marginale anche al 2014).

### Andamento dei consumi finali per vettore

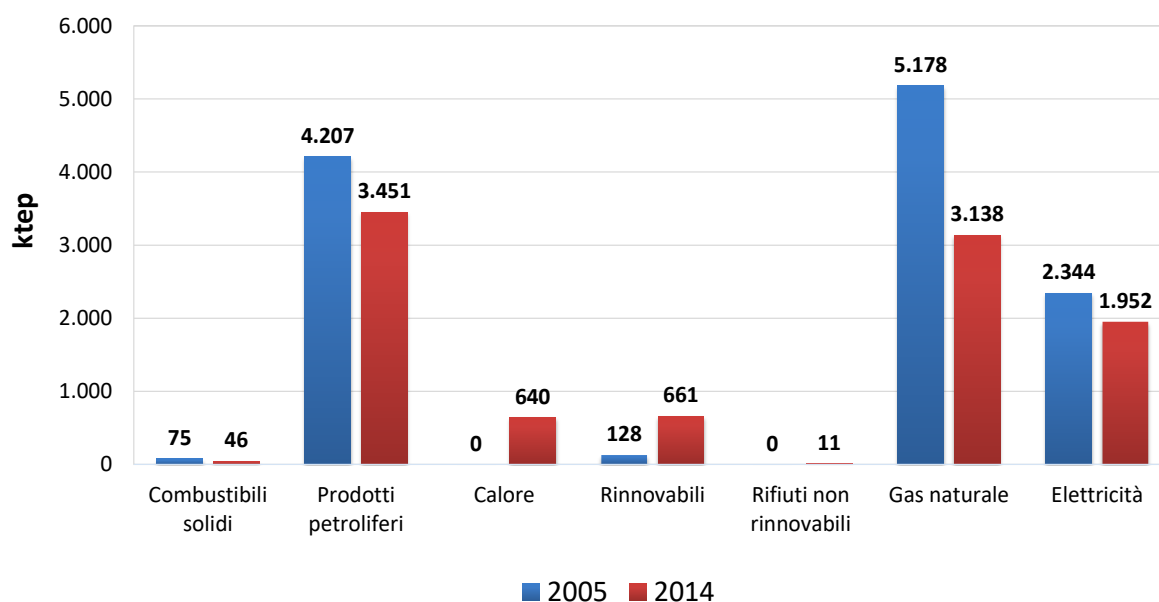
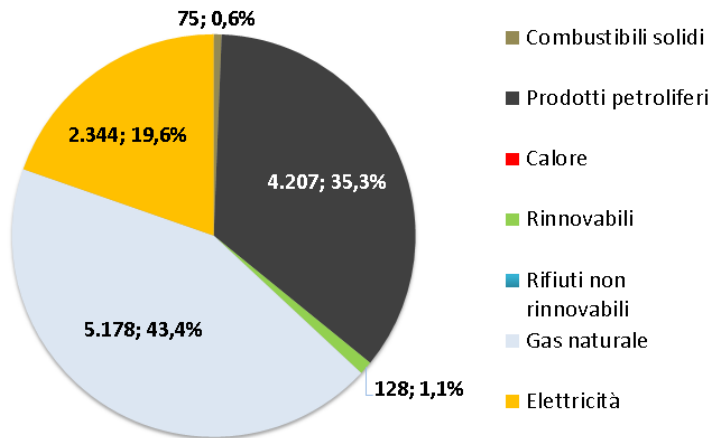


Figura 6 - Consumi finali per vettore energetico nel 2005 e nel 2014 (fonte dati: BER ENEA)

Il consumo di Gas naturale nel 2014 si riduce di ben 2 Mtep rispetto al 2005 e il calo si registra per il 90% nel solo settore industriale. In conseguenza di ciò, nel 2014 il gas diventa il secondo vettore per ordine di consumo, attestandosi attorno al 32% dei consumi totali. I prodotti petroliferi, invece, pur rimanendo abbastanza stabili in termini di contributo percentuale sul totale (attorno al 35%), diventano, nel 2014, il vettore più impiegato. Stabile anche il contributo del vettore elettrico, che rappresenta al 2014 circa un quinto dei consumi totali (analogamente a quanto avveniva già nel 2005). Le principali novità sono relative al forte incremento percentuale del calore e delle rinnovabili termiche, entrambi prossimi al 6,5% dei consumi totali al 2014, mentre erano praticamente nulli al 2005.



Piemonte, consumi finali per vettore anno 2005 (ktep, %)



Piemonte, consumi finali per vettore anno 2014 (ktep, %)

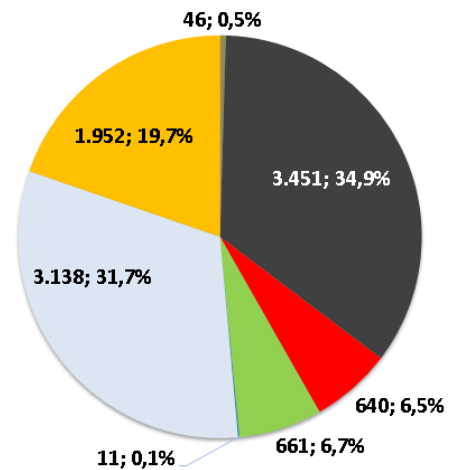


Figura 7 - Il peso dei vettori energetici nei consumi finali al 2005 ed al 2014 (fonte dati: BER)

### Evoluzione dei consumi finali per vettore

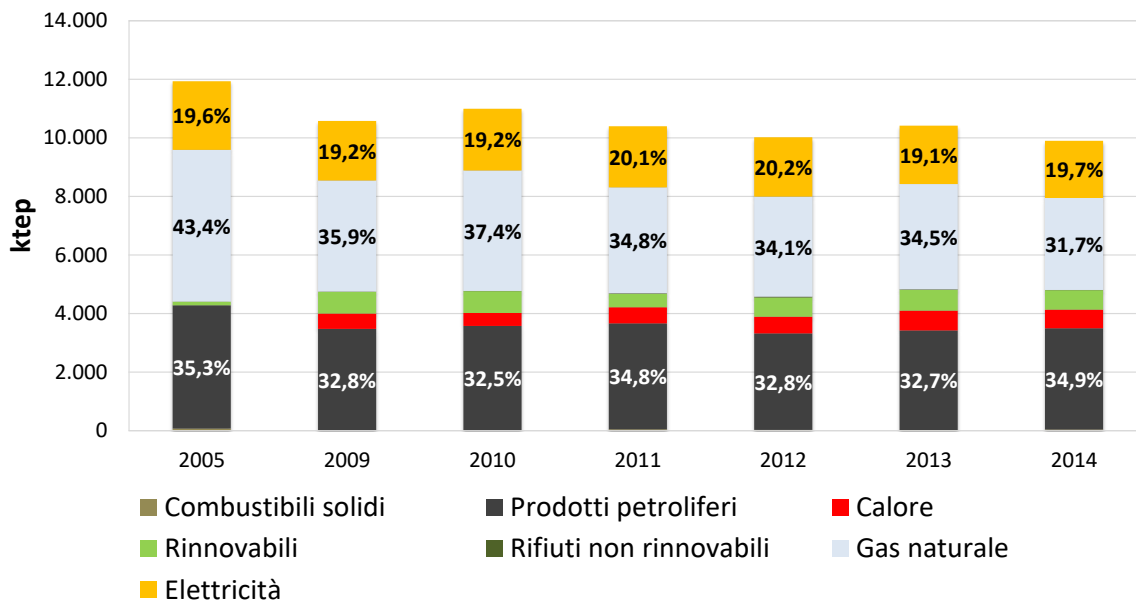


Figura 8 - Il peso dei vettori nei consumi finali tra il 2005 ed il 2014 (fonte dati: BER ENEA)

In Figura 9, Figura 10 e Figura 11 è stato rappresentato l'andamento dei consumi energetici per vettore nei tre principali settori d'attività rilevati nel territorio piemontese (i trasporti, il settore civile ed il settore industriale), i quali rappresentano complessivamente il 98% dei consumi finali al 2014. Le figure non mettono in evidenza il trend di crescita o riduzione globale dei loro consumi totali, bensì la variazione percentuale del contributo delle singole fonti energetiche utilizzate.



Nel caso del settore industriale tende a ridursi significativamente il consumo del gas naturale e dei prodotti petroliferi, in favore dei consumi elettrici e di calore. Le rinnovabili termiche hanno invece un peso molto limitato in questo settore.

### Evoluzione dei consumi finali per vettore - industria

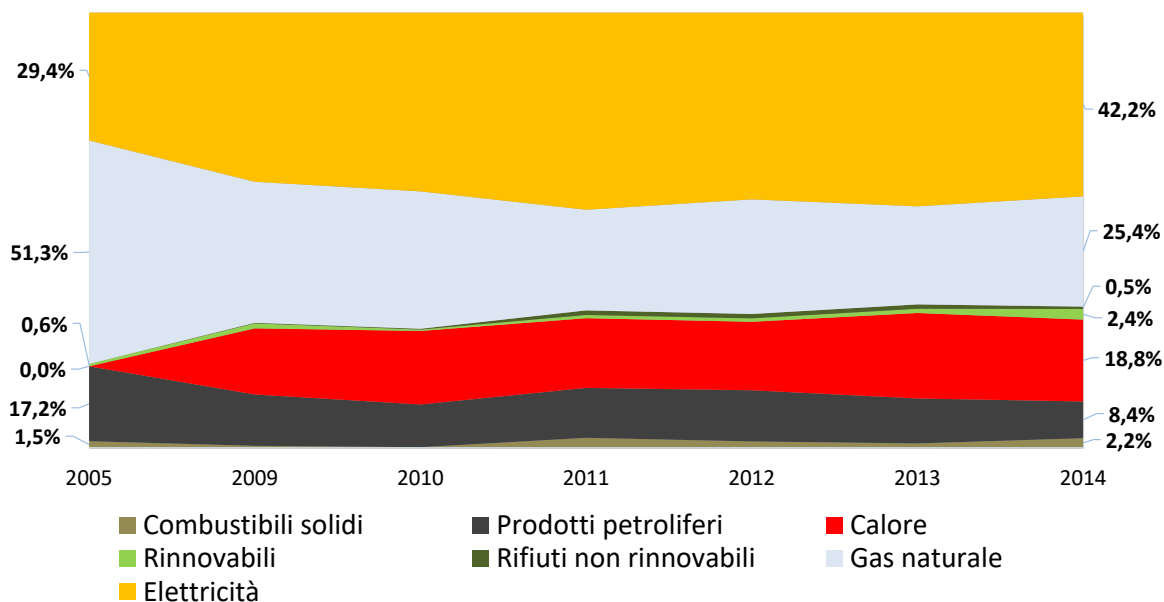


Figura 9 - Evoluzione dei consumi finali nel settore industriale (fonte dati: BER ENEA)

Nel caso del settore dei trasporti la quasi totalità dei consumi energetici è associata ai prodotti petroliferi (ed in particolare a benzina e gasolio), che rappresentano oltre il 95% dei consumi totali al 2014 (e quasi il 100% al 2015). Si sta comunque registrando un lieve incremento dei consumi di energia elettrica e di gas naturale, anche se i dati non evidenziano alcuna transizione verso questi vettori. E' bene tuttavia precisare che nel bilancio ENEA non viene dettagliata la voce "Biocombustibili", inclusi nel più ampio calderone dei prodotti petroliferi, poiché miscelati con benzina e gasolio.



### Evoluzione dei consumi finali per vettore - trasporti

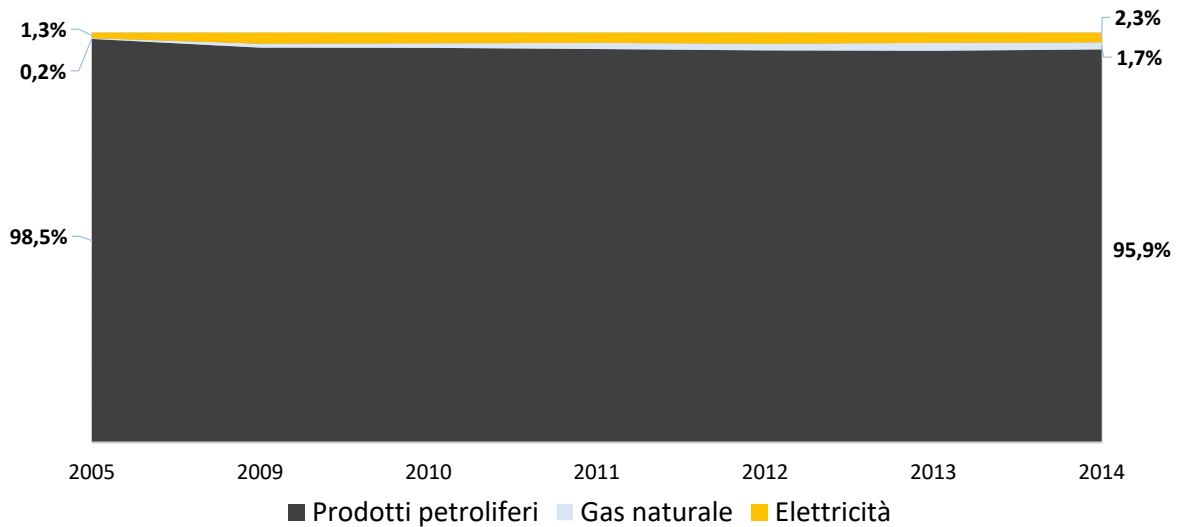


Figura 10 - Evoluzione dei consumi finali nel settore dei trasporti (fonte dati: BER ENEA)

Il settore civile include al suo interno la residenza ed il terziario pubblico e privato. Il grafico mostra chiaramente la riduzione del peso percentuale dei prodotti petroliferi e la riduzione del consumo di gas naturale. Rimane viceversa stabile il peso percentuale del vettore elettrico (circa un quinto dei consumi della categoria). Significativo, in questo caso, l'incremento delle fonti rinnovabili termiche e del calore; le rinnovabili termiche arrivano addirittura a coprire, nel 2014, il 13,3% circa dei consumi del settore, mentre nel 2005 esse costituivano solamente il 2,4% del totale.

### Evoluzione dei consumi finali per vettore - civile

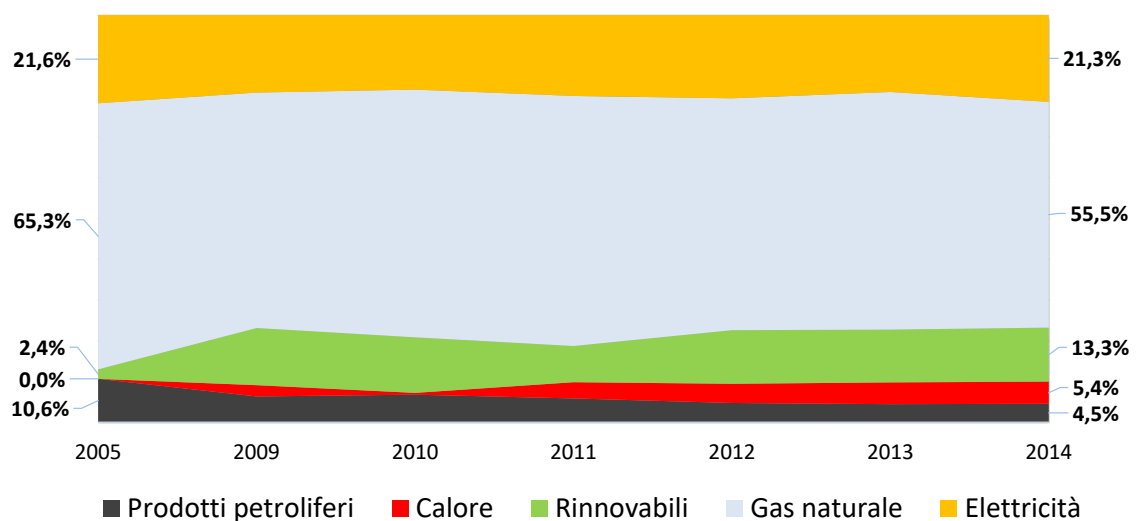


Figura 11 - Evoluzione dei consumi finali nel settore civile (fonte dati: BER ENEA)



## Le fonti rinnovabili termiche ed elettriche: i dati GSE

Successivamente all'approvazione del Decreto Burden Sharing - DM 11/3/2012 – con Decreto 11/05/2015 del Ministero dello Sviluppo economico, è stato affidato al GSE il compito di mettere a disposizione delle Regioni i "Dati che concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili" (art. 6, comma 4). Questo capitolo utilizza pertanto i dati GSE ed è focalizzato principalmente sulla valutazione della produzione energetica da fonti rinnovabili sul territorio regionale.

### Le fonti rinnovabili termiche

Nel quadriennio analizzato le fonti rinnovabili termiche registrano un incremento nella produzione di quasi l'11%. Il vettore che frena il trend di crescita della produzione da FER sono le biomasse (al cui interno vengono ricomprese le biomasse solide ed il biogas/biometano immessi in rete), che nel 2015 costituiscono circa il 66% della produzione totale e che rispetto al 2013 calano di 40 ktep. Solo la produzione di energia da rifiuti (componente rinnovabile, ovvero rifiuti biodegradabili) fa registrare un analogo trend di riduzione. Tutti gli altri vettori riportati in Tabella 7 evidenziano una crescita tra il 2012 ed il 2015 ed in particolare il solare termico che cresce del 51%, anche per effetto del suo peso molto limitato sulla produzione totale (appena il 2% nel 2015) ed il calore derivato (che triplica il suo contributo nello stesso lasso di tempo). Significativa, in termini assoluti, anche la crescita della produzione di energia termica con pompe di calore, seppur vi sia stato un rallentamento negli ultimi tre anni monitorati.

FER termiche (ktep)				
Tipologia impianto	2012	2013	2014	2015
Geotermia	2	2	2	2
Solare termico	11	15	17	17
Rifiuti	12	13	7	6
Biomasse	637	675	601	635
Pompe di calore	159	166	170	170
Calore derivato	43	114	130	127
<b>TOTALE</b>	<b>865</b>	<b>984</b>	<b>927</b>	<b>958</b>

Tabella 7 - La produzione di energia da FER termiche (fonte dati: GSE)



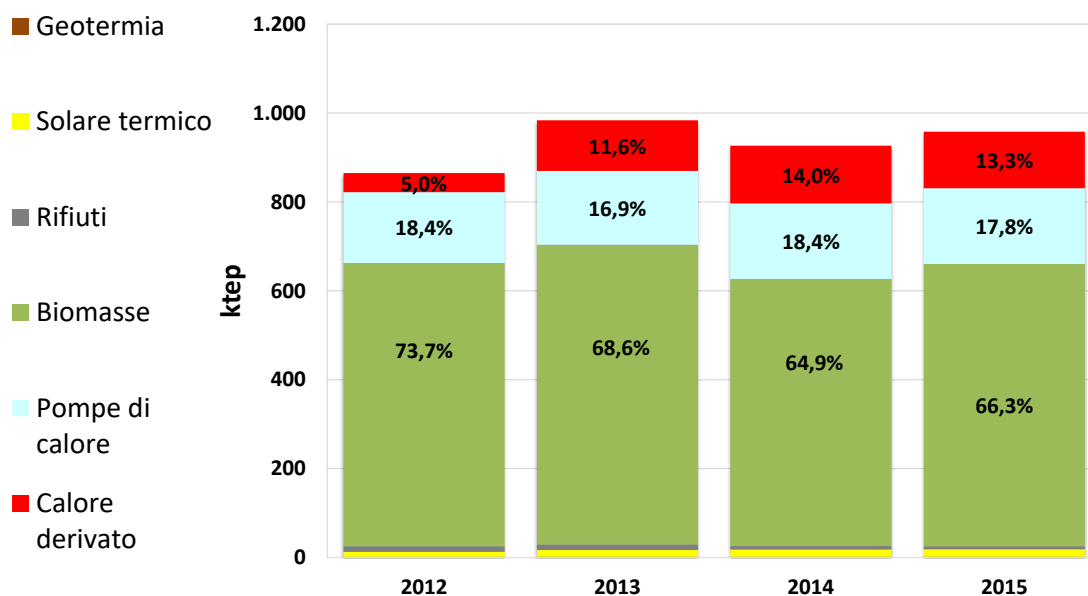


Figura 12 - L'andamento della produzione termica da rinnovabili, 2012-2015 (fonte dati: GSE)

### La produzione termica da FER nel 2015 (ktep)

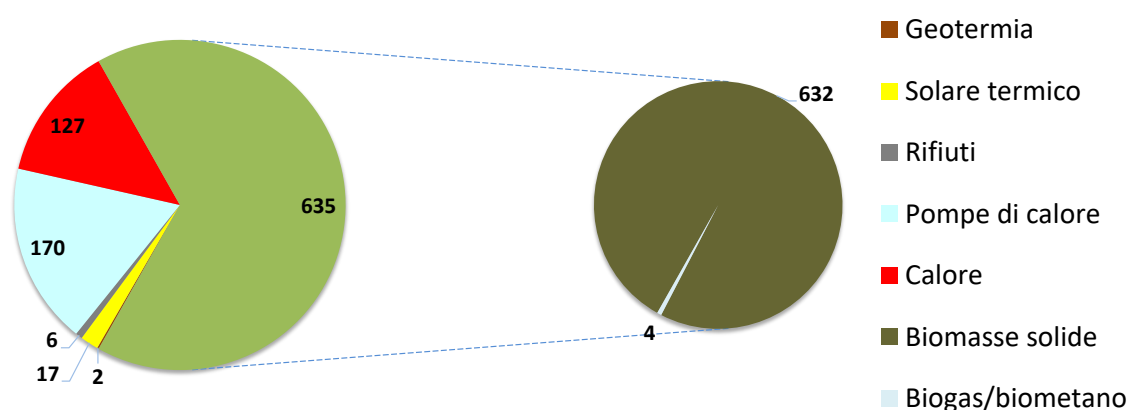


Figura 13 - Il contributo delle FER termiche nel 2015 (fonte dati: GSE)

Confrontando il dato di produzione termica da FER con il consumo finale lordo di energia non elettrica registrato su base regionale dal GSE, si può calcolare un semplice rapporto che indica il tasso di soddisfacimento di tali consumi con fonti rinnovabili. Il dato, rappresentato in Tabella 8, evidenzia una crescita del rapporto, seppur non così marcata (+6,6%) con un valore medio che rimane attorno all'11%. Ciò è dovuto all'incremento delle rinnovabili termiche nel quadriennio preso in considerazione (+ 10,7%), più che proporzionale rispetto al trend di crescita dei consumi finali termici (+3,9%).

ktep	2012	2013	2014	2015



Consumi finali termici	8.130	8.573	8.069	8.454
FER termiche	865	984	927	958
<b>% FER/consumi finali</b>	<b>10,6%</b>	<b>11,5%</b>	<b>11,5%</b>	<b>11,3%</b>

Tabella 8 - Il contributo % delle rinnovabili termiche sui consumi finali (fonte dati: GSE)

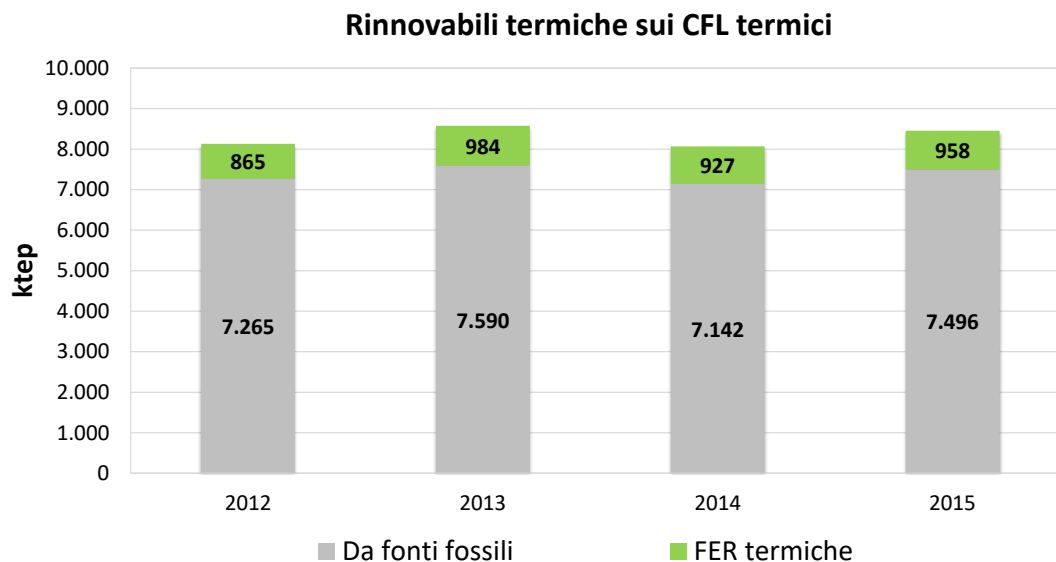


Figura 14 - Il contributo delle FER termiche sul CFL (fonte dati: riel. dati GSE)

## Le fonti rinnovabili elettriche

Tra il 2012 ed il 2015 le fonti rinnovabili elettriche crescono del 18% circa. La produzione di energia che cresce maggiormente è quella prodotta dalla biomassa (si includono le biomasse solide, il biogas e bioliquidi sostenibili esclusi i biocombustibili del settore dei trasporti), che raddoppia nel quadriennio di riferimento. La produzione idroelettrica sembra invece orientata ad una crescita più limitata, poiché il suo sfruttamento ha già raggiunto un buon grado di maturità (+5% nel quadriennio). Significativo anche l'incremento dell'energia solare, che cresce del 22% tra il 2012 ed il 2015, in parte per l'effetto propulsivo determinato dal Conto Energia, attivo fino a metà del 2013. Nel comparto "Biomassa", al 2015, prevale nettamente la produzione elettrica da biogas, che rappresenta circa il 55% della sua produzione totale.



FER elettriche (ktep)				
Tipologia impianto	2012	2013	2014	2015
Idroelettrico	586	600	606	614
Solare	123	137	142	149
Biomassa	79	121	149	164
Eolico	2	2	2	2
<b>TOTALE</b>	<b>790</b>	<b>860</b>	<b>898</b>	<b>930</b>

Tabella 9 – La produzione di energia da FER elettriche (fonte dati: GSE)

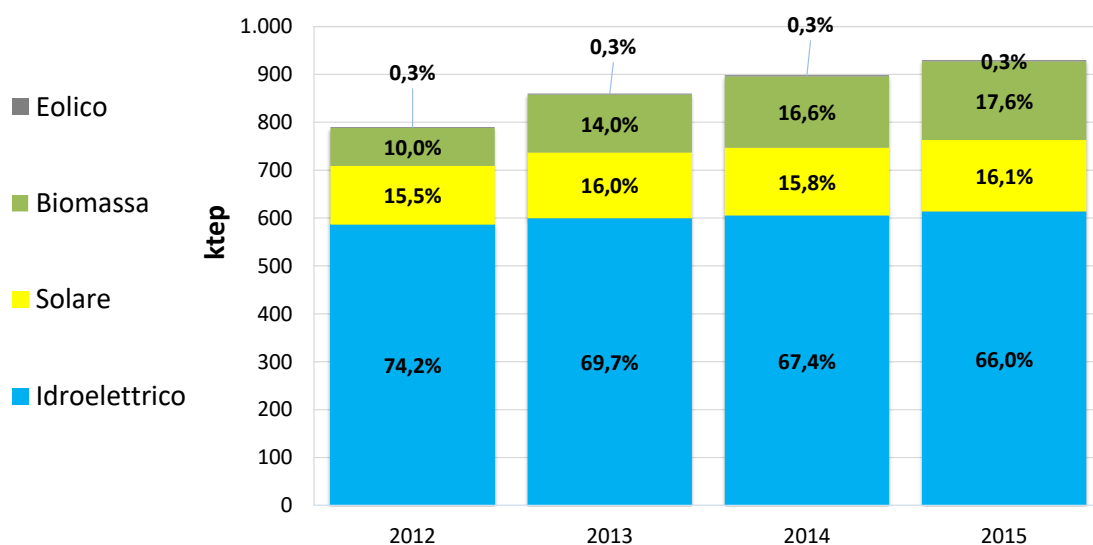


Figura 15 - L'andamento della produzione elettrica da FER, 2012-2015 (fonte dati: GSE)

### La produzione elettrica da FER nel 2015 (ktep)

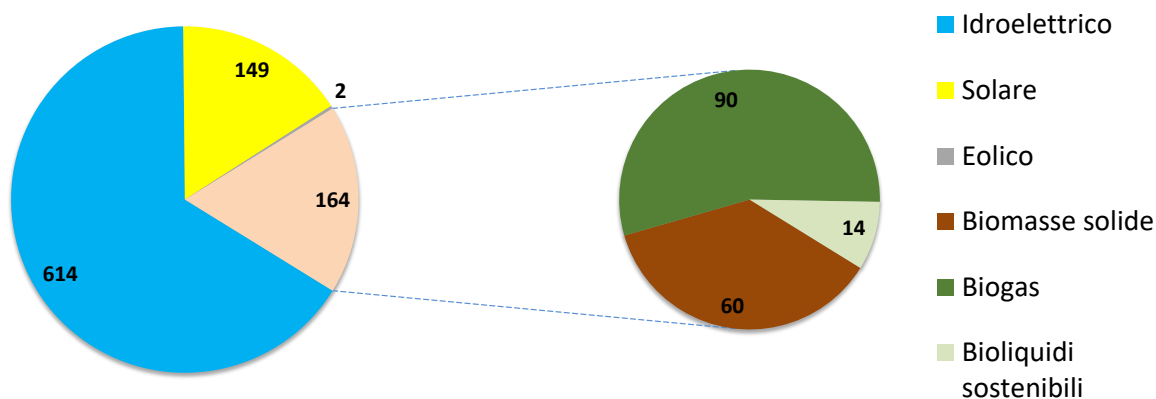


Figura 16 - La produzione elettrica da FER nel 2015 (fonte dati: GSE)



Confrontando il dato di produzione elettrica da FER con il consumo finale lordo di energia elettrica registrato su base regionale dal GSE, si evidenzia un significativo trend di incremento del tasso, che passa dal 36% del 2012 al 43% del 2015 (+20,4%). Ciò è dovuto in parte all'incremento delle rinnovabili elettriche nel quadriennio preso in considerazione (+ 22%) ed in parte alla riduzione (seppur lieve) dei consumi finali elettrici (-2,7%).

<b>ktep</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Consumi finali elettrici	2.203	2.136	2.123	2.151
FER elettriche	790	860	898	930
<b>% FER/consumi finali</b>	<b>35,9%</b>	<b>40,3%</b>	<b>42,3%</b>	<b>43,2%</b>

Tabella 10 - Il contributo % delle rinnovabili elettriche sui consumi finali (fonte dati: GSE)

### Rinnovabili elettriche sui CFL elettrici

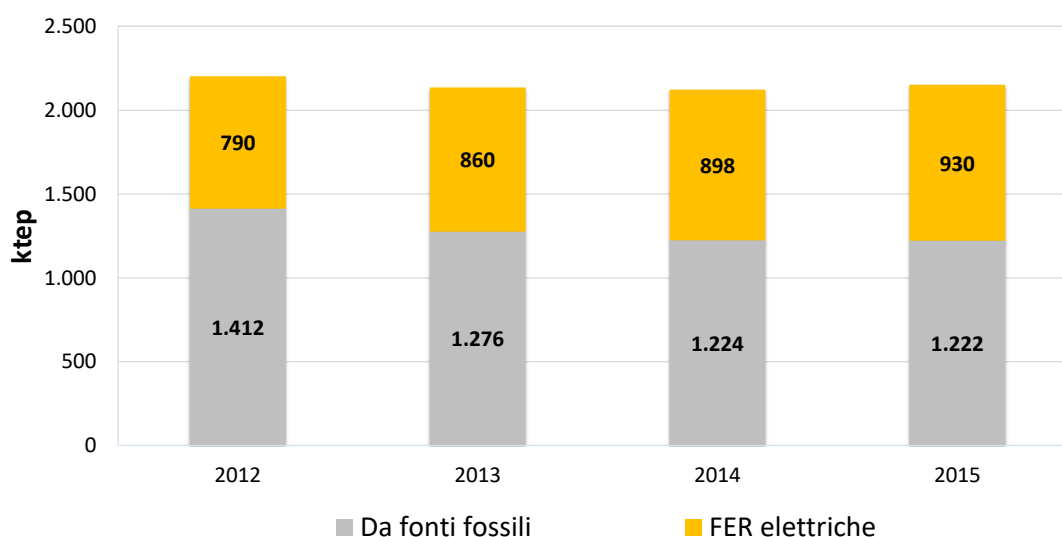


Figura 17 - Il contributo delle FER elettriche sul CFL (fonte dati: riel. dati GSE)



## Dati contenuti nell'analisi a supporto del DM 15 marzo 2012 "Decreto Burden sharing"

### **Il Decreto Burden Sharing**

Il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (cd. "DECRETO BURDEN SHARING"), in considerazione dell'assegnazione all'Italia dell'obiettivo complessivo nazionale del 17%<sup>5</sup> (*overall target*) di energia prodotta grazie a Fonti Energetiche Rinnovabili - FER (nei settori elettrico, termico e dei trasporti) sul Consumo Finale Lordo di energia (CFL), ripartisce percentualmente il contributo di ogni singola regione al suo ottenimento. Il DM stabilisce in questo modo gli obiettivi minimi di incremento dell'energia prodotta con FER rispetto ai CFL di energia che ciascuna Regione (*regional target*) deve conseguire entro il 2020, pena il commissariamento. Nello specifico, il Consumo Finale Lordo (CFL) di energia di una Regione o Provincia autonoma è dato dalla somma delle seguenti due tipologie di consumi annui da parte di imprese, cittadini, associazioni o enti vari<sup>6</sup>:

- a) consumi elettrici;
- b) consumi termici (energia per riscaldamento e raffreddamento) in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici (cd. rinnovabili termiche) degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto (cd. rinnovabili elettriche);
- c) consumi per tutte le forme di trasporto.

Il DM definisce inoltre gli obiettivi regionali intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 (benché effettivamente vincolanti solo dal 2016) e determina le modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo nei casi di inadempienza delle Regioni.

La fissazione dei valori iniziali di riferimento delle diverse grandezze (CFL, FER-E, FER-C), che intervengono nel calcolo degli obiettivi regionali di BS intermedi e finali al 2020, deve fare riferimento ad un anno immediatamente precedente all'applicazione del D.Lgs. 28/2011. Tuttavia, a livello regionale, relativamente ai valori dei consumi finali di energia, le diverse variabili non sono tutte ugualmente disponibili e aggiornate al medesimo anno di riferimento iniziale.

Tenendo conto per ciascuna regione sia del "potenziale di impiego economicamente sostenibile" (specialmente per le FER-E), sia del "potenziale di sfruttamento" (specialmente per le FER-C), è stato deciso di adottare il principio della "proporzionalità storica" dei consumi rispetto ad un valore iniziale di riferimento, non un anno specifico, bensì la media dei consumi di un periodo di alcuni anni.

In particolare, il CFL regionale è ottenuto dalla somma del:

<sup>5</sup> L'obiettivo italiano del 17% è stato definito, a sua volta, dalla Direttiva 2009/28/CE "Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" sulla base della ripartizione dell'Obiettivo europeo del 20% fra i vari Paesi Membri in ragione del proprio PIL pro capite.

<sup>6</sup> A ben vedere, (art.2 del DM 15.3.2002) tra le Regioni è ripartita l'assegnazione solo del 14,4% del 17% dell'obiettivo nazionale. Ciò è dovuto al fatto che il perseguimento dell'obiettivo di sviluppo per le FER-T (consumi di rinnovabili per i trasporti, con esclusione dell'energia elettrica già conteggiata nelle FER-E) è principalmente connesso al consumo di biocarburanti e per tutte le forme di trasporti e le importazioni di energia rinnovabile dall'estero non concorre alla determinazione della quota regionale, ma solo nazionale.



- Consumo elettrico regionale, che è dato dalla media dei consumi del periodo 2006-2010 (fonte dati, TERNA)
- Consumo termico regionale, che è dato dalla media dei consumi del periodo 2005-2007 (fonte dati, ENEA), ossia Consumo regionale complessivo meno Consumo elettrico regionale

Il Consumo da FER è ottenuto dalla somma di:

1. FER-E, produzione elettrica lorda da FER relativa al 2009 (*fonte dati, GSE<sup>7</sup>*)
2. FER-C, consumo regionale da FER, relativo al 2005 (*fonte dati, ENEA*).

Con riferimento alle valutazioni effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito dei lavori per la definizione della proposta di decreto *burden sharing*, si individua per il Piemonte un valore tendenziale di consumo pari a 11.436 ktep al 2020 (-2,3% rispetto all'anno di riferimento).

In particolare, l'allegato 2 al D.M. "Burden Sharing" attribuisce al Piemonte una produzione da fonti energetiche rinnovabili, elettriche e termiche, pari al 15,1% dell'energia finale lorda consumata sul territorio regionale, per un valore di 1.723 ktep al 2020.

I dati riportati nell'allegato 2 del citato decreto si basano su una metodologia che il Ministero ha condiviso con le Regioni, nell'ambito del confronto tecnico sviluppatosi in sede di Coordinamento interregionale per l'Energia, che ai sensi dell'art. 3 del suddetto decreto potrà essere oggetto di modifica, su proposta unitaria delle stesse Regioni e Province autonome.

Le scelte pianificatorie della Regione Piemonte in campo energetico dovranno mirare da una parte allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, dall'altra alla riduzione dei consumi energetici finali, al fine del perseguimento dell'obiettivo di Burden Sharing, riassunto nella seguente tabella.

---

<sup>7</sup> SIMERI - Sistema di monitoraggio statistico nazionale delle Energie Rinnovabili, in cui dovranno confluire i dati necessari alla verifica del raggiungimento dei risultati di produzione e consumo di energia da FER.



Traiettorie degli Obiettivi regionali di Burden Sharing								
	Valore base	2012	2014	2016 <sup>8</sup>	2018 <sup>9</sup>	Valori-Obiettivo al 2020	Var. assoluta	Var. %
Obiettivo nazionale	5,3%	8,2%	9,3%	10,6%	12,2%	<b>14,3%<sup>10</sup></b>	+9,0 pt. %	+169,8%
Obiettivo di BS per il Piemonte	9,2%	11,1%	11,5%	12,2%	13,4%	<b>15,1%</b>	+5,9 pt. %	+64,1%
Consumi da FER-E	601 ktep <sup>11</sup>	-	-	-	-	<b>732 ktep</b>	+131 ktep	+21,8%
Consumi da FER-C	487 ktep <sup>12</sup>	-	-	-	-	<b>991 ktep</b>	+504 ktep	+103,4%
Consumi da FER (FER-E + FER-C) [NUMERATORE]	1.088 ktep	1.258 ktep	1.307 ktep	1.395 ktep	1.527 ktep	<b>1.723 ktep</b>	+635 ktep	+58,4%
Consumi Elettrici <sup>13</sup>	2.426,2 ktep <sup>14</sup>	-	-	-	-	<b>2.631 ktep</b>	+204,5 ktep	+8,4%
Consumi Non Elettrici <sup>15</sup>	9.345,0 ktep <sup>16</sup>	-	-	-	-	<b>8.806 ktep</b>	-539,4 ktep	-5,8%
CFL totale di energia (Elettrici + Non Elettrici) [DENOMINATORE]	11.711 ktep	11.364 ktep	11.382 ktep	11.400 ktep	11.418 ktep	<b>11.436 ktep</b>	-275 ktep	-2,3%

Tabella 11 - La traiettoria degli obiettivi regionali di Burden Sharing

Se per il Consumo Finale Lordo il decreto "Burden Sharing" prevede una sostanziale staticità, così non è per quanto riguarda il consumo di energia rinnovabile, di cui si prevede una sensibile crescita ai fini

<sup>8</sup>Obiettivo Vincolante

<sup>9</sup>Obiettivo vincolante

<sup>10</sup>Nella tabella il valore % dell'Obiettivo nazionale di BS differisce dal valore complessivo del 17% dal momento che non è stato conteggiato il contributo del Settore dei Trasporti e degli interscambi di energia con l'estero (entrambi non computati nella metodologia regionale di BS).

<sup>11</sup>Produzione di Energia elettrica lorda da FER, relativa all'anno 2009, fonte GSE.

<sup>12</sup>Consumi da FER per riscaldamento/raffrescamento, relativi all'anno 2005, fonte ENEA.

<sup>13</sup>Compresi i consumi ausiliari di centrale e le perdite di rete.

<sup>14</sup> Consumi elettrici, media del periodo 2006-2010, fonte TERNA.

<sup>15</sup> Consumi per riscaldamento e raffrescamento in tutti i settori.

<sup>16</sup>Consumi Non elettrici (termici), media del periodo 2005-2007, fonte ENEA.



di rispettare i vincoli della strategia Europa 2020. In generale, si può osservare un trend in lenta riduzione dei CFL (una proiezione di -2,3% al 2020 rispetto all'inizio del millennio), controbilanciato da un deciso incremento dell'energia ottenuta grazie alle FER (una proiezione al 2020 di +58,8%).

Si precisa che gli allegati al decreto non riportano in dettaglio i valori target per le varie fonti energetiche e che pertanto la Regione potrà conseguire il risultato atteso seguendo traiettorie differenti.

### Piemonte - Traiettoria dei valori del Numeratore e del Denominatore dell'equazione del Burden Sharing (fonte: Decreto BS)

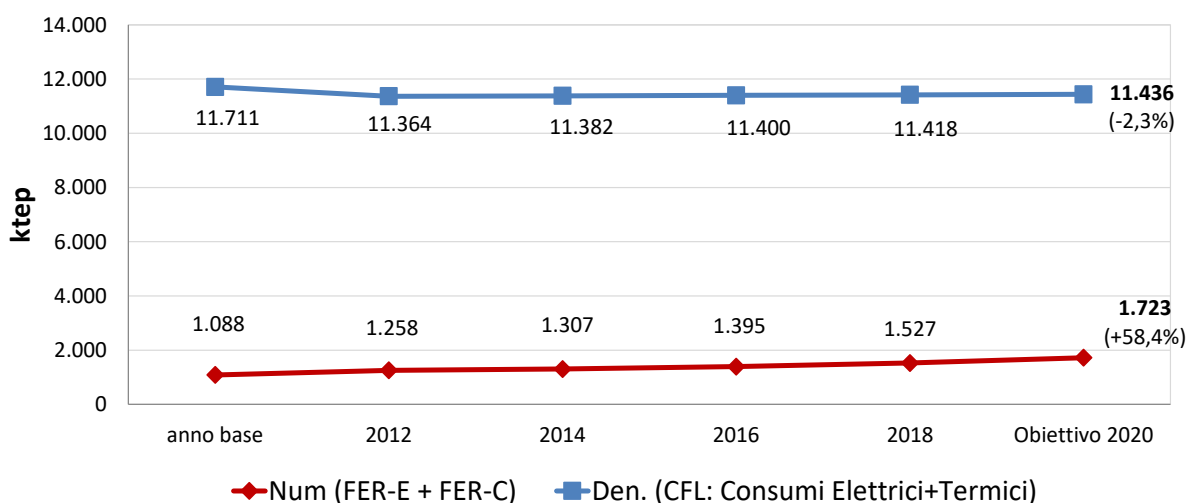


Figura 18 - Traiettoria dei valori del Numeratore e del Denominatore per il calcolo del BS

Nel grafico seguente, si riporta la traiettoria che il Mise ha ipotizzato per il raggiungimento dell'obiettivo del Piemonte confrontato con quello previsto dal PAN a livello Nazionale (epurato del contributo relativo alle FER-T nel settore dei trasporti e degli interscambi di energia con l'estero), che mostra come quello attribuito al Piemonte sia un dato superiore a quello nazionale.

### Burden Sharing - Traiettoria dei valori dell'Obiettivo nazionale e dell'Obiettivo del Piemonte (fonte: Decreto BS)

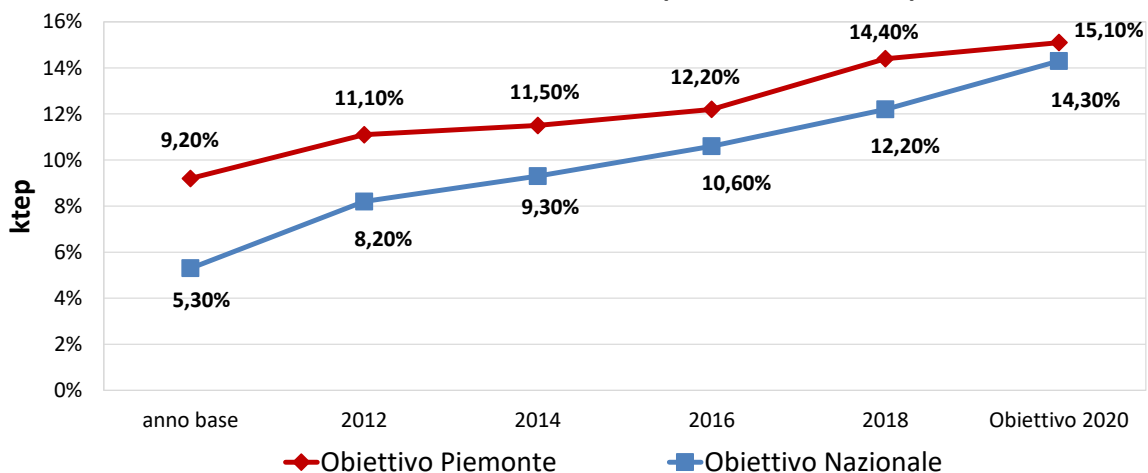


Figura 19 - La traiettoria degli obiettivi regionali di BS (fonte dati: decreto BS)





Le previsioni ministeriali indicano una diminuzione dei consumi di energia termica, che passerebbero dai 9.345 ktep dell'anno iniziale di riferimento agli 8.806 ktep del 2020 (-5,8%). Per quanto attiene al consumo di energia elettrica, il documento ne prevede invece un lieve aumento (una crescita percentuale complessiva dell'8,4% tra l'anno base ed il 2020), a cui sarebbe legata la crescita dei consumi complessivi.

**Piemonte - Scomposizione del Numeratore (Consumo di energia solo da FER) e del Denominatore (Consumo finale lordo di energia) dell'equazione di Burden Sharing (fonte: Decreto BS)**

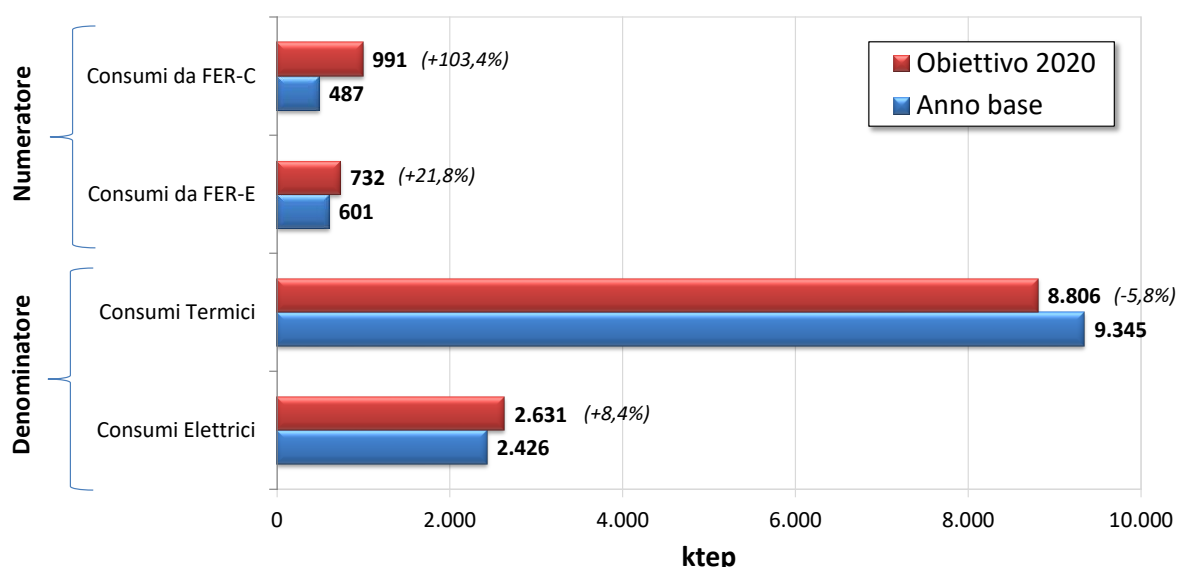


Figura 20 - Le previsioni del decreto BS al 2020 (fonte dati: decreto BS)

Il consumo di energia rinnovabile (FER-C e FER-E), per rispettare la percentuale attribuita al Piemonte del 15,1% del rapporto tra consumi rinnovabili e totali, dovrebbe passare da un valore di circa 1.100 ktep per l'anno iniziale di riferimento al valore di oltre 1.700 ktep al 2020, con una crescita percentuale del 103% per le FER termiche e del 22% per le FER elettriche.

Le previsioni ministeriali di crescita delle FER sono quindi essenzialmente legate ad un forte incremento del consumo di energia termica da fonte rinnovabile (FER-C). Il decreto "Burden sharing" prevede pertanto per il Piemonte un notevole sforzo per quanto riguarda lo sfruttamento a fini termici delle FER, che passerebbero da un utilizzo sensibilmente inferiore rispetto al settore elettrico ad un valore superiore del 32% a quest'ultimo.



## Il Monitoraggio dell'Obiettivo del Burden Sharing

L'obiettivo di *Burden Sharing* è ben rappresentato nella figura sottostante:

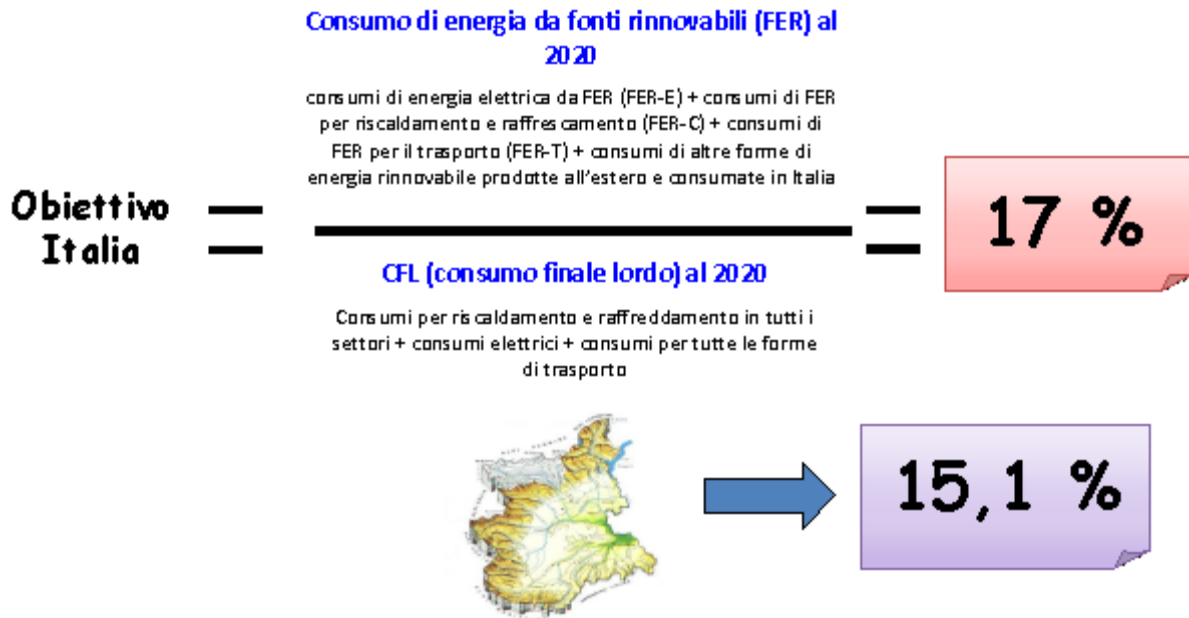


Figura 21 - Il monitoraggio dell'obiettivo di Burden Sharing (fonte dati: decreto BS)

L'art.5, comma 1 del Decreto *Burden Sharing* stabilisce che entro il 31 dicembre di ogni anno, a partire dal 2013, il MiSE provvede per ogni Regione alla verifica della quota di CFL coperto da FER riferita all'anno precedente. A decorrere dal 2017, sulla base degli obiettivi intermedi del 2016, in caso di mancato conseguimento degli obiettivi, il MiSE invita le Regioni in ritardo a presentare entro due mesi osservazioni giustificative in merito. Nel caso il MiSE riscontrasse che il mancato conseguimento degli obiettivi regionali sia dovuto ad inerzia dell'Amministrazione regionale o all'inefficacia delle misure adottate e se entro ulteriori sei mesi la situazione non fosse stata sanata, il Governo nazionale ha facoltà di commissariare la Regione inadempiente.

Utilizzando i dati messi a disposizione da GSE, che includono sia i consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore dei trasporti), sia i consumi finali lordi, è possibile valutare il trend della quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili, in modo tale da verificare l'eventuale raggiungimento dell'obiettivo previsto nell'ambito del decreto Burden Sharing.



### Il raggiungimento dell'obiettivo del Burden Sharing

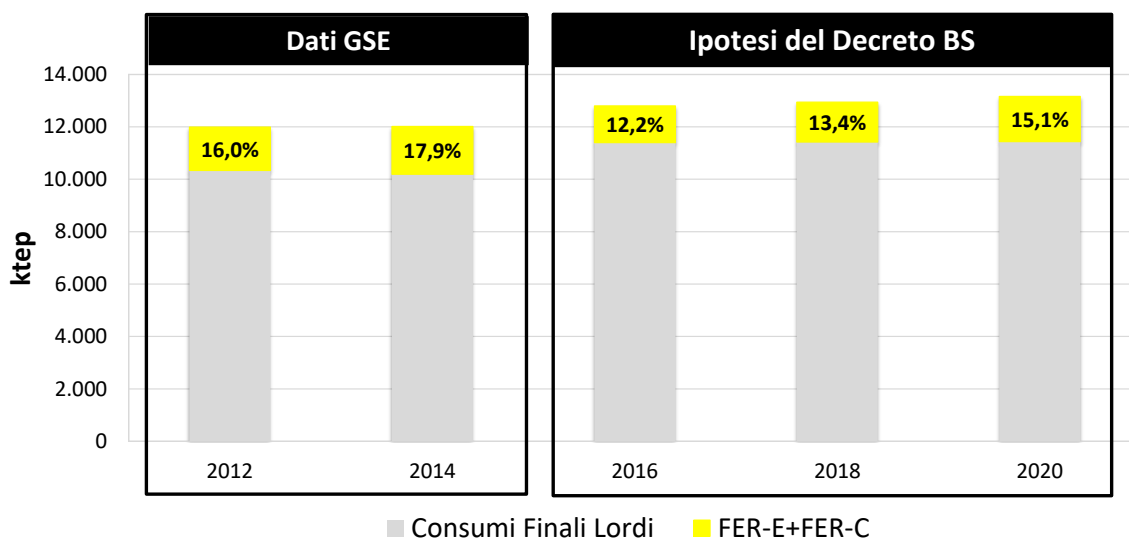


Figura 22 - Il raggiungimento dell'obiettivo di Burden Sharing (fonte dati: GSE)

La Figura 22 mette in evidenza il rapporto tra i consumi finali lordi da fonti rinnovabili (FER-E + FER-C) ed i consumi finali lordi globali. I dati relativi alle annualità 2012 e 2014 sono dati ufficiali forniti dal GSE, mentre i dati relativi alle annualità 2016, 2018 e 2020 sono le previsioni per la Regione Piemonte, incluse nel Decreto Burden Sharing. L'obiettivo cogente è quello relativo all'anno 2020. I dati inviati dal GSE evidenziano una situazione molto positiva, poiché già al 2012 veniva raggiunto e superato l'obiettivo fissato per il 2020. Il dato al 2014 si incrementa ulteriormente, di quasi due punti percentuali. Al 2014, quasi un quinto dei consumi finali lordi sono stati soddisfatti da fonti rinnovabili termiche ed elettriche.



## Il parco di generazione elettrica: i dati Terna

Per quanto attiene alla generazione elettrica il parco impianti regionale ha complessivamente registrato nel periodo 2005-2015 un importante sviluppo in termini di potenza efficiente lorda. Nel 2005 essa ammontava a circa 7.260 MW installati, mentre nel 2015 il dato globale sale fino a 10.360 MW, con un incremento percentuale pari al 43% circa. Tale periodo è risultato scandito da una prima fase caratterizzata dal processo di ristrutturazione del parco centrali termoelettriche, con progetti di "repowering" e "revamping" di impianti esistenti e con progetti di nuove centrali a ciclo combinato, nonché da una seconda fase, coincisa con gli ultimi anni, contraddistinta dalla proliferazione degli impianti FER e, in particolare, dalla rilevante crescita degli impianti fotovoltaici e a biomassa.

## Il parco di generazione elettrica per fonte

Analizzando il parco di generazione elettrica per tipologia di impianti è possibile analizzare il trend del numero di nuovi impianti realizzati e di potenza efficiente lorda totale (espressa in MW). I grafici mettono in evidenza l'evoluzione delle caratteristiche del parco di generazione, soprattutto in termini di potenza efficiente lorda media.

Il grafico relativo agli impianti termoelettrici evidenzia una profonda trasformazione nelle caratteristiche del parco di generazione. All'inizio della serie storica il parco elettrico era caratterizzato da grandi impianti, di potenza lorda media superiore a 30 MW, mentre nel 2015 tale parametro è pari solamente a 10 MW. E' evidente come negli ultimi anni della serie storica analizzata vi sia stata una proliferazione di impianti di taglia più piccola (alimentati anche da biomasse), a discapito degli impianti più grandi.

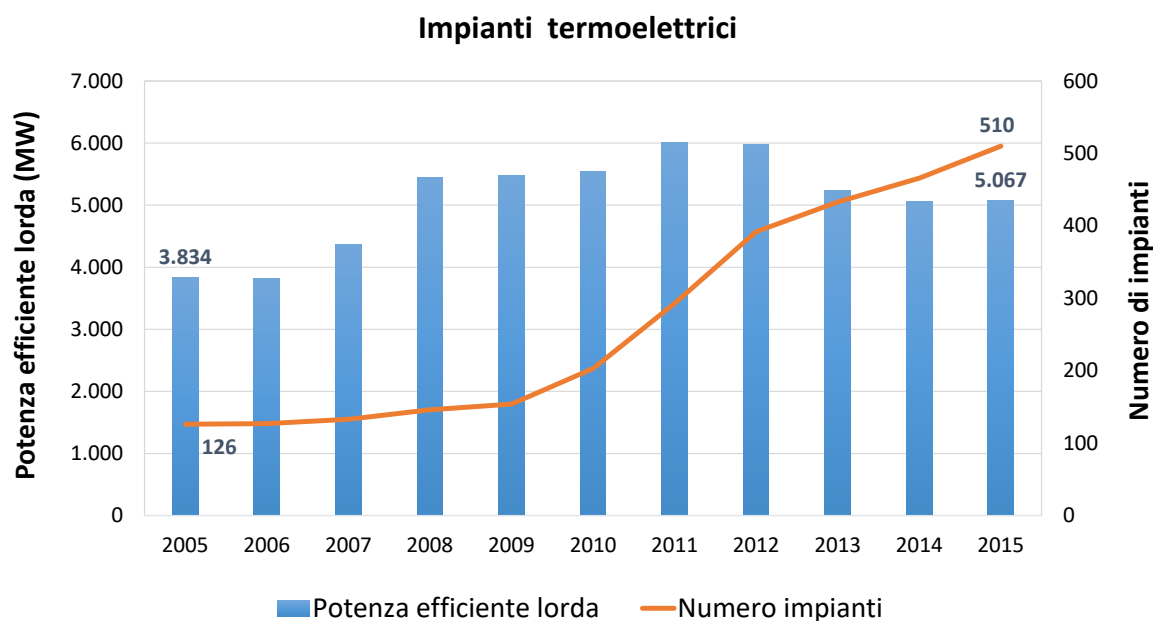


Figura 23 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti termoelettrici (fonte dati TERNA)



Per quanto concerne gli impianti idroelettrici, la figura evidenzia un trend analogo al precedente, con una tendenziale riduzione della potenza lorda media degli impianti installati, che passa da circa 7,5 MW per impianto a circa 5 MW. In questo caso è piuttosto evidente la tendenziale stazionarietà della potenza elettrica lorda totale, segno di un assestamento del settore. Negli ultimi anni stanno invece aumentando gli impianti di taglia più piccola, tali però da non modificare la potenza globale.

### Impianti idroelettrici

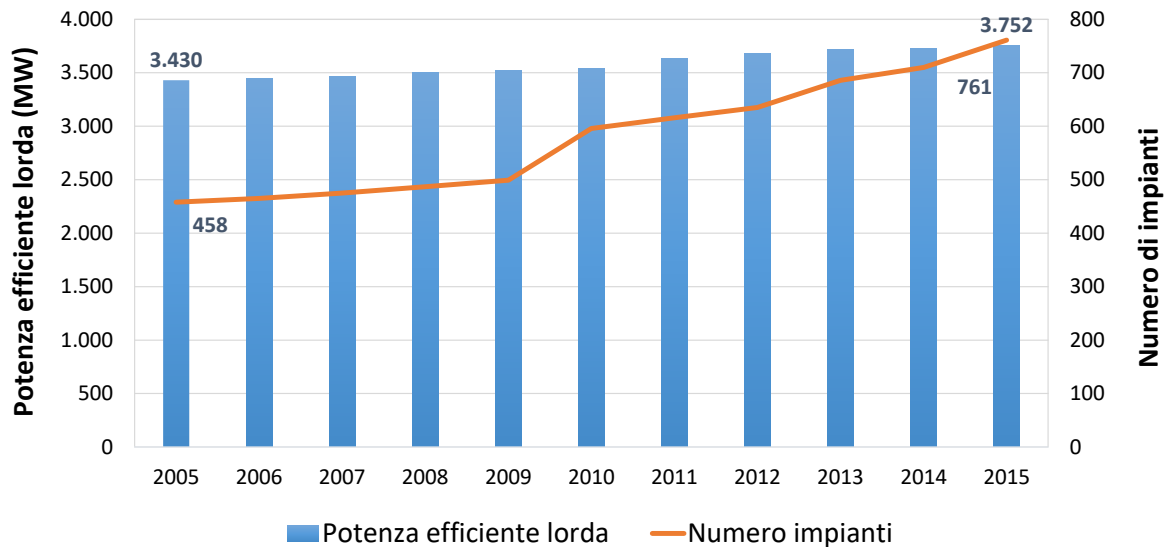


Figura 24 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti idroelettrici (fonte dati: TERNA)

Relativamente alla produzione elettrica da impianti fotovoltaici, la Figura 25 evidenzia un trend di forte incremento del numero di impianti installati dopo il 2009. Le dinamiche del mercato fotovoltaico sono state infatti strettamente legate all'introduzione di tariffe incentivanti particolarmente vantaggiose. Questo regime non è più in vigore da metà 2013; ciò si riflette in particolare sulla potenza totale lorda installata che, tra il 2013 ed il 2015 rimane praticamente invariata, soprattutto se confrontata con il trend degli anni precedenti. Negli ultimi anni sono quindi aumentati gli impianti, ma di taglia molto piccola, mentre nei primi anni del Conto Energia venivano realizzati impianti anche di grossa taglia, che aumentavano significativamente la potenza lorda complessiva.



### Impianti fotovoltaici

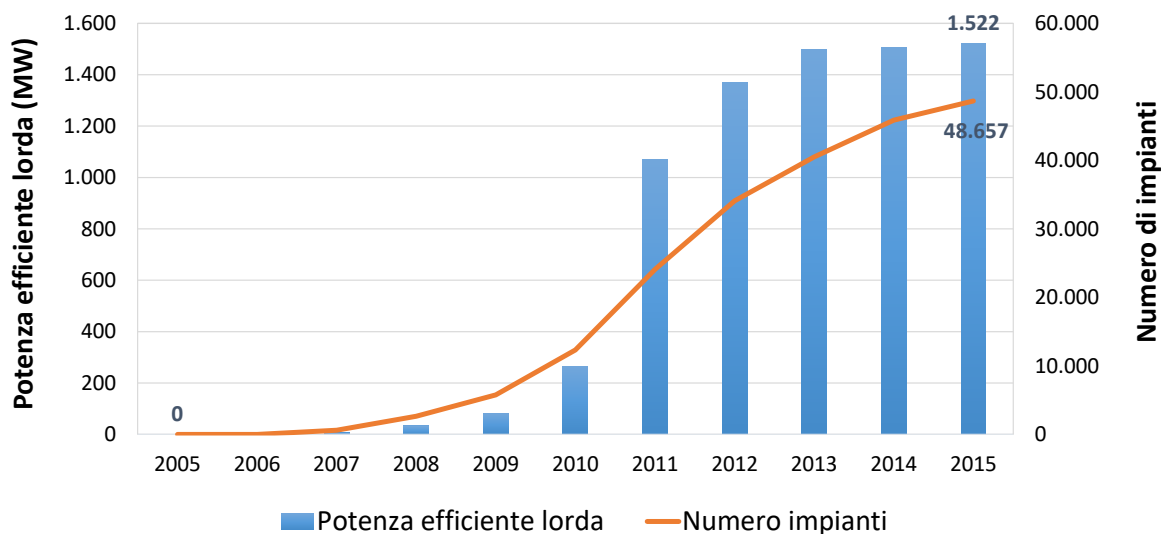


Figura 25 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti fotovoltaici (fonte dati: TERNA)

Il parco di generazione elettrica da fonte eolica in Piemonte ha un peso molto limitato sul totale della potenza elettrica lorda installata. Al 2015 solo 16 impianti sono stati installati sul territorio regionale, con una potenza media lorda pari a 1,2 MW.

### Impianti eolici

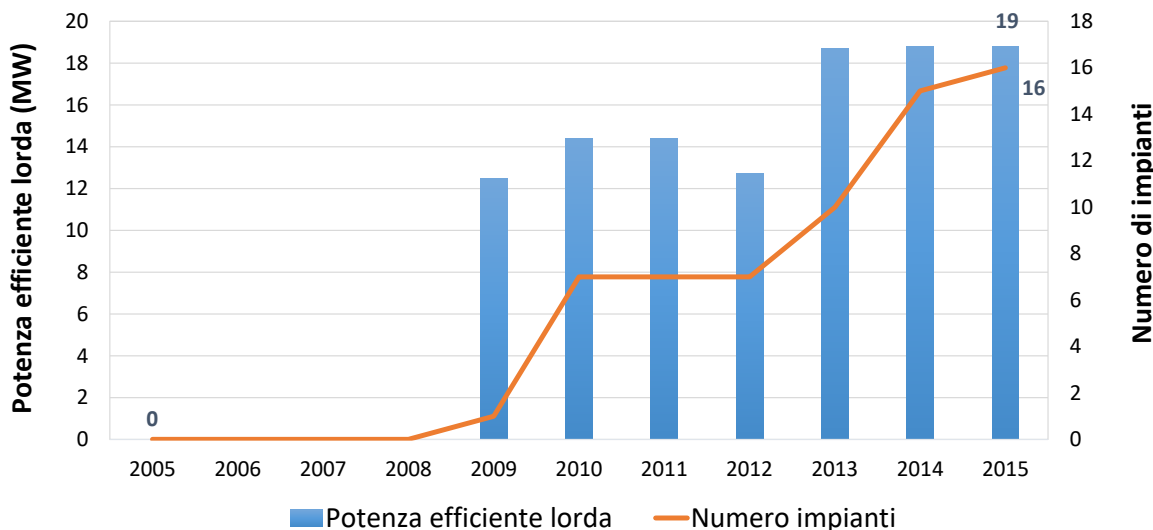


Figura 26 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti eolici (fonte dati: TERNA)

Analizzando infine il numero di ore teoriche di funzionamento degli impianti per tipologia di generazione elettrica, calcolate attraverso il rapporto tra potenza efficiente lorda e produzione netta, si evidenzia l'evoluzione della gestione degli impianti termoelettrici, in funzione del progressivo incremento delle fonti rinnovabili non programmabili. Gli impianti termoelettrici hanno ridotto di circa



800 ore annue il loro funzionamento, influenzando di conseguenza il trend medio del parco di generazione elettrica.

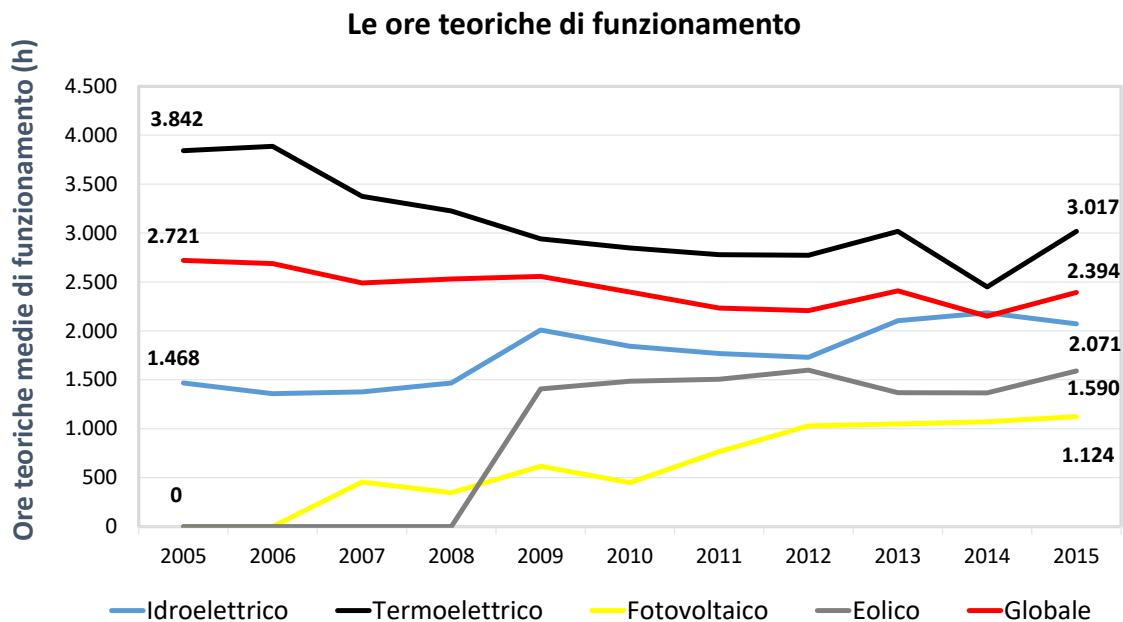


Figura 27 - L'evoluzione del numero di ore teoriche di funzionamento del parco di generazione elettrica (fonte dati: TERNA)

### Le rinnovabili elettriche

La produzione elettrica da FER in Regione Piemonte avviene attraverso quattro fonti: l'idrica, l'eolica, le bioenergie ed il fotovoltaico. Il loro contributo si incrementa significativamente tra il 2005 ed il 2015 (come evidenziato in Figura 28), evidenziando una crescita del 67% tra il primo e l'ultimo anno della serie storica. La fonte idrica aumenta del 20% la propria produzione elettrica, mentre le bioenergie aumentano di sette volte il loro contributo. La tecnologia fotovoltaica era assente al 2005 e arriva quasi ad una produzione di 1.750 GWh al 2015. L'eolico, come le altre fonti, fa registrare un incremento, ma si mantiene su valori totali quasi insignificanti rispetto alla produzione globale da FER elettriche.



### La produzione elettrica da FER (dati TERNA)

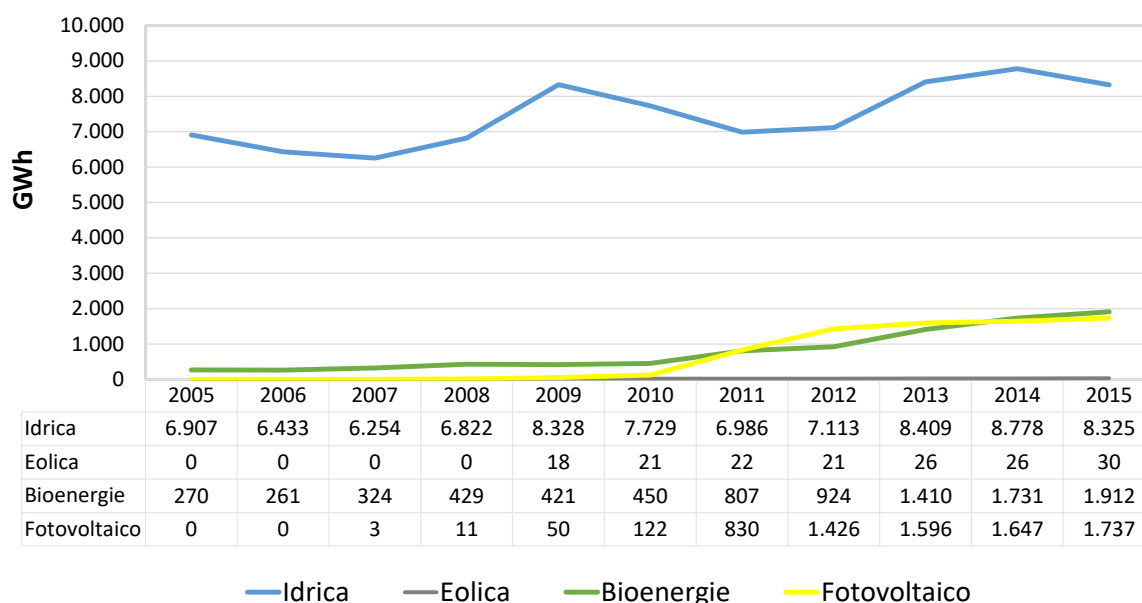


Figura 28 - La produzione elettrica da FER (fonte dati: TERNA)

La produzione elettrica da FER nel 2005 era rappresentata esclusivamente dalla fonte idrica (che costituiva il 96% della produzione elettrica da FER) e dalle bioenergie. Nel 2015 si riduce la fetta di produzione della fonte idrica, in favore dell'incremento del peso delle bioenergie e dell'introduzione dirompente del fotovoltaico. L'eolico, al 2015 costituisce solamente lo 0,3% della produzione totale da FER.

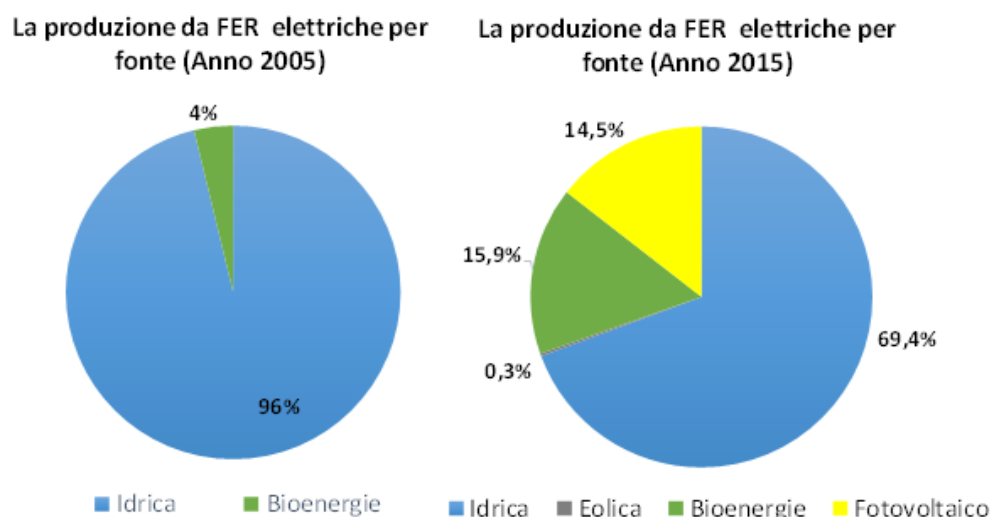


Figura 29 - La produzione da FER elettriche per fonte - anno 2005 e 2015 (fonte dati: TERNA)

Mettendo in relazione la produzione elettrica da FER con la produzione elettrica complessiva regionale, si può calcolare agevolmente il contributo delle fonti rinnovabili. Nel 2005 esse costituivano già un quarto della produzione totale (quasi esclusivamente per la presenza di centrali idroelettriche nell'area





alpina). Nel 2015, grazie all'incremento della produzione da FER, anche con altre fonti, il contributo delle FER elettriche è salito al 46,5% della produzione. Degno di nota il dato del 2014, superiore al 50%, in cui si è verificata la concomitante contrazione della produzione elettrica complessiva con un aumento della produzione da rinnovabile.

### Il peso delle rinnovabili elettriche sulla produzione lorda

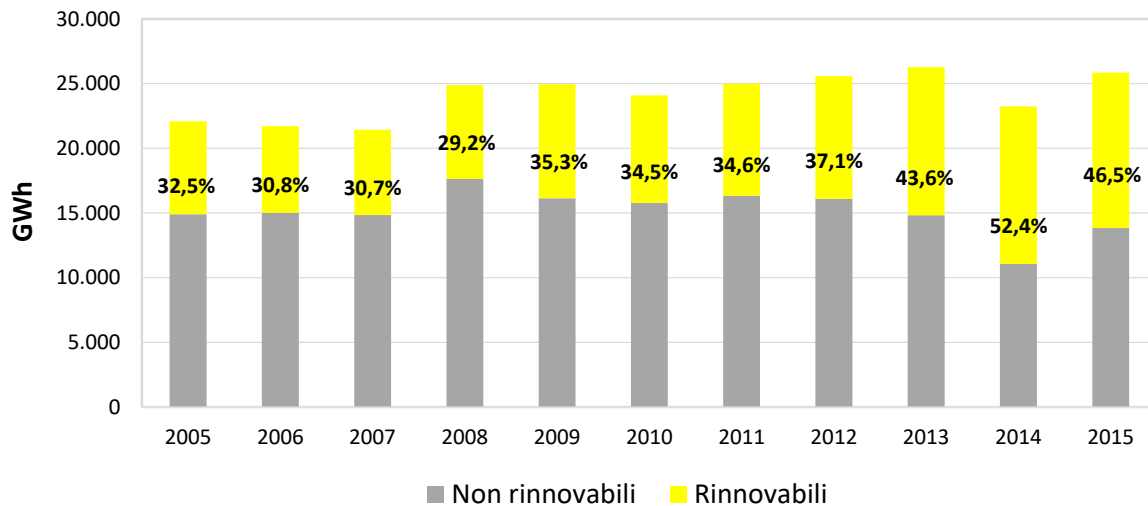


Figura 30 - Il peso delle fonti elettriche rinnovabili sulla produzione lorda (fonte dati: TERNA)

### Il confronto tra consumi e produzione elettrica

Per quanto concerne i consumi di energia elettrica (Fonte TERNA), l'ultimo bilancio disponibile (2015) registra valori di richiesta sulla rete piemontese pari a 25.635 GWh e di consumo finale pari a 24.304 GWh. Per "energia elettrica richiesta" si intende la somma dei consumi presso gli utilizzatori finali e delle perdite di trasmissione e distribuzione.

Tali valori, se rapportati ai dati relativi al 2005 evidenziano rispettivamente una riduzione pari all'8,9% del fabbisogno elettrico complessivo del sistema regionale, al lordo delle perdite di rete e dei consumi ausiliari, e pari all'8% dei consumi finali. Le perdite di trasmissione e distribuzione stanno registrando un tendenziale calo.



### L'energia richiesta dalla rete

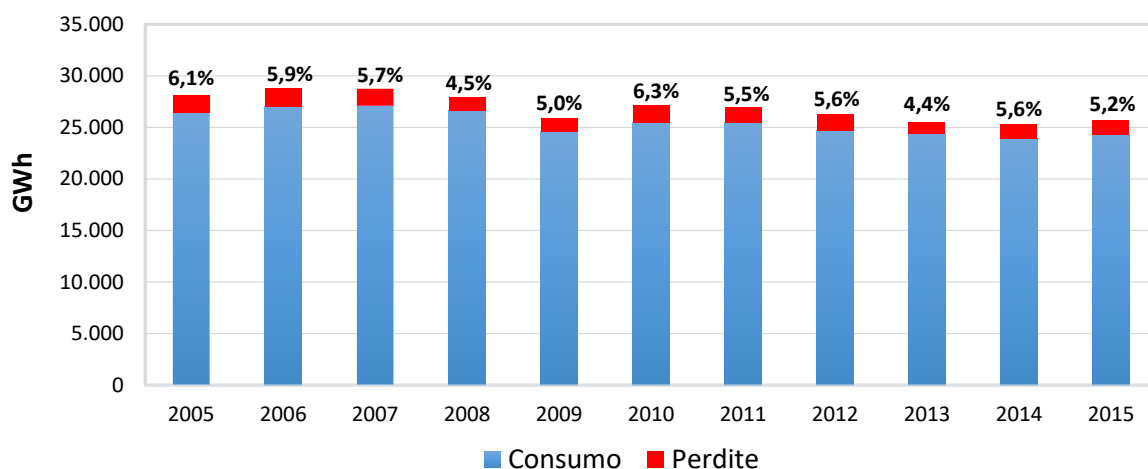


Figura 31 - L'energia richiesta dalla rete e le perdite del sistema elettrico (fonte dati: TERNA)

Nell'ambito delle variazioni registratesi nei diversi settori degli usi elettrici finali, a fronte dell'invarianza dei consumi del settore agricolo (piuttosto marginale sul totale dei consumi finali), appaiono degni di nota sia il crollo dei consumi industriali (-22%), nonostante si rilevi una maggiore stazionarietà a partire dal 2009, sia l'incremento dei consumi del settore terziario (+25%) nel periodo considerato. Il settore domestico, invece, fa registrare una tendenziale stazionarietà fino al 2010 e successivamente un trend di lieve calo, che porta i consumi finali di questo settore ad una riduzione del 5% al 2015 rispetto al 2005.

### L'andamento dei consumi finali per settore

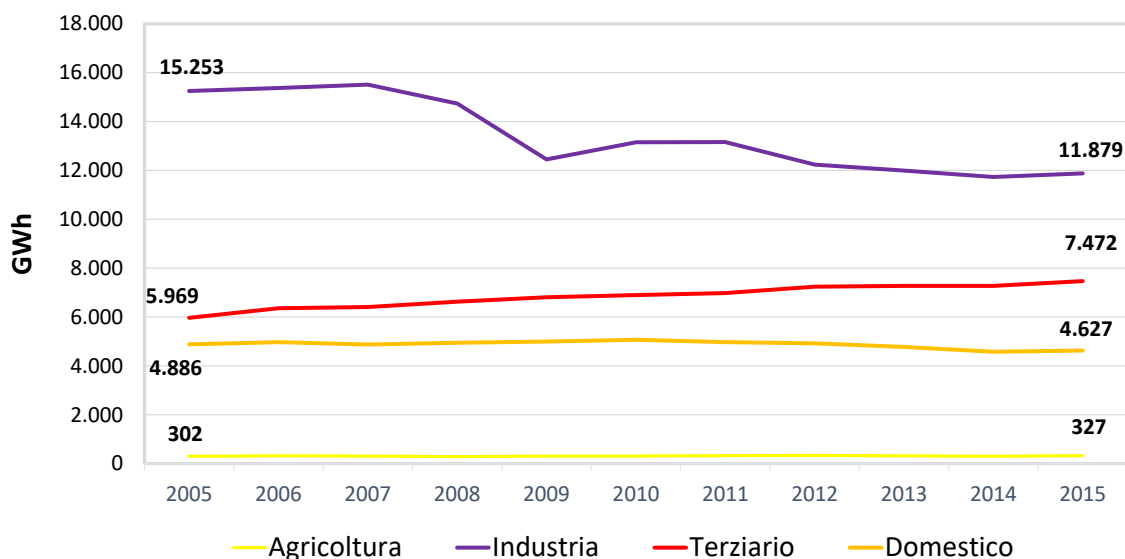


Figura 32 - L'andamento dei consumi finali per settore (fonte dati: TERNA)



Analizzando il trend 2005-2015 dei consumi finali di energia elettrica su base assoluta e su base pro capite, si nota un certo allineamento. Negli ultimi anni, i consumi pro capite tendono a calare in modo meno significativo rispetto ai consumi assoluti; aumentano pertanto più che proporzionalmente i consumi individuali (questo trend è eventualmente da confermare negli anni successivi).

### Consumi assoluti e pro capite

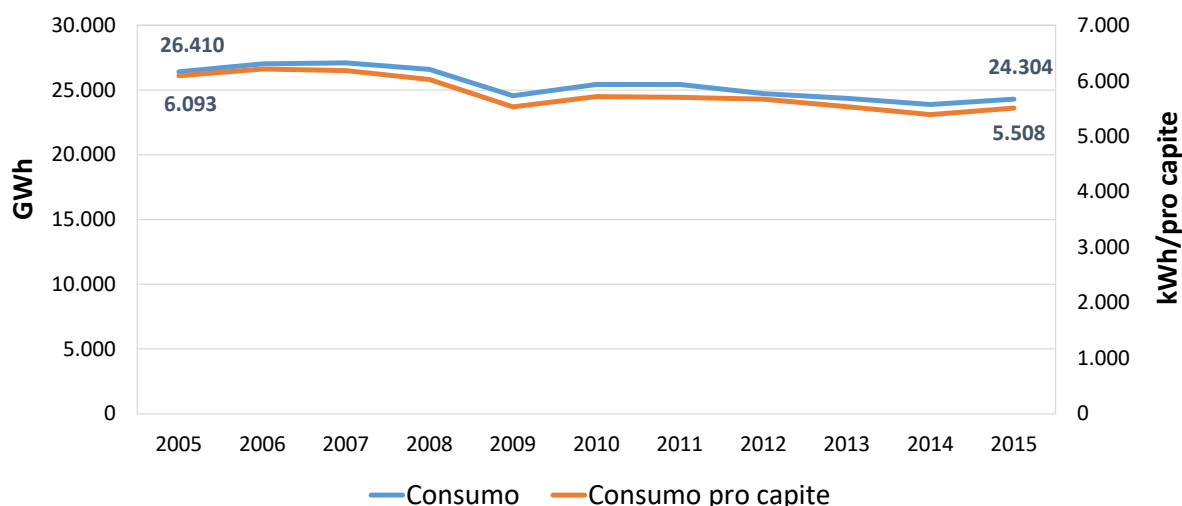


Figura 33 - Il confronto tra consumi finali assoluti e pro capite (fonte dati: TERNA)

Con riferimento, invece, ai dati correlati alla produzione di energia elettrica in Piemonte, si evidenzia come, nel 2015, la produzione netta destinata al consumo si mantenga su valori elevati (24.798 GWh), pur in presenza di una riduzione delle ore/anno di esercizio degli impianti di potenza a ciclo combinato. La produzione netta destinata al consumo non considera la quota parte di produzione netta utilizzata per i pompaggi negli impianti idroelettrici. Al 2015, rispetto al 2005 la produzione netta destinata al consumo aumenta addirittura del 25%. Tale incremento del dato di produzione regionale è quindi conseguenza del consistente incremento della produzione da fonti energetiche rinnovabili.

Per effetto del combinato disposto della riduzione dei consumi finali e della richiesta di energia elettrica sulla rete piemontese, nonché dell'incremento della produzione netta di elettricità, il dato rappresentativo del cosiddetto deficit elettrico regionale (rapporto tra energia consumata e prodotta localmente) all'anno 2015 risulta in netto calo, con valori ormai prossimi all'azzeramento. Esso, infatti, appare ridursi da una media triennale di circa 9.000 GWh (triennio 2005-2006-2007) ad una media di circa 1.400 GWh (triennio 2013-2014-2015).



### Confronto tra energia richiesta e produzione elettrica

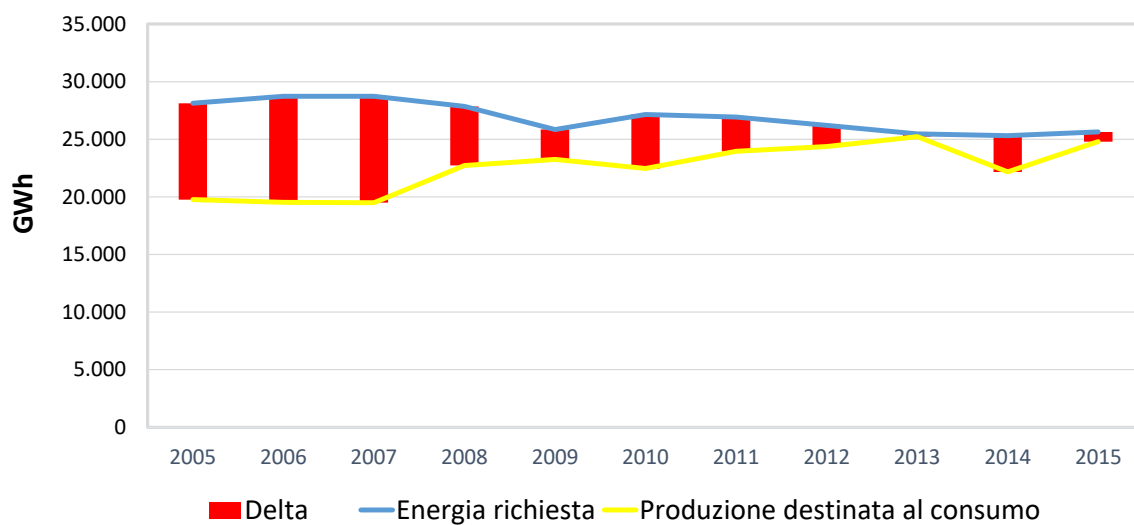


Figura 34 - Confronto tra energia richiesta dalla rete e produzione elettrica destinata al consumo



## PREMESSA: GLI SCENARI DI RIFERIMENTO PER IL PEAR AL 2020 ED AL 2030

<b>CONTESTO DI RIFERIMENTO DEL PIANO.....</b>	<b>39</b>
<b>SCENARI DI SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI E DI RIDUZIONE DEL CONSUMO FINALE LORDO PER IL PIEMONTE .....</b>	<b>43</b>
<b>LO SCENARIO AL 2020 .....</b>	<b>44</b>
<b>LO SCENARIO AL 2030 .....</b>	<b>47</b>
<b>SINTESI DEGLI OBIETTIVI DEL PEAR AL 2020 ED AL 2030 .....</b>	<b>50</b>
<b>GOVERNANCE DEL PIANO E PROCESSO DI DEFINIZIONE DEL PROGRAMMA D'AZIONE.....</b>	<b>51</b>



## Contesto di riferimento del Piano

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Piemonte si muove nell'ambito di un contesto normativo e vincolistico che trae le sue origini a livello europeo per essere poi declinato e recepito dallo Stato e, conseguentemente, dalle Regioni.

Preliminarmente all'illustrazione degli scenari di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e di riduzione del consumo finale lordo per il Piemonte, pare opportuno soffermarsi sulle misure che costituiscono i binari di riferimento entro i quali opererà il piano energetico ambientale del Piemonte.

Il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", anche noto come Clean Energy Package, presentato dalla Commissione europea il 30 novembre 2016, è l'insieme delle iniziative finalizzate a rendere maggiormente competitiva l'Unione Europea nella transizione energetica e a ridisegnare il profilo del mercato elettrico europeo. La Commissione Europea vuole che l'Europa assuma il ruolo di guida in questa sfida che rivoluzionerà il settore energetico.

Tre gli obiettivi principali:

- raggiungere l'efficienza energetica,
- diventare leader nel settore delle rinnovabili,
- concepire il consumatore come un attore attivo del mercato elettrico.

Costituiscono pilastri del documento e dei suoi atti legislativi attuativi i seguenti obiettivi al 2030:

- la riduzione obbligatoria entro il 2030 del 55% delle emissioni climalteranti rispetto al 1990;
- il raggiungimento entro il 2030 di una percentuale del 32% di consumo finale da energie rinnovabili, al cui conseguimento devono provvedere collettivamente gli Stati membri;
- incrementare del 32,5% entro il 2030 l'efficienza energetica rispetto all'andamento tendenziale (termine innalzato dalla Direttiva 2018/2002/UE che modifica la Direttiva 2012/27/UE).

La strategia dell'Unione dell'Energia si articola in una pluralità di misure strettamente interconnesse, dirette a migliorare la sicurezza, la sostenibilità e la competitività dell'approvvigionamento energetico.

Tra i punti d'azione sono inoltre da evidenziare:

- la piena attuazione della normativa vigente nel settore dell'energia per realizzare l'Unione dell'Energia;
- l'esistenza di infrastrutture adeguate per completare il mercato dell'energia, integrare le energie rinnovabili e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento;
- la creazione di un mercato interno dell'energia a vantaggio dei cittadini e in grado di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, integrare le energie rinnovabili nel mercato e porre rimedio all'attuale mancanza di coordinamento dei meccanismi di regolazione negli Stati Membri;
- la riqualificazione degli edifici per renderli efficienti sotto il profilo energetico e il pieno utilizzo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento sostenibile, per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre i costi dell'energia per le famiglie e le imprese;



- il miglioramento dell'efficienza energetica e la decarbonizzazione nel settore dei trasporti, favorendo il graduale passaggio ai combustibili alternativi e l'integrazione dei sistemi di energia e di trasporto;
- l'attuazione del quadro per il clima e l'energia per il 2030 stabilito dal Consiglio europeo;
- la messa a punto di una strategia lungimirante di ricerca e innovazione per l'energia e per il clima, allo scopo di mantenere la leadership tecnologica dell'Europa e ampliare le opportunità per le esportazioni.

In attuazione del Clean Energy Package sono stati adottati i seguenti atti legislativi:

- Regolamento UE n. 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla Governance dell'Unione dell'energia;
- Direttiva UE 2018/2002 sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Regolamento UE n. 2018/842 che modifica il precedente Regolamento (UE) n. 525/2013 – in ottemperanza agli impegni assunti a norma dell'Accordo di Parigi del 2016 e fissa, all'articolo 4 e allegato I, i livelli vincolanti delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra di ciascuno Stato membro al 2030;
- Direttiva UE 2018/844 che modifica la Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive);
- Regolamento UEn. 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica;
- Direttiva UE 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Regolamento UE 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la Direttiva 2005/89/CE;
- Regolamento UE n. 2019/942 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Il meccanismo di governance previsto nel Regolamento UE n. 2018/1999 è basato sulle Strategie a lungo termine per la riduzione dei gas ad effetto serra, delineate negli articoli 15 e 16 del Regolamento medesimo, e, precipuamente, sui Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC) che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030, sulle corrispondenti relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima, trasmesse dagli Stati membri, e sulle modalità integrate di monitoraggio della Commissione. Il Regolamento prevede un processo strutturato e iterativo tra la Commissione e gli Stati membri volto alla messa a punto e alla successiva attuazione dei piani nazionali. Nei loro PNIEC, gli Stati membri possono basarsi sulle strategie o sui piani nazionali esistenti, quali per l'Italia, la Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017), di cui si tratterà nel seguito.

Il Ministero dello Sviluppo Economico il 31 dicembre 2019, a valle della procedura prevista di consultazione istituzionale, ha presentato il Piano Nazionale integrato per l'Energia e il clima per gli anni 2021-2030. Di seguito i principali obiettivi indicati nel PNIEC italiano:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%;



- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 21,6%;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43%;
- una riduzione complessiva dei gas serra rispetto ai livelli del 1990 del 38%.

Sulla base di quanto stabilito dal Clean Energy Package in termini di emissioni, efficienza e fonti rinnovabili, con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata approvata con decreto ministeriale 10 novembre 2017 la Strategia Energetica Nazionale (SEN-2017), il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

Nel documento viene evidenziato che – in vista dell'adozione del PNIEC – "la SEN 2017 costituisce la base programmatica e politica per la preparazione del Piano stesso e che gli strumenti nazionali per la definizione degli scenari messi a punto durante l'elaborazione della SEN 2017 saranno utilizzati per le sezioni analitiche del Piano, contribuendo anche a indicare le traiettorie di raggiungimento dei diversi target e l'evoluzione della situazione energetica italiana".

In coerenza con i macro-obiettivi già identificati nella SEN 2013, la nuova SEN 2017 si è posta tre macro-obiettivi per traguardare una crescita economica sostenibile:

- migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture;
- traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.

Le priorità d'azione attraverso cui rendere possibile il raggiungimento dei suddetti macro-obiettivi sono riconducibili:

- allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
- al miglioramento dell'efficienza energetica;
- alla sicurezza energetica;
- alla competitività dei mercati energetici;
- all'accelerazione della decarbonizzazione del sistema;
- allo sviluppo della tecnologia, ricerca e innovazione.

I nuovi sfidanti obiettivi comunitari di efficienza al 2030 fatti propri dalla SEN 2017, vedono la proposta del mantenimento del regime obbligatorio per l'efficienza energetica, con l'1,5% di risparmio annuo da politiche attive per ogni Stato membro nel periodo 2021-2030.

La SEN si pone l'obiettivo di raggiungere per l'Italia la quota del 28% di fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali lordi proposto dalla Commissione europea, come però un obiettivo per l'UE, non declinato a livello nazionale.





A livello regionale, anche in considerazione del carattere trasversale della tematica energetica assume rilievo, per la correlazione con la stessa, il Piano regionale della qualità dell'aria, importante strumento di programmazione alla luce della procedura di infrazione comunitaria apertasi nel giugno 2016 nei confronti dell'Italia per le emissioni di PM10, le polveri sottili e ultrasottili. A tale proposito, va evidenziato che le misure legislative e amministrative finora adottate dall'Italia non sono bastate a risolvere il problema.

Il Consiglio regionale del Piemonte con deliberazione n. 363 – 6854 del 25 marzo 2019 ha approvato il Piano Regionale di Qualità dell'Aria ai sensi della legge regionale n. 43/2000 recante "Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria".

Questo Piano definisce il quadro conoscitivo relativo allo stato della qualità dell'aria, stabilisce obiettivi generali e finalità, dettando indirizzi per l'individuazione e l'attuazione delle azioni e misure per il risanamento/miglioramento, ovvero il mantenimento, della qualità dell'aria che si rendono necessarie nel territorio regionale.

Obiettivo perseguito è quello di integrazione delle politiche di riduzione dell'inquinamento atmosferico con le politiche agricole, energetiche e sui trasporti. E' ormai evidente che le scelte di una politica settoriale producono effetti sia diretti, sia indiretti sui risultati attesi dalla pianificazione di settori diversi.

Infine, va rammentata la rilevanza dell'Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel Bacino Padano. Il nuovo accordo sottoscritto il 9 giugno 2017, durante il G7 Ambiente, fra il Ministero dell'Ambiente e le Regioni Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna è quello di unire gli sforzi in vista del raggiungimento di un obiettivo comune. La Regione Piemonte, già nelle more dell'approvazione del Piano Regionale per la Qualità dell'Aria e al fine di raggiungere i livelli imposti dalla normativa europea ha disposto di adottare un ventaglio di misure strutturali che vanno dalla limitazione della circolazione dei veicoli diesel, agli ecobonus per la sostituzione di quelli più inquinanti, dalle misure sugli impianti di riscaldamento, alla promozione delle buone pratiche in agricoltura.

Il contesto su illustrato ha influenzato in modo particolare la predisposizione del PEAR e l'individuazione degli scenari di seguito decritti.



## Scenari di sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e di riduzione del Consumo Finale Lordo per il Piemonte

A seguito dell'adozione da parte dell'Unione Europea del primo pacchetto di misure per il clima e l'energia nel 2008, sono stati ottenuti notevoli risultati. A livello europeo, gli obiettivi fissati per il 2020 sono praticamente già stati conseguiti. Paesi Membri e Regioni hanno concentrato risorse, politiche ed azioni verso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e la promozione delle energie rinnovabili. L'ultimo decennio è stato però segnato anche dal prolungato impatto della crisi economica e finanziaria, che ha inciso, in particolare in Italia, sulla capacità d'investimento del settore pubblico e privato. La combinazione del rafforzamento delle politiche per l'efficienza energetica e della promozione delle fonti rinnovabili con la contrazione della domanda di energia (principalmente nei comparti produttivi) hanno portato a registrare una situazione molto peculiare per il Piemonte:

- nel 2015 la percentuale di consumi finali lordi (CFL) da energie rinnovabili è arrivata al 17,8%, anticipando di fatto, come del resto avvenuto in molte altre regioni italiane, l'obiettivo fissato a livello regionale dal sistema di *burden sharing* nazionale;
- nel 2015 la produzione lorda di energia elettrica da fonte rinnovabile è stata pari al 46%;
- l'intensità energetica dell'economia regionale è scesa da 0,111 a 0,105  $\text{kep}/\text{€}^{17}$  nel periodo compreso tra il 2005 ed il 2015<sup>18</sup>.

A fronte di questi segnali incoraggianti ne esistono altri di segno opposto che richiedono un'intensificazione delle politiche e delle azioni nei prossimi anni, per rafforzare il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio. In particolare, va ribadito il fatto che gran parte della riduzione dei consumi registrata negli ultimi anni deriva da un calo strutturale della domanda di energia del comparto industriale e quindi difficilmente ascrivibile a un vero incremento di efficienza energetica strutturale del sistema Piemonte, nonostante si rilevi comunque un calo del 10% dell'intensità energetica dell'economia regionale. Inoltre, va richiamata l'esigenza di contrastare con forza la concentrazione degli inquinanti atmosferici locali, che hanno fatto registrare situazioni allarmanti sul territorio regionale e che quindi impongono un cambiamento di marcia nella modalità, quantità e qualità di energia consumata. La transizione energetica auspicata deve quindi contribuire ad assicurare energia a prezzi ragionevoli, creare nuove opportunità di crescita e occupazione, garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre la dipendenza dalle importazioni dai territori limitrofi.

E' pertanto utile definire, accanto alle analisi sviluppate per il 2020, quale check period nel breve termine, uno scenario di medio-lungo periodo al 2030 che sia in linea con quanto definito a livello europeo per quell'anno e con le tabelle di marcia per il 2050.

<sup>17</sup> Il calcolo dell'intensità energetica è frutto del rapporto tra Consumi Interni Lordi (dati ENEA) e Prodotto Interno Lordo (dati ISTAT). Per il denominatore (PIL) è stato utilizzato il dato a prezzi di mercato con valori concatenati con anno di riferimento 2010.

<sup>18</sup> Il dato di CIL del 2015, viceversa, è una stima realizzata a partire dai dati di CFL dello stesso anno (rilevati da GSE) in funzione del loro rapporto medio (CIL/CFL) nelle annualità precedenti.



L'Unione Europea ha definito, infatti, per il 2050, un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra tendente alla neutralità climatica. La Road Map per il 2050 definisce un percorso di transizione che garantisce sia la riduzione delle emissioni sia l'aumento della competitività del sistema economico e la sicurezza degli approvvigionamenti. In linea con gli scenari per il 2050 sono stati definiti dall'UE concreti obiettivi al 2030, di seguito sintetizzati e posti a confronto con i valori avanzati dal PNIEC:

- riduzione complessiva di almeno il 55% delle emissioni di gas climalteranti rispetto ai valori del 1990; il valore obiettivo fissato dal PNIEC si attesta per il momento sul 38%;
- una percentuale di consumi finali lordi di energia soddisfatti con fonti rinnovabili, pari ad almeno il 32%; il PNIEC stabilisce per il livello nazionale il target del 30%;
- una riduzione dei consumi di energia primaria pari al 43% rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007; il PNIEC persegue un obiettivo di riduzione pari al 43% di energia primaria e al 39,7% di energia finale rispetto allo scenario di riferimento 2007 (PRIMES).

I principali destinatari degli obiettivi europei sono gli Stati membri, che, con adeguate forme di flessibilità, dovranno garantire il raggiungimento degli obiettivi fissati, con uno sforzo congiunto con il livello regionale e locale. A tal fine, si rende necessaria la definizione di un percorso di medio-lungo periodo anche per la Regione Piemonte, sapendo che le considerazioni e analisi riportate nel seguito dovranno essere soggette a periodiche attività di monitoraggio e revisione per essere coerenti con il mutevole contesto istituzionale, legislativo ed economico.

In tale direzione di marcia, la Regione Piemonte ha aderito nel novembre 2015 alla sottoscrizione del Protocollo Under 2 MOU – Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding, con cui si è impegnata entro il 2050 a ridurre le proprie emissioni climalteranti tra l'80 ed il 95% mediante l'adozione di politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica nei diversi settori degli usi finali, nonché della mobilità sostenibile.

Per quanto attiene alle politiche e alle azioni per la riduzione dei consumi di energia nei diversi settori e comparti, nonché per la progressiva sostituzione di quote sempre maggiori di energia da fonte fossile con quote da fonte rinnovabile, il PEAR traguarda i propri obiettivi opportunamente quantificati, sia in un orizzonte temporale di breve termine (2020), quale check period nell'ambito della traiettoria evolutiva, confrontandosi con un'ipotesi di scenario tendenziale business as usual (BAU), sia di lungo periodo (2030), individuando così le traiettorie verso il conseguimento degli obiettivi correlati ai target in via di conclusiva definizione da parte dell'UE con la revisione al 2030 della Strategia 20-20-20.

## Lo scenario al 2020

Lo scenario al 2020 può essere considerato quale check period in cui verificare la traiettoria verso lo scenario obiettivo di lungo termine (2030), rispetto ai target di riduzione dei consumi e di crescita delle FER.

Questo scenario deve necessariamente considerare due differenti traiettorie: la prima, legata alle previsioni del decreto *Burden Sharing*, avente valore normativo; la seconda, legata alla costruzione dello scenario PEAR al 2030, avente viceversa caratteristiche previsionali e, come tali, attendibili per la finalità pianificatoria.



### L'obiettivo di riduzione del CFL al 2020

**Decreto Burden Sharing.** Il decreto 15 marzo 2012 cosiddetto *Burden Sharing* ha declinato a livello regionale un obiettivo di soddisfacimento del CFL con fonti rinnovabili termiche ed elettriche al 2020 pari al 15,1%. Per giungere alla definizione di questo obiettivo, il decreto ha ipotizzato uno specifico andamento per il CFL: la traiettoria indica una lieve riduzione rispetto all'anno base di riferimento (-2,3%) ed una tendenziale stazionarietà dei Consumi Finali Lordi tra il 2012 ed il 2020 (+0,6%).

**Scenari BAU2020 e PEAR2020.** La definizione di valori di CFL da attribuirsi allo scenario di Piano al 2020 ha rappresentato un passaggio intermedio del processo di calcolo degli obiettivi al 2030, descritto nel paragrafo successivo. In tale processo, infatti, sulla base di una curva di interpolazione lineare avente origine dal dato effettivo di Consumo Finale Lordo nel 2015 in Regione Piemonte (GSE) e termine nell'obiettivo del PEAR stimato per il 2030, si è potuto ipotizzare al 2020 un valore di CFL pari a 9.952 ktep, con una riduzione del 6,2% rispetto al valore registrato nel 2015. Questo scenario è stato confrontato con uno scenario BAU, calcolato attraverso l'applicazione di riduzioni tendenziali dei Consumi Finali Lordi per ciascun settore economico. Per il 2020 l'obiettivo dello scenario BAU è di 10.277 ktep.

Per quanto concerne lo scenario BAU, la riduzione del CFL è determinata principalmente dall'incremento di efficienza degli usi termici nel settore residenziale (sia per effetto dell'installazione e del corretto utilizzo delle termo-valvole, sia per effetto degli interventi di efficientamento degli involucri e degli impianti; -264 ktep). Da rilevare anche una cospicua riduzione attesa nel settore dei trasporti (-59 ktep). Nello scenario PEAR la riduzione dei consumi nel settore residenziale è sensibilmente più alta, anche se leggermente controbilanciata dall'incremento dei consumi elettrici nel comparto civile (-293 ktep). Si prevede inoltre un miglioramento delle prestazioni energetiche delle utenze pubbliche (edifici, Illuminazione ed ospedali, -21,5 ktep) ed un calo più marcato del settore dei trasporti (-338,5 ktep).

### L'obiettivo del CFL al 2020

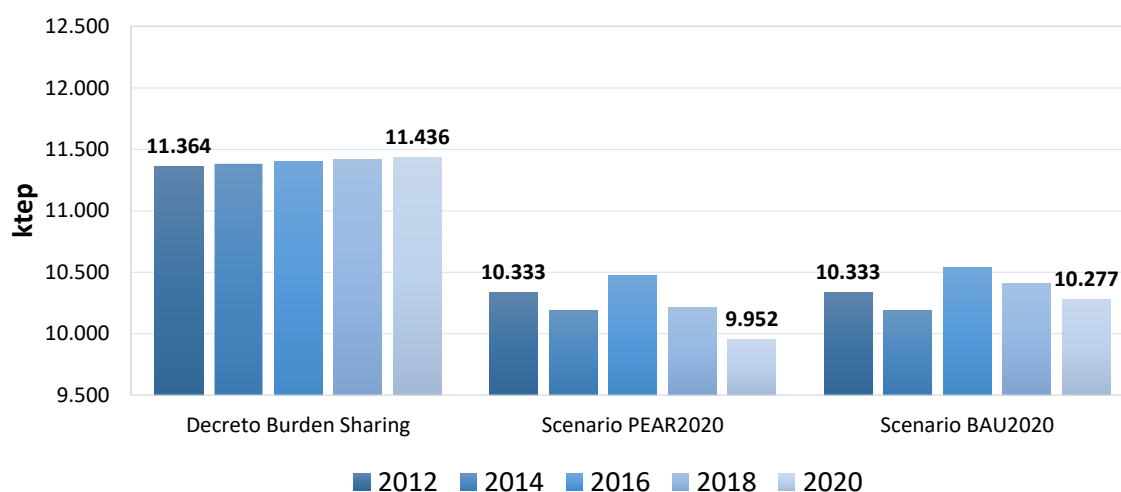


Figura 35 - L'obiettivo del CFL al 2020 (scenari BS, BAU, PEAR) (fonte dati: elab.Reg Piemonte su dati BS, GSE)



Il confronto tra lo scenario del Burden Sharing e gli scenari PEAR e BAU evidenzia una certa divergenza di obiettivi. Il decreto *Burden Sharing* risulta molto cautelativo sull'effettivo incremento di efficienza del sistema territoriale, ipotizzando addirittura una lieve crescita dei consumi tra il 2012 ed il 2020. Viceversa, nello scenario PEAR2020 ed anche dello scenario BAU2020, il Consumo Finale Lordo atteso al 2020 è inferiore a quanto rilevato nel 2012, con un andamento tuttavia altalenante.

### ***Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020***

Il calcolo della percentuale di CFL soddisfatto con Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020 è nuovamente ripartito tra lo scenario indicato nel Decreto *Burden Sharing* ed uno scenario ipotizzato sulla base dell'implementazione delle misure stabilite dal PEAR. A tali valori si aggiunge, poi, un'ipotesi tendenziale calcolata in base all'analisi dei trend attuali di mercato (BAU).

*Decreto Burden Sharing.* Il consumo di energia rinnovabile, per rispettare la percentuale attribuita al Piemonte del 15,1% (rispetto ad un valore di CFL stimato in 11.436 ktep), sarebbe dovuto passare da un valore di circa 1.100 ktep registrato nell'anno base di riferimento al valore di circa 1.720 ktep al 2020, con una crescita percentuale del 58%. La crescita complessiva, nelle previsioni ministeriali, doveva essere trascinata dal forte incremento del consumo di energia termica da fonte rinnovabile (FER-C). Infatti, tale consumo avrebbe dovuto subire un incremento del 103%, passando da un valore di circa 500 ktep ad un valore prossimo ai 1.000 ktep. Anche il valore del consumo di energia elettrica rinnovabile (FER-E) sarebbe dovuto aumentare, con una crescita percentuale "limitata" al 22%.

*Scenari BAU2020 e PEAR2020.* Il valore obiettivo indicato nel decreto Burden Sharing è stato tuttavia già raggiunto e superato sia per effetto di un'inattesa riduzione del CFL, sia di un incremento più marcato della produzione da FER. Il GSE, nel monitoraggio del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 (avente carattere di cogenza), ha evidenziato un consumo di energia da fonti energetiche rinnovabili pari a 1.888 ktep già nel 2015. Negli scenari BAU e PEAR, pertanto, si è deciso di ipotizzare nuovi obiettivi al 2020, frutto dell'analisi dei trend di mercato delle singole fonti, dei vincoli e potenziali ancora inespressi e delle politiche di supporto che verranno implementate attraverso l'attuazione del Piano. Si è giunti pertanto alla definizione di un target di consumi da FER di 2.153 ktep nello scenario tendenziale (scenario BAU2020) e di 2.139 ktep nello scenario di Piano (scenario PEAR), con una crescita percentuale rispetto al 2015 rispettivamente del 14% e del 13,3%. Il rapporto di tali valori di produzione con il CFL stimato nei due scenari evidenzia come il sistema Piemonte, in entrambi i casi, riesca a superare la quota-obiettivo del 15,1% inizialmente stabilita: 21,0% nel caso dello scenario BAU2020 e 21,5% nello scenario PEAR 2020. Per quanto attiene poi ad una caratterizzazione dell'obiettivo PEAR2020, esso si connota per una prevalenza di consumi termici (1.117 ktep al 2020); ciò è determinato soprattutto dal forte incremento nel numero di installazioni di pompe di calore, dalla crescita nel consumo di calore distribuito nelle reti del teleriscaldamento e della biomassa ad uso climatizzazione. I consumi elettrici da FER, subiscono ugualmente un incremento (raggiungono i 1.022 ktep nel 2020), con una crescita rilevante del fotovoltaico e un aumento più contenuto per l'idroelettrico e la biomassa. L'idroelettrico dovrebbe subire infatti un effetto di compressione del proprio sviluppo potenziale per effetto di una saturazione fisica della risorsa, mentre la biomassa dovrebbe risentire delle limitazioni imposte dalle azioni di miglioramento della qualità dell'aria.



### Il contributo delle FER al 2020

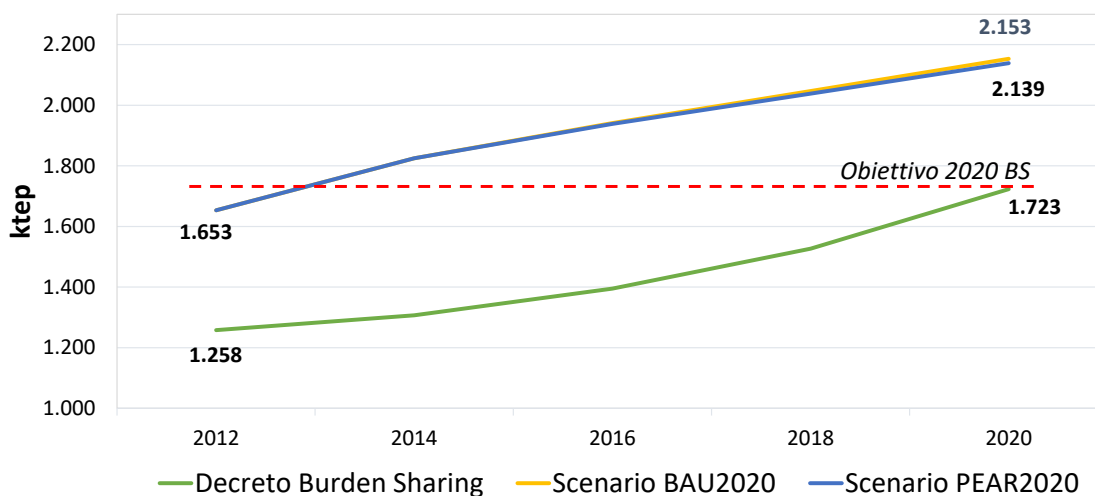


Figura 36 - Il contributo delle FER al 2020 (fonte dati: elab. Reg Piemonte su dati BS, GSE)

Gli scenari al 2020 (BAU e PEAR) sono molto allineati tra loro. Le due curve quasi si sovrappongono. Nel 2020 l'obiettivo di sviluppo delle FER è addirittura superiore per lo scenario BAU rispetto allo scenario PEAR: ciò è determinato in particolare dalla forte limitazione imposta al trend della biomassa ad uso termico (-48 ktep rispetto allo scenario BAU).

### Lo scenario al 2030

Definire uno scenario al 2030 e quindi per un periodo superiore ai dieci anni non è semplice, non avendo l'opportunità di internalizzare tutte le variabili socio-economiche necessarie alle analisi. Le stesse previsioni definite per il 2020 per le regioni, relativamente al consumo finale di energia, nella definizione degli obiettivi di *Burden Sharing*, sono state infatti ampiamente superate dagli shock seguiti alla crisi economico-finanziaria della seconda metà del decennio scorso.

In ogni caso, è utile definire delle traiettorie che possano evidenziare lo sforzo necessario al raggiungimento degli obiettivi definiti a livello europeo. Pertanto, si è cercato di applicare tali obiettivi al livello regionale, pur sapendo che in un'ottica di flessibilità, sia a livello nazionale sia successivamente a livello regionale, gli stessi potranno essere declinati in modo differenziato (aggiornamento del *Burden Sharing*). Si procederà quindi ad illustrare la quantificazione dell'obiettivo di riduzione dei Consumi Finali Lordi di energia a livello regionale, in funzione di uno scenario di riferimento basato sull'andamento dei Consumi Interni Lordi. In seguito, si descriverà lo scenario di sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche al 2030, che dovrà confrontarsi sia con l'obiettivo stabilito in sede europea (32%), sia in sede nazionale con la Proposta di PNIEC (30%).

Il calcolo di uno scenario di riferimento non costituisce di per sé un'operazione univoca. Infatti, le scelte e le ipotesi di partenza possono determinare risultati tra loro completamente diversi. In considerazione del fatto che gli obiettivi fissati al 2030 sono una prosecuzione della politica europea avviata a partire



dal 2008 con la strategia 20-20-20, è importante che lo scenario di riferimento sia costruito sulla base di quanto accaduto anche prima della crisi economica. Questo approccio viene seguito dall'Unione Europea in tutti i documenti e le analisi di scenario<sup>19</sup>. A tal fine è sembrato utile utilizzare come approccio metodologico per la definizione dello scenario di riferimento al 2030 il valore medio dei Consumi Interni Lordi di energia registrati nel periodo compreso tra il 2000 e il 2015. In questo modo il dato al 2030 è stato ipotizzato in circa 14,2 Mtep. I dati di CIL sono stati desunti dai Bilanci Energetici Regionali redatti e validati da ENEA. Il dato di CIL del 2015, viceversa, è una stima realizzata a partire dai dati di CFL dello stesso anno (rilevati da GSE) in funzione del loro rapporto medio (CIL/CFL) nelle annualità precedenti.

### ***L'obiettivo di riduzione del CFL al 2030***

Fissato il dato tendenziale di CIL al 2030 (scenario di riferimento), pari a 14,2 Mtep, è necessario individuare dapprima il suo valore-obiettivo, calcolato applicando una riduzione del 30% sul dato tendenziale, ottenendo un Consumo Interno Lordo di circa 9,9 Mtep e successivamente calcolare il CFL atteso nello stesso anno.

L'andamento del CFL rispetto al CIL è variato molto negli ultimi quindici anni. In una prima fase, durata fino al 2004, il Consumo Interno Lordo era decisamente superiore al Consumo Finale Lordo, con un rapporto tra le due grandezze pari mediamente al 138%. Successivamente i due valori si sono man mano avvicinati. Nella costruzione dello scenario al 2030 si ipotizza pertanto che il rapporto tra il Consumo Interno Lordo e Consumo Finale Lordo si riduca ulteriormente in proiezione al 2030, per effetto di:

- una progressiva diffusione di sistemi di produzione dell'energia con valori di rendimento di trasformazione sempre più elevato,
- un progressivo incremento delle fonti rinnovabili elettriche in sostituzione delle fonti fossili,
- una riduzione delle perdite di distribuzione.

Si ipotizza quindi che il rapporto tra CIL e CFL raggiunga un valore pari al 115% (rispetto ad una media degli ultimi 5 anni assestatisi attorno al 119%), ottenendo un valore-obiettivo di CFL al 2030 pari all'incirca a 8,6 Mtep. Si assume che tale valore-obiettivo rappresenti lo scenario PEAR2030.

<sup>19</sup> Vedasi, ad esempio "2030 Framework for energy&climate: Outcome of the October 2014 European Council"  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/docs/2030\\_euco\\_conclusions\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf)



### L'obiettivo di riduzione del CFL al 2030

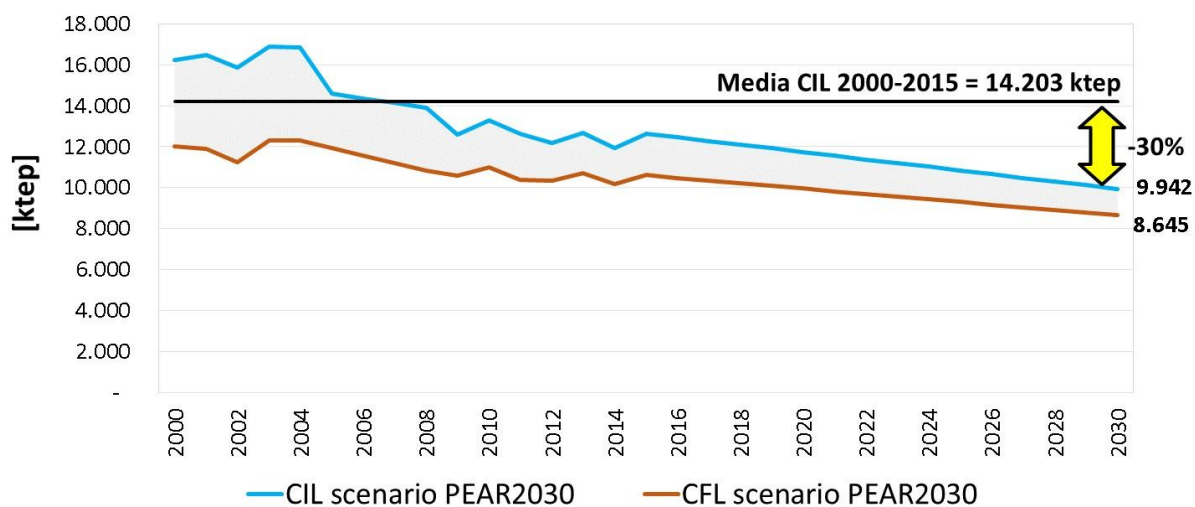


Figura 37 - L'obiettivo di riduzione del CIL e del CFL al 2030 (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

L'incremento di efficienza del sistema si concretizza principalmente nel settore civile e nel settore dei trasporti (che dovrebbero ridurre rispettivamente di 1.079,5 ktep e 880 ktep il proprio CFL). Nell'ambito della riduzione dei consumi del settore civile, un significativo contributo dovrebbe provenire anche dal comparto pubblico (-90 ktep).

### Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili al 2030

Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) al 2030, secondo quanto definito dalle strategie europee, dovrà garantire il soddisfacimento di almeno il 32% del CFL. L'andamento in proiezione al 2030, per le singole fonti, è stato ipotizzato in funzione di una valutazione quali-quantitativa dello sviluppo e della maturità del mercato delle FER, nonché dei vincoli esistenti e/o ipotizzati, che potrebbero limitarne l'applicazione.

Per quanto concerne le rinnovabili elettriche si stima una crescita al 2030 per tutte le fonti, con un incremento significativo per il fotovoltaico (+ 157 ktep tra il 2015 e il 2030) e più contenuto per l'idroelettrico (+81 ktep) e la biomassa (+31 ktep). Si ipotizza uno sviluppo anche per il comparto eolico, che dovrebbe portare un contributo aggiuntivo attorno ai 20 ktep di produzione elettrica annua (valore normalizzato). Al 2030 il contributo complessivo delle rinnovabili elettriche è stimato in 1.218 ktep (+31,1% sul 2015).

Per quanto riguarda le rinnovabili termiche, il trend di crescita stimato, sebbene inferiore a quello registrato per il comparto elettrico, è altrettanto significativo; si ipotizza infatti un incremento di circa il 21,5% tra il 2015 ed il 2030. La crescita dovrebbe essere trascinata principalmente dalle pompe di calore, per le quali si prevede un forte sviluppo (+230 ktep al 2030 rispetto al 2015), dal calore immesso nelle reti di teleriscaldamento, prodotto da fonti rinnovabili e dal solare termico (si ipotizza rispettivamente un incremento attorno di 48 ktep e 40 ktep). Tra le rinnovabili termiche, è stato elaborato uno scenario che fa registrare un calo per le biomasse solide, sia per effetto di un progressivo





efficientamento del parco impianti (a parità di volumetria riscaldata si prevede un minore utilizzo di risorsa), sia per una limitazione del loro uso previsto dal Piano di Qualità dell’Aria, mentre si ipotizza una produzione incrementale di biometano. Al 2030 il contributo complessivo delle rinnovabili termiche è stimato in 1.164 ktep.

Globalmente, considerando il contributo sia delle rinnovabili elettriche, sia di quelle termiche, si ipotizza, nello scenario PEAR al 2030, una produzione di energia di circa 2.382 ktep. Tale valore, se confrontato con l’obiettivo del CFL di 8.645 ktep, evidenzia un tasso di penetrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili del 27,6%: un valore, quest’ultimo, assai sfidante per il Piemonte, pur risultando al di sotto anche dell’obiettivo medio nazionale (30%) definito nella Proposta di PNIEC.

### Il contributo delle FER al 2030 - scenario PEAR

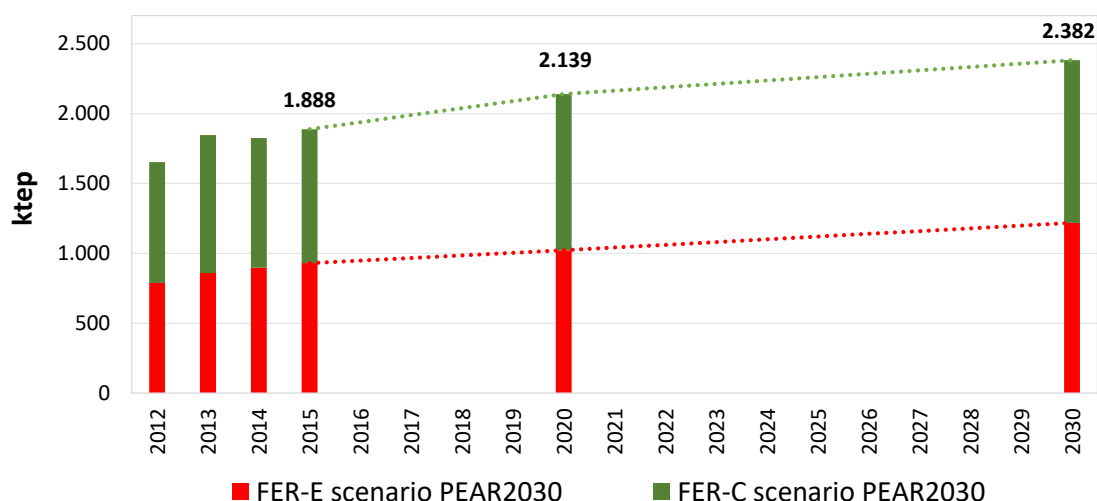


Figura 38 - Il contributo delle FER al 2030 - scenario PEAR (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

### Sintesi degli obiettivi del PEAR al 2020 ed al 2030

Il grafico riportato in Figura 39 rappresenta la situazione attesa al 2020 (check period verificabile sulla base di dati GSE che si renderanno disponibili non prima del 2022) e al 2030 nello scenario PEAR, legato alla piena attuazione delle misure indicate nel Piano.

ktep	2015	2020 - PEAR	2030 - PEAR	2015-2020	2015-2030
<b>CFL scenario PEAR</b>	10.605	9.952	8.645	-653	-1.960
<b>FER scenario PEAR</b>	1.888	2.139	2.382	+251	+494
<b>FER/CFL (%)</b>	17,8%	21,5%	27,6%	+3,7%	+9,8%

Tabella 12 - Gli obiettivi del PEAR al 2020 ed al 2030



### Gli obiettivi del PEAR al 2020 ed al 2030

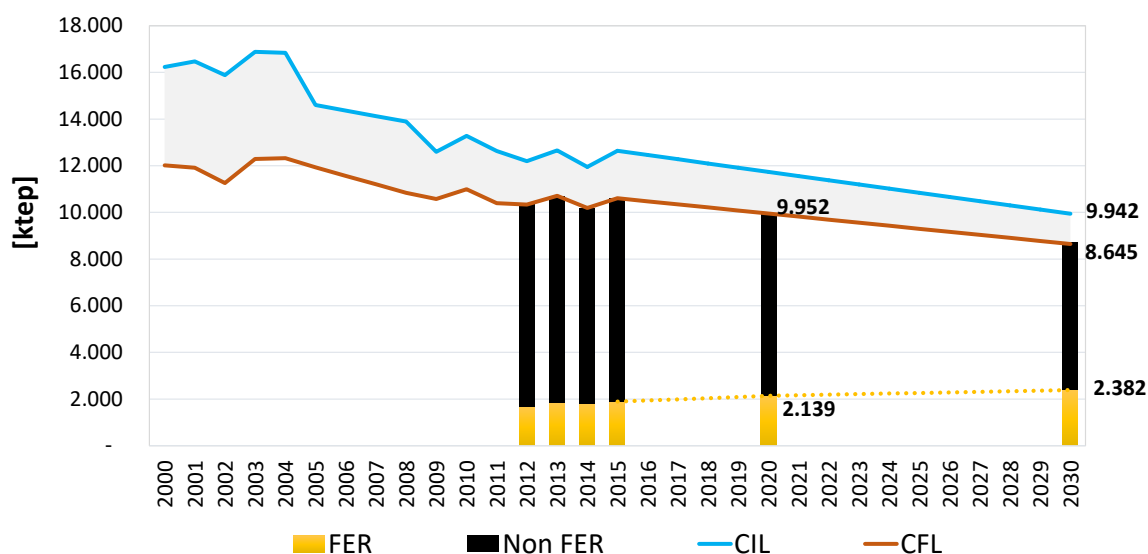


Figura 39 - Scenari tendenziali e di riduzione dei consumi finali lordi di energia al 2030 e del soddisfacimento con fonti rinnovabili (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Tornando a considerare i dati regionali relativi al Consumo Finale Lordo di energia, ambito rispetto al quale il livello di governo regionale può incidere maggiormente con politiche attive, rispetto al dato registrato nel 2015, lo scenario di riduzione definito implica un calo della domanda finale di circa 1.960 ktep al 2030. L'obiettivo appare sicuramente sfidante per l'Amministrazione e raggiungibile solo con un mix di interventi che coinvolgano tutti i settori d'attività ed in particolare i due settori più energivori del territorio regionale, ovvero il settore civile ed i trasporti, che complessivamente rappresentano il 77% del CFL al 2014 (dati BER). Nei capitoli successivi viene descritto il contributo che ciascun settore di consumo finale dovrà garantire per raggiungere la riduzione di 1.960 ktep al 2030. Per quanto concerne, viceversa, l'incremento del contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili, l'obiettivo fissato al 2030 implica una crescita di circa 494 ktep rispetto al dato registrato nel 2015. Il contributo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche dovrebbe essere piuttosto equiripartito: si stima, infatti, rispettivamente un peso del 51% e del 49% al 2030 sul totale delle FER.

### Governance del Piano e processo di definizione del Programma d'Azione

Come previsto dall'art. 6 c. 2 della l.r. 23/2002, "la Giunta regionale, entro sei mesi dall'approvazione del Piano regionale energetico-ambientale, individua, previa informazione alle competenti Commissioni consiliari, uno specifico programma di azioni sulla base degli obiettivi e degli indirizzi del Piano e ai fini della loro attuazione".

Il presente Piano, che costituisce documento strategico prefigurante scenari e obiettivi con orizzonte temporale di breve e lungo periodo, oltre a definire gli indirizzi di Piano nell'ambito dei domini tematici trattati, anticipa in maniera generale e sintetica, per ciascuno dei macro-obiettivi individuati, alcune tipologie di azioni, demandando la successiva definizione di dettaglio al citato Programma d'Azione.



A tale strumento di programmazione si demanda il compito di definire in maniera completa e organica il set delle azioni volte, oltre che alla riduzione dei consumi energetici e allo sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili, a sostenere la transizione di tutti i settori della società nelle sue varie componenti verso un nuovo modello energetico che coniughi sviluppo economico e sostenibilità ambientale anche attraverso il rafforzamento delle competenze, la formazione, la ricerca e l'innovazione.

Occorre sottolineare come, già in fase di redazione del presente Piano, nella consapevolezza dell'estrema trasversalità della tematica energetica e della conseguente interdipendenza con una parte rilevante degli altri ambiti di attività della Regione, la definizione dei contenuti sia stata oggetto di un percorso di confronto, collaborazione e condivisione con le altre strutture regionali competenti in tutte le materie a diverso titolo connesse con le tematiche energetico-ambientali.

Tale approccio ha permesso, fin dalla definizione delle strategie, dei target e degli indirizzi di Piano, di assicurare il coordinamento della pianificazione energetica con le altre pianificazioni (in primis con il Piano regionale della mobilità e dei trasporti, il Piano regionale della qualità dell'aria e il Piano di tutela delle acque) e politiche di settore, definite o in corso di definizione, ricercando ovunque possibile la coerenza delle modalità di raggiungimento degli obiettivi con le strategie definite dagli altri strumenti pianificatori e profondamente interconnesse con la pianificazione energetica.

E' pertanto evidente come sia naturale prevedere di proseguire, secondo un modello di governance orizzontale ispirato all'approccio integrato e interdisciplinare, tale attività concertativa anche nella futura definizione del Programma d'Azione, che sarà formalizzato dalla Giunta Regionale, sulla base delle indicazioni e delle priorità di intervento condivise, previa informazioni alle competenti Commissioni consiliari.

A questo fine, mutuando l'approccio recentemente utilizzato in sede di definizione dei Piani d'azione afferenti ad altre pianificazioni regionali, quali il PRMT (Piano regionale della mobilità e dei trasporti) e il PRQA (Piano regionale della qualità dell'aria), si proporrà l'istituzione di un apposito Nucleo Tecnico interdisciplinare chiamato a supportare la struttura competente nell'attività di definizione del programma attuativo del PEAR.

L'attività di tale Nucleo Tecnico dovrà garantire gli approfondimenti e le valutazioni necessari a declinare misure e azioni in coerenza con gli obiettivi delle altre pianificazioni regionali e dei rispettivi provvedimenti di attuazione.

Nell'ottica di evitare l'istituzione di nuovi tavoli tecnici di lavoro interdirezionali, potrebbe essere proficuo, così come già disposto in merito alla predisposizione dei piani di settore attuativi del PRMT, istituire tale Nucleo Tecnico incardinandolo nel "Gruppo di lavoro per la strategia regionale per il cambiamento climatico" (costituito dalla Direzione Segretariato generale con D.D. n. 131 del 28 agosto 2017), integrando quest'ultimo con le necessarie competenze che saranno individuate nell'ambito di tutte le Direzioni regionali coinvolte.

La costruzione partecipata del Programma d'Azione del PEAR, mediante il ricorso alla succitata modalità di lavoro, permetterà quindi di coordinare al meglio la definizione delle diverse politichesettoriali e delle relative risorse, perseguendo così l'obiettivo, sempre più sentito dal territorio, di una pianificazione/programmazione regionale il più possibile unitaria e coordinata.



## CAPITOLO I - "FER": FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>55</b>
<b>L'ANALISI SWOT E GLI OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO</b> .....	<b>57</b>
<b>GLI SCENARI EVOLUTIVI</b> .....	<b>62</b>
<b>LE FER ELETTRICHE</b> .....	<b>67</b>
ENERGIA IDROELETTRICA .....	67
ENERGIA ELETTRICA DA BIOMASSA .....	77
SOLARE FOTOVOLTAICO .....	85
ENERGIA EOLICA.....	93
<b>LE FER TERMICHE</b> .....	<b>105</b>
BIOMASSA TERMICA.....	105
SOLARE TERMICO.....	114
POMPE DI CALORE .....	118
<b>LE AZIONI</b> .....	<b>126</b>
AZIONI DI SEMPLIFICAZIONE .....	126
AZIONI DI FORMAZIONE E QUALIFICAZIONE DEGLI OPERATORI DEL SETTORE .....	127
AZIONI DI INCENTIVAZIONE DELLA DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI FER INTEGRATI CON INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ED EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI EDIFICI PUBBLICI. ....	127
AZIONI DI INCENTIVAZIONE DELLA DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI FER INTEGRATI CON INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEI PROCESSI PRODUTTIVI NELLE PMI PIEMONTESI. ....	128



**FOCUS SULLE AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DALLE PROVINCE PIEMONTESI.....129**

**APPENDICE NORMATIVA .....134**



## Introduzione

Le energie rinnovabili hanno un ruolo fondamentale per affrontare le sfide, sempre più pressanti, connesse alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici ai cambiamenti climatici e al degrado ambientale. Le politiche energetiche connesse allo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresentano un'occasione di sviluppo sostenibile a livello economico, sociale ed ambientale in quanto connesse ad opportunità di sviluppo tecnologico, di creazione di nuove figure professionali e conseguente miglioramento della competitività delle imprese.

L'obiettivo di crescita delle rinnovabili definito in sede comunitaria al 2030<sup>20</sup> rappresenta sia a livello nazionale, sia regionale, un'occasione per incrementare l'utilizzo di risorse rinnovabili (in larga parte, endogene e sostenibili) e limitare la storica dipendenza del sistema energetico da paesi esteri, nonché per ridurre le emissioni in atmosfera, per favorire lo sviluppo tecnologico e per la creazione di nuovi posti di lavoro.

Lo "sviluppo delle rinnovabili" rappresenta, una delle 6 priorità d'azione della Strategia Energetica Nazionale (SEN, 2017), in fase di aggiornamento con la Proposta di PNIEC. Più in dettaglio, le scelte di fondo sulla politica nazionale per le rinnovabili consistono nel:

- superamento degli obiettivi di produzione europei 20-20-20, riguardando i nuovi target al 2030 con i seguenti contributi attesi: penetrazione delle rinnovabili elettriche pari a oltre il 55% dei relativi consumi finali rispetto al 33,5% del 2015; delle rinnovabili termiche pari a oltre il 30% dei relativi consumi finali rispetto al 19,2% del 2015; delle rinnovabili trasporti pari oltre il 21% rispetto al 6,4% del 2015;
- sostenibilità economica dello sviluppo del settore, facendo evolvere i meccanismi di supporto da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti tese a facilitare gli investimenti e a eliminare rigidità regolatorie e procedurali;
- integrazione sempre più marcata delle rinnovabili elettriche con il mercato e la rete.

A livello nazionale la promozione delle fonti energetiche rinnovabili ha richiesto un importante investimento in termini di risorse economiche finalizzate all'incentivazione. Tali incentivi, grazie ad effetti di scala e miglioramenti tecnologici, stanno rapidamente diminuendo sino ad annullarsi, una volta raggiunta la grid parity (il punto in cui l'energia elettrica prodotta a partire da fonti di energia alternative ha lo stesso prezzo dell'energia tradizionale prodotta tramite fonti di energia tradizionali cioè le fonti fossili). Ulteriori investimenti dovranno essere destinati a risolvere il problema della mancanza di programmabilità delle fonti rinnovabili, avviabile attraverso un adeguato dimensionamento e un'opportuna trasformazione della rete e della curva domanda – produzione, ovvero all'utilizzo di tecnologie di stoccaggio.

L'eccessiva dipendenza da fonti energetiche "a rischio" e il rispetto degli impegni europei e internazionali sul clima e sull'ambiente, rendono le fonti rinnovabili di energia un'opzione essenziale

<sup>20</sup>Il pacchetto di Direttive comunitarie noto con il nome di "Clean Energy Package" stabilisce un target vincolante del 32%, quale quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia a livello europeo al 2030, che dovrà essere complessivamente raggiunto mediante la somma dei contributi dei singoli Stati membri.



di politica energetica, garantendo loro un ruolo strategico nella diversificazione delle fonti per il futuro energetico del Paese.

La forte dipendenza della Regione Piemonte da fonti energetiche non disponibili in ambito locale è alla base della vulnerabilità del sistema energetico regionale caratterizzato dal costante aumento del prezzo dei combustibili fossili e dell'energia elettrica (fortemente penalizzanti per la competitività delle industrie di trasformazione) e dai rischi derivanti dall'instabilità socio-politica dei paesi fornitori nonché dal divario ormai crescente a livello internazionale tra domanda ed offerta.

Questi fattori e gli impegni ambientali assunti dall'Unione Europea, impongono anche a livello regionale un ripensamento del modello energetico.

La Regione Piemonte, fino ad oggi, ha promosso lo sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili attraverso diversi strumenti, quali:

- il sostegno economico alla realizzazione e all'esercizio di impianti alimentati a fonte rinnovabile, impianti cogenerativi e reti di teleriscaldamento;
- gli accordi di programma cofinanziati con altri enti e soggetti coinvolti nella promozione delle fonti energetiche rinnovabili;
- l'adozione di strumenti normativi che hanno portato a dettare una disciplina per le aree inidonee (in particolare all'installazione di impianti fotovoltaici a terra e all'installazione di impianti a biomasse/biogas) in attuazione del decreto ministeriale 10 settembre 2010;
- la definizione di linee guida procedurali per uniformare le procedure di rilascio delle autorizzazioni da parte delle Province.

La promozione delle fonti energetiche rinnovabili in un'ottica di sostenibilità richiede un'attenta analisi delle ricadute:

1. sulle emissioni in atmosfera;
2. sugli impatti architettonici e sull'impatto paesaggistico;
3. sull'utilizzo dei suoli agricoli, con particolare riferimento alla competizione tra il tradizionale uso agronomico dei terreni e quello legato allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (sia in termini di installazioni su terreni agricoli, sia di produzioni agricole destinate alla produzione energetica).

L'auspicato ulteriore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è, pertanto, strettamente correlato a questioni di carattere economico, sociale e ambientale esistenti, oltre che ad una attenta valutazione della disponibilità fisica delle risorse endogene e della realistica possibilità di un loro sfruttamento nei territori (a tale proposito, il PNIEC prevede l'individuazione di "aree a vocazione energetica"). Il processo di individuazione di tali nuove aree, nelle more dell'aggiornamento del quadro normativo nazionale, è stato avviato in Piemonte mediante l'attività di un apposito Gruppo di Lavoro interdirezionale istituito con DGR n. 16-2528 dell'11.12.2020 recante "Attuazione del PNIEC. Disposizioni e indirizzi di governance per l'individuazione delle "aree idonee" o "a vocazione energetica" per la localizzazione degli impianti di generazione elettrica da fonti energetiche rinnovabili".



## L'analisi SWOT e gli obiettivi specifici di piano

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Attuale stato di conseguimento dell'obiettivo di Burden Sharing in base ai dati di monitoraggio 2015 del GSE, con elevate produzioni da fonte idraulica e fotovoltaica;</li> <li>- significativa consistenza del patrimonio forestale piemontese e conseguente buona disponibilità di biomasse di origine forestale potenzialmente sfruttabile a fini energetici;</li> <li>- presenza di circoscritte aree caratterizzate da buoni indici di ventosità, aventi carattere strategico per la produzione eolica;</li> <li>- ampie aree del territorio regionale con falda acquifera superficiale, sfruttabile in impianti a bassa entalpia;</li> <li>- presenza diffusa di aziende zootecniche, in grado di garantire una buona disponibilità di reflui utilizzabili per la produzione energetica;</li> <li>- quadro di incentivazioni ancora presente per gli impianti FER elettrici (in esaurimento) e termici;</li> <li>- presenza di un quadro normativo che prescrive l'utilizzo delle FER nei nuovi edifici e nelle ristrutturazioni significative;</li> <li>- significativa presenza di reti di teleriscaldamento, sia in città, sia in centri di dimensioni medio – piccole;</li> <li>- presenza di ambiziosi obiettivi europei di crescita della produzione da FER e adesione del Piemonte al Protocollo MOU con un target di riduzione dell'80% delle emissioni di CO<sup>2</sup> al 2050.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevato grado di sfruttamento dei corpi idrici piemontesi e marcato livello di sottotensione degli stessi a derivazioni ad uso idroelettrico;</li> <li>- necessità di migliorare l'inserimento ambientale degli impianti e di adeguare i rilasci al fine di conservare il flusso ecologico negli alvei secondo le modalità delineate dai Documenti per l'implementazione della Direttiva 60/2006 sulle Acque;</li> <li>- sottocapacità della rete elettrica in AT rispetto alle esigenze di ritiro della nuova generazione FER nelle valli alpine piemontesi;</li> <li>- necessità di migliorare significativamente la qualità dell'aria, conservando un ruolo di sviluppo alla produzione termica o in cogenerazione da biomasse;</li> <li>- elevato frazionamento della proprietà dei boschi e scarsa diffusione della viabilità di servizio alla stessa, con conseguente scarsa valorizzazione della risorsa forestale disponibile localmente;</li> <li>- significativo consumo di suolo caratterizzato da alta capacità d'uso correlato alla diffusione di impianti fotovoltaici a terra;</li> <li>- buona parte del territorio regionale (circa 60%) risulta sottoposto a tutela paesaggistica con conseguenti forti vincoli allo sviluppo da fonte eolica;</li> <li>- limitata presenza di impianti di taglia significativa con riferimento alle FER termiche;</li> <li>- scarso livello di gestione del territorio montano conseguente allo spopolamento dell'area alpina piemontese.</li> </ul>
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Razionalizzazione e potenziamento del parco-impianti idroelettrico regionale venutosi a creare mediante stratificazioni successive nel secolo scorso;</li> <li>- sviluppo di nuova occupazione e del prodotto interno lordo nelle aree montane e collinari correlato alla gestione della filiera forestale;</li> <li>- gestione e valorizzazione dei rifiuti come risorsa per la produzione di energia elettrica e termica;</li> <li>- sfruttamento delle significative superfici correlate alle coperture, soprattutto delle strutture terziarie e</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Perdita di produttività per effetto della concentrazione delle precipitazioni correlata ai cambiamenti climatici e dell'introduzione di standard ambientali più elevati;</li> <li>- peggioramento dello stato qualitativo e quantitativo dei corpi idrici piemontesi e aumento del rischio di non raggiungimento degli obiettivi dei corpi idrici stabiliti nel PdGPO;</li> </ul>





produttive, ai fini della produzione di energia solare FTV e termica;

- possibile significativo contributo al conseguimento degli obiettivi sulle FER correlato allo sviluppo degli impianti eolici di grande taglia nelle aree individuate come strategiche e di piccola taglia nelle vallate alpine;
- utilizzo dei reflui zootecnici non solo per la produzione di energia elettrica ma anche di "biometano" da immettere nella rete;
- contemperamento dell'obiettivo di sviluppo delle FER con quello di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del territorio;
- introduzione di un quadro di incentivazioni a supporto della produzione di biometano, in grado di favorire l'affermazione del settore.

- ulteriore aggravamento dello stato della qualità dell'aria con immediati riflessi in termini di blocco dell'esercizio degli impianti a biomassa;

- permanenza delle norme paesaggistiche ostative alla realizzazione di nuovi impianti eolici;
- indeterminazione del quadro autorizzatorio per gli impianti a pompe di calore;
- potenziale ulteriore consumo di suolo ad elevato valore agronomico per effetto dello sviluppo di coltivazioni di biomasse da utilizzare a fini energetici, con possibile criticità legata alla competizione *feed/food*;
- rischio di compromissione delle falde freatiche legato alla diffusione di impianti geotermici a ciclo chiuso;
- permanenza di un quadro legislativo disomogeneo e, a volte, anche conflittuale.



L'analisi SWOT evidenzia i "fattori endogeni" che rappresentano i punti di forza del territorio regionale sul tema, quali:

- l'attuale situazione relativa alla quota di Consumo Finale Lordo (CFL) regionale soddisfatta da FER elettriche e termiche (17,8%), che evidenzia – sulla base dei dati di monitoraggio editi dal GSE relativamente all'anno 2015 - l'anticipato conseguimento della soglia-obiettivo fissata per il Piemonte al 2020 dal decreto ministeriale 15 marzo 2012, pari al 15,1%. Le ragioni di tale anticipato conseguimento dell'obiettivo di *Burden Sharing*, peraltro in linea con il trend evidenziatosi a livello nazionale, risiedono sì in un incremento della produzione energetica da FER, in cui si evidenzia nella fattispecie del territorio regionale il ruolo di primo piano rivestito dalla fonte idraulica e da quella fotovoltaica per la parte elettrica, e dalle biomasse e pompe di calore per quella termica, ma soprattutto nella forte riduzione dei valori del CFL (10.605 ktep) rispetto a quelli pre-crisi economica;

2015 (GSE)	ktep
<b>Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)</b>	<b>930</b>
Idraulica (normalizzata)	614
Eolica (normalizzata)	2
Solare	149
Geotermica	0
Biomasse solide	60
Biogas	90
Bioliquidi sostenibili	14
<b>Consumi finali di energia da FER (settore Termico)</b>	<b>831</b>
Consumi finali di energia geotermica	2
Consumi finali di energia solare termica	17
Consumi finali della frazione biodegradabile dei rifiuti	6
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore residenziale	618
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore non residenziale	14
Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili	0
Consumi finali di energia da biogas e biometano immesso in rete	4
Energia rinnovabile da pompe di calore	170
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	127
<b>Consumi finali di energia da fonti rinnovabili</b>	<b>1.888</b>
Consumi finali lordi di energia	10.605
<b>Consumo finale di energia da fonti rinnovabili / Consumi finali lordi di energia</b>	<b>17,8%</b>

Tabella 13 - La produzione di energia da fonti rinnovabili (fonte dati: GSE)

- l'aggiornamento al 2030 della Strategia comunitaria 20\*20\*20 con nuovi ambiziosi obiettivi, unitamente all'adesione del Piemonte al Protocollo Under 2 MOU, con la sottoscrizione dell'impegno a ridurre dell'80% le emissioni di CO<sub>2</sub> al 2050, che inducono a non abbassare le



ambizioni di crescita della produzione regionale da FER, che dovrà continuare a svilupparsi secondo un trend positivo anche nel lungo termine, pur in presenza di importanti vincoli correlati allo stato dell'ambiente;

- la presenza di alcune potenzialità residue di sviluppo della produzione da FER legate alle caratteristiche del territorio (tra cui, la significativa consistenza del patrimonio forestale e la buona disponibilità di biomassa sfruttabile a fini energetici, la sussistenza di ampie aree del territorio regionale con falda acquifera aventi caratteristiche di accessibilità ampiamente sfruttabili in impianti a bassa entalpia, la caratterizzazione con buoni indici di ventosità di aree circoscritte aventi ruolo strategico per la produzione eolica, il ruolo esercitabile dalla razionalizzazione del parco idroelettrico esistente con recupero di producibilità), anche con riferimento al processo di rinnovo delle Grandi Derivazioni, che induce a non considerare esaurito il potenziale di sfruttamento delle risorse endogene.

Non si può, peraltro, sottacere la presenza sul territorio regionale di importanti vincoli di natura per lo più ambientale, capaci di condizionare anche pesantemente la definizione di una strategia di crescita della produzione regionale da FER, da correlarsi obbligatoriamente a scelte che perseguano l'obiettivo di minimizzazione degli impatti, nella consapevolezza che la soluzione a "impatto zero" non esiste. Tra siffatti punti di debolezza spicca la necessità di migliorare significativamente la qualità dell'aria regionale, al fine di risolvere un'emergenza che accomuna il Piemonte alle altre regioni del cosiddetto "bacino padano", armonizzando le scelte del PEAR con quelle del Piano Regionale della Qualità dell'Aria e del Piano Regionale dei Trasporti. L'esigenza di superare tale vincolo, spostando l'aspettativa di sviluppo su "altre fonti" non contraddistinte da processi di combustione e, come tali definibili "a minore impatto", richiederà l'assunzione di scelte volte a ridurre motivatamente la presenza di vincoli ostativi allo sviluppo come, a titolo esemplificativo, nel caso della produzione da fonte eolica e fotovoltaica.

In parallelo ai menzionati fattori endogeni, sono stati analizzati anche gli aspetti "esogeni", ovvero quelli derivanti da azioni esterne in grado di influenzare sviluppi e azioni all'interno del quadro regionale considerato. Tra questi fattori appaiono di grande rilevanza le cosiddette "opportunità", tese ad individuare una possibile via per il perseguimento dell'obiettivo di sviluppo, a prescindere dall'entità dello stesso. Sono state collocate tra le opportunità, prima fra tutte, il perseguimento degli ulteriori margini di crescita esistenti nella produzione da FER derivanti dalla valorizzazione di aspetti ad oggi trascurati, in parte se non in tutto, quali: la massimizzazione dello sfruttamento dei rifiuti per la produzione di energia sia elettrica, sia termica; la diffusione di parchi eolici di grande taglia in aree circoscritte di carattere strategico per la presenza di favorevoli condizioni anemologiche; lo sfruttamento delle coperture per ospitare grandi impianti solari (termici o fotovoltaici); lo sviluppo della fonte idroelettrica mediante la realizzazione di pochi nuovi impianti aventi carattere strategico, unitamente alla razionalizzazione, anche tramite azioni di *revamping* e *repowering*, del parco impianti esistente; lo sfruttamento intensivo della geotermia a bassa entalpia in edifici di nuova costruzione.

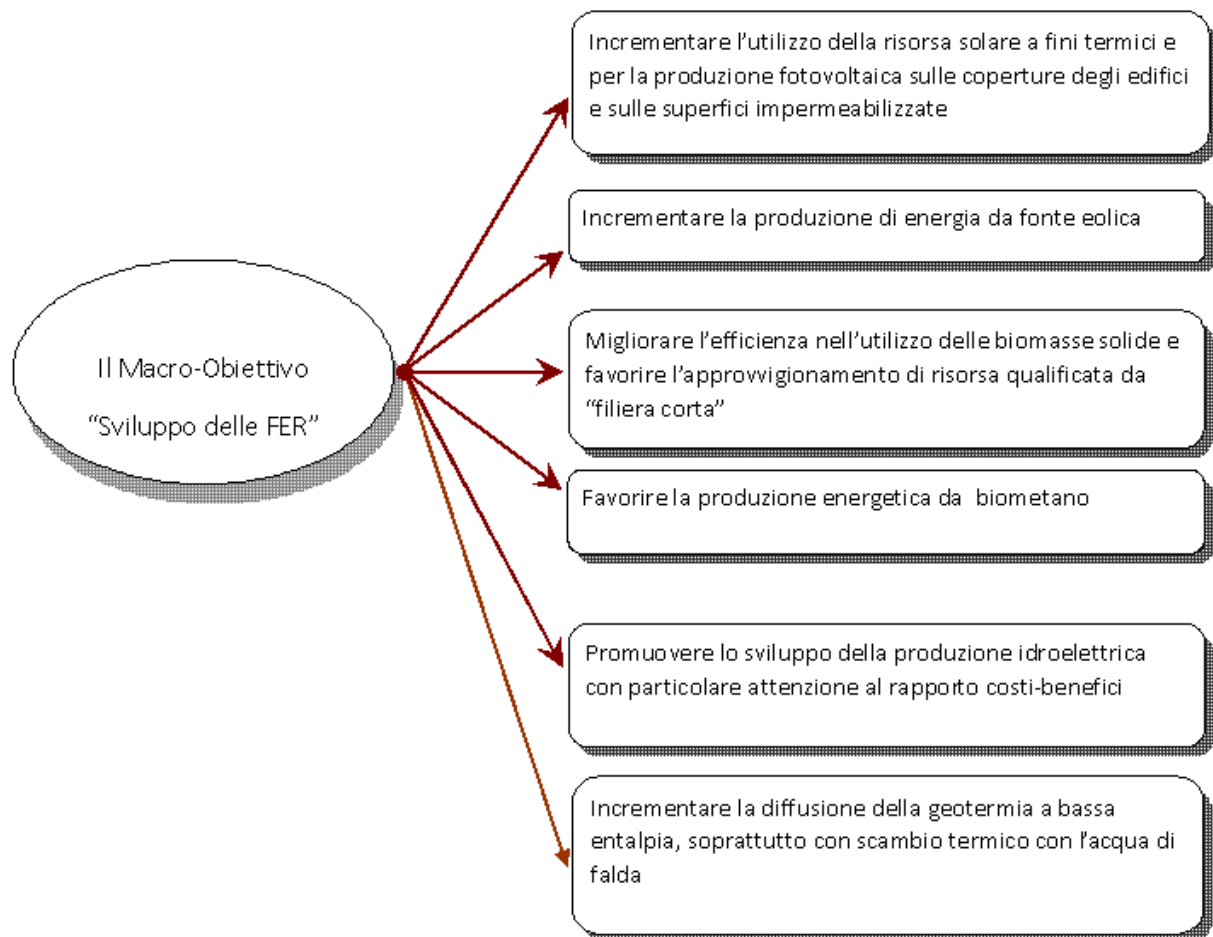
È altresì evidente che la produzione rinnovabile è sensibilmente legata a condizioni (climatiche, ambientali, economiche) esterne al settore, che potrebbero rappresentare delle minacce non



solamente per il perseguimento di un ulteriore sviluppo, ma anche per il mantenimento dell'attuale livello di produzione; tra queste, in particolare si evidenzia:

- la variabilità delle condizioni meteo – climatiche, in grado di influire pesantemente sulla produzione idroelettrica ed eolica;
- il peggioramento dello stato della qualità dell'aria con immediati riflessi anche sul pieno esercizio degli impianti esistenti;
- la permanenza di vincoli territoriali "passivi" che ostacolano lo sfruttamento della fonte eolica, ancorché in aree circoscritte.

A fronte di tale articolata e complessa situazione a livello regionale, gli obiettivi specifici di Piano nel comparto delle fonti energetiche rinnovabili sono così rappresentati:





## Gli scenari evolutivi

Il presente paragrafo intende anticipare gli scenari evolutivi previsti per le fonti energetiche rinnovabili (FER), dettagliati in seguito, al fine di dare un quadro di insieme della produzione energetica rinnovabile destinata al consumo finale lordo di energia in Piemonte.

Nella seguente tabella di sintesi si riportano i dati principali relativa a ciascuna delle tipologie di energia rinnovabile prodotta.

Come indicato nei paragrafi successivi, sono stati elaborati due scenari alternativi:

- il business as usual (BAU) con orizzonte temporale al 2020, in cui si ipotizza un'evoluzione dei consumi secondo i trend attuali e le previsioni che si possono avanzare a politiche inalterate;
- lo scenario PEAR, con doppio orizzonte temporale (2020 e 2030) in cui le stime evolutive sono frutto delle considerazioni e delle politiche attivate dal Piano Regionale.

FER_E	GSE anno 2015	BAU 2020	PEAR 2020	PEAR 2030
<b>Idroelettrico</b>	<b>614</b>	<b>628</b>	<b>639</b>	<b>695</b>
<b>Eolico</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>22</b>
<b>Fotovoltaico</b>	<b>149</b>	<b>181</b>	<b>190</b>	<b>306</b>
<b>Geotermico</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Biomasse solide	60	65	51	50
Biogas	90	117	112	120
Bioliquidi sost.	14	22	22	25
<b>Totale biomasse</b>	<b>164</b>	<b>204</b>	<b>185</b>	<b>195</b>
<b>Totale FER_E</b>	<b>930</b>	<b>1.017</b>	<b>1.022</b>	<b>1.218</b>
FER_C	GSE anno 2015	BAU 2020	PEAR 2020	PEAR 2030
<b>Geotermia</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2,5</b>
<b>Solare</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>35</b>	<b>57</b>
<b>Fraz. bio rifiuti</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>17,5</b>
Biomasse res.	618	690	630	450
Biomasse non res	14	18	15	12
Bioliquidi sost.	0	0	0	0
Biogas/biometano	4	10	25	50
<b>Totale biomasse</b>	<b>636</b>	<b>718</b>	<b>670</b>	<b>512</b>
<b>Pompe di calore</b>	<b>170</b>	<b>234</b>	<b>250</b>	<b>400</b>
<b>Calore derivato</b>	<b>127</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>175</b>
<b>Totale FER_C</b>	<b>958</b>	<b>1.136</b>	<b>1.117</b>	<b>1.164</b>
<b>Totale FER_E+FER_C</b>	<b>1.888</b>	<b>2.153</b>	<b>2.139</b>	<b>2.382</b>

Tabella 14 - Lo scenario PEAR per le FER



Nel 2015, anno preso a riferimento per le successive analisi, sono stati prodotti circa 1.888 ktep di energia rinnovabile, di cui poco più della metà dalle così dette rinnovabili termiche. Dieci anni prima, la situazione registrava ancora una leggera prevalenza (circa il 55%) delle rinnovabili elettriche, con una tendenza al progressivo livellamento dei valori con le rinnovabili termiche, come del resto viene evidenziato dagli scenari al 2020. Nel lungo periodo si prevede che saranno nuovamente le rinnovabili elettriche a dare il contributo maggiore nell'ambito del mix di fonti correlato allo scenario PEAR 2030. Questa situazione futura appare il risultato del combinato disposto di un aumento più accentuato delle rinnovabili prive di combustione (pompe di calore, fotovoltaico, idroelettrico ed eolico) rispetto all'utilizzo della biomassa solida, per ragioni principalmente di natura ambientale. Sulle considerazioni alla base di tali assunzioni si tornerà nei paragrafi relativi alle singole fonti. Al di là, però, del mix energetico che compone i due scenari al 2020, i dati totali portano a risultati simili, come evidente anche dalla rappresentazione grafica seguente.

**Scenari di Piano per la produzione da fonti rinnovabili**

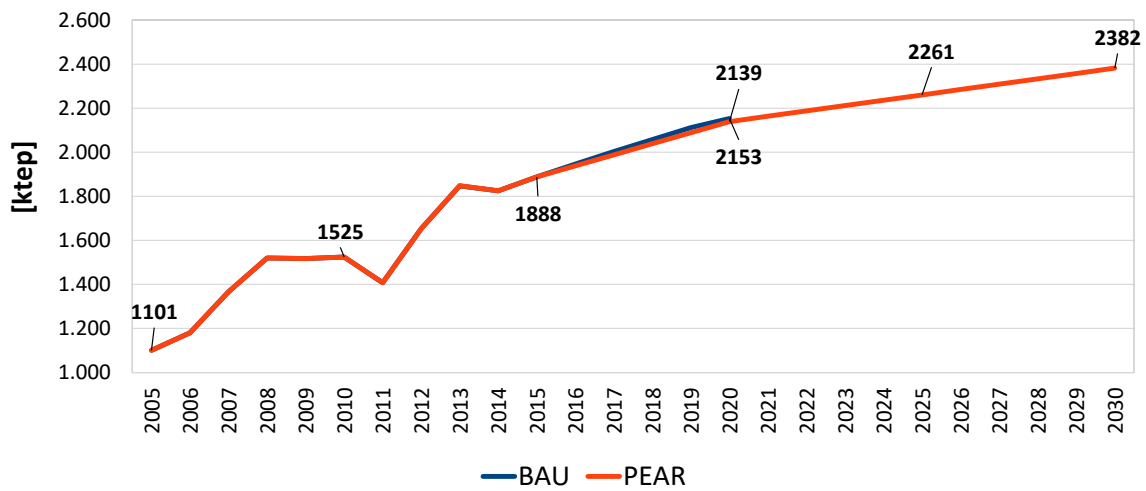


Figura 40 - Scenari di piano per la produzione da fonti rinnovabili (fonte dati: elab. Regione Piemonte)



### Scenari di Piano - ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile

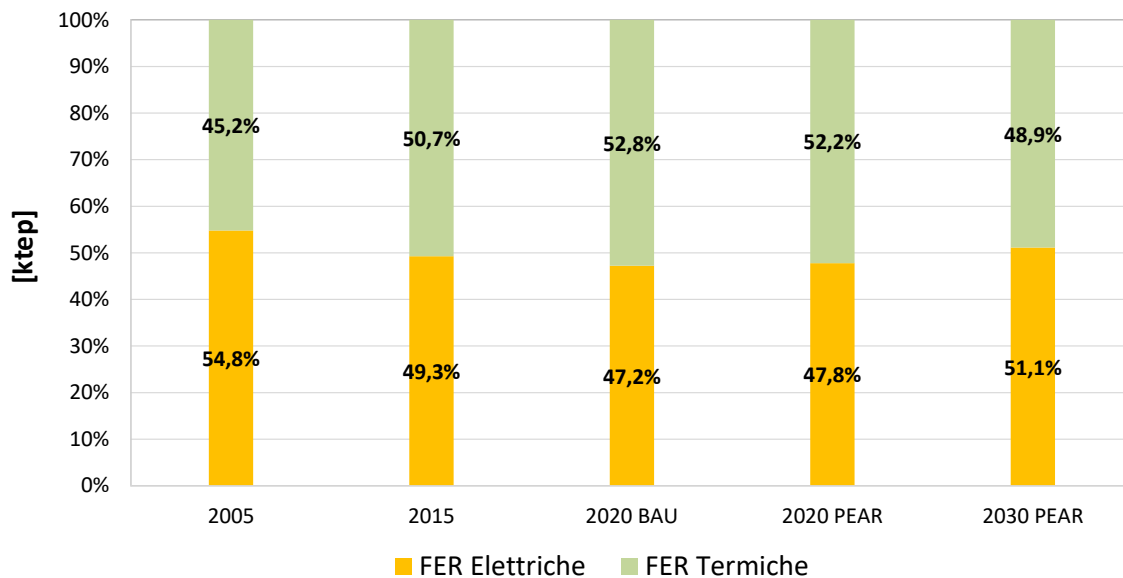


Figura 41 - Scenari di piano - ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Nelle successive rappresentazioni grafiche si propongono forme di aggregazione, tese a dare qualche elemento di riflessione sulla situazione attuale e quella attesa nel breve e medio termine.

Come noto, le biomasse, nelle loro varie forme di utilizzo, unitamente all'energia idraulica costituiscono le voci principali che compongono il mix tecnologico del sistema energetico rinnovabile del Piemonte. Si prevede che tale predominanza perdurerà anche in futuro, ma con percentuali sicuramente inferiori. Se, infatti, la somma di biomassa e idroelettrico rappresentava nel 2005 il 93% del contributo rinnovabile complessivo, tale quota scende all'82% nel 2015 e si prevede vada a ridursi ulteriormente fino a far registrare il 64% nel 2030. Tra le due fonti, sarà la biomassa (nella combustione diretta) a contrarsi in valore assoluto, mentre l'energia idraulica, nonostante il suo aumento nei valori assoluti, ridurrà il suo peso relativo per effetto della crescita più che proporzionale delle "nuove" rinnovabili (principalmente, solare e pompe di calore).



Scenari di Piano - ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile

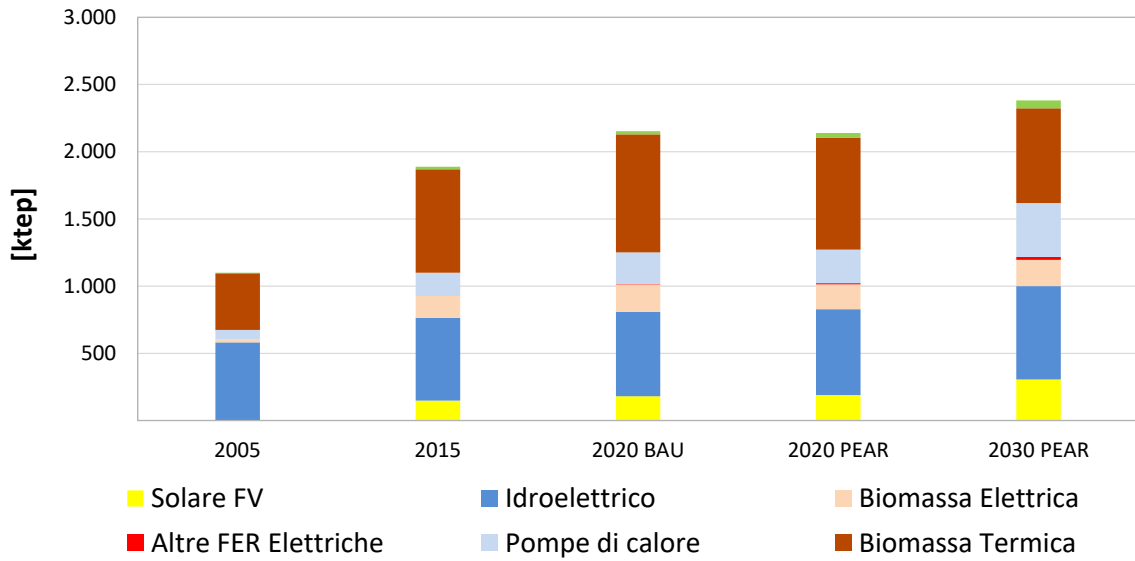


Figura 42 - Scenari di piano - ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Scenari di Piano - ripartizione per fonte rinnovabile

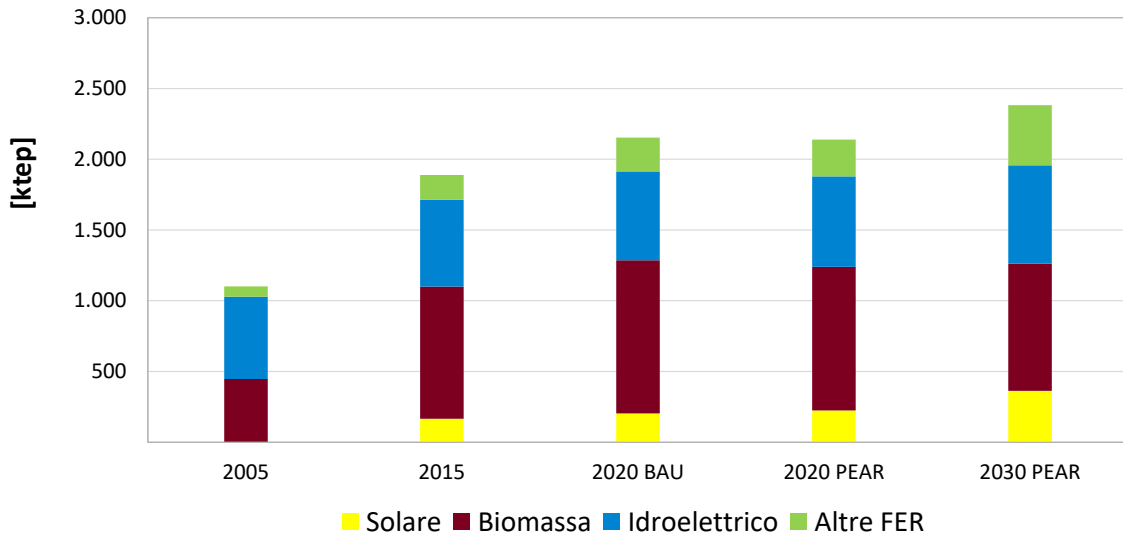


Figura 43 - Scenari di piano - ripartizione per fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)





### Scenari di Piano - ripartizione per fonte rinnovabile

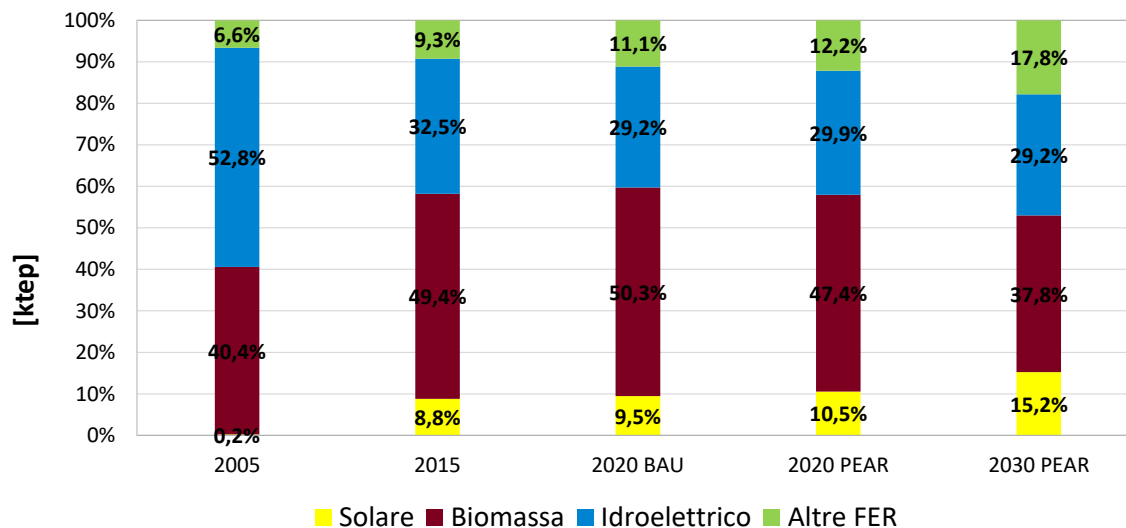


Figura 44 - Scenari di piano - ripartizione % per fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)



## Le FER elettriche

### Energia idroelettrica

La produzione di energia idroelettrica in Piemonte rappresenta il 32,5% della produzione netta complessiva di energia elettrica. A tale contributo va sottratta l'energia destinata ai pompaggi. Di fatto l'energia contabilizzata come rinnovabile dal GSE ai fini del monitoraggio del Burden Sharing è stata, nel 2015, pari a circa 7.900 GWh, prodotta in 761 impianti per una potenza complessiva poco inferiore di 2,7 GW. Limitatamente alla produzione elettrica rinnovabile, il contributo dell'energia idrica supera il 68%. Tra il 2005 e il 2015 la produzione idrica è aumentata di più del 50%, ma il suo peso relativo sul totale rinnovabile è stato in continua decrescita (nel 2005 superiore al 95%), man mano che la produzione rinnovabile si è diversificata nel corso dell'ultimo decennio. La produzione idrica registra oscillazioni importanti di anno in anno, a fronte di una potenza installata che cresce in modo lineare nel decennio al tasso medio annuo dell'1%. Le oscillazioni sono dovute a contingenze climatologiche. Pertanto, al fine del monitoraggio del Burden Sharing regionale, viene calcolata l'energia elettrica normalizzata, che tende ad appiattire i picchi annuali su valori medi quindicennali. L'energia idrica normalizzata per il Piemonte ammontava nel 2015 a circa 7.100 GWh, pari a 614 ktep. Gli scenari evolutivi illustrati in seguito si basano proprio sull'energia normalizzata e non su quella effettiva registrata di anno in anno.

**Produzione e potenza idroelettrica in Piemonte**

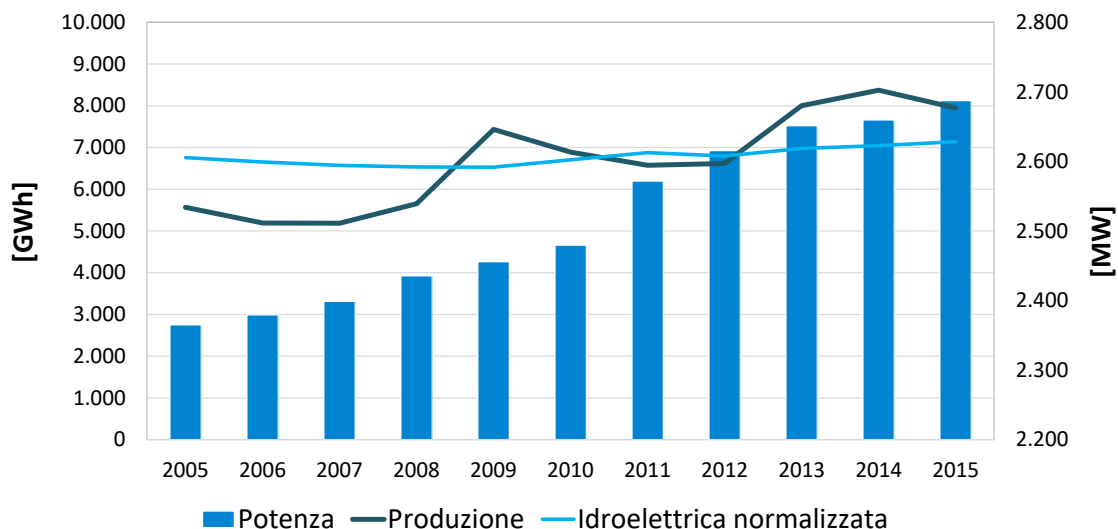


Figura 45 - La produzione idroelettrica in Piemonte (fonte dati: GSE)

Di fatto, nel corso degli anni il numero di ore equivalenti di funzionamento degli impianti è tendenzialmente cresciuta facendo registrare valori prossimi alle 3000 ore in quattro degli ultimi sette anni. Accanto a questa tendenza, tesa a valutare la produttività media degli impianti, si registra anche una tendenziale riduzione della potenza media degli impianti, superiore ai 5 MW nel 2005 e prossimo ai 3,5 MW nel 2015. Nel decennio infatti gli impianti censiti dal GSE sono passati dalle 464 unità alle



760. E' indubbio che negli ultimi anni si è assistito al proliferare di impianti di piccola taglia. Se il numero di impianti è aumentato del 64%, la produzione è cresciuta solo del 53%<sup>21</sup>, rendendo evidente un problema di produzione marginale dei nuovi impianti. Tale considerazione mette in luce il problema dell'impatto ambientale degli impianti in relazione alla loro capacità di produzione aggiuntiva.

### Indicatori sull'energia idroelettrica

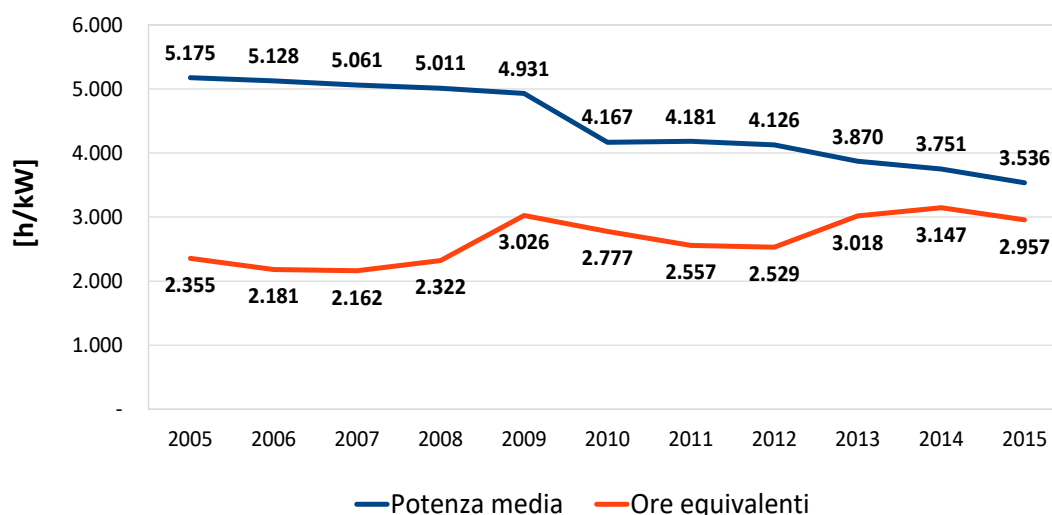


Figura 46 - Indicatori sull'energia idroelettrica (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Ad oggi il parco di generazione idroelettrico si distribuisce sul territorio Piemontese in modo alquanto eterogeneo. Se in termini di numerosità, gli impianti si concentrano nelle province di Torino, Cuneo e Verbano-Cusio-Ossola (la somma delle tre province rappresenta il 80% degli impianti in esercizio), in termini di potenza installata la percentuale delle tre province sale al 95% (Figura 47).

Nella mappa riportata in Figura 49 vengono rappresentate le installazioni presenti sul territorio regionale che hanno beneficiato di forme di incentivazioni da parte del GSE. Il campione rappresentato è di poco inferiore alla metà del numero degli impianti complessivamente in esercizio e costituisce circa un quinto della potenza nominale installata. Tale rappresentazione evidenzia la distribuzione territoriale degli impianti realizzati all'incirca negli ultimi due decenni.

<sup>21</sup> La percentuale è calcolata sulla produzione annuale, se calcolata sulla produzione normalizzata, l'incremento scenderebbe al 7%.



### Ripartizione provinciale dell'energia idroelettrica

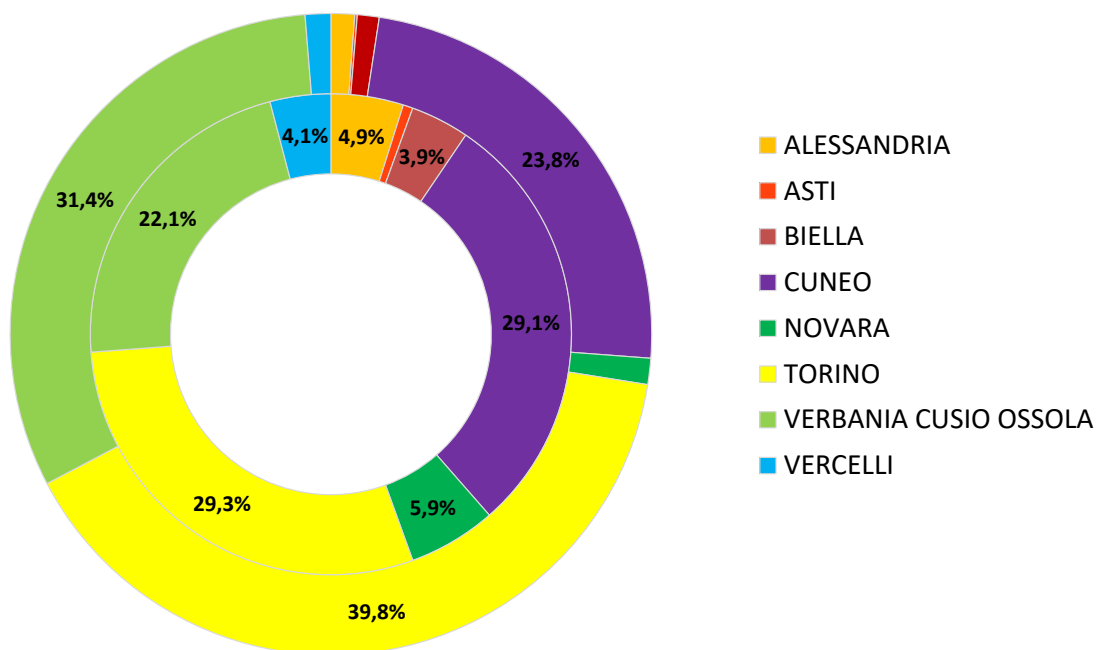


Figura 47 - Ripartizione provinciale dell'energia idroelettrica. Anello interno rappresenta la numerosità, l'anello esterno rappresenta la potenza installata (fonte dati: GSE)

Come evidenziato all'inizio del paragrafo, le considerazioni che seguono sono state condotte sui dati di produzione normalizzata.

Nella definizione dello scenario BAU si è prevista una crescita annua pari a + 0,8% per gli anni 2016 e 2017 sulla scorta dell'onda lunga degli incentivi di cui al decreto ministeriale 6 luglio 2012 e sua successiva revisione. Per il triennio 2018-2020, poi, si è prevista una crescita molto più contenuta (pari a + 0,2% anno), in ragione dell'entrata in vigore delle norme del Piano di gestione del Distretto idrografico del Po.

Nella definizione dello scenario PEAR 2020 (check period di breve termine) si è prevista una crescita annua pari a + 0,8% negli anni 2016 e 2017 sulla scorta dell'onda lunga degli incentivi di cui al decreto ministeriale 6 luglio 2012 e sua revisione; successivamente (periodo 2018-2020) si è previsto il mantenimento dello stesso livello di crescita, se pur con le condizioni poste dalla "Direttiva Derivazioni"<sup>22</sup> dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, che introduce la Valutazione del rischio ambientale connesso alle derivazioni idriche attraverso la metodologia ERA, in relazione agli obiettivi di qualità ambientale definiti dal citato Piano di gestione. Nello scenario al 2030, poi, è stata ipotizzata una crescita ulteriore, anche se su livelli annui (+ 0,4%) inferiori rispetto al periodo antecedente al 2020 a cui aggiungere l'apporto di produzione annua derivante dall'efficientamento (*revamping*) progressivo

<sup>22</sup>"Direttiva per la valutazione del rischio ambientale connesso alle derivazioni idriche in relazione agli obiettivi di qualità ambientale definiti dal Piano di Gestione del Distretto idrografico Padano (Direttiva Derivazioni)" approvata, dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, con Deliberazione n. 8 del 17/12/2015.



del parco-impianti esistente nonché da mirate azioni di *repowering* dello stesso, quantificato in circa 350 GWh/anno e costituito da un recupero di producibilità elettrica pari al 10% sulla metà degli impianti caratterizzati come grandi derivazioni in scadenza entro il 2029 e, allo stato attuale, oggetto di un processo di rinnovo in attuazione della l.r. 26/2020, limitatamente alle derivazioni scadute.

ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
<b>Energia idroelettrica</b>	628	639	695

Tabella 15 - Lo scenario PEAR per la produzione idroelettrica

**Produzione idroelettrica normalizzata - Scenari di Piano**

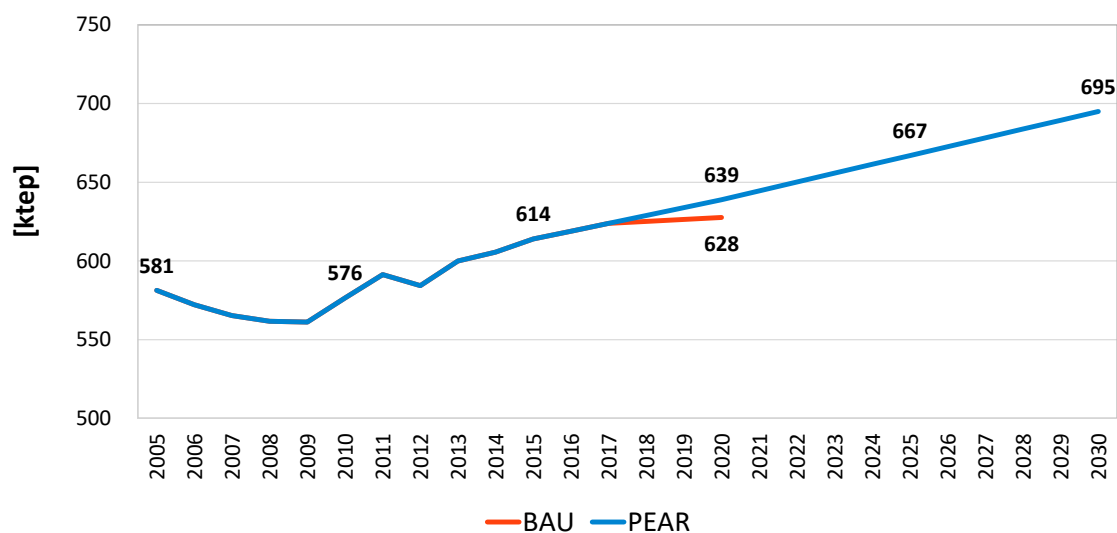


Figura 48 - La produzione idroelettrica normalizzata – gli scenari di piano (fonte dati: elaborazioni Regione Piemonte)

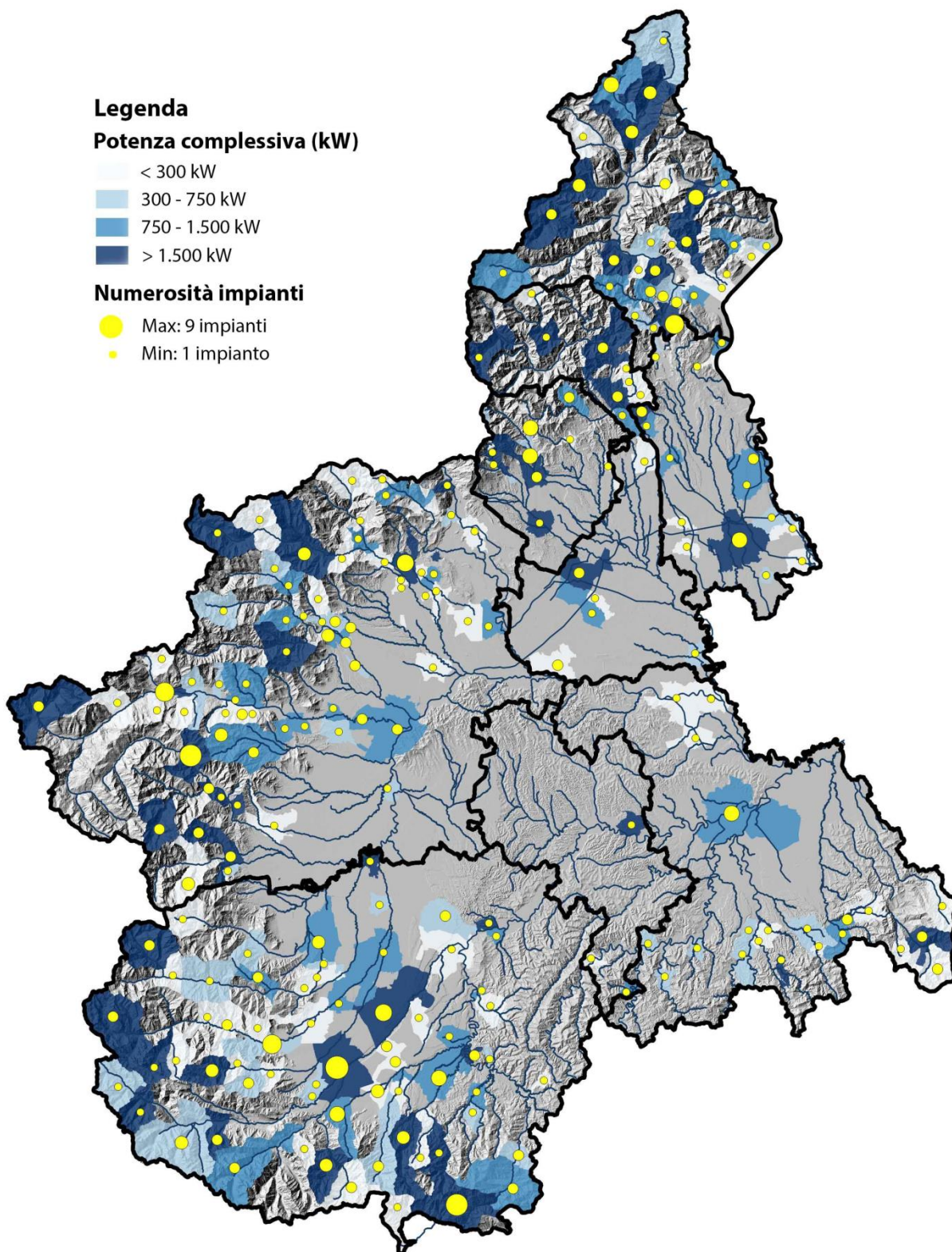


Figura 49 - La localizzazione degli impianti idroelettrici in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)



### Gli indirizzi

Nella definizione di specifici indirizzi dedicati al governo e allo sviluppo del comparto idroelettrico regionale il PEAR distingue tra le indicazioni rivolte alla nuova progettualità e quelle dedicate all'importante parco-impianti esistente, il cui sviluppo è andato stratificandosi anche disordinatamente lungo tutto il secolo scorso.

#### Indirizzi di Piano sugli impianti nuovi.

In linea con gli indirizzi di politica nazionale (SEN 2017 e Proposta di PNIEC) e comunitaria che attribuiscono al settore idroelettrico una valenza strategica nel contribuire al conseguimento degli obiettivi energetici al 2020 e 2030, pur dando atto delle criticità correlate all'elevato grado di sfruttamento dei corpi idrici piemontesi e dei nuovi criteri di valutazione delle nuove istanze di concessione introdotti dalla Direttiva Derivazioni, si rimarca la necessità di prevedere un ulteriore sviluppo della producibilità idroelettrica a livello regionale, anche mediante lo sviluppo di nuovi impianti.

A tale proposito, sulla base dell'analisi effettuata sulle 320 istanze di concessione di derivazione idraulica pendenti presso le Province piemontesi alla data del 31.07.2016, è stato possibile individuare un criterio in base al quale attribuire livelli diversi di rilevanza energetica ai progetti in valutazione. Infatti, è emerso come circa la metà della producibilità annua dell'intero parco-progetti sia rappresentata da un piccolo numero di impianti in fase di istruttoria (cfr. grafico seguente).

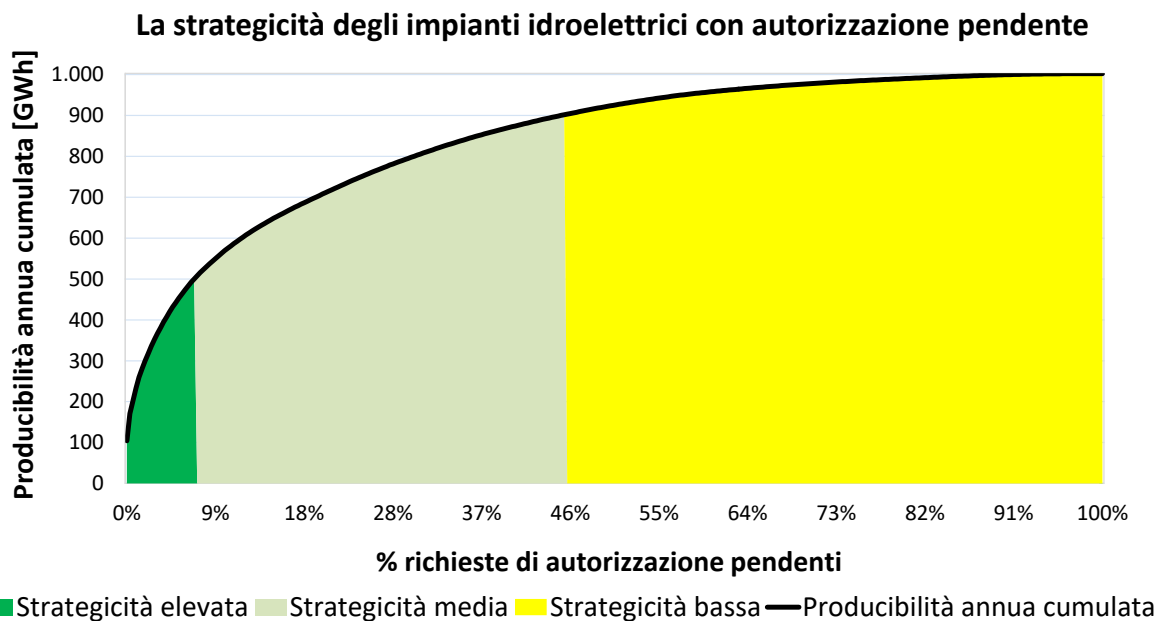


Figura 50 - La strategicità degli impianti idroelettrici con autorizzazione pendente (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Infatti, una prima fascia di circa 23 progetti (7% del totale delle istanze pendenti), caratterizzati singolarmente da una producibilità annua pari o superiore a 8 GWh, rappresenta un'aspettativa di



produzione annua cumulata pari a circa 500 GWh. A seguire, una seconda fascia di circa 126 progetti (39% del totale delle istanze pendenti) con caratteristiche di producibilità annua compresa tra 1,5 e 8 GWh rappresenta un'aspettativa di produzione annua cumulata pari a circa 400 GWh; mentre le rimanenti 171 istanze progettuali rappresentano a mala pena 100 GWh/anno di produzione attesa.

Pertanto, per quanto concerne la nuova progettualità di impianti idroelettrici in Piemonte valgono i seguenti indirizzi di Piano:

- sono da considerarsi impianti "*a rilevanza energetica elevata*" tutti i nuovi impianti che siano contraddistinti da una producibilità annua pari o superiore a 8 GWh;
- sono da considerarsi impianti "*a rilevanza energetica media*" tutti i nuovi impianti che siano contraddistinti da una producibilità annua compresa tra 1,5 GWh e 8 GWh;
- sono da considerarsi impianti "*a rilevanza energetica bassa*" tutti i nuovi impianti che siano contraddistinti da una producibilità annua inferiore a 1,5 GWh.

Per i nuovi impianti "*a rilevanza energetica elevata*" verrà proposta, nell'ambito della pianificazione di Distretto, l'applicazione del regime di deroga ai sensi dell'art. 4.7, lett. c) della Direttiva 2000/60/CE (Direttiva Quadro sulle Acque – DQA<sup>23</sup>). Sono escluse dalla deroga le aree inidonee come specificate nell'Allegato 1.

Per i nuovi impianti "*a rilevanza energetica media*" si conferma l'interesse che la Regione nutre anche per tale fascia di producibilità energetica, nelle more di una valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA definita dalla Direttiva derivazioni.

Per i nuovi impianti "*a rilevanza energetica bassa*" non si manifesta un interesse strategico della Regione, a meno della sussistenza di particolari condizioni di rilevanza di carattere locale, quali particolari esigenze di auto-produzione in zone non servite adeguatamente dalle reti, che dovranno essere adeguatamente motivate e considerate nella valutazione caso per caso.

Infine, è da considerarsi d'interesse energetico, ai sensi del Piano, lo sfruttamento a fini idroelettrici della potenzialità residuale (circa 5-8 MW di potenza media nominale) ancora presente nella rete dei canali irrigui della regione, nell'ambito dell'uso plurimo della risorsa idrica, nonché nella rete degli acquedotti montani.

In particolare, occorre chiarire in questa sede che per quanto riguarda l'asta fluviale del Po, interamente disciplinata dal Piano d'area del Sistema delle aree protette della Fascia fluviale del Po (di seguito, Piano d'area del Po), sia per le porzioni di riserva naturale, sia per le porzioni costituenti area contigua ai sensi della l.r. 19/2009, il presente Piano si configura come piano settoriale in materia energetica.

Si specifica, infatti, che laddove il Piano d'area del Po, con riferimento alla categoria di attività U5.2 – attività e impianti di produzione energetica -, precisa che la stessa è consentita a condizione che

<sup>23</sup>Tale articolo contempla la possibilità di deroga agli obiettivi ambientali purché ricorrano specifiche condizioni. Fermo restando le altre condizioni previste, la lett. c), in particolare, prevede che questo sia possibile se le motivazioni delle alterazioni create siano di "*prioritario interesse pubblico e/o i vantaggi per l'ambiente e la società risultanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al paragrafo 1 sono inferiori ai vantaggi derivanti dalle modifiche o alterazioni per la salute umana, il mantenimento della sicurezza umana o lo sviluppo sostenibile*".





l'intervento sia subordinato al preventivo inserimento in piani settoriali, tale condizione è assolta dai presenti indirizzi.

Sono pertanto ammissibili le attività e gli impianti di produzione energetica, considerati a *"rilevanza energetica elevata"*, ammessi nelle zone normative dal Piano d'area del Po previo studio di compatibilità ambientale, o quelli considerati a *"rilevanza energetica media"* ammessi nelle zone normative del Piano d'area del Po previo studio di compatibilità ambientale e nelle more di una valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA definita dalla Direttiva Derivazioni. Sono altresì ammessi i piccoli impianti per autoconsumo, previo studio di compatibilità ambientale.

Con riferimento ai nuovi progetti d'impianto afferenti a corpi idrici naturali sono stabiliti i criteri localizzativi di seguito sintetizzati, sotto forma di *"aree inidonee"* e di *"aree di attenzione"*, per lo sviluppo di una nuova progettualità idroelettrica nel territorio della regione Piemonte.

Pertanto, sono stati individuati come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte idraulica i siti e le aree di seguito riportati:

- i corpi idrici contenenti i "Siti di riferimento", ai sensi del d.lgs. 152/2006;
- le "Aree ad elevata protezione" individuate nell'ambito del Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA);
- i tratti di corsi d'acqua destinati a specifici obiettivi funzionali di Sport d'acqua viva individuati nel Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA);
- Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee l'ubicazione delle centraline.
- le acque designate "non captabili" dagli Enti di gestione delle Aree protette ai sensi dell'art. 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette);
- i corpi idrici che interessano i Siti della Rete Natura 2000 dove sono presenti habitat o specie per i quali Le Misure di Conservazione Sito Specifiche o i Piani di Gestione prevedono la limitazione alla realizzazione di nuove captazioni e derivazioni idriche.

Per la specificazione delle caratteristiche delle aree sopra elencate, nonché per la illustrazione delle *"aree di attenzione"*, si rimanda all'Allegato 1\_Aree Inidonee.

#### *Indirizzi di Piano sugli impianti esistenti.*

Per quanto riguarda, invece, le indicazioni di Piano in merito all'importante parco-impianti idroelettrico esistente si attribuisce rilevanza al conseguimento di un recupero di producibilità negli impianti in esercizio delle grandi derivazioni (66 impianti). Tali impianti, la cui concessione scadrà nella quasi totalità dei casi entro il 2029, fatta eccezione per 11 impianti la cui concessione risulta ad oggi (2019) già scaduta, rappresentano circa il 90% della produzione annua del Piemonte e sono spesso caratterizzati da un'età media elevata. Come tali, poi, essi risultano spesso bisognosi di interventi di manutenzione straordinaria sul sistema di condotte, turbine, invasi, etc., capaci di produrre un efficientamento produttivo anche dell'ordine del 10-15% a parità di risorsa idrica utilizzata. In tal senso, l'avvio di un processo di razionalizzazione del parco-impianti esistente che proceda in parallelo con il



processo di rinnovo delle grandi derivazioni è auspicabile non solo sotto il profilo energetico, ma anche per l'effetto di riordino sulle derivazioni idriche e di miglioramento degli aspetti ambientali correlati. Inoltre, in linea con gli indirizzi enunciati nella SEN 2017, si ritiene che siano da promuoversi anche gli interventi di *revamping* e *repowering* di impianti esistenti, laddove le condizioni di disponibilità e salvaguardia delle risorse idriche locali lo consentano.

Tuttavia, poiché si ritiene che per gli operatori economici concessionari un elemento di freno a mettere mano ai costosi interventi di manutenzione straordinaria sia rappresentato dalla scadenza programmata delle concessioni unitamente alla previsione di rinnovo mediante procedure di gara, si rende necessario mettere mano a un provvedimento in grado di offrire certezze agli operatori di mercato, siano essi concessionari uscenti, o *competitors* entranti, circa le modalità e i tempi in base a cui s'intende procedere alla loro riassegnazione.

Atteso, poi, che la regionalizzazione delle competenze per il rinnovo delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche, operata dalla Legge 12/2019 e successivamente disciplinata con la citata l.r. 26/2020, rende necessario polarizzare l'attenzione anche sulla definizione di criteri energetici e ambientali per la gestione delle procedure di rinnovo, si ritiene pur sempre auspicabile un riallineamento nella normativa nazionale della soglia delle grandi derivazioni a quella in vigore nella maggior parte degli Stati membri (pari o superiore al 10 MW<sub>pn</sub>), in modo da riequilibrare le condizioni di competizione all'interno del mercato europeo, oggi fortemente penalizzanti per gli operatori italiani. Inoltre, costituisce indirizzo di Piano il recupero di producibilità nell'unico impianto di pompaggio puro esistente sul territorio piemontese, ovvero nella cosiddetta Piastra di Entracque<sup>24</sup>, costituente impianto Enel di potenza installata pari a circa 1.065 MW, in virtù del ruolo strategico di regolazione e modulazione del mercato elettrico dallo stesso rivestito.

Poiché l'attuale livello di esercizio di tale impianto, ai minimi storici da alcuni anni a questa parte (cfr. grafico seguente), soffre per ragioni di diseconomicità correlate al basso prezzo dell'energia elettrica e all'elevato livello degli oneri fiscali applicati a tale forma di produzione (canoni e sovra canoni), si propone la definizione di una ponderata riduzione dell'imposizione fiscale, capace di restituirne il necessario livello di redditività. L'impianto in questione - proprio in considerazione del ruolo d'interesse pubblico rivestito dalle infrastrutture di stoccaggio di energia elettrica nell'ambito di un sistema sempre più pervaso dalla generazione distribuita -, ove opportunamente rivalutato, potrebbe servire da elemento di modulazione e valorizzazione della produzione da fonte rinnovabile non programmabile (FRNP). Il ruolo degli impianti di pompaggio, poi, diventa ancora più essenziale nello scenario, auspicabile per il futuro, di una rete elettrica davvero sostenibile ed evoluta; essa sarà sostenuta essenzialmente da generazione distribuita, in misura crescente da fonte rinnovabile, e da grossi "immagazzinatori" di energia, volti a garantire la stabilità della stessa rete, mentre gli impianti termoelettrici tradizionali saranno "relegati" a ruoli sempre più marginali e potranno dare un contributo di flessibilità via via più modesto. In un siffatto sistema elettrico del futuro i grandi serbatoi e gli impianti di pompaggio assumeranno un ruolo ancor più strategico in qualità di "riserva calda" di energia per la rete. In tale prospettiva, la realizzazione di impianti di ripompaggio da prevedersi alla

<sup>24</sup> Come evidenziato di sopra, gli impianti di pompaggio non sono considerati dal GSE ai fini del monitoraggio sul conseguimento degli obiettivi di Burden Sharing e, quindi, tra gli impianti a fonte rinnovabile. Tuttavia si è deciso di parlarne in questo capitolo del PEAR in ragione dell'affinità con il tema dell'energia prodotta da fonte idraulica.



base dei principali bacini esistenti potrebbe costituire un'azione significativa anche nella direzione dell'adattamento ai cambiamenti climatici in atto.

### Il contributo dei sistemi di pompaggio

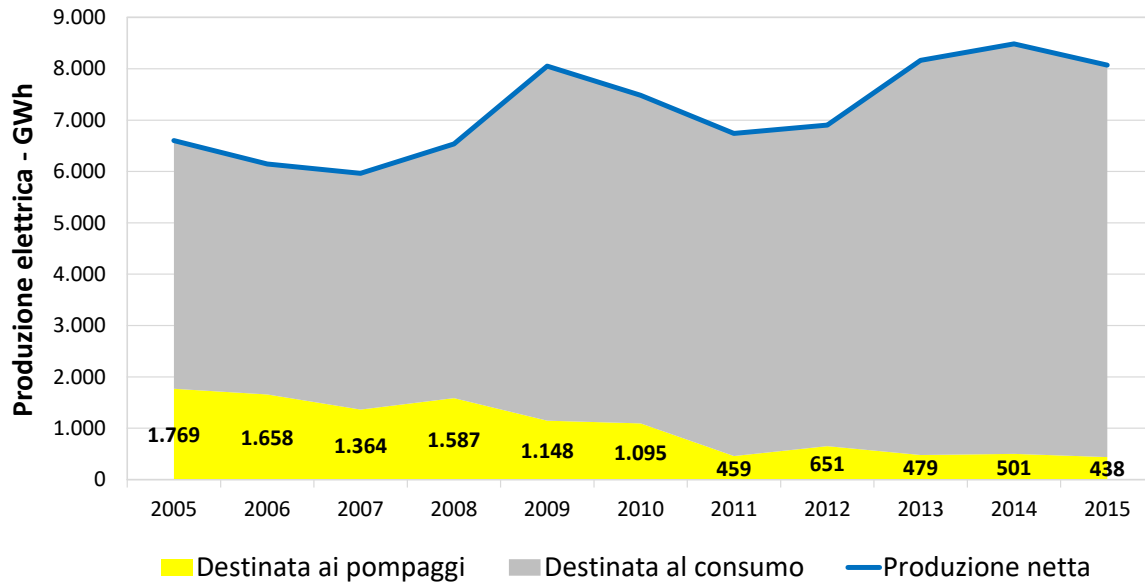


Figura 51 - Il contributo dei sistemi di pompaggio in Regione Piemonte (fonte dati: TERNA)



## Energia elettrica da biomassa

La produzione di energia elettrica da biomassa è generata dall'utilizzo di biomasse solide, biogas, bioliquidi e dalla termovalorizzazione dei rifiuti (quota parte). La produzione elettrica complessiva da biomassa rappresenta circa il 12% della produzione termoelettrica regionale ed il 7% della produzione lorda elettrica. Tra le fonti rinnovabili elettriche, il contributo della biomassa è superiore al 16%, con un peso relativo molto simile al fotovoltaico. La potenza installata è aumentata molto nella prima metà del decennio in corso, passando da circa 70 MW del 2009 ai circa 360 MW alla fine del triennio 2013-2015. L'andamento della produzione elettrica invece è stata molto più lineare con una crescita registrata anche negli ultimi anni, in cui la potenza installata non è cambiata in modo sostanziale. Ciò è dovuto principalmente alla completa entrata in esercizio del termovalorizzatore di Torino, che ha lavorato in modo discontinuo nel 2013 e per parte del 2014.

Il comparto ha anche registrato un cambiamento strutturale della tipologia di impianti installati. Nel 2005 non si generava energia elettrica da biomasse liquide (il primo impianto è entrato in esercizio nel 2009 nella provincia di Alessandria) e le biomasse solide avevano un peso relativo superiore al 39%. Dieci anni dopo la ripartizione percentuale è cambiata con il biogas a rappresentare più della metà della produzione annuale e le biomasse liquide ad avvicinare la quota del 10%. Per quanto riguarda la produzione da biomasse solide, sebbene più che quadruplicata in termini assoluti nel decennio, ha ridotto il suo contributo relativo al 27%.

Tipologia	2005			2015		
	Numero	Potenza (kW)	Produzione lorda (KWh)	Numero	Potenza (kW)	Produzione lorda (KWh)
Biogas	19	24.708	109.016.506	223	177.034	1.044.191.329
Biomasse liquide	-	-	-	33	43.606	167.767.692
Biomasse solide	2	21.225	127.730.776	36	69.545	524.002.565
Rifiuti	3	8.266	16.433.911	3	69.766	175.995.750
<b>Totale</b>	<b>24</b>	<b>54.199</b>	<b>253.181.193</b>	<b>295</b>	<b>359.951</b>	<b>1.911.957.336</b>

Tabella 16 - La produzione elettrica da biomasse (fonte dati: GSE)



### Potenza e produzione elettrica da biomassa in Piemonte

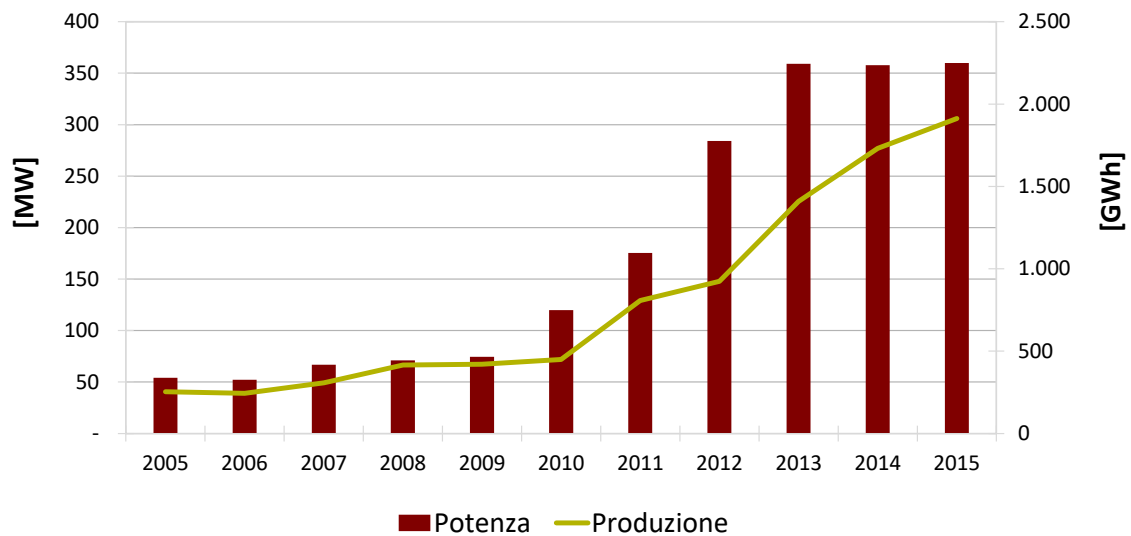


Figura 52 - Potenza e produzione elettrica da biomassa in Piemonte (fonte dati: GSE)

### Produzione elettrica da biomassa per tipologia di fonte

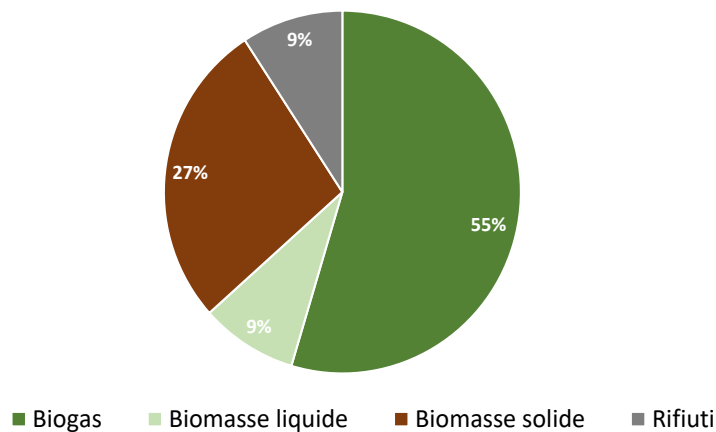


Figura 53 - La produzione elettrica da biomassa per tipologia di fonte (fonte dati: GSE)

Le ore equivalenti di funzionamento degli impianti si attesta nel 2015 intorno alle 5.000 ore con valori decisamente superiori a quelli registrati all’inizio del decennio. Per contro la potenza media degli impianti è scesa dai 2,5 MW a 1,2 MW. Il dato delle ore di funzionamento medio è viziato dal dato relativo alla termovalorizzazione dei rifiuti, su cui viene contabilizzata solo l’energia considerata rinnovabile. Andando ad analizzare i dati per tipologia impiantistica, si osserva che per il biogas le ore equivalenti medie di funzionamento sono circa 6000 e la taglia media poco meno di 800 kW, mentre le per biomasse solide le ore medie di funzionamento sfiorano le 8000 con una taglia media leggermente inferiore ai 2 MW. Decisamente inferiori sono le ore equivalenti di funzionamento per le biomasse liquide (3.800).



### Indicatori dell'energia elettrica da biomassa in Piemonte

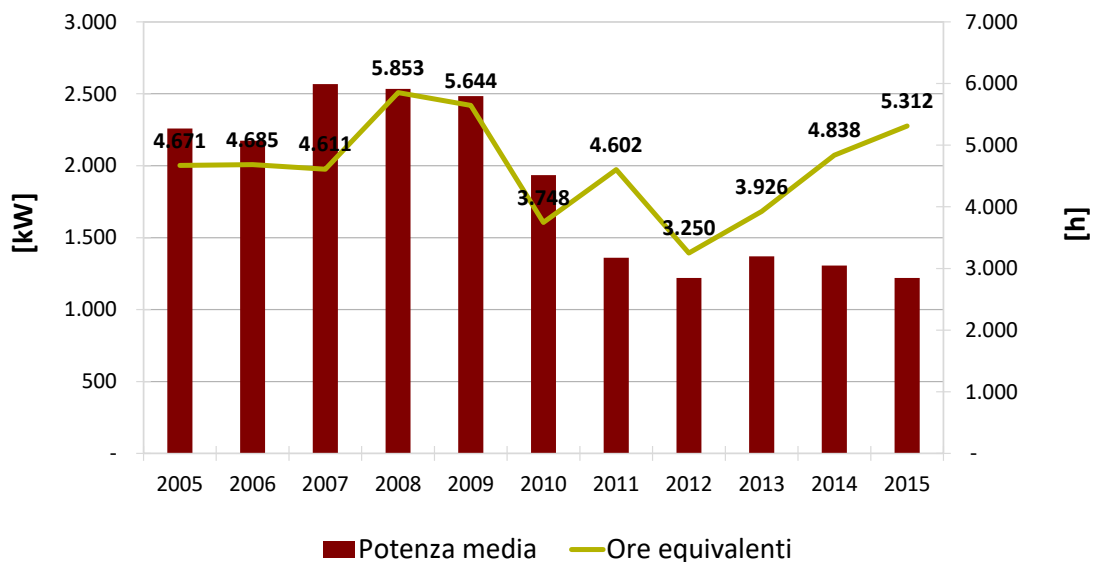


Figura 54 - Indicatori dell'energia elettrica da biomassa in Piemonte (fonte dati: elab. Reg Piemonte su dati GSE)

Tutte le province piemontesi ospitano impianti alimentati a biomasse. In termini di numerosità è Cuneo a detenere la maggior parte (33%) seguita da Torino e Alessandria. In termini di potenza è invece Torino a detenere quasi la metà della potenza installata<sup>25</sup>.

<sup>25</sup> Il dato è condizionato principalmente dal dato di potenza del termovalorizzatore di Torino, mentre a Cuneo la maggior parte degli impianti è alimentata a biogas, con una taglia media generalmente inferiore alle altre tipologie di impianto.



### Ripartizione provinciale dell'energia elettrica da biomassa

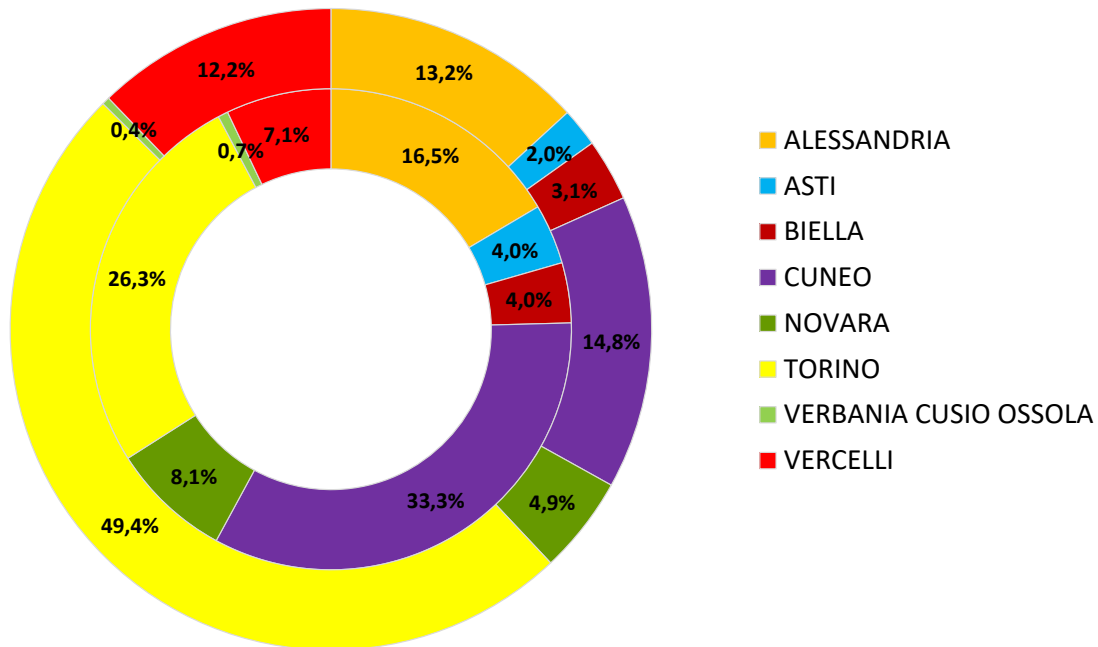


Figura 55 - Ripartizione provinciale dell'energia elettrica da biomassa. Anello interno rappresenta la numerosità, l'anello esterno rappresenta la potenza installata (fonte dati: GSE)

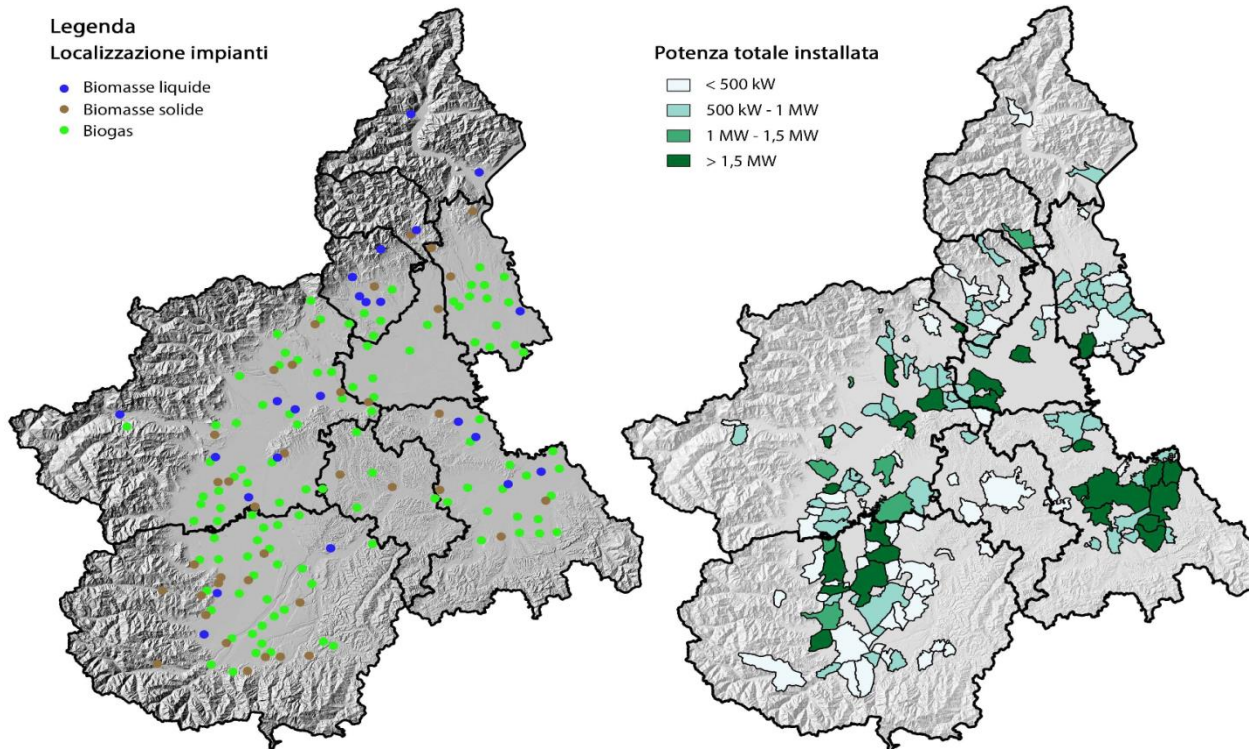


Figura 56 - La localizzazione degli impianti a biomassa in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)



Il target di produzione di energia elettrica complessivamente inteso con riferimento alle biomasse nello scenario BAU è stato complessivamente quantificato in un valore pari a 204 ktep, frutto di un contributo diversificato proveniente dalle diverse fonti considerate (solide, liquide e gassose). In particolare, la produzione da biomassa solida è prevista in consistente incremento. Analogo risulta essere il trend che caratterizza la produzione da bioliquidi, anche se su valori complessivi più ridotti. Con lo scenario PEAR 2020 (check period di breve periodo) si iniziano ad evidenziare gli effetti attesi delle misure di limitazione allo sviluppo di tali fonti per effetto delle necessità correlate alle politiche per la qualità dell'aria con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di particolato. Infatti, il contributo complessivo è previsto in riduzione di circa il 10% con riduzioni più marcate sull'utilizzo della biomassa solida (-21,5%). La riduzione prevista sul fronte dell'utilizzo del biogas, invece, risulta essere frutto della progressiva attesa diversione del settore verso la produzione di biometano con immissione in rete e dell'indebolimento in atto del quadro delle incentivazioni.

Nello scenario al 2030 si assiste alla sostanziale sterilizzazione della crescita della produzione elettrica da biomasse solide rispetto ai valori dello scenario PEAR 2020, mentre la produzione da biogas viene prevista in leggero aumento (+10%). Tale aspettativa è tuttavia condizionata al concretizzarsi di un intervento normativo dello Stato volto a garantire i necessari profili di redditività per il mantenimento degli impianti in esercizio, oltre allo sviluppo del settore rivelatosi sempre più importante nel bilanciare gli effetti di squilibrio nel sistema elettrico determinati dal carattere di non programmabilità della generazione da fonte fotovoltaica ed eolica.

ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Biomasse solide	65	51	50
Biogas	117	112	120
Bioliquidi sostenibili	22	22	25
<b>Energia elettrica da biomassa</b>	<b>204</b>	<b>183</b>	<b>195</b>

Tabella 17 - Lo scenario PEAR per la produzione elettrica da biomasse





### Produzione elettrica da biomassa - Scenari di Piano

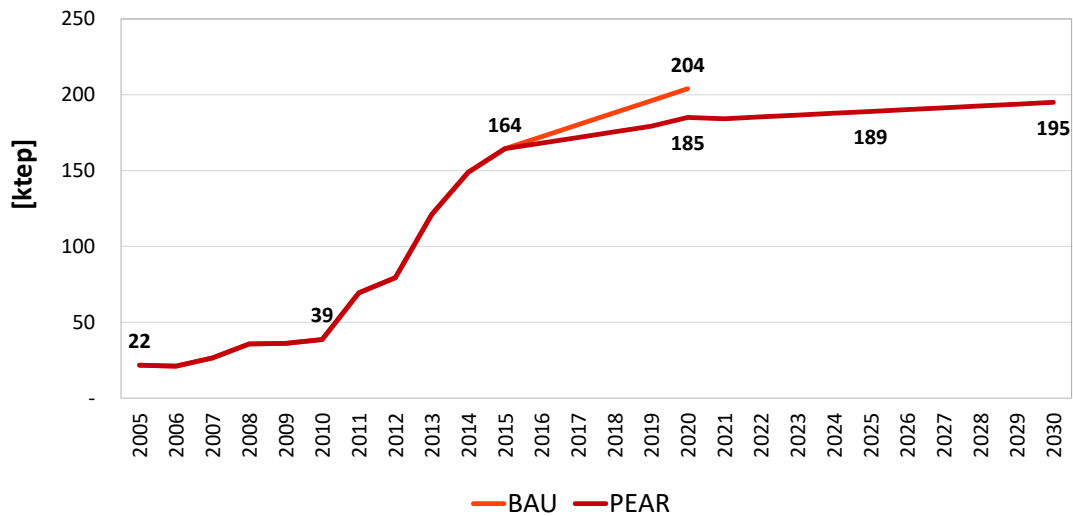


Figura 57 - Produzione elettrica da biomassa - scenari di piano (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

### Gli indirizzi

Una simulazione circa l'evoluzione attesa del costo medio dell'elettricità (euro/MWh) prodotta da alcune tecnologie rinnovabili e non, rappresentata nella figura seguente e pubblicata nella SEN 2017, evidenzia trend di costo anche molto differenti tra loro a seconda della FER considerata. Infatti, mentre la parità del costo di produzione elettrico tra la fonte fotovoltaica e gli impianti a gas naturale verrebbe raggiunta in ipotesi già nel 2020, e nell'anno successivo quella tra questi ultimi e gli impianti eolici, per quanto concerne la produzione elettrica da biomassa un medesimo traguardo andrebbe posticipato a ben oltre il 2030, in ragione dei costi di esercizio (combustibile). In prospettiva futura, ciò significa che la produzione di energia elettrica da biomassa in impianti esistenti, ove cessassero gli incentivi pubblici, verrebbe abbandonata, non avendo più ragione economica di esistere. Del pari, i nuovi impianti in assenza di incentivi cesserebbero di essere realizzati.

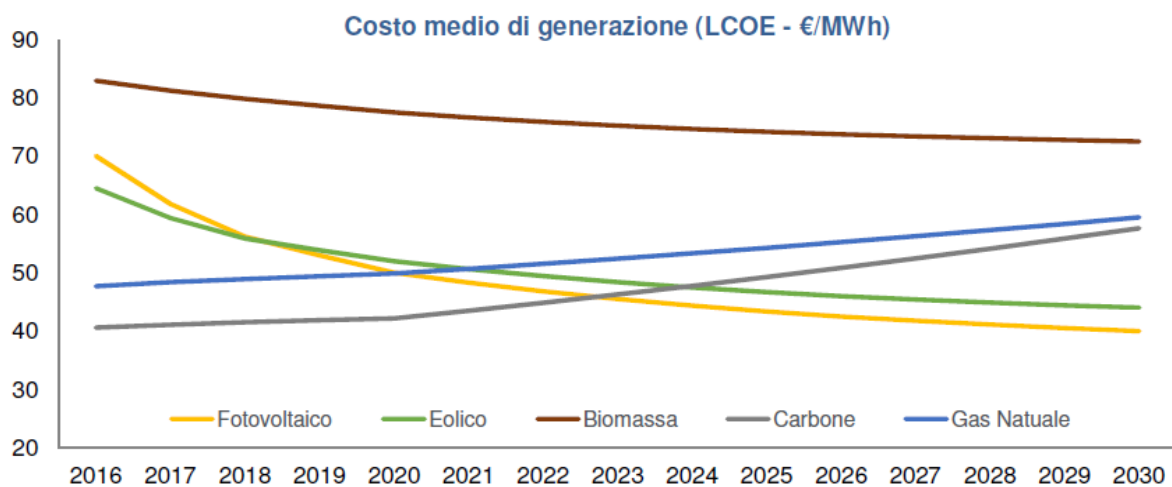


Figura 58 - Evoluzione attesa del costo medio di generazione elettrica di alcune tecnologie rinnovabili e non (fonte dati: tratto da pubblicazione Assoelettrica - aprile 2017)



L'obiettivo dichiarato a livello nazionale di voler comprimere gli oneri di sistema della componente A3 della bolletta elettrica degli italiani, e la conseguente scomparsa o forte riduzione degli incentivi per la produzione elettrica da FER, in presenza di costi della materia prima combustibile (biomassa) allo stato attuale non comprimibili, non lascia intravedere nel lungo periodo ulteriori significative prospettive di sviluppo per il settore. Se, poi, a tali considerazioni si aggiungono, in regioni come il Piemonte caratterizzate da una situazione di gravità dell'inquinamento atmosferico da particolato, valutazioni circa l'opportunità di promuovere ulteriormente tali tipologie di impianti impattanti sulla qualità dell'aria, le aspettative di sviluppo peggiorano oltremodo.

Con questa premessa, per quanto riguarda gli impianti alimentati da biomasse solide e liquide a tutt'oggi in esercizio, gli indirizzi di Piano, ferma restando la probabilità di un deciso ridimensionamento degli incentivi statali in essere, tendono a difendere l'attuale quota di produzione legata all'utilizzo di risorse endogene al territorio (esclusi, quindi, i bioliquidi), anche in ragione di motivazioni correlabili a politiche proprie del settore agroforestale. Tuttavia, in linea con quanto di sotto affermato in materia di nuovi impianti, si ritiene che l'eventuale rinnovo degli incentivi nazionali per impianti esistenti dovrebbe essere previsto solamente per quelli in assetto cogenerativo.

Per quanto concerne i nuovi impianti, motivazioni riconducibili all'imperativo di rientro dalla procedura di infrazione sulle polveri sottili entro il 2030, fanno poi sì che gli indirizzi di Piano contemplino ipotesi di generazione elettrica da biomasse solide soltanto ove la stessa avvenga in assetto cogenerativo, con effettivo utilizzo per buona parte dell'anno del calore di recupero ad uso di processi produttivi o per riscaldamento/teleriscaldamento di utenze termiche al contorno. In altre parole, si afferma l'indicazione secondo cui la generazione elettrica da biomassa solida e liquida (quest'ultima con carattere veramente residuale) non verrà più autorizzata se non in assetto cogenerativo. Infatti, considerati i livelli di rendimento elettrico degli impianti alimentati a biomassa (ben lontani da quelli del parco-impianti di potenza a gas), unitamente ai costi elevati del combustibile (spesso proveniente da Stati esteri, se non da continenti diversi), e le esternalità negative derivanti dalle emissioni di inquinanti in atmosfera correlate sia al trasporto, sia al processo di combustione, tale modalità di generazione non viene più ritenuta compatibile.

Una considerazione a parte meritano gli indirizzi di Piano che attengono all'utilizzo di biomasse nell'alimentazione di impianti di cogenerazione, a cui sono sottese reti locali di teleriscaldamento. In tale ipotesi di utilizzo, gli indirizzi di Piano intendono favorire la diffusione di piccoli impianti alimentati a cippato, di taglia inferiore a 1 MWe, approvvigionati da "filiera corta", al servizio di reti di teleriscaldamento locali in Comuni montani, in cui non risultino superati i valori limite del PM<sub>10</sub>. L'energia termica prodotta in tali fattispecie di impianti e vettoriata mediante reti locali di teleriscaldamento dovrà prioritariamente sostituire quella generata in singoli impianti già alimentati a biomassa solida (con rendimenti di gran lunga più bassi) o a gasolio<sup>26</sup>. In tali casi, il ricorso alla valorizzazione della biomassa locale in territori non caratterizzati da problematiche correlate alle concentrazioni di particolato, perderebbe gli aspetti negativi connaturati all'utilizzo della risorsa in

<sup>26</sup> La quota parte di energia termica sostituita e prodotta da singoli impianti a gas naturale o gpl non potrà essere superiore al 20%, mentre quella prodotta da singoli impianti a legna o gasolio non potrà essere inferiore all'80%.



aree critiche per la qualità dell'aria, mantenendo tutto il valore aggiunto proprio dei progetti sviluppo locale.

Per quanto attiene agli indirizzi concernenti gli impianti di produzione elettrica a biogas, il minore impatto di questi ultimi in termini di emissioni di polveri sottili, unitamente alle caratteristiche di migliore rendimento elettrico e di programmabilità nella generazione confermano un interesse energetico al mantenimento delle attuali produzioni da garantirsi anche mediante nuovi incentivi nazionali e/o regionali, insieme con la promozione di nuovi impianti, entro margini modesti ma pur sempre apprezzabili, per effetto della competizione esercitata dalla produzione di biometano da immettersi in rete, che gli indirizzi di Piano intendono pienamente sostenere.

In ultimo, con riferimento ai nuovi impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biomassa (solida, liquida e gassosa) si conferma la validità dei criteri localizzativi di pre-pianificazione afferenti all'individuazione di specifiche "aree inidonee" e di altrettante "aree di attenzione" approvati con Deliberazione della Giunta Regionale n. 6-3315 del 30 gennaio 2012 in attuazione del paragrafo 17.3 delle *Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, di cui al decreto ministeriale 10 settembre 2010. Nella fattispecie, si confermano le seguenti Aree inidonee approvate dalla D.G.R. n. 6-3315 del 30.01.2012:

- aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale;
- ambiente e aree protette;<sup>27</sup>
- aree agricole;
- aree forestali e aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Per la specificazione delle aree su elencate si rimanda all'Allegato 1 sulle Aree Inidonee.

---

<sup>27</sup> Per quanto afferisce ai tematismi correlati alla qualità dell'aria, allo stato attuale non applicabili in quanto riferentisi alla zonizzazione non più in vigore, la Regione provvederà a consentirne l'applicazione mediante l'adozione di specifici provvedimenti attuativi del Piano Regionale sulla Qualità dell'Aria (PRQA).



## Solare fotovoltaico

La produzione di energia elettrica con tecnologia solare fotovoltaica in Piemonte rappresenta il 7% della produzione netta complessiva di energia elettrica. Con una potenza installata superiore a 1,5 GWp la Regione costituisce circa l'8% del parco impianti nazionale. L'andamento delle installazioni in Piemonte, analogamente a quanto accaduto a livello nazionale, ha osservato un picco nel 2011, in cui si è installato circa la metà dell'intero parco di generazione. Come evidenziato dalla rappresentazione grafica riportata in Figura 59, l'andamento delle installazioni è stato molto diversificato nel corso degli anni. Sotto gli effetti del sistema di incentivazione introdotto dal conto energia, il mercato è aumentato di un fattore "mille" in poco più di sei anni, passando da meno di 2 MWp nel 2005 a più di 1 GWp nel 2011. A partire dal 2012 il mercato ha rallentato notevolmente, facendo registrare tassi di crescita ridotti di anno in anno, rispettivamente +7%, +2% e +1% tra il 2013 e il 2015. Per contro la produzione elettrica è aumentata tra il 2015 e il 2014 in modo più che proporzionale rispetto alla potenza installata, per effetto del pieno esercizio degli impianti realizzati nella seconda metà dell'anno precedente.

**Produzione e potenza fotovoltaica in Piemonte**



Figura 59 - Produzione e potenza fotovoltaica installata in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)

Di fatto, nel corso degli anni il numero di ore annue equivalenti di funzionamento degli impianti è cresciuta fino a sfiorare nel 2015 le 1150 ore e lasciando intravedere per il futuro un assestamento intorno al valore di 1200 ore equivalenti. Inoltre, la taglia media degli impianti, cresciuta nel 2011 a circa 45 kWp è scesa negli anni successivi verso i 30kWp. Tale situazione è spiegabile dal fatto che il mercato ha avuto la sua accelerazione massima con l'installazione di impianti di grande taglia nella seconda metà del decennio precedente, per poi registrare un numero di installazioni concentrate principalmente su impianti di piccola taglia. Tali dinamiche sono evidenti nella figura seguente.



### Indicatori sull'energia fotovoltaica

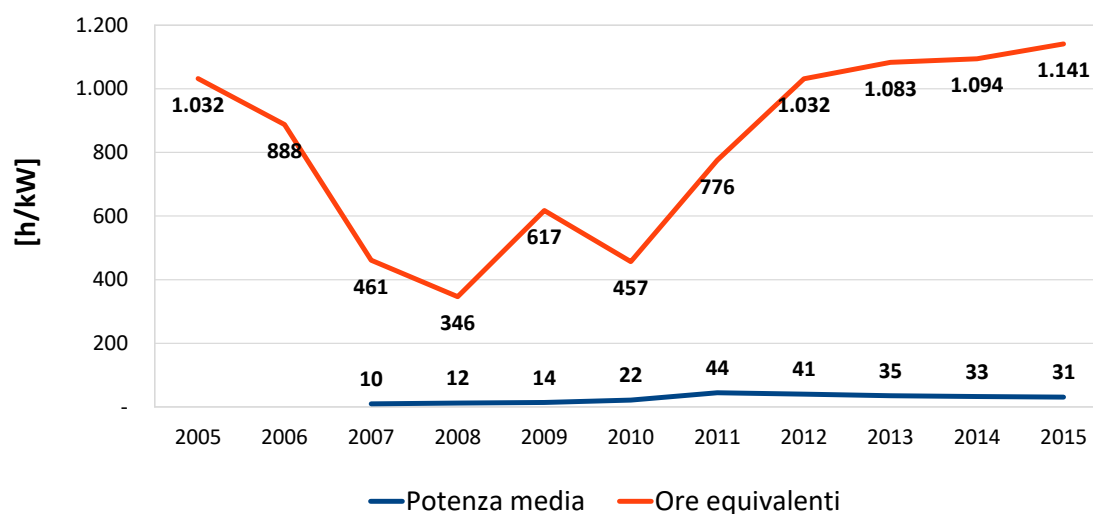


Figura 60 - Indicatori sull'energia fotovoltaica (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Ad oggi il parco di generazione fotovoltaico si distribuisce in modo alquanto eterogeneo. Se in termini di numerosità, gli impianti domestici (ipotizzati con potenza inferiore ai 20 kWp) rappresentano l'89% delle installazioni totali e gli impianti con potenza superiore ai 500 kWp solo l'1%, in termini di potenza installata le percentuali si capovolgono. Gli impianti di maggiore taglia sono in grado di produrre circa il 48% dell'energia complessiva (Figura 61).

Anche a livello provinciale la distribuzione è diversificata, con le province di Cuneo e Torino che ospitano circa il 61% della potenza complessivamente installata. La provincia di Cuneo, in particolare, detiene la quota maggiore di potenza installata (pari al 35%), che si concentra per il 50% negli impianti di taglia superiore ai 500 kWp. E' però la provincia di Alessandria ad avere la maggior incidenza di grandi impianti in termini di potenza (69%), seguita da Vercelli e Biella, rispettivamente al 57% e 56%. Per contro, il Verbano Cusio Ossola è la provincia in cui l'incidenza di piccoli impianti (inferiori a 20kWp) registra la percentuale più alta della potenza installata (42%).

Per quanto riguarda la numerosità di impianti, in tutte le province i piccoli impianti sono intorno al 90% delle installazioni totali con l'unica eccezione della provincia di Cuneo, nella quale gli impianti di taglia medio grande (superiore a 20 kWp) costituiscono quasi il 20% del totale.



### Ripartizione della potenza fotovoltaica installata

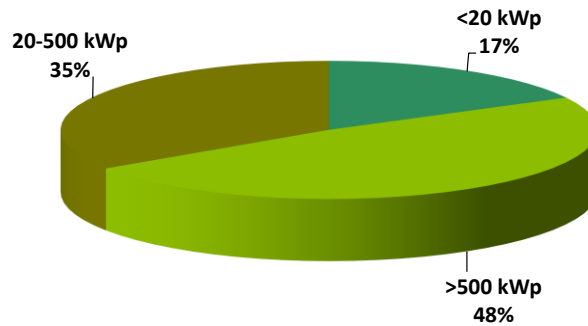


Figura 61 - Ripartizione della potenza fotovoltaica installata per taglia d'impianto (fonte dati: GSE)

### Ripartizione della potenza installata per provincia

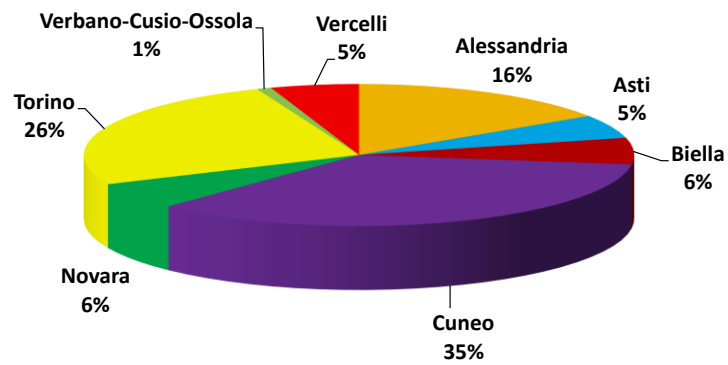


Figura 62 - Ripartizione della potenza installata per provincia (fonte dati: GSE)

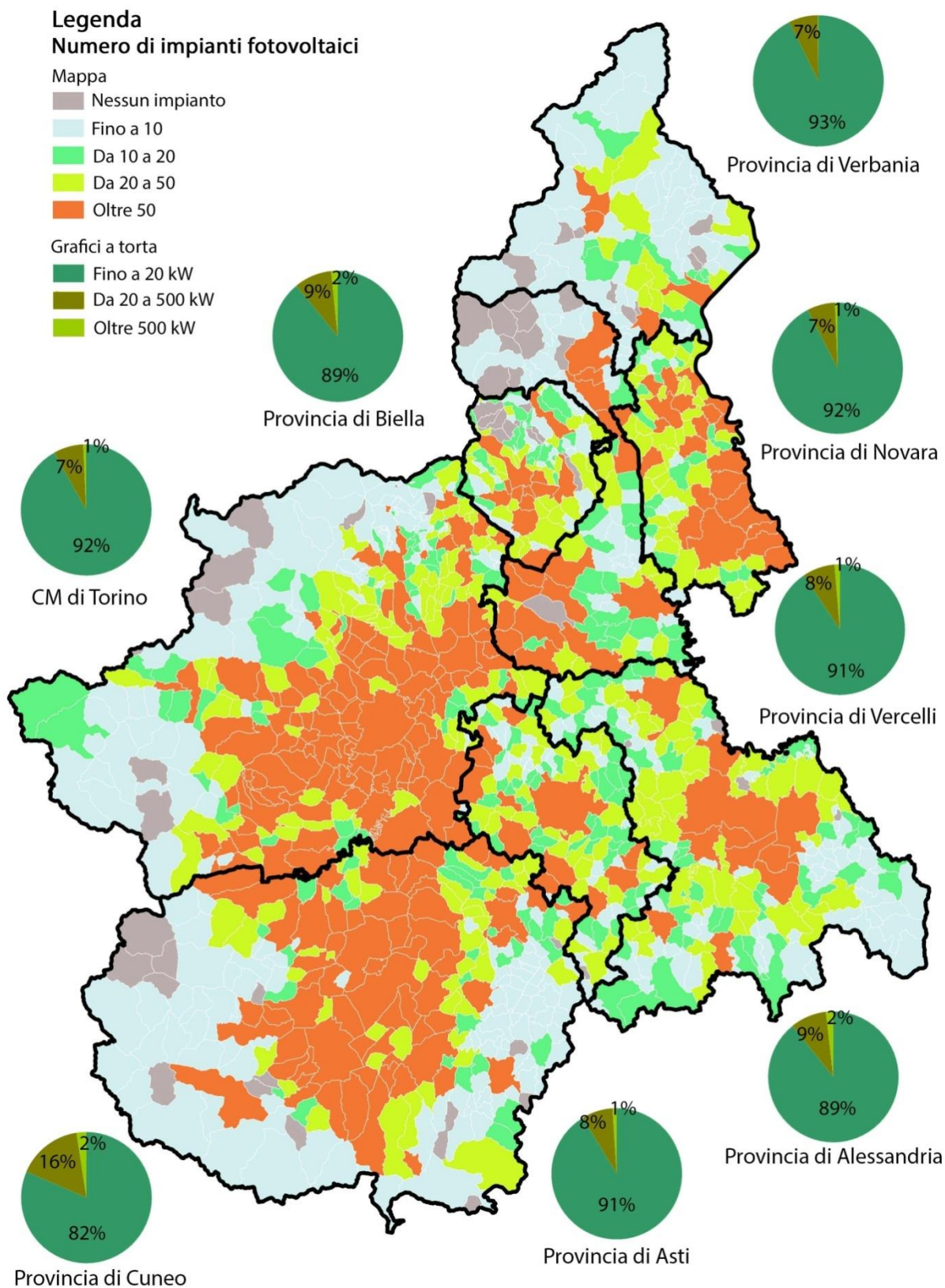


Figura 63 - La diffusione degli impianti fotovoltaici in Regione Piemonte (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati GSE)



**Legenda**

**Potenza installata degli impianti fotovoltaici**

**Mappa**

- Nessun impianto
- Fino a 60 kW
- Da 60 kW a 300 kW
- Da 300 kW a 1,5 MW
- Oltre 1,5 MW

**Grafici a torta**

- Fino a 20 kW
- Da 20 a 500 kW
- Oltre 500 kW

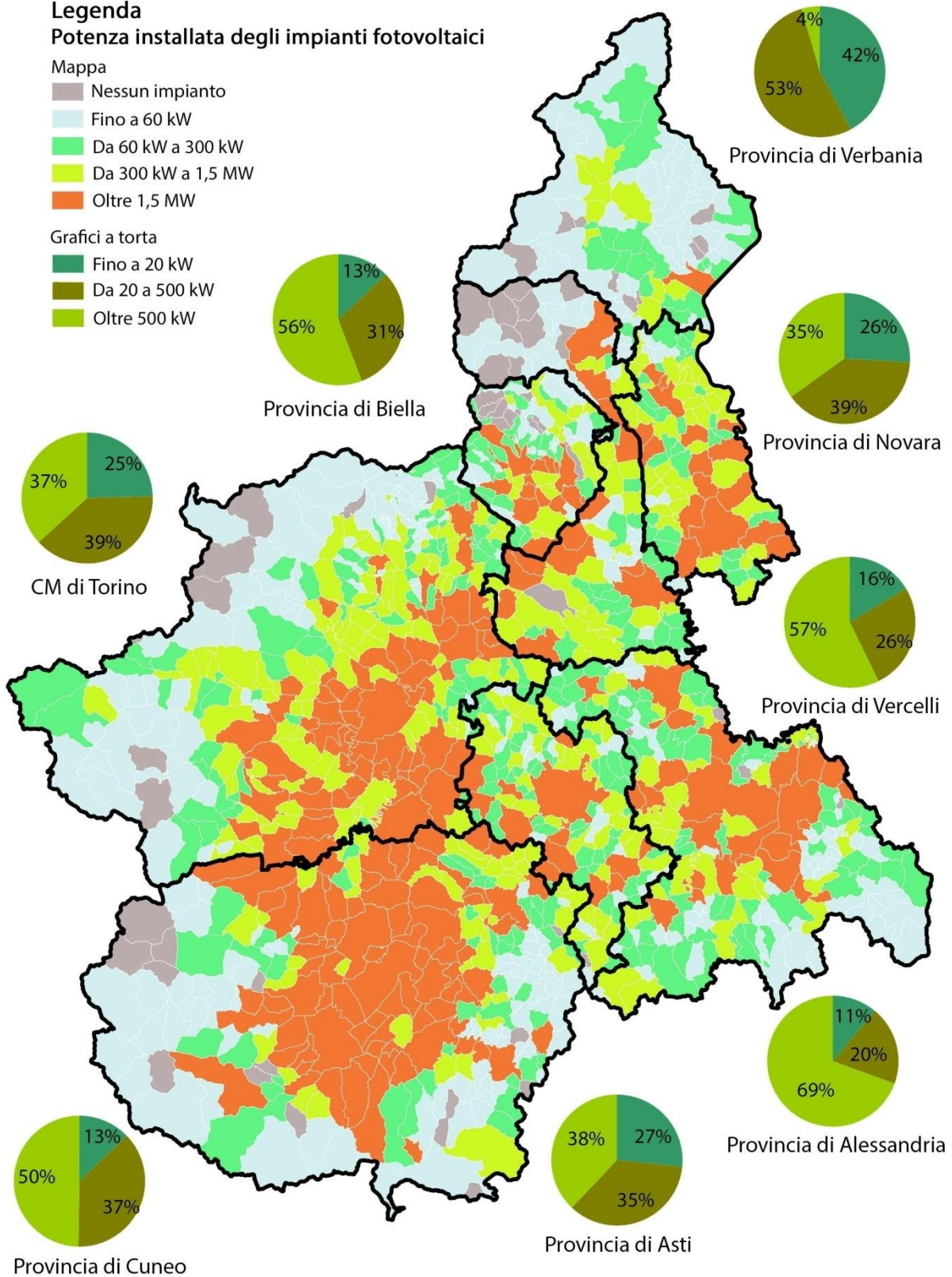


Figura 64 - Impianti fotovoltaici - potenza installata per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dai GSE)





Come evidenziato all'inizio del paragrafo, la crescita delle installazioni fotovoltaiche sembra aver incontrato una momentanea battuta di arresto a seguito delle mutate condizioni di incentivazione degli impianti e di una serie di disposizioni normative tese a limitare la fattibilità degli impianti di grande taglia a terra. Tuttavia, si iniziano a percepire i primi segnali di una forte ripresa degli investimenti. Il mercato risulta essere ancora molto interessante con un numero di addetti del settore non trascurabile. Inoltre, a livello mondiale si assiste a una continua riduzione dei prezzi di installazione e a un progressivo aumento dell'efficienza media dei moduli introdotti sul mercato. L'efficienza dei moduli di silicio è infatti passata dal 12 al 17%, mentre i migliori moduli monocristallini hanno ormai rendimenti superiori al 24%. Secondo L'International Renewable Energy Agency il costo totale di installazione degli impianti fotovoltaici si ridurrà del 57% entro il 2025. Già negli ultimi anni si è osservato un calo dei prezzi compreso tra il 15 e il 30%. Questi elementi hanno reso nuove condizioni di convenienza per l'installazione degli impianti fotovoltaici, lasciando intravedere un nuovo rilancio del comparto. In un lasso di tempo medio-lungo, inoltre, si prevede un ulteriore slancio della tecnologia abbinata a sistemi di accumulo che possano garantire maggiore efficacia alla produzione locale, rendendola direttamente funzionale alle esigenze dei consumatori e favorendo la proliferazione di un sistema di generazione diffusa più governabile.

Esistono diverse elaborazioni di sviluppo tendenziale del mercato in Italia al 2030 con risultati molto divergenti. Si va dai 24 GW dello scenario di riferimento di uno studio RSE-Enea ai 49,5 GW dello scenario Entso-E Vision. Nella tabella sottostante, tratta dal rapporto pubblicato da RSE "Fotovoltaico: power to the people?" si riportano varie ipotesi di scenario per l'Italia.

Scenario	Potenza [GW]	Produzione [TWh]
ENEA_RSE "Riferimento"	24,1	29,0
ENEA_RSE "-36%"	34,6	46,2
PRIMES "Reference 2013"	28,2	44,4
ENTSO-E "Vision 1"	24,6	35,0
ENTSO-E "Vision 2"	37,4	53,3
ENTSO-E "Vision 3"	43,4	71,9
ENTSO-E "Vision 4"	49,5	80,2
EREC "Reference"	34,0	41,0
PRIMES "Energy [r]evolution"	44,0	53,0
GridTech	41,4	60,5

Tabella 18 - Ipotesi di scenario per l'evoluzione della produzione fotovoltaica

Ipotizzando un livello di crescita nazionale al 2030 medio tra i valori emersi dai vari scenari e pari a circa 36,8 GWp, si può procedere a ipotizzare uno scenario PEAR 2030 basato su tale indicazione tendenziale, che consentirà di raggiungere un livello di installazione di circa 3 GWp con un tasso annuo di incremento pari a circa il 6% e una produzione annua attesa pari a circa 306 ktep.

All'orizzonte temporale del check period al 2020, invece, mentre nello scenario *Business as usual* si ipotizza una crescita lineare con il tasso di crescita medio registrato tra il 2013 e il 2015 (pari al 4%),



nello scenario PEAR 2020 si ipotizza un tasso di crescita leggermente superiore (pari al 5%) con una produzione annua attesa sensibilmente più alta di quella dello scenario BAU, ovvero pari a circa 190 ktep.

ktep	Scenario BAU		Scenario PEAR	
	2020	2030	2020	2030
Solare fotovoltaico	181		190	306

Tabella 19 - Lo scenario PEAR per la produzione elettrica da fotovoltaico

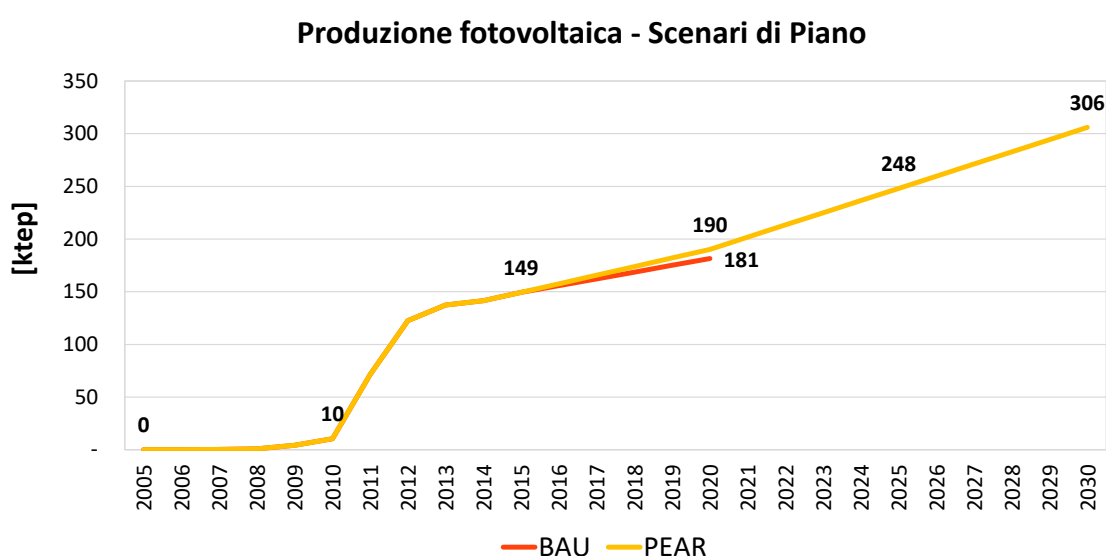


Figura 65 - La produzione fotovoltaica - scenari di piano (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

### Gli indirizzi

In linea con la corrente di pensiero che ha ritenuto di privilegiare lo sviluppo della produzione elettrica da fonte solare mediante impianti localizzati sui tetti degli edifici e sulle coperture di strutture produttive e terziarie (ad es. le strutture della grande distribuzione commerciale), gli indirizzi del PEAR affermano la preferenza per gli impianti che non comportano consumo di suolo, ad eccezione di quelli che prevedano il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione, quali ad esempio le discariche di rifiuti in fase di gestione *post mortem*, nonché per gli impianti realizzati sui tetti e sulle coperture accompagnati da azioni di bonifica rispetto alla presenza di amianto.

Per quanto afferisce agli impianti a terra, in previsione di un prossimo forte incremento delle istanze autorizzative, gli indirizzi di Piano tendono a privilegiare soluzioni che valorizzino superfici già impermeabilizzate in abbandono e non altrimenti utilizzabili, come ad esempio i piazzali delle aree industriali dismesse. In ogni caso, ai fini della localizzazione di tali tipologie d'impianti a terra, nelle more dell'individuazione delle "aree idonee" o "a vocazione energetica" previste dal PNIEC, si conferma la validità dei criteri localizzativi di pre-pianificazione afferenti all'individuazione di specifiche



“aree inidonee” e di altrettante “aree di attenzione” approvati con deliberazione della Giunta regionale 14 dicembre 2010 in attuazione del paragrafo 17.3 delle *Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, di cui al decreto ministeriale 10 settembre 2010.

Nella fattispecie, si confermano le seguenti Aree inidonee approvate dalla D.G.R. n. 3-1183 del 14.12.2010:

- aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale e specificamente i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell’UNESCO, le aree interessate dai progetti di candidatura a siti UNESCO, i beni culturali e paesaggistici, le vette e crinali montani e pedemontani, i tenimenti dell’Ordine Mauriziano;
- aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla L.R. 12/1990 e alla L.R. 19/2009, siti di importanza comunitaria nell’ambito della Rete Natura 2000;
- aree agricole e specificamente i terreni agricoli e naturali ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d’uso del suolo, le aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. e i terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico;
- aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Per la specificazione delle aree su elencate si rimanda all’Allegato 1 - Aree Inidonee.



## Energia eolica

La produzione di energia eolica in Piemonte rappresenta una quota residuale della produzione elettrica complessiva. Di fatto l'energia contabilizzata come rinnovabile dal GSE è stata, nel 2015, pari a circa 30 GWh, prodotta in 16 impianti per una potenza complessiva poco inferiore ai 18 MW. Il comparto eolico è ancora limitato a pochi impianti di piccola taglia e nell'ultimo quinquennio la potenza installata non è variata in modo particolarmente significativo. Le aree di potenziale sviluppo della tecnologia sono, in buona parte, soggette a vincoli che ne impediscono lo sfruttamento.

Analogamente a quanto accade per l'energia idrica anche per l'eolico, il GSE prende in considerazione la produzione elettrica normalizzata per il monitoraggio del Burden Sharing. In questo caso, la procedura di normalizzazione viene effettuata su quattro anni (ove disponibili). L'energia eolica normalizzata per il Piemonte ammontava nel 2015 a meno di 30 GWh, pari a 2,5 ktep. Gli scenari evolutivi illustrati in seguito si basano proprio sull'energia normalizzata e non su quella effettiva registrata di anno in anno.

Potenza e produzione eolica in Piemonte

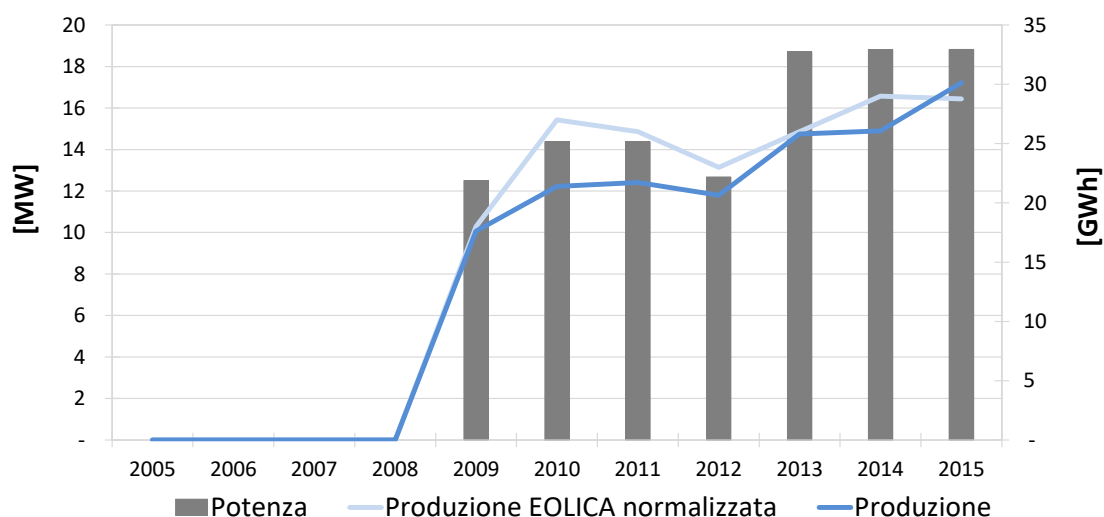


Figura 66 - Potenza e produzione eolica in Piemonte (fonte dati: GSE)

Nel corso degli anni il numero di ore annue equivalenti di funzionamento degli impianti è rimasto abbastanza costante (intorno alle 1500 ore), con valori compresi tra 1400 e 1600 ore. Il dato di potenza media degli impianti, invece, attualmente di poco superiore al MW è sensibilmente diminuito nel corso degli anni. La situazione è dovuta al fatto che il primo impianto installato, nella provincia di Cuneo, aveva una taglia (12,5 MW) decisamente superiore a quelli realizzati nel corso degli anni successivi. Negli ultimi due anni sono stati installati solo impianti di minieolico (in totale sei impianti con una potenza complessiva di 113 kW). Affinché il comparto eolico in Piemonte possa dare in futuro un contributo significativo alla produzione elettrica da fonti rinnovabili vanno sicuramente ridiscussi alcuni vincoli normativi, diversi da quelli più tradizionalmente ostativi, che contribuiscono ad impedirne la realizzazione in aree potenzialmente interessanti dal punto di vista anemologico.



### Indicatori dell'eolico in Piemonte

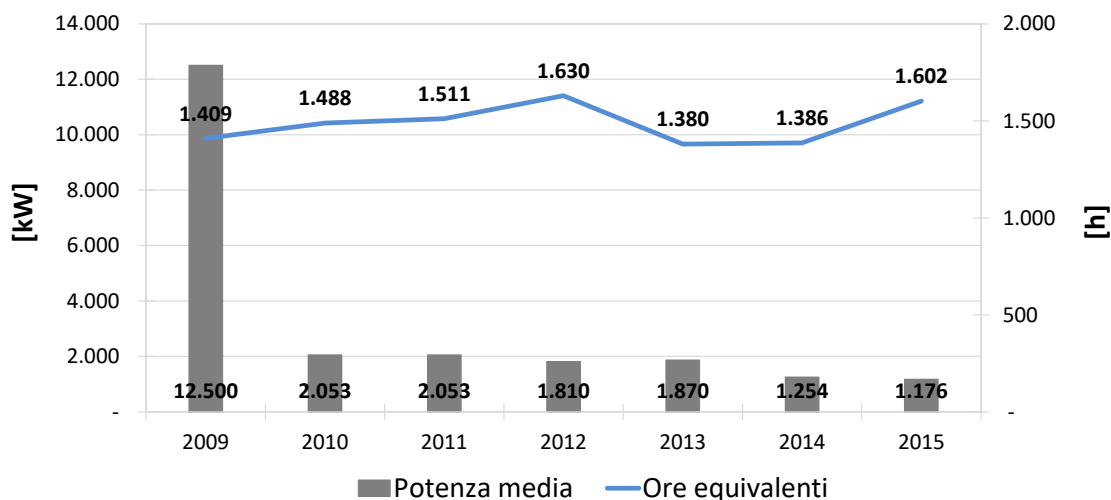


Figura 67 - Indicatori dell'eolico in Piemonte (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Ad oggi il parco di generazione eolico si distribuisce sul territorio Piemontese in modo alquanto eterogeneo. Solo le province di Alessandria, Asti, Cuneo e Torino ospitano impianti. La Città Metropolitana di Torino, con otto impianti in esercizio, è il territorio che ne presenta il maggior numero. Per contro, quella di Cuneo, con i 18 MW installati, è la provincia che concentra la maggior produzione elettrica annua.

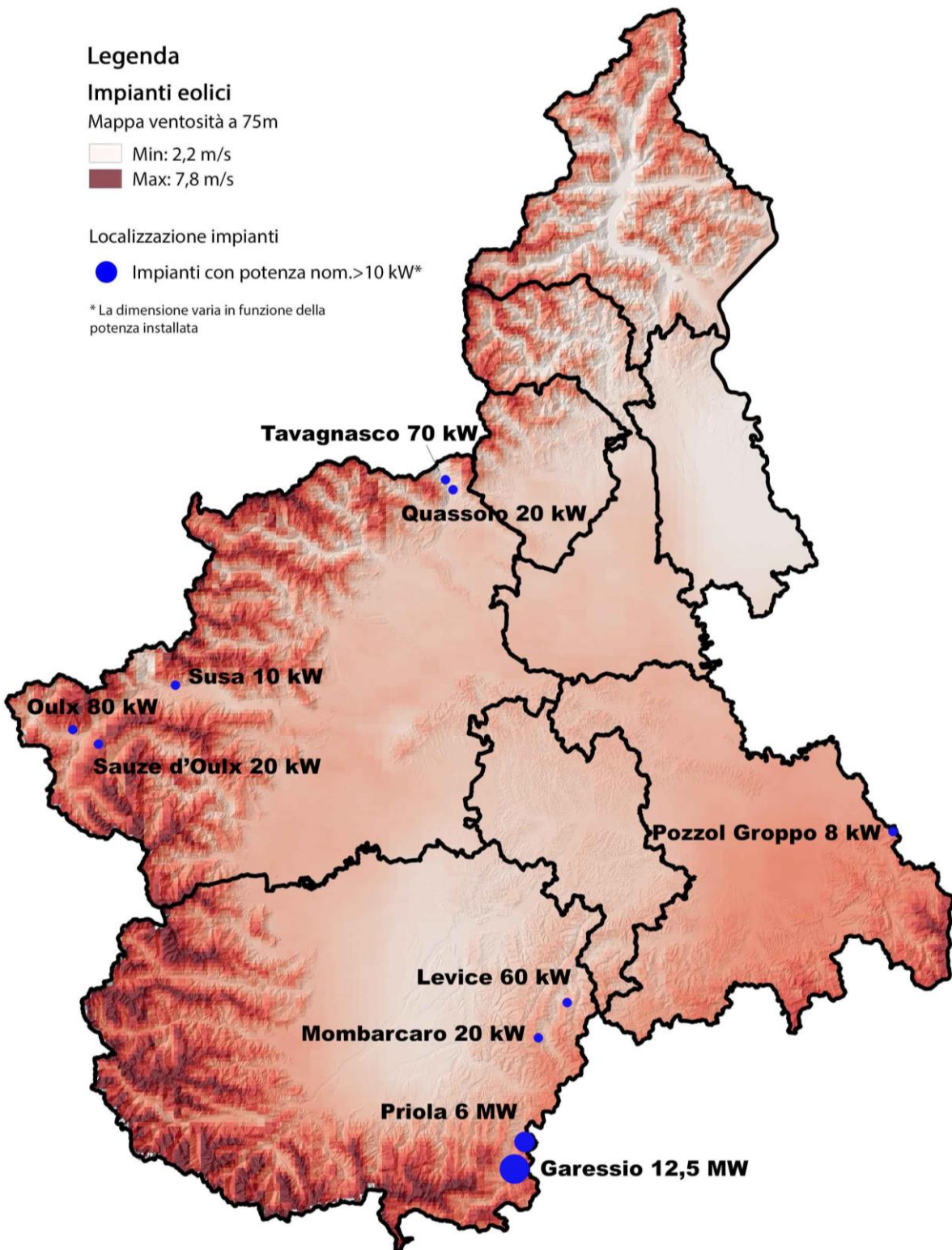


Figura 68 - La localizzazione degli impianti eolici in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)

Per quanto riguarda la stima degli scenari evolutivi agli orizzonti temporali del 2020 e 2030, si fa riferimento, come di sopra accennato, ai dati di produzione normalizzata.



Nella definizione dello scenario BAU 2020 è stato previsto un modesto sviluppo della produzione eolica su valori annui d'incremento pari a quelli registratisi nel quinquennio 2010-2015 sulla base della media delle ore di funzionamento degli impianti; viceversa, lo scenario PEAR 2020 (check period nel breve termine) prevede un valore obiettivo normalizzato pari a 8 ktep, in ragione della previsione di un incremento pari a circa un ktep annuo. Nello scenario di Piano al 2030 è stata ipotizzata una ulteriore crescita significativa con un obiettivo di 22 ktep, il cui raggiungimento è ritenuto possibile anche in ragione delle *aree di sviluppo della fonte eolica* più oltre individuate.

ktep	Scenario BAU		Scenario PEAR	
	2020	2020	2020	2030
Energia eolica	4	8	8	22

Tabella 20 - Lo scenario PEAR per la produzione elettrica da eolico

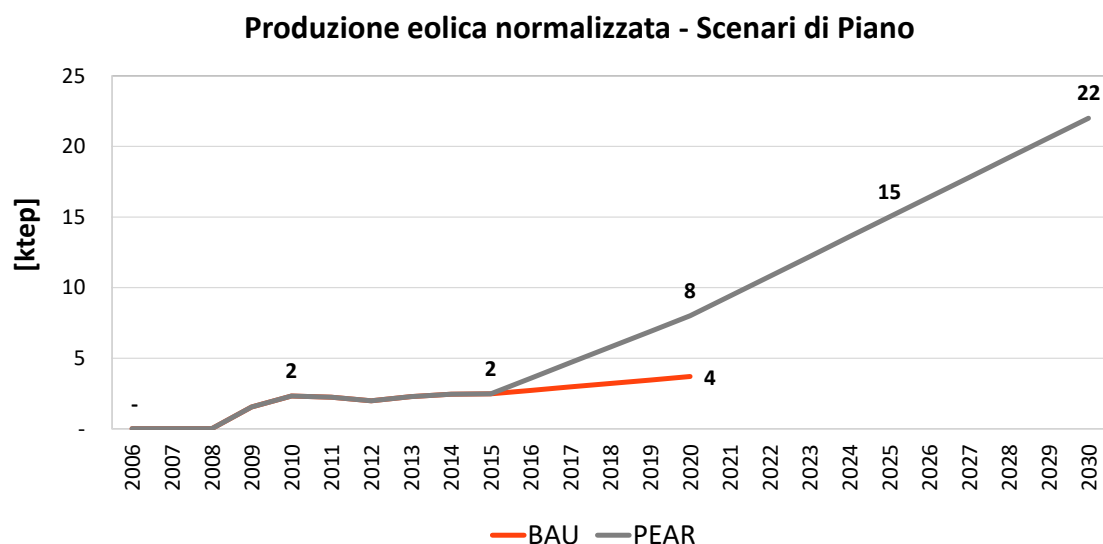


Figura 69 - La produzione eolica normalizzata - scenari di piano (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

### Gli indirizzi

Contrariamente a quanto si è soliti pensare, guardando al Piemonte come area del bacino padano tradizionalmente caratterizzata da calme di vento, il territorio regionale non è così sprovvisto di risorsa sotto il profilo delle condizioni anemologiche di minima fattibilità tecnico-economica per il funzionamento di aerogeneratori. Infatti, a fronte dell'estesa area delle pianure risicole e cerealicole regionali, dove l'assunto di base viene ampiamente confermato, il territorio regionale, al netto dei territori assoggettati a particolari misure di tutela paesaggistica e ambientale<sup>28</sup>, presenta ampie

<sup>28</sup> *Crinali montani*: all'art.13 "Aree di montagna" comma 12 delle NdA del Piano Paesaggistico Regionale, viene indicato che "nell'intorno di 50 metri per lato [...] dai sistemi di crinali montani principali e secondari [...] è vietato ogni intervento di trasformazione [...] fatti salvi gli interventi necessari per la produzione di energia [...] qualora sia dimostrato il rilevante interesse pubblico dell'impianto e l'intorno di 50 metri per lato [...] dai sistemi di crinali in cui sorge l'impianto non ricada



porzioni di territorio montano e pedemontano caratterizzate da crinali e aree vallive in cui possono riscontrarsi condizioni anemologiche di interesse per gli operatori del settore. Sulla base della georeferenziazione dei vincoli menzionati è stata realizzata la carta di seguito rappresentata contenente, oltre ai principali fattori ostativi alla localizzazione di un impianto eolico di taglia industriale (potenza > 200 kW), le aree ad elevato potenziale eolico<sup>29</sup>.

---

altresì in aree e immobili individuati ai sensi degli articoli 134, comma 1, lettere a. e c. del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

*Aree sottoposte a vincolo ai sensi del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio:* all'art.134 "Beni paesaggistici", comma 1, lettere a. e c. del Codice vengono individuati "gli immobili e le aree di cui all'art.136" [ovvero Immobili ed Aree di notevole interesse pubblico, di fatto ricompresi nei beni di cui alla legge 1497 del 1939] e "gli ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'art.136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156" [ovvero le aree individuate dal Decreto Ministeriale 01/08/1985 definito "Galassini"].

*Zone ZPS:* si tratta di Zone di Protezione Speciale istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli", concernente la conservazione degli uccelli selvatici e rientranti all'interno del più ampio sistema di aree tutelate ricomprese nella Rete Natura 2000.

<sup>29</sup>L'individuazione delle *aree ad elevato potenziale eolico* è avvenuta attraverso l'utilizzo delle mappe dell'atlante eolico interattivo messe a disposizione da RSE al seguente indirizzo web (<http://atlanteeolico.rse-web.it/>). In particolare sono state utilizzate le due mappe relative:

- alla velocità media annua del vento a 75 metri di quota espressa in metri al secondo;
- alla producibilità specifica a 75 metri di quota, espressa in ore teoriche di funzionamento annuo degli impianti.

Sono stati utilizzati i dati relativi alla quota di 75 metri sul livello del terreno, poiché si può assumere che gli impianti eolici abbiano mediamente un'altezza delle pale compresa tra 50 e 100 metri s.l.t. Per entrambi i parametri considerati si è deciso inoltre di imporre due soglie per identificare l'elevato potenziale: per la velocità media annua del vento sono state selezionate le aree del territorio regionale con un valore superiore a 5 m/s, mentre per la producibilità specifica si è utilizzata una soglia di 1.500 ore teoriche annue di funzionamento. Le aree ad elevato potenziale sono quelle che superano entrambe le soglie.





### Legenda

-  Crinali montani PPR + DM di tutela paesaggistica
-  Zone ZPS
-  Aree ad elevato potenziale eolico

In nero vengono rappresentate le aree che verificano un'intersezione tra vincoli individuati dai DM di tutela paesaggistica (vedi nota 8) ed i crinali montani individuati e tutelati dal Piano Paesaggistico Regionale.

Le aree ad elevato potenziale sono quelle che registrano, a 75 metri di quota, una velocità media annua del vento maggiore o uguale a 5 m/s ed un numero di ore annue teoriche di funzionamento degli impianti maggiore di 1.500.

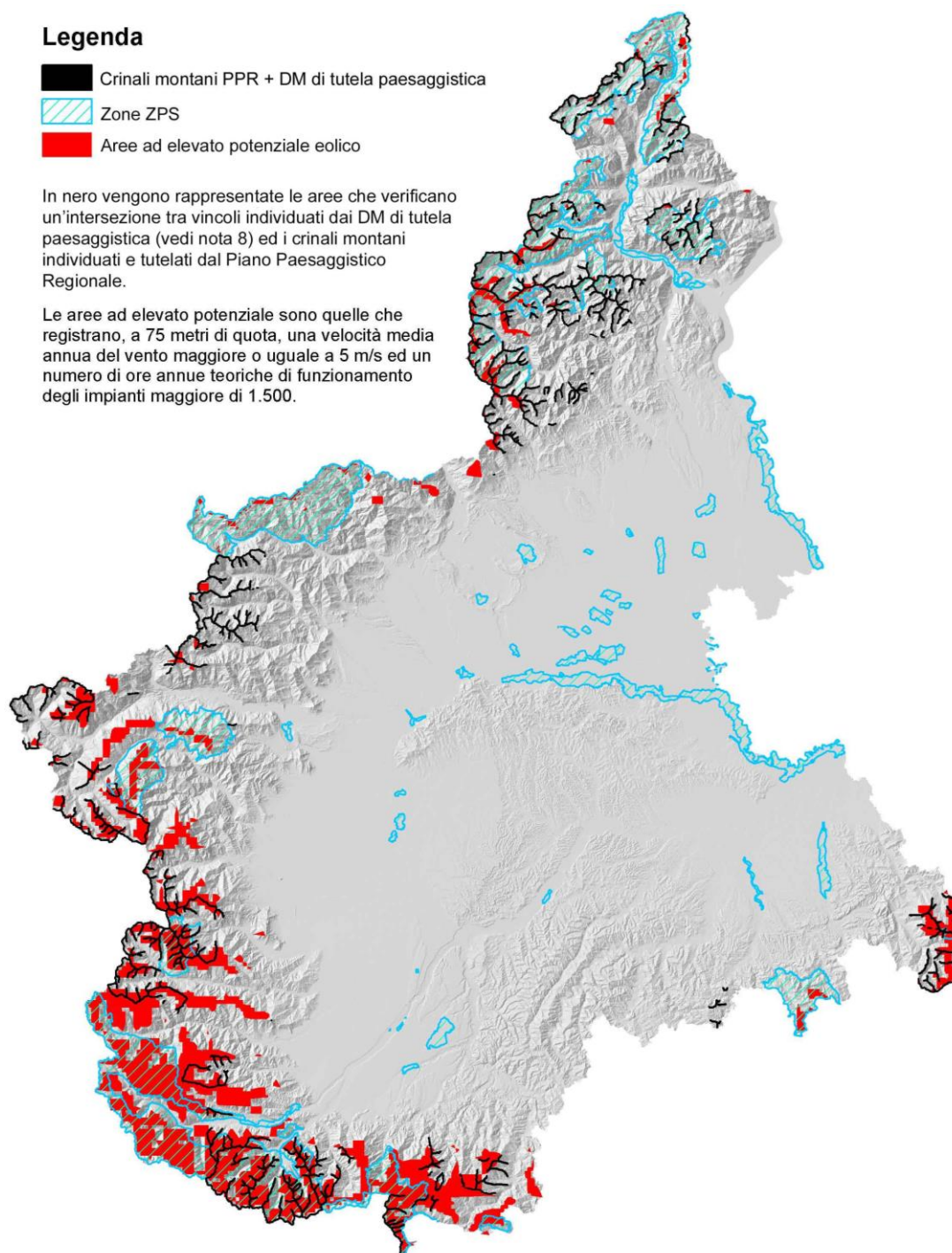


Figura 70 - Individuazione delle aree ad elevato potenziale eolico

La sovrapposizione delle aree ad elevato potenziale ai vincoli ostativi sopra descritti, rappresentati graficamente nella precedente figura, evidenzia tutte le porzioni del territorio regionale che non possono essere "sfruttate" ai fini della produzione eolica, in virtù della presenza di ambiti ad elevato valore ambientale, paesaggistico e naturale. Viceversa, laddove non vi sia sovrapposizione (*aree di sviluppo della fonte eolica*), è possibile immaginare che possa approfondirsi, pur al netto delle *aree inidonee* di cui al successivo Allegato n. 1, una progettualità per lo sfruttamento a fini energetici della



risorsa vento. Tali aree, rappresentate nella figura seguente, pur presentando un'estensione molto più limitata (97.000 Ha) rispetto alla totalità (179.000 Ha), costituiscono un insieme di territori di dimensioni significative, prevalentemente localizzati nelle province di Cuneo, Torino e Alessandria.

### Legenda

- Ambiti ad elevato potenziale
- Aree di sviluppo della fonte eolica

Le aree di sviluppo della fonte eolica corrispondono alle aree ad elevato potenziale eolico, in assenza di vincoli ostativi

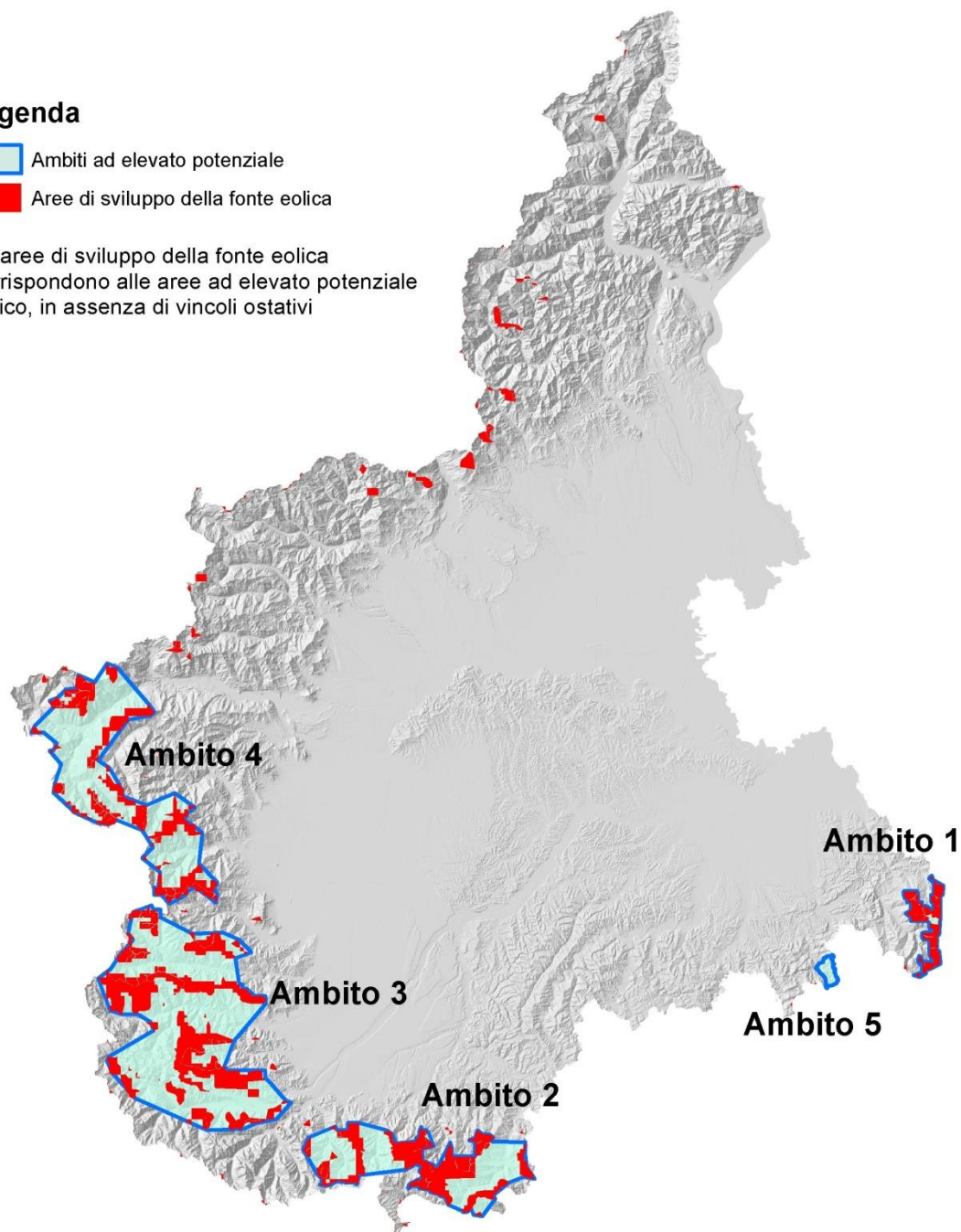


Figura 71 - Identificazione delle aree di sviluppo della fonte eolica

L'identificazione e la successiva analisi delle *aree di sviluppo della fonte eolica* ha poi consentito di selezionare cinque specifici *ambiti strategici* per lo sviluppo della generazione eolica in Piemonte, ovvero porzioni estese di territorio regionale al cui interno si riscontrano condizioni di potenziale eolico



e di assenza di condizioni ostative (aree con tratteggio rosso), tali da rendere lo sfruttamento della risorsa vento una reale opzione di Piano, meritevole di essere approfondita nelle successive fasi di valutazione dei singoli progetti stabilite dalle norme. Oltre ai primi quattro ambiti, identificati in figura 71, ottenuti mediante l'applicazione della procedura cartografica descritta, viene aggiunto l'ambito 5, in seguito alle osservazioni pervenute da ANEV<sup>30</sup>, che evidenzia la presenza di un'area particolarmente vocata, sita nel Comune di Fraconalto. Tale evidenza risulta documentata mediante la restituzione dei dati certificati registrati da un anemometro.

Di seguito, gli *ambiti strategici* sono ulteriormente dettagliati sia in termini di localizzazione geografica, sia in termini di estensione delle aree ad elevato potenziale.

Ambiti	
<p><b>Regione appenninica settentrionale</b></p>	<p><b>Ambito 1 - Appennino settentrionale alessandrino</b></p> <p>Con tratteggio rosso le aree di sviluppo della fonte eolica. <i>Estensione delle aree = 5.993 ettari</i></p>
<p><b>Regione delle Alpi Marittime</b></p> <p>Valle Vermenagna Valle Pesio Valli Monregalesi Alta Valle Tanaro</p>	<p><b>Ambito 2 - Regione delle Alpi Marittime</b></p> <p>Alta Valle Tanaro, Valli Monregalesi, Valle Pesio, Valle Vermenagna</p> <p>Con tratteggio rosso le aree di sviluppo della fonte eolica. <i>Estensione delle aree = 20.787 ettari</i></p>

<sup>30</sup> ANEV = Associazione Nazionale Energia del Vento

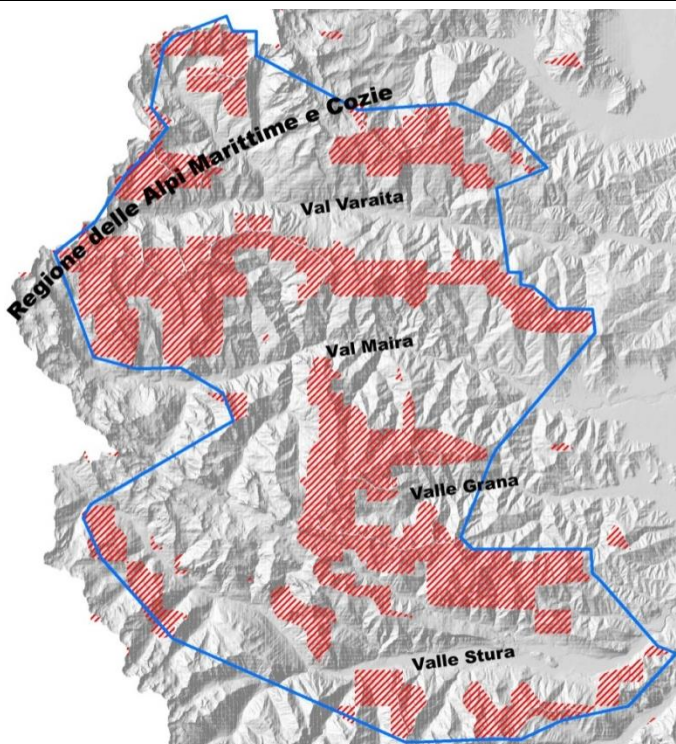


**Ambito 3 - Regione delle Alpi  
Marittime e Cozie**

Valle Stura, Alta Valle Grana, Val  
Maira, Val Varaita

Con tratteggio rosso le aree di  
sviluppo della fonte eolica.

*Estensione delle aree = 38.920 ettari*

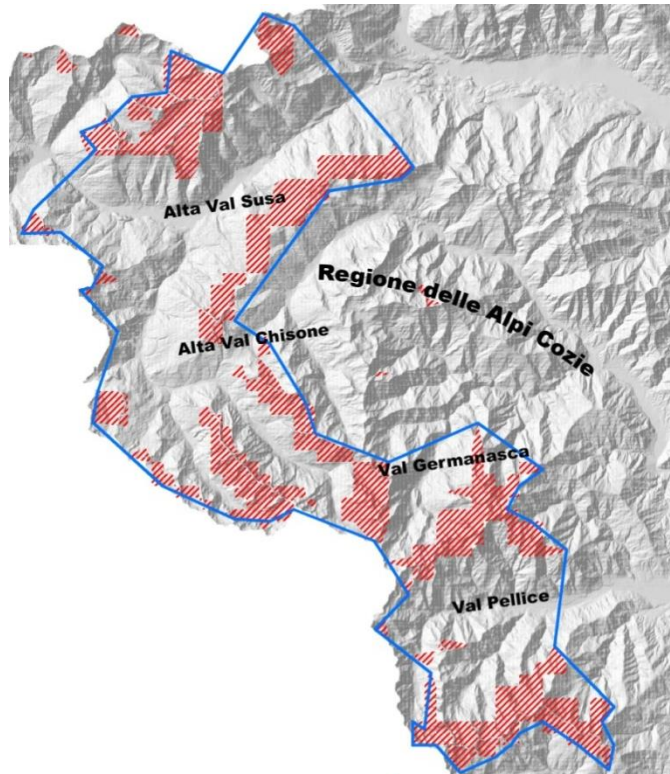


**Ambito 4 - Regione delle Alpi Cozie**

Alta Valle Susa, Alta Val Chisone, Val  
Germanasca, Alta Val Pellice

Con tratteggio rosso le aree di sviluppo  
della fonte eolica.

*Estensione delle aree = 20.941 ettari*





**Ambito 5 – Appennino settentrionale alessandrino (Comune di Fraconalto)**



Comune di Fraconalto

L'area in questione coincide con un sito puntuale (crinale tra il monte Poggio e il monte Calvo) in Comune di Fraconalto, su cui è localizzato un anemometro. I dati anemometrici sono certificati e sono relativi al quinquennio 2012-2017. Essi indicano una velocità media del vento pari a 6,2 m/s e più di 3.000 ore equivalenti.

Si tratta dell'area apicale delle valli Curone e Borbera (Ambito strategico 1) nell'Appennino alessandrino ai confini con le province di Pavia, Piacenza e Genova. Quindi, dell'area delle Alpi Marittime (Ambito strategico 2) innervata dalle valli Tanaro, Casotto, Ellero, Pesio e Vermenagna in provincia di Cuneo ai confini con le province di Savona e Imperia e con la Francia. Si tratta ancora dell'area tra le Alpi Marittime e le Alpi Cozie (Ambito strategico 3) contrassegnata dalle valli cuneesi Stura, Grana, Maira e Varaita. Infine, dell'area delle Alpi Cozie torinesi (Ambito strategico 4) caratterizzata dalle valli Pellice, Germanasca e alte Valli Chisone e Susa di sotto rappresentata, nonché di un'area puntuale sita in Comune di Fraconalto (Ambito strategico 5) ancora nell'Appennino alessandrino.

Oltre alle aree di crinale di sopra rappresentate, appaiono poi significative per lo sviluppo del minieolico ( $P > 60 < 200$  kW) e microeolico ( $P > 0 < 60$  kW) anche i territori situati nei fondovalle che caratterizzano il territorio regionale. Si tratta spesso di aree di ampiezza e lunghezza non trascurabile, contraddistinte da brezze anche di marcata intensità, e come tali, idonee all'installazione di aerogeneratori di più piccola taglia.

L'insieme di tali potenzialità, ove sfruttata a fini di generazione eolica, potrebbe raggiungere livelli di produzione capaci di soddisfare fino all'1% del fabbisogno elettrico del sistema regionale (circa 250-270 GWh/anno), in una logica di piena ripartizione dello sforzo di conseguimento degli obiettivi al 2030 sul mix di fonti disponibili.

I progetti di generazione eolica, pur utilizzando una fonte rinnovabile e pulita al pari del sole e dell'acqua, incontrano numerose opposizioni in ragione del soggettivo impatto visivo determinato dagli aerogeneratori sul paesaggio circostante, della potenziale influenza sugli spostamenti dell'avifauna di passo e stanziale, nonché del ronzio prodotto dalla rotazione delle pale, avvertibile a qualche centinaio di metri di distanza. Queste sono le criticità principali, in ragione delle quali alcuni progetti di sviluppo



in Piemonte, anche di precipuo interesse energetico-ambientale, non hanno ottenuto fino ad oggi parere positivo nelle istruttorie tecniche correlate alle valutazioni di impatto ambientale.

Nella consapevolezza che gli sfidanti obiettivi di sviluppo delle FER al 2030 possano essere conseguiti solo a condizione che ogni fonte, ciascuna per le proprie potenzialità, contribuisca in quota parte senza preclusioni ostative di sorta, il Piano pone con forza il tema dell'interesse pubblico prevalente, anche di natura ambientale, correlato allo sviluppo della generazione eolica in Piemonte. In tal senso, si accolgono con soddisfazione le dichiarazioni contenute nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 che richiamano l'esigenza di un riesame dei contenuti delle Linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio.

Più in generale, si rileva la necessità di definire una metodologia di valutazione dei progetti capace di riconoscere, sulla scorta di un'analisi costi-benefici, l'interesse pubblico prevalente anche di natura ambientale correlato alla realizzazione di progetti di tale fattispecie negli ambiti territoriali di sopra definiti, riconoscendo agli stessi nel corso del processo valutativo l'importante valore aggiunto nella mitigazione dei cambiamenti climatici. L'esigenza di dotarsi di strumenti valutativi, quali l'analisi costi-benefici, che consentano al decisore pubblico di ricavare informazioni utili nell'individuazione dell'interesse pubblico prevalente, e garantendo una scelta più consapevole nell'eventuale superamento di alcuni vincoli territoriali e ambientali discende poi anche dalla necessità di compensare il mancato o ridotto contributo di altre fonti rinnovabili<sup>31</sup>.

Nello specifico, poi, gli indirizzi di Piano individuano negli ambiti strategici sopra rappresentati, al netto dei principali vincoli ostativi vigenti, le aree preferenziali per la generazione eolica in Piemonte, territorialmente circoscritte, ma caratterizzate da condizioni di fattibilità tecnico-economica per gli impianti industriali (>200 kW). In tali aree, al netto di una verifica di insussistenza di residue condizioni di inidoneità (*aree inidonee*, di cui all'Allegato 1) e della coerenza con le disposizioni normative e prescrittive del Ppr, potrà essere valutata la realizzazione di parchi eolici, atteso il riconoscimento del prevalente interesse pubblico sotto il profilo della generazione elettrica.

Per quanto riguarda, invece, gli impianti di più piccole dimensioni, quali il minieolico (>60 kW e <200 kW) e il microeolico (> 0 kW e < 60 kW), quest'ultimo non soggetto alle attuali limitazioni in aree caratterizzate dalla presenza di vincoli paesaggistici istituiti con decreto ministeriale, l'indirizzo di Piano prevede di promuoverne lo sviluppo soprattutto nelle aree di fondovalle, al fine di sfruttare i costanti regimi termici di brezza.

Infine, con riferimento ai nuovi progetti d'impianto sono stabiliti criteri localizzativi sotto forma di "*aree inidonee*" e di "*aree di attenzione*" per lo sviluppo di una nuova progettualità eolica nel territorio della regione Piemonte.

Sono individuati come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte eolica le aree di seguito sintetizzate:

- parti delle aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale;

<sup>31</sup>Tra queste, si evidenziano in primo luogo le biomasse, la cui contrazione delle possibilità di utilizzo in Piemonte, per ragioni di salute pubblica legate alle emissioni di inquinanti in atmosfera, necessita obiettivamente di opportuni recuperi di producibilità energetica da altre fonti non caratterizzate da processi di combustione.



- i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO (Sacri Monti, Residenze Sabaude e paesaggi vitivinicoli Langhe-Roero e Monferrato);
- le aree in dissesto idraulico e idrogeologico;
- le aree importanti per l'avifauna (ZPS), aree caratterizzate dalla presenza di colonie di chiroterofauna (SIC, ZSC, ...);
- i terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico e terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso dei suoli.

Per la specificazione delle caratteristiche delle "aree inidonee" sopra elencate, nonché per la illustrazione delle "aree di attenzione", si rimanda all'Allegato 1 - Aree Inidonee.

Infine, si sottolinea l'esigenza di favorire un'armonizzazione delle disposizioni localizzative nelle aree di confine con le regioni Liguria e Lombardia, al fine di uniformare il più possibile normative e approcci valutativi differenti.



## Le FER termiche

### Biomassa termica

Il comparto delle biomasse è alquanto diversificato. Secondo la ripartizione proposta dal GSE, le biomasse si classificano in biomassa solida (suddivisa tra settore residenziale e non), frazione biodegradabile dei rifiuti, bioliquidi e biogas o biometano immesso in rete. A queste voci si può aggiungere la voce "calore derivato" prodotto da rinnovabili che è quasi esclusivamente generato dalla combustione di biomassa. L'insieme delle voci di cui sopra, rappresenta, con i 769 ktep consumati nel 2015, oltre l'80% dell'intero comparto "fonti rinnovabili termiche". Tra le varie forme di biomassa, quella solida rappresenta l'82% del totale e il calore derivato oltre il 16%, lasciando a circa l'1,3% il contributo fornito dalle altre forme di utilizzo di biomassa. Il presente paragrafo si concentrerà pertanto principalmente sulla combustione della biomassa solida (legna da ardere, pellet e cippato).

Nel 2014 l'ISTAT ha condotto un'importante indagine statistica<sup>32</sup> che ha portato a rivedere in modo sostanziale i dati attribuiti ai consumi di biomassa e, in particolare, alla combustione della biomassa solida in ambito domestico. Da stime iniziali pari a circa 2 Mtep si è passati a valori compresi tra 5 e 7 Mtep a livello nazionale. Ne è conseguito che il target fissato al 2020 nel Piano d'Azione Nazionale (pari a 5,2 Mtep) per questo specifico comparto è risultato essere ampiamente superato e, di fatto, poco significativo, proprio a seguito dell'adeguamento statistico.

Al Piemonte, è stato attribuito un dato di circa 630 ktep, pari a poco meno del 10% del mercato nazionale. Il dato presenta una certa variabilità annuale in funzione delle condizioni climatiche e dei gradi-giorno dell'anno di riferimento. In ogni caso il consumo di 632 ktep del 2015 è in linea con quanto registrato negli ultimi quattro anni<sup>33</sup>.

Consumo di energia termica da biomassa

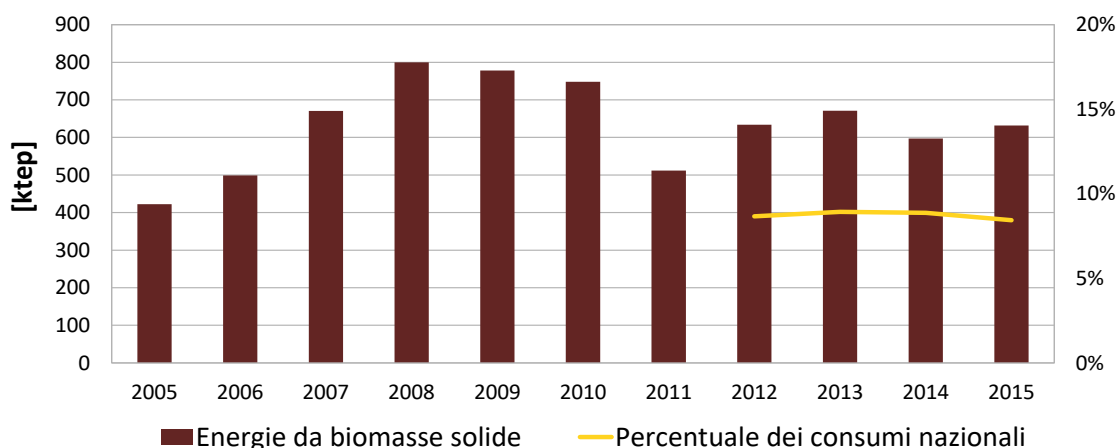


Figura 72 - Consumo di energia termica da biomassa (fonte dati: GSE)

<sup>32</sup> I consumi energetici delle famiglie - <http://www.istat.it/it/archivio/142173>

<sup>33</sup> Nel grafico riportato in Figura 72 i dati antecedenti al 2012 sono stimati sulla base dei dati nazionali, applicando la quota media del mercato piemontese (pari a 9,84%), calcolato nel quadriennio.





Per la combustione di biomassa solida, il contributo dei settori non afferenti alle residenze private è inferiore al 2%, a evidenza del fatto che l'utilizzo della biomassa è un fenomeno particolarmente diffuso sul territorio e parcellizzato, poco gestibile in modo centralizzato con conseguenti importanti risvolti circa la sostenibilità del suo utilizzo, per effetto, principalmente, delle emissioni di polveri sottili.

### Ripartizione settoriale dei consumi termici da biomassa solida

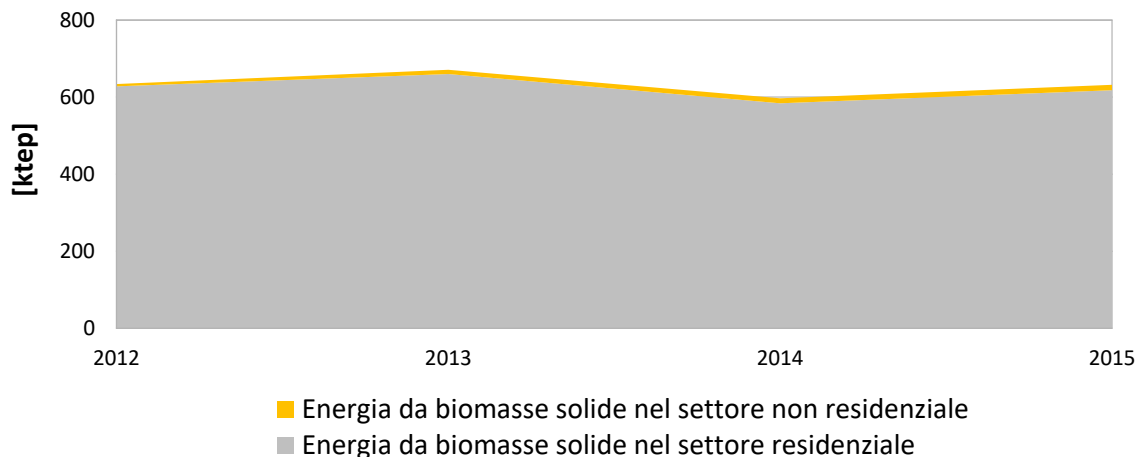


Figura 73 - Il consumo di energia termica da biomassa solida per settore (fonte dati: GSE)

Premesso che il target fissato a livello nazionale per la biomassa solida è superato nei fatti, diventa strategico, a livello regionale ipotizzare scenari più realistici e calibrati sugli indirizzi di pianificazione.

Nello scenario BAU si ipotizza un valore obiettivo complessivo pari a 718 ktep al 2020 in ragione dell'attesa di mantenimento per gli anni 2017-2020 di un trend di crescita sostenuto, sebbene in lieve flessione rispetto agli anni precedenti in ragione delle difficoltà di approvvigionamento della risorsa a costi concorrenziali. Le motivazioni che supportano tale previsione sono: la permanenza del trend di sostituzione del GPL con il pellet; l'evoluzione dei rendimenti termici degli impianti; il permanere di condizioni di concorrenzialità del prezzo della legna rispetto a quello dei combustibili fossili; infine, la previsione di un non trascurabile contributo derivante dalla produzione di biometano, in ragione del carattere strategico riconosciuto dall'UE a tale fonte. Lo scenario PEAR 2020, assunto quale check period per la verifica della traiettoria al 2030, evidenzia invece l'effetto della prima implementazione delle politiche attese per il miglioramento della qualità dell'aria. Tale effetto si esplica soprattutto nella limitazione attesa nell'utilizzo di biomasse solide nel settore residenziale (- 60 ktep, pari ad una riduzione di circa 8,6% rispetto al valore BAU), parzialmente compensata dal forte incremento relativo nel settore della produzione di biometano (+ 150%), condizionatamente al varo di un quadro di incentivazioni nazionali che si rivelino efficaci a supportare sia lo sviluppo di nuovi impianti, sia la trasformazione di impianti esistenti per la produzione di biogas.

Nello scenario PEAR 2030 si palesano in tutta la loro forza gli effetti delle misure di qualità dell'aria dirette a consentire il rientro dalla procedura di infrazione comunitaria. Il valore del contributo delle biomasse solide nel settore residenziale è previsto in forte discesa (450 ktep), con una riduzione pari al 28,6% rispetto al corrispondente valore dello scenario PEAR 2020. Viceversa di segno fortemente



positivo risulta essere il trend della produzione di biometano con un sostanziale raddoppio rispetto al valore 2020. Tale crescita appare tuttavia subordinata al consolidamento negli anni di un quadro di incentivazioni basato sul sostanziale riconoscimento del ruolo strategico rivestito da tale fonte nel mix delle energie rinnovabili.

Nello scenario al 2030, pertanto, il comparto della biomassa segnerà un cambiamento strutturale del mix energetico con una quota del "calore derivato" di circa il 25% e una quota di combustione diretta nel settore residenziale inferiore al 65%.

Di seguito si riportano in forma tabellare i dati di sintesi.

Tipologia di biomassa [ktep]	2015	2020 BAU	2020 PEAR	2030
Frazione biodegradabile dei rifiuti	6	10	10	17,5
Biomasse solide nel settore residenziale	618	690	630	450
Biomasse solide nel settore non residenziale	14	18	15	12
Energia da biometano immesso in rete	4	10	25	50
Calore derivato	127	150	150	175
<b>Totale</b>	<b>769</b>	<b>878</b>	<b>830</b>	<b>704</b>

Tabella 21 - Lo scenario PEAR per la produzione termica da biomassa

### Scenari di Piano per il consumo da biomassa solida

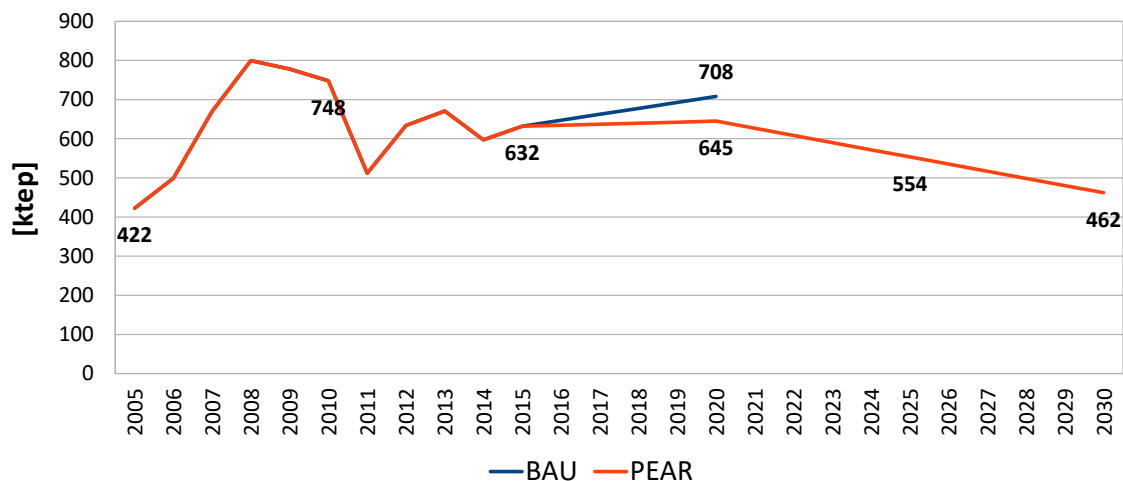


Figura 74 - Scenari di piano per il consumo di biomassa solida (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

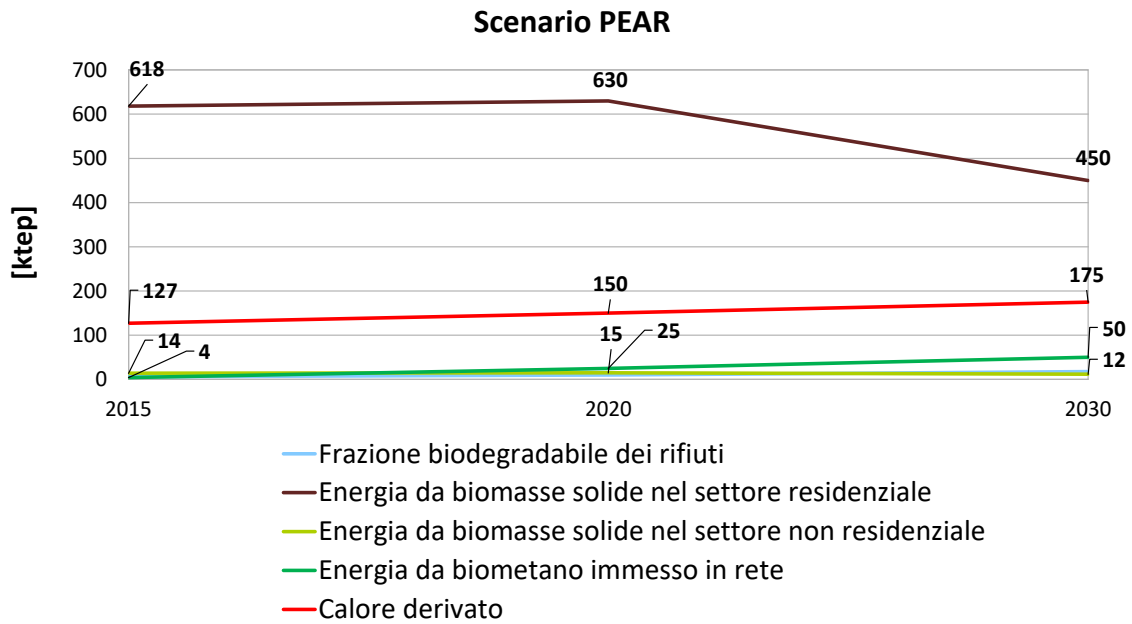


Figura 75 - Le previsioni di sviluppo per le biomasse in Piemonte nello scenario PEAR (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

### Composizione del contributo delle biomasse alle FER termiche

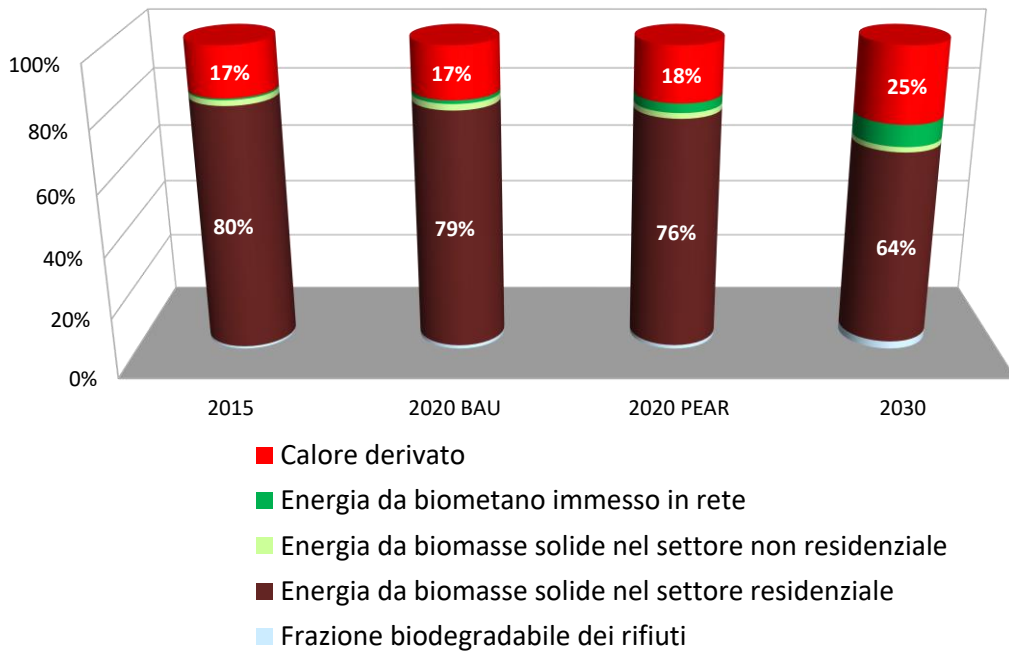


Figura 76 - Il contributo delle biomasse alle FER termiche



### ***Gli indirizzi***

Per quanto attiene generalmente alla messa a punto di specifici indirizzi di sviluppo del comparto relativo all'utilizzo delle biomasse a fini di riscaldamento, il Piano, prendendo atto di un problema emergente di grande serietà dal punto di vista ambientale e degli effetti sanitari che genera, ovvero degli impatti emissivi derivanti dalla combustione delle biomasse solide, ha dovuto condizionare pesantemente la propria strategia di crescita della produzione regionale da FER, accogliendo l'ipotesi di ridurre significativamente il peso di tale fonte nel mix della produzione rinnovabile attesa nel breve e lungo periodo. In altri termini, la necessità di migliorare significativamente la qualità dell'aria regionale soprattutto per quanto riguarda le emissioni di particolato, e di risolvere un'emergenza che accomuna il Piemonte alle altre regioni del cosiddetto "bacino padano", ha rappresentato un elemento capace di favorire l'armonizzazione delle scelte del PEAR e del Piano Regionale della Qualità dell'Aria, pur nella consapevolezza di un paradossale allontanamento del Piemonte dai target energetici al 2030. Tali scelte, riguardano sia il processo di penetrazione della risorsa in sostituzione di impianti a fonte fossile, mediante la realizzazione di nuovi impianti e apparecchi, considerando l'introduzione di limitazioni a nuove installazioni nelle aree più critiche, sia il processo di efficientamento del parco impianti esistente unitamente alla promozione di una filiera locale nell'approvvigionamento della risorsa.

#### *Gli indirizzi per i nuovi impianti.*

Ai fini di ridurre le emissioni di inquinanti correlate ai processi di combustione delle biomasse solide, l'indirizzo di Piano prevede l'imposizione di una regolamentazione dell'uso della risorsa negli impianti termici civili che, in linea con il Piano Regionale per la Qualità dell'Aria, vieti l'installazione di nuovi apparecchi/impianti a biomassa nelle aree più critiche per la qualità dell'aria e servite dalla rete del gas naturale a una distanza dal fabbricato per cui il costo di allacciamento risulti economicamente sostenibile. Inoltre, costituisce specifica raccomandazione di Piano la limitazione della possibilità di installare nuovi impianti, comunque caratterizzati da rendimenti energetici ed emissivi molto elevati, soltanto agli edifici che presentino l'indicatore della prestazione energetica invernale dell'involucro di qualità "Alta" (secondo quanto riportato sull'Attestato di Prestazione Energetica – APE – con riferimento al § 5.2.1 del decreto ministeriale 26.06.2015 "Adeguamento del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 26.06.2009 – Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici").

In particolare, in ossequio a quanto stabilito nell'*Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano* sottoscritto il 9 giugno 2017 dal Ministro dell'Ambiente e dai Presidenti delle Regioni Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna e Veneto, si confermano le seguenti limitazioni assunte con la dgr n.29-7538 del 14.09.2018:

- divieto, in tutti i Comuni del territorio regionale, di nuova installazione di generatori di calore con potenza nominale inferiore a 35 kW e alimentati da biomassa legnosa aventi prestazioni emissive inferiori a quelle individuate dal DM n.186 del 07.11.2017 per le seguenti classi di appartenenza:
  - "tre stelle", per i generatori che verranno installati dal 1.10.2018;



- "quattro stelle, per i generatori che verranno installati dal 1.10.2019.

Risultano inoltre vigenti le ulteriori prescrizioni previste dall'Accordo di Bacino Padano 2017 e approvate con la dgr n. 42-5805 del 20 ottobre 2017:

- divieto, a partire dal 1.10.2018, nel caso di nuove costruzioni o di ristrutturazioni rilevanti, di ricorrere all'impiego della combustione di biomassa, per assicurare il raggiungimento dei valori di cui all'allegato 3 del decreto legislativo 28/2011, nei comuni presso i quali risulta superato uno o più valori limite del PM<sub>10</sub> e/o il valore obiettivo del benzo(a)pirene per almeno 3 anni anche non consecutivi, nell'arco degli ultimi cinque;
- divieto, a partire dal 1.10.2018 nel caso di bandi che utilizzano fondi strutturali finalizzati all'efficientamento energetico, di incentivazione di interventi di installazione di impianti termici a biomassa legnosa nei comuni presso i quali risulta superato uno o più dei valori limite del PM<sub>10</sub> e/o il valore obiettivo del benzo(a)pirene per almeno 3 anni anche non consecutivi, nell'arco degli ultimi cinque;
- a partire dal 1.10.2018, nei generatori di calore a pellet di potenza termica nominale inferiore ai 35 kW, obbligo di utilizzo su tutto il territorio regionale di pellet che rispetti le condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d), parte V del decreto legislativo n. 152/2006, e che sia certificato conforme alla classe A1 della norma UNI EN ISO 17225-2 da parte di un Organismo di certificazione accreditato, da comprovare mediante la conservazione obbligatoria della documentazione pertinente da parte dell'utilizzatore.

Per quanto attiene, invece, alla realizzazione di impianti centralizzati (caldaie o cogeneratori) alimentati a cippato e asserviti a reti locali di teleriscaldamento che coinvolgono i nuclei abitati montani, costituisce indirizzo di Piano l'obbligo da parte dei medesimi di prevedere l'allacciamento di volumetrie edificate prioritariamente servite da impianti alimentati a biomassa o gasolio<sup>34</sup>. Tali impianti dovranno essere caratterizzati dalle tecnologie più efficienti presenti sul mercato sotto il profilo dei rendimenti energetici ed emissivi.

#### *Gli indirizzi per gli impianti esistenti.*

Per assicurare emissioni di particolato inferiori agli standard medi del parco impiantistico esistente l'indirizzo di Piano prevede l'avvio di un processo di progressiva sostituzione dello stock di impianti/apparecchi oggi in esercizio, secondo termini temporali prestabiliti legati a specifici standard di rendimento degli impianti sostituiti. In particolare, in coerenza con quanto stabilito nell'Accordo di Bacino Padano 2017 si confermano i seguenti obblighi stabiliti nelle dgr n. 42-5805 del 20.10.2017 e dgr n. 29-7538 del 14.09.2018 attuative:

- dal 1.10.2018, nei generatori di calore a pellet di potenza termica nominale inferiore ai 35 kW, su tutto il territorio regionale è consentito solo l'utilizzo di pellet che rispetti le condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d), parte V del decreto legislativo n. 152/2006, e che sia certificato conforme alla classe A1 della norma UNI EN ISO

<sup>34</sup>La quota parte di energia termica sostituita e prodotta da singoli impianti a gas naturale o gpl non potrà essere superiore al 20%, mentre quella prodotta da singoli impianti a legna o gasolio non potrà essere inferiore all'80%.



17225-2 da parte di un Organismo di certificazione accreditato, da comprovare mediante la conservazione obbligatoria della documentazione pertinente da parte dell'utilizzatore;

- dal 1.10.2019 in tutti comuni appartenenti alle zone "Agglomerato di Torino", "Pianura" e "Collina" così come individuati nella deliberazione di Giunta regionale n. 41-855 del 29.12.2014, è vietato l'utilizzo dei generatori di calore con potenza nominale inferiore a 35 kW e alimentati da biomassa legnosa se aventi prestazioni emissive, come individuate dal DM n. 186 del 07.11.2017, inferiori alle "tre stelle" (sono esentate da tale divieto le unità immobiliari in cui il generatore di calore a biomassa sia l'unico sistema di riscaldamento presente).

Inoltre, tra gli indirizzi di Piano si enuncia altresì la necessità di limitare il consumo di biomassa negli impianti ed apparecchi esistenti, portando i fabbricati nei quali la risorsa viene utilizzata ad un livello di efficienza minima, ovvero riducendone il fabbisogno energetico, mediante la realizzazione di interventi di coibentazione di agevole esecuzione.

*Gli indirizzi concernenti la creazione di una filiera locale per l'approvvigionamento della risorsa.*

L'importanza di disciplinare anche gli aspetti correlati all'approvvigionamento di biomassa forestale degli impianti/apparecchi alimentati da biomassa solida si rivela stringente alla luce della considerazione secondo cui la biomassa assume i connotati di vera fonte rinnovabile nel momento in cui essa viene consumata vicino al luogo dove è prodotta. Secondo la menzionata ricognizione dell'Istat sui consumi energetici delle famiglie, il 50% della biomassa di origine forestale consumata nel Paese sarebbe oggetto di importazione anche da territori esteri e comunque lontani dalle aree di consumo. L'applicazione di tale proporzione ai consumi di biomassa forestale (*in primis*, legna da ardere) stimati per il Piemonte dalla stessa indagine evidenzia come la dimensione dell'import regionale sia del tutto ragguardevole (circa 850.000 ton).

A questo proposito, costituisce specifico indirizzo di Piano il favorire il processo di qualificazione della risorsa forestale utilizzata, sia sotto il profilo della provenienza da "filiera corta", sia delle caratteristiche di umidità e, quindi, di PCI del combustibile. In tal senso, si ritiene che, sulla base dei criteri tecnici che saranno definiti in attuazione del Piano Forestale Regionale, sia da promuovere la "tracciabilità" della compra-vendita di legna da ardere.

*Gli indirizzi per il biometano.*

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 02.03.2018 "Promozione dell'uso del biometano e degli altri carburanti avanzati nel settore dei trasporti- Articolo 21, D. Lgs. 28/2011", entrato in vigore il 30.03.2018. Esso definisce il quadro regolatorio in cui inserire il nuovo sistema d'incentivazione per i prodotti energetici definiti di II e III generazione, in quanto non legati alla produzione su terreni agricoli. Si tratta di un provvedimento i cui effetti sono particolarmente attesi, affinché si compia una reale diffusione in Italia della produzione di biometano, dopo i deludenti risultati del decreto ministeriale 05.12.2013.



Il decreto attribuisce priorità al biometano da impiegare nel settore dei trasporti, mentre per i restanti usi rinvia ad un successivo decreto di aggiornamento, da emanare a valle del raggiungimento del target del 10% (al 2020) del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti.

Riconosciuto che il ricorso al biometano comporta un tasso di sostituzione del gas naturale di origine fossile del 90% - più efficace nell'azione di raggiungimento dei target comunitari rispetto alla sostituzione con biogas – nell'ambito della presente pianificazione di settore si esprimono i seguenti indirizzi:

- promuovere la localizzazione degli impianti di produzione di biometano in prossimità delle reti di distribuzione del gas naturale (i carri bombolai erranti dediti alla raccolta del biometano prodotto nelle campagne non appaiono un presupposto solido e programmato per lo sviluppo di questa fonte energetica);
- preferire la produzione di biometano in impianti alimentati da frazione umida derivante dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (FORSU); è un'azione che chiude un ciclo produttivo sostenibile, spesso identificato con il termine di "economia circolare", e che economicamente si autosostiene. In merito, si evidenzia la necessità di promuovere il contestuale recupero di materia e di energia ottenibile con l'integrazione di impianti di digestione anaerobica e di impianti di compostaggio, rispettando in questo modo la gerarchia dei rifiuti; infatti, il processo integrato trasforma in biogas/biometano la sostanza organica volatile che, altrimenti (in un processo solo aerobico), sarebbe destinata a disperdersi in atmosfera, preservando di fatto il valore agronomico della restante quota di sostanza, trasformandolo in compost. Inoltre sarebbe opportuno privilegiare la conversione degli impianti esistenti, rispetto alla costruzione di nuovi impianti, in coerenza con il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Urbani (PRGR);
- in ambito agricolo, preferire la produzione di biometano in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture, sottoprodotti ed effluenti di allevamento (nel quadro di un'economia circolare e per una massima valorizzazione della sostanza organica), nonché con erbai ed altre colture di secondo raccolto (utili a mantenere la copertura del suolo limitando i fenomeni di erosione superficiale e di lisciviazione degli elementi nutritivi sotto lo strato di terreno esplorato dalle radici), vietando colture dedicate particolarmente idroesigenti o che richiedono ingenti utilizzi di prodotti fitosanitari.

#### *Gli indirizzi per il biometano per autotrazione*

A conferma del ruolo strategico che potrà avere lo sviluppo futuro del biometano, è importante ricordare che il ricorso a tale combustibile nel settore dei trasporti potrebbe essere decisivo per il raggiungimento dell'obiettivo al 2020 e in prospettiva al 2030 per l'Italia, che è ancora distante dagli obiettivi comunitari sull'utilizzo di biocarburanti.

Insieme ad ulteriori azioni in linea con la Direttiva 2014/94/UE DAFI, recepita tramite decreto legislativo 257/2016, che aprono interessanti prospettive per il biometano liquefatto come possibile sostituto del gas naturale liquefatto, che si sta diffondendo nel settore del trasporto merci con mezzi pesanti, il decreto ministeriale 02.03.2018 incentiva tutti i nuovi impianti per la produzione di



biometano e biocarburanti ottenuti da rifiuti, residui agricoli e alghe (e quelli esistenti riconvertiti), che entrino in esercizio entro il 31.12.2022. I produttori di biofuel riceveranno un premio che permetterà loro di compensare i maggiori costi di produzione e competere con i combustibili fossili nel settore dei trasporti. Il livello dell'incentivo sarà aggiornato ogni anno in base ai costi di produzione per garantire che non vi siano compensazioni eccessive. Per il biometano immesso nella rete del gas naturale e utilizzato per i trasporti, l'incentivo ha durata ventennale ed è emesso sotto forma di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) di biocarburanti.





## Solare termico

Il solare termico fornisce un contributo ancora modesto alla produzione complessiva di energia da rinnovabile per il comparto termico. Nel 2015 il contributo di tale tecnologia era stimata dal GSE per la Regione Piemonte al 2.1%, con una produzione di 17 ktep. L'applicazione principale del solare termico è di fatto limitata alla produzione di acqua calda sanitaria in utenze domestiche o del terziario. Poche sono le applicazioni industriali o lo sfruttamento di tale tecnologia in impianti di grandi dimensioni. Lo sviluppo di tali tipologie di impianti potrebbe dare una spinta ulteriore all'intero comparto.

Sia a livello regionale, sia a livello nazionale, il mercato del solare termico ha visto nell'ultimo decennio un andamento altalenante e la spinta propulsiva al comparto fornita dall'introduzione delle detrazioni fiscali si è via via affievolita nel tempo. Il mercato è monitorato dal European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF) che pubblica annualmente un report sull'andamento dei mercati dei Paesi Membri dell'Unione Europea. Nel grafico sotto riportato si rappresenta il trend del mercato Italiano dal 2005 al 2015, in cui si registra un picco di installazione tra il 2008 e il 2010 con poco meno di 500.000 mq/anno. Negli ultimi anni, il mercato si è, di fatto, dimezzato, facendo registrare nel 2015 un valore di poco inferiore a 230.000 mq in linea con i dati di dieci anni prima. Il mercato nazionale, quindi è passato da tassi di crescita superiori al 30% annui a valori inferiori al 10%<sup>35</sup>.

**Mercato del solare termico in Italia**

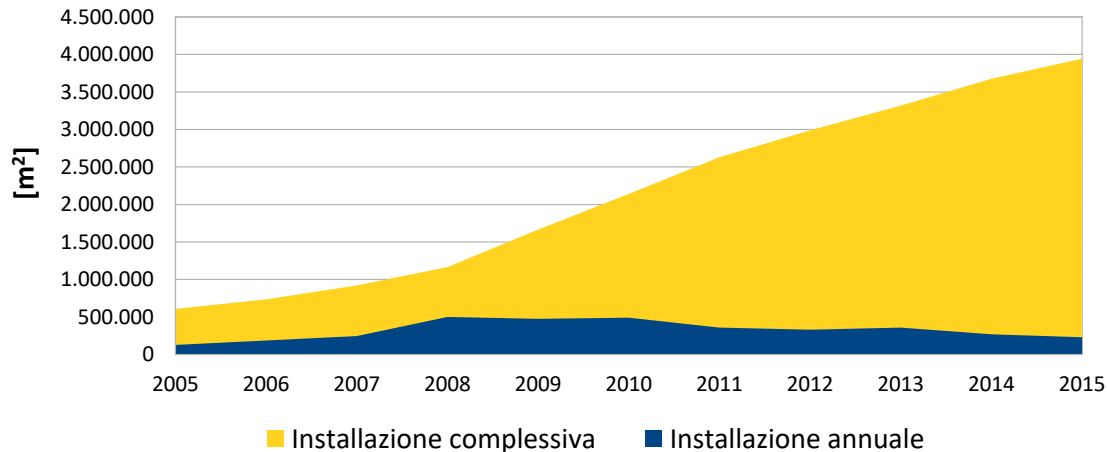


Figura 77 - Il mercato del solare termico in Italia (fonte dati: ESTIF)

Tale andamento è in linea con quanto si registra a livello europeo. Infatti nel 2015, il mercato europeo delle nuove installazioni (2.7 milioni di metri quadrati) ha registrato una contrazione del 6,6% rispetto all'anno precedente con un mercato annuale del 4.4%. L'unico Paese europeo che sta facendo registrare trend in controtendenza è la Danimarca per effetto dello sviluppo del solare termico ad integrazione di reti di teleriscaldamento.

<sup>35</sup>Il dato si riferisce all'installato annuo rispetto a quanto complessivamente presente l'anno precedente.



Tra i Paesi principali, l'Italia è quello che segna il divario più ampio rispetto agli obiettivi fissati dal Piano d'Azione Nazionale al 2020. Il Piano d'Azione Nazionale stabiliva per il 2020 un contributo del solare termico di circa 1.400 ktep, pari al 14,7% del contributo complessivo delle rinnovabili termiche. Stante la situazione attuale del mercato, la previsione è risultata errata di almeno un ordine di grandezza.

**Estimated solar heat generation per country in comparison with national targets for annual heat generation using solar thermal systems by 2020, expressed in GWh.**

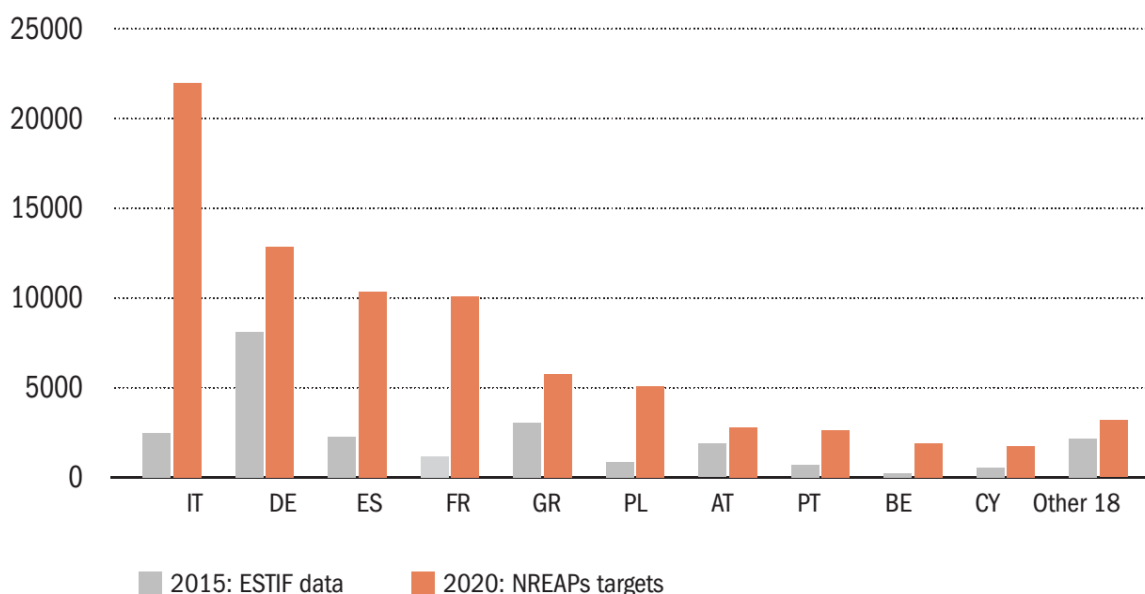


Figura 78 - Il mercato del solare termico in Europa (fonte dati: ESTIF)

Premesso quindi che il mercato del solare termico risulta in crescita, ma non nei tassi aspettati, si può affermare che la tecnologia mostra ampi margini di ulteriore crescita. In particolare la tecnologia è matura e presenta un regime di sostegno (detrazioni fiscali del 65%) abbastanza favorevole che ne rendono relativamente economico l'investimento da parte dei privati. Inoltre, le normative entrate in vigore a partire dalla seconda metà degli anni 2000, sia a livello nazionale, sia regionale, hanno imposto il raggiungimento di livelli minimi di produzione di acqua calda sanitaria mediante tecnologie solari in caso di ristrutturazione edilizie e di nuove costruzioni.

Secondo le statistiche del GSE, il mercato della Regione Piemonte rappresenta circa il 9% del mercato nazionale. Si può stimare che il mercato piemontese sia di poco superiore ai 420.000 mq complessivamente installati, con un mercato annuale sceso nel 2015 intorno ai 12.000 mq, dopo anni in cui si registravano installazioni quattro volte superiori.

Stimare l'evoluzione futura del mercato regionale, pertanto, non è molto semplice, soprattutto in un contesto così fluido e legato all'andamento del mercato immobiliare. Nella tabella seguente si riporta una stima annuale del mercato solare termico in Piemonte. I dati di produzione dal 2012 in poi sono quelli ufficiali del GSE. Gli altri dati sono elaborazioni fatte dai dati ESTIF, ENEA e GSE.



Anno	Produzione energetica (ktep)	Installato (mq)
2005	2,45	60.403
2006	3,07	75.703
2007	3,89	95.857
2008	5,55	136.987
2009	7,14	176.060
2010	8,77	216.367
2011	9,97	245.816
2012	11,29	272.962
2013	14,94	369.739
2014	16,57	412.123
2015	17,06	424.395

Tabella 22 - La produzione di energia da solare termico

Il tasso di installazione medio annuo tra il 2012 e il 2015 è stato del 15% con un picco superiore al 30% tra il 2013 e il 2012 e un modesto 3% tra il 2015 e il 2014. Si può quindi procedere ad ipotizzare uno scenario *business as usual* in cui il tasso di crescita dell'ultimo anno venga mantenuto costante fino al 2020, in contrapposizione a uno scenario PEAR che si attesta, fino al 2020, al tasso di crescita medio del periodo di riferimento (15%) in ragione delle politiche per l'efficienza energetica sostenute dal POR FESR 2014-2020, nonché dell'attività di promozione dei contratti di rendimento energetico nel settore pubblico (*in primis*, nel settore ospedaliero-sanitario), per poi ridursi nel prossimo decennio a un tasso annuo di installazione pari al 5% del mercato complessivo (al netto delle dismissioni di impianti vetusti). I risultati di tali elaborazioni sono riportate di seguito.

Ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Solare termico	22	35	57

Tabella 23 - Lo scenario PEAR per la produzione termica da solare



### Solare Termico - Scenari di Piano

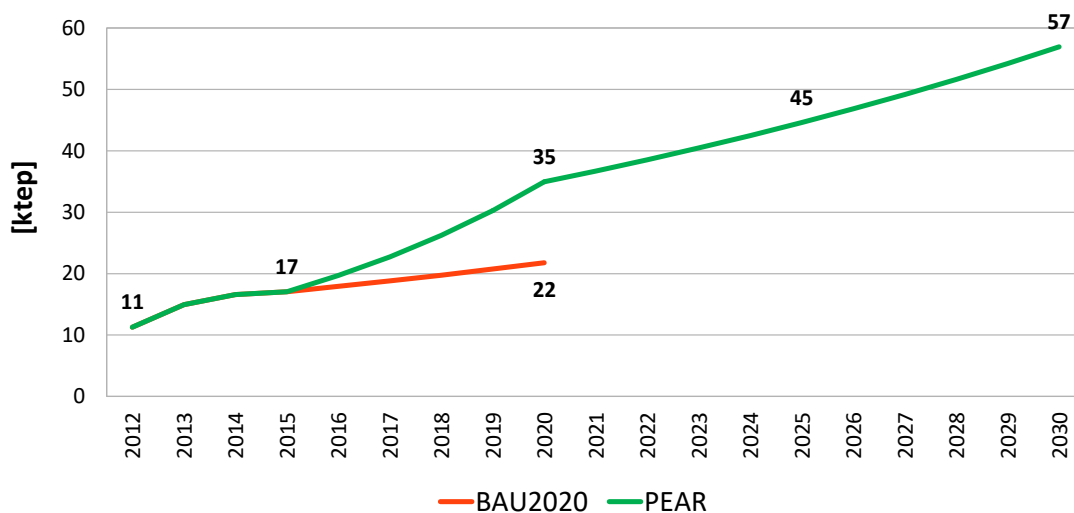


Figura 79 - Gli scenari di piano per il solare termico (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

#### ***Gli indirizzi***

Come tutti i sistemi di produzione di calore a bassa temperatura la tecnologia del solare termico, oltre alla produzione di acqua calda ad uso igienico sanitario particolarmente efficace presso utenze domestiche e terziarie (alberghiere, sportive, ospedaliere, ...) può ben adattarsi ad una funzione di integrazione rispetto a sistemi di condizionamento invernale a bassa temperatura, ivi comprese le soluzioni di teleriscaldamento con scambio termico verso sistemi a bassa entalpia. Tuttavia, a prescindere da valutazioni di mera convenienza economica legata al risparmio di energia in ragione dell'apporto solare, tali soluzioni appaiono per lo più percorribili solo in edifici e strutture di nuova costruzione che vengano progettate allo scopo. Spesso, infatti, anche in edifici di recente costruzione, caratterizzati dalla presenza di sistemi di condizionamento a bassa temperatura, l'assenza di presupposti idraulici e strutturali idonei a consentire il collegamento di un impianto solare ne inibisce l'effettiva realizzazione, alla luce dei conseguenti extra costi correlati alle opere "aggiuntive" che si rendono necessarie.

Pertanto, ai fini di dare corpo alle potenzialità di sviluppo proprie della fonte solare termica secondo quanto sopra illustrato in relazione agli scenari PEAR 2020 (check period) e 2030, in coerenza peraltro con le disposizioni del decreto legislativo n. 28/2011, si prescrive che in tutte le nuove progettazioni di edifici che prevedano un condizionamento invernale, e in primo luogo negli edifici ospedalieri, alberghieri, nonché residenziali venga opportunamente valutata e conseguentemente valorizzata l'opzione di soddisfare, mediante l'apporto termico integrativo da fonte solare, il fabbisogno di riscaldamento degli ambienti. Tale indirizzo risulta chiaramente aggiuntivo rispetto al tradizionale utilizzo della fonte in argomento, i cui impianti opportunamente sovvenzionati dalle detrazioni fiscali al 65% e dal nuovo "Conto Termico" risultano installabili su edifici e strutture esistenti con precipua funzione di produzione di acqua calda ad uso igienico-sanitario.



Si ritiene, inoltre, che la fonte solare in argomento possa integrarsi validamente anche con i servizi erogati per mezzo di sistemi di teleriscaldamento, soprattutto nei periodi estivi in cui il fabbisogno termico è confinato al soddisfacimento di esigenze di acqua calda ad uso igienico-sanitario.

## Pompe di calore

La produzione di energia rinnovabile da pompe di calore, viene ripartita dal GSE, secondo la seguente classificazione: aerotermica, geotermica e idrotermica. Il dato con tale dettaglio viene pubblicato solo a livello nazionale, mentre per le Regioni si riporta solo il dato complessivo. In Piemonte nel 2015 sono stati generati 170 ktep di energia rinnovabile da pompe di calore, pari a circa il 6,6% del dato nazionale<sup>36</sup>. Il dato attribuito alle pompe di calore è, a livello nazionale, ben superiore ai valori obiettivo fissati per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 e già nel 2015 (pari a 2.584 ktep) si è registrato un dato superiore a quello atteso per il 2018 e prossimo al target fissato per il 2020 (2.900 ktep). Il contributo prioritario fornito dalle pompe di calore è quello dei sistemi aria-aria, che costituiscono circa il 97% del mercato totale, lasciando alle pompe di calore geotermiche un valore residuale di poco inferiore al 3% e un contributo, quasi trascurabile per la produzione idrotermica. Come detto in precedenza, non essendoci statistiche regionali di tale ripartizione, si assume che tale suddivisione del mercato sia simile anche sul territorio piemontese. Nel corso degli anni, si assiste comunque ad una crescita più che proporzionale dei sistemi alternativi alla classica applicazione aerotermica.

### Andamento della produzione rinnovabile da pompe di calore

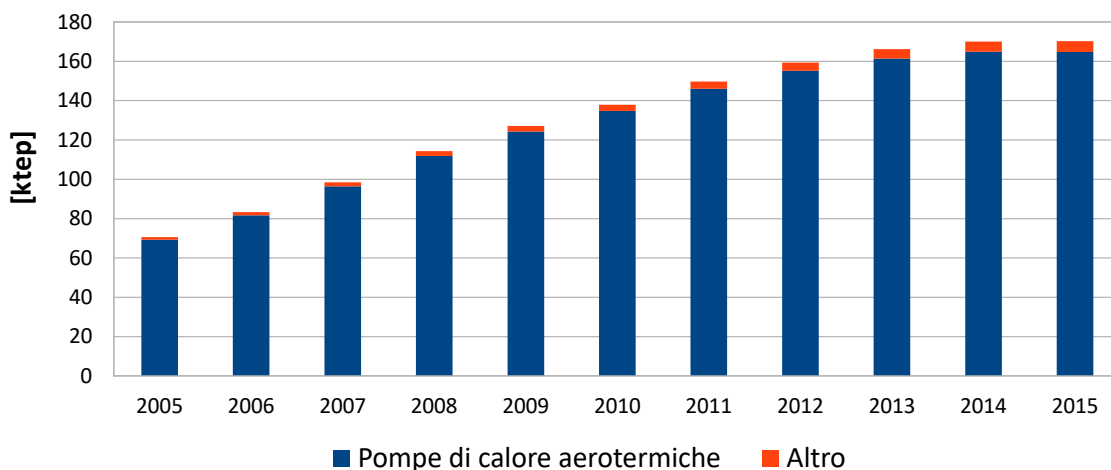


Figura 80 - Andamento della produzione rinnovabile da pompe di calore (fonte dati: GSE)

<sup>36</sup> La quota del mercato Piemontese, per i dati ufficiali pubblicati dal GSE sul sistema di rilevazione statistico per il monitoraggio del *burden sharing* è sempre costante per le annualità 2012-2015. Sulla base di tale percentuale si è provveduto a stimare a ritroso i dati regionali sulla base di quelli nazionali. Tale percentuale è anche paragonabile alla quota di fatturato annuo riportato nell'indagine statistica sul mercato dei componenti per impianti di condizionamento dell'aria, pubblicata da Assoclimate.



### Andamento della produzione rinnovabile da pompe di calore non aerotermiche

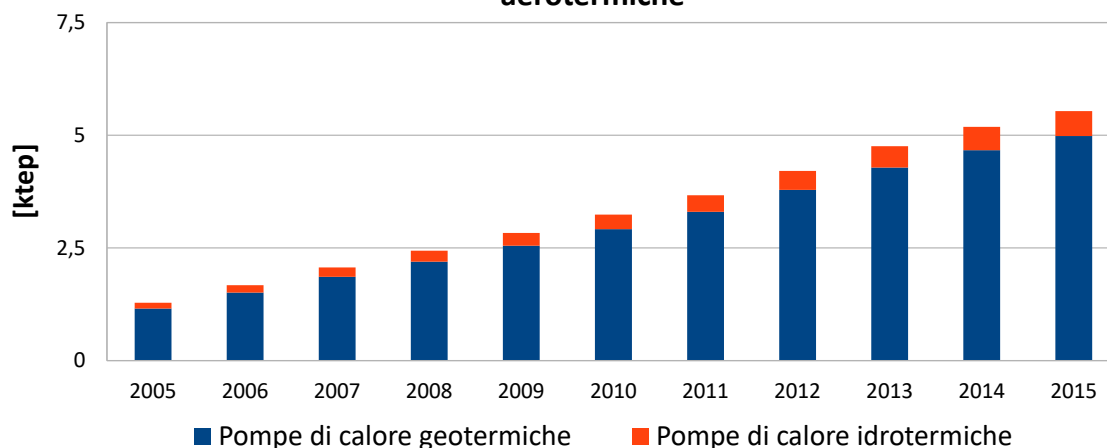


Figura 81 - Andamento della produzione rinnovabile da pompe di calore non aerotermiche (fonte dati: GSE)

Premesso che il target fissato a livello nazionale per le pompe di calore è già prossimo ad essere raggiunto, è bene segnalare che tra il 2013 e il 2015 la crescita del comparto ha registrato una battuta di arresto. Dopo circa un decennio di crescita media del 18% all'anno, negli ultimi tre anni la crescita è stata mediamente pari a 5% e inferiore al punto percentuale nell'ultimo anno. A livello regionale si ripropone la stessa dinamica, ma con tassi di crescita negli ultimi tre anni pari addirittura alla metà di quelli nazionali. Nonostante ciò, è evidente che la crescita del comparto si differenzia molto tra le opzioni tecnologiche. In particolare la crescita delle pompe di calore aerotermiche registra un tasso di crescita dimezzato rispetto alle tecnologie più innovative. Ciò fa ipotizzare che le pompe di calore possano avere uno sviluppo ulteriore nei prossimi anni, soprattutto grazie alla diffusione della geotermia a bassa entalpia, su cui il PEAR intende puntare molto in termini di contributo al soddisfacimento di quote crescenti di CFL al 2030.



### Incremento di mercato delle tipologie di pompa di calore in Piemonte

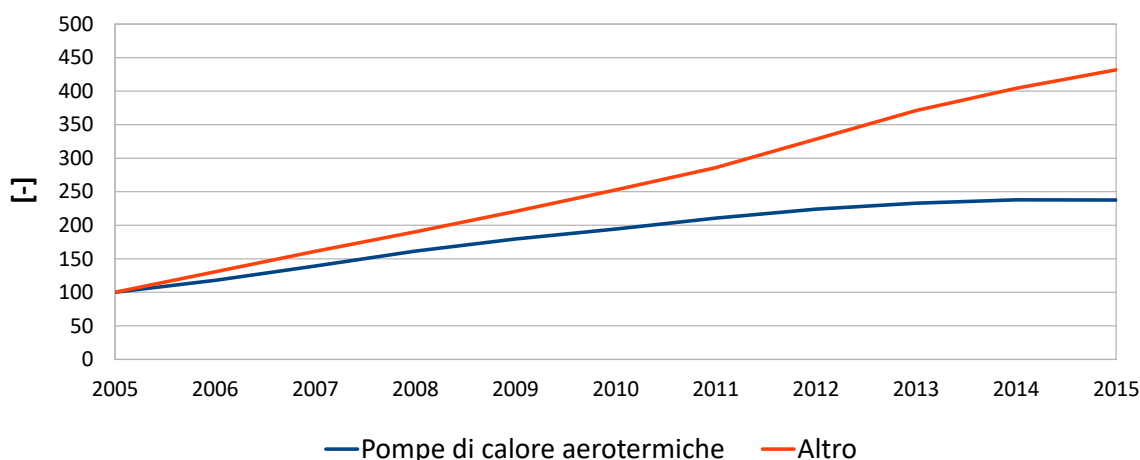


Figura 82 - Incremento del mercato delle pompe di calore - base 100 anno 2005 (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, lo scenario BAU prevede il mantenimento del tasso di sviluppo annuo pari a circa il 5% con un valore cumulato di produzione al 2020 pari a 234 ktep. Lo scenario PEAR 2020, costituente il check period nel breve termine, si attesta su un valore pari a 250 ktep, in ragione dell'implementazione attesa di politiche di sostegno e promozione legate all'utilizzo delle risorse del POR FESR 2014-2020 nel patrimonio immobiliare pubblico. Nello scenario al 2030, peraltro in linea con le stime previsionali della SEN 2017, si configura un consistente incremento (400 ktep) della diffusione della tecnologia che condurrà ad una parziale elettrificazione del soddisfacimento dei fabbisogni termici.

Ktep	Anno 2015	Scenario BAU		Scenario PEAR	
		2020	2020	2020	2030
Energia rinnovabile da pompe di calore	170	234	250	250	400

Tabella 24 - Lo scenario PEAR per la produzione termica da pompe di calore

Siffatta ipotesi di crescita è fortemente correlata all'auspicato sviluppo dello sfruttamento a fini di climatizzazione invernale ed estiva di una fonte pressoché inesauribile come quella geotermica a bassa entalpia, soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda superficiale. Infatti, l'enorme disponibilità di acqua a temperatura quasi costante (circa 14°C) nel corso dell'anno, facilmente accessibile a pochi metri sotto il piano campagna nella gran parte del territorio regionale di pianura, fa sì che la stessa possa definirsi un importante bacino energetico che attende di essere estratto e quindi valorizzato mediante la tecnologia delle pompe di calore.



### Scenari di Piano per la produzione di energia rinnovabile da pompe di calore

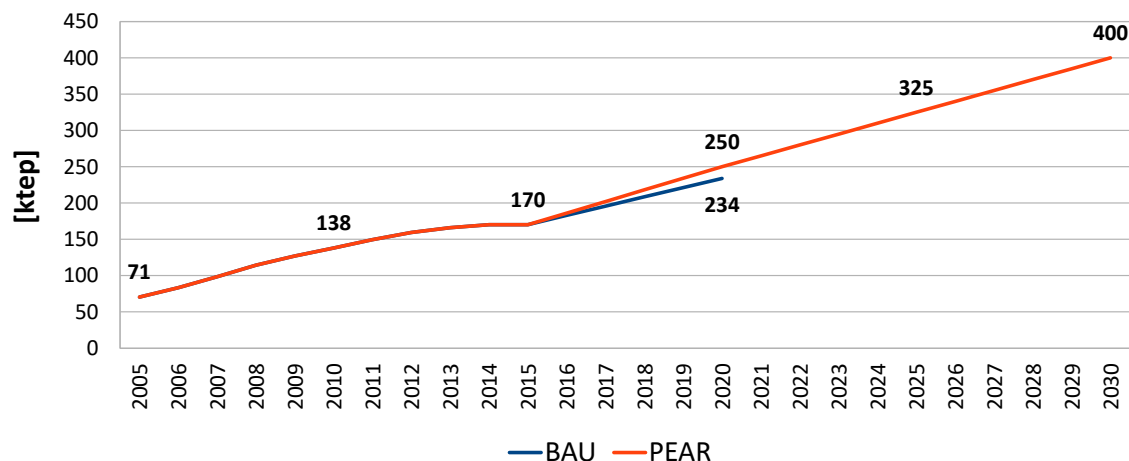


Figura 83 - Scenari di piano per la produzione di energia rinnovabile da pompe di calore (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

#### ***I criteri per un utilizzo compatibile dell'energia aerotermica, idrotermica e geotermica.***

Fonte rinnovabile di particolare interesse per la realtà piemontese è il calore estraibile dall'ambiente declinato, come da definizioni del D.Lgs. 28/2011, nell'energia aerotermica, idrotermica e geotermica. Preme in questa sede sottolineare che si sta facendo riferimento ad installazione di pozzi o sonde che in nessun modo devono mettere in comunicazione la falda profonda con quella superficiale, aspetto che non ammette deroga.

Per considerare l'apporto di ognuna di queste fonti virtuali vanno considerati i seguenti aspetti e peculiarità.

#### ***Idrotermia***

La maggior parte della popolazione regionale risiede nell'area della pianura padana piemontese. Il Piemonte nelle zone di pianura vanta una ricca falda superficiale, con soggiacenza modesta, temperature energeticamente ideali comprese tra 10 e 15°C, costanti tutto l'anno; la zona dove è disponibile la falda superficiale copre almeno un 40% della superficie regionale e coincide, non a caso, con le aree in cui è situata gran parte delle attività e della popolazione residente.

L'utilizzo della falda superficiale non comporta impatti negativi: ha un impatto ambientale modesto, quando non trascurabile - se si esclude la verifica dell'impatto termico su impianti geotermici preesistenti ed eventuali pozzi ad uso potabile finestrati nello stesso acquifero - o addirittura potrebbe avere ricadute positive, qualora se ne associasse l'utilizzo ad un'azione di miglioramento della qualità dell'acqua di falda, oppure alla re-immissione in falda di acque più calde rendendole così disponibili ad ulteriori riutilizzi (ad esempio, irrigazione con acque meno fredde rispetto a quelle sotterranee o superficiali), fermo restando che qualora fosse possibile un utilizzo diretto, questo sia da preferirsi





poiché è nei pozzi di resa che si concentrano le principali problematiche progettuali e operative (plume termico, intasamento, corto-circuito termico tra pozzo di resa e pozzo di presa) degli impianti geotermici a circuito aperto.

Le tecnologie oggi sono disponibili e tali da proporre al mercato diverse taglie di impianto a costi compatibili con il ritorno degli investimenti anche alla luce delle ultimi strumenti di incentivazione (es. Conto Termico 2.0).

L'efficienza è più alta rispetto alle altre tecnologie disponibili; si consideri infatti che tra le tecnologie più efficienti per la produzione del calore destinato al riscaldamento degli ambienti e dell'acqua calda sanitaria, oggi disponibili commercialmente, vi sono le pompe di calore idroniche, impiegabili cioè a servizio di un impianto di riscaldamento ad acqua, in cui la generazione di energia termica avviene sfruttando un ciclo frigorifero inverso. Nella scelta del sistema idro-termico è consigliabile optare per la risorsa idrica superficiale ed artificiale (ad es. i canali irrigui) che, ove disponibile, può rappresentare la scelta d'elezione.

A questo proposito, è doveroso indicare che, qualora in fase di progettazione l'ubicazione delle opere di presa e/o di resa ricada in acquiferi caratterizzati da contaminazioni diffuse (con presenza di valori di fondo antropico o naturale maggiori delle concentrazioni di soglia di contaminazione - CSC), l'Amministrazione competente al rilascio dei provvedimenti di concessione e di autorizzazione allo scarico può autorizzare la re-immissione in falda delle acque prelevate in ragione del fatto che una contaminazione diffusa è assimilabile ad un campo di concentrazioni uniforme (assenza di un gradiente di concentrazione). La realizzazione della *Planimetria degli acquiferi caratterizzati da contaminazioni diffuse* è in corso di predisposizione da parte degli uffici competenti.

#### *Geotermia o aerotermia*

Laddove risulti indisponibile o non sia conveniente l'utilizzo dell'acqua di falda o di corpi idrici superficiali si può ricorrere alla geotermia superficiale o all'uso dell'aria.

Per edifici di nuova costruzione la tecnologia delle "geostrutture energetiche" è ormai matura per ospitare le sonde geotermiche in fondazioni, muri controterra, gallerie, ecc. consentendo di economizzare non soltanto sulla cantierizzazione, ma anche sulla movimentazione delle terre e rocce da scavo, che rappresentano un costo gestionale ed ambientale significativo.

Nelle aree non metanizzate, le soluzioni con pompa di calore elettrica (geotermica o aerotermica) sono da preferire anche all'uso di biomasse legnose, che già attualmente hanno un notevole impatto sulla qualità dell'aria.

A quest'ultimo proposito, anche in ottemperanza dei dettami del D.Lgs. 28/2011, è buona prassi ricorrere al geotermico, integrando il solare termico, ovvero immagazzinando nel sottosuolo il calore accumulato d'estate, per poi recuperarlo in inverno. Tale modifica impiantistica è conveniente in assenza di falde idriche, perché il flusso di falda dissiperebbe il calore accumulato.

Negli edifici esistenti è buona prassi valutare il ricorso alle pompe di calore sia elettriche, sia a gas. La matrice "aria" può significativamente sostituire l'utilizzo dell'energia fossile anche in edifici esistenti mediante l'adozione di sistemi pluri energetici con funzionamento bivalente. Infatti, una comune



macchina esistente sul mercato presenta un COP (o meglio, sCOP/SPF) >2,875, che, come mostra il grafico in basso a sinistra, significa fornire al sistema tecnico una percentuale di FER maggiore del 67%.

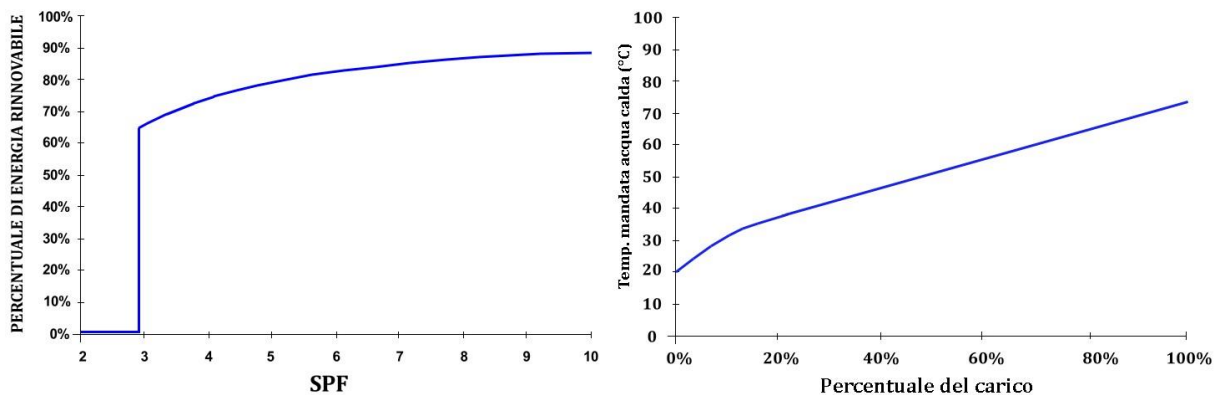


Figura 84 - Caratteristiche delle pompe di calore con matrice aria

L'ibridazione degli impianti ha quindi ragione di esistere in proporzione alla gestione dinamica dei sistemi basati su strategie di funzionamento sensibili alle condizioni microclimatiche e/o alle eventuali fluttuazioni del prezzo del vettore elettrico.

Inoltre, possono essere utilizzati anche impianti a radiatori. Nel grafico a destra sopra rappresentato si evince che una sensibile riduzione del carico termico di progetto - ottenibile mediante un risanamento energetico dell'involucro - consente di utilizzare i medesimi terminali di emissione con una temperatura media del fluido termovettore consona alla operatività della maggior parte delle pompe di calore.

*Focus: pompe di calore*

Le pompe di calore (pompe di calore a gas/elettriche) rivestono un grande interesse all'interno del presente Piano. Le pompe di calore permettono di ridurre i consumi di energia primaria rispetto alle caldaie a combustibili fossili, quantificabile in funzione della tipologia di pompa di calore (elettrica o ad assorbimento), della sorgente termica (aria, terreno, falda, acque superficiali) e del tipo di produzione elettrica (da rete nazionale o autoprodotta). In particolare, una pompa di calore aerotermica (elettrica o ad assorbimento), confrontata con una caldaia a condensazione, permette un risparmio di circa il 30% (la quota del 30% è fornita dall'ambiente ed è identificabile come energia rinnovabile). Le pompe di calore geotermiche open-loop permettono risparmi energetici del 50% se alimentate da rete elettrica e superiori se in autoconsumo da fotovoltaico.

La condizione indispensabile affinché la pompa di calore espliciti il suo potenziale consiste nel tenere al minimo possibile il salto termico tra la temperatura dell'ambiente da cui si riceve calore e la temperatura dei terminali di distribuzione. Quindi un riscaldamento fornito con pannelli radianti a 30°C rappresenta il metodo ideale da abbinare ad una pompa di calore, mentre il più tradizionale termosifone a 70°C comporta un'ulteriore salto termico di 40°C, che rende dubbia l'efficacia della pompa di calore elettrica.



Un'ulteriore riduzione del salto termico può essere effettuato sul lato sorgente termica. In questo senso, la migliore sorgente è l'acqua di falda (impianti open-loop), poiché mantiene una temperatura pressoché costante durante l'anno, risultando più calda dell'aria durante l'inverno e più fredda d'estate.

Le pompe di calore c.d. "bivalenti" uniscono le funzioni di riscaldamento e raffrescamento (e, spesso, produzione di acqua calda sanitaria), permettendo una semplificazione dell'impianto di climatizzazione. Se accoppiati con pannelli radianti, gli impianti geotermici open-loop (e, in misura minore, gli impianti geotermici closed-loop e quelli idrotermici) permettono inoltre di operare in modalità "free cooling", cioè con scambio diretto tra il circuito dei terminali di climatizzazione e il terreno (o l'acqua). Tale modalità, che evita l'accensione del compressore della pompa di calore, porta a notevoli risparmi energetici ed economici nel raffrescamento degli edifici.

Infine necessita segnalare che negli ultimi anni si sono affermate sul mercato le pompe di calore dedicate alla produzione di acqua calda sanitaria. Si tratta di impianti semplici e relativamente economici, che possono essere utilizzati:

- là dove non siano disponibili, o siano insufficienti per il fabbisogno, gli spazi su tetto per pannelli solari termici;
- per integrare o supplire alla mancata produzione dei pannelli solari termici, di notte o durante l'inverno;
- in abitazioni servite dal teleriscaldamento per la sola climatizzazione.

### ***Gli indirizzi***

Per quanto attiene alle autorità competenti al rilascio delle autorizzazioni allo sfruttamento sostenibile della risorsa idro/geotermica, costituisce indirizzo di Piano la rimozione degli ostacoli allo sfruttamento delle acque sotterranee, unitamente ad una auspicata riduzione dei tempi del procedimento, non sussistendo alcun divieto dal punto di vista legislativo, né alcuna limitazione dal punto di vista tecnico-scientifico, ove si escluda la verifica dell'impatto termico su impianti idro/geotermici preesistenti e l'eventuale presenza di pozzi ad uso potabile finestrati nello stesso acquifero.

Per quanto attiene invece ai soggetti privati (progettisti, consulenti, imprese, cittadini, ...) costituiscono indirizzi di Piano le seguenti indicazioni:

- nel caso di nuove costruzioni valutare la possibilità di installazione di una pompa di calore geotermica open-loop o closed-loop. Per quest'ultima tipologia, la costruzione delle opere di fondazione permette di impiegare le "geostrutture energetiche", previa valutazione della compatibilità strutturale delle alterazioni termiche indotte;
- nel caso di ristrutturazioni di edifici, valutare l'introduzione di terminali con pannelli radianti da accoppiare con pompa di calore, in sostituzione di radiatori e/o ventilconvettori. Tale operazione permette inoltre di recuperare la volumetria occupata e prospiciente i terminali, permettendo una migliore valorizzazione degli spazi (con recupero fino a circa il 10% della superficie calpestabile);



- laddove la falda superficiale e il terreno non presentino caratteristiche adatte all'utilizzo a scopo geotermico, si raccomanda di valutare altre tipologie di pompa di calore elettrica (aerotermica o idrotermica) o, in presenza della rete del gas, anche una pompa di calore ad assorbimento;
- in caso di propensione per una scelta di un sistema idro-termico, optare per i più efficienti circuiti aperti. Inoltre, la Regione intende promuovere una corretta pianificazione per la gestione razionale della risorsa idrica sotterranea. Le grandi potenzialità insite nella risorsa stessa, quale fonte di energia rinnovabile, impongono la conoscenza dell'idrogeologia dell'acquifero superficiale disponibile per procedere rapidamente alla concessione all'uso della risorsa, operando un costante monitoraggio dello stato qualitativo e quantitativo della risorsa. Inoltre, l'impatto che potrebbe derivare da un sovra sfruttamento del sistema acquifero, se non regolamentato, potrebbe generare interferenza tra sistemi e/o depauperare la risorsa idrica sotterranea.

Si tratta di produrre, a scala urbana, il Modello idrodinamico e termico dell'acquifero superficiale alla base della pianificazione e gestione dell'utilizzo del *plume* termico, insieme ad una Mappatura della producibilità regionale (potenzialità termica e quantitativa) a scala regionale distinta tra geotermia a circuito chiuso (che dipende dalle proprietà termiche del terreno) e aperto (in funzione delle proprietà idrodinamiche). Al modello idrodinamico dovrà essere affiancato, e costantemente aggiornato, il Catasto delle sonde geotermiche. Sarà quindi necessario procedere ad una disciplina sufficientemente dettagliata delle dismissioni.

Infine, dovrà provvedersi all'inserimento della previsione del sistema geotermico all'interno del Regolamento Edilizio tipo o nell'Allegato energetico tipo.

Per quanto riguarda gli indirizzi localizzativi per le installazioni geotermiche si rimanda all'Allegato 2- Limitazioni areali all'ubicazione degli impianti geotermici



## Le azioni

### Azioni di semplificazione

Il raggiungimento degli obiettivi del Piano richiede la semplificazione di procedure e tempi al fine di non "ingessare" il sistema decisionale regionale. Si ritiene pertanto fondamentale accelerare iter burocratici lunghi e complessi, che spesso ostacolano la realizzazione delle azioni, mirando a facilitare ed incentivare in particolare le attività imprenditoriali legate ai temi della Green economy. Una regolamentazione chiara e snella della materia assume un ruolo sempre più rilevante ed incisivo sulle nuove modalità di utilizzo dell'energia (in termini di prodotti, processi, tecniche costruttive, ecc.). A questo riguardo, la Regione Piemonte ha già dettato in passato indicazioni procedurali tese ad uniformare sul territorio regionale i procedimenti unici in capo alle Province per il rilascio delle autorizzazioni ai sensi dell'art. 12 del decreto legislativo 387/2003 ( cfr. DGR n. 5-3314 del 30 gennaio 2012), nonché definito per gli impianti fotovoltaici a terra e per quelli di produzione di energia elettrica alimentati a biomasse le relative *aree inidonee* (cfr. DGR n. 3-1183 del 10 dicembre 2010 e DGR n. 6-3315 del 30 gennaio 2012). A fronte di siffatto primo impianto di discipline tese ad una semplificazione dell'attività istruttoria e procedimentale volta al rilascio delle autorizzazioni degli impianti FER, nonché sulla base del completamento della disciplina delle aree inidonee mediante la sua estensione agli impianti idroelettrici ed eolici operata dal PEAR e del suo successivo superamento con l'individuazione delle "aree a vocazione energetica", dovrà essere implementata un'azione tesa a:

- creare un quadro di conoscenze condiviso tra Regione, EE.LL. e operatori del settore in merito allo stato dell'arte georiferito di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (catasto impianti), capace di rappresentare per la PA un valido strumento di supporto all'attività istruttoria nel rilascio delle autorizzazioni, nonché per gli operatori del mercato un utile ausilio nel verso di favorire una più corretta localizzazione delle nuove proposte progettuali. Una migliore conoscenza dello stato dell'arte attuale, infatti, consentirebbe per un verso di meglio focalizzare le azioni a sostegno delle politiche del settore, per altro di dotare gli operatori del settore di un quadro di informazioni chiaro ed aggiornato, unitamente agli strumenti in grado di supportare la complessa procedura autorizzativa, quali a titolo d'esempio:
  - rappresentazioni cartografiche aggiornate che consentano ai potenziali investitori l'individuazione a priori di aree inidonee e di aree di attenzione, nonché, a seguito dell'aggiornamento del quadro normativo nazionale, di "aree a vocazione energetica";
  - georeferenziazione degli impianti autorizzati con differenziazione di quelli entrati in esercizio, delle derivazioni idriche assentite e dei pozzi dismessi per geotermia, registro delle sonde geotermiche, ecc.
- dematerializzare i procedimenti autorizzativi, realizzando un sistema informatizzato che consenta la presentazione *on line* delle domande di autorizzazione ai sensi del D.Lgs. 387/2003 e il contestuale aggiornamento del quadro conoscitivo degli impianti. Tale azione di dematerializzazione dell'autorizzazione unica prevista dal suddetto D.Lgs. 387/2003, potenzierà l'azione di semplificazione e dematerializzazione attivata nel corso del 2012



nell'ambito del Modello Unico Digitale per l'Edilizia (MUDE)<sup>37</sup>, una procedura informatizzata per la presentazione della comunicazione di inizio lavori per l'attività di edilizia libera e per la presentazione dell'istanza di procedura abilitativa semplificata. Tale procedura ([www.mude.piemonte.it](http://www.mude.piemonte.it)), in corso di sperimentazione nei Comuni aderenti al MUDE, da un lato è finalizzata a semplificare le procedure attraverso la dematerializzazione delle richieste autorizzative in capo alle amministrazioni comunali e dall'altro ad aggiornare il quadro conoscitivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'operazione riveste carattere innovativo e ha risvolti di indubbia utilità sia nei confronti dei cittadini e delle imprese, sia verso la P.A. che, nello svolgimento dell'attività programmatica ed autorizzativa, può disporre della georeferenziazione degli impianti al momento della trasmissione dell'istanza.

### **Azioni di formazione e qualificazione degli operatori del settore**

Il conseguimento degli obiettivi correlati allo sviluppo delle FER richiede la presenza sul territorio di operatori competenti, in particolare degli installatori. Pertanto, la formazione e la qualificazione degli operatori del settore da svilupparsi, ai sensi del decreto legislativo n. 28/2011, d'intesa con le Associazioni di categoria, gli Istituti tecnici e gli Enti di formazione del territorio, rappresenta una delle condizioni per il successo della politica regionale.

### **Azioni di incentivazione della diffusione degli impianti FER integrati con interventi di riqualificazione ed efficientamento energetico degli edifici pubblici.**

A valere sulle risorse stanziare dal POR FESR permarrà l'attenzione, peraltro storicamente affermata, per l'incentivazione di interventi integrati di produzione energetica da fonti rinnovabili con interventi di efficienza energetica nell'ambito di azioni di riqualificazione energetica di edifici pubblici.

---

<sup>37</sup>Il sistema MUDE è articolato in una componente web di Front Office denominata "Scrivania del professionista", attraverso la quale il professionista può selezionare la modulistica prevista per l'inoltro allo Sportello Unico Edilizio comunale, compilare le istanze da inoltrare, firmare digitalmente il modulo compilato, allegare la documentazione richiesta per la tipologia di istanza selezionata, inviare le istanze alla pubblica amministrazione, ricevere quindi informazioni in merito allo stato delle pratiche e consultare i propri lavori. L'accesso all'applicazione avviene tramite certificato digitale.

Altra componente web del sistema MUDE è il Back Office o "Scrivania della P.A.", tramite la quale gli operatori dello Sportello Unico Edilizio possono ricevere le istanze inoltrate dai professionisti, ricercare e consultare tale istanze, inviare notifiche al professionista sulla presa in carico/rifiuto/accettazione delle stesse. Tale componente permette inoltre ad utenti della Pubblica Amministrazione coinvolti nel procedimento di consultare le istanze e caricare documenti a corredo delle stesse.

La soluzione considerata per la gestione dei dati relativi ai dati sull'efficienza energetica, sulla sostituzione o installazione di impianti termici nonché degli impianti per la produzione di energia rinnovabile, integra le attuali componenti di Front Office e Back Office del sistema MUDE, con un nuovo Quadro Informativo che permette al professionista incaricato di inserire i dati energetico-ambientali degli edifici.



### **Azioni di incentivazione della diffusione degli impianti FER integrati con interventi di efficientamento energetico dei processi produttivi nelle PMI piemontesi.**

A valere sulle risorse stanziare dal POR FESR permarrà l'attenzione, peraltro storicamente affermata, per l'incentivazione di interventi integrati di produzione energetica da fonti rinnovabili con interventi di efficienza energetica nell'ambito di azioni di efficientamento dei processi produttivi nelle imprese piemontesi.

### **Azioni finalizzate al miglioramento della conoscenza, al supporto alle decisioni e al monitoraggio degli obiettivi del PEAR.**

Al fine di creare un flusso informativo avente carattere continuativo rispetto ai più lunghi intervalli di redazione dei piani energetici ambientali regionali, verrà predisposto un *Rapporto Statistico sull'Energia in Piemonte*, quale banca dati periodicamente aggiornata, mediante la valorizzazione di dati inerenti alla produzione energetica da fonti rinnovabili e non, ai consumi energetici disaggregati per settori degli usi finali nonché ai consumi di CO<sub>2</sub>. Il *Rapporto* avrà molteplici finalità, tra cui:

- costituire una base di conoscenze utile per il monitoraggio degli obiettivi del PEAR;
- offrire un servizio al territorio, restituendo base-dati energetiche (di produzione e consumo) a livello comunale e di area vasta a supporto delle elaborazioni propedeutiche alla redazione di piani energetici locali;
- indirizzare le politiche regionali verso le reali esigenze dei territori;
- rendere trasparenti e accessibili alla cittadinanza gli effetti di politiche, normative, piani e progetti attuati dalla Regione Piemonte.



## Focus sulle autorizzazioni rilasciate dalle province piemontesi

La Giunta regionale con deliberazione 30 gennaio 2012, n. 5-3314 ha dettato "Indicazioni procedurali in ordine allo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, relativo al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile".

Con questo provvedimento la Regione Piemonte, al fine di rendere omogenea l'applicazione della normativa a livello provinciale, dà attuazione alle previsioni contenute nelle Linee guida nazionali di cui al D.M. 10 dicembre 2010 in coerenza con la giurisprudenza sviluppatasi sul tema, disponendo inoltre sugli ulteriori aspetti ritenuti utili ai fini di una esaustiva trattazione del tema.

L'atto, per quanto dallo stesso non espressamente disciplinato, rinvia a quanto previsto dalle suddette Linee guida nazionali e dagli articoli 5 e 6 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

Le indicazioni procedurali si inquadrano nel generale perseguimento degli obiettivi comunitari, nazionali e regionali in materia di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Le stesse indicazioni procedurali, in attuazione della generale funzione regionale di indirizzo e coordinamento di cui all'articolo 3 della legge regionale 26 aprile 2000, n. 44, sono finalizzate ad individuare le modalità di esercizio delle funzioni attribuite alle Province ai sensi della medesima norma e della legge regionale 7 ottobre 2002, n. 23, nell'ambito dei procedimenti diretti all'autorizzazione di interventi per la produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento delle fonti rinnovabili, assicurandone il corretto inserimento nel territorio.

Nel periodo 2012-2015 in Piemonte sono pervenute complessivamente alle Province alcune centinaia di richieste autorizzative ai sensi del D.Lgs. 387/2003, per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte rinnovabile, a fronte delle quali sono state rilasciate 272<sup>38</sup> autorizzazioni con una media di circa 70 provvedimenti all'anno. Le province che nel periodo considerato hanno rilasciato il maggior numero di autorizzazioni sono state quelle di Cuneo (76), Torino e VCO (59, ciascuna), mentre in coda a tale speciale classifica compaiono le Province di Biella (10) e Asti (5).

---

<sup>38</sup>La fonte dei dati è rappresentata dalle stesse Province piemontesi, che in parte (Province di Alessandria, Asti, Biella, Cuneo, Vercelli, VCO) li hanno forniti direttamente alla Regione, in parte (Città Metropolitana di Torino e Provincia di Novara) lo hanno messo a disposizione sul web.





Province	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	Idroelettrico	Totale
AL	20	-	1	6	27
AT	1	-	1	3	5
BI	-	-	3	7	10
CN	35	-	9	32	76
NO	8	-	1	8	17
TO	20	1	12	26	59
VC	7	-	7	5	19
VCO	-	-	-	59	59
<b>Totale</b>	<b>91</b>	<b>1</b>	<b>34</b>	<b>146</b>	<b>272</b>

Tabella 25 - Numero di autorizzazioni rilasciate negli anni 2012-2015

Una ripartizione delle autorizzazioni rilasciate per fonti di energia evidenzia poi il netto primato numerico degli impianti idroelettrici (146) seguiti da quelli alimentati a biomassa (91), tra i quali soprattutto quelli a biogas, e dagli impianti fotovoltaici (34).

Se si passa ad analizzare i dati acquisiti in termini di potenza autorizzata, a fronte di un dato complessivo di circa 178 MW a livello regionale, si possono notare importanti differenze tra le diverse province piemontesi. Infatti, la disaggregazione del dato evidenzia come talune Province, in particolare quella di Cuneo e la Città Metropolitana di Torino, abbiano autorizzato impianti per una potenza di circa 56 MW ciascuna (di cui rispettivamente 34,6 e 27,2 MW in impianti alimentati a biomassa), mentre altre, come Biella e Asti, abbiano giocato un ruolo più marginale sia per la minore estensione territoriale, sia per le caratteristiche proprie dei rispettivi territori.

Province	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	Idroelettrico	Totale
AL	17.710	-	970	5.659	24.339
AT	999	-	37	2.396	3.432
BI	-	-	1.177	2.299	3.476
CN	34.605	-	6.446	15.416	56.467
NO	8.268	-	998	1.022	10.287
TO	27.176	400	11.484	16.854	55.913
VC	999	-	11.199	245	12.442
VCO	-	-	-	11.606	11.606
<b>Totale</b>	<b>89.757</b>	<b>400</b>	<b>32.311</b>	<b>55.496</b>	<b>177.964</b>

Tabella 26 - Autorizzazioni rilasciate negli anni 2012-2015 (potenze autorizzate in kW)

**Impianti a fonte rinnovabile autorizzati  
(Ripartizione % del numero di procedimenti)**

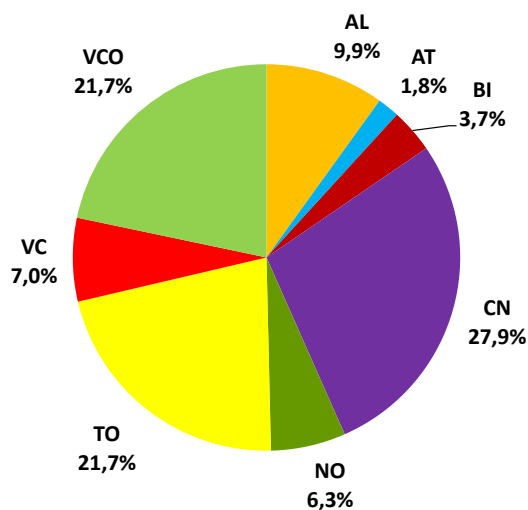


Figura 85 - Ripartizione percentuale del numero di procedimenti per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

**Impianti a fonte rinnovabile autorizzati  
(Ripartizione percentuale della potenza autorizzata)**

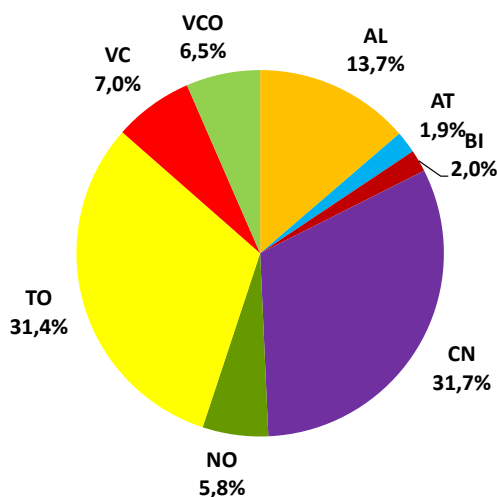


Figura 86 - Ripartizione percentuale della potenza autorizzata per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Il differente contributo offerto, nel periodo considerato, dai diversi territori provinciali allo sviluppo delle FER elettriche in Piemonte, rappresentato nei grafici seguenti, è peraltro emblematico di una diversa vocazione degli stessi: da una parte province caratterizzate da una sorta di monocultura (idroelettrico nel VCO), dall'altra territori più versatili e aperti a diverse opportunità di generazione rinnovabile (idroelettrico, fotovoltaico e biomasse - Cuneo e Torino).



Per quanto afferisce alla disaggregazione del dato per fonti autorizzate, si può invece notare come, nel periodo in questione, in Piemonte siano gli impianti a biomassa a registrare la crescita maggiore con quasi 90 MW<sub>e</sub>, seguiti da quelli idroelettrici, con oltre 55 MW di P<sub>n</sub>, e da quelli fotovoltaici (oltre 32 MW<sub>p</sub>). Tra le diverse fonti, l'eolico (con soli 400 kW autorizzati nel periodo) si conferma ancora poco considerato in Piemonte.

### Impianti rinnovabili autorizzati (potenza autorizzata)

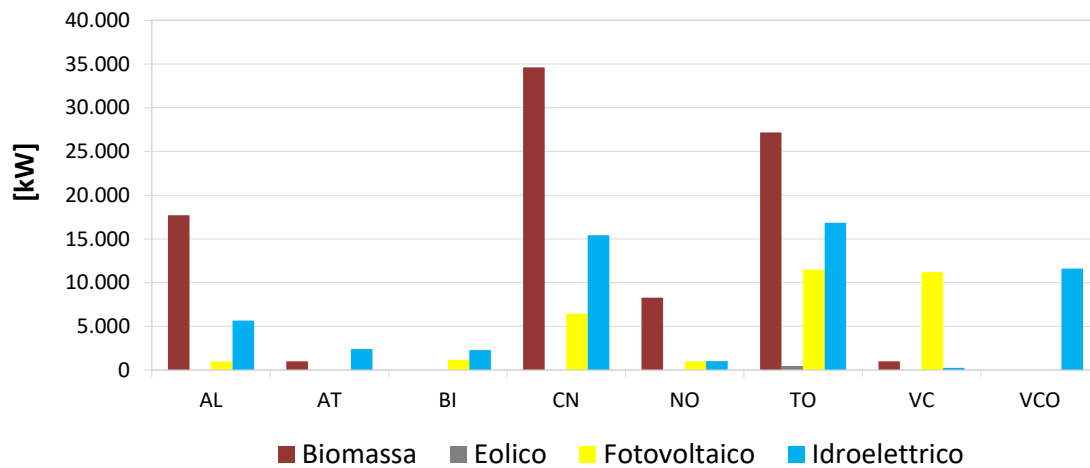


Figura 87 - Impianti rinnovabili autorizzati per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Inoltre, da una disamina delle autorizzazioni complessivamente rilasciate dalle Province piemontesi nel periodo si può evincere come il parco impianti autorizzato sia per la maggior parte costituito da impianti di piccola taglia. Tale affermazione risulta ben suffragata dal grafico seguente. Esso infatti evidenzia come il 50% della potenza complessivamente autorizzata sia concentrata in un esiguo numero di impianti (15%) di taglia appena significativa, mentre la rimanente parte sia caratterizzata da impianti di piccola taglia, espressione di una sorta di "polverizzazione" delle potenze d'impianto.

### Potenza cumulata nelle autorizzazioni provinciali

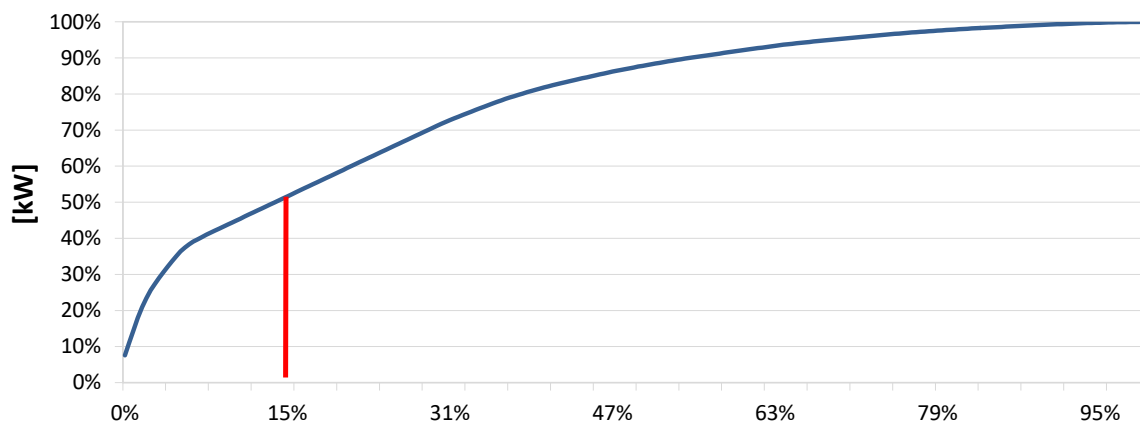


Figura 88 - Potenza cumulata nelle autorizzazioni provinciali (fonte dati: elab. Regione Piemonte)



Focalizzando poi l'attenzione sulle singole fonti, si evidenzia come i nuovi impianti a biomassa autorizzati siano contraddistinti da un valore di potenza media (986 kW) superiore a quello degli impianti fotovoltaici (950 kW<sub>p</sub>) e degli impianti idroelettrici (380 kW di P<sub>n</sub>), a testimonianza del fatto che il citato fenomeno di "polverizzazione" riguarda soprattutto quest'ultima fonte, pur nel rispetto delle oggettive differenze riscontrate tra le diverse province: il valore di potenza media per impianto risulta più elevato tra gli impianti idroelettrici autorizzati nella Città Metropolitana di Torino (648 kW di P<sub>n</sub>), che in quelli autorizzati nella provincia del VCO (196 kW di P<sub>n</sub>).



## APPENDICE NORMATIVA

In materia di fonti energetiche rinnovabili si richiama la normativa comunitaria citata nel paragrafo "Contesto di riferimento del Piano" (pp. 38-41) e si evidenziano i seguenti atti normativi statali e regionali:

d. lgs. 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135 convertito con modificazioni dalla legge 11 febbraio 2019 n. 12, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione (cfr. l'art. 11 quater in materia di concessioni di grandi derivazioni idroelettriche);

d.m. 10 novembre 2017 di adozione della Strategia Energetica Nazionale;

d.lgs. del 3 marzo 2011, n. 28 di attuazione delle Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;

d.m. 28 dicembre 2012 s.m.i. c.d. "Conto termico 2.0", strumento di sostegno statale per promuovere l'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili;

legge n. 239 del 23 agosto 2004 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";

d.m. 4 luglio 2019 c.d. "FER 1", contenente modalità e requisiti generali per l'accesso ai meccanismi di incentivazione, finalizzati a sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili;

d.g.r. 14 dicembre 2010, n. 3-1183 recante "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010" (Supplemento n. 1 del B.U.R. n. 50 del 16 gennaio 2010).

d.g.r. 30 gennaio 2012, n. 5-3314 recante "Indicazioni procedurali in ordine allo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, relativo al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile" (B.U.R. n. 5 del 2 febbraio 2012).

d.g.r. 30 gennaio 2012, n. 6-3315 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, ai sensi del paragrafo 17.3 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010" (B.U.R. n. 5 del 2 febbraio 2012).

d.g.r. 8 Giugno 2015, n. 18-1540 "Acquisizione dello standard formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili (FER) - ai sensi D.Lgs. 28/2011 e ss.mm.ii. Disciplina dei profili formativi della Regione Piemonte per l'abilitazione degli installatori di impianti a fonti di energia rinnovabile (FER)" (B.U.R. n. 23 dell'11 giugno 2015).

d.g.r. 3 Aprile 2017, n. 18-4848 "Deliberazione della Giunta regionale 8 giugno 2015, n. 18 - 1540 diretta a disciplinare, ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. 28/2011 e ss.mm.ii., i profili formativi della Regione Piemonte per l'abilitazione degli installatori di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile.



Proroga al 31 dicembre 2019 della validità delle attività formative di aggiornamento realizzate dal 1 agosto 2013. (B.U.R. n. 16 del 20 aprile 2017).

d.g.r. 23 febbraio 2009, n. 64-10874 "Condizioni e modalità per l'utilizzo agronomico del materiale derivante dal trattamento di digestione anaerobica di materie fecali e altre sostanze naturali provenienti da attività agricola" (Supplemento Ordinario n. 1 al B.U.R. n. 8 del 26 febbraio 2009).

d.p.g.r. 29 ottobre 2007, n. 10/R "Regolamento regionale recante: "Disciplina generale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti zootecnici e delle acque reflue e programma di azione per le zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)" e successive modifiche e integrazioni (B.U.R. 31 ottobre 2007, n. 44).

d.c.r. 21 luglio 2011, n. 122-29783 "Approvazione del piano territoriale regionale ai sensi dell'articolo 7 della legge regionale 5 dicembre 1977, n. 56 (Tutela ed uso del suolo)" (B.U.R. 11 agosto 2011, n.32).

d.c.r. 3 ottobre 2017, n. 233-35836 "Approvazione del piano paesaggistico regionale ai sensi della legge regionale 5 dicembre 1977, n. 56 (Tutela ed uso del suolo)" (Supplemento Ordinario n. 1 al B.U.R. n. 42 del 19 ottobre 2017).

d.p.g.r. 29 luglio 2003, n. 10/R "Regolamento regionale recante: "Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica e ss.mm.ii., tra cui in particolare il regolamento regionale 9 marzo 2015, n. 2/R (B.U.R. 31 luglio 2003, n. 3).

d.g.r. 16 marzo 2015, n. 20-1194 "Linee guida per la valutazione e il monitoraggio della compatibilità ambientale degli impianti idroelettrici con l'ecosistema fluviale" (Supplemento Ordinario 26 marzo 2015, n. 12).

d.d. 3 marzo 2016, n. 66 "Linee guida regionali per l'installazione e la gestione delle sonde geotermiche" come rettificata successivamente (rettifica di errore materiale) dalla determinazione dirigenziale del 23 marzo 2016, n. 98 (B.U. 21 aprile 2016, n. 16).

d.g.r. 14 settembre 2018, n. 29-7538 "Misure a tutela della qualità dell'aria - Limiti di emissione piccoli impianti termici alimentati a biomassa legnosa - Allineamento a Dm 7 novembre 2017, n. 186 - Integrazione Dgr 20 ottobre 2017 n. 42-5805";

d.c.r. 25 marzo 2019, n. 364-6854 "Approvazione del Piano Regionale di Qualità dell'Aria, ai sensi della legge regionale 7 aprile 2000, n. 43".



## **CAPITOLO II - "EFFICIENZA ENERGETICA"**

<b>IL MACRO OBIETTIVO: EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO .....</b>	<b>138</b>
<b>L'ANALISI SWOT E GLI OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO .....</b>	<b>141</b>
<b>GLI OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA (EE) PER LA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE .....</b>	<b>144</b>
EDIFICI PUBBLICI .....	145
ILLUMINAZIONE PUBBLICA .....	147
STRUTTURE OSPEDALIERE E SANITARIE .....	150
<b>GLI OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA NEL PATRIMONIO IMMOBILIARE RESIDENZIALE E CIVILE NON RESIDENZIALE .....</b>	<b>155</b>
RIDUZIONE DEI CONSUMI NEL PATRIMONIO EDILIZIO RESIDENZIALE PRIVATO .....	155
ADEGUAMENTO EDIFICI ESISTENTI (EX DGR 46-11968) .....	165
SETTORE CIVILE NON RESIDENZIALE .....	167
TERMOREGOLAZIONE E CONTABILIZZAZIONE .....	168
AMPLIAMENTI E MIGLIORAMENTO GESTIONALE DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO .....	169
USO DEL CALORE AMBIENTALE MEDIANTE POMPE DI CALORE .....	170
RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI EDIFICI ALIMENTATI DA BIOMASSE .....	171
CONSUMI ELETTRICI .....	172
<b>RIDUZIONE DEI CONSUMI NEI TRASPORTI .....</b>	<b>175</b>
UNA STRATEGIA PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEI TRASPORTI .....	177
MOBILITÀ ELETTRICA .....	179
L'UTILIZZO DEL METANO E DEL BIOMETANO .....	181
POTENZIALITÀ PER LA RIDUZIONE DEI CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI .....	182



<b>CONSUMI NEL SETTORE INDUSTRIALE.....</b>	<b>185</b>
<b>EFFICACIA DELLA MISURA EFFICIENZA ENERGETICA NEL SETTORE PRODUTTIVO, BANDO POR-FESR 2014-2020 ...</b>	<b>186</b>
<b>LE AZIONI DI SISTEMA A SUPPORTO DEGLI INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA.....</b>	<b>188</b>
<b>SOSTENERE LA CREAZIONE DELLE CONDIZIONI DI MERCATO FAVOREVOLI ALLA REALIZZAZIONE DI INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI ESISTENTI PROMUOVENDO IL RUOLO DELLE ESCO (ENERGY SERVICE COMPANIES) E L'APPLICAZIONE DEI CONTRATTI DI RENDIMENTO ENERGETICO NELLA PA.....</b>	<b>188</b>
<b>PROMUOVERE ATTRAVERSO IL RICORSO A RISORSE FSE LO SVILUPPO DI NUOVE COMPETENZE SUL TERRITORIO RAFFORZANDO UN COMPORTAMENTO RAZIONALE IN MERITO AL CONSUMO DI ENERGIA.....</b>	<b>189</b>
<b>PROMUOVERE LA RICERCA APPLICATA E LA SPERIMENTAZIONE IN MATERIA DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI EDIFICI. ....</b>	<b>189</b>
<b>CONSTRUIRE IL SISTEMA DI CONOSCENZA.....</b>	<b>189</b>
<b>SEMPLIFICARE E OMOGENEIZZARE LA NORMATIVA. ....</b>	<b>190</b>
<b>APPENDICE NORMATIVA .....</b>	<b>191</b>





## Il Macro Obiettivo: Efficienza e Risparmio energetico

Come riportato nella Comunicazione "Tabella di marcia verso un'Europa efficiente nell'impiego delle risorse" [COM(2011) 571] del settembre del 2011 "l'epoca delle risorse abbondanti e a basso costo è finita, le imprese devono far fronte all'aumento dei prezzi di materie prime e minerali essenziali, la cui scarsità e instabilità sul fronte dei prezzi hanno ripercussioni negative sull'economia"; occorrerà quindi razionalizzare i consumi, al fine di liberare risorse per incrementare la competitività delle imprese, migliorare la qualità della vita dei cittadini e ridurre gli impatti ambientali.

Il nuovo PEAR, promuovendo l'utilizzo consapevole ed efficiente delle risorse energetiche, vuole essere uno tra gli strumenti in grado di contribuire alla realizzazione di una "crescita intelligente, sostenibile e inclusiva".

La Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN2017) assegna all'efficienza energetica la priorità assoluta in quanto "contribuisce contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli obiettivi di costo e competitività, sicurezza, crescita e qualità dell'ambiente".

Gli obiettivi proposti dalla Commissione Europea al 2030 (Clean Energy Package) su emissioni climalteranti (-55 %), efficienza energetica (-32,5 %) e quota FER su consumi finali lordi (32 %) sono corroborati dalla proposta di estensione dell'Effort Sharing Decision al 2030 che ha fissato nuovi target obbligatori di riduzione delle emissioni da settori non-ETS per gli Stati membri (per l'Italia: -33% rispetto al 2005).

Lo "scenario base" tendenziale della SEN2017, è definito come "confortante", in quanto evidenzia la stabilizzazione dei livelli di consumo, il crescente ricorso alle FER e la riduzione delle emissioni di CO2 connesse ai processi energetici. La crescita dell'utilizzo delle fonti rinnovabili non appare tuttavia scontata e gli scenari nazionali prevedono, inoltre, a livello nazionale un aumento dei consumi per il settore residenziale.

Nella realtà piemontese, tale preannunciato aumento dei consumi nel settore residenziale non pare plausibile in quanto ascrivibile alla crescente diffusione di impianti di climatizzazione estiva nelle zone più calde della penisola associabili ad un aumento del consumo di energia elettrica per la produzione del freddo.

La SEN2017 individua, inoltre, nei settori "residenziale" e "trasporti" i due comparti di usi finali su cui occorre focalizzare l'impegno per l'aumento di efficienza nello scenario proiettato al 2030.



## Evoluzione risparmi da politiche attive

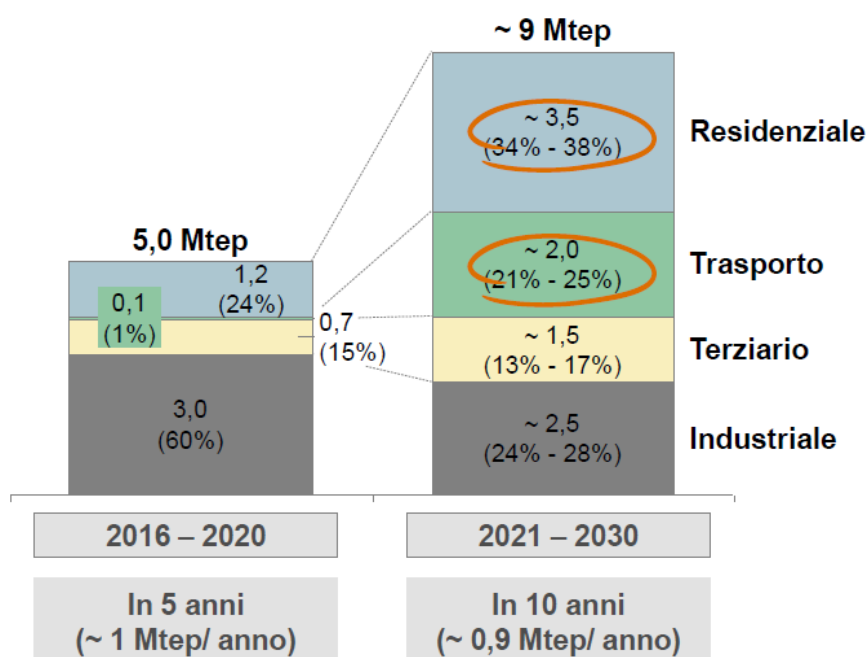


Figura 89 - Evoluzione dei risparmi da politiche attive (fonte dati: tratto da SEN 2017)

Tra i principali elementi che concorreranno al raggiungimento degli obiettivi la SEN2017 evidenzia:

- uno scenario di crescita economica finalmente in leggera ma costante ripresa (tasso tendenziale dell'1% di PIL annuo);
- l'evoluzione tecnologica derivante dalla ricerca applicata al settore e trasferita alla produzione di massa delle apparecchiature destinate al mercato. (ad.es. pompe di calore, sistemi attivi di regolazione e controllo "smart home devices", ecc.);
- la concreta applicazione delle nuove tecnologie per la riqualificazione energetica e delle modalità per la realizzazione della *deep renovation* del patrimonio edilizio esistente e del parco circolante mediante nuovi motori e sistemi di accumulo.

Invero l'analisi di scenario tiene conto anche delle dinamiche di miglioramento dell'efficienza proprie di settori in cui l'avvicendamento tecnologico avviene con una certa frequenza. È il caso dei mezzi di trasporto o dei generatori di calore che, per consunzione fisica o adeguamento normativo, vengono sostituiti da unità più recenti ed efficienti.

Tali orientamenti sono confermati e ripresi all'interno del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) presentato dai Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente e delle Infrastrutture e Trasporti nel gennaio 2020 a seguito delle consultazioni avvenute nel corso del 2019.

A livello quantitativo il PNIEC declina gli obiettivi europei al 2030 del Clean Energy Package nel modo seguente:



- quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia – valore obiettivo = 30%;
- riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007– valore obiettivo = -43%;
- riduzione complessiva delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990 – valore obiettivo = - 38%.



## L'analisi SWOT e gli obiettivi specifici di piano

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevato ricorso delle famiglie all'utilizzo delle detrazioni fiscali per il risparmio energetico nel settore residenziale</li> <li>- Tessuto produttivo e servizi energetici in grado di soddisfare la crescente domanda di investimenti di EE</li> <li>- Incisiva regolamentazione regionale della certificazione energetica degli edifici e quadro tecnico-amministrativo di supporto ai Contratti Rendimento Energetico</li> <li>- Valido sistema di incentivazione al risparmio energetico basato su sgravi fiscali o incentivi per gli interventi di EE</li> <li>- Incentivi efficaci per l'installazione di impianti termici e cogenerativi ad elevata efficienza nonché per interventi di riduzione delle dispersioni degli involucri</li> <li>- Presenza di un avanzato quadro normativo che incoraggia la ricerca di <i>performance</i> elevate nei nuovi edifici e nelle ristrutturazioni edilizie significative</li> <li>- Nutrita adesione dei Comuni piemontesi al Patto dei Sindaci</li> <li>- Gli asset, sia in termini di capitale umano che di tecnologie presenti, a disposizione del territorio sono rafforzati dalla presenza di un valido sistema accademico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mercato finanziario inadeguato a supportare gli investimenti energetici e conseguenti difficoltà per gli operatori del settore e per le ESCO a reperire risorse</li> <li>- Basso profilo del personale tecnico presente rispetto al grado di formazione richiesto dall'elevato livello di sofisticazione delle tecnologie energetiche da implementare</li> <li>- Edifici pubblici delle amministrazioni locali e del comparto sanitario caratterizzati da elevati consumi di energia primaria</li> <li>- Insufficiente conoscenza dello "stato di salute" del patrimonio immobiliare pubblico con particolare riferimento ai consumi energetici del parco impiantistico</li> <li>- Mancanza di un sistema di definizione dei livelli di priorità nella scelta e nell'attuazione degli investimenti pro-EE</li> <li>- Scarsa centralizzazione e razionalizzazione delle procedure di gestione degli appalti di fornitura energetica negli ospedali e nelle strutture pubbliche in generale</li> <li>- Basso livello di cultura generale sul tema energetico e mancanza di informazione sui dati di consumo energetico e sull'associazione dei consumi ai centri di utilizzo non favoriscono i processi cd. "Plan-Do-Check-Act"</li> </ul>
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Efficientamento dei consumi energetici nei settori degli usi finali quale occasione di riduzione dell'importazione e del consumo di fonti fossili</li> <li>- Sviluppo di nuova occupazione e rafforzamento del comparto produttivo regionale promossi dalla crescita di investimenti, beni, nuove tecnologie e conoscenze nel campo dell'EE</li> <li>- Decisa espansione degli investimenti connessi all'EE guidata dalla diffusione di EPC nella costruzione di edifici pubblici, industriali e residenziali</li> <li>- Creazione di valore aggiunto grazie al rafforzamento reciproco dell'obiettivo di sviluppo delle FER con quello di riduzione dei consumi di energia primaria</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il ricorso alle tecnologie FER senza dare priorità alla riduzione dei consumi di energia primaria comporta elevati costi sociali e locali</li> <li>- La perdurante variabilità del quadro delle incentivazioni a supporto degli investimenti di EE non ha ancora acquisito un carattere "strutturale"</li> <li>- L'innegabile vantaggio della riduzione del prezzo di acquisto massivo dell'energia (SCR) non sembra ancora sufficientemente controbilanciato dall'incentivo a mettere in atto azioni di efficienza (CONSIP)</li> </ul>



<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibile evoluzione dei PAES comunali in "PAES congiunti": veri e propri "piani d'area", cui far convergere risorse dalla nuova Politica di Coesione comunitaria</li> <li>- Agire per favorire il processo di rigenerazione dei centri abitati mediante politiche di supporto prioritariamente orientate alla ricostruzione di intere aree urbane</li> <li>- Le amministrazioni devono migliorare i meccanismi di raccolta e analisi dei dati forniti dai distributori relativi ai consumi finali di energia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si osserva una contrapposizione tra il modello CONSIP e le procedure che consentono di acquistare in modo centralizzato l'energia (modello SCR)</li> </ul>
---	---

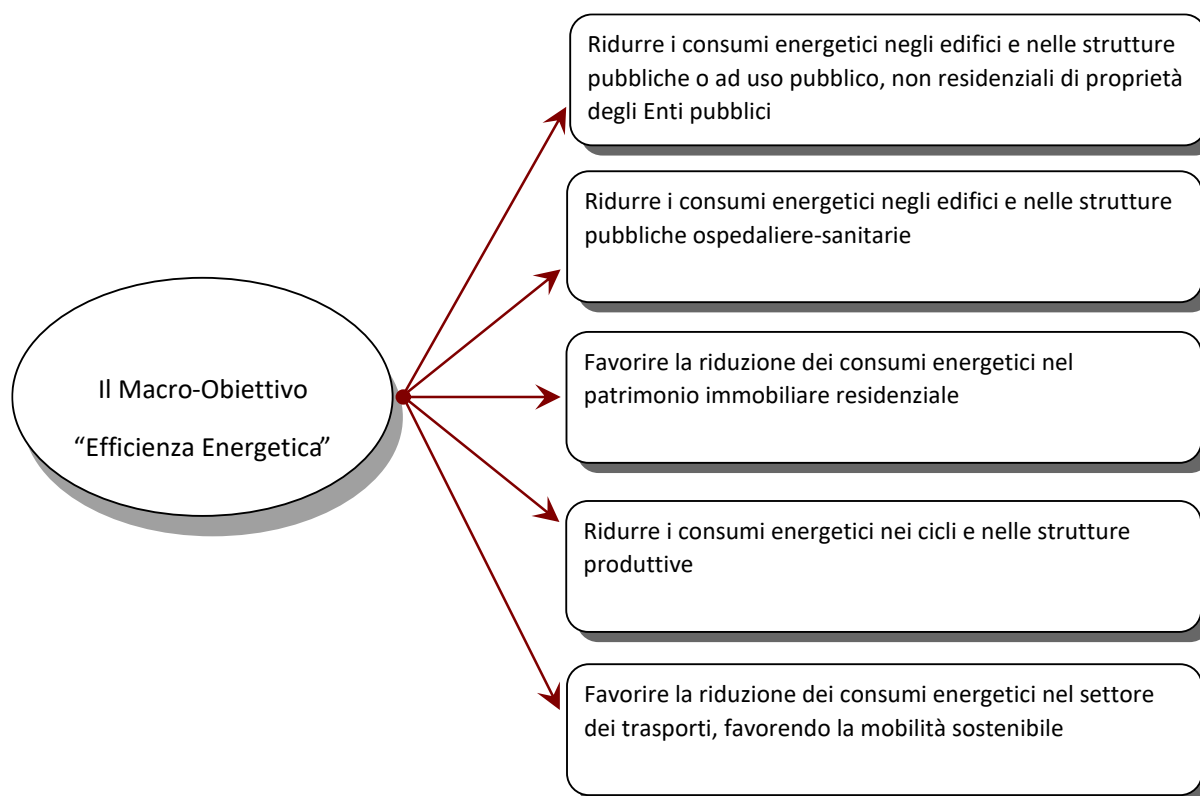
L'obiettivo regionale di risparmio energetico, cui concorrono e hanno concorso in questi anni di approfondimenti della pianificazione energetica le misure definite nel PEAR, prevede una valutazione intermedia funzionale al raggiungimento del seguente obiettivo di riduzione del CFL:

- riduzione di 1960 ktep entro l'anno 2030 per allinearsi ai target fissati nella Premessa relativamente agli scenari di riferimento del Piano.

Tale sfidante obiettivo, assegnato al ruolo dell'efficienza energetica, deve essere altresì letto nell'ottica di una cospicua riduzione delle emissioni collegate agli usi finali.

Le problematiche di qualità ambientale sono fortemente interrelate con l'utilizzo massivo di energia legato alla climatizzazione degli ambienti e al sistema trasportistico.

Il macro obiettivo, che tiene conto della disaggregazione nei vari settori di utilizzo dell'energia finale è articolato nei seguenti obiettivi specifici in funzione dell'ambito di intervento.



Settore	BAU2020	PEAR2020	PEAR2030
Edifici Pubblici	1,6	14,7	49,6
Illuminazione pubblica	3,3	4,3	12,5
Strutture ospedaliere e sanitarie	0	2,5	27
Riduzione dei consumi nel patrimonio edilizio residenziale privato	176,3	190	451,6
Adeguamento edifici civili esistenti	0	0	100
Civile (non residenziale)	0	0	120
Termoregolazione e contabilizzazione	88	99	110
Ampliamenti e miglioramento gestionale delle reti di TLR	0	22	58
Pompe di calore	0	0	59,5
Riduzione fabbisogno edifici a biomasse	0	0	90
Consumi elettrici settore civile	0	1	1
Settore trasporti	59	319,5	880
Settore Industriale	0	0	0
<b>Totale di riduzione sul 2015</b>	<b>328</b>	<b>653</b>	<b>1959,5</b>
<b>Obiettivo di Consumo Finale Lordo (CFL)</b>	<b>10.277</b>	<b>9.952</b>	<b>8.645</b>

Tabella 27 - Lo scenario PEAR per le azioni di promozione dell'efficienza energetica



## Gli Obiettivi di Efficienza Energetica (EE) per la Pubblica Amministrazione

L'obiettivo di efficienza energetica per la Pubblica Amministrazione (PA) è orientato a favorire politiche locali che aumentino il ricorso alle fonti di energia rinnovabile e promuovano l'uso razionale dell'energia.

La PA, nel ruolo di traino evidenziato nella Direttiva UE 2018/2002 sull'efficienza energetica (EED) che ha modificato la Direttiva 27/2012, dovrà promuovere la realizzazione di interventi integrati di efficientamento sull'involucro edilizio, su impianti e apparecchiature sul parco edilizio pubblico, puntando a risultati ambiziosi in termini di riduzione dei consumi energetici, che abbiano ricadute in termini di crescita economica con la creazione di posti di lavoro e nuove opportunità professionali.

La Regione Piemonte si impegna a supportare gli enti locali nell'individuazione delle priorità di investimento e della scelta delle opportunità di finanziamento presenti a livello comunitario, nazionale e regionale, nonché ad individuare il perimetro di applicazione dei limiti di fabbisogno energetico previsto per gli edifici a energia quasi-zero (nZEB) nell'ambito del parco immobiliare esistente e le misure di promozione dei nuovi standard per i nuovi edifici che andranno applicati a partire dal 2019, in attuazione del Piano d'Azione nazionale per gli edifici ad energia quasi-zero di cui all'art. 4bis del D.Lgs. 192/2005.

La bolletta energetica annuale del comparto pubblico rappresenta un grande potenziale di risparmio non sfruttato in termini di efficienza energetica. Migliorare l'efficienza energetica del settore offre l'opportunità di stimolare la crescita e la creazione di posti di lavoro, migliorare la salute dei cittadini, ridurre la spesa pubblica e la dipendenza energetica. Nonostante questi benefici, il settore pubblico non sfrutta a pieno l'enorme potenziale di risparmio energetico. Varie motivazioni spiegano questa inerzia. Un primo fattore è costituito dalla mancanza di consapevolezza circa le opportunità disponibili. Un altro è costituito dalle difficoltà di accesso al credito e, in generale, dai vincoli sull'utilizzo della liquidità per realizzare investimenti. Negli ultimi anni si stanno consolidando opportunità di realizzazione di investimenti mediante il ricorso a forme contrattuali innovative, quali, ad esempio, i contratti di rendimento energetico<sup>39</sup> (EPC) con il coinvolgimento di Società di Servizi Energetici (ESCO). Tali forme contrattuali aiutano le autorità pubbliche a rafforzare il loro ruolo dimostrativo nell'efficienza energetica, così come previsto dalla strategie europea e nazionale per il 2020 e 2030. Gli EPC offrono una serie di vantaggi per gli enti pubblici:

- gli investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica sono finanziati direttamente dai risparmi sulle spese correnti per il pagamento delle bollette energetiche;
- il settore privato si assume i rischi operativi e di performance degli interventi;
- il risparmio energetico e i costi sono garantiti dalle ESCO;
- la ESCO porta la sua esperienza per migliorare il servizio di gestione dell'energia.

---

<sup>39</sup>Un EPC è un contratto con il quale un soggetto "fornitore" (ESCO) si obbliga al compimento - con propri mezzi finanziari o con mezzi finanziari di terzi soggetti - di una serie di servizi e di interventi integrati volti alla riqualificazione e al miglioramento dell'efficienza di un sistema energetico, verso il corrispettivo correlato all'entità dei risparmi energetici ottenuti in esito all'efficientamento del sistema.



Il valore degli EPC nell'attivare risparmi energetici è evidenziato nella direttiva sull'efficienza energetica (2012/27 / UE) e nel pacchetto di misure "Energia pulita per tutti gli europei", adottato a novembre 2016.

Una serie di esperienze realizzate in Italia e in altri Paesi Europei negli ultimi anni dimostrano che contratti EPC ben strutturati possono garantire importanti risultati di efficienza energetica sia in termini di investimenti sia di risparmio per la Pubblica Amministrazione. Dal settore pubblico, tali iniziative stanno anche per essere estese al comparto edilizio privato, in particolare per i condomini, in cui esiste un altro potenziale di risparmio particolarmente interessante.

## Edifici Pubblici

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
1,6	14,7	49,6

Gli edifici della pubblica amministrazione non sono attualmente censiti in modo completo e tanto meno lo sono i loro consumi. La scarsa documentazione sul segmento in analisi consente di valutare il potenziale di efficienza solo ricorrendo all'incrocio dei dati di carattere nazionale provenienti da varie fonti, ad esempio ENEA, CRESME, MISE e TERNA.

## Consumi termici

L'analisi sugli attestati presenti nel SIPEE conferma che è largamente disatteso l'obbligo di redigere un APE per ogni edificio pubblico con superficie maggiore di 250 m<sup>2</sup> vigente dal luglio del 2014.

I settori più significativi delle costruzioni ad utilizzo pubblico sono quantificabili in circa 2,36 milioni di m<sup>2</sup>, per quello che concerne gli uffici, e 7,34 milioni di m<sup>2</sup> per il settore scolastico.

Considerati i parametri prestazionali medi rilevati nelle indagini, i consumi termici ascrivibili ai due comparti sono rispettivamente di circa 49 ktep e di 101 ktep, per un totale di circa 150 ktep.

Il potenziale di risparmio stimato al 2030 è complessivamente di almeno 45 ktep. Tale risultato è realizzabile attraverso un approccio integrato che preveda la realizzazione di una molteplicità di opzioni di intervento e il ricorso a diverse forme di finanziamento, dal tradizionale indebitamento all'attivazione di forme di Partnership Pubblico-Private mediante il finanziamento tramite terzi. L'accesso alle attuali forme di incentivazioni pubbliche disponibili, tra cui principalmente il Conto Termico 2.0 e i Titoli di Efficienza Energetica, crea le condizioni di contorno affinché la sostenibilità economica degli investimenti sia migliore che in passato.

Nella programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020 la Regione Piemonte ha finora attribuito a questo settore risorse pari a un totale di 74 M€ così ripartiti:

- 24 M€ per il Bando per l'efficienza energetica e fonti rinnovabili degli Enti Locali con popolazione superiore a 5.000 abitanti;
- 20 M€ per il Bando per l'efficienza energetica e fonti rinnovabili degli Enti Locali con popolazione inferiore a 5.000 abitanti;





- 16 M€ per interventi di riduzione dei consumi energetici in edifici e strutture pubbliche del patrimonio ospedaliero-sanitario regionale;
- 10 M€ per il finanziamento di interventi di efficienza nel patrimonio immobiliare gestito dalle ATC;
- 4 M€ per il finanziamento di interventi di efficienza nel patrimonio edilizio di proprietà regionale.

Considerato che tali fondi servono ad avviare e sostenere quegli interventi strutturali che le singole PA non riescono ad intraprendere per la ridotta convenienza e per l'alto costo, in un periodo, tra l'altro, di scarsissime risorse, la stima del potenziale di risparmio su questi investimenti deve necessariamente tener conto degli elevati tempi di ritorno (mediamente non meno di 10/12 anni) che si presentano quando si interviene sia sul fabbricato, sia sugli impianti.

Tali interventi, d'altronde, devono essere realizzati per garantire il ruolo di esempio che la PA deve assumere e hanno sia valenza dimostrativa sia lo scopo di ridurre strutturalmente le spese correnti delle PA legate alla gestione degli immobili.

Il risultato atteso dei risparmi in termini di energia primaria derivante dagli interventi realizzati con il sostegno delle misure analizzate è determinabile auspicabilmente in 1,6 ktep. Tale risparmio può essere aumentato fino a circa 2,8 ktep mettendo in atto un fattivo sostegno alla ottimizzazione, sotto il profilo costi benefici, delle scelte progettuali ricorrendo, laddove possibile, alla sinergia con il Conto Termico 2.0.

E' possibile, inoltre, prevedere che, grazie alla presenza di strumenti idonei di sostegno finanziario agli investimenti, all'applicazione di contrattualistica basata sull'efficienza e all'adozione dei Criteri Ambientali Minimi per l'affidamento di servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione degli edifici, si conseguano gli obiettivi di efficienza energetica della PA individuati nel D.Lgs. 102/2014 relativamente alla riqualificazione del 3% annuo della superficie climatizzata utilizzata dalla Pubblica Amministrazione. Tale miglioramento, che va in ogni caso sostenuto e adeguatamente stimolato, comporta una riduzione del CFL al 2020 di circa 13,5 ktep e di 45 ktep al 2030, per i consumi termici.

### ***Consumi elettrici***

Gli edifici pubblici sono energivori anche per quanto riguarda i consumi elettrici. Ciò è particolarmente vero per gli edifici muniti di condizionamento estivo (principalmente gli uffici). Di seguito si propongono analisi e considerazioni relative alla stima del risparmio energetico associato ai consumi elettrici. In particolare l'evoluzione tecnologica introdotta con i LED e il progressivo miglioramento dei consumi specifici dei dispositivi elettronici garantiscono margini significativi di risparmio.

Un'ulteriore considerazione va infine fatta per il possibile trasferimento di alcuni consumi termici verso l'elettrico (a seguito dell'introduzione di sistemi a pompa di calore) che consentirebbe, laddove fattibile e razionale, un interessante sfruttamento congiunto con le fonti rinnovabili, fotovoltaico in particolare.

Per definire i possibili margini di efficientamento dei consumi elettrici nel parco edilizio pubblico sono stati utilizzati i dati pubblicati da TERNA, disponibili fino al 2016. La serie storica indagata (2008-2016)



evidenzia un trend di riduzione sia in termini assoluti (-8,5%), sia nel peso percentuale all'interno del settore terziario.

Elettrico - Dati assoluti in ktep									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TERZIARIO	570,2	585,3	593,5	600,2	622,5	625,7	625,4	642,6	648,6
Di cui PA - edifici	25,1	26,0	25,9	25,0	24,2	23,8	23,4	22,4	22,9
% PA edifici su terziario	4,4%	4,4%	4,4%	4,2%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,5%

Tabella 28 -Il peso dei consumi elettrici degli edifici pubblici (fonte dati: ENEA)

Applicando il tasso di riduzione media annua dei consumi elettrici negli edifici pubblici, rilevato negli ultimi 6 anni, fino al 2025 (ipotizzando che il trend di diffusione dell'illuminazione interna a LED e di dispositivi elettronici nelle classe energetiche più efficienti prosegua per un'altra decina d'anni) e successivamente dimezzando il tasso fino al 2030, si ottiene una riduzione percentuale attorno al 23% tra il 2016 ed il 2030. Questa riduzione si traduce in un risparmio di circa 1,2 ktep al 2020 e di 4,6 ktep al 2030 (rispetto al 2015).

### Illuminazione Pubblica

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
3,3	4,3	12,5

Il settore della Illuminazione Pubblica (IP) è un comparto in profonda trasformazione: nell'ultimo decennio si è assistito dapprima all'introduzione delle tecnologie a LED e successivamente all'avvento dei dispositivi smart city, attraverso l'impiego di soluzioni hardware e software per il monitoraggio ed il controllo delle sorgenti luminose. Le nuove tecnologie, oggi a disposizione sul mercato, dovrebbero garantire nel breve-medio periodo un incremento della sostenibilità ambientale del comparto:

- riducendo i consumi energetici e di conseguenza le emissioni climalteranti,
- limitando l'inquinamento luminoso diretto verso l'alto,
- eliminando la presenza di sostanze dannose per l'ambiente negli apparecchi di illuminazione,
- aumentando la sicurezza per gli utenti della strada.



### Il peso dell'IP nei consumi elettrici regionali

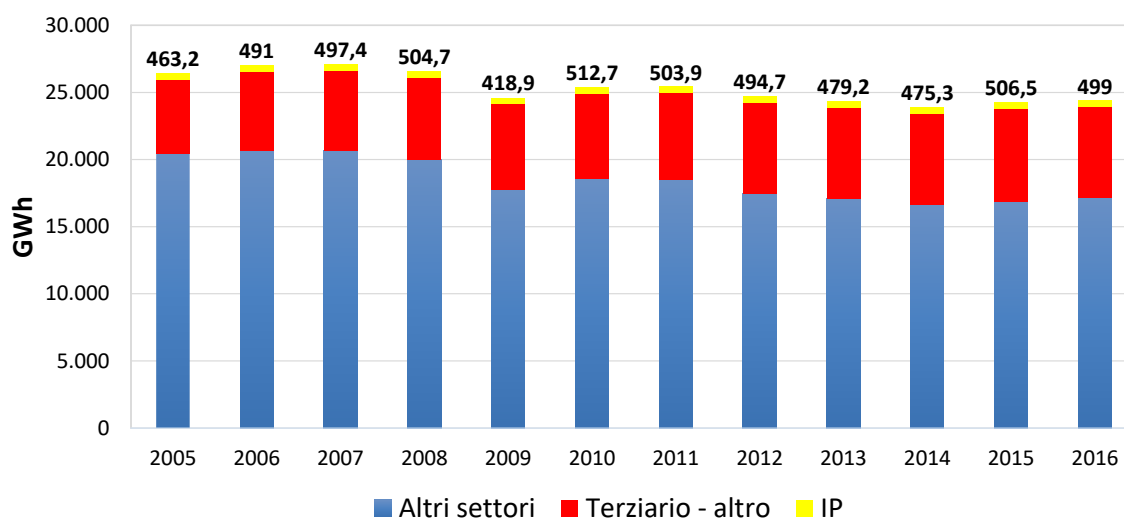


Figura 90 - Il peso dell'illuminazione pubblica nei consumi elettrici regionali (fonte dati: TERNA)

La transizione verso il nuovo sistema è stata avviata, negli ultimi anni, in molte realtà comunali<sup>40</sup> e potrebbe definitivamente concretizzarsi nel prossimo decennio in modo capillare.

Nel 2005 il comparto dell'illuminazione pubblica era pari a circa l'8% dei consumi elettrici del settore terziario e circa il 2% dei consumi elettrici globali in Regione Piemonte. Al 2016, il peso dell'Illuminazione Pubblica si riduce percentualmente rispetto all'anno base nel confronto con il terziario di quasi un punto percentuale.

Analizzando l'andamento dei consumi del comparto, si assiste, in generale, ad un trend di crescita tra il 2005 ed il 2010 (con un'anomalia nel 2009, quando si è registrato un crollo significativo dei consumi, frutto probabilmente di un errore di rilevazione statistica). Successivamente si è rilevata una costante riduzione, pari al 7,3% nel periodo 2010-2014, che si è interrotta negli ultimi due anni della serie storica analizzata. Al 2016 la riduzione dei consumi si attesta attorno al 2,7% rispetto al 2010.

Nel solo 2015, secondo gli studi dell'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano<sup>41</sup>, sono state acquistate, a livello nazionale, tra le 300.000 e le 380.000 nuove sorgenti luminose a LED. In totale le sorgenti efficienti sono, al 2015, ancora meno del 10% delle sorgenti totali. Ciò significa che nel prossimo decennio si potrà assistere ad una profonda trasformazione del comparto, portando ad una significativa riduzione dei consumi energetici del settore. Per quanto concerne il mercato delle soluzioni smart, l'intervento principe, nel 2015, è stata la tele gestione punto-punto, realizzata in affiancamento all'introduzione dei LED. Tuttavia, solo il 3% di queste sorgenti luminose ne è stata interessata. Ciò significa che l'impatto di queste soluzioni è ancora molto limitato e potrà ampliarsi più che proporzionalmente rispetto all'inserimento dei LED.

<sup>40</sup> Il caso più emblematico è quello del Comune di Torino, che ha provveduto nel biennio 2015-2016 alla graduale sostituzione di buona parte del proprio parco illuminotecnico, in favore di nuove soluzioni a LED e di telecontrollo dell'accessione e spegnimento degli impianti.

<sup>41</sup> Efficient and Smart Lighting Report - Settembre 2016



### Scenari di efficientamento per l'IP

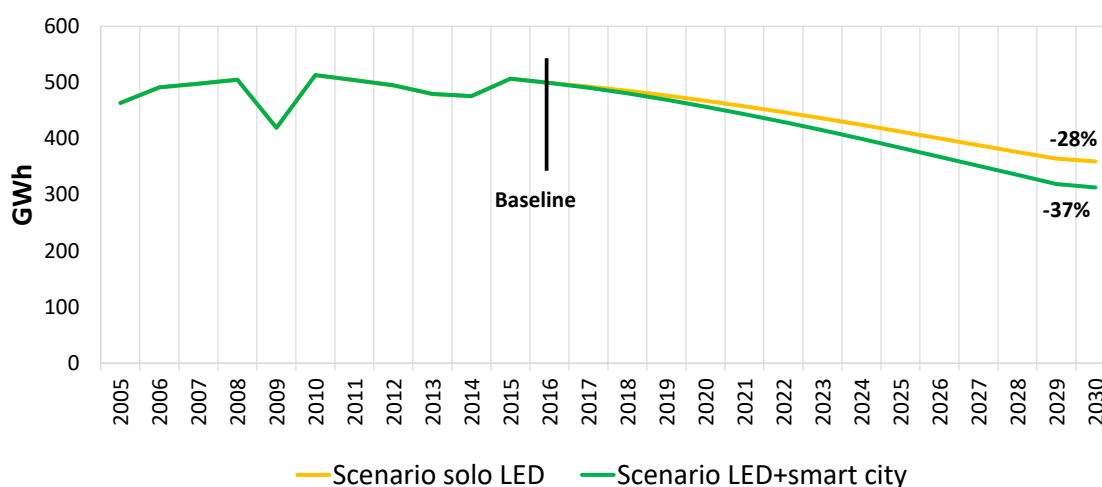


Figura 91 - La proiezione dei consumi del settore dell'illuminazione pubblica al 2030 (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Ipotizzando che il mercato dei LED incrementi il proprio tasso di crescita fino al 2025 e che successivamente si mantenga stabile sino al completo esaurimento del parco punti luce da sostituire (ipotizzata intorno al 2028<sup>42</sup>), si può evidenziare un calo, atteso al 2030 rispetto al 2016 - ultimo anno di riferimento - del 28% circa.

Considerando anche il contributo dei dispositivi smart, ed in particolare quelli per la regolazione del flusso luminoso, il risparmio complessivo dovrebbe aumentare di un ulteriore 9% (-37% rispetto al 2016).

[GWh]	2005	2014	2015	2016	2020	2025	2030
Scenario "solo LED"	463	475	506	499	467	412	359
Scenario "LED + Smart city"					457	383	313

Tabella 29 - La proiezione dei consumi del settore dell'illuminazione pubblica al 2030

Prendendo a riferimento lo scenario "solo LED", più cautelativo, dal comparto dell'illuminazione pubblica potrà quindi essere ottenuta una riduzione di energia di circa 147 GWh (rispetto al 2015), corrispondenti a circa 12,5 ktep. Assumendo viceversa che lo scenario PEAR2020 (check period nel breve termine) sia equivalente allo scenario "LED+Smart City" indicato in tabella e che l'obiettivo BAU2020 sia equivalente allo scenario "solo LED", si stimano delle riduzioni rispettivamente pari a 4,3 e 3,3 ktep, rispetto ai dati del 2015.

Nella programmazione dei Fondi Strutturali POR FESR 2014-2020 la Regione Piemonte ha complessivamente destinato a questo settore 16 milioni di Euro attraverso una specifica misura finalizzata ad interventi "dimostrativi" di riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione

<sup>42</sup>Ipotesi elaborata dall'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano



pubblica dei Comuni piemontesi. La misura, avviata nel corso del 2018, prevede l'erogazione di contributi in conto capitale per la sostituzione di sorgenti e apparecchi con dispositivi più efficienti e la contemporanea installazione di sistemi orientati alle "smart cities" su ambiti quali la gestione del traffico, la sicurezza urbana e il monitoraggio ambientale. Si ritiene che tale iniziativa possa contribuire sia direttamente, sia indirettamente (producendo un effetto "volano" sul territorio) al raggiungimento degli obiettivi previsti.

## Strutture ospedaliere e sanitarie

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	2,5	27

Nell'ambito del patrimonio pubblico, il comparto ospedaliero-sanitario da sempre costituisce un polo concentrato di domanda energetica, in cui più consistenti sono le opportunità d'intervento per la razionalizzazione dei consumi e dei relativi costi, anche in un'ottica di spending review.

La ricognizione effettuata da Ires Piemonte sui consumi energetici dei 53 presidi ospedalieri piemontesi nella serie storica degli anni 2010-2015 evidenzia, come illustrato nella tabella seguente, un valore medio di consumo di energia primaria (elettrico + termico) significativo, pari a circa 110 ktep. L'analisi comparata del dato medio dei consumi di energia elettrica e termica rivela poi una sostanziale equivalenza, con un trend crescente nel periodo (+ 14%) per i consumi elettrici, per effetto della diffusione sempre più capillare del condizionamento estivo, nonché del crescente fabbisogno elettrico delle apparecchiature diagnostiche ed elettromedicali, e una variazione di quelli termici in relazione ai valori dei gradi giorno delle diverse stagionalità.

Anno	Energia elettrica (tep)	Energia termica (tep)	Totale (tep)	% EE	% ET
2010	49.650	56.339	105.988	47%	53%
2011	54.019	54.295	108.314	50%	50%
2012	58.032	57.939	115.970	50%	50%
2013	55.126	56.606	111.732	49%	51%
2014	54.045	50.676	104.721	52%	48%
2015	57.536	55.120	112.656	51%	49%
<b>Media</b>	<b>54.735</b>	<b>55.162</b>	<b>109.897</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>

Tabella 30 - Consumi medi annui di energia nei presidi ospedalieri in Regione Piemonte. Fonte dati: IRES Piemonte (rapporto anno 2016 sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario).



Consumi energetici presidi ospedalieri Regione Piemonte (TEP)

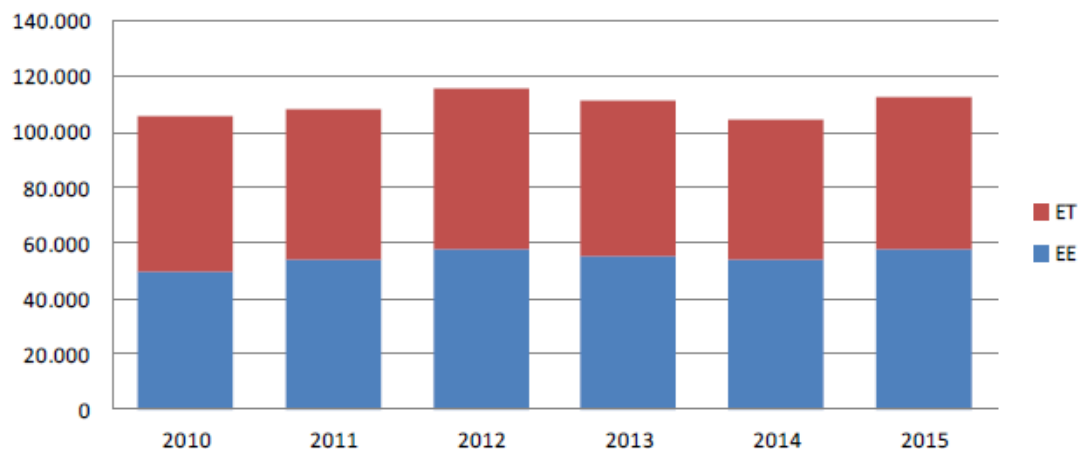


Figura 92 - Consumi energetici dei presidi ospedalieri in Regione Piemonte (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016)

L'energia termica consumata nei presidi ospedalieri è sostanzialmente correlata al fabbisogno di climatizzazione invernale, acqua calda ad uso igienico-sanitario, cucina e sterilizzazione. L'analisi dei consumi termici per tipologia di fonte utilizzata rivela mediamente nel periodo considerato una prevalenza del consumo di gas naturale (72%) per usi di condizionamento invernale, seguita da un valore decisamente inferiore relativo al teleriscaldamento (17%). Si evidenzia ancora la permanenza di utilizzo di combustibili decisamente incompatibili con l'attuale situazione regionale di qualità dell'aria, quali il gasolio (5%) e olio combustibile a basso tenore di zolfo (6%).

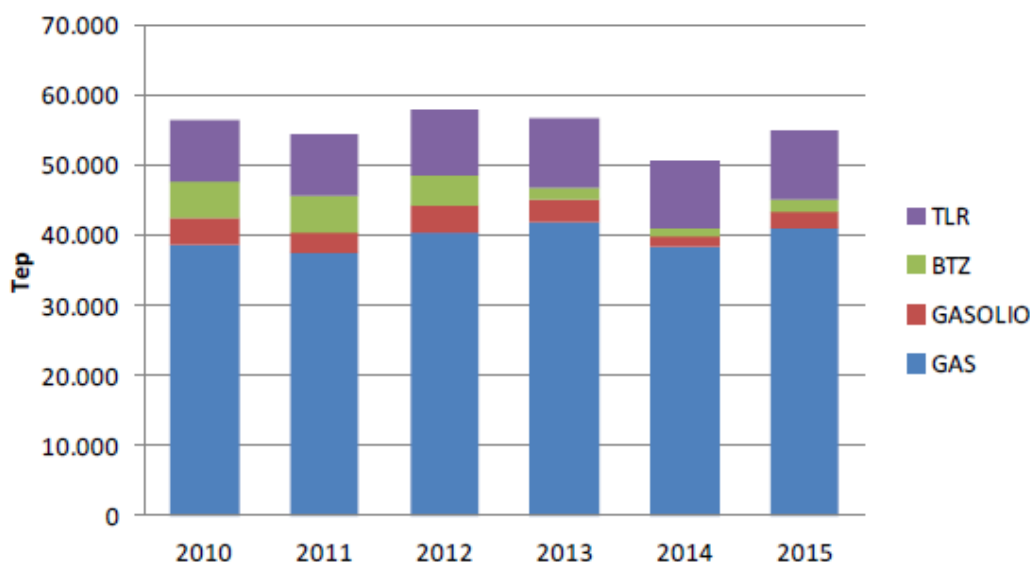


Figura 93 - Ripartizione per vettore dell'energia termica media annua consumata nei presidi ospedalieri in Piemonte (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016).

A fronte di un siffatto quadro di consumi, il dato medio annuo di spesa correlata alla voce "energia" nei presidi ospedalieri del Piemonte è ammontato nel periodo 2010-2015 a circa 84 M€.



Estendendo la ricognizione sui consumi energetici del comparto sanitario regionale all'intero patrimonio di competenza delle aziende sanitarie, ovvero alle strutture dei cosiddetti "distretti territoriali", il quadro complessivo dei consumi energetici annui della sanità pubblica piemontese sale nel 2015 a 124 ktep, ovvero all'1,2% del dato del Consumo Finale Lordo (CFL) regionale. Tale consumo si suddivide in 61 ktep di energia termica e 63 ktep di energia elettrica, per una spesa annua complessiva pari a circa 92 M€, a sua volta suddivisa in 51 M€ per l'approvvigionamento del vettore elettrico e 41 M€ per l'energia termica. La ripartizione del totale di spesa tra presidi ospedalieri e distretti territoriali rivela rispettivamente percentuali del 90% per i primi e del 10% per i secondi.

Anno 2015	PO (tep)	SST (tep)	TOT (tep)	PO (%)	SST (%)
Energia elettrica	57.536	5.650	63.186	91%	9%
Gas	40.920	5.980	46.900	87%	13%
Gasolio	2.469	669	3.138	79%	21%
BTZ	1.558	0	1.558	100%	0%
Teleriscaldamento	9.191	507	9.698	95%	5%
GPL	0	96	96	0%	100%
<b>TOT</b>	<b>112.481</b>	<b>12.902</b>	<b>124.577</b>	<b>90%</b>	<b>10%</b>

Tabella 31 - Consumi energetici delle ASR della Regione Piemonte (anno 2015). Fonte dati: IRES Piemonte (rapporto 2016 sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario)

Il valore complessivo dei consumi energetici assume quindi connotati ancor più significativi. Effettuando un rapporto con le singole fonti, si può rilevare come il consumo totale di gas rappresenti l'1,4% del consumo regionale della stessa fonte, quello di energia elettrica il 2,9% del dato regionale, mentre il consumo di teleriscaldamento l'1,4% del totale a livello regionale.

In ultimo la rappresentazione dei dati di consumo energetico ripartito sulle diverse ASR piemontesi evidenzia una frammentazione dei valori molto significativa. Analizzando le Aziende che nel 2015 sono risultate essere più energivore, si notano ai primi posti la Città della Salute di Torino con circa 22 ktep, l'ASL di Alessandria con circa 9 ktep e l'ASL di Biella con 8 ktep, mentre agli ultimi posti le ASL di Novara e CN2 con circa 2,5 ktep ciascuna.



### Consumi complessivi ASR (anno 2015)

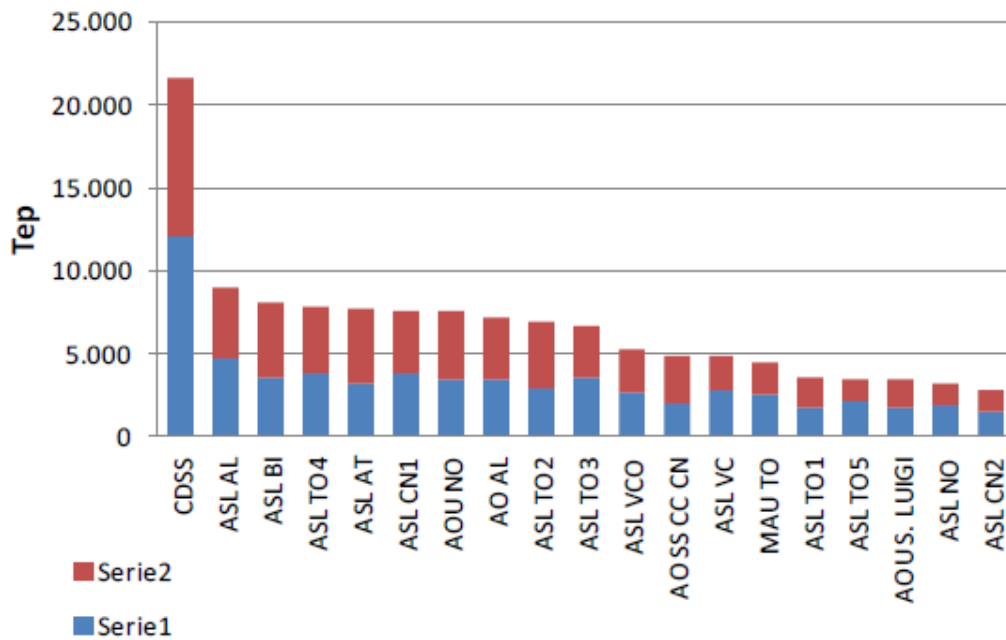


Figura 94 - Consumi complessivi ASR nel 2015 (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016)

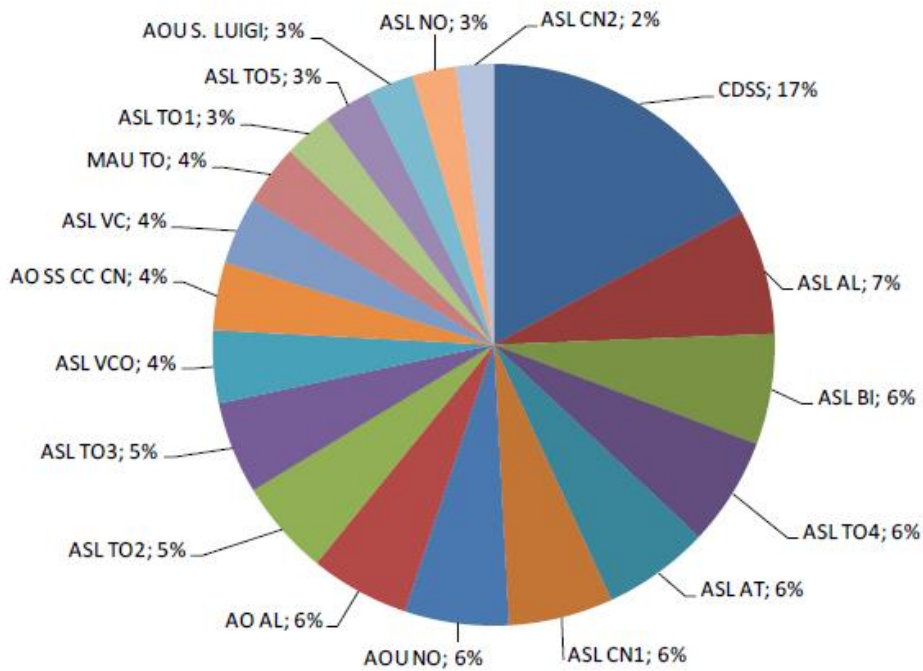


Figura 95 - Ripartizione dei consumi energetici complessivi medi annui della Regione Piemonte nel 2015 (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016)





La rilevazione del consumo energetico nel comparto sanitario nell'ultima annualità censita (2015) dimostra come effettivamente lo stesso costituisca un importante e omogeneo bacino di consumo, e come parimenti si manifestino significative opportunità di efficienza energetica e di riduzione dei consumi di energia primaria a parità di servizi resi. Sul fronte della spesa correlata all'energia si evidenziano, di conseguenza, altrettante opportunità di riduzione correlate al contenimento dei consumi energetici, ma anche di razionalizzazione della stessa generando efficienza nel processo di acquisto dei vettori energetici sul mercato.

A tale riguardo gli indirizzi di Piano traggono al 2030 una riduzione almeno pari al 30% dei consumi di energia termica e di almeno il 15% dei consumi di energia elettrica. Un siffatto obiettivo di riduzione calcolato sui valori dell'ultima rilevazione dei consumi al 2015 è quantificabile in circa 27 ktep/anno, pari a circa il 22,5% dei consumi totali di energia primaria.

Ai fini di conseguire tale obiettivo di riduzione il Piano indica due strumenti principali, potenzialmente utilizzabili da parte delle ASR:

- il ricorso agli strumenti di sostegno agli investimenti di efficienza energetica negli edifici pubblici, in vigore sia a livello nazionale (Conto Termico 2.0), sia a livello regionale con l'approvazione di una Misura del POR FESR 2014-2020 specificamente dedicata alle strutture ospedaliero-sanitarie regionali con una dotazione iniziale pari a 16 Meuro;
- il ricorso all'implementazione degli Energy Performance Contract (EPC), di cui al D.Lgs. 102/2014 e ss.mm.ii., mediante l'affidamento alle ESCO dei servizi di gestione dell'energia debitamente "efficientati" mediante la progettazione-realizzazione-gestione di interventi di efficienza energetica sul sistema integrato edificio-impianto delle strutture costituenti il patrimonio sanitario della Regione.



## Gli Obiettivi di Efficienza Energetica nel patrimonio immobiliare residenziale e civile non residenziale

### Riduzione dei consumi nel patrimonio edilizio residenziale privato

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
176	190	451,6

Gli strumenti attuali di analisi statistica sulle banche dati e l'analisi deduttiva per modelli o casi reali consentono una buona caratterizzazione del patrimonio edilizio, segmento di domanda particolarmente energivoro, in particolare sono stati analizzati i dati relativi alla frequenza, numerosità e intensità di:

- interventi di riqualificazione energetica sul patrimonio edilizio esistente,
- nuova costruzione di immobili,
- applicazione di step normativi (ad es. installazione di termoregolazione, sostituzione di generatori di calore, utilizzo di FER, ecc.) .

La valutazione della prestazione media pre e post intervento, anche alla luce delle indagini effettuate in altri *case studies* consentono inoltre la quantificazione dei costi connessi alle economie di spesa legate alla riduzione di domanda energetica.

Il potenziale di risparmio conseguibile è effettivamente una grande riserva largamente sotto sfruttata. La promozione di politiche di supporto al conseguimento dell'ottimizzazione del patrimonio edilizio esistente possono, inoltre, costituire un potente volano che può facilitare la ripresa economica di un settore che è sempre stato trainante per la nostra economia e che attualmente soffre una problematica situazione con orizzonti di miglioramento particolarmente oscuri.

La maturazione della competenza settoriale nella riqualificazione energetica è tuttavia un interessante driver del mercato e consentirebbe di espandersi facilmente su mercati analoghi. Innegabilmente, tuttavia, il settore dell'edilizia, sia pubblica, sia privata gode di uno dei più favorevoli scenari di ausilio economico diffuso e, in alcuni casi, puntuale.

Dal punto di vista fiscale gli incentivi partono dal 50% di detrazione per chi esegue comuni interventi di manutenzione straordinaria o ristrutturazione edilizia.

La manutenzione in sé non è necessariamente collegata ad una riqualificazione energetica ma, spesso, applicando correttamente le norme in vigore dal giugno del 2015, gli interventi sull'involucro di qualunque tipo, rendono obbligatorie le verifiche sulla prestazione energetica dell'intero edificio o della struttura disperdente interessata.

Il punto 1.4.3. del DM 26/6/2015 esclude, infatti, dalla verifica degli obblighi solamente la tinteggiatura e il rifacimento di intonaco che non incida su più del 10% della superficie disperdente lorda dell'edificio.

In parallelo continua ad essere utilizzabile la detrazione fiscale del 65%, continuamente rinnovata dal Governo con riferimento al primo decreto "Edifici" del marzo 2008, per i classici interventi di



miglioramento dell'involucro, sostituzione dei generatori di calore e installazione di pompe di calore e collettori solari termici.

Tale detrazione, elevabile fino al 75% nel caso di interventi sulle parti comuni dei condomini (ad es. facciate o coperture) è recuperabile anche mediante la cessione del credito. Tale possibilità favorisce in particolare gli interventi in condominio e i soggetti incapienti.

E' stato rafforzato il c.d. "Conto Termico 2.0" che prevede l'erogazione di sovvenzioni dirette, indicativamente il 40% del valore complessivo degli investimenti, agli interventi di efficienza energetica sia su edifici privati, sia su quelli pubblici.

La valutazione tenta di comprendere quali siano i trend in atto, quali le potenzialità e quali i margini di miglioramento o di ottimizzazione di un processo che presenta ottime prospettive, ma alti costi connessi. Nel caso del residenziale va tenuto in conto, infatti, che a volte la cosiddetta *deep renovation* o la trasformazione a edificio con classe alta e status di nZEB comporta un costo di investimento niente affatto secondario: il costo finale della riqualificazione, ad oggi, rischia di eccedere il valore venale dell'immobile e ciò non rende appetibili molti investimenti nel settore.

L'analisi tiene conto di due fenomeni separatamente individuabili. Il primo riguarda il settore della nuova costruzione. Pur in assenza di un mercato in grado di assorbire la produzione storica continua ad esistere una domanda di nuovi immobili per quanto contenuta.

Il secondo è quello della riqualificazione dell'esistente: nell'attuale fase congiunturale, vista la disponibilità di generose detrazioni fiscali, il mercato opta spesso per la riqualificazione di immobili esistenti, piuttosto che per la realizzazione di nuove costruzioni.

Tale fenomeno potrebbe proprio essere stato accentuato dal parco invenduto di immobili prodotti negli ultimi anni sulla base di permessi di costruzione con livelli di prestazione obsoleti (ante 2010), vuoti e offerti sul mercato a prezzi non adeguati alla loro reale condizione.

### ***Nuova Costruzione (NC)***

Considerando il settore della NC è stata adottata la seguente valutazione: il nuovo recente, quello che energeticamente sta migliorando con l'introduzione delle nuove tecnologie e con la diffusione di nuove conoscenze a tutti i livelli della filiera produttiva, viene comprato e utilizzato da chi abbandona un edificio obsoleto, di prestazione più scadente (media dello stock), che non verrà più utilizzato. Tale segmento, non desta, numericamente, particolare interesse: esso può essere descritto, rispetto all'intero stock edilizio, come una piccola quota di edifici nuovi su cui il livello di performance e la quota di copertura da FER elettro termiche previsto dalle normative in vigore è adeguata.

A tal proposito, si noti che il recepimento delle direttive 2010/31/UE e 2009/28/CE ha comportato l'approvazione di nuovi decreti nazionali riguardanti i livelli minimi di prestazione energetica, che ridefiniscono parzialmente le condizioni per la Nuova Costruzione e per gli interventi di efficienza sugli edifici esistenti. Inoltre, in materia di obbligo di copertura mediante FER dei consumi complessivi, il D.Lgs. 28/2011 prevede un ulteriore aumento delle quote minime a partire dal 2017. Dal 1° gennaio 2017 la richiesta del titolo abilitativo per ogni nuovo edificio deve essere accompagnata dalla dimostrazione che esso è alimentato da FER almeno per il 50% (prima di tale scadenza il valore era del



35%) del fabbisogno complessivo (climatizzazione invernale ed estiva e acqua calda sanitaria); parimenti per ogni nuovo edificio si deve disporre la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da FER elettriche almeno con potenza pari a 2 kWp per ogni 100 m<sup>2</sup> di impronta al suolo del fabbricato.

La NC, nel periodo 2006/2011, rappresenta un valore poco significativo rispetto al totale dello stock edilizio esistente: nell'ultima rilevazione disponibile (OMI 2013) il nuovo rappresenta meno dello 0,23% degli edifici già edificati e meno dello 0,34% degli appartamenti preesistenti.

L'analisi degli attestati depositati nel database del SIPEE, il sistema informativo degli attestati di prestazione energetica del Piemonte, fornisce i seguenti valori.

	ACE	APE	ACE+APE	EPI+ACS	EPgl, nren	EPgl,ren	Quota FER
Anno	sup. NC (Su)	sup. NC (Su)	sup. NC (Su)	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	%
2009	119.099	-	(*) 724.518	93,6	93,6	-	0%
2010	1.080.277	-	1.080.277	87,5	87,5	-	0%
2011	959.110	-	959.110	78,6	72,2	6,4	8%
2012	779.444	-	779.444	70,8	61,5	9,3	13%
2013	643.432	-	643.432	62,5	51,6	10,9	17%
2014	447.517	-	447.517	57,2	46,2	11,0	19%
2015	333.024	88.482	421.506	86,2	61,6	24,6	29%
2016	-	377.448	377.448	81,8	58,5	23,4	29%
2017	-	183.819	(*) 324.008	71,7	51,2	20,5	29%

Tabella 32 – Analisi degli attestati depositati nel database SIPEE. (\*) proiezione a 12 mesi (fonte dati: banca dati SIPEE)

Con riferimento al patrimonio esistente, l'incremento di nuova superficie incide percentualmente da un valore di 0,45% del 2011 al minimo storico del 2017 con un valore di 0,149%. Si consideri che il dato 2017 è un dato parziale rilevato in un periodo di transizione sul sistema SIPEE a nuove metodologie di caricamento degli attestati.

In considerazione delle previsioni di leggero miglioramento del quadro socioeconomico e considerando le previsioni di aumento del PIL, al modello è stato assegnato, facendo base al momento peggiore (il 2017 con 324.000 m<sup>2</sup> di nuove costruzioni), un tendenziale di aumento del 5% annuo della Superficie utile (Su), tale da riportare – cautelativamente - il valore in m<sup>2</sup>/anno della nuova costruzione al recupero dell'intensità di realizzazioni pre-crisi entro il 2035.

La bassa intensità della Nuova Costruzione (NC) è tuttavia controbilanciata da una sostanziale migliore prestazione media rispetto alla media di stock. Inoltre, la NC introduce in modo progressivo l'uso di FER.

Si consideri, inoltre, che l'attuale elevato livello di prestazione normativo imposto non permette realisticamente di ipotizzare ulteriori misure di efficienza: ciò comporterebbe costi più alti dei



cosiddetti costi ottimali di investimento previsti dallo stato italiano in ossequio alle indicazioni della direttiva 2010/31/UE.

Sarebbe invece interessante prevedere, mediante la revisione e riprogrammazione degli obiettivi strategici della pianificazione urbanistica, strumenti di facilitazione e percorsi di ristrutturazione urbanistica e di riordino, che orientino gli investitori alla demolizione e ricostruzione con l'ausilio di premialità, piuttosto che alla riqualificazione dell'esistente.

È oggettivo che la riqualificazione di un'intera porzione di territorio o di una parte di città non solo possa conseguire, a parità di costo, una migliore prestazione globale ma consenta di introdurre in modo molto più marcato il ricorso a opzioni tecnologiche precluse in alcuni contesti; si pensi alla estensione razionale e sistematica di una rete di teleriscaldamento o della riorganizzazione delle volumetrie per la riduzione dei fenomeni di isola di calore o al ricorso allo sfruttamento del calore di falda.

A corollario si aggiunga la valutazione di scenario tendenziale delineato da ANCE nel suo studio del luglio 2016<sup>43</sup>. Esso evidenzia una riduzione drastica degli investimenti nel settore dell'edilizia in generale: il settore ha avuto una contrazione pari al 34,7% nel periodo 2008/2016 ed evidenzia una sostanziale stabilità nel tendenziale. Tale dato è mediato rispetto alla ripartizione tra NC e manutenzioni di edifici esistenti: il tracollo del nuovo (-62,4% per il residenziale, -41,2% per il non residenziale di cui -47,1% di opere pubbliche) è stato solo parzialmente controbilanciato dalla maggiore propensione alla spesa degli investitori nella riqualificazione di edifici pre-esistenti.

ANCE stima un +19,1% (2008/2015) e un tendenziale in leggera crescita rispetto al periodo (2008/2016): +21,3%, dati che verranno confrontati nel paragrafo successivo.

Pertanto, appare corretto immaginare una lenta e lunga ripresa di importanza delle nuove costruzioni, che non raggiungeranno, tuttavia, l'importanza numerica del passato.

A lato della riqualificazione energetica del patrimonio esistente, le nuove costruzioni potranno comunque giocare un ruolo, soprattutto se in presenza di processi di sostituzione, in luogo del mantenimento storico degli immobili.

<sup>43</sup><http://www.ance.it/docs/docDownload.aspx?id=32038>



	2015 (mln €)	Variazione % in quantità						
		2013	2014	2015*	2016*	2017**	2017***	2008-2016*
Costruzioni totali	125.348	-7,5%	-5,2%	-1,0%	+0,3%	-1,2%	+1,1%	-34,7%
Abitazioni	66.772	-3,3%	-4,2%	-1,9%	+0,2%	-1,1%	+1,7%	-27,6%
Di cui nuove (*)	21.038	-12,4%	-14,0%	-6,8%	-3,4%	-3,0%	+1,8%	-62,4%
Di cui Man.straordinaria (*)	45.734	+2,9%	+1,5%	+0,5%	+1,9%	-0,2%	+1,7%	+21,3
Non residenziali	58.576	-11,7%	-6,3%	+0,1%	+0,3%	-1,4%	+0,3%	-41,2
Di cui private (*)	34.053	-13,4%	-7,1%	-1,2%	+0,2%	+0,2%	+0,2%	-36,6%
Di cui pubbliche (*)	24.523	-9,3%	-5,1%	+1,9%	+0,4%	-3,6%	+0,5%	-46,9%

Tabella 33 - Investimenti in costruzioni al netto dei costi per trasferimento di proprietà. (\*) Stime ANCE (\*\*) Scenario tendenziale (\*\*\*) Scenario programmatico (fonte dati: elaborazione ANCE su dati ISTAT)

A completamento del quadro sulla NC si deve tenere conto che è il DM "Requisiti Minimi" del giugno 2015 prevede un ulteriore innalzamento del livello prestazionale a far data dal 2019 (livello cogente per le nuove costruzioni pubbliche) e dal 2021 per tutti gli altri edifici. Ciò comporta che ogni nuovo edificio nei prossimi 3/5 anni sarà costruito con caratteristiche tali da classificarlo nella odierna classe energetica A4/nZEB.

Questo livello colloca tutti i nuovi edifici realizzati dopo tali scadenze (2019 e 2021) oltre la soglia dei cosiddetti costi ottimali (Cost Optimal), previsti dalla Direttiva 2010/31/UE come il livello di riferimento efficace sotto il profilo costi/benefici.

Nello specifico l'adozione di un provvedimento di anticipazione del livello prescritto per l'edificio A4/nZEB dal 2019/2021 al 1 gennaio 2017 comporterebbe un miglioramento della prestazione globale in termini di  $EP_{nren}$  dell'12% corrispondenti – al 2021 - ad un risparmio cumulato di circa 3,5 ktep rispettando la proiezione delle attuali condizioni di mercato degli immobili.

Il rafforzamento del livello di legge per la NC ha senza dubbio un effetto efficace sotto il profilo comunicativo, costituisce quasi un obbligo morale per il settore pubblico per la valenza di esempio e di sperimentazione trainante del settore degli appalti e della riduzione della minimizzazione della spesa energetica gestionale.

Esso è, tuttavia, una misura che avrebbe senso inserire in un severo inasprimento generale delle regole per la limitazione delle emissioni, pur non comportando rilevanti benefici in termini di bilancio energetico globale.

In linea di massima se è possibile asserire che la NC, a saldi migratori e a dinamiche demografiche sostanzialmente in pareggio, andando a sostituire immobili con prestazioni desuete, determina un vantaggio sensibile in termini di efficienza rispetto alla prestazione media del parco edilizio – dai 160 ai circa 80 kWh/m<sup>2</sup> dopo l'entrata in vigore delle regole nZEB estese a tutta la NC), il beneficio complessivo atteso a lungo termine si attesta intorno a 18 ktep (20/21 ktep dopo il 2021) per ogni anno.



### **Riqualficazione del patrimonio edilizio esistente**

Come è noto il patrimonio edilizio piemontese, ha subito un incremento volumetrico sostanziale nel periodo della ricostruzione e della re-industrializzazione postbellica. In tali periodi il problema energetico non era una priorità e, del resto, fino al 1978 non esistevano indicazioni cogenti in materia di progettazione sull'impiego di misure per il contenimento dei consumi energetici.

Di conseguenza, nella caratterizzazione dello stock edilizio si riscontrano elementi di criticità profondi: oltre il 78% delle pareti, dei tetti e dei pavimenti su terra o cantine non dispone di isolamento e soltanto lo 0,4% delle medesime strutture presenta valori di trasmittanza adeguati agli attuali standard normativi.

Appare migliore il quadro delle chiusure trasparenti che, almeno nel 12% dei casi, è adeguato o prossimo ai livelli prestazionali legali.

L'analisi e il monitoraggio della diffusione e della intensità del fenomeno della riqualficazione energetica - come in atto - è stata condotta dal progetto EPISCOPE valutando diverse fonti: ISTAT, Osservatorio regionale condizione abitativa, Database SIPEE per gli APE depositati in Regione, ENEA.

Gli attestati di prestazione energetica consentono di individuare in modo abbastanza chiaro, pur con parecchi limiti collegati alla mancanza di omogeneità nella redazione eseguita da soggetti con professionalità differenti, le caratteristiche e la composizione di tutto quello che è il patrimonio edilizio certificato (circa il 20% dell'intera volumetria esistente) che, con modalità statistiche, consente una proiezione sul totale edificato.

I dati complessivi sono riepilogati nel paragrafo 3.3 del Report nazionale datato Ottobre 2015<sup>44</sup>.

L'analisi dell'attuale trend delle riqualficazioni energetiche è ricavabile dalla presenza dei dati ENEA sulla detrazione fiscale collegata agli interventi di efficienza degli edifici.

Dall'analisi congiunta dei dati di frequenza ed intensità dell'intervento e seguendo le assunzioni di modello della relazione EPISCOPE e dallo studio di comparazione del trend scenario con i risultati attesi per gli obiettivi di protezione ambientale previsti ne risulta che nel periodo indagato, la applicazione della detrazione fiscale ha stimolato interventi di riqualficazione più o meno costosa – purtroppo non sempre parimenti efficaci, come, ad esempio, la frequente riqualficazione dell'involucro trasparente - su circa il 2% della superficie di pavimento esistente in Piemonte.

[ktep]	1990	1995	2000	2005	2008
<b>Combustibili solidi</b>	<b>30</b>	<b>36</b>	<b>16</b>	<b>5</b>	<b>3</b>
Di cui carbone	13	18	1	2	2
Di cui lignite	-	-	-	-	-
Di cui prodotti della cokefazione	14	14	13	-	-
Di cui altri combustibili solidi	3	4	3	3	2
<b>Prodotti petroliferi</b>	<b>793</b>	<b>457</b>	<b>429</b>	<b>338</b>	<b>243</b>
Di cui gasolio	652	382	388	232	130

<sup>44</sup>[http://episcopes.eu/fileadmin/episcopes/public/docs/pilot\\_actions/IT\\_EPISCOPE\\_RegionalCaseStudy\\_POLITO\\_SecEd.pdf](http://episcopes.eu/fileadmin/episcopes/public/docs/pilot_actions/IT_EPISCOPE_RegionalCaseStudy_POLITO_SecEd.pdf)



[ktep]	1990	1995	2000	2005	2008
Di cui GPL	112	60	35	104	112
Di cui petrolio da riscaldamento	29	15	6	2	1
Di cui altri prodotti petroliferi	-	-	-	-	-
<b>Gas naturale</b>	<b>1.295</b>	<b>1.553</b>	<b>1.517</b>	<b>1.784</b>	<b>1.605</b>
<b>Rinnovabili</b>	<b>104</b>	<b>110</b>	<b>130</b>	<b>101</b>	<b>46</b>
Di cui biomassa	104	110	130	101	46
Di cui rifiuti e biogas	-	-	-	-	-
Di cui altri prodotti	-	-	-	-	-
<b>Energia elettrica</b>	<b>352</b>	<b>369</b>	<b>398</b>	<b>420</b>	<b>426</b>
<b>Consumi finali</b>	<b>2.575</b>	<b>2.526</b>	<b>2.491</b>	<b>2.649</b>	<b>2.324</b>

Tabella 34 – Consumi energetici nel settore residenziale in Regione Piemonte (fonte dati: ENEA/EPISCOPE)

L'efficacia applicativa del D.Lgs. 28/2011 è, inoltre stata rafforzata in virtù del DM 26/6/2015 c.d. "Requisiti minimi" del giugno 2015 che ne estende l'applicazione anche ad interventi di Ristrutturazione Importante di primo livello, in passato tale applicazione sugli edifici esistenti era limitata ai casi di ristrutturazione rilevante di immobili con superficie superiore a 1000 m<sup>2</sup>.

La detrazione fiscale del 65% non ha carattere di stabilità anche se più volte il Governo ha espresso la volontà di renderla strutturale. Giunta al decimo anno di proroga, tale opportunità di sostegno agli investimenti per la ristrutturazione e la manutenzione straordinaria è prevedibile che sia mantenuta.

In aggiunta, è stato introdotto il Conto Termico 2.0, rivisto per una più facile e ampia applicazione.

In virtù di tali condizioni ed esaminando la stima dell'ANCE che prevede comunque una costante sostituzione degli investimenti in NC con quelli destinati alla riqualificazione degli immobili già esistenti il trend di riqualificazione pare ampiamente confermabile.

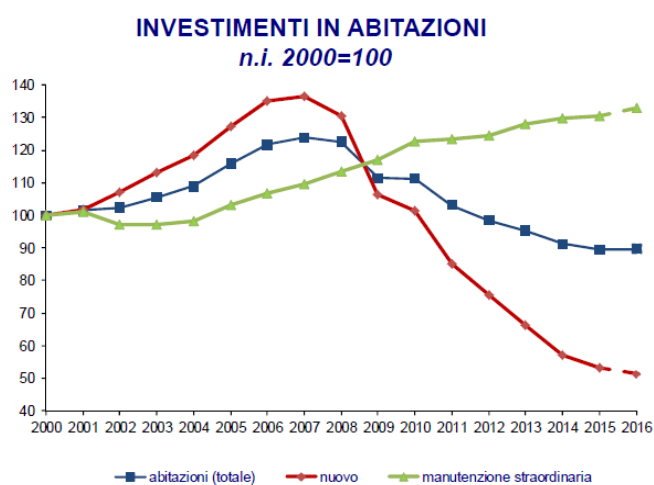


Figura 96 - Investimenti in abitazioni - base 100 anno 2000 (fonte dati: tratto da ANCE)





Il riepilogo delle considerazioni, avallato ulteriormente dal confronto con i dati caricati sul SIPEE effettuato a luglio 2017, porta alla definizione di uno scenario BAU per l'edilizia residenziale in cui il totale dei ktep destinati al settore decresce anche a fronte dell'aumento, anche se al momento modesto, di superficie utile realizzata.

Dall'esame degli Attestati di certificazione energetica (ACE) presenti in banca dati trasmessi fino all'ottobre 2015 risultano i seguenti valori.

Le superfici oggetto di interventi di efficienza sono individuabili sotto due categorie: "ristrutturazione edilizia" e "riqualificazione energetica". Nel primo caso la definizione è propria di interventi organici su un organismo edilizio che vengono realizzati per un riutilizzo del fabbricato. Come definito dal Testo Unico (DPR 380/2001 e ss.mm.ii.), si tratta di interventi onerosi e di un certo tenore che prevedono un iter amministrativo preciso presso il Comune sede di intervento (titolo abilitativo all'esecuzione delle opere, deposito elaborati, dichiarazione di fine lavori, ecc.). Nel secondo caso rientrano gli altri interventi più semplici e non onerosi, come le manutenzioni straordinarie, che normalmente prevedono delle semplici comunicazioni di avvio dei lavori, ove dovute.

Anno	Riqualificazione energetica [m <sup>2</sup> ]	Ristrutturazione edilizia [m <sup>2</sup> ]	Totale [m <sup>2</sup> ]
2009	506.375	403.122	909.497
2010	847.256	554.226	1.401.481
2011	856.222	709.984	1.566.206
2012	829.723	717.206	1.546.929
2013	799.980	595.088	1.395.068
2014	744.503	459.210	1.203.712
2015	774.600	414.717	1.189.317
<b>Totale</b>	<b>5.358.658</b>	<b>3.853.563</b>	<b>9.212.211</b>

Tabella 35 – Superfici oggetto di interventi di efficienza energetica

Le curve denotano una piccola ripresa tendenziale del valore relativo alle superfici oggetto di intervento già alla fine del 2015.

Le aree interessate dagli interventi rispetto al complessivo stock edilizio rappresentano stabilmente una percentuale di rinnovo indicativamente pari all'1% del totale utilizzato.

Si oscilla tra un 1,25% e uno 0,98 % del totale del patrimonio edilizio privato che viene fatto oggetto di opere di riqualificazione energetica.



### Superfici oggetto di interventi di efficienza energetica

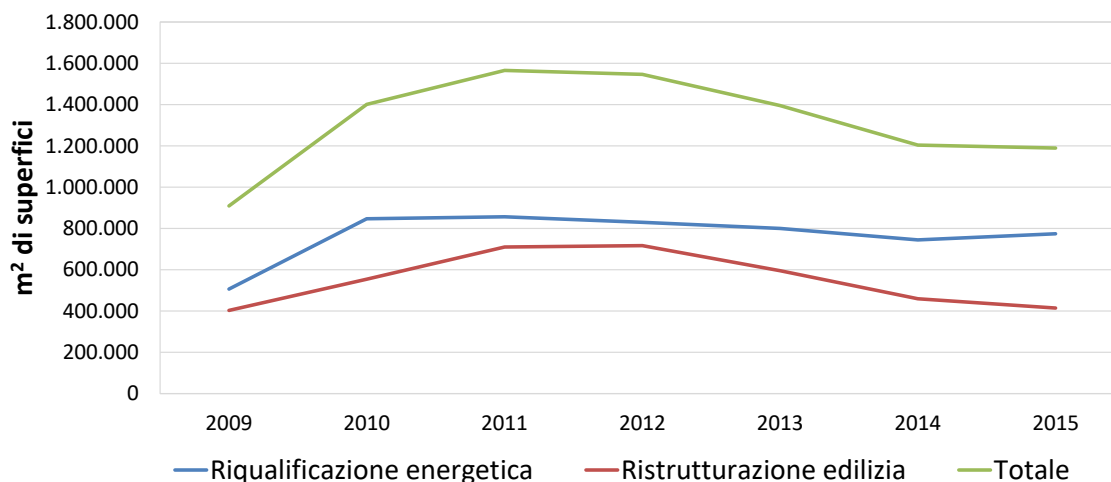


Figura 97 - Superfici oggetto di intervento di efficienza energetica

Tali interventi sono tuttavia rappresentativi di una evoluzione prestazionale del costruito utilizzato, ovviamente meno appetibile del nuovo, ma pur sempre interessante e compensata dalla maggiore intensità di interventi realizzati.

Rispetto ad un dato medio di stock attribuito al settore residenziale dal BER che caratterizza il valore di performance medio dell'edificio medio piemontese a circa 249 kWh/ m<sup>2</sup> di Consumo Finale Lordo (CFL) gli edifici oggetto di riqualificazione passano a un nuovo consumo totale lordo di 166 kWh/m<sup>2</sup> nel 2015 con tendenza alla ulteriore riduzione legata alla sempre maggiore applicazione del DM 26/6/2015 c.d. "Requisiti minimi".

Anno	Epi+ACS	EPgl,nren	Media	Media pesata
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
2009	230	190	206	212
2010	214	183	192	202
2011	203	173	181	189
2012	194	171	178	183
2013	194	165	175	182
2014	175	164	168	171
2015	172	155	162	166

Tabella 36 - Indice di prestazione energetica - evoluzione pluriennale



### EPI - media pesata

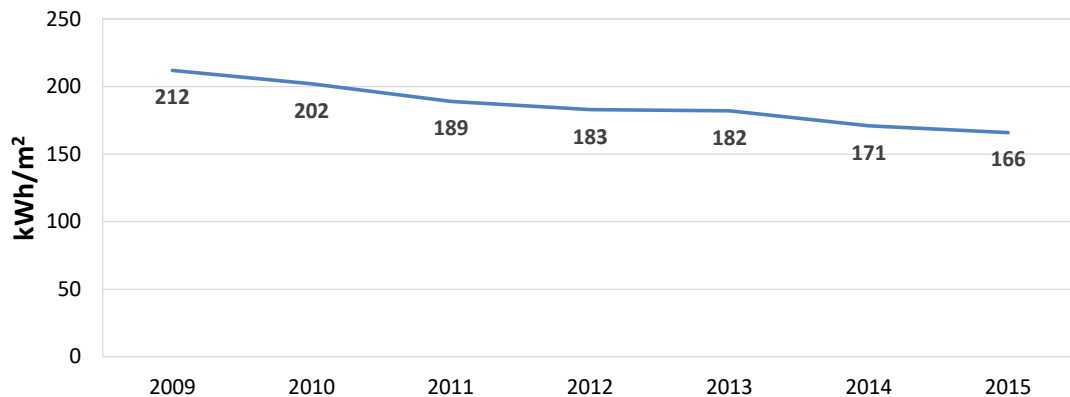


Figura 98 - Andamento pluriennale del valore di EPI medio pesato dello stock edilizio

Considerando tali valutazioni, il target atteso dall'applicazione delle norme attualmente vigenti in Italia prevedrebbe una riduzione del CFL pari a 176 ktep (2020) e 411 ktep(2030).

A tale decremento, derivante dalla sostanziale riqualificazione di una porzione del patrimonio e da un suo rinnovo con contestuale dismissione di edifici obsoleti e peggio performanti, vanno sommate le ulteriori nuove quote di FER-E e di FER-C che nel processo edilizio vengono richieste per legge o vengono installate per altri motivi.

Tali nuove quote, pari a 20,3 ktep di FER-C<sub>(BAU2020)</sub> e circa 62 ktep di FER-C<sub>(BAU2030)</sub> sono da considerarsi come economia di energia primaria.

Sul piano dell'elettrico, gli obblighi di autoproduzione portano ad una nuova installazione di FER-E<sub>(BAU2020)</sub> pari a 24,1 ktep e circa 58 ktep di FER-E<sub>(PEAR2030)</sub>.

Il Piano d'Azione Nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero, ribadisce come sia "importante sottolineare che gli attuali requisiti di prestazione energetica sono già frutto di un processo di ottimizzazione tra consumi energetici e costi (ai sensi del Regolamento delegato N.244/2012). Generalmente, infatti, spingersi oltre gli attuali requisiti minimi attraverso la realizzazione o la trasformazione di un edificio esistente in NZEB, comporta costi maggiori che non sono interamente recuperati attraverso i risparmi energetici conseguiti. Questi aspetti, nell'attesa di un'evoluzione del mercato che porti a una riduzione dei costi, possono essere opportunamente mitigati dalla presenza di adeguati incentivi e per mezzo dell'esecuzione degli interventi in particolari occasioni (finestre d'opportunità come la concomitanza di altri lavori di ristrutturazione)".

Quello che è assolutamente indispensabile è che venga metabolizzata la rivoluzione normativa che vi è stata in Italia con il recepimento della Direttiva 2010/31/UE, resa operativa dallo Stato con l'adozione della legge 90/2013, al fine di applicare correttamente i requisiti minimi individuati nel decreto interministeriale 26/6/2015.

La nota di debolezza in questo processo, che tende al miglioramento, risiede prioritariamente nel livello deputato al controllo del settore edilizio: esso non ha compreso appieno le nuove regole, è



destrutturato e poco competente e non favorisce una organica gestione del complesso processo di riqualificazione dell'edificio.

Gli operatori non riscontrano, inoltre, nel mercato una qualificazione della domanda tale da giustificare gli extra costi legati al pieno rispetto delle leggi in vigore.

In sostanza il percorso è già tracciato ma non è ben illuminato e il viaggiatore non sa in che direzione deve andare per raggiungere la meta.

Favorire un aumento di consapevolezza è quindi uno dei ruoli significativi che la Regione può ricoprire promuovendo un processo di conoscenza delle opportunità e delle regole a tutti i livelli e ottimizzando le procedure urbanistiche. Le uniche necessità di supporto economico sono essenzialmente legate al reperimento delle opportune garanzie finanziarie e bancarie laddove siano richiesti volumi di investimenti significativi, già oggi ampiamente remunerati dal minor costo delle future bollette a riqualificazione avvenuta, ma impercorribili per mancanza di liquidità.

Lo scenario di piano, consistente nel rafforzare e sostenere in modo diffuso l'applicazione delle regole in vigore e stimolare il processo di ricambio dello stock mediante la semplificazione procedurale e l'applicazione di incentivi di carattere urbanistico, potrebbe rendere possibile il conseguimento di una riduzione del CFL, pari a circa 190 ktep relativamente al traguardo indicato per il check period al 2020 e raggiungere un target di piano complessivo pari a circa 451,6 ktep al 2030.

### **Adeguamento Edifici Esistenti (ex DGR 46-11968)**

<b>BAU2020 (ktep)</b>	<b>PEAR2020 (ktep)</b>	<b>PEAR2030 (ktep)</b>
0	0	100

Nel quadro normativo nazionale, non vi sono particolari imposizioni per gli edifici esistenti che non vengano sottoposti ad interventi di riqualificazione.

A livello regionale, invece, occorre prendere atto dell'esistenza di un'indicazione cogente che obbliga all'intervento su un edificio esistente, a prescindere dall'essere sottoposto o meno ad opere di riqualificazione.

Essa è contenuta nel testo della DGR46-11968 e ss.mm.ii. che richiede al paragrafo 3. "ADEGUAMENTO DEGLI EDIFICI" che *"gli edifici residenziali appartenenti alla classe E1 del D.P.R. 412/1993, esclusi collegi, conventi, case di pena e caserme, caratterizzati da un numero di unità abitative superiore a 50, che presentano, sulla base di un attestato di certificazione energetica, un fabbisogno annuo di energia primaria per il riscaldamento superiore a 200 kWh/m<sup>2</sup>, devono provvedere, entro il 31.12.2016, a realizzare interventi in grado di conseguire una riduzione del proprio consumo di energia primaria per il riscaldamento almeno del 35%.*

Per gli edifici esistenti appartenenti a tutte le altre tipologie, ad esclusione di quelli riconducibili alla classe E.8 del D.P.R. 412/1993, caratterizzati da un volume lordo climatizzato superiore a 10.000 m<sup>3</sup> e che evidenziano, sulla base del consumo reale registrato, un fabbisogno annuo di energia primaria per il riscaldamento superiore a 70 kWh/m<sup>3</sup>, si deve provvedere, entro il 31.12.2016, a realizzare interventi in grado di conseguire una riduzione del consumo di energia primaria per il riscaldamento almeno del



35%. Al fine di raggiungere gli obiettivi sopra indicati non è consentito considerare pari a zero il potere calorifico delle biomasse eventualmente utilizzate per la produzione del calore necessario al riscaldamento invernale.

L'applicazione di questa misura, approvata con la DGR 46-11968 in vigore dal 1° aprile 2010, si estende pressoché alla totalità del patrimonio edilizio realizzato precedentemente al 1990 con una superficie totale stimabile in circa 70 milioni di metri quadrati.

L'effetto prodotto consentirebbe di ridurre il CFL di circa 130 ktep a condizioni estremamente gravose ed invasive: sarebbero necessari circa 3 miliardi di euro di investimento e le famiglie piemontesi sarebbero chiamate a risanare energeticamente all'incirca 320.000 appartamenti di loro proprietà.

Nonostante gli alti potenziali di risparmio energetico ed economico, in assenza di un sistema di controlli e sanzioni per il mancato rispetto delle disposizioni della DGR 46-11968, tale quantificazione non è stata computata. Essa viene inglobata nel processo precedentemente valutato di riqualificazione degli edifici esistenti negli interventi che vengono realizzati all'interno delle tradizionali finestre di opportunità.

Tale effetto di riduzione potrebbe essere anche potenziato dall'applicazione del DM 26/6/2015 che in alcuni casi comporta la necessità di rispettare livelli prestazionali con verifiche in cascata a volte più stringenti rispetto al progetto iniziale.

La quantificazione del beneficio complessivo è confermata dall'analisi delle prestazioni preventivate negli attestati, a seguito della realizzazione delle misure di efficienza ivi raccomandate. Tali raccomandazioni, pur nella loro sintetica determinazione, evidenziano un margine potenzialmente interessante (tempo di ritorno inferiore ai 10 anni) di miglioramento medio di circa il 34%.

Il dato previsionale totale di riduzione dei consumi massimo raggiungibile sui risparmi calcolati dagli attestati consegue un valore pari a circa 800 ktep; tale dato appare sostanzialmente integrabile e concorde con la previsione dell'applicazione della DGR. 46/11968, tenuto conto che questa stima, a differenza della prima, non riguarda solo gli edifici più energivori ( $E_{Pi,tot} > 200 \text{ kWh/m}^2$ ) e grandi (>50 UI) ma un gruppo significativo e rappresentativo dell'intero parco edilizio.

Il conseguimento di tali enormi margini di miglioramento dipende in primo luogo dalla disponibilità di risorse private e deve essere ponderato anche alla luce dell'apprezzamento del valore immobiliare prima e dopo la riqualificazione.

Il processo insediativo italiano ha seguito le regole dello sviluppo tecnologico e sociale dell'ultimo secolo analogamente a quanto avvenuto nel resto d'Europa. Quello che tuttavia caratterizza lo stock edilizio italiano rispetto al panorama è la percentuale di edifici di proprietà unitamente alla tendenza a considerare il "mattone", oltre che un investimento sicuro, anche un bene non deperibile.

La scarsa attenzione alla manutenzione e la bassa propensione alla innovazione rendono difficile per una proprietà molto parcellizzata mettere in atto strategie di miglioramento e di promozione dell'efficienza.

Inoltre, ove possibile (immobili non di pregio, zone di ristrutturazione urbanistica ecc.) è bene favorire la ricostruzione degli edifici con parametri di comfort, sicurezza e sostenibilità adeguati agli standard odierni, piuttosto che conservazione degli stessi.



Sul lato eminentemente impiantistico si consideri che il semplice adeguamento dei generatori di calore ai limiti emissivi imposti dalle normative regionali esteso a tutto il parco regionale garantirebbe, mediante l'installazione di generatori a condensazione, la riduzione dei consumi di circa 46 ktep.

## Settore Civile non residenziale

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	120

Le conoscenze concernenti il settore civile non residenziale, inteso come tutto ciò che è climatizzato per la permanenza di occupanti, non sono sistematizzate e ciò rappresenta un ostacolo alla piena comprensione dei fenomeni di miglioramento che lo attraversano.

Tipicamente in questo settore ritroviamo tutte quelle destinazioni d'uso che vanno dal terziario al commerciale, ad esclusione di quelle precedentemente trattate (edifici pubblici ed ospedalieri), che hanno una grande variabilità di condizioni di impiego e ricorrono in modo importante alla generazione del freddo per mantenere condizioni di vivibilità e confort dei locali.

La grande variabilità dei carichi, difficilmente determinabile nelle classiche condizioni di valutazione metodologica adottate nell'Attestato di Prestazione energetica, li rende difficilmente modellabili ed analizzabili in serie statistiche.

La prevalente importanza dei consumi effettivi rende questo settore analizzabile solo a fronte di approfondite valutazioni di dettaglio. L'organizzazione di un sistema di conoscenza in questo caso, al fine di orientare le eventuali scelte politiche e le analisi di tendenza costituisce una priorità delle future scelte pianificatorie.

In assenza di dati di dettaglio e di una sufficiente disaggregazione delle modalità degli usi energetici del comparto, le stime ricavate per differenza dei segmenti noti riferiscono di un consolidato 25% circa del Consumo Finale Lordo complessivo.

Considerando che tale settore si presta particolarmente allo svecchiamento e all'evoluzione tecnologica e al conseguimento del confort, in quanto condizione di primaria importanza, si ritiene di attribuire cautelativamente un trend di miglioramento potenziale del 15%, pari ad una stima del potenziale di efficienza al 2030 di 120 ktep.

In tale direzione vanno le recenti stime del potenziale di mercato relativo alla installazione di pompe di calore e di macchine frigorifere ad alta efficienza di ultima generazione.

Tali riduzioni sono quantificate nel paragrafo Riduzione dei Consumi Elettrici.

La elevata domanda di energia per la climatizzazione e la contestuale alta presenza di carichi endogeni avvantaggia, in questo caso, il settore del freddo, su cui le pompe di calore di grande taglia polivalenti, eventualmente affiancate dall'utilizzo dell'acqua di falda, possono giocare un ruolo di massima efficienza e di riduzione dei costi.

A supporto dello sviluppo di una elettrificazione spinta vanno, inoltre, la riduzione del costo dell'energia elettrica e la presenza del Conto Termico 2.0 che favorisce l'adozione di queste tecnologie, costose ma efficienti e virtualmente prive di emissioni locali.



## Termoregolazione e Contabilizzazione

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
88	99	110

Tra gli interventi di efficienza meno invasivi va classificata l'applicazione dell'obbligo di provvedere alla termoregolazione e contabilizzazione delle unità immobiliari che sono allacciate a sistemi centralizzati di riscaldamento prive di sistemi di individuazione della spesa correlabili agli effettivi prelievi volontari di energia termica delle utenze.

L'obbligo, previsto nel decreto legislativo di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, approvato in via definitiva dal Consiglio dei ministri è stato fissato dal decreto legislativo 102/2014, aggiornato con il D.Lgs. 141/2016.

L'applicazione della misura, infine divenuta cogente entro la data limite per l'installazione di giugno 2017, comporta un risparmio ricavabile da letteratura e da esperienze dirette in monitoraggi di almeno il 15% a cui andranno sommati i vantaggi della gestione autonoma e della ri-equilibratura degli impianti che sono attesi ma più difficilmente quantificabili.

L'applicazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione comporta un risparmio totale, stimabile sulla base della presenza degli impianti centralizzati su cui sono installabili tali sistemi, di circa 110 ktep.

Tale intervento interessa circa 0,6 milioni di famiglie per un investimento complessivo di circa 450 milioni di euro.

Il potenziale di risparmio è stato stimato coerentemente con le installazioni effettuate entro le scadenze fissate prima dalla Regione e poi dal D.Lgs. 141/2016. Si ritiene che la termoregolazione e contabilizzazione sia stata effettivamente installata nell'80% dei contesti in cui era prevista, con un risparmio energetico connesso di circa 88ktep al 2020 e che le residue realtà, ancora da completare possano comportare un risparmio complessivo di 99 ktep al medesimo orizzonte temporale.

Lo scenario PEAR2030 prevede un maggiore sostegno ad una corretta informazione sul tema e alle verifiche sulle mancate installazioni con il conseguente raggiungimento di un valore di riduzione dei consumi pari a 110 ktep, come scenario massimo.



## Ampliamenti e miglioramento gestionale delle reti di Teleriscaldamento

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	22	58

Come verrà più dettagliatamente illustrato nel Capitolo III "Reti e Generazione distribuita", il Piemonte ha una buona dotazione di reti di teleriscaldamento e buona parte della volumetria conurbata della Città di Torino è servita da IREN Energia.

Dal piano industriale di tale operatore si ricavano previsioni per allacciare, oltre ai 56 milioni di m<sup>3</sup> già serviti, ulteriori 12 milioni di m<sup>3</sup> entro il 2025.

Con riferimento ai parametri prestazionali medi dello stock edilizio piemontese, il potenziale risparmio in termini di energia primaria, correlabile alle previsioni di nuova volumetria allacciata, si attesta su un valore di circa 22 ktep considerando un  $f_{P,nren}$  di 0,626 kWh/kWh.

Inoltre, al fine di consentire virtualmente l'estensione della potenzialità di allacciamento a tutta la Città di Torino, pare prioritario modificare il profilo di utilizzo delle utenze.

Ciò consentirebbe, a parità di potenza installata, ovvero senza costruire nuove centrali, di estendere la fornitura a tutti gli edifici individuabili sotto il profilo della convenienza economica e della fattibilità tecnica.

L'attuale profilo gestionale ricalca quello degli obblighi derivanti dal DPR 412/1993 e poi ricompreso e ulteriormente trattato dal DPR 74/2013.

In linea di massima, in zona E, gli impianti termici possono essere attivati per 14 ore giornaliere, tra le ore 5:00 e le ore 23:00 salvo che abbiano, nel caso dei centralizzati, una regolazione adeguata e una centralina che consenta di programmare l'attenuazione notturna.

Tra le molte opportunità di deroga al disposto nazionale ve ne è quindi una che tiene perfettamente conto della condizione in cui si collocano le utenze condominiali che hanno installato, per obbligo normativo, un sistema di termoregolazione e contabilizzazione.

L'ampliamento del periodo di utilizzo degli impianti, regolati e contabilizzati a valle dall'utenza stessa consentirebbe ulteriori risparmi, ma soprattutto svincolerebbe la rete dal problema del picco mattutino spalmando il prelievo su un periodo maggiore.

Cautelativamente si può valutare che il passaggio a 24 ore medie giornaliere di prelievo, dalle attuali 14 ore, comporti un aumento di potenza disponibile del 40%. Tale aumento può essere convertito, con le valutazioni di ridondanza del caso, in nuovo allacciamento di volumetria esistente.

Ipotizzando un ulteriore ampliamento della volumetria servita di nuovi 20 milioni di m<sup>3</sup>, probabile soglia di saturazione dei volumi tecnicamente teleriscaldabili nella Città di Torino, si può trarre al 2030 un ulteriore beneficio in termini di riduzione dei consumi pari a circa 36 ktep.





## Uso del calore ambientale mediante pompe di calore

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	60

La disponibilità a tutti i livelli tecnologici di macchine elettriche efficienti per la valorizzazione del calore rinnovabile dell'ambiente apre a scenari di grande interesse per la riduzione del CFL, l'aumento della quota delle rinnovabili termiche FER-C e la riduzione delle correlate emissioni locali.

Nel campo delle pompe di calore, risulta essere particolarmente auspicabile una maggior diffusione di impianti di taglia media e grande, più interessanti come efficienza generale e normalmente destinati a soddisfare le esigenze di climatizzazione delle grandi utenze come, ad esempio, complessi ad uso ufficio, centri commerciali, strutture di tipo ricettivo, ospedaliero e sanitario ecc. Tali impianti possono utilizzare in modo conveniente sia l'aria, sia le matrici acqua e suolo mediante pozzi o sonde geotermiche.

In altra parte del presente documento vengono valutati i potenziali di riduzione e sostituzione del CFL con FER-C derivante dall'uso del calore ambientale catturato al terreno e alla falda. È peraltro interessante analizzare lo scenario che prevede un più largo impiego di unità idroniche installate in parallelo ad impianti termici convenzionali già esistenti o delle piccole unità aerotermiche ad espansione diretta in presenza di altro impianto convenzionale.

L'utilizzo delle pompe di calore, siano esse a compressione di gas o ad assorbimento, rappresenta dunque uno scenario di grande interesse per l'aumento di efficienza e l'aumento della quota di FER-C. Gli impianti cosiddetti ibridi che prevedono apparecchiature con gestione elettronica integrata, che abbina un gruppo termico a fiamma a condensazione e una macchina elettrica, risultano essere, quindi, di grande interesse. L'inserimento di questa tecnologia, capace di valorizzare il livello energetico del calore ambientale, consente di aumentare l'efficienza del sistema, ridurre il CFL e aumentare la quota di FER-C utilizzata.

I prodotti ibridi, di cui è prevista l'installazione, riguardano il segmento della nuova costruzione e della riqualificazione laddove si effettui una ristrutturazione dell'impianto termico con sistema emissivo a bassa temperatura. Anche nei casi di significativa riduzione del carico termico è possibile ipotizzare un funzionamento ottimale in presenza di terminali tradizionali. D'altro canto le pompe di calore aerotermiche di piccola taglia ad espansione diretta in ambiente hanno un potenziale contributo non trascurabile, laddove siano impiegate correttamente.

Nel recente passato nelle unità abitative sono state installate, in Piemonte, circa 100.000 unità di climatizzazione reversibili all'anno come soluzione standard per il condizionamento estivo. La recente revisione delle tariffe elettriche consente di ipotizzare che a tali unità reversibili (unità mono split e multi split, attualmente utilizzate quasi esclusivamente come condizionatori in estate o per brevissimi periodi nei cambi di stagione) venga assegnato un conveniente carico di lavoro.

Queste macchine presentano dei COP di tutto interesse e consentirebbero di recuperare una quota significativa di FER-C, riducendo in modo significativo i consumi finali lordi.

Una PDC elettrica mono split in funzionamento bivalente con cut off a 7°C che integra un impianto termico convenzionale, autonomo o centralizzato con contabilizzazione, può fornire alla ipotetica unità



immobiliare in cui opera, in un clima come quello torinese (zona E), il 25% dell'energia termica globale necessaria.

Considerando prudenzialmente un COP pari a 3,2 la quantità di energia termica resa disponibile dalla PDC comporta un risparmio di energia primaria (CFL) del 7,98% e una quota di utilizzo di FER-C, rispetto al CFL risultante, del 18,5%.

L'applicazione massiva della gestione ibrida degli impianti comporterebbe quindi, significativi risparmi potenziali in termini di riduzione sia del CFL, sia delle emissioni collegate.

Nell'ipotesi di sostenere o rendere obbligatori tali interventi a livello regionale nei casi di ristrutturazione impiantistica, nonché di copertura di circa il 30% della volumetria residenziale al 2030, il CFL si ridurrebbe di 60 ktep con una nuova quota di FER-C pari a circa 137,8 ktep.

L'unico limite di questo scenario rimarrebbe l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica del parco-impianti nazionale, unitamente alla potenza dispacciabile sulla rete elettrica che, a fronte di un importante incremento della domanda, potrebbe rivelarsi fortemente sottodimensionata.

### Riduzione del fabbisogno di edifici alimentati da Biomasse

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	90

Nel settore della climatizzazione riveste particolare importanza, per la risoluzione delle problematiche legate alla presenza di polveri sottili (PTS) in atmosfera la limitazione del ricorso alla biomassa di origine lignocellulosica.

Tale prassi, piuttosto frequente storicamente in ambiti montani, è diventata endemica anche nelle pianure ed è una delle principali responsabili del fenomeno di accumulo di polveri in atmosfera con le conseguenti ricadute sulla salute umana. Tale fenomeno, riscontrabile dai frequenti superamenti dei livelli tollerabili, preannuncia una maggiore attenzione alla qualità dei combustori e una attuazione mirata di politiche volte a concederne l'uso solo in condizioni particolari.

Tra le misure preconizzate si individua la necessità, ad esempio, di limitarne il consumo portando i fabbricati, nei quali viene utilizzata, ad un maggior livello di efficienza.

La riduzione delle dispersioni dei fabbricati consentirà di aumentare l'efficienza dell'utilizzo delle biomasse e conseguentemente di ridurre il CFL.

Questi due risultati confliggenti (in quanto, oltre al CFL, si riduce anche il tasso di utilizzo delle FER), sono indotti dalle politiche di risanamento della qualità dell'aria, volte a ridurre le emissioni derivanti dalla combustione delle biomasse.

Nella previsione di risanamento della qualità edilizia dei fabbricati in oggetto il potenziale di riduzione calcolata, derivante dall'imposizione legislativa di futura adozione, è stata considerata cautelativamente pari a 90 ktep.



## Consumi elettrici

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	1	1

Secondo la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale realizzata da ENEA, nel 2014 i consumi totali del settore civile (terziario e domestico) ammontavano a circa 4.599 ktep. Nello stesso anno, i consumi elettrici del settore costituivano il 22% del totale (dati TERNA). Nel processo di graduale incremento di efficienza energetica del sistema, essi ricoprono pertanto un ruolo centrale.

### Il trend storico

L'analisi del trend dei consumi elettrici del settore civile si basa sui dati messi a disposizione da TERNA nei bilanci energetici regionali. I dati sono aggiornati al 2016. Nella tabella vengono indicati i dati relativi ai consumi relativi al terziario privato ed al settore domestico.

Settore [ktep]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Terziario privato	502	523	524	532	556	561	561	577	583
Domestico	426	429	436	428	423	411	394	398	390

Tabella 37 - L'andamento dei consumi elettrici nel settore civile privato (fonte dati: TERNA)

Per quanto concerne il settore terziario e nello specifico il terziario privato, è assolutamente evidente il trend di costante crescita dei consumi elettrici. Tra il primo e l'ultimo anno della serie storica l'incremento è pari al 16% circa, con un tasso annuo del 2%. Viceversa, l'andamento dei consumi elettrici nel comparto domestico ha subito dapprima in incremento (tra il 2008 ed il 2010) per poi ridursi progressivamente fino al 2016, nonostante negli ultimi 3 anni vi sia stata una certa stazionarietà. Complessivamente il domestico ha ridotto i propri consumi di oltre 8 punti percentuali tra il primo e l'ultimo anno della serie storica rappresentata.

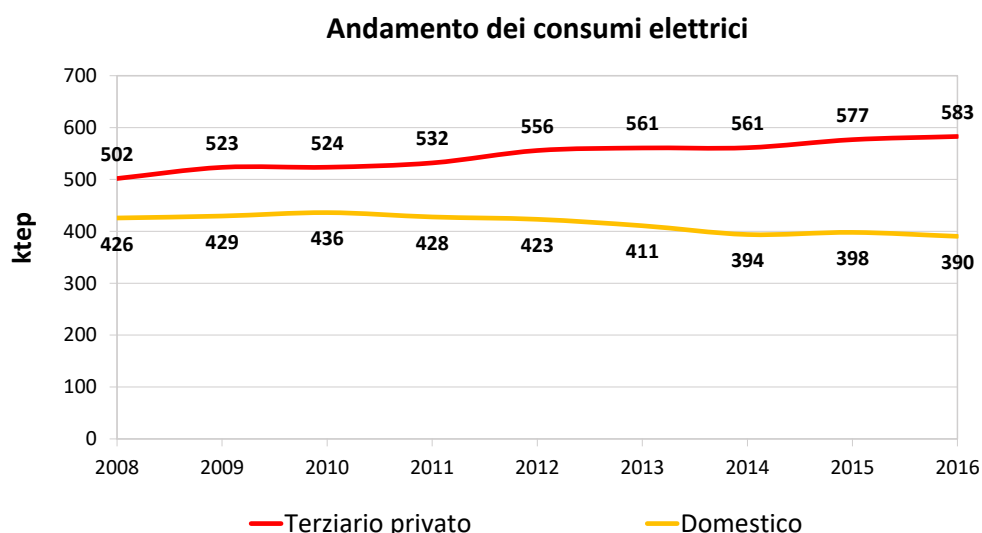


Figura 99 - Andamento dei consumi elettrici nel settore civile privato (fonte dati: TERNA)



### *Gli scenari previsionali*

La costruzione degli scenari previsionali del settore civile è fortemente basata su quanto osservato nella serie storica.

Nel settore domestico si evidenzia un certo incremento dell'efficienza energetica: questo miglioramento è sicuramente da imputare alla diffusione progressiva dell'illuminazione a LED per gli ambienti interni (facilitata ulteriormente dall'utilizzo degli stessi attacchi E14 ed E27 utilizzati precedentemente con altre tipologie di lampade), nonché dalla crescente presenza di elettrodomestici ad elevate prestazioni energetiche, spinta dall'introduzione dell'etichettatura energetica e da forti politiche di comunicazione verso gli utenti finali. Si assume in questo caso che la sostituzione dei dispositivi elettronici negli edifici residenziali prosegua con lo stesso ritmo registrato negli ultimi 6 anni fino al 2025. Questa assunzione si basa su una valutazione dei cicli di vita degli elettrodomestici, solitamente superiore ai 10 anni, che può ritardare per alcuni utenti finali l'adozione di tecnologie più efficienti. Tra il 2025 ed il 2030 si assume invece che il trend di incremento di efficienza si riduca, dimezzando percentualmente il tasso di decremento annuo dei consumi elettrici.

Nel settore terziario privato, viceversa, si evidenzia un incremento importante dei consumi elettrici. In questo caso sembra che l'introduzione di nuove tecnologie più performanti non sia riuscita ad invertire una tendenza di crescita costante dei consumi. E' evidente infatti che siano incrementati più che proporzionalmente gli usi elettrici nel comparto (climatizzazione estiva, server, dispositivi elettronici per l'automazione, etc). In questo caso si assume tuttavia che l'incremento degli usi si riduca progressivamente giungendo ad una naturale saturazione del mercato (ad esempio per gli impianti di climatizzazione) ed avviando successivamente un graduale processo di sostituzione con incremento dell'efficienza energetica dei nuovi dispositivi. Nel calcolo degli scenari al 2030, si ipotizza pertanto che il tasso di crescita annua dei consumi elettrici si mantenga costante fino al 2020 e che successivamente si dimezzi ogni 5 anni fino al 2030.

Settore	Variazione %annua				Var. % totale
	2011-2016	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2016-2030
Terziario privato	+1,8%	+1,8%	+0,9%	+0,5%	+14,1%
Domestico	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-0,9%	-20,9%

Tabella 38 - La variazione % annua dei consumi elettrici nel settore civile privato

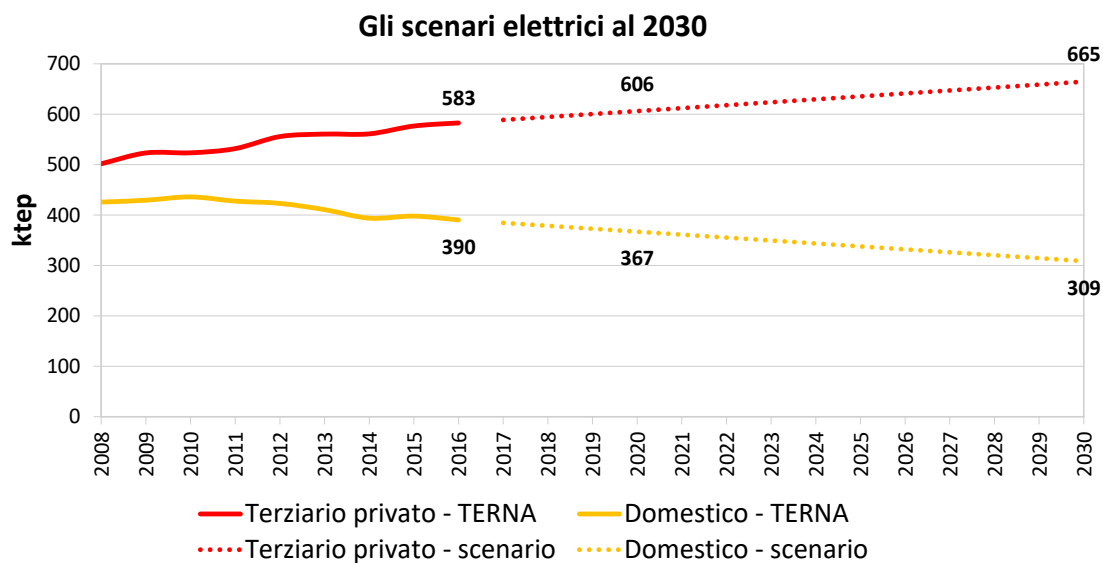


Figura 100 - Gli scenari evolutivi -settore civile privato (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Le politiche regionali per l'incremento dell'efficienza energetica nel settore civile privato per il comparto elettrico sono piuttosto limitate. Gli strumenti principali sono legati ad attività di comunicazione ed informazione. La tabella mette in evidenza l'incremento di circa 88 ktep per il settore terziario privato tra il 2015, assunto quale anno base di riferimento ed il 2030. Viceversa, nello stesso intervallo di tempo si ipotizza una riduzione di circa 89 ktep per il settore domestico.

Settore	2015	2020	2030	2015-2020	2015-2030
Terziario privato	576,7	606,2	664,7	+29,5	+88,0
Domestico	397,9	367,0	308,8	-30,9	-89,1
<b>Totale</b>	<b>974,6</b>	<b>973,2</b>	<b>973,5</b>	<b>-1,4</b>	<b>-1,1</b>

Tabella 39 - Lo scenario dei consumi elettrici al 2030 (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati TERNA)

Globalmente si può assumere che il settore civile privato riduca marginalmente i propri consumi di energia elettrica fino al 2020 e che successivamente si stabilizzi fino al 2030 per effetto di un opposto ed equivalente trend, rispettivamente di riduzione e di incremento dei consumi nel domestico e nel terziario privato.



## Riduzione dei consumi nei trasporti

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
59	319,5	880

La mobilità sostenibile, intesa come modalità di spostamento in grado di ridurre gli effetti ambientali, sociali ed economici generati dai veicoli privati, può giocare un ruolo di fondamentale importanza nella riduzione dei consumi di carburante e nella riduzione di emissioni di gas climalteranti, nonché nella riduzione dell'inquinamento atmosferico ed acustico.

Dato per assunto che la mobilità rappresenta una caratteristica qualificante per una regione dinamica ed è un fattore tradizionalmente correlato al PIL e, quindi, necessita di un adeguato livello di attenzione, è fondamentale che questo settore contribuisca in modo sostanziale alla transizione energetica in atto, verso un sistema energetico più efficace, efficiente e sostenibile. In particolare è necessario adottare una strategia che passi a modalità di trasporto meno impattanti sulla salute e sull'ambiente e che migliori tecnologicamente i mezzi di trasporto, in modo da renderli meno energivori ed inquinanti.

Il consumo di energia nel settore dei trasporti è guidato da una vasta gamma di fattori che risultano differenti a seconda che si tratti di mobilità delle persone o di trasporto delle merci. Le tendenze dei consumi energetici nella mobilità delle persone sono guidate da fattori quali la popolazione (composizione e densità), uso del suolo, *sprawl*, infrastrutture di trasporto, modelli di viaggio, reddito, tasso di proprietà del veicolo, tassi di occupazione dei veicoli, preferenze dei consumatori e consumo medio di carburante. Nell'ambito del trasporto delle merci i fattori che guidano le tendenze dei consumi trovano, invece, riferimento nelle attività economiche ed in particolare nella circolazione di materie prime, prodotti intermedi e beni finali di consumo: la scelta della modalità di trasporto dipende dalla situazione geografica, dalla destinazione (locale, nazionale, internazionale), dalle infrastrutture disponibili, dal costo e dal valore dei beni.

Una specifica politica di efficienza energetica nei trasporti deve essere pianificata utilizzando un approccio integrato (energia, trasporti, ricerca, economia e ambiente) e coordinato tra i livelli istituzionali competenti.

Tra gli interventi più efficaci nel campo della mobilità sostenibile si cita lo sviluppo della mobilità elettrica, il potenziamento del trasporto pubblico locale (con corsie riservate e vie preferenziali), sistemi di integrazione tariffaria, strumenti per l'infomobilità e l'adozione di specifici strumenti di pianificazione (come ad esempio il Piano Urbano della Mobilità).

Esistono inoltre altre tipologie di interventi utili al perseguimento dell'obiettivo, tra i quali si annoverano:

- lo sviluppo della mobilità pedonale: favorire l'accessibilità e la fruizione universale degli spazi pubblici, con la redazione di *pediplan*, con interventi di eliminazione delle barriere architettoniche nei percorsi, con la realizzazione dei percorsi sicuri casa-scuola e del *pedibus*;
- lo sviluppo della mobilità ciclabile: predisposizione di *biciplan*, accompagnata dalla costruzione di piste ciclabili e dall'implementazione di servizi di bike sharing;



- politiche di tariffazione e pedaggi: pedaggio urbano (accesso a pagamento in particolari zone urbane), park pricing (sosta a pagamento), park and ride (agevolazione nell'interscambio tra automobile e mezzo pubblico), crediti di mobilità;
- pianificazione della mobilità aziendale: redazione del piano spostamenti casa-lavoro, implementazione di sistemi di telelavoro, introduzione della figura del Mobility Manager, figura obbligatoria per legge ma spesso assente o non operativa;
- gestione della domanda: moderazione del traffico (traffic calming), limitazioni della circolazione veicolare, introduzione di servizi di car sharing e trasporto a chiamata; promozione del car pooling; utilizzo di sistemi di information technology (ITS) per la gestione dei flussi veicolari (es. instradamenti ai parcheggi, info dinamiche sulle strade, navigazione satellitare ecc.).

Alla base di questi possibili interventi ci sono tre obiettivi:

- migliorare i servizi di prossimità in modo tale da ridurre la necessità di spostamenti sia in termini numerici che di distanze;
- destinare una parte della superficie stradale alla mobilità di tipo sostenibile a scapito dei veicoli privati, riducendo in questo modo il costo generalizzato del trasporto sostenibile;
- realizzare una rete di trasporto intermodale che consenta spostamenti più veloci di quelli realizzati dai autoveicoli privati.

Al fine di raggiungere significativi risultati è inoltre fondamentale portare il cittadino a modificare i propri comportamenti e le proprie abitudini a favore di una vita più sana e sicura per sé e per gli altri. È pertanto indispensabile promuovere campagne informative sul tema, al fine di accompagnare la trasformazione dell'intero sistema trasporti verso un sistema più sostenibile a livello ambientale, sociale ed economico.

La Regione ha già avviato alcune iniziative in questa direzione promuovendo la mobilità sostenibile sia nel coordinamento delle politiche per la pianificazione energetica, del territorio, della qualità dell'aria e dei trasporti nel medio-lungo periodo; sia adottando nuovi criteri nelle gare per il TPL, promuovendo lo sviluppo delle piste ciclabili e la diffusione del Biglietto Integrato Piemonte su tutto il territorio regionale.

In particolare, con l'Accordo del Bacino Padano del 9 giugno 2017, sottoscritto con il Ministero dell'Ambiente, sono stati assunti impegni comuni da adottare in modo congiunto e coordinato, ai fini della mitigazione dell'inquinamento atmosferico, anche attraverso il miglioramento dell'efficienza energetica e la transizione energetica del sistema trasportistico verso modelli di sviluppo più sostenibili. In tale quadro, le risorse assegnate alla Regione Piemonte sulla base del D.P.C.M. 28.11.2018 e dei criteri, di cui alla nota n. 14177/2019 del 5.08.2019 del Ministero dell'Ambiente, ammontano a oltre 39 Meuro ripartite in cinque annualità, da destinare alla sostituzione dei veicoli del trasporto pubblico, mediante l'acquisto di mezzi di prima immatricolazione di categoria Euro VI, elettrici e alimentati da combustibili alternativi. A queste risorse, poi, si aggiungono, con lo stesso obiettivo, 24 Meuro a valere sul fondo FSC 2014-2020 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.



Queste azioni risultano coerenti e sinergiche con il nuovo Piano regionale di Qualità dell'Aria, che prevede tra gli obiettivi al 2030 una riduzione delle emissioni inquinanti del comparto dei trasporti su strada pari a -39% PM<sub>10</sub>, -33% NO<sub>x</sub> e -68% NMVOC rispetto al 2010 e, in particolare, misure specifiche sul trasporto pubblico locale (TPL), quali il rinnovo dei veicoli, prevedendo entro il 2030 la sostituzione di tutti i mezzi con omologazione fino a Euro 5, con conseguente diminuzione dei consumi.

Sempre nella prospettiva di un sistema di mobilità più sostenibile, la Regione ha recepito le disposizioni previste all'art.18 del D.lgs n.257/2016 per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi negli indirizzi per l'attuazione della legge regionale n.14/2004 "Norme di indirizzo programmatico regionale per la razionalizzazione e l'ammodernamento della rete distributiva dei carburanti". Con i nuovi indirizzi attuativi (DGR n.40-6232 del 22.12.2107), poi, la Regione individua misure volte alla diffusione dei combustibili alternativi da applicare sia sugli impianti esistenti, sia per l'apertura di nuovi impianti di distribuzione del carburante; in tal modo si intende favorire l'uso e la diffusione di carburanti alternativi.

Malgrado l'implementazione delle misure citate, l'azione appare ancora insufficiente ove rapportata agli indicatori energetici e di qualità dell'aria, che risultano essere ancora molto distanti dagli obiettivi e dagli indirizzi dell'Unione Europea sottoscritti anche dal Piemonte.

## Una strategia per l'efficienza energetica nei trasporti

Per definire il complesso delle misure necessarie a rendere più sostenibile la mobilità si propone di adottare la "Strategia ASI": AVOID / SHIFT / IMPROVE.

Diffusa a livello mondiale per gestire il sistema dei trasporti in modo funzionale allo sviluppo di una mobilità sostenibile, la Strategia ASI predilige interventi volti a favorire l'accessibilità e non la mobilità fine a se stessa, a passare a modalità di trasporto meno impattanti sulla salute e sull'ambiente e a migliorare tecnologicamente i mezzi di trasporto, in modo che siano meno energivori ed inquinanti.

I tre assi di intervento, da perseguire in maniera integrata ed equilibrata, sono:

### 1. "AVOID/REDUCE" (evitare lo spostamento) → EFFICIENZA DEL SISTEMA

*Migliorare l'efficienza del sistema evitando o riducendo la formazione della domanda di trasporto intervenendo su componenti quali l'esigenza e la lunghezza dello spostamento e il coefficiente di occupazione del veicolo.*

Il traffico più eco-sostenibile è quello che nemmeno esiste: attraverso un'attenta pianificazione delle funzioni territoriali nonché un'efficiente programmazione e gestione dei servizi è possibile contenere gli spostamenti, di persone o merci, eliminandoli o riducendo i chilometri da percorrere. Le misure da assumere sono complesse e comportano processi (riorganizzazione di società e mercati) di lungo periodo e devono essere finalizzate a:

- ridurre il numero degli spostamenti, significa intervenire sulla necessità dello spostamento: riorganizzare la società e i mercati attraverso l'uso delle ICT (teleworking, e-procurement, e-commerce, e-care), la dematerializzazione dei beni (e-book, e-mail, etc.) e una maggiore propensione verso i mezzi in condivisione (un





cambiamento culturale verso lo sharing consente di evitare gli spostamenti inutili incentivati dal possesso di un mezzo privato);

- ridurre i chilometri percorsi, significa intervenire sulle distanze dello spostamento: riorganizzare la società e i mercati pianificando in modo corretto le funzioni territoriali (densità territoriale, posizione e distribuzione di servizi e spazi pubblici) e la geografia delle merci (catene di approvvigionamento corte) e gestire in modo efficiente, con ITS e interventi di regolamentazione, le reti e servizi per i passeggeri (navigazione e informazione al conducente, controllo e gestione del traffico e delle flotte TPL ) e per le merci (city logistic), e aumentare il fattore di carico (load-factor) dei mezzi (car-pooling, mobility management).

## 2. "SHIFT" (cambiare modalità di spostamento) → EFFICIENZA DELLO SPOSTAMENTO

*Migliorare l'efficienza dello spostamento mediante la diversione modale verso sistemi di trasporto meno impattanti.*

Il traffico che non può essere evitato dovrebbe essere effettuato con modi di trasporto più rispettosi dell'ambiente e dell'energia consumata: rendere più efficiente uno spostamento significa andare a piedi o in bici, preferire l'autobus, la metropolitana e la ferrovia rispetto all'auto, al camion e all'aereo. Le misure da assumere sono molteplici e devono essere finalizzate a:

- incrementare l'uso di modalità più efficienti, significa modificare il profilo dell'offerta di trasporto per favorire, in un contesto di *mobility as a service*, l'uso della ferrovia (in particolare nel trasporto delle merci sulle lunghe percorrenze) e dei servizi di trasporto pubblico locale (adottando sistemi di tariffazione, quali pedaggi di accesso e sosta, in termini di *premierità* a favore dell'interscambio e sistemi di pagamento *pay-per-use*), l'uso delle bici (percorsi ciclabili e servizi di bike-sharing) e per sviluppare la mobilità pedonale (redazione di *pediplan* per eliminare le barriere architettoniche e realizzare percorsi sicuri casa-scuola); significa anche modificare il profilo della domanda di trasporto rendendo i cittadini più consapevoli delle ricadute ambientali delle proprie scelte.

## 3. "IMPROVE" (migliorare il veicolo) → EFFICIENZA DELLE PRESTAZIONI DEL VEICOLO

*Migliorare le prestazioni dei mezzi di trasporto in modo che siano energeticamente efficienti e a basse emissioni.*

Il traffico rimanente, quello che non è stato possibile evitare o effettuare con modalità meno impattanti, deve essere costituito da veicoli più efficienti che si muovono in un contesto che offre prestazioni di viaggio più adeguate alla riduzione dei consumi per chilometro percorso, dovuti al tipo di infrastruttura, regolamentazione o stile di guida. Le misure da assumere sono quelle più largamente impiegate e che hanno maggiore probabilità di successo e devono essere finalizzate a:

- incrementare l'efficienza energetica del veicolo, significa intervenire sugli azionamenti e sui motori (ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e di materiali particolati nei motori



endotermici, introdurre nuove motorizzazioni e adeguate reti di ricarica/rifornimento), sui combustibili (biocombustibili, combustibili gassosi o altre fonti di origine biologica) e sulle altre componenti del veicolo (freni, pneumatici, etc.) per ridurre peso, attriti e migliorare l'aerodinamica; significa anche intervenire sullo stile di guida (eco-driving, riduzione velocità massime nelle reti stradali,) e sulle infrastrutture (manutenzione reti).

## Mobilità elettrica

### *La mobilità elettrica nel sistema trasportistico*

La mobilità elettrica costituisce oggi una delle alternative tecnologiche disponibili sul mercato più credibili per la diminuzione degli impatti del sistema trasporti e per il relativo risparmio energetico. È stato ampiamente dimostrato come i veicoli elettrici abbiano impatti ambientali nettamente inferiori rispetto ad analoghi veicoli endotermici ma necessitino di un'infrastrutturazione del territorio che richiede cospicui investimenti e l'adeguamento della rete elettrica esistente.

La mobilità elettrica è attualmente la più promettente tecnologia per la diminuzione degli impatti del sistema trasporti tuttavia, a causa della sua lenta diffusione nel parco veicoli, i risultati sia in termini di abbattimento delle emissioni in atmosfera sia di riduzione dei consumi saranno apprezzabili solamente in un orizzonte temporale molto lungo.

Negli ultimi anni l'Unione Europea ha emanato diversi atti per la valorizzazione e la promozione della mobilità elettrica. In particolare con la comunicazione COM (2010)186 la Commissione europea ha indicato agli Stati membri che la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica di veicoli elettrici sui territori nazionali costituisce obiettivo prioritario e urgente nell'ottica di tutelare la salute e l'ambiente con interventi di riduzione delle emissioni nocive nell'atmosfera e dell'ammodernamento dei sistemi stradali urbani ed extra-urbani. Successivamente, nell'ottobre 2014, la Commissione europea ha emanato la Direttiva 2014/94/UE<sup>45</sup> sulla "Realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" indirizzata alla creazione di una rete di strutture atte alla ricarica di veicoli elettrici sul territorio europeo.

La promozione e diffusione della mobilità elettrica costituisce anche un valido strumento per la riduzione dei consumi energetici nei trasporti, attualmente i consumi di energia primaria di un autoveicolo elettrico sono infatti 1,7 volte inferiori al consumo di energia primaria di un motore a combustione interna (EABEV 2008).

È tuttavia un settore che richiederà tempi molto lunghi per una ricaduta significativa sulla diminuzione degli impatti ambientali, oltre alla diffusione dei veicoli sarà infatti necessario creare un'infrastrutturazione del territorio per la ricarica dei veicoli e adeguare la rete elettrica a questa nuova domanda, azioni tecniche capillarmente diffuse sul territorio che richiederanno cospicui investimenti e tempi di realizzazione medio lunghi.

<sup>45</sup><http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=IT>



Si stima che in Europa la mobilità elettrica possa avere impatti significativi sul sistema trasporti a partire dal 2030 in poi e dunque il ritorno degli investimenti fatti oggi in questo ambito è sicuramente di lungo periodo.

### ***La mobilità elettrica in Piemonte***

In Piemonte, secondo i dati ARPA del 2016, sono circolanti circa 3.665.000 veicoli di cui circa 2.900.000 autovetture, nel 2016 sono state immatricolate oltre 221.000 vetture, dopo Lombardia e Lazio il Piemonte si conferma essere la Regione con più immatricolazioni di nuove autovetture, un minor tasso di rinnovamento si ha invece nel campo degli autobus, nel 2016 sono stati immatricolati solo 146 nuovi autobus sugli oltre 6.000 circolanti, mentre si registra l'immatricolazione di oltre 30.000 veicoli pesanti. L'alto tasso di rinnovamento del parco veicolare è un dato molto significativo in quanto presuppone una diminuzione dei consumi energetici negli anni futuri dal momento che le nuove autovetture hanno consumi medi nettamente inferiori rispetto ai consumi medi del parco circolante.

Il settore del veicolo elettrico, ad efficienza energetica maggiore del veicolo a motore endotermico, continua a crescere seppure molto lentamente. Nel 2016 in Piemonte sono state immatricolate 37 nuove autovetture elettriche ed oltre 2000 autovetture ibride, il settore degli autocarri ha registrato l'immatricolazione di 70 nuovi veicoli elettrici.

Mentre i veicoli elettrici hanno ancora una diffusione di nicchia, quasi sperimentale, i veicoli ibridi sono invece, ad oggi, più diffusi e presenti sul mercato. Nel 2014 sul territorio piemontese erano immatricolati 192 autoveicoli elettrici e 4.075 autoveicoli ibridi, nel 2016 si è passati a 7568 veicoli ibridi circolanti con una crescita in due anni del 40%. Questi costituiscono complessivamente solo circa lo 0,2 % degli autoveicoli circolanti sul territorio regionale.

Pur essendo ancora un numero trascurabile all'interno del sistema trasportistico regionale i veicoli elettrici ed ibridi sono cresciuti negli ultimi anni con un trend in continuo aumento. Nei soli ultimi 5 anni gli autoveicoli registrati in Piemonte sono più che triplicati, con un aumento annuale che ha raggiunto il 67% tra il 2013 ed il 2016.

La Regione Piemonte è attualmente impegnata nella realizzazione della rete regionale delle infrastrutture di ricarica elettrica. In particolare, in seguito alla pubblicazione delle "Linee guida regionali per l'installazione e la gestione di strutture per la ricarica di veicoli elettrici ad uso pubblico" (DGR n. 33-7698 del 12.10.2018), la Regione sta progettando la costruzione di un sistema di monitoraggio della rete di informazione agli utenti attraverso la Piattaforma regionale per la Mobilità elettrica, che sarà integrata nella Piattaforma "Muoversi in Piemonte".

Gli autobus elettrici costituiscono ancora un settore di nicchia con solo qualche decina di veicoli funzionanti, su di un totale di circa 2400 autobus attualmente registrati nella regione, in gran parte impegnati nella Città di Torino. Grazie ai progetti attualmente promossi e finanziati dalla Regione si stima, anche in questo ambito, un forte trend di crescita.

Come già accennato, la mobilità elettrica costituisce un valido strumento per la diminuzione degli impatti del sistema dei trasporti e contestualmente per una diminuzione dei consumi energetici. Recenti studi hanno evidenziato in particolare che:



1. un'auto elettrica consuma in media 0,33 kWh/km (well to wheel) (EABEV 2009), ovvero il 40% in meno di energia primaria rispetto al consumo di un'auto analoga a motore endotermico, il cui consumo medio si attesta a 0,55 kWh/km (EABEV 2009).
2. un'auto ibrida che utilizza la trazione elettrica per i primi 40 km di percorrenza giornaliera consuma in media 0,38 kWh/km, ovvero il 30% di energia primaria in meno rispetto al consumo di un'auto analoga a motore endotermico, il cui consumo medio si attesta a 0,55 kWh/km (IEA 2011).
3. un Bus elettrico da 12 metri a pieno carico di passeggeri consuma in media 4.05 kWh/km (well to wheel), ovvero il 49% di energia primaria in meno rispetto al consumo di un bus analogo a motore endotermico il cui consumo effettivo è di 7,91 kWh/km (well to wheel) (ENEA 2013).

Nel 2014 sul territorio regionale erano registrati 4267 autoveicoli tra ibridi ed elettrici, supponendo per i prossimi 5 anni un trend di crescita che segua, per interpolazione lineare, il trend di crescita degli ultimi 10 anni possiamo stimare che nel 2020 saranno presenti sul territorio piemontese circa 78.600 veicoli ibridi ed elettrici, ovvero circa 74.330 veicoli in più rispetto a quelli attualmente circolanti.

Per quanto riguarda gli autobus si può stimare che al 2020 saranno circolanti circa 60 nuovi autobus elettrici rispetto a quelli attualmente circolanti, acquistati con il contributo della Regione Piemonte attraverso il bando già in essere.

Supponendo che tutti i nuovi veicoli ibridi ed elettrici registrati da qui al 2020 nella Regione Piemonte vadano a sostituire vecchi veicoli a motore endotermico, calcolando una media di risparmio di energia primaria (well to wheel) del 35% per veicoli ibridi/elettrici ovvero un consumo medio di 36 kWh/km, e supponendo una percorrenza media annua di 12.000 km per ciascun autoveicolo e di 40.000 km. Per ciascun autobus possiamo calcolare un ipotetico risparmio al 2020 stimato in circa 41,57 tep (tank to wheel). Il calcolo effettuato è un calcolo di stima, basato sia sul possibile trend di crescita e di penetrazione del mercato dei veicoli ibridi/elettrici sia su una stima dei chilometri percorsi annualmente da tali veicoli, il risultato è dunque puramente indicativo, privo della determinatezza dovuta a dati certi e tecnicamente misurabili.

Il consumo del settore trasporti in Piemonte corrisponde, nel 2014, a 3.003 tep (ENEA 2015), il risparmio che l'attuale trend di diffusione della mobilità elettrica porterebbe in 5 anni, al 2020, ovvero 41,57 tep è dunque evidentemente trascurabile nel quadro di un bilancio complessivo.

È da sottolineare che pur essendo il risparmio energetico ottenibile dallo sviluppo della mobilità ibrida ed elettrica, nel breve termine, assolutamente trascurabile, all'interno del quadro dei consumi del sistema trasporti regionale, tuttavia costituisce a tutt'oggi la più valida alternativa per la mobilità sia pubblica che privata. I veicoli ibridi ed elettrici hanno infatti emissioni corrispondenti alla metà di quelle dei più avanzati veicoli endotermici, consumano dal 30 al 40% in meno di energia primaria e idealisticamente, se alimentati da FER, potrebbero essere in un futuro a quasi impatto zero.

## L'utilizzo del metano e del biometano

Per quanto riguarda l'alternativa tecnologica afferente all'utilizzo del metano nell'autotrazione vi è un'insufficiente capillarità del servizio a fronte di una forte domanda da parte dell'utenza motorizzata.



Gli interventi regionali di settore, sia di natura incentivante che prescrittivi, hanno prodotto risultati di notevole rilievo ma la sempre maggiore attenzione nei confronti di questo carburante richiede una rete distributiva sempre più capillare ed efficiente.

È significativo sottolineare come dall'inizio del 2008 alla fine del 2016, in Piemonte, gli automezzi alimentati a metano siano aumentati di oltre il 200%, il consumo di metano per autotrazione del 223% mentre il numero di impianti di distribuzione di questo carburante "solo" del 59%.

La Direttiva UE 2014/90 prevede per il metano uno sviluppo in due fasi temporali. Entro il 2020 i piani strategici degli Stati Membri dovranno definire il numero adeguato di impianti a metano nei nodi urbani ed extra-urbani. Entro il 2025 la distanza massima ammessa tra un distributore e l'altro sulla rete extra-urbana sarà di 150 km, condizione già peraltro soddisfatta, sulla rete ordinaria, nella nostra Regione.

È quindi possibile ipotizzare che la transizione verso un sistema "a basso impatto" nel settore dei trasporti si baserà, almeno nel breve periodo, sul ruolo del gas naturale, che già dispone di una tecnologia solida e sperimentata.

Per quanto riguarda il panorama nazionale Il Ministro dello Sviluppo Economico e il Ministro dell'Interno hanno firmato due Decreti che consentono di avere nella stessa stazione di distribuzione carburanti, accanto agli erogatori di benzina e gasolio, quali il metano da autotrazione o il GPL. È anche previsto Il rifornimento degli autoveicoli alimentati a metano o GPL in modalità self-service senza presidio ma con modalità attuative che sostanzialmente non costituiscono una risposta alle esigenze del servizio, tant'è che non ne risulta installato neppure uno nella nostra Regione. In Piemonte la normativa di settore impone la necessaria erogazione del metano o gpl negli impianti di nuova realizzazione allo scopo di migliorare la capillarità del servizio.

È da sottolineare come l'attuale tecnologia dei motori a metano degli autoveicoli non sia più efficiente di quella dei motori a gasolio o benzina, dunque la diffusione degli autoveicoli a metano non è attualmente uno strumento per la diminuzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti. La diffusione del metano per autotrazione può, come già accennato, essere una strategia efficace per diminuire la dipendenza dal petrolio ed per diminuire le emissioni inquinanti ma non i consumi.

## **Potenzialità per la riduzione dei consumi nel settore dei trasporti**

E' da sottolineare che il contributo del settore trasporti alla riduzione dei consumi finali della Regione riguarda i consumi da fonte fossile, che costituiscono oggi ben oltre il 90% del consumo del sistema mobilità, che la Regione importa. Dunque ridurre in consumi dei trasporti significa oggi anche valorizzare gli spostamenti in un'ottica di impiego delle risorse.

Il settore trasporti rappresenta il segmento di consumo più consistente in Italia e ha anch'esso un notevole potenziale in termini di efficienza energetica e di sistema. In particolare è in atto a livello globale una transizione tecnologica (propulsione elettrica, veicoli a guida autonoma, flotte condivise, mobilità 4.0, ovvero veicoli capaci di comunicare fra loro, etc), che costituirà nei decenni a venire un importante cambio di paradigma, una rivoluzione economica e sociale di forte impatto analoga forse all'impatto che i telefoni cellulari ebbero sulla società nei primi anni del millennio.



In linea con la recente Comunicazione COM (2017) 283 Final "Europe on the Move – An agenda for a socially fair transition towards clean, competitive and connected mobility for all" l'azione prioritaria su cui investire sarà la riduzione del fabbisogno di mobilità privata, in particolare attraverso la promozione degli strumenti di cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo. Nello specifico le azioni a maggior efficacia possono essere raggruppate in cinque linee di azione:

1. cura del ferro in ambito urbano, con la realizzazione e il completamento delle reti metropolitane e tranviarie e, il continuo sviluppo della rete ferroviaria regionale e l'integrazione dei nodi logistici con la rete ferroviaria di trasporto merci;
2. potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano (es. infrastrutture a elevata capacità sulla base delle previsioni di domanda, rete di linee di superficie su percorsi ad elevata richiesta e complementari ai servizi delle reti metropolitane e dei servizi ferroviari);
3. promozione della mobilità condivisa basata sui servizi di bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni;
4. integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (e.g. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio, sia ai confini dell'area urbana, sia nei comuni dell'area metropolitana;
5. informazioni in tempo reale su localizzazione dei mezzi pubblici, sul traffico e sui tempi di percorrenza.

A livello nazionale alcune misure coerenti con questi orientamenti sono state introdotte dalla legge di stabilità per il 2017, la quale ha reso disponibili circa 4 miliardi di euro distribuiti nel periodo dal 2019 al 2033 e destinati, nell'ambito di un Piano strategico nazionale della mobilità sostenibile da approvare con apposito decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, al rinnovo del parco degli autobus dei servizi di trasporto pubblico locale e regionale. Tali risorse possono essere utilizzate anche per il finanziamento delle infrastrutture tecnologiche di supporto agli autobus ad alimentazione alternativa. Il disegno di legge di stabilità per il 2018 prevede che circa 1,5 miliardi di euro di tali risorse possano essere impiegate per il finanziamento di progetti sperimentali e innovativi di mobilità sostenibile, coerenti con i Piani urbani della mobilità sostenibile, compresi i mezzi su gomma ad alimentazione alternativa e relative infrastrutture, presentati da comuni e città metropolitane. In entrambi i casi, sono previsti anche interventi a sostegno della filiera produttiva.

A livello regionale, l'attuazione dei tre assi di intervento della Strategia ASI è demandata a piani e programmi regionali che devono definire misure tra loro integrate ed equilibrate, la cui competenza prevalente è però diversificata: agire per evitare/ridurre gli spostamenti (AVOID) implica lavorare nel lungo periodo per un cambiamento del sistema (società e mercati) e riguarda l'ambito prevalente del governo del territorio; indirizzare verso modalità di spostamento meno energivore (SHIFT) comporta lavorare soprattutto sull'offerta di reti e servizi che attiene l'ambito specifico dei trasporti; migliorare le prestazioni del veicolo (IMPROVE) interessa aspetti di ricerca, di innovazione tecnologica che coinvolgono mercati e imprese.



I margini per la riduzione dei consumi energetici nel sistema trasporti sono ampi ma richiedono interventi organici su un sistema alquanto complesso, multiforme e capillare, che oltre alle infrastrutture comprende modi di vita, abitudini e costumi.

Il Piano dei Trasporti e della Mobilità della Regione Piemonte prescrive obiettivi da raggiungere e strategie da adottare ma demanda a successivi Piani Attuativi le diverse azioni per il raggiungimento di tali obiettivi.

Per il necessario e urgente raggiungimento degli obiettivi della qualità dell'aria (rientro nei limiti massimi di inquinanti PM10 e NO<sub>x</sub> imposti dall'Unione Europea), nonché per la coerenza con la strategia Europea "Burden Sharing" e del Clean Energy Package si stima che il sistema regionale dei trasporti dovrebbe ridurre i consumi di circa 880 ktep al 2030. Un obiettivo alquanto ambizioso, peraltro in linea con l'attenzione attribuita al settore dalla Proposta di PNIEC, ma giustificato dal fatto che il medesimo si trova, più di ogni altro, di fronte ad un cambiamento tecnologico e sistemico, di cui può raccogliere le migliori opportunità.

Va sottolineata l'assoluta coerenza di questo obiettivo con le indicazioni del Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti. In particolare gli indicatori proposti dal PRMT inerenti all'efficienza del sistema mobilità, ovvero il rapporto tra la domanda servita con Trasporto Pubblico e la domanda potenziale, il coefficiente di occupazione auto, il consumo di carburanti tradizionali in ambito urbano, il rapporto consumo energetico a chilometro percorso, costituiranno elemento di monitoraggio del PEAR stesso.

Conseguire tale parziale obiettivo di riduzione del CFL definito dal PEAR risulta complesso e implica il coordinamento fra politiche regionali (energia, trasporti, governo del territorio, ma anche ricerca, ambiente e competitività) e con gli altri livelli istituzionali: la mobilità delle persone e delle merci, socialmente inclusiva, efficiente nell'impiego delle risorse e a basse emissioni, richiede di pianificare misure e programmare risorse sotto la guida della Strategia ASI e adottare la governance come strumento di collaborazione.



## Consumi nel settore Industriale

BAU2020(ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	0

Al fine di raggiungere il target di Piano si è ipotizzata una riduzione dei consumi delle imprese "energivore"<sup>46</sup> del 20% e delle altre del 30%. Ciò risulta fattibile anche grazie alla possibilità di attivare finanziamenti sui fondi strutturali, in particolare POR FESR 2014-2020, Asse Prioritario IV - "Energia sostenibile e qualità della vita" – approvato nei contenuti generali e nella dotazione finanziaria con Decisione di esecuzione della Commissione C(2015) 922 del 12/02/2015 nella versione trasmessa dalla Regione Piemonte alla Commissione Europea in data 21 novembre 2014.

Nel corso della Programmazione dei Fondi strutturali 2007/2013 Il Bando rivolto all'incentivazione degli interventi nel settore industriale vede la sua prima edizione nel 2008. Tale linea di incentivazione strategica per il settore viene ripresa nel Piano straordinario per l'occupazione Misura II.8 – "Più green" nell'edizione 2010. Esso ha sempre avuto lo scopo di promuovere la razionalizzazione dei consumi energetici, sostenendo la produzione di energia da fonti rinnovabili esclusivamente in associazione ad interventi in efficienza energetica. Gli interventi ammissibili, mirati a incrementare l'efficienza energetica nelle unità operative delle imprese, e rivolti esclusivamente al ciclo produttivo, il miglioramento dell'efficienza energetica complessiva dei cicli interessati dovevano avere una intensità energetica minima ovvero comportare un risparmio annuo di energia primaria pari o superiore a 1,5 kWh per euro investito.

Nella nuova programmazione, tenendo conto dell'esperienza maturata, la Regione intende favorire la sinergia tra i fondi regionali e quelli nazionali (in particolare Certificati bianchi –DM 28.12.2012-, Fondo Efficienza energetica –art.15 D.Lgs. 102/2014 e fondo per AUDIT PMI di cui al Decreto del MISE 12 maggio 2015).

Con D.G.R. 29 giugno 2015 n.10-1639<sup>47</sup> la Regione Piemonte ha approvato il Programma regionale di cofinanziamento a favore dell'efficienza energetica nei cicli e delle strutture produttive in risposta all'Avviso pubblico del Ministero dello Sviluppo Economico finalizzato a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche nelle PMI o l'adozione, nelle stesse, di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001. Tramite l'attuazione del Programma si intende promuovere misure di efficientamento energetico nelle strutture e nei cicli produttivi attraverso un cofinanziamento a valere sui fondi POR FESR 2014 – 2020 (pari a 51 milioni di euro) e un contributo in conto capitale costituito da fondi ministeriali (pari a 2,388 milioni di euro).

<sup>46</sup> Le "imprese a forte consumo di energia" o "energivore" ai sensi dell'art. 39 del Decreto Legge 22 giugno 2012 n. 83, sono quelle che rispettano entrambe le seguenti condizioni:

- abbiano utilizzato almeno 2,4 GWh di energia elettrica oppure almeno 2,4 GWh di energia diversa dall'elettrica;
- siano caratterizzate da un rapporto tra il costo effettivo dell'energia e il fatturato pari almeno al 3%.

<sup>47</sup> [www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2015/26/attach/dgr\\_01639\\_430\\_29062015.pdf](http://www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2015/26/attach/dgr_01639_430_29062015.pdf)





## **Efficacia della misura efficienza energetica nel settore Produttivo, Bando POR-FESR 2014-2020**

Il comparto industriale è stato oggetto di un cospicuo stanziamento di fondi derivanti dal POR-FESR 2014-2020, che ha già consentito di raggiungere i primi risultati i termini di previsioni realistiche degli obiettivi di risparmio energetico e riduzione della CO<sub>2</sub>: si tratta infatti di interventi già approvati e per buona parte già liquidati che porteranno a un risparmio atteso in termini di CO<sub>2</sub> pari a 81,7 ton/anno (circa 0,6 kg/euro investito), cui si accompagna un risparmio in termini di kWh pari a oltre 335 GWh/anno per effetto della migliore efficienza dei processi produttivi, a fronte di un investimento pari a 95,8 Meuro.

Gli interventi che maggiormente consentono di risparmiare energia sono quelli di sostituzione o introduzione di un impianto di cogenerazione ad alto rendimento; sebbene si tratti di interventi costosi, essi mostrano un indice di 6,3 kWh risparmiati e di 1,1 kg di CO<sub>2</sub> risparmiata per ogni euro investito. Le domande di finanziamento approvate per questo tipo di intervento sono circa il 10% del totale ed hanno eroso circa il 30% del plafond disponibile.

Sulla riduzione dei kWh consumati agiscono bene anche gli interventi di efficientamento delle linee produttive (3,1 kWh/€) e di riqualificazione degli edifici (2,0 kWh/€), mentre per la riduzione della CO<sub>2</sub> si osserva che gli interventi migliori sono quelli di sostituzione di impianti obsoleti (0,7 kg CO<sub>2</sub>/€), come, ad esempio, gli impianti di illuminazione tradizionale con i LED.

Si osservi che la linea meno efficace in termini di riduzione dei consumi energetici e delle emissioni in atmosfera è quella dedicata al finanziamento di nuove linee produttive più efficienti; infatti si tratta di interventi volti all'incremento della competitività dell'impresa, ovvero a maggiori produzioni con costi energetico-ambientali inferiori: l'incremento della produttività comporta necessariamente maggiori consumi ed emissioni.

Considerato il periodo concesso alle imprese per realizzare gli interventi, si può ragionevolmente attendere che gli obiettivi di risparmio energetico e riduzione delle emissioni siano raggiunti nel 2023, ovvero nel 2020 la situazione mostrerà soltanto un lieve miglioramento rispetto allo scenario BAU, comunque non quantificabile, mentre nel 2030 potranno apprezzarsi gli effetti.

Sulla scorta di quanto appena sintetizzato è possibile delineare i seguenti contributi di riduzione al 2030 in termini di kWh, TEP e kgCO<sub>2</sub>:

<b>Risparmi</b>	<b>Previsioni di riduzione al 2020</b>	<b>Previsioni di riduzione al 2030</b>
Energia GWh/a	0	335
ktep/a	0	28,8
kton CO <sub>2</sub> /a	0	81,7

Tabella 40 – L'efficacia della misura efficienza energetica nel settore produttivo (POR FESR)

Le riduzioni conseguite per effetto delle misure del POR-FESR 2014/2020 (28,8 ktep), nonché delle misure che saranno previste a valere sulla nuova Programmazione 2021-2027, non vengono tuttavia



conteggiate per il raggiungimento del macro obiettivo di riduzione dei consumi al 2030, in quanto si assume che le stesse saranno auspicabilmente controbilanciate da una ripresa dei consumi per effetto di un incremento delle produzioni industriali.



## Le Azioni di sistema a supporto degli interventi di Efficienza energetica

**Sostenere la creazione delle condizioni di mercato favorevoli alla realizzazione di interventi di riqualificazione energetica degli edifici esistenti promuovendo il ruolo delle ESCo (*Energy Service Companies*) e l'applicazione dei contratti di rendimento energetico nella PA.**

L'azione è finalizzata a potenziare il ricorso a forme di finanziamento capaci di ingenerare interventi per l'uso razionale dell'energia che possano contare su un ritorno economico dell'investimento grazie ai risparmi ottenibili nell'ambito di contratti pluriennali.

A tal fine, si intende promuovere il ruolo delle Energy Service Company (ESCO), le quali potranno assurgere ad una funzione sempre più importante nella diffusione degli interventi di efficienza energetica sia a livello pubblico, sia privato (imprese, cittadini).

Per agevolarne lo sviluppo sul territorio si ritiene fondamentale mettere a disposizione delle ESCo forme di sostegno per l'accesso al credito (fondo di garanzia) o prestiti diretti (fondi rotativi), in sinergia con quanto già a disposizione a livello comunitario e nazionale, che possano fare da volano per gli interventi di efficientamento energetico del settore edilizio pubblico, contribuendo sensibilmente alla riduzione dei consumi energetici della PA anche in un'ottica di *spending review*.

A tal proposito va peraltro ricordato che, nella programmazione dei fondi strutturali del POR-FESR 2007-2013, le misure volte a finanziare gli interventi a favore dell'efficienza negli edifici della Pubblica Amministrazione hanno incontrato notevoli difficoltà di combinare in modo sinergico le risorse disponibili sui vari fronti.

Tali vincoli esterni derivanti dalle regole di gestione dei bilanci degli enti locali e dal nuovo Codice degli Appalti vanificano, spesso, le leve finanziarie che avrebbero la finalità di rendere maggiormente appetibili per il mercato interventi caratterizzati da tempi di ritorno lunghi (ad esempio gli interventi sull'involucro), abbattendo il tempo di rientro dagli investimenti nel loro complesso.

Dovrà essere potenziata la possibilità di ricorrere ad altri strumenti incentivanti disposti a livello nazionale, ad esempio con quanto normato con il Decreto Interministeriale del 16 Febbraio 2016 (cosiddetto "Conto termico - 2.0") che consente alla PA la prenotazione dell'incentivo a fronte della sottoscrizione di un contratto di rendimento energetico con una ESCo tenendo anche conto che gli interventi di efficienza energetica hanno normalmente un grado di auto portanza non residuale considerando i risparmi gestionali che inducono.

La fase di espletamento delle gare sul patrimonio immobiliare pubblico potrebbe essere svolta dalla Società di Committenza Regionale (SCR) che, oltreché come acquirente unico/intermediario per il prezzo di acquisto delle forniture, potrebbe assumere un ruolo fondamentale nella proposizione di contrattualistica dedicata in parallelo sia all'efficienza che alla riduzione della spesa.



## **Promuovere attraverso il ricorso a risorse FSE lo sviluppo di nuove competenze sul territorio rafforzando un comportamento razionale in merito al consumo di energia.**

Al fine di aumentare il grado di competenza si ritiene fondamentale una ristrutturazione della proposta formativa territoriale rivolta alle professioni che operano nella filiera dell'efficienza energetica (installatori, manutentori, tecnici sia liberi professionisti che della PA) sulla base di standard formativi possibilmente condivisi a livello interregionale.

In quest'ottica risulta importante a livello regionale attuare una sinergia tra FESR e FSE facilitando l'accesso ai programmi di formazione e/o qualificazione degli operatori a livello nazionale o regionale mediante l'erogazione di voucher.

Nell'ambito del Piano di informazione comunicazione previsto dall'art.13 del D.Lgs. 102/2014 potrà inoltre essere possibile prevedere sinergie tra il livello nazionale e quello regionale per promuovere programmi di formazione e di istruzione sui temi dell'energia e del cambiamento climatico partendo dalle scuole, nonché divulgare le Best Practice in materia di efficienza energetica e utilizzo delle Energie Rinnovabili ((a tal proposito si rimanda al capitolo "Green Economy").

## **Promuovere la ricerca applicata e la sperimentazione in materia di efficientamento energetico degli edifici.**

La domanda di soluzioni per l'efficienza energetica richiede la messa a disposizione di tecnologie sempre più performanti.

Occorrerà pertanto potenziare i servizi a sostegno dello sviluppo delle attività di ricerca e trasferimento tecnologico e della rete regionale dei soggetti della ricerca e dell'innovazione sui domini tecnologici dell'energia al fine di promuovere soluzioni innovative per la progettazione ecocompatibile (materiali, componenti e sistemi impiegati nella realizzazione degli edifici) anche attraverso lo sviluppo di soluzioni ICT (a tal proposito si rimanda al capitolo "GREEN ECONOMY").

## **Costruire il sistema di conoscenza.**

Al fine dello sviluppo di un quadro di conoscenza condiviso anche finalizzato al monitoraggio degli interventi di efficienza energetica, tutti i soggetti beneficiari di finanziamenti pubblici dovranno fornire i dati necessari alla costruzione del catasto energetico degli edifici comprensivi dei dati sui consumi stagionali secondo uno schema comune che verrà messo a disposizione dei beneficiari e che consentirà, tra l'altro, la rappresentazione geo referenziata degli immobili e delle strutture oggetto di intervento e l'analisi territoriali connesse a indicatori energetici sugli stessi.



## Semplificare e omogeneizzare la normativa.

Al fine di implementare il sistema della conoscenza verrà effettuato un censimento su esperienze realizzate sul territorio piemontese, anche in assenza di programmi specifici o di incentivazioni pubbliche sia sul patrimonio pubblico (ad es. Audit e Diagnosi già realizzate e/o finanziate con fonti diverse o da Fondazioni bancarie), che sul patrimonio privato.

La riqualificazione energetica a livello urbano e territoriale richiede la finalizzazione e il coordinamento degli strumenti di pianificazione e programmazione con gli obiettivi di generazione diffusa, sostenibilità ambientale, risparmio nell'uso del suolo e controllo delle emissioni. Ciò attraverso la diffusione di nuovi modelli di pianificazione che si pongano obiettivi di ri-funzionalizzazione o sostituzione di parti di città, nei quali perseguire elevati standard di sostenibilità energetico-ambientale.

A tal fine si ritiene importante, anche al fine di garantire la massima uniformità di applicazione, visibilità e ripetibilità delle prassi e un linguaggio condiviso per l'attuazione degli investimenti:

1. definire strumenti di sostegno alla riqualificazione energetica urbana e micro-urbana mediante regolamentazioni urbanistico-edilizie omogenee (es. attraverso la definizione di un *Allegato Energetico tipo al regolamento edilizio*, come previsto dalla L.R.3/2015 art. 39) sul territorio regionale che prevedano forme di incentivazione o di premialità progressive (quali sconti sugli oneri di urbanizzazione, aumenti di volumetrie e trasferimenti di cubatura, agevolazioni anche periodiche su imposte comunali, crediti di imposta ecc.) e relative modalità procedurali (ivi comprese quelle di controllo e certificazione) applicabili ad interventi con specifiche prestazioni e caratteristiche di sostenibilità ambientale ed eco-compatibilità;
2. sviluppare quadri informatizzati comuni per la descrizione degli interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare privato in coerenza con la relazione prevista ai sensi della l.10/91 e ss.mm.ii. in un'ottica di semplificazione, omogeneizzazione e sviluppo di uno strato di conoscenza condivisa sul patrimonio immobiliare nel rispetto del DM 26 giugno 2015 "Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici".



## APPENDICE NORMATIVA

In materia di efficienza energetica si richiama la normativa comunitaria citata nel paragrafo "Contesto di riferimento del Piano" (pp. 38-41) e si evidenziano i seguenti atti normativi statali e regionali:

- il decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 90 del 3 agosto 2013 reca disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica in edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale;
- il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, reca attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;
- il d.p.r. n. 74 del 16 aprile 2013 reca la definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.
- il d.p.r. n. 75 del 16 aprile 2013 disciplina i criteri di accreditamento per assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti e degli organismi a cui affidare la certificazione energetica;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e successive modificazioni, reca attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, nonché abrogazione della direttiva 93/76/CE;
- in attuazione della direttiva 2012/27/UE, è stato emanato il decreto legislativo n. 102/2014, aggiornato dal decreto legislativo n. 141/2016, che stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico stabilito nel D.M. 15 marzo 2012;
- il 26 giugno 2015, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato i seguenti decreti che completano il quadro normativo in tema di efficienza energetica degli edifici:
  - o d.m. 26 giugno 2015 recante "Linee guida nazionali per l'attestazione della prestazione energetica degli edifici (APE)";
  - o d.m. 26 giugno 2015 recante "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici";
  - o d.m. 26 giugno 2015 recante "Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici";
- il d.m. 28 dicembre 2012 recagli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi;



- il d.m. 11 gennaio 2017 e s.m.i. reca criteri, condizioni e modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica per l'accesso ai certificati bianchi e obiettivi di risparmio energetico 2017-2020 a carico delle imprese distributrici di energia e gas;
- il d.m. 5 settembre 2011 definisce il nuovo regime di incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento.
- il d.m. 16 febbraio 2016 reca l'aggiornamento delle discipline per l'innovazione dei piccoli interventi di incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di cui al d.m. 28 dicembre 2012 (c.d. Conto termico);
- il d.m. 21 dicembre 2015 disciplina il finanziamento dei programmi regionali a sostegno delle diagnosi energetiche delle PMI o dell'adozione di sistemi di gestione dell'energia conformi alle ISO 50001;
- il d.m. 16 novembre 2017 disciplina il cofinanziamento di programmi presentati dalle Regioni e finalizzati a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche nelle piccole e medie imprese (PMI) o l'adozione, nelle stesse, di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001, ai sensi dell'articolo 8, comma 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- d.m. 11 dicembre 2017 "Approvazione del Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica – PAEE 2017";
- il d.m. 19 giugno 2017 - Piano per l'incremento degli edifici a energia quasi zero;
- d.m. 28 dicembre 2012 s.m.i. c.d. "Conto termico 2.0", strumento di sostegno statale per promuovere l'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili;
- decreto 10 novembre 2017 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, hanno adottato la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico;
- in tema di mobilità, il d.lgs.16 dicembre 2016, n. 257 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi". Nello specifico questo decreto all'art.18, stabilisce che le misure per la diffusione dell'utilizzo del gas naturale (GNC e GNL) e dell'elettricità nel trasporto stradale. Le misure impongono alle Regioni l'obbligo di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di rifornimento di GNC e GNL in caso di nuova realizzazione o ristrutturazione di impianti di distribuzione di carburanti. Inoltre, le misure impongono l'obbligo di acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici e a funzionamento ibrido bimodale e multimodale nelle gare per il rinnovo dei parchi utilizzati per il trasporto pubblico in ambito urbano, pena la nullità della gara. Con la legge 232/2016 (legge di stabilità per il 2017) sono state introdotte solo alcune delle misure a favore della mobilità sostenibile: l'approvazione del Piano strategico nazionale della mobilità sostenibile renderà disponibili circa 4 miliardi di euro (tra il 2019 e il 2033) per il rinnovo del parco degli autobus dei servizi di trasporto pubblico locale e regionale ma anche per le infrastrutture tecnologiche di supporto agli autobus ad alimentazione alternativa. Per il 2018, il disegno di legge di stabilità



prevede 1,5 miliardi di euro per progetti sperimentali e innovativi di mobilità sostenibile presentati da Comuni e Città metropolitane. In entrambi i casi sono anche previsti interventi a sostegno della filiera produttiva".

A livello regionale vanno rammentati i seguenti provvedimenti:

- L.r. 4 ottobre 2018, n. 16 "Misure per il riuso, la riqualificazione dell'edificato e la rigenerazione urbana":
- L.r. 11 marzo 2015 n. 3 e ss.mm.ii. recante "Disposizioni regionali in materia di semplificazione" (artt. 39-42);
- L.r. 24 marzo 2000, n. 31 e ss.mm.ii. recante "Disposizioni per la prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche";
- d.g.r. 21 settembre 2015, n. 14-2119 del, Disposizioni in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici in attuazione del D.Lgs. 192/2005 e ss.mm.ii. del D.P.R. 75/2013 e ss.mm.ii. del D.M. 26 giugno 2015 "Adeguamento del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2009 - Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici" e degli articoli 39, comma 1, lettera g) e i) e 40 della L.R. 3/2015;
- d.g.r. 14 dicembre 2018, n. 43 – 8097 "Attestazione della prestazione energetica degli edifici. Disposizioni in materia di controlli e sanzioni. Istituzione di un corso di raccordo formativo per certificatori energetici";
- d.g.r. 28 settembre 2018, n. 32-7605 che approva le disposizioni in materia di catasto, accertamenti e ispezioni degli impianti termici e obblighi di comunicazione in capo ai distributori di combustibile per gli impianti termici e revoca le deliberazioni del 6.10.2014 n. 13-381 e s.m.i., 25.05.2015, n. 17-1466 e 29.12.2015, n. 23-2724;
- d.c.r. 25 marzo 2019, n. 364 – 6854 "Approvazione del Piano Regionale di Qualità dell'Aria, ai sensi della legge regionale 7 aprile 2000, n. 43".





## CAPITOLO III - “RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA”

<b>LA RETE ELETTRICA IN PIEMONTE.....</b>	<b>196</b>
INTRODUZIONE .....	196
LO STATO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) IN PIEMONTE.....	197
STRUTTURA E CONSISTENZA DELLA RTN IN PIEMONTE. ....	210
L’ANALISI SWOT E GLI OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO – RETE ELETTRICA .....	215
IL PIEMONTE A METÀ DEL GUADO TRA UN MODELLO DI GENERAZIONE CONCENTRATA E UN ALTRO DI GENERAZIONE DISTRIBUITA .....	219
LE OPPORTUNITÀ CORRELATE ALLO SVILUPPO DELLE RETI INTELLIGENTI .....	221
GLI OBIETTIVI DI SVILUPPO DI TERNA: I PRINCIPALI INTERVENTI PROGRAMMATI SULLA RTN PIEMONTESE .....	222
GLI OBIETTIVI DI RIEQUILIBRIO TERRITORIALE DELLA RTN OGGETTO DI ACCORDI TRA REGIONE PIEMONTE E TERNA S.P.A. ....	225
GLI INDIRIZZI DI PIANO E I CRITERI LOCALIZZATIVI PER LE NUOVE INFRASTRUTTURE .....	227
LE AZIONI .....	229
<b>LA RETE DEL GAS NATURALE IN PIEMONTE .....</b>	<b>231</b>
LA DIPENDENZA DAL GAS NATURALE: UN FATTORE DI RISCHIO NEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI ENERGIA PRIMARIA	231
DATI RELATIVI ALLO STATO DELLA DOMANDA/OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA E IN PIEMONTE. PREVISIONI DI SVILUPPO .....	232
STRUTTURA E CONSISTENZA DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN PIEMONTE.....	239
L’ANALISI SWOT E L’OBIETTIVO DI PIANO – RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE .....	240
GLI INTERVENTI DI SVILUPPO PREVISTI.....	241
GLI INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI .....	242
INDIRIZZI E CRITERI LOCALIZZATIVI PER LE NUOVE INFRASTRUTTURE .....	245
LE AZIONI .....	246
<b>IL TELERISCALDAMENTO IN PIEMONTE .....</b>	<b>247</b>
LA DIFFUSIONE DI SISTEMI E RETI DI TELERISCALDAMENTO QUALE OPPORTUNITÀ PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE ....	247



<b>L'ANALISI SWOT E L'OBIETTIVO SPECIFICO DI PIANO .....</b>	<b>263</b>
<b>GLI INTERVENTI DI SVILUPPO PREVISTI NELL'AREA METROPOLITANA DI TORINO E NEL RESTO DEL PIEMONTE .....</b>	<b>264</b>
<b>INDIRIZZI DI PIANO PER LO SVILUPPO DEL TLR E L'INTEGRAZIONE CON LE FER .....</b>	<b>268</b>
<b>GLI OBIETTIVI DI SVILUPPO.....</b>	<b>271</b>
<b>LE AZIONI .....</b>	<b>273</b>



## La rete elettrica in Piemonte

### Introduzione

La rete elettrica della Regione Piemonte è interessata da importanti flussi di energia elettrica in importazione dall'estero, che solo in piccola parte vanno a soddisfare la domanda interna, mentre la quota maggiore di energia viene esportata verso le regioni confinanti, in misura maggiore verso la Lombardia.

Per questo motivo la rete elettrica di trasmissione in alta (oltre 30 e fino a 132 kV) e altissima tensione (a 220 e 400 kV) svolge un ruolo strategico nell'approvvigionamento energetico regionale e soprattutto nazionale, rispettando a pieno la propria vocazione di garantire il collegamento fra i poli di produzione e i centri di consumo elettrico.

Particolare rilevanza strategica assume pertanto l'esercizio del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica in Italia, effettuato dal gruppo Terna S.p.A. che, in qualità di proprietario e gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN), ha come principale obiettivo quello di assicurare in ogni momento l'equilibrio tra l'energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori nazionali, da un lato, e i consumi degli utenti finali dall'altro, attraverso la gestione dei flussi di energia elettrica, dei relativi dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, in termini di programmazione dell'esercizio e controllo in tempo reale.

Il principale ruolo della RTN, infatti, è quello di assicurare, in ogni istante, nell'immediato come nel medio-lungo periodo, l'incontro fra domanda e offerta elettrica. Questo obiettivo è tanto più delicato nel settore elettrico, in quanto l'energia elettrica, contrariamente a molte altre fonti energetiche, può essere più difficilmente stoccata, con la conseguenza di dover essere preferibilmente prodotta nel medesimo istante in cui la si consuma. Questo significa che il ruolo della rete di trasmissione è quello di garantire il ritiro dell'energia prodotta da tutte le centrali connesse alla rete, di grande e piccola taglia, per rilasciarla quindi ai centri di consumo, a qualsiasi distanza essi si trovino, in un contesto di totale liberalizzazione ove ogni utilizzatore può scegliere il proprio fornitore, indipendentemente dalla localizzazione geografica.

La rete di trasporto dell'energia elettrica presente nella regione Piemonte, quasi esclusivamente in corrente alternata (è in corrente continua la rete elettrica per trazione ferroviaria storica, tranviaria e metropolitana), si suddivide, in base ai livelli di tensione e alla vocazione di utilizzo, in tre ambiti:

- Rete di distribuzione, fino a 30 kV
- Rete di trasmissione (RTN), oltre 30 kV
- Rete elettrica ferroviaria (rete interna di utenza)

### **La rete elettrica di distribuzione**

Gli elementi che costituiscono la rete di distribuzione, elettrodotti e cabine, si distinguono per livello di tensione e per ambito di utilizzo e posso essere in bassa tensione (BT, fino a 1 kV) o in Media Tensione (MT, oltre 1 kV e fino a 30 kV). La rete di distribuzione viene prevalentemente esercita in modo radiale (quindi ogni utenza elettrica viene connessa direttamente o indirettamente ad una



cabina) e risulta alimentata da una sola direzione e da una sola fonte. In caso di guasto, per ripristinare l'alimentazione delle utenze, è necessario effettuare delle manovre di esercizio che possono dare luogo a disalimentazioni di durata più o meno lunga.

### ***La rete elettrica di trasmissione***

Gli elementi della rete di trasmissione, elettrodotti e stazioni elettriche (SE), si distinguono per livello di tensione e per ambito geografico e possono essere in Alta Tensione (AT) o Altissima Tensione (AAT). Gli elettrodotti e le stazioni elettriche (SE) in AT sono in grado di trasportare alcune decine di MW per alcune decine di km, in ambito provinciale e sub-regionale, mentre le linee elettriche e le SE in AAT possono trasportare diverse centinaia di MW per centinaia di km, in ambito interregionale, nazionale e internazionale. Appartengono alla RTN anche le linee e le stazioni di conversione di alta tensione in corrente continua (HVDC), sebbene per il momento solo previste in Piemonte. Esse consentono il trasporto di grandi potenze a lunghissime distanze, anche utilizzando cavi interrati che, a differenza di quelli in corrente alternata, hanno minori limitazioni in termini di estensione, non necessitano di compensare il consumo di energia reattiva, ma non consentono un'ampia flessibilità d'esercizio. La rete elettrica di trasmissione è esercita in modo magliato, quindi pressoché tutti i nodi della rete AAT e AT, costituiti da SE, cabine primarie (CP), centrali elettriche e da un limitato numero di utenze industriali con potenza di norma superiore a 10 MW, sono collegati fra loro mediante due o più direttrici e quindi sono alimentati attraverso molteplici fonti. Questo significa che, in caso di guasto permanente su un elettrodotto, i sistemi istantanei di protezione automatica consentono di isolare l'elemento guasto senza disalimentazione del carico e senza alcuna ripercussione sulle utenze, ad esclusione dell'inevitabile e brevissimo "buco di tensione" (della durata di frazioni di secondo) che si verifica per alcune tipologie di guasto.

### **Lo stato della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in Piemonte**

I principali elementi in base ai quali viene valutato lo stato della rete, ovvero la capacità della stessa di assolvere contemporaneamente ai diversi compiti che sono ad essa attribuiti<sup>48</sup> e vengono conseguentemente pianificate le esigenze di sviluppo, sono:

- la quantificazione del fabbisogno di energia e la previsione della sua evoluzione in un dato tempo;
- la stima del picco di potenza elettrica e la sua variazione;
- lo stato del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti, nonché stima dello sviluppo in un dato orizzonte temporale;

<sup>48</sup> I principali ruoli svolti da TERNA tramite la RTN sono: garantire la copertura della domanda prevista; garantire la sicurezza di esercizio della rete; potenziare la capacità d'interconnessione con l'estero; ridurre al minimo i rischi di congestione; favorire lo sviluppo degli impianti FER; soddisfare le richieste di connessione formulate dagli aventi diritto.



- lo stato della capacità d'interconnessione negli scambi di energia con l'estero e la crescita attesa.

### Dati statistici relativi al sistema elettrico e al rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica in Piemonte

L'analisi della serie storica di dati relativi alla richiesta di energia elettrica sulla rete piemontese, nonché alla generazione di elettricità tra il 2006 e il 2015 evidenzia con chiarezza alcuni elementi che hanno caratterizzato il periodo in esame.

#### Piemonte: storico produzione/richiesta

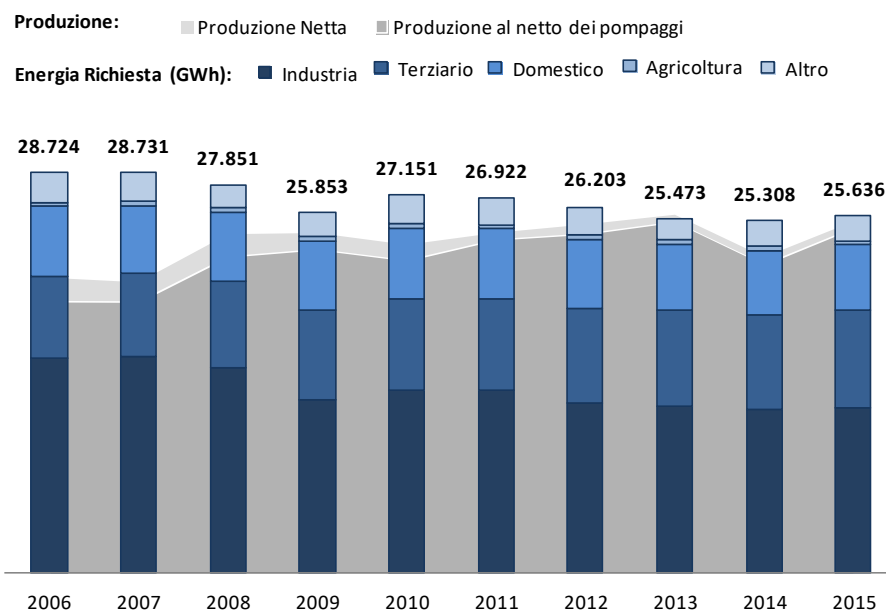


Figura 101 - La produzione e la richiesta di energia elettrica in Piemonte (fonte dati: tratto da TERNA)

Tra questi si evidenziano in modo particolare:

- il picco della richiesta di energia elettrica sulla rete nel 2007 (ultimo anno ante crisi economica) pari a 28.731 GWh e i successivi crolli rispettivamente nel 2009 (25.853 GWh) e nel 2014 (25.308 GWh) dopo una parziale ripresa dei consumi elettrici registratasi nel 2010;
- il forte incremento della generazione elettrica nel e 2008-2009 da correlarsi alla seconda fase di sviluppo degli impianti a ciclo combinato a gas naturale in Piemonte (seguita a quella degli anni 2004-2006);
- la progressiva significativa riduzione della produzione di energia elettrica da pompaggio registratasi a partire dal 2010 e la contestuale decisa crescita della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), particolarmente evidente nel periodo 2010-2013 in correlazione alla presenza di forti incentivi statali;



- l'incremento della domanda registratosi nel 2015 su livelli superiori a quelli del biennio precedente, che ha solo in parte compensato il decremento totale dei consumi (-11%) registratosi negli ultimi 8 anni.

Il successivo approfondimento dei dati riguardanti il bilancio elettrico in Piemonte relativo al 2015, di cui alla figura seguente, consente di registrare i seguenti ulteriori elementi conoscitivi:

- il fabbisogno di energia elettrica ha registrato nel 2015 un aumento dell' 1,3% rispetto all'anno precedente, attestandosi a circa 25,6 TWh; rispetto al valore del 2007 esso evidenzia una flessione pari al 10,8%, da correlarsi soprattutto con il calo del prelievo industriale;
- la produzione netta registra nel 2015 un marcato aumento rispetto all'anno precedente (+ 11,3%), riportandosi ai livelli del 2013, attestandosi su un valore pari a 25.236 GWh. In particolare, si osserva una ripresa della produzione elettrica da fonte termica superiore al 20% unitamente al significativo aumento della generazione da FER (idroelettrico e fotovoltaico), il cui contributo sul totale della produzione regionale si attesta a quasi il 45%;
- il sostenuto volume di importazione di energia elettrica dall'estero (15.277 GWh) ribadisce il ruolo di servizio al sistema elettrico nazionale svolto funzionalmente dalla porzione di RTN piemontese, garantendo il transito verso altre regioni di 14.440 GWh;
- per effetto del trend di riduzione dei consumi e della crescita di generazione da FER il deficit tra i valori di richiesta sulla rete e di produzione regionale si attesta a 838 GWh, ben al di sotto dei 5.123 GWh registrati nel 2008, primo anno di crisi economica.

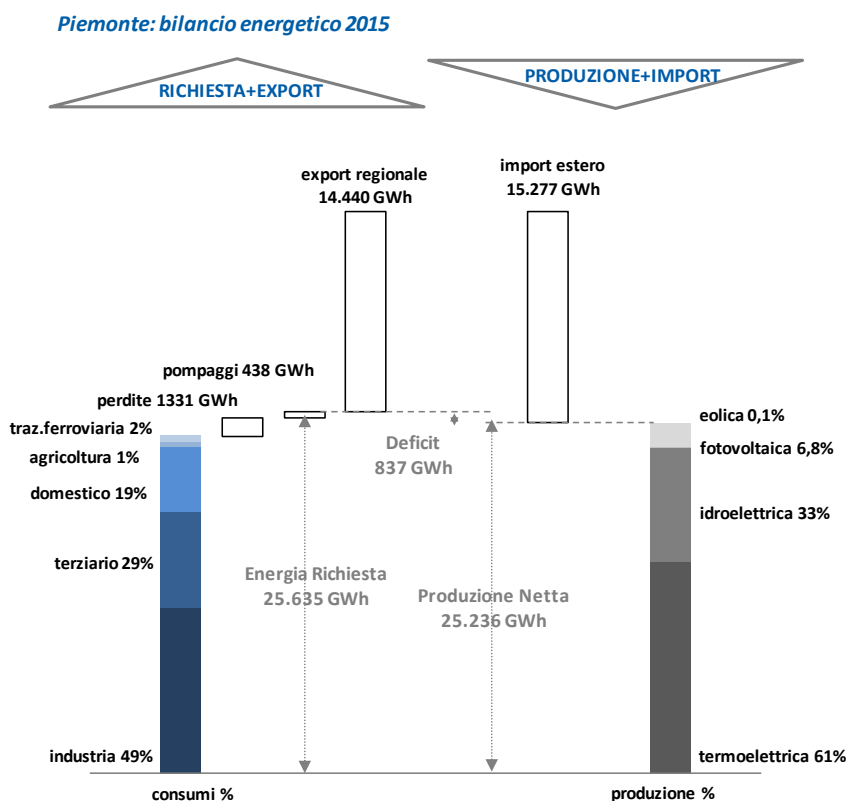


Figura 102 - Il bilancio energetico 2015 in Piemonte - vettore elettrico (fonte dati: TERNA)



La ripartizione dei consumi elettrici fra i diversi usi finali vede, in Piemonte, la prevalenza dei consumi industriali con una percentuale del 49% superiore al 41% della media nazionale. Seguono i consumi elettrici nel terziario (29%) e domestico (19%), mentre trazione ferroviaria e agricoltura arrivano complessivamente al 3%.

Dal diagramma del bilancio 2015 dell'energia elettrica emerge la sussistenza in Piemonte di importanti flussi energetici trans-regionali. Questi ultimi, per lo più correlati all'esportazione verso la Lombardia, sono dovuti alla rilevante importazione dall'estero (di cui circa 63% dalla Francia e 37% dalla Svizzera), sia diretta, sia vettoriata attraverso la Valle d'Aosta. Questa situazione denota il protrarsi nel tempo del rilevante impegno della RTN in Piemonte, chiamata a trasferire verso altre aree del Paese importanti quantità di energia, soprattutto nei periodi di minor richiesta regionale, stante il carattere costante delle quantità legate all'import dall'estero nella maggior parte delle ore diurne feriali.

Inoltre, per quanto attiene alla produzione elettrica, essa copre oltre il 98,5% del fabbisogno elettrico regionale e nel 2015 si è connotata per una leggera prevalenza della generazione da fonte termica tradizionale (combustibili fossili) che, come rappresentato nella tabella successiva, ha raggiunto il valore di circa 14,35 TWh, ovvero il 55% circa dell'energia elettrica prodotta in Piemonte.

Fonte energetica di alimentazione dell'impianto	Produzione lorda (GWh)			Produzione netta (GWh)		
	FER	Non FER	Totale	FER	Non FER	Totale
Fotovoltaica	1.736,6	0,0	1.736,6	1.710,8	0,0	1.710,8
Termica	1.912	13.834,1	15.746,1	1.774,7	13.512,3	15.287,0
Eolica	30,1	0,0	30,1	29,9	0,0	29,9
Idrica	7.947,0	377,9	8.325,0	7.841,0	367,5	8.208,5
<b>Totale</b>	<b>11.625,7</b>	<b>14.212</b>	<b>25.747,8</b>	<b>11.356,4</b>	<b>13.879,8</b>	<b>25.236,2</b>

Tabella 41 - Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e da fonte tradizionale in Piemonte per tipologia di impianto - anno 2015 (fonte dati: TERNA)

### ***Previsione in ordine all'evoluzione della domanda elettrica nonché all'evoluzione delle richieste di connessione alla RTN in Piemonte***

Tra gli elementi fondamentali che consentono di operare una previsione attendibile circa le capacità di reazione della RTN, e quindi le esigenze pianificatorie della stessa, a fronte degli impulsi di carattere esogeno a cui è soggetta riveste grande importanza la previsione evolutiva della domanda elettrica nonché delle richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di generazione.

Per quanto concerne le previsioni circa l'andamento della domanda elettrica l'Ufficio Statistico di TERNA ha effettuato stime di breve-medio termine al 2021 e di lungo termine al 2026 estese fino al 2030.

Nel grafico di sotto riportato, seguendo due ipotesi evolutive denominate rispettivamente "scenario base", caratterizzato da un tasso annuo di crescita medio composito (CAGR) pari allo 0,4%, e "scenario sviluppo" caratterizzato da un CAGR pari allo 0,8%, Terna ipotizza una crescita della domanda elettrica



nazionale nel breve periodo (2021) fino a 317 TWh nel primo caso e a 325 TWh nel secondo. Tali elaborazioni, estese nel lungo periodo (2026), evidenziano una crescita ulteriore, nei due casi in questione, fino a 325 e a 341 TWh. Siffatta previsione parte da un dato provvisorio pari a 311 TWh di richiesta sulla rete nel 2016<sup>49</sup>, in riduzione di circa il 2% rispetto al corrispondente dato del 2015.

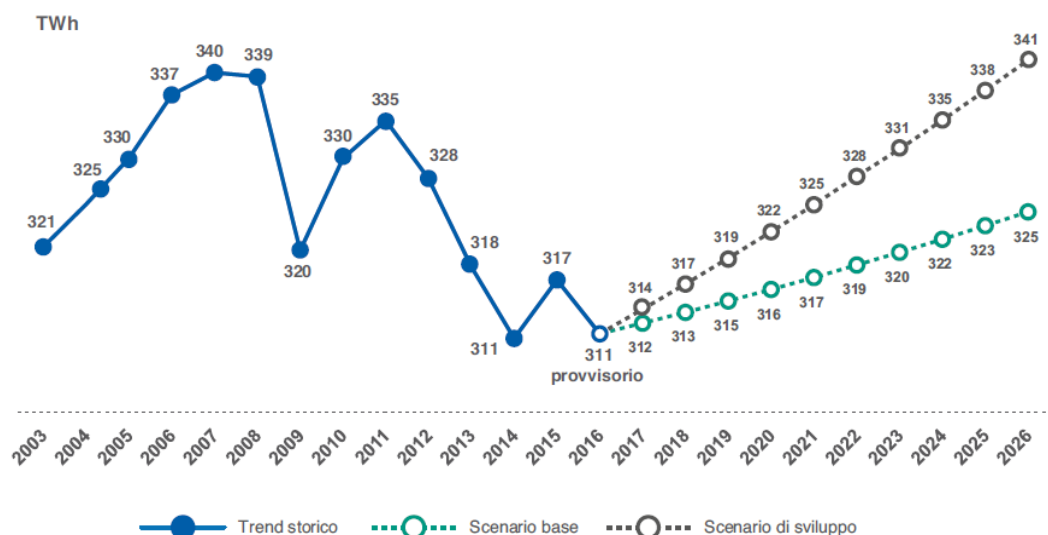


Figura 103 - Scenari della domanda elettrica in Italia (2016-2026) (fonte dati: TERNA)

Nella rappresentazione di un'ipotesi di sviluppo della domanda elettrica in Piemonte nel medesimo orizzonte temporale si assume il solo "scenario base" caratterizzato più prudentialmente da un tasso annuo di incremento pari allo 0,4% e ritenuto in questa sede più rappresentativo di un trend evolutivo non ancora consolidato nel verso della crescita, come del resto dimostra la recente flessione del dato 2016 rispetto a quello 2015.

Anno	GWh	Variazione %
2016	25.786,7	0,4 % di variazione media annua tra il 2016 ed il 2026
2017	25.889	
2018	25.992	
2019	26.096	
2020	26.200	
2021	26.305	
2022	26.410	
2023	26.515	
2024	26.621	
2025	26.727	
2026	26.834	

<sup>49</sup> Tale dato pubblicato in via definitiva da Terna in "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2016" rivela un aggiustamento verso l'alto (314 TWh), evidenziando una minore flessione della domanda rispetto al 2015 (- 1%).





Tabella 42 - Scenario evolutivo "base" della domanda di energia elettrica in Piemonte (fonte dati: elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA)

Come evidenziato nella tabella sopra rappresentata, le attese consentono di stimare per il Piemonte una moderata crescita della domanda elettrica nel periodo considerato, con valori che si attestano su una previsione di 26.305 GWh nel 2021 e di 26.834 GWh nel più lungo termine (2026): valore, quest'ultimo, ancora di gran lunga inferiore a quello (28.731 GWh) dell'ultimo anno (2007) precedente la crisi economica.

Tali dati paiono rivelare per la regione, come del resto per l'intero Paese, il perdurare degli effetti dell'onda lunga della conclusa crisi economica, capaci ancora di rallentare l'instaurarsi di una vera ripresa dei consumi elettrici ben oltre i primi conclamati segnali di ripresa dell'economia regionale.

Come si è detto, il fenomeno che negli ultimi anni ha prodotto nel Paese un'esplosione della produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha interessato in Piemonte soprattutto la fonte fotovoltaica, la cui potenza cumulata ha raggiunto alla data del 31.12.2015, il valore di 1.522 MW<sup>50</sup>, con un incremento pari a circa l'1,1% rispetto al dato 2014.

Dalla tabella seguente si può evincere come le province che hanno registrato il maggior incremento di potenza installata sono rispettivamente quelle di Torino (380 MW, +1,9% rispetto al 2014), Cuneo (539 MW, +0,6%) e Alessandria (249MW, +0,8%).

Area	2014		2015		% 15/14	
	N°	MW	N°	MW	Numerosità	Potenza
Alessandria	4.907	247,0	5.223	248,9	6,4	0,8
Asti	3.630	80,4	3.800	81,3	4,7	1,1
Biella	2.278	83,8	2.467	84,7	8,3	1,0
Cuneo	10.951	535,8	11.472	539,2	4,8	0,6
Novara	4.226	88,5	4.539	90,0	7,4	1,7
Torino	16.561	373,2	17.601	380,3	6,3	1,9
Verbano CO	1.030	14,2	1.119	14,6	8,6	2,8
Vercelli	2.294	81,9	2.436	82,9	6,2	1,1
<b>Piemonte</b>	<b>45.877</b>	<b>1.504,8</b>	<b>48.657</b>	<b>1.521,8</b>	<b>6,1</b>	<b>1,1</b>

Tabella 43 - Numerosità e potenza per provincia degli impianti fotovoltaici nel 2014 e nel 2015 (fonte dati: GSE – pubblicazione "Solare fotovoltaico. Rapporto Statistico 2015")

Molto significativa è stata anche la crescita della produzione di energia elettrica da biomasse (si includono le biomasse solide, il biogas e i bioliquidi sostenibili) che tra il 2013 e il 2015 ha registrato un incremento pari al 26,3 %, attestandosi su un valore di 1.912 GWh.

<sup>50</sup> Secondo gli ultimi dati pubblicati da Terna, la potenza efficiente lorda complessiva in impianti fotovoltaici al 31.12.2016 ha raggiunto il valore di 1.556 MW.



In ultimo, tale fenomeno di sviluppo della produzione da FER sta interessando anche la fonte tradizionalmente più presente sul territorio piemontese, quale quella idroelettrica. In tale settore si registra infatti un rinnovato interesse da parte degli investitori autoproduttori e degli operatori del mercato, dimostrato dall'elevato numero di istanze di autorizzazione presentate negli ultimi tempi, che ha condotto alla realizzazione di numerosi nuovi impianti di piccola taglia. Nel segmento d'impianti idroelettrici ad acqua fluente, si è infatti passati in Piemonte da un valore di potenza cumulata al 31.12.2013 di circa 1.062 MW, ad un dato di circa 1.120 MW a fine 2016, con un incremento superiore al 5%.

Per quanto attiene alle previsioni di ulteriore sviluppo della produzione da FRNP in Piemonte, Terna stima nel breve periodo (2021) un incremento di capacità produttiva soprattutto da fonte fotovoltaica, per la quale si prevede un *target* di potenza cumulata pari a 1.720 MW (con un incremento di circa 198 MW rispetto alla situazione al 31.12.2015), a cui aggiungere circa 1 MW da fonte eolica e circa 70 MW da fonte idroelettrica ad acqua fluente.

Per quanto concerne, invece, lo stato e le evoluzioni attese del parco di generazione termoelettrica da fonti fossili, che nel periodo 2000-2010 ha prodotto un deciso sviluppo di nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale, per una potenza installata complessiva di nuovi 2.940 MW, e al 31.12.2016 registrava in Piemonte, insieme con gli impianti degli autoproduttori, una potenza installata complessiva pari a 4.871 MW (con un trend di riduzione pari al 7% rispetto al 2013), non si prevedono cambiamenti di rilievo.

A tale riguardo, la consistente riduzione dei consumi elettrici nei settori degli usi finali, e soprattutto nel settore industriale, intervenuta a partire dal 2008, le previsioni di una loro moderata crescita nel medio termine, unitamente alla drastica riduzione delle ore/anno di produzione delle centrali di potenza non lasciano prevedere nell'orizzonte temporale al 2021 apprezzabili variazioni di segno positivo della potenza installata. Si ritiene, anzi probabile, che il trend di riduzione della potenza installata complessiva continui per qualche tempo ancora, se non altro per effetto dell'anticipata dismissione e ritiro dalla produzione di impianti non più veramente competitivi.

Nelle figure seguenti si evidenziano i dati relativi alla ripartizione percentuale della potenza efficiente lorda da FER nell'anno 2015 e della relativa produzione degli impianti FER di generazione elettrica per ciascuna provincia, dalle quali si può evincere come un ruolo preminente sia rivestito dalla Città Metropolitana di Torino (1.629 MW), seguita dalla provincia di Cuneo (1.250 MW) e da quella del VCO (860 MW).

### La potenza efficiente lorda da FER in % - Anno 2015

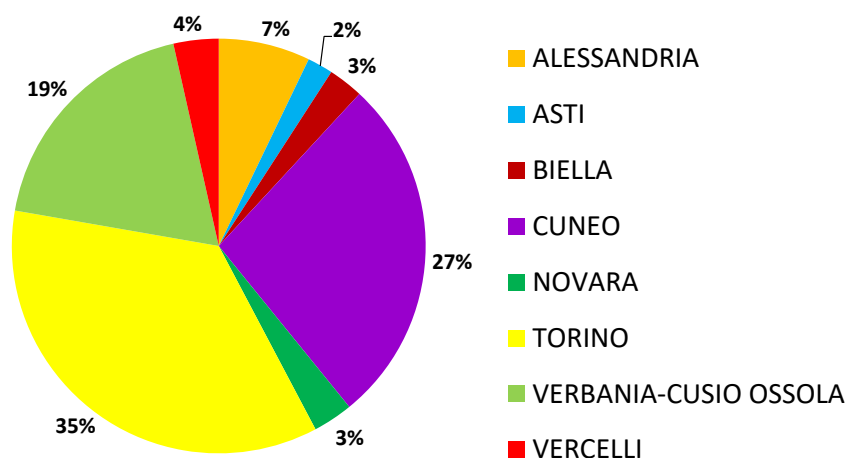


Figura 104 - La potenza efficiente lorda da FER per provincia (fonte dati: TERNA)

### La produzione lorda rinnovabile in % - Anno 2015

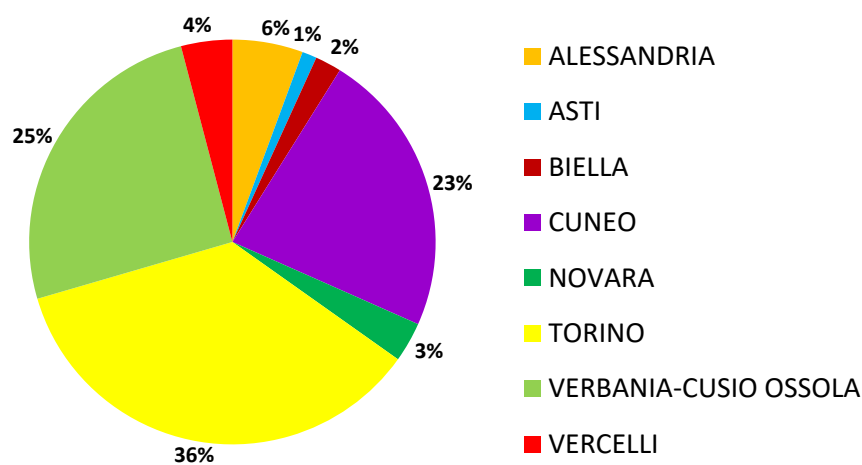


Figura 105 - La produzione lorda rinnovabile per provincia (fonte dati: TERNA)

### ***Le previsioni di domanda di potenza elettrica alla punta e di incremento della capacità d'interconnessione con l'estero***

L'energia elettrica richiesta sulla rete ha un andamento estremamente variabile, nel corso delle ore della giornata, nell'arco della settimana, fra giorni feriali e festivi, nonché fra i diversi mesi dell'anno in base alla stagionalità e al clima.

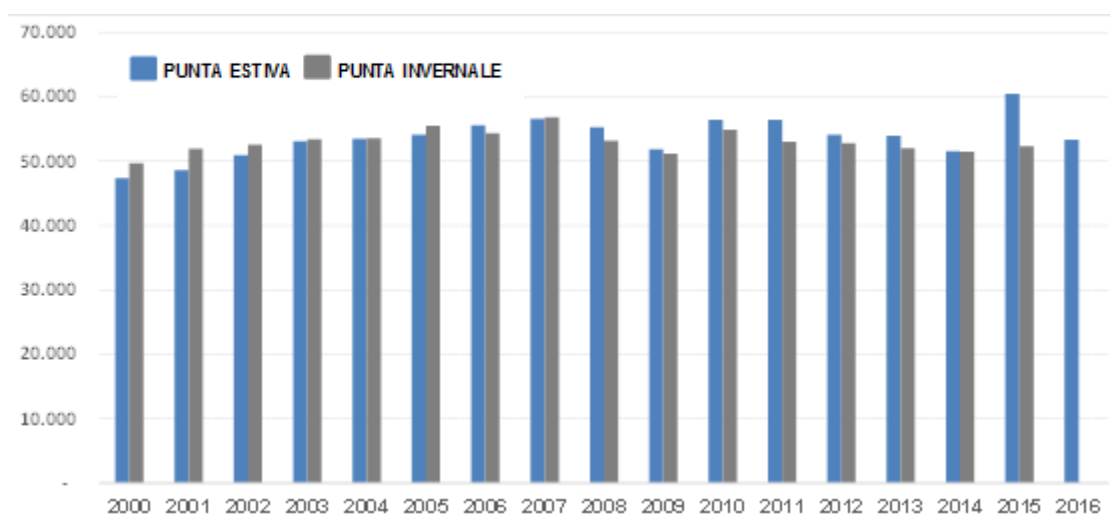


Figura 106 - Carico massimo in MW sulla rete italiana dal 2000 al 2016 (fonte dati: TERNA)

A periodi di basso carico (ore notturne, giorni festivi, mese di agosto, ecc.) si alternano periodi di alta richiesta (ore piene diurne, giorni feriali, mesi invernali e di inizio estate). In questi periodi di alta richiesta coincide l'istante di massimo carico, che tradizionalmente rappresenta la condizione di massima criticità della rete elettrica, che pertanto deve essere dimensionata per superare adeguatamente questo momento di massimo stress.

Come si può notare dalla Figura 106, dal 2008 la punta estiva ha superato sistematicamente quella invernale, registrando nel 2016 un valore di 53,6 GW contro i 53 GW della punta invernale, forse anche in ragione degli effetti della perdurante crisi economica, invertendo un trend che fino ad allora appariva consolidato. Tuttavia, per ottenere delle indicazioni utili a valutare la durata dello stress a cui è sottoposta la rete si rende necessario ricorrere al calcolo delle ore di utilizzo della domanda alla punta (invernale ed estiva), definendo come tali le ore desumibili dal rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima.

Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

Il grafico seguente riporta i dati a consuntivo fino al 2015 delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre, esso mostra le curve di previsione all'orizzonte temporale del 2025 delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio.

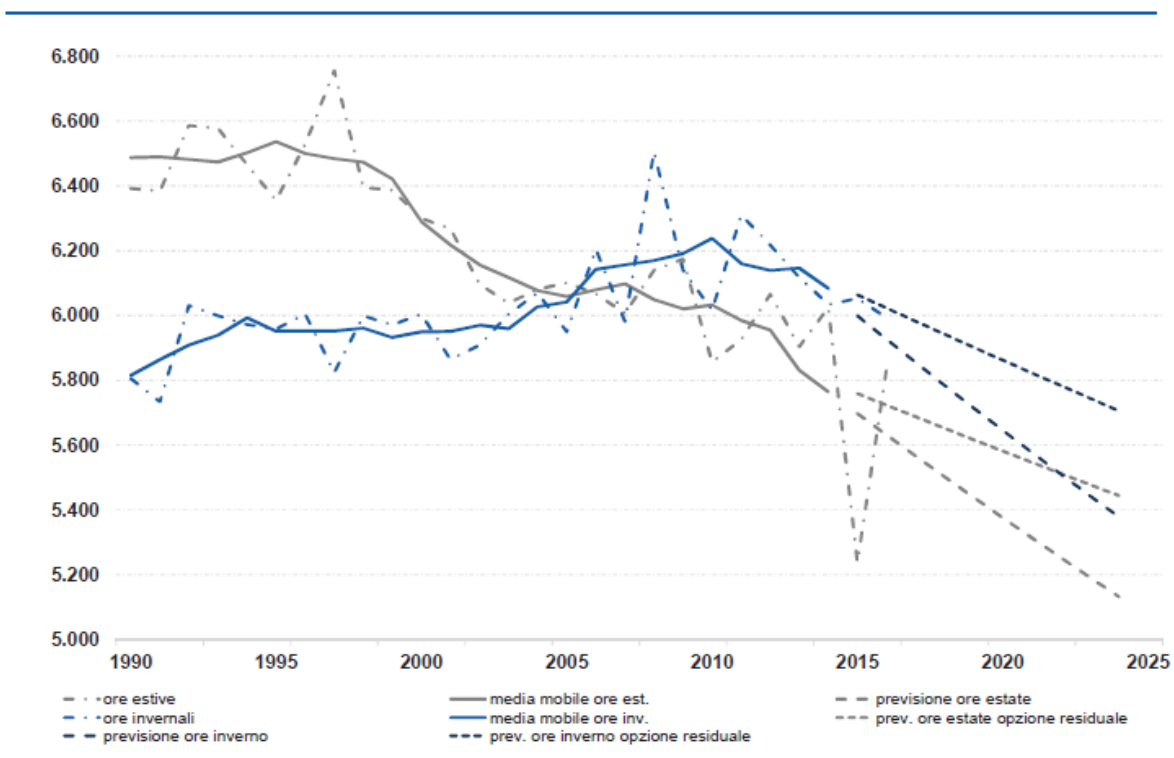


Figura 107 - Consumativi e previsioni delle ore di utilizzo della potenza alla punta (fonte dati: TERNA)

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale rivela una sostanziale stabilità con un picco (6.500 ore) registrato nel 2008, una successiva sensibile riduzione nel 2015 e la previsione di un successivo decremento al 2021 e negli anni successivi. Le ore di utilizzo della domanda alla punta estiva, dopo i valori molto elevati registrati nella seconda metà degli anni Novanta, hanno subito un trend in calo con andamento molto altalenante (con valori anche inferiori a quelle invernali) che si prevede continuare all'orizzonte temporale del 2021 e oltre.

In ragione di quanto affermato (trend di fondo delle ore invernali ed estive in rapido decremento, con previsioni di riduzione più severa per le prime), si stima per il futuro che per la domanda elettrica a livello nazionale la condizione di massimo fabbisogno in potenza coinciderà con quella in condizioni di estate "torrida". In tale scenario, la previsione effettuata da Terna in termini di ore di utilizzo della domanda alla punta viene effettuata sulla base di valori compresi tra 5.100 ore nel 2021 e 5.160 ore nel 2026, a cui si correla una previsione nel breve termine di potenza alla punta pari a 61,9 GW (scenario base) e 64,1 GW (scenario sviluppo), nonché nel lungo termine pari a 62,8 GW (scenario base) e 66,3 GW (scenario sviluppo).

Sebbene non sia in generale corretto applicare la medesima metodologia per limitate porzioni di rete a livello regionale<sup>51</sup>, è comunque possibile stimare la potenza di punta al 2021 e 2026 per il Piemonte nel solo scenario base ipotizzato, utilizzando la stessa previsione di ore di utilizzazione della massima potenza nello scenario di sviluppo nazionale.

<sup>51</sup> Il risultato ottenuto potrebbe rappresentare un riferimento fuorviante dal momento che la dinamica dei consumi di una sola regione potrebbe non essere in generale conforme a quella nazionale, soprattutto per la stagionalità della punta di potenza.



Secondo tale ipotesi di lavoro, a fronte di una domanda elettrica regionale al 2021 prevista in 26.305 GWh, le previsioni di potenza alla punta si attestano su un valore di 5.157 MW, mentre per il 2026 (con domanda elettrica di 26.834 GWh) su 5.200 MW.

Stante quanto anticipato più sopra in merito alla consistenza del parco termoelettrico da fonte fossile in Piemonte, le previsioni testé enunciate circa la domanda di potenza alla punta estiva lasciano intravedere ancora margini di sicurezza del sistema regionale, soprattutto in virtù del supporto fornito dalla contemporaneità di produzione da parte del consistente parco fotovoltaico di potenza installato.

Per quanto attiene agli interventi volti a incrementare la capacità di scambio e di importazione di energia elettrica tra gli Stati membri confinanti, il regolamento Europeo n. 347/2013 ha individuato 11 PCI (*Projects of Common Interest*) che interessano il Paese, tra cui due interventi di potenziamento dell'interconnessione rispettivamente con la Francia e la Svizzera riguardanti il Piemonte, i cui principi ispiratori sono riassunti nella figura seguente.



Figura 108 - I principi ispiratori della regolamentazione europea

Con riferimento allo sviluppo di una nuova interconnessione con il sistema elettrico francese, è stato previsto un intervento di realizzazione di un nuovo elettrodotto HVDC in corrente continua tra le stazioni elettriche di Grand'Île (FR) e Piosasco (IT) di lunghezza pari a 190 km di cui 95 in territorio piemontese. Il progetto di nuovo collegamento prevede la realizzazione di due linee in cavo a 320 kV in corrente continua, ciascuna da 600 MW di potenza massima. Mentre sul versante francese l'intero investimento è pubblico (nella titolarità del TSO francese RTE), sul versante italiano uno solo dei due bipoli è pubblico in capo a Terna, essendo l'altro bipolo di proprietà di investitori privati per tutta la durata del periodo di esenzione. L'interconnector Italia-Francia contribuisce infatti al conseguimento degli obiettivi previsti dalla legge n. 99/2009 con la capacità di 350 MW assegnata in esenzione agli investitori privati. Il progetto, peraltro già autorizzato nel 2011, previo ottenimento dell'Intesa della Regione Piemonte espressa nel 2010, e oggetto di variante in un tratto già autorizzato, prevede altresì la costruzione di una stazione elettrica di conversione da corrente alternata/continua presso l'attuale



S.E. di Piossasco, nonché l'entrata in esercizio del nuovo collegamento nel 2019. Il completamento della nuova interconnessione HVDC Italia-Francia permetterà d'incrementare la capacità di trasporto tra i due Paesi di 1.200 MW, raggiungendo una capacità massima di scambio pari a 4.350 MW, con un aumento di circa il 40%. L'iniezione di nuova energia elettrica d'importazione sul nodo di Piossasco, per poter essere smaltita sulla RTN piemontese, richiederà un complessivo intervento di potenziamento della stessa, ai fini di consentire il trasferimento in sicurezza degli importanti flussi di potenza. Ciò avverrà, in particolare, verso le aree di carico della Lombardia, mediante la linea a 400 kV in DT "Trino-Lacchiarella", previo potenziamento delle attuali linee a 400 kV "Rondissone-Trino V.se" e "Vignole Borbera-Vado".

Sempre con riferimento all'interconnessione con la Francia, si prevede che anche il previsto potenziamento a 400 kV della linea a 220 kV esistente "Broccaros (FR)- Camporosso (Liguria)", di potenza pari a 600 MW, ove non realizzato in cavo sottomarino diretto alla S.E. di La Spezia, potrà produrre significativi riflessi sulla rete piemontese, indirizzando la nuova energia d'importazione - tramite il nodo di Vado Ligure - sul nodo di Vignole Borbera in provincia di Alessandria, aggravandone l'attuale stato di congestione.

Per quanto concerne, invece, il progetto di potenziamento dell'interconnessione con la Svizzera, attualmente garantita dal collegamento a 220 kV "Airolo-Ponte-Verampio" attraverso il confine di Passo San Giacomo in alta Val Formazza, mediante la realizzazione di un nuovo collegamento Interconnector a 400 kV "All'acqua (CH)-Pallanzeno-Baggio (IT)", già oggetto di studio e confronto tecnico nell'ambito della procedura di VIA nazionale, insieme con il riassetto della rete in AT e AAT della Val Formazza, lo stesso è stato formalmente sospeso dalla Società elettrica proponente.

### ***Lo stato della RTN per rapporto agli elementi che ne influenzano l'esercizio: conclusioni***

Nei precedenti § 1.2 e 1.3 sono state illustrate le stime che l'Ufficio Statistico di Terna ha assunto quali previsioni circa l'evoluzione dei parametri esogeni più significativi per monitorare l'adeguatezza dello stato della rete al fine di garantire secondo gli standard di qualità, affidabilità e sicurezza del servizio elettrico il rispetto dei compiti e degli obblighi posti in capo al soggetto concessionario del servizio della trasmissione elettrica.

Le conclusioni a cui si perviene nell'analisi dei quattro parametri che si è assunto essere in grado di condizionare fortemente l'esercizio della RTN, ovvero la variazione attesa della domanda elettrica, delle richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di generazione (fonti tradizionali e FER), della domanda di potenza alla punta, nonché l'evoluzione dei flussi d'importazione nell'interconnessione con l'estero, consentono di rappresentare il seguente quadro.

Per quanto concerne la previsione nel breve periodo (2021) delle dinamiche della domanda elettrica in Piemonte, la moderata crescita della richiesta di energia sulla rete, attesa in circa 26.305 GWh - valore quest'ultimo di poco superiore (+ 2,5%) a quello registrato nel 2015 (25.635,5 GWh) -, consente di affermare la permanenza sulla rete di condizioni di relativo sottocarico, venutesi a determinare per effetto della lunga crisi economica e di alcuni interventi di sviluppo realizzati, limitando per ciò stesso recrudescenze di fenomeni di generale congestione della rete, quali quelli manifestatisi negli anni 2007-2008. In particolare, si può affermare che sotto certi profili la riduzione dei carichi e del



fabbisogno elettrico regionale registratosi nel periodo 2008- 2014 ha contribuito a riportare a condizioni di esercizio più normali alcuni elementi di rete, il cui adeguamento era stato precedentemente previsto con urgenza.

Un elemento che rappresenta, invece, un fattore di perturbazione nella gestione e nell'esercizio della RTN piemontese è sempre più costituito dall'ormai consolidato processo di incremento in Piemonte della generazione distribuita, per lo più correlata all'impetuoso sviluppo degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), tra cui *in primis* gli impianti da fonte fotovoltaica.

Con riferimento a tali tipologie d'impianto, spesso caratterizzate da taglie medio-piccole e da una produzione per lo più riversata sulla rete distributiva in BT e MT in aree non in grado di assorbirne le quantità prodotte, la non contemporaneità tra produzione e consumo di energia elettrica nella medesima area impone il trasporto di notevoli flussi di potenza (di norma alcune centinaia di MW, a seguito della trasformazione da MT in AT) attraverso distanze anche di alcune decine di km; condizione, quest'ultima, che presuppone per essere gestita con successo, un elevato livello di magliatura ed efficienza della rete sub-trasmissione.

Da ciò si consolida ancor di più il ruolo strategico del "Dispacciamento" quale funzione determinante per far coincidere il più possibile l'offerta con la domanda elettrica, "dispacciando" – appunto - la generazione del parco-centrali termoelettrico (in massima parte costituito da cicli combinati a gas naturale), la cui caratteristica di base è costituita da una sostanziale anelasticità, in previsione del fabbisogno da soddisfare e della produzione da impianti alimentati da FER, di cui una parte sempre più importante possiede caratteristiche di non programmabilità. Al fine di aumentare la flessibilità del sistema elettrico nel suo complesso, il Dispacciamento dovrà sempre più far affidamento sugli impianti di accumulo di energia elettrica (impianti *storage* e di pompaggio), come del resto previsto anche dalla Strategia Energetica nazionale (SEN) 2017, che prescrive *"prima di tutto un forte utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, oggi poco sfruttati [...] grazie anche ai rinforzi di rete pianificati, nel Nord d'Italia"*, nonché *"l'opportunità di sviluppo di ulteriore capacità di pompaggio [...] anche attraverso la realizzazione di impianti integrati con il sistema idrico"*. Sempre la SEN 2017, come del resto la Proposta di PNIEC, evidenzia che nello scenario energetico che si prospetta, sono *"necessarie procedure efficienti per interventi quali gli accumuli e i pompaggi idroelettrici, rafforzando la cooperazione con gli enti territoriali"*<sup>52</sup>

A fronte di un tale quadro, le previsioni nel medio termine per il Piemonte circa la crescita degli impianti FRNP stimano un ulteriore incremento della potenza di picco (FTV) fino a 1.720 MW, rispetto ai 1.556 costituenti lo stato dell'arte a fine 2016, a cui si deve aggiungere l'incremento di potenza dei numerosi impianti idroelettrici ad acqua fluente, la cui produzione è anch'essa non programmabile per definizione, per un delta di potenza nominale aggiuntiva attesa pari a circa 70 MW, equivalenti a circa 95 MW di potenza efficiente lorda. A tale riguardo, si può, dunque, affermare che le criticità di esercizio

<sup>52</sup> Cfr. i contenuti della SEN 2017, <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/testodellaStrategiaEnergeticaNazionale2017.pdf>





della RTN in Piemonte, legate ad una sempre più massiccia diffusione della generazione da FRNP e del fenomeno di "risalita" delle tensioni<sup>53</sup>, siano sotto questo specifico profilo destinate ad aggravarsi.

Per quanto concerne, invece, il parametro rappresentato dalla domanda di potenza alla punta, come si è visto le previsioni al 2021 e 2026 per il Piemonte, effettuate sulla base del trend stimato a livello nazionale per le ore di utilizzo della potenza alla punta, evidenziano un valore ricompreso tra 5.150-5.200 MW, in presenza di una richiesta di energia elettrica sulla rete rispettivamente di 26.305 e 26.834 GWh.

Il trend di incremento della domanda di potenza alla punta conseguente al decremento delle ore equivalenti di utilizzo della domanda alla punta previsto nel medio-lungo termine e alle previsioni di moderata crescita della domanda elettrica si rivela essere un altro elemento di perturbazione della rete, capace di renderne critica la gestione, soprattutto con l'effetto combinato degli scompensi determinati dalla crescita della generazione da FRNP.

Infine, con riferimento alla variazione attesa sull'interconnessione con l'estero, la prossima realizzazione del nuovo collegamento con la Francia in corrente continua (Grand'Ile-Piosasco) lascia prevedere nell'orizzonte temporale del prossimo decennio un forte incremento dell'import di energia elettrica sulla RTN piemontese, determinando per ciò stesso l'esigenza di importanti potenziamenti e sviluppi della rete, aumentando per così dire il ruolo di servizio al sistema elettrico nazionale già attualmente svolto dalla porzione regionale della RTN.

Poiché gli scenari che rappresentano le condizioni più gravose sopportate dalla rete sono quelli caratterizzati da:

- la punta di carico estivo (negli ultimi anni rivelatasi superiore al picco della domanda invernale);
- le condizioni di basso carico con forte produzione da FRNP;
- le condizioni di alta produzione idroelettrica con basso carico;
- le condizioni di elevato import dalla frontiera;

l'esercizio della RTN in Piemonte, se per alcuni versi ha registrato una mitigazione di talune criticità per effetto della progressiva riduzione dei consumi, per alcuni altri versi sta registrando un aggravamento dei problemi in correlazione soprattutto con l'importante continua crescita della produzione da impianti alimentati da FRNP, nonché con il permanere di una significativa importazione dall'estero, prevista in ulteriore forte aumento.

### **Struttura e consistenza della RTN in Piemonte.**

La struttura della RTN in Piemonte è contraddistinta dai due tradizionali segmenti di rete: quello della rete primaria (400-220 kV) teso a trasferire su lunghe distanze la produzione delle centrali di potenza o l'import verso i centri di consumo; nonché quello della rete sub-primaria a 132 kV teso a trasferire verso l'alimentazione dei carichi (utenze industriali, Cabine primarie della distribuzione) l'energia elettrica in aree territoriali definite, cosiddette "isole di carico". Normalmente è su tale livello di

<sup>53</sup> Fenomeno correlato alla generazione da FRNP in aree caratterizzate da debole domanda elettrica, in cui le produzioni in BT e MT debbono essere sempre più frequentemente trasformate in AT e AAT, ovvero in senso contrario a quello in base a cui è stato progettato il sistema elettrico nazionale.



tensione che interagisce la generazione distribuita, sia direttamente tramite connessioni in AT, sia indirettamente tramite connessioni in MT e successive trasformazioni in AT.

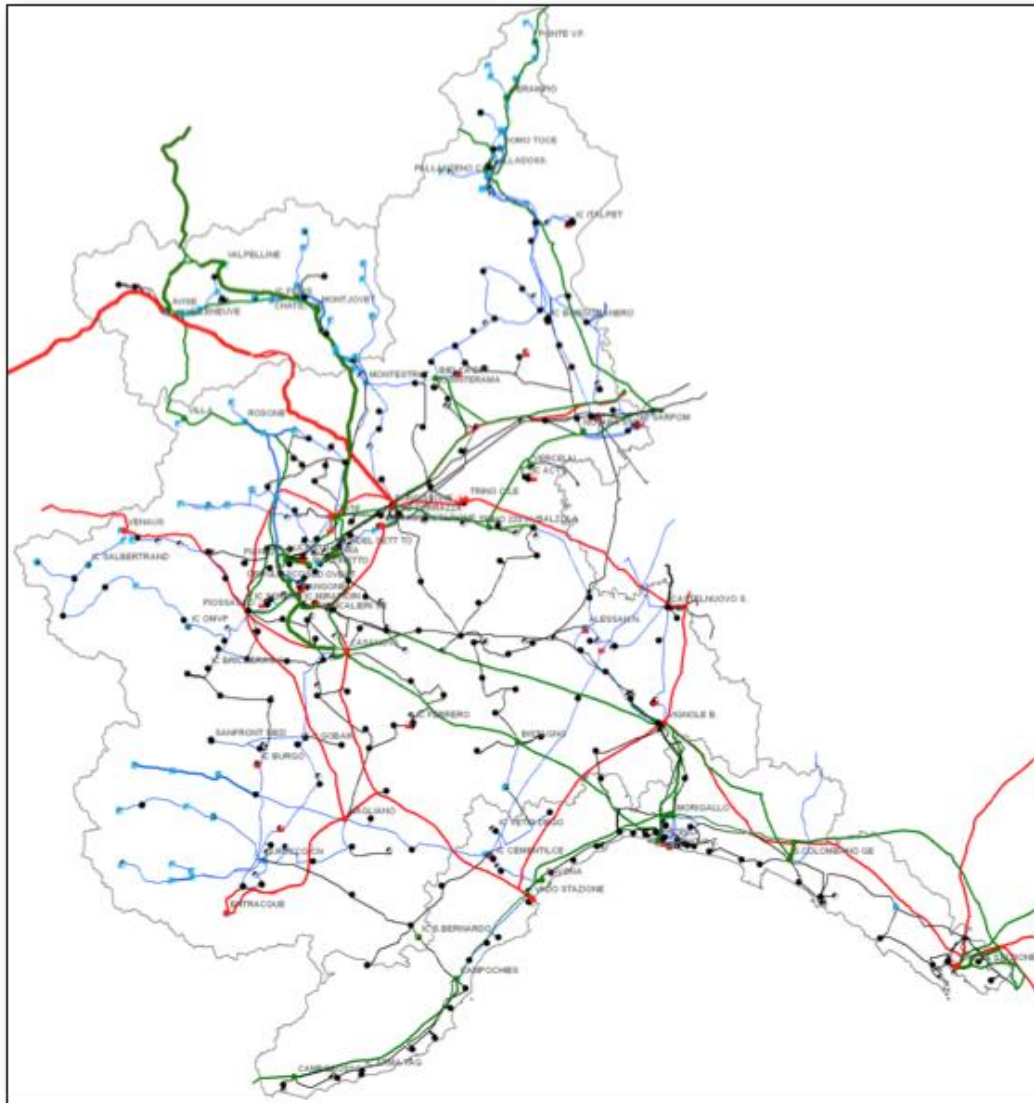


Figura 109 - La rete elettrica a 400, 220 e 132 kV nell'area Nord-Ovest (fonte dati: TERNA)

Alla vocazione di servizio al sistema elettrico nazionale, e più in generale alla presenza della rete sul suo territorio, il Piemonte versa un tributo importante sia in termini di occupazione di suolo, sia di pressione esercitata dall'infrastrutturazione elettrica esistente sull'edificato e il territorio. A tale riguardo, si evidenzia come l'incidenza spaziale della rete, intesa come occupazione di suolo rappresentata dalle fasce di servitù dalla stessa generate, è pari allo 0,65% della superficie regionale, di contro al valore di punta nazionale costituito dal dato regionale della Lombardia pari all'1,05%. Per quanto concerne, invece, l'incidenza in territorio piemontese della lunghezza di rete per kmq si rilevano i seguenti dati: 77 m/kmq per la rete primaria; 149 m/kmq per la rete in AT (compresa tra 30 e 132 kV) e complessivamente 226 m/kmq per l'intera RTN.



Nella tabella seguente, si evidenziano le lunghezze di rete suddivise per livelli di tensione.

Elettrodotti della RTN al 31.12.2016			
AT oltre 30 e fino a 132 kV	AAT 220 kV	AAT 400 kV	Totale RTN
3.791 km <sup>54</sup>	1.097 km	861 km	5.749 km

Tabella 44 - Lunghezza degli elettrodotti della RTN a fine 2016 (fonte dati: TERNA)

Nella tabella seguente, invece, sono rappresentati i valori numerici relativi alle stazioni elettriche di trasformazione.

Stazioni elettriche della RTN al 31.12.2016				
400 kV	220 kV	132 kV	Totale	Totale potenza di trasformazione
11	22	32 <sup>55</sup>	65	15.427MVA

Tabella 45 - Numero di stazioni elettriche della RTN a fine 2016 (fonte dati: TERNA)

Per quanto attiene alla gestione della rete subprimaria a 132 kV, la stessa – come si è detto – è esercita in assetto “ad isole di carico” o “isole di esercizio” (cfr. tabella e figura seguenti), più o meno estese a seconda della consistenza delle linee, degli autotrasformatori AAT/AT, delle centrali che iniettano potenza e dei carichi da alimentare in condizioni di sicurezza “N-1”.

<sup>54</sup> Sono ivi ricompresi gli elettrodotti della ex Rete Ferroviaria Italiana acquisiti da parte di Terna SpA e ora facenti parte della RTN. Tali elementi di rete hanno in Piemonte un'estensione complessiva pari a 465 Km.

<sup>55</sup> Sono ivi ricomprese le stazioni elettriche della ex Rete Ferroviaria Italiana acquisite da parte di Terna SpA e ora facenti parte della RTN. Tali stazioni sono in Piemonte pari a 24.



N° isola	Nodi delimitanti le isole di carico che interessano l'area nord-ovest
<b>Isole autonome nell'area di Torino (Piemonte – Liguria – Valle d'Aosta)</b>	
1	Casanova / Magliano / Piossasco / Sangone
2	Campochiesa / Camporosso
3	Balzola / Bistagno / Casanova / Rondissone / Stura
4	Pianezza / Piossasco / Venaus
5	Biella Est / Chatillon / Leyni / Martinetto / Rondissone / Sangone
6	Leyni / Pianezza / Stura
7	Castelnuovo S. / Vignole B.
8	Erzelli / Morigallo / S.Colombano Ge / Savona / Vignole B.
9	Chatillon Se / Villeneuve
10	Ponte
<b>Isole fra le aree di Torino e Milano (Lombardia)</b>	
11	Biella Est / Novara Sud / Pallanzeno connessa ad isola di Milano Mercallo
12	Bistagno / Campochiesa / Magliano / Savona connessa ad Isola di Milano Baggio / Brugherio / Ciserano / Lacchiarella / Tavazz.St
13	Novara Sud / connessa ad isola di Milano Cislago / Magenta / Ospiate
14	Vercelli / Castelnuovo connessa ad isola di Milano Lacchiarella / Magenta

Tabella 46 - Assetto ad isole di carico della rete 132 kV dell'area territoriale di Torino (fonte dati: TERNA)

I vantaggi derivanti da questa modalità di gestione della rete sono:

- contenimento delle correnti di cortocircuito nelle stazioni;
- limitazione nell'estensione di gravi disservizi e maggiore rapidità nella ripresa del servizio;
- diffusione più contenuta dei disturbi dell'alimentazione elettrica (buchi di tensione, *flicker*, armoniche, ecc. ...);
- semplicità nella previsione dei flussi e nel controllo dei profili di tensione;
- funzionamento ottimale del sistema protettivo.



# Stato della rete

## Isole di esercizio

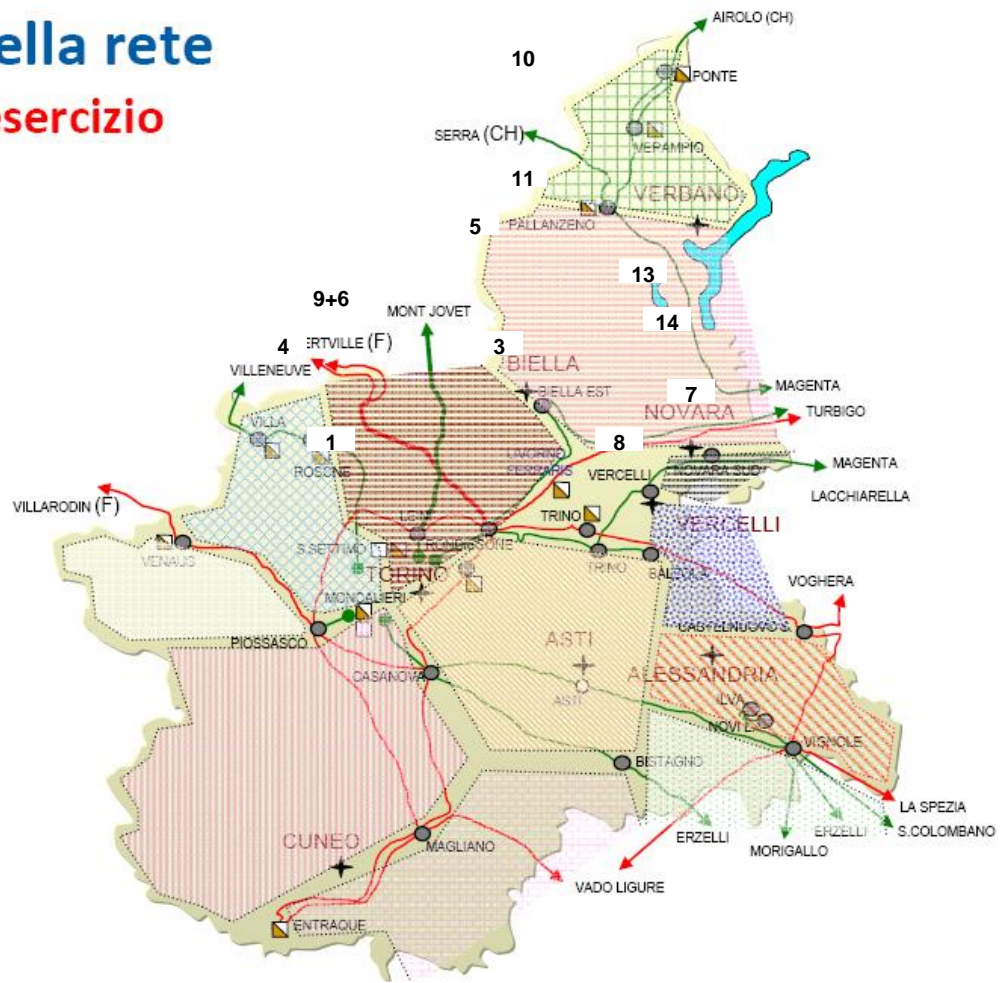


Figura 110 - Isole di carico in Regione Piemonte (fonte dati: tratto da TERNA)

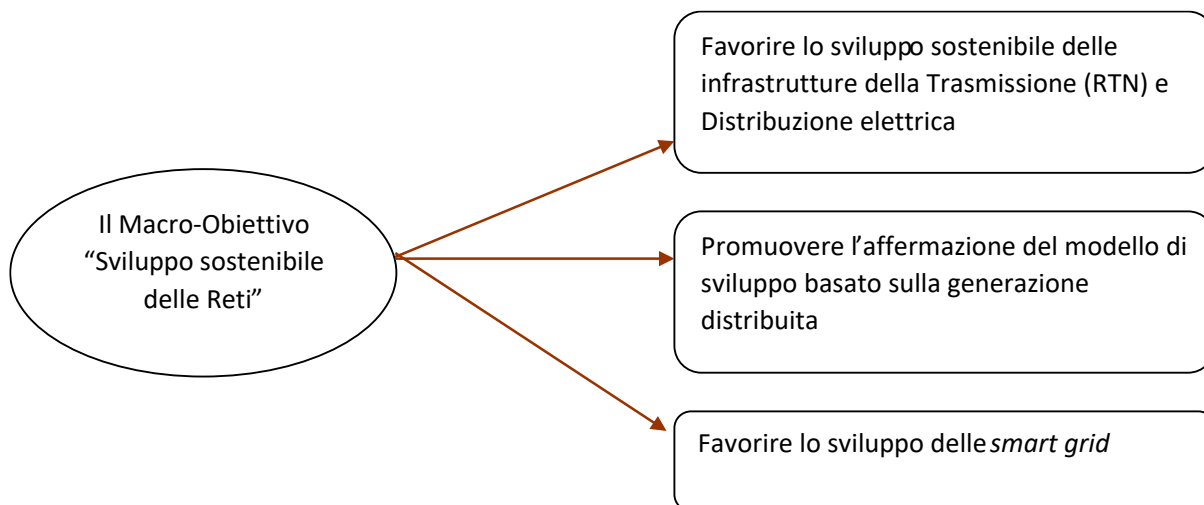


## L'analisi SWOT e gli obiettivi specifici di Piano – rete elettrica

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buon livello di "magliatura" della rete elettrica primaria (400 kV e 220 kV) di trasmissione nazionale (RTN);</li> <li>- riduzione significativa del deficit della produzione di energia elettrica rispetto alla richiesta con importante incremento della potenza installata in impianti termoelettrici e FER;</li> <li>- significativo livello di interconnessione elettrica con la Francia e la Svizzera, e conseguenti elevati livelli di import sulla rete piemontese;</li> <li>- consolidato sistema di governance e concertazione alla base dei processi di condivisione localizzativa delle nuove infrastrutture della RTN;</li> <li>- presenza di una capillare rete distributiva dell'energia elettrica sul territorio piemontese realizzata nei decenni per alimentare i carichi.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presenza di limitazioni in condizioni N-1 all'evacuazione in sicurezza della potenza prodotta/importata nella regione Liguria;</li> <li>- inadeguatezza della capacità di trasporto della rete a 220 kV spesso caratterizzata dalla vetustà delle linee;</li> <li>- sempre più frequente sofferenza della rete subprimaria (132 kV) ad alimentazione delle isole di carico sia per effetto della configurazione di talune "isole" troppo vaste e caratterizzate da linee troppo vecchie e poco affidabili, sia per il contemporaneo incremento della produzione da FER e del fenomeno di "risalita" delle tensioni;</li> <li>- presenza di aree territoriali anche vaste in cui la rete distributiva dell'energia elettrica è in difficoltà nel garantire il ritiro in condizioni di sicurezza e continuità dell'ingente generazione da impianti FER.</li> </ul>
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibile significativo contributo al conseguimento degli obiettivi di Burden Sharing correlato allo sviluppo della rete AT al servizio del ritiro della produzione da una pluralità di impianti;</li> <li>- contemperamento dell'obiettivo di sviluppo della RTN con quello di tutela dell'ambiente e del territorio: opportunità di razionalizzazione e riequilibrio territoriale della Rete ai fini di ridurre le interferenze esistenti con l'edificato, favorire i risanamenti ambientali e agevolare la soluzione di situazioni critiche per il territorio;</li> <li>- possibilità di sviluppo di reti alternative su scala limitata legate alla produzione diffusa da FER ("Smart Grids").</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumento dei livelli di import dalla frontiera con la Francia (anche sul confine ligure) senza adeguato potenziamento della rete primaria;</li> <li>- accelerazione del processo di transizione verso un modello di generazione distribuita, senza un contemporaneo adeguamento e potenziamento della rete subprimaria;</li> <li>- elevata conflittualità socio-ambientale nei confronti della realizzazione di nuove infrastrutture di rete in AT e AAT e contestuale prolungamento dei tempi di autorizzazione e realizzazione degli impianti.</li> </ul>



A fronte della descritta situazione della rete elettrica a livello regionale, gli obiettivi specifici di Piano sono così rappresentati:



### ***Analisi puntuale delle criticità della RTN piemontese***

#### *Livello di tensione a 400 kV*

Con l'entrata in esercizio della linea in doppia terna a 400 kV tra le stazioni elettriche di Trino V.se e Lacchiarella (Lombardia) la principale criticità che ha caratterizzato per anni la rete primaria piemontese nel trasferire i flussi di energia elettrica lungo la direttrice Ovest-Est della pianura vercellese può considerarsi risolta.

Le più importanti criticità in atto sulla rete esistente sono pertanto le seguenti:

- presenza di un "collo di bottiglia", ovvero di condizioni di restrizione al transito di energia elettrica, rappresentato dal collegamento a 400 kV tra le stazioni di Rondissone e Trino.V.se. L'attuale linea essendo esercita in singola terna costituisce una limitazione al transito dell'energia confluita sul nodo di Rondissone dall'import dalla Francia (tramite la linea in DT "Albertville-Rondissone") verso la linea DT "Trino-Lacchiarella" di cui sopra;
- condizioni di sovraccarico "verso" e "dalla" stazione elettrica di Vignole Borbera nel basso Piemonte, per quanto concerne i flussi da e verso la Liguria (nodo di Vado Ligure) mediante la linea a 400 kV "Vado-Vignole Borbera".

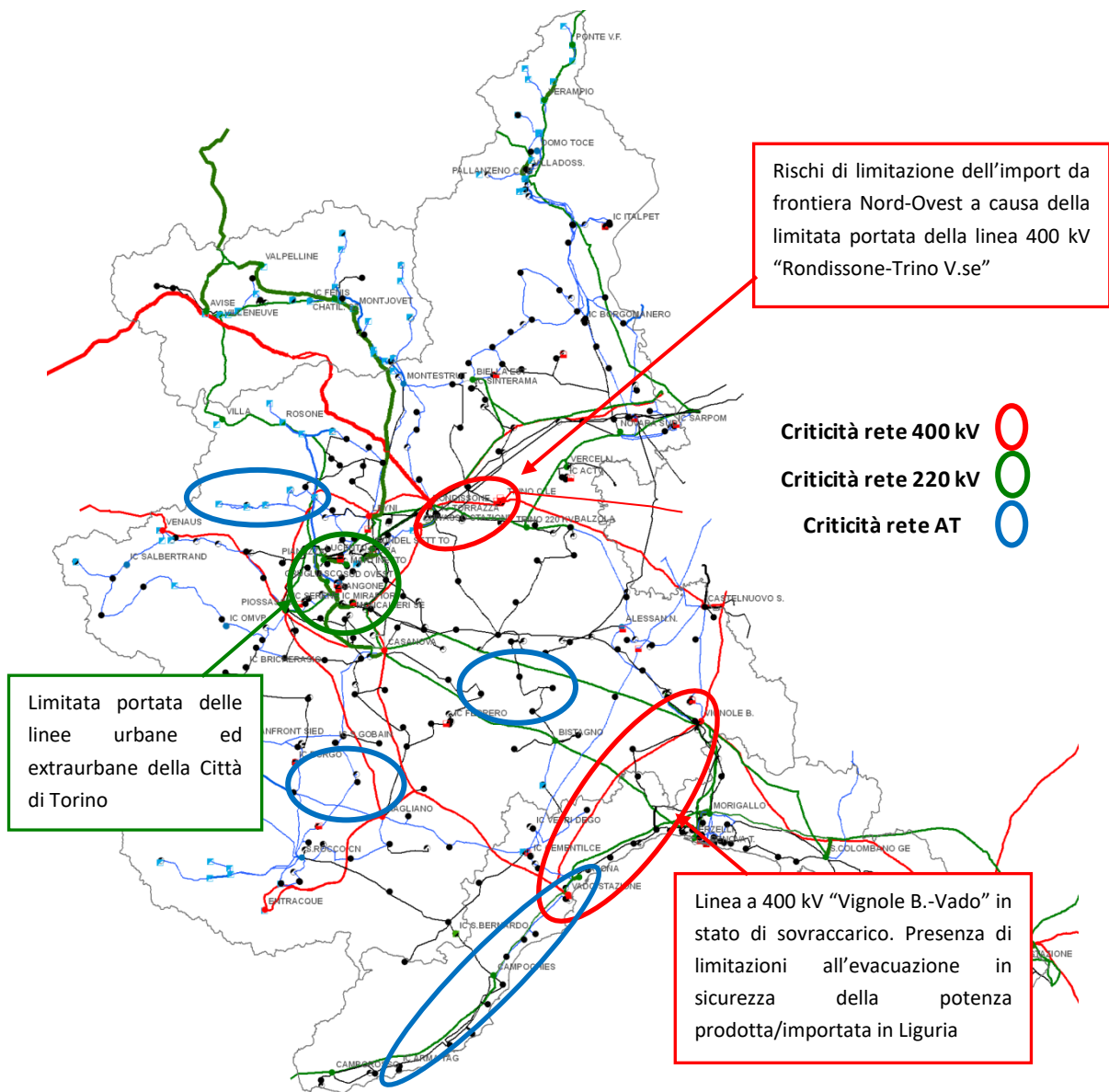


Figura 111 - Sezioni critiche sulla rete primaria AAT (fonte dati: TERNA)

*Livello di tensione a 220 kV.*

Per quanto riguarda il livello di tensione a 220 kV in Piemonte, principalmente concentrato nell'area della città di Torino, le maggiori criticità riscontrate nel corso del passato hanno trovato soluzione con la realizzazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo. Restano situazioni di criticità marginali localizzate nell'area Nord-Ovest, per cui sono già in corso di autorizzazione i necessari interventi di rinforzo.

*Livello di tensione a 132 kV.*

Sul livello di tensione proprio della rete subprimaria, costituente l'interfaccia con la rete distributiva, se per un verso si è maggiormente avvertita la mitigazione delle situazioni locali di sovraccarico in





ragione della generalizzata riduzione dei consumi elettrici intervenuta per effetto della crisi economica, per altro verso si sono maggiormente riverberate le perturbazioni prodotte negli ultimi anni dall'importante crescita della generazione distribuita correlata a impianti alimentati da FRNP. Rispetto agli anni precedenti, in cui emergevano criticità di esercizio nelle ore ad elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete a 132 kV dell'area Nord-ovest presenta attualmente maggiori difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica non accumulabile. La rete a 132 kV, pertanto, presenta criticità attribuibili alla intervenuta riduzione dei consumi e al contestuale incremento della produzione da FER, in particolare della generazione distribuita sulla rete in MT che, in particolari condizioni risale sulle linee AT causando, soprattutto a fine primavera/inizio estate (con elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente), rischi di sovraccarichi riguardanti porzioni di rete subprimaria.

Le principali criticità riscontrabili su tale segmento di rete riportate nella Figura 112, sono le seguenti:

- presenza di importanti condizioni di sovraccarico nei collegamenti che caratterizzano l'isola di carico ricompresa tra i nodi di Magliano Alpi, Piossasco e Casanova, e conseguente scarsa affidabilità delle condizioni di esercizio della rete;
- sottoalimentazione della rete subprimaria di vaste aree dell'Astigiano e dell'Alessandrino comprese tra i nodi di Rondissone, Casanova, Balzola e Bistagno, anche caratterizzate dalla presenza di linee di portata insufficiente e di eccessiva lunghezza, con conseguenti rischi di disservizio nell'alimentazione dei carichi;
- scarsa affidabilità del servizio elettrico nell'isola di carico compresa tra i nodi di Pallanzeno, Mercallo, Novara Sud e Biella Est correlata alle dimensioni troppo vaste della stessa, nonché alla presenza di alcuni collegamenti caratterizzati da transiti di corrente troppo elevati in ragione della loro scarsa portata;
- presenza di condizioni di scarsa affidabilità del servizio e di esigenze di razionalizzazione sulla rete subprimaria a Nord-Ovest di Torino correlata all'eccessiva estensione dell'isola di carico compresa tra i nodi di Pianezza, Leinì, Rondissone e Biella Est;
- scarsa affidabilità della rete a Sud-ovest di Torino, con particolare sofferenza di alcuni collegamenti.

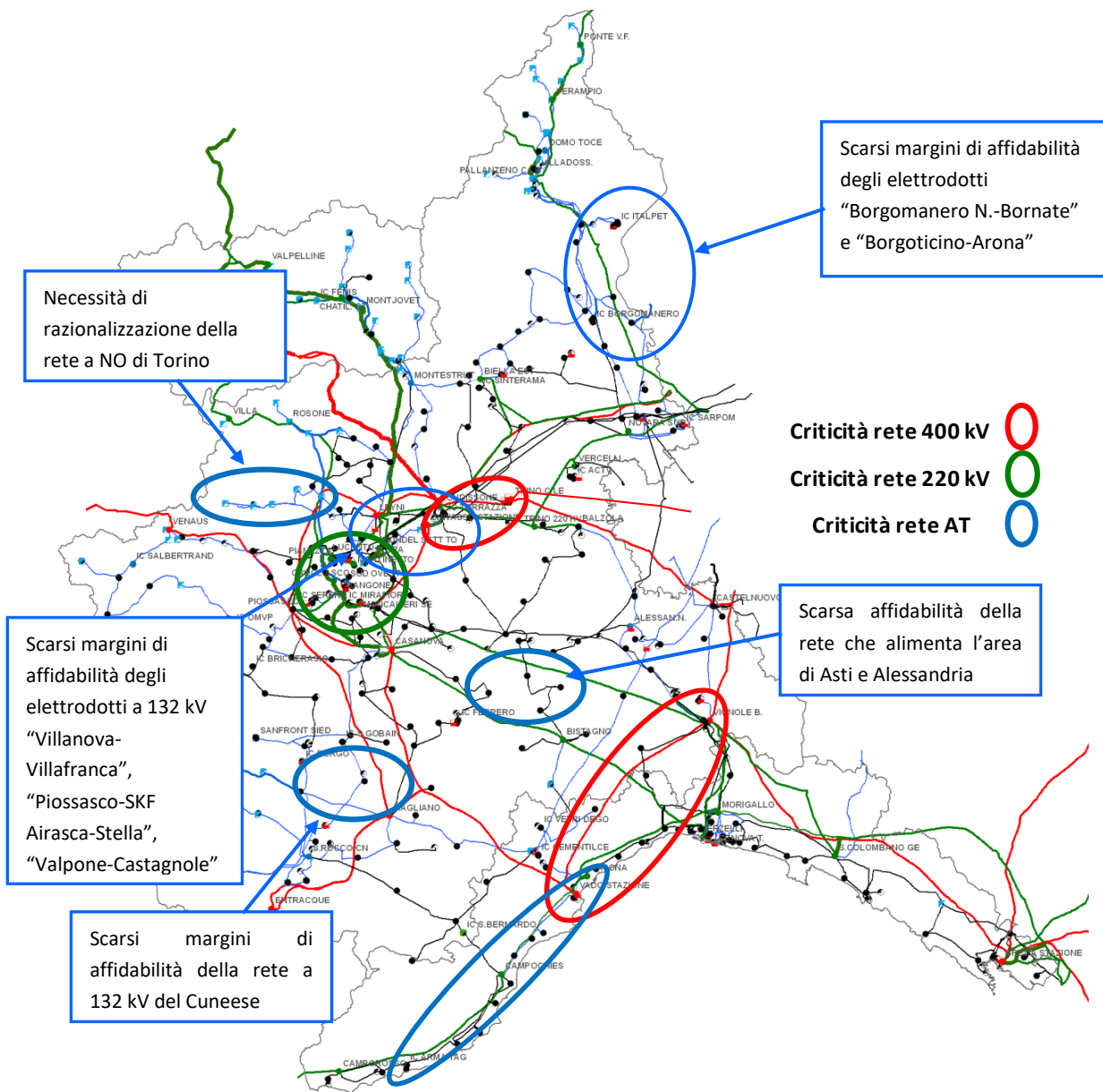


Figura 112 - Sezioni critiche sulla rete subprimaria AT (fonte dati: TERNA)

## Il Piemonte a metà del guado tra un modello di generazione concentrata e un altro di generazione distribuita

L'indiscusso processo di sviluppo che da qualche anno caratterizza anche il sistema elettrico piemontese nel verso di una progressiva transizione da un modello di generazione concentrata, verso un futuro viepiù contraddistinto dalla proliferazione dei punti di generazione da FRNP e di cogenerazione da GN o da FER, asserviti ad esigenze termiche locali, si è ormai spinto troppo oltre per consentire un ripensamento strategico ma, al tempo stesso, non ancora abbastanza per condizionare univocamente le scelte di sviluppo del sistema.



In tale situazione si possono individuare luci e ombre e mettere a fuoco criticità, così come opportunità di sviluppo connaturate allo *status quo*.

Le criticità attuali:

- rischi per l'affidabilità di porzioni di rete soggette ad elevati transiti di potenza e in condizioni di vetustà e/o scarsa portata;
- scarsa modulabilità dell'attuale parco di generazione regionale di potenza a cicli combinati alimentati a gas naturale, caratterizzato da impianti ancora poco flessibili e versatili nelle condizioni di esercizio, nonché da bruschi cali di rendimento elettrico in condizioni di carico parziale;
- progressiva riduzione delle ore/anno di funzionamento delle centrali a ciclo combinato (dalle 6-7.000 di progetto alle attuali 3.000-3.500) in ragione sia della contrazione della domanda elettrica, sia della concorrenza esercitata nelle ore "piene" del giorno dal ritiro in rete della produzione da FER;
- trasporto di quantità crescenti di energia a distanze considerevoli, pur di consentire il ritiro e l'utilizzo dell'elettricità generata da FER in aree spesso caratterizzate dalla mancata contemporaneità e compresenza di domanda e offerta;
- incremento delle perdite di rete e delle diseconomie nella gestione del sistema anche correlate al progressivo aggravarsi dei fenomeni di sovraccarico della stessa, nonché di "risalita" nelle trasformazioni del livello di tensione (da BT e MT in AT e AAT) per consentire il trasporto della produzione locale in aree di consumo lontane;
- progressiva insufficienza della rete a 132 kV nel garantire il ritiro dell'energia prodotta da impianti FER, per lo più da correlarsi all'esigenza di ritiro della produzione da una pluralità d'impianti previsti in una medesima area (come nel caso di talune vallate alpine e prealpine rispetto ad impianti idroelettrici in cascata).

Le opportunità future:

- incremento della flessibilità di esercizio degli impianti di potenza a ciclo combinato a seguito dell'effettuazione di interventi atti a consentire la modulazione del carico, senza dover subire importanti riduzioni nel rendimento elettrico;
- crescita della generazione da FER anche a seguito dell'implementazione di condizioni di rete più favorevoli al ritiro dell'energia prodotta sia agevolando taluni potenziamenti della RTN, in specie sulla rete a 132 kV, sia agevolando le condizioni atte a favorire il consumo locale della produzione avvenuta nella medesima area;
- sperimentazione su scala sempre più vasta anche a livello regionale di modelli di rete elettrica intelligente supportati da sistemi di accumulo e da una programmazione della produzione/consumo operata ad un livello sempre più prossimo al consumatore/produttore locale, ovvero alla nuova figura del "prosumer";



- rilancio dell'utilizzo dell'impianto di pompaggio di Entracque, compatibilmente con i vincoli di impianto e le necessità di rete, con funzione di stoccaggio della produzione FRNP di area vasta e, al tempo stesso, di modulazione e regolazione del sistema.

## Le opportunità correlate allo sviluppo delle reti intelligenti

La crescente penetrazione nei sistemi elettrici di impianti di produzione basati sulle fonti rinnovabili non programmabili e di sistemi di generazione distribuita richiede una significativa innovazione nella gestione delle reti, sia di trasmissione, sia soprattutto di distribuzione, che consenta di integrarvi quote crescenti di "intelligenza" e flessibilità. Tali integrazioni consistono per lo più nell'implementazione di innovative funzionalità di automazione, monitoraggio e controllo della rete, che è chiamata ad evolvere da "passiva" ad "attiva", con ciò contribuendo ad ottimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta da FRNP e ad aumentare la capacità di connessione a parità di infrastrutturazione presente sul territorio, evitando la realizzazione di nuove linee funzionali al ritiro di nuova capacità produttiva.

Declinando il concetto generale in interventi concreti, tale operazione implica l'affiancamento alla rete distributiva di sistemi abilitanti ICT, che consentano di far dialogare in tempo reale la produzione locale con le esigenze locali di consumo, di energy storage system presso gli impianti di produzione e i nodi della rete elettrica, nonché di sistemi di misurazione intelligente dei consumi degli utenti finali, compatibili con esigenze di lettura in tempo reale e con la gestione dei contratti a distanza.

Nell'ambito di tali configurazioni va assumendo sempre maggiore importanza l'implementazione delle tecnologie di accumulo dell'energia elettrica, capaci di esercitare un ruolo fondamentale per la sostenibilità economica, tecnica e ambientale del sistema elettrico attuale e futuro. A questo proposito, una delle modalità di accumulo che appare consolidare benefici di carattere economico e ambientale particolarmente significativi è rappresentato dalla mobilità elettrica. In una prospettiva non molto lontana, ogni auto elettrica – collegata in rete durante la fase di ricarica e di parcheggio – potrà mettere a disposizione del sistema elettrico una frazione della propria energia e contribuire a fornire i servizi di rete come ogni altro accumulatore. La peculiarità, e al tempo stesso la valenza di tale scenario, risiedono nell'estrema mobilità dell'accumulo e nella ridotta capacità di ogni accumulatore.

Le applicazioni dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico sono poi ben note. Esse vanno dalla valorizzazione economica dello spostamento nel tempo dell'utilizzo dell'energia accumulata (*time shift*), all'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili; e ancora, al differimento degli investimenti di rete e alla gestione delle congestioni.

Al di là di una puntuale analisi dei benefici correlabili alle applicazioni sopra citate, la diffusione di reti intelligenti (*Smart Grids*) rappresenta un obiettivo strategico verso il cui conseguimento il sistema Piemonte dovrà indirizzarsi da subito con decisione, insieme con l'avvio del processo di promozione e sviluppo sul territorio delle forme di autoconsumo singolo e collettivo, tra cui le Comunità energetiche, ai sensi della Direttiva 2018/2001 e della legge regionale n. 12/2018. Come tale, esso costituisce anche uno snodo indispensabile per correlare l'utilizzo e la valorizzazione della produzione da FRNP all'efficienza energetica nei sistemi integrati edificio-impianto, in un'ottica di conseguimento degli



obiettivi regionali di decarbonizzazione dell'economia e dei territori in linea con gli indirizzi della Proposta di PNIEC.

La diffusione di prime applicazioni a territori circoscritti di soluzioni sperimentali di gestione intelligente della rete, associate a forme di aggregazione dell'autoconsumo collettivo (Comunità energetiche), in grado di interessare complessivamente almeno una quota pari al 10% del territorio regionale al 2025, dovrà contemplare in Piemonte casi-pilota afferenti sia alla dimensione urbana (*smartcity*), sia a quella correlata alle aree interne di carattere extraurbano, rurale e/o montano (*smart community*). I benefici attesi sono così sintetizzabili:

- favorire l'ulteriore sviluppo di fonti energetiche rinnovabili sia in aree urbane, sia rurali/montane;
- garantire sicurezza e affidabilità del sistema elettrico in presenza di un impatto sempre più significativo degli impianti di generazione distribuita da FER;
- predisposizione di infrastrutture abilitanti per servizi e progetti integrati;
- miglioramento dell'efficienza energetica grazie ad una sempre più marcata correlazione tra carico e generazione;
- abilitazione a nuove opportunità di servizi innovativi per i cittadini;
- monitoraggio evoluto della rete elettrica e di altri dati ritenuti d'interesse;
- riduzione dell'impatto ambientale correlato alla minore esigenza di realizzare nuove cabine e linee elettriche;
- riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in ragione del contributo all'integrazione di FER, alla diffusione della mobilità elettrica, alla riduzione delle perdite di rete nonché alla razionalizzazione dei consumi energetici;
- creazione di un indotto economico-produttivo a livello locale.

## **Gli obiettivi di sviluppo di Terna: i principali interventi programmati sulla RTN piemontese**

I principali obiettivi che informano di sé gli interventi di sviluppo della porzione di RTN piemontese ricompresi nella pianificazione<sup>56</sup> di Terna sono:

- ridurre le congestioni di rete presenti allo stato attuale sia nei collegamenti in AAT, sia in quelli in AT, al fine di favorire i transiti di ingenti quantità di energia sia in ambito regionale, sia extraregionale, minimizzando i rischi di distacco dei carichi, di limitazioni della produzione e di diseconomie del sistema;

<sup>56</sup> Lo strumento d'elezione della pianificazione della rete elettrica di Terna SpA è l'annuale Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale caratterizzato da un orizzonte temporale di lungo periodo (decennale). Su tale Piano la Regione Piemonte esprime annualmente il proprio parere.



- incrementare la capacità di scambio di energia elettrica con l'estero, favorendo lo sviluppo e il potenziamento delle interconnessioni internazionali, al fine di agevolare a livello comunitario la piena affermazione del mercato unico dell'energia elettrica;
- migliorare le condizioni di continuità e qualità del servizio elettrico nei confronti dell'utenza;
- incrementare la sicurezza nell'esercizio della rete in condizioni N-1<sup>57</sup>;
- favorire la rimozione dei vincoli esistenti al ritiro della produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati da FER.

A fronte di siffatti obiettivi, le tipologie d'intervento a cui si ricorre più comunemente sono le seguenti:

- realizzazione di nuovi elettrodotti o potenziamento di linee esistenti, al fine di decongestionare la rete e favorire il transito dell'energia, creando condizioni di mutua riserva sulla rete stessa;
- ampliamento e potenziamento di stazioni elettriche esistenti, che può riguardare l'installazione di ulteriore potenza di trasformazione fra diversi livelli di tensione, l'installazione di apparecchiature per migliorare la flessibilità di esercizio o l'aggiunta di nuovi stalli per la connessione di linee, utenze e centrali;
- realizzazione di nuove stazioni elettriche di trasformazione, utili ad aumentare le interconnessioni fra reti a tensioni diverse, inserendo così ulteriori punti di alimentazione (ovvero iniezioni di potenza) sulla rete a tensione minore;
- razionalizzazioni di rete mediante la sostituzione di impianti obsoleti con elementi nuovi caratterizzati da maggiori potenzialità e il contestuale decongestionamento del territorio rispetto alla presenza di una molteplicità di infrastrutture lineari vetuste e di scarsa capacità di trasporto.

Gli interventi di sviluppo, di seguito descritti, sono articolati in due sezioni, la prima dedicata alle nuove esigenze di sviluppo della rete riguardanti il territorio piemontese, la seconda relativa alle opere previste nei precedenti Piani di Sviluppo.

### ***Nuove esigenze di sviluppo della rete previste dal Piano di Sviluppo 2018***

Al fine di poter garantire maggiori margini di affidabilità e sicurezza nell'esercizio della rete, sono stati pianificati interventi di adeguamento presso le stazioni a 132 kV di Novara Est e Villadossola.

### ***Esigenze di sviluppo già presenti nei precedenti Piani di Sviluppo***

Interventi sulla rete a 400 kV:

1. realizzazione della nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grand'Île (FR)-Piosasco" – opera già autorizzata;

---

<sup>57</sup> Con il termine di "condizione N-1" si suole intendere che, al venir meno di un elemento di rete, il sistema deve permanere allo stato *normale*, oppure finire in uno stato di *allerta* che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati dal Codice di rete, né disalimentazione del carico.



2. rimozione delle limitazioni della portata presenti sulla linea "Vignole B.-Vado".

**Interventi sulla rete a 220 kV:**

1. completamento della ricostruzione e potenziamento della rete in cavo a 220 kV di Torino in avanzata fase di cantiere e razionalizzazione della rete di pari tensione costituente l'anello esterno alla Città, sul quale sono inserite le stazioni di trasformazione della RTN che alimentano i carichi di Torino. Tra gli interventi si citano, tra tutti, la realizzazione del raccordo in cavo "Moncalieri-Sangone", del riassetto degli ingressi linee nella SE di Pianezza, dell'attestamento nella medesima stazione della linea "Rosone-Grugliasco" e del nuovo collegamento in cavo "Grugliasco-Pianezza";
2. razionalizzazione della rete in AT e AAT della Val Formazza;
3. ampliamento e adeguamento della SE Novara Sud.

**Interventi sulla rete a 132 kV:**

- potenziamento di alcuni collegamenti sulla rete a 132 kV a Nord-Ovest di Torino con successiva separazione dell'estesa isola di carico compresa tra le stazioni di Chatillon, Pianezza, Stura, Leini, Rondissone e Biella Est in due isole di carico meno estese, rispettivamente tra le stazioni di Stura, Pianezza e Leini, nonché tra Chatillon, Rondissone e Biella Est. Tra i principali interventi sulle linee a 132 kV figurano:
  - potenziamento della linea "Rosone-Bardonetto" ai fini di eliminare i vincoli che limitano la produzione idroelettrica negli impianti IREN della Valle Orco;
  - realizzazione del raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea in DT a 132 kV "Rosone-Torino Sud Ovest", con conseguente dismissione e recupero del tratto compreso tra la CP Balangero e Torino Sud Ovest (intervento in fase di verifica di VIA nazionale);
  - ricostruzione e potenziamento della linea "Crot-Fucine-der. Lemie";
  - ricostruzione e potenziamento della linea "Fucine-Funghera";
  - ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto "Crot-ENI SpA- der.Lemie";
  - realizzazione dello scrocio degli elettrodotti "ENI SpA- Leini" e "Ciriè-Venaria", ottenendo così le due nuove linee "ENI SpA-Venaria" e "Ciriè-Leini";
  - ricostruzione dell'elettrodotto "Rivoli-Paracca- der.Metro".
- potenziamento della rete a 132 kV nelle province di Asti e Alessandria. Tra i principali interventi figurano:
  - rimozione dei vincoli di portata sulle linee Bistagno-Canelli", "Incisa-Montegrosso", "Asti Sud-Montegrosso" e "Asti Nord-Asti Sud";
  - potenziamento dell'elettrodotto "Balzola-Valenza";
- rinforzo della rete a 132 kV a Sud di Torino:
  - rimozione limitazioni della linea "Piosasco-Airasca-SKFAirasca-Stella";
  - rimozione limitazioni della linea "Casanova-Poirino-Villanova" (completato);



- rimozione limitazioni della linea "Casanova-Valpone" (completato);
- rimozione limitazioni della linea "Valpone-Castagnole";
- rimozione limitazioni della linea "Villanova-Villafranca";
- potenziamento della rete a 132 kV della provincia di Cuneo:
  - realizzazione del nuovo elettrodotto "CP Fossano-Magliano Alpi" in fase autorizzativa;
  - realizzazione in loc.tà Murazzo dello "scrocio" tra le linee "Fossano-Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi-Busca", ottenendo così le nuove linee "Magliano Alpi-Michelin Cuneo" e "Busca-Fossano";
  - rimozione limitazioni dell'elettrodotto "Magliano-Ceva-Carrù-Cairo".
- potenziamento della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella:
  - potenziamento della linea "Borgomanero Nord-Bornate";
  - potenziamento della linea "Borgoticino-Arona";

### **Gli obiettivi di riequilibrio territoriale della RTN oggetto di accordi tra Regione Piemonte e Terna S.p.A.**

Nell'ambito dell'Accordo Programmatico sottoscritto tra Regione Piemonte e Terna S.p.A. il 27 febbraio 2008 contenente gli indirizzi condivisi per lo sviluppo della rete sul territorio regionale, successivamente affinati per quanto concerne l'area metropolitana dal Protocollo d'Intesa tra Regione Piemonte, Terna e Comune di Torino del 12 giugno 2009, è stata condivisa la necessità di implementare le opportunità di razionalizzazione e riequilibrio territoriale della stessa, al fine di rendere compatibile il carico territoriale esercitato dalla RTN in una prospettiva di successivo ulteriore sviluppo. Tra gli interventi condivisi dalle Parti quali prioritari, e pertanto da inserirsi a tutti gli effetti tra gli impegni programmatici assunti dalla Società elettrica sul territorio piemontese si evidenziano in particolare i seguenti:

- interrimento lungo la viabilità esistente delle linee a 220 kV che interferiscono con il Parco urbano Mario Carrara di Torino (più comunemente denominato Parco della Pellerina) - opera completata;
- interrimento delle linee a 220 kV T.216 e T.217 nel tratto ricompreso tra l'intersezione con la Tangenziale di Torino e C.so Francia e la Stazione elettrica di Pianezza secondo le indicazioni concertate tra Regione Piemonte e Comuni di Rivoli, Pianezza e Alpignano - intervento in fase realizzativa;



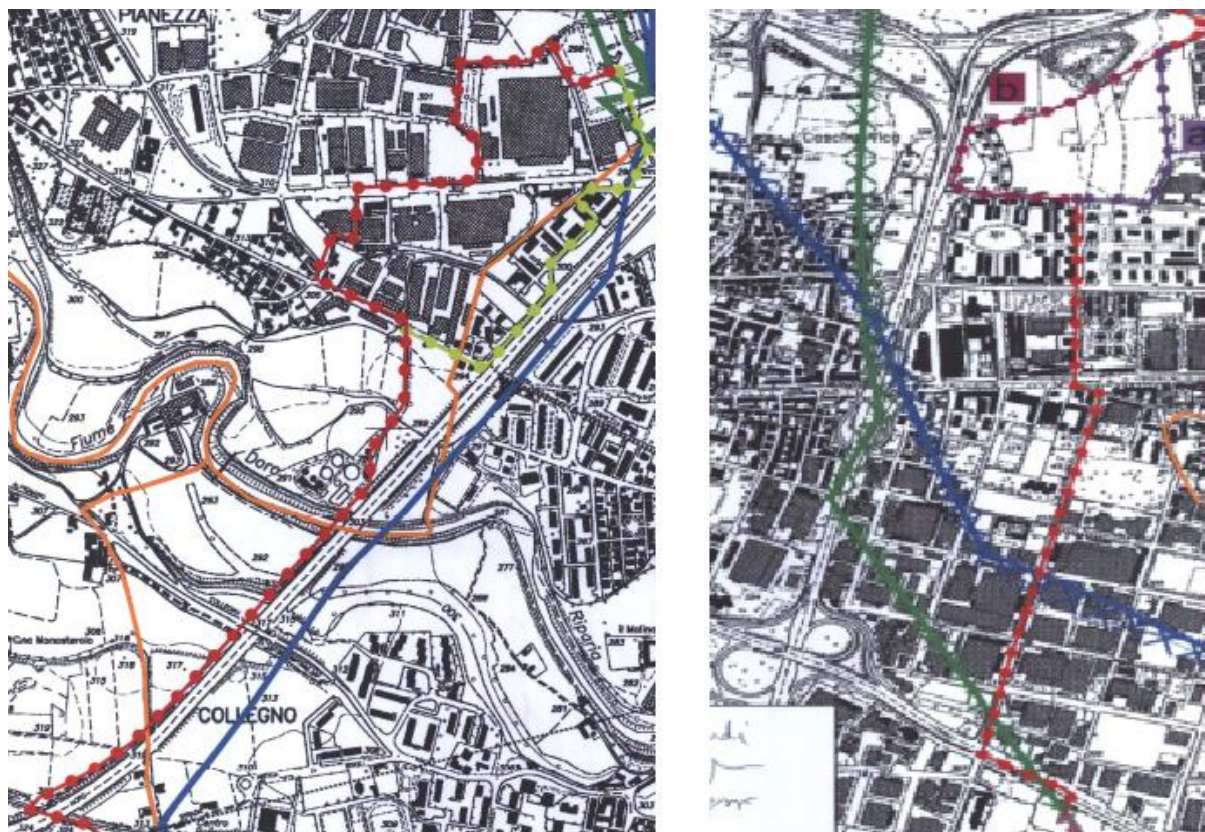


Figura 113 - Cartografia allegata al Verbale d'intesa del 2010 contenente le alternative di tracciato e le previsioni di dismissione dei tratti di linea aerea (fonte dati: TERNA)

- attestamento delle linee T. 919-920 "Rosone-Torino Sud-ovest" alla CP di Balangero e rimozione del tratto ricompreso tra i Comuni di Corio e Grugliasco - intervento in fase autorizzativa.

Gli indirizzi di carattere generale contenuti nel citato Accordo Programmatico in merito alle esigenze di accompagnamento dello sviluppo di rete ad un'azione di razionalizzazione e riequilibrio territoriale della stessa, soprattutto nelle aree contraddistinte dalle più forti criticità nella convivenza tra le infrastrutture elettriche e il territorio, sono poi stati implementati con l'individuazione di specifici interventi sul territorio regionale, nell'ambito del protocollo d'Intesa conclusivo della fase di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) sul nuovo collegamento a 380 kV tra Trino V.se e Lacchiarella, siglato tra Regione Piemonte e Terna S.p.A il 27 maggio 2009. In tale Protocollo, infatti, è stata prevista la realizzazione di interventi di compensazione di area vasta del carico territoriale atteso dalla nuova infrastruttura in progetto, come rappresentato nella tabella seguente:

Intervento	Lunghezza	Stato dell'opera
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV nel tratto "Ponte-Verampio"	22 km	Ricompreso nel progetto di Razionalizzazione rete della Val Formazza in fase di riavvio



Intervento	Lunghezza	Stato dell'opera
Interramento della linea a 132 kV "Ponte-Fondovalle" in Comune di Formazza	4,5 km	Ricompreso nel progetto di razionalizzazione rete della Val Formazza in fase di riavvio
Variante in cavo per l'ingresso alla CP di Tortona della linea a 132 kV "Tortona-San Bartolomeo"	6 km	Da avviare ad iter autorizzativo
Demolizione della linea a 132 kV Edison Novara-Nerviano	13,5 km	Da effettuare (proprietà Edison)
Completamento dell'interramento della linea a 132 kV "Borgomanero Nord-Borgomanero Est"	3,5 km	Da avviare ad iter autorizzativo
Variante in cavo della linea a 132 kV "Mercallo-Cameri"	23 km	In fase realizzativa
Demolizione del collegamento a 220 kV non utilizzato tra le linee "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	2,5 km	In fase realizzativa
Realizzazione in cavo del tratto tra la CP Fossano e lo Stura di Demonte nell'ambito del progetto di nuovo elettrodotto "Fossano_Magliano Alpi"	4,5 km	In fase autorizzativa

Tabella 47 - Interventi previsti da TERNA sul territorio regionale

I sopra elencati interventi sono anch'essi da considerarsi tra gli impegni programmatici assunti da Terna sul territorio piemontese, di cui se ne sollecita la realizzazione.

## Gli indirizzi di piano e i criteri localizzativi per le nuove infrastrutture

Indirizzi generali:

- favorire lo sviluppo della RTN sul territorio piemontese, massimizzando le opportunità di razionalizzazione della rete esistente e riducendo le attuali pressioni territoriali;
- promuovere l'accelerazione degli iter autorizzativi non ancora avviati concernenti le opere di razionalizzazione e riequilibrio territoriale oggetto di specifici accordi intercorsi tra Terna e la Regione Piemonte, di cui al precedente paragrafo 4;
- implementare e aggiornare la banca dati inerente allo stato della RTN in Piemonte, quale importante strumento conoscitivo utile a massimizzare l'efficacia del processo di valutazione delle scelte pianificatorie e localizzative inerenti al territorio regionale.


**Indirizzi specifici:**

- favorire lo sviluppo delle interconnessioni elettriche in programma, che interessano il territorio piemontese, unitamente ai rinforzi della rete in AAT che si rendono necessari al vettoriamento della maggiore potenza in ingresso, anche mediante l'accelerazione dell'istruttoria tecnico-amministrativa funzionale al rilascio dei pareri regionali, nell'ottica di promuovere condizioni di maggiore sicurezza del sistema elettrico e di competitività del tessuto produttivo regionale e nazionale, in via condizionata al fatto che tali interventi costituiscano per il territorio piemontese occasioni di contestuale razionalizzazione e riequilibrio territoriale delle infrastrutture di rete esistenti;
- ricorrere, ove possibile, agli interventi di riclassamento a 400 kV della rete a 220 kV esistente, al fine di soddisfare le esigenze di potenziamento della RTN in Piemonte senza aggravare lo stato dell'arte relativo al consumo di territorio e alle interferenze in atto con l'edificato;
- promuovere il potenziamento e la magliatura della rete subprimaria a 132 kV, nonché il processo di separazione e riduzione dell'estensione territoriale di alcune attuali "isole di carico" troppo estese, favorendo soluzioni che privilegino la ricostruzione di elettrodotti esistenti e la contestuale risoluzione di criticità e interferenze puntuali con l'edificato e specifici elementi di pregio venutesi a creare nel tempo;
- confermare, secondo quanto già espresso dalla dgr n. 19-5515 del 19 marzo 2007, la necessità di applicare sia alla pianificazione elettrica (e alla conseguente progettazione degli interventi di sviluppo), sia a quella urbanistica dei Comuni, tutte le misure di mitigazione dei campi elettromagnetici che, oltre al rispetto dei limiti fissati dalla normativa (Legge n. 36/2001 e decreti attuativi), siano compatibili con il principio della *prudent avoidance*<sup>58</sup>, così come raccomandato dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), al fine di ridurre l'esposizione dei ricettori per i quali sia stata valutata l'esposizione a valori di campo magnetico compresi tra 0,5 e 3 micro tesla;
- favorire gli adeguamenti e gli sviluppi della rete elettrica nella sua interezza, ovvero anche nella componente della distribuzione, al fine di consentire la piena valorizzazione della generazione distribuita in prevalenza da FER, e di favorire il più possibile il consumo a livello locale dell'energia prodotta localmente, mediante lo sviluppo delle forme di autoconsumo singolo e collettivo, quali le Comunità energetiche;
- favorire la diffusione di modelli di *Smart Grids* tesi a coniugare l'implementazione di tecnologie abilitanti con soluzioni di mobilità sostenibile e interventi di efficienza energetica. Si considera target minimo l'estensione al 2025 della sperimentazione di modelli di Smart Grids ad almeno il 10% del territorio regionale;

<sup>58</sup>Tale principio, come indicato nel promemoria dell'OMS sulle politiche cautelative per i campi elettromagnetici e la salute pubblica pubblicato nel 2000, prevede la realizzazione di misure semplici, facilmente realizzabili e di costo basso o modesto per la riduzione dell'esposizione del pubblico, anche in assenza di certezze relativamente al rischio, purché non vengano compromessi i benefici sulla salute, sociali ed economici dell'utilizzo dell'energia elettrica.



- favorire lo sviluppo sul territorio delle infrastrutture di rete in AT, costituenti "opere connesse" agli impianti di generazione da FER, tese a consentire il ritiro sulla RTN della produzione elettrica da una pluralità d'impianti (artt. 4 e 16 del D.Lgs. 28/2011). Promuovere il ricorso a forme di progettazione partecipata che adottino la medesima metodologia di analisi/valutazione preventiva delle ipotesi localizzative adottata nella VAS del PdS della RTN, sia ai fini dell'analisi e della successiva individuazione della soluzione localizzativa preferenziale a livello di "corridoio ambientale", sia per la concertazione di "fasce di fattibilità di tracciato" all'interno del corridoio preferenziale precedentemente individuato. Al fine di consentire una corretta applicazione di tale metodologia, promuovere la presentazione da parte di Terna, e non da parte di operatori della Distribuzione elettrica, dei progetti correlati ai raccordi in AT alla RTN esistente;
- confermare il ruolo centrale svolto dall'espressione del parere regionale sui contenuti della pianificazione elettrica della RTN (art. 36 D.Lgs. 93/2011) e dalla Valutazione Ambientale Strategica del Piano di Sviluppo, quali momenti di partecipazione al processo di valutazione preventiva e di condivisione delle ipotesi localizzative delle infrastrutture di sviluppo della RTN sul territorio piemontese;
- rilanciare il processo di concertazione localizzativa delle infrastrutture programmate nel PdS della RTN anche sotto il profilo di una migliore definizione dei contenuti da correlare maggiormente agli esiti della VAS, raccomandando la riduzione dei tempi tra il momento della chiusura delle intese a livello territoriale e quello della progettazione dell'intervento e dell'avvio del processo autorizzativo.

## Le azioni

Definizione di Accordi quadro programmatici tra Regione e TERNA, nonché tra regione e soggetti distributori dell'energia elettrica (ENEL e IREN) aventi rispettivamente i seguenti obiettivi:

- per il settore della trasmissione:
  - condivisione degli indirizzi e obiettivi di sviluppo e razionalizzazione della RTN in Piemonte all'orizzonte temporale del 2030;
  - definizione di nuove modalità d'interazione della Regione nel processo di pianificazione elettrica anche mediante condivisione di un database aggiornato e georiferito della RTN in Piemonte;
  - rilancio dell'attività di concertazione delle scelte localizzative degli interventi tra la Regione, gli EE.LL. e l'Operatore elettrico proponente;
  - accelerazione del rilascio dei pareri e delle intese all'autorizzazione dei progetti di sviluppo;
  - favorire la diffusione di accumuli di energia elettrica e di impianti per il suo stoccaggio (in primis favorendo il rilancio dell'impianto di pompaggio di Entracque);
- per il settore della distribuzione:



- promozione di una graduale transizione verso un efficiente modello di generazione distribuita mediante azioni tese a:
- condividere indirizzi e obiettivi di sviluppo e razionalizzazione della rete distributiva in Piemonte all'orizzonte temporale del 2030;
- ridurre gli scompensi sulla rete elettrica nei nodi di interfaccia tra MT e AT in momenti di elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili e di bassi consumi;
- promuovere la sperimentazione su scala sempre più vasta di sistemi di gestione (Smart Grids) della produzione, accumulo, distribuzione e consumo dell'energia elettrica;
- promuovere la diffusione sul territorio piemontese delle Comunità energetiche, quali forme di autoconsumo collettivo, previste dalla Direttiva 2018/2001 e dalla legge regionale n. 12/2018;
- creazione di un database contenente per ciascuna "isola di carico" del sistema elettrico piemontese informazioni relative allo stato di eventuale sovraccarico della rete in AT e MT, evidenziando le aree e le porzioni di rete critiche, ai fini della localizzazione di nuova capacità di generazione, in assenza di rinforzi di rete.



## La rete del gas naturale in Piemonte

### La dipendenza dal gas naturale: un fattore di rischio negli approvvigionamenti di energia primaria

Nonostante il calo dei consumi avvenuto negli ultimi anni della recente crisi economica (con segnali di ripresa negli anni 2015 e 2016) il metano continua a rappresentare, per la centralità che riveste ancora negli impieghi domestici, nell'industria e nella generazione elettrica, una fonte energetica chiave nel nostro Paese, che costituisce, oggi, il terzo mercato europeo<sup>59</sup>.

L'Italia e il Piemonte dipendono strutturalmente dagli approvvigionamenti esteri per una quota di circa il 90% dei propri fabbisogni di gas (a fronte di una dipendenza media comunitaria pari al 70%). Questa dipendenza è andata aggravandosi negli ultimi anni, in ragione di un progressivo declino della produzione interna nazionale che, per il Piemonte, ha coinvolto i pozzi di produzione dell'area novarese. Nel 2015, a fronte di un consumo totale pari a 67,44 miliardi di metri cubi, la produzione interna nazionale ha rappresentato circa il 9,5% (circa 6,43 miliardi di metri cubi).

La dipendenza dall'estero costituisce un fattore di preoccupazione anche per le aree geopolitiche da cui provengono gli approvvigionamenti. In particolare, a livello nazionale si evidenzia una forte dipendenza dalla Russia (circa il 41% del gas importato, con un peso sui consumi complessivi nazionali di gas naturale pari al 38%) e, in misura minore, da Algeria e Libia e dai paesi del Nord Europa. Circa il 9% del fabbisogno interno è poi soddisfatto dal Gas Naturale Liquefatto trasportato dalle navi metaniere, per la maggior parte provenienti dal Qatar, ai terminali di rigassificazione presenti nel Paese.

Le possibili criticità di approvvigionamento (ad es. il rischio di sospensioni totali e prolungate delle importazioni dalla Russia o il perdurare della situazione della Libia) che rendono pressante per il sistema italiano, soprattutto dall'anno 2019, l'esigenza di rendere più sicure le importazioni secondo una logica diversificazione delle aree geopolitiche di approvvigionamento, unitamente al proposito di sfruttare la posizione baricentrica nel Mediterraneo della Penisola, quale ponte tra i continenti asiatico e africano e l'Europa per farne un elemento di forza e competitività in chiave europea, hanno indotto il Ministero dello Sviluppo Economico, in sede di Nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 a confermare l'individuazione dell'Italia quale "hub" sud-europeo del gas.

Questo macro-obiettivo, correlato sia al potenziamento delle infrastrutture lineari d'interconnessione esistenti con caratteristiche di crescente bidirezionalità dei flussi (es. potenziamento dell'interconnessione Transgas al Passo del Gries), sia alla realizzazione di nuovi gasdotti di approvvigionamento dall'area dei giacimenti del Mar Caspio e di nuove infrastrutture di rigassificazione, al fine di potenziare l'import di gas naturale liquefatto, mira al conseguimento dei seguenti obiettivi strategici:

<sup>59</sup> I dati riportati in questo paragrafo sono tratti dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 approvato con d.m. 10 novembre 2017 e dal Piano Decennale di Snam Rete Gas 2016-2025.



- garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, assicurando resilienza e capacità di reazione durante possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o forti riduzioni della fornitura;
- integrare completamente il Paese con il mercato e la rete europea, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e possibilmente di transito, offrendo servizi ad alto valore aggiunto anche ad altri Paesi;
- favorire un allineamento strutturale dei prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei, eliminando il gap competitivo per il sistema economico nazionale rappresentato dal differenziale di prezzo del gas con i mercati nord europei, contribuendo ad aumentare anche la competitività del mercato elettrico nazionale prevalentemente ancorato a impianti a ciclo combinato alimentati a gas.

Con riferimento al primo obiettivo, in particolare, la SEN 2017 sottolinea l'attuale limitatezza del margine di sicurezza del sistema italiano del gas in situazioni di picchi eccezionali di domanda, la cui riduzione, come riportato nel documento citato, è principalmente dovuta alla diminuzione della capacità massima tecnica di stoccaggio.

## **Dati relativi allo stato della domanda/offerta di gas naturale in Italia e in Piemonte.**

### **Previsioni di sviluppo**

#### ***Lo stato della domanda/offerta - Italia***

Nel corso degli ultimi anni l'Italia ha sperimentato, dapprima, una stagnazione dei consumi e, in seguito, una severa contrazione della domanda di gas naturale. In particolare, tra il 2008 e il 2014 si è registrato un decremento pari, in valore assoluto, a circa il 27%.

Analizzando in maggior dettaglio l'andamento dei consumi di gas nei diversi settori, rappresentato nella tabella successiva, si evidenzia come la forte contrazione dei consumi a livello nazionale, verificatasi nel periodo 2008-2014, abbia interessato in primo luogo il settore termoelettrico (-47%). Tale contrazione è senza dubbio connessa sia al crollo della domanda elettrica correlato alla crisi economica sia al regime di elevati prezzi del gas naturale - che ha reso più conveniente ridurre la generazione nel parco centrali nazionale mantenendo elevati i livelli d'import di energia elettrica regolati da contratti *take or pay* - sia alla concorrenza esercitata dalla crescente generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Una contrazione rilevante (anche se più contenuta in termini percentuali) si è registrata nello stesso periodo anche nel settore industriale, nel quale la riduzione registrata è stata pari al 18%, da correlarsi al ciclo economico negativo.

Il settore che, invece, con riferimento agli anni più recenti (2015-2016) ha sostanzialmente mantenuto il proprio peso specifico in termini di domanda, pur nel rispetto delle fisiologiche oscillazioni dei livelli di consumo correlate alla variabilità climatica annuale, è quello del residenziale e terziario dove, peraltro, negli anni successivi al 2005, sono state implementate significative politiche volte



all'incremento dell'efficienza energetica degli edifici (sia dal punto di vista normativo sia di strumenti di sostegno e incentivi).

Negli anni 2015 e 2016 si è assistito nuovamente, a livello nazionale, ad una crescita della domanda di gas (rispettivamente pari al 9,1 e al 14,5% rispetto al 2014). Nel 2016, in particolare, i consumi totali si sono attestati su un valore di 70,9 miliardi di Sm<sup>3</sup>, con un incremento dovuto soprattutto ai settori termoelettrico e, in misura minore, residenziale e terziario.

Settore	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2019	2025
Residenziale e terziario	30,2	30,2	33,9	30,8	31,0	31,1	25,7	29,0	28,9	28,4	27,4
Industria	21,2	18,6	16,5	16,2	15,7	15,5	15,3	14,9	15,6	15,2	14,4
Autotrazione	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	2,1	6,3
Termoelettrico	31,5	33,9	30,1	28,2	25,3	20,6	17,9	20,6	23,3	22,7	26,8
Consumi e perdite	1,0	1,5	1,8	1,8	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,4
<b>Totale Italia</b>	<b>84,5</b>	<b>84,9</b>	<b>83,1</b>	<b>77,9</b>	<b>74,9</b>	<b>70,1</b>	<b>61,9</b>	<b>67,5</b>	<b>70,9</b>	<b>70,6</b>	<b>77,3</b>

Tabella 48 - Andamento della domanda di gas in Italia e previsioni future (in miliardi di Sm<sup>3</sup>) (fonte dati: SNAM Rete Gas)

### Italia - andamento dei consumi di gas per settore e previsioni al 2019 e 2025

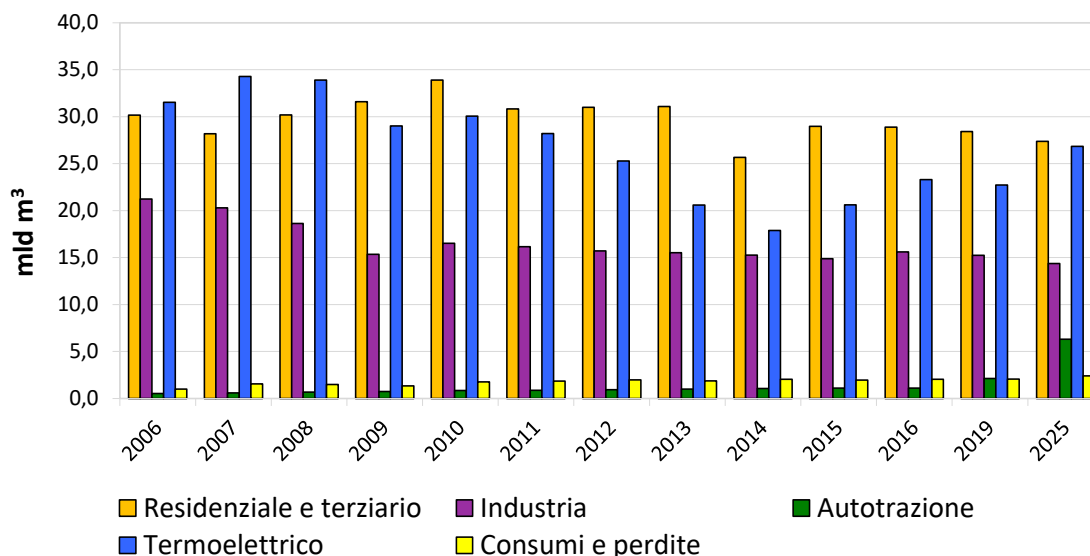


Figura 114 - Andamento dei consumi di gas in Italia per settore (fonte dati: SNAM Rete Gas)

### Le previsioni di sviluppo della domanda/offerta - Italia

La severa battuta d'arresto registrata dai consumi di gas naturale nel corso degli anni dal 2008 al 2014 (con il citato parziale recupero nel biennio 2015/2016) ha determinato un mutamento strutturale nell'assetto e nelle previsioni di crescita del settore.





Se la progressione dei consumi sperimentata alla fine degli Anni Novanta del secolo scorso aveva spinto gli analisti a fissare al 2010 l'orizzonte temporale in cui i volumi di gas richiesti sul mercato nazionale avrebbero superato i 90 miliardi  $\text{Sm}^3$ , oggi le prospettive si sono ridimensionate in modo significativo, richiedendo una maggiore cautela nel prefigurare le analisi di scenario.

A tale riguardo Snam Rete Gas, nell'ambito del Piano decennale di Sviluppo delle Reti di Trasporto di gas naturale 2016-2025 prevede, all'orizzonte temporale del 2025, un consumo di gas sulla rete nazionale pari a 77,3 miliardi di  $\text{Sm}^3$ , con un aumento medio annuo nel periodo 2015-2025 pari all'1,4%, da attribuirsi quasi interamente alla ripresa dei consumi legati alla generazione termoelettrica (+ 30% nel periodo considerato), e al balzo dei consumi previsti per l'autotrazione (+474%).

Di contro, nel comparto industriale si prevede, nel medesimo periodo, un decremento pari al 3,4% mentre, per il settore residenziale e terziario, le previsioni mostrano un decremento complessivo al 2025 del 5,3% (come probabile risultato delle politiche di efficienza energetica e alla crescente quota di utilizzo di FER).

Per quanto concerne, invece, le previsioni dell'offerta, Snam Rete Gas stima nel decennio 2015-2025 un incremento delle importazioni di gas ad un tasso di crescita medio annuo pari al 2,1% e una ripresa della produzione nazionale (11,7 miliardi di  $\text{Sm}^3$  al 2025, con una crescita dell'83% nel periodo esaminato). Nel contempo, nuovi progetti di sviluppo sulle infrastrutture di importazione consentiranno l'avvio di flussi bidirezionali transfrontalieri con una notevole crescita delle esportazioni nel decennio, pari ad una variazione media annua del 34%, e flussi in uscita pari a circa 5,1 miliardi di  $\text{Sm}^3$  al 2025.

Lo sviluppo delle capacità di trasporto pianificato da Snam Rete Gas all'orizzonte temporale del 2025 consentirà la copertura della domanda prevista in Italia. Nel grafico sottostante – tratto dal Piano decennale di Snam rete Gas 2016-2025, sono rappresentate la capacità totale di trasporto e il coefficiente di utilizzo, ossia il rapporto tra il fabbisogno di importazione e la capacità totale. In particolare, nello scenario oggetto di pianificazione Snam Rete Gas considera l'ipotesi che a partire dal 2019 sia iniziata l'esportazione di gas dai punti di uscita verso nord con volumi crescenti fino a circa 5 miliardi di  $\text{Sm}^3$  al 2022.

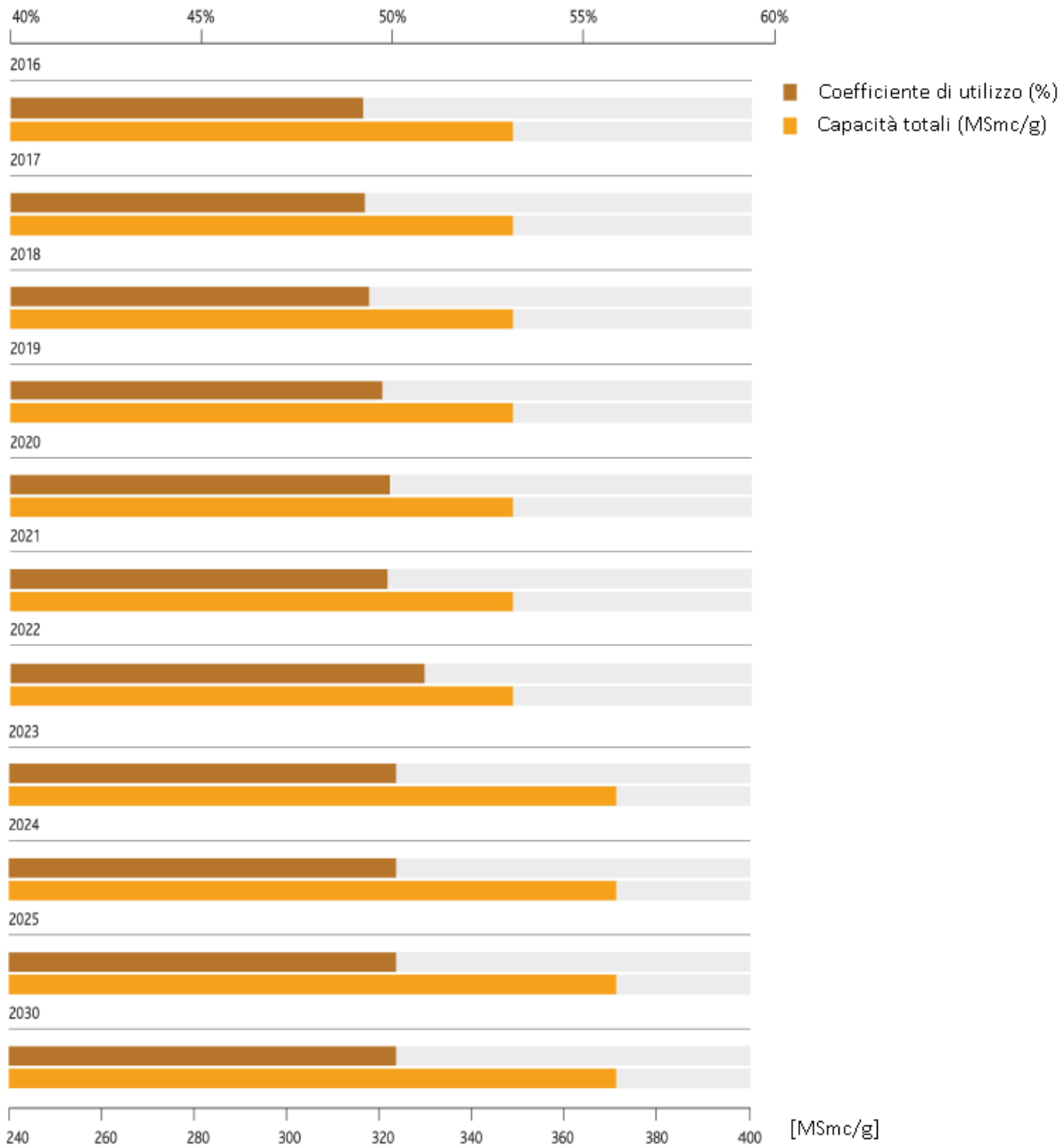


Figura 115 – Copertura annuale della domanda, 2016-2025 (fonte dati: tratto da Piano Decennale SNAM Rete Gas)

**Lo stato della domanda/offerta – Piemonte**

Così come sopra riportato per la situazione complessiva italiana, la curva di evoluzione della richiesta di gas sulla rete piemontese evidenzia un trend di riduzione della domanda che, a seguito del picco raggiunto nel 2008 con un consumo di 8,58 mld di Sm<sup>3</sup>, ha progressivamente iniziato la fase discendente registrando un valore minimo pari a 6,33 mld di Sm<sup>3</sup> nel 2014, con una riduzione in termini di valore assoluto pari al 26%, praticamente pari a quella registrata a livello nazionale (27%). Anche a



livello piemontese, negli anni 2015 e 2016 si è assistito ad una crescita della domanda di gas (rispettivamente pari all'11,9% e al 19,5% rispetto al 2014) più marcata di quella nazionale.

L'analisi di dettaglio circa l'andamento dei consumi nei settori degli usi finali rivela tuttavia alcune peculiarità proprie del sistema piemontese, che evidenziano talune marcate differenze rispetto al trend nazionale sopra illustrato. E' questo il caso del settore termoelettrico, in cui si registra il principale disallineamento tra il dato piemontese e quello nazionale.

In tale settore, infatti, mentre la riduzione dei consumi nella generazione elettrica a livello nazionale è pari, nel periodo 2008-2016, al 31%, il Piemonte registra una flessione molto meno marcata (-13%). Questa differenza, in realtà, è motivata da tre elementi di fondo:

- un'età media molto giovane del parco di generazione piemontese di potenza, rispetto a quella più datata del parco nazionale, per cui si motiva la maggiore tenuta dei consumi regionali nel comparto della generazione elettrica;
- il maggior rendimento elettrico delle centrali a ciclo combinato piemontesi rispetto al rendimento medio del parco di generazione nazionale, requisito quest'ultimo che motiva il maggior numero di ore/anno di esercizio delle centrali piemontesi secondo il criterio di dispacciamento di merito economico;
- l'ulteriore priorità nel dispacciamento degli impianti a ciclo combinato piemontesi in quanto gli stessi alimentano, per una buona parte, reti di teleriscaldamento.

Per quanto concerne il settore industriale, la variazione del dato di consumo regionale nel periodo 2008-2016 rivela una diminuzione pari al 16%. Va tuttavia evidenziato che le dimensioni di questa riduzione potrebbero essere inferiori, in ragione del fatto che alcune attività industriali sono sicuramente alimentate tramite la rete distributiva (cfr. voce "impianti di distribuzione") insieme alla totalità dei settori residenziale e terziario.

### Piemonte - andamento della domanda di gas e previsioni al 2019 e 2025

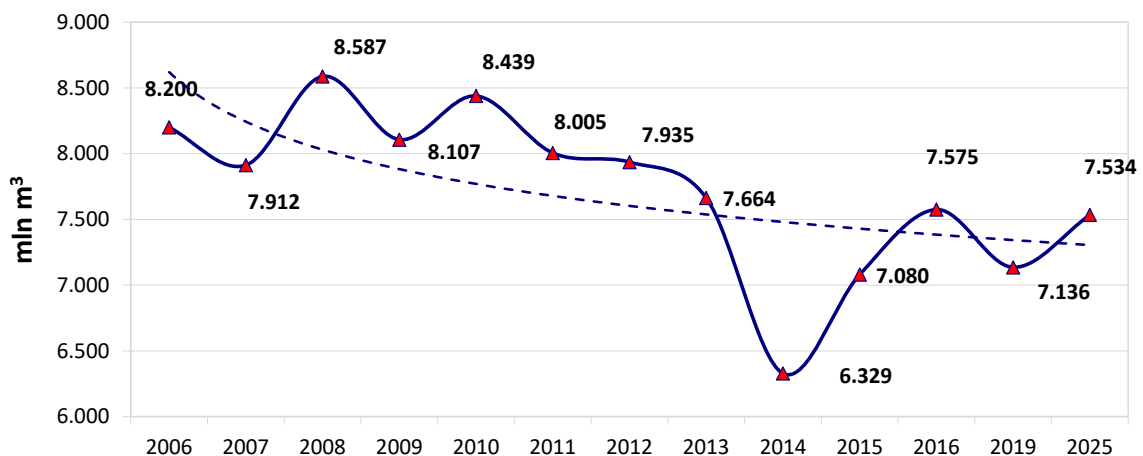


Figura 116 - Andamento della domanda di gas e previsioni al 2019 ed al 2025 (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati SNAM Rete Gas)



### Piemonte - andamento della domanda di gas per settore di utilizzo e previsioni al 2019 e 2025

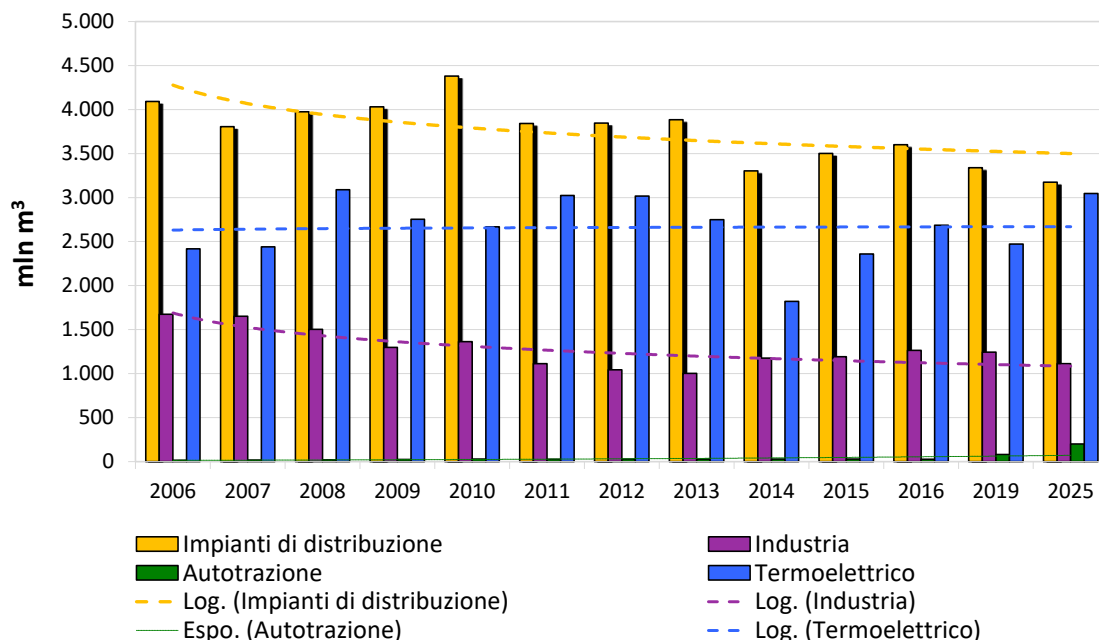


Figura 117 - Andamento della domanda di gas per settore di utilizzo e previsioni al 2019 ed al 2025 (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati SNAM Rete Gas)

### Piemonte - andamento della domanda di gas per settore di utilizzo e previsioni del trend al 2019 e 2025. Variazioni % rispetto all'anno base

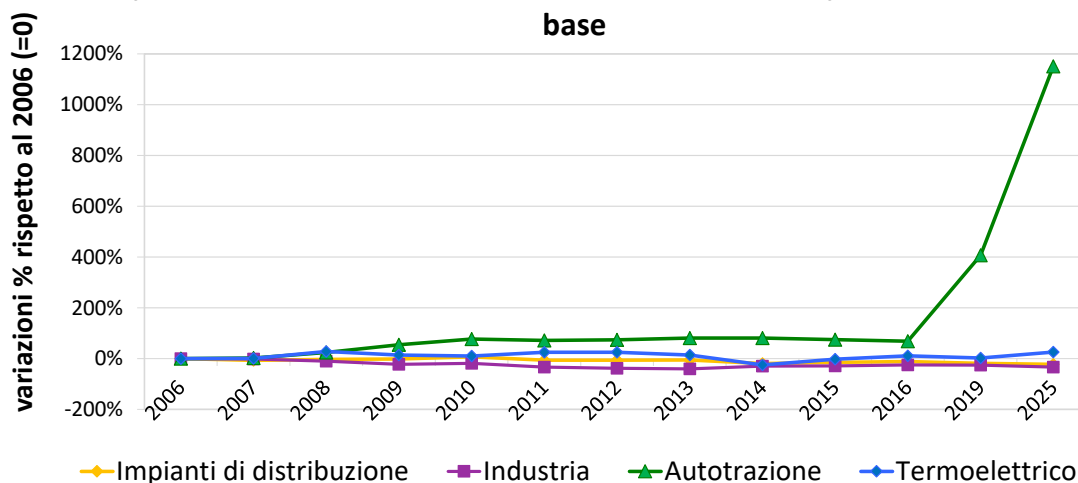


Figura 118 - Andamento della domanda di gas per settore di utilizzo - variazione % sull'anno base (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati SNAM Rete Gas)



Per quanto riguarda lo stato dell'offerta di gas naturale in Piemonte, la tabella seguente sintetizza la provenienza dei flussi che soddisfano la richiesta di gas sulla la rete, evidenziando altresì i saldi con le contermini regioni Liguria e Valle d'Aosta.

Volumi di gas in transito nel 2016	
<b>Consumi (mld m<sup>3</sup>)</b>	
Consumo Regione Piemonte	7,6
Transito per Regione Val d'Aosta	0,1
Transito per Regione Liguria	1,3
Totale fabbisogno	9
<b>Disponibilità (mld m<sup>3</sup>)</b>	
Import Passo Gries	6,7
Integrazione da Est	2,3
Totale disponibilità	9

Tabella 49 - Volumi di gas in transito nel 2016 in Regione Piemonte (fonte dati: SNAM Rete Gas)

### **Le previsioni di sviluppo della domanda/offerta – Piemonte**

Come già riportato nei grafici ai paragrafi precedenti, Snam Rete Gas stima sulla rete piemontese un trend di richiesta di gas naturale sostanzialmente stabile, nel lungo periodo, rispetto all'anno 2016. In particolare, a livello complessivo, a fronte di una diminuzione nel medio periodo (-5,8% nel 2019 rispetto ai 7,58 miliardi di m<sup>3</sup> del 2016), per l'anno 2025 si prevede un valore sostanzialmente uguale a quello del 2016, pari 7,53 miliardi di Sm<sup>3</sup>.

Analizzando nel dettaglio le previsioni per i vari settori di consumo, si segnalano, in particolare:

- una crescita percentuale molto elevata dei consumi per autotrazione (più del 600% al 2025 rispetto al 2016), in ragione di una notevole espansione dell'utilizzo di gas naturale nel settore del trasporto privato, che tuttavia costituiscono in termini assoluti una porzione molto ridotta del totale;
- una crescita del 13,5 % dei consumi nel lungo periodo per il settore termoelettrico, per il quale tuttavia nel medio periodo si prevede una contrazione, seppur di entità limitata;
- una sostanziale stabilità nel medio periodo e una riduzione di circa il 12% nel lungo periodo dei consumi del settore industriale;
- una riduzione sia nel medio sia nel lungo periodo (12%) dei consumi correlati alle reti distributive, ovvero delle utenze dei settori residenziale, terziario e della piccola impresa sia artigianale sia industriale, in ragione, probabilmente, degli effetti attesi dall'implementazione delle politiche nazionali e regionali di efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia primaria.

Per quanto concerne, invece, l'offerta e la disponibilità di gas sulla porzione di rete di trasporto piemontese s'intravede la possibilità dell'insorgenza di qualche criticità nel brevissimo periodo, in cui



per ammissione della Società Snam Rete Gas i margini di disponibilità della risorsa gas naturale in Piemonte potrebbero non essere caratterizzati dai tradizionali margini di sicurezza, in relazione all'avvio di importanti flussi bidirezionali sul gasdotto di interconnessione del Passo del Gries, nell'ambito dei quali i volumi esportati verso l'Europa centrale controbilanceranno i volumi importati alla frontiera.

## Struttura e consistenza della rete di trasporto del gas naturale in Piemonte

La presenza della rete di trasporto del gas in Piemonte è articolata, come nel resto del Paese, in una rete di trasporto nazionale e in una rete di trasporto regionale.

La *rete di trasporto nazionale* è la rete, costituita da condotte di grande diametro, che vettoria il gas dai punti d'ingresso nel sistema (gasdotti d'importazione, impianti di rigassificazione e principali centri di produzione nazionale) ai punti d'interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti dello stoccaggio.

La *rete di trasporto regionale*, costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale alimentati da uno o più punti di immissione dalla rete nazionale, è invece la rete che permette di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici, nonché ai punti d'interfaccia e di alimentazione della rete di distribuzione.

### Consistenza della rete dei metanodotti di Snam Rete Gas (km) dati al 31/12/2016

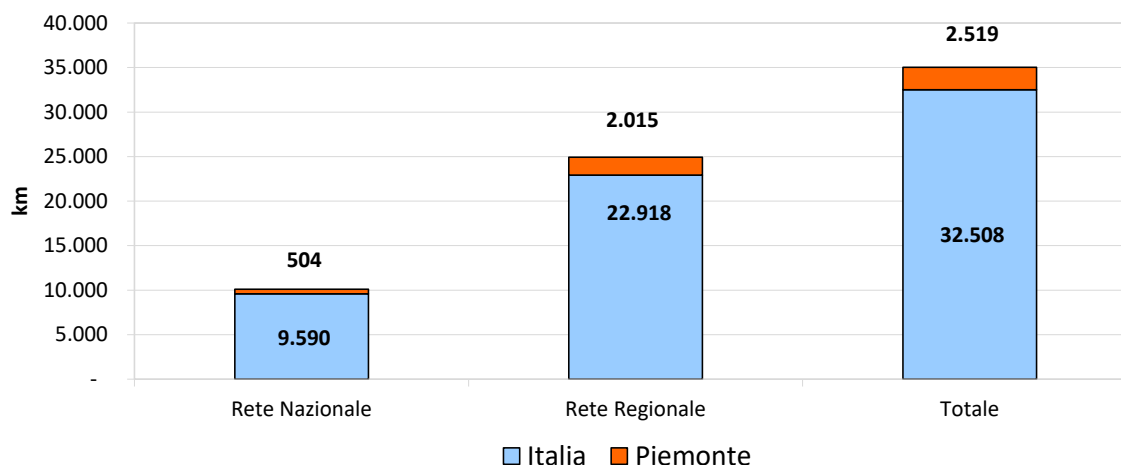


Figura 119 - Consistenza della rete dei metanodotti di Snam Rete Gas (fonte dati: SNAM Rete Gas)

Come evidenziato nel grafico precedente, il Piemonte registrava a fine 2016 sul proprio territorio 2.519 km di metanodotti della rete di trasporto, per un'estensione pari al 7,8% dello sviluppo delle infrastrutture su scala nazionale (pari a 32.508 km). Circa l'80% della rete di trasporto presente sul territorio piemontese è costituita da infrastrutture lineari della rete di trasporto regionale, che si estende per 2.015 km e a sua volta rappresenta l'8,8% dell'estensione su scala nazionale. I metanodotti

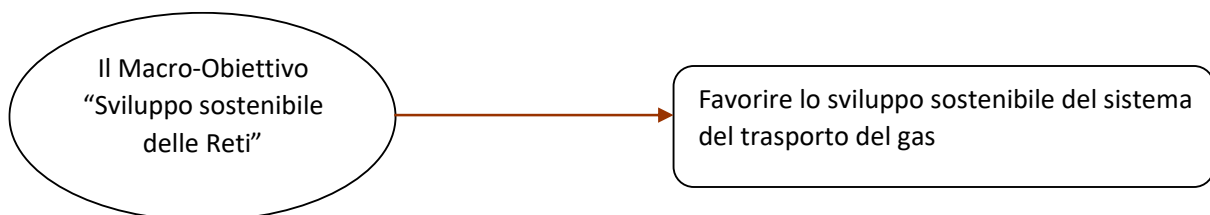


della rete di trasporto nazionale, invece, si estendono per 504 km e rappresentano il 5,25% dello sviluppo su scala nazionale. Sulla rete nazionale che insiste sul territorio regionale è presente un punto d'interconnessione (Passo del Gries – Alta Val Formazza) con la rete europea dei gasdotti tramite il quale, al momento, viene garantita l'importazione del gas del Nord Europa e, a mezzo del quale, nel medio periodo verrà organizzato il transito di importanti volumi in esportazione.

**L'analisi SWOT e l'obiettivo di Piano – rete di trasporto del gas naturale**

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presenza sul territorio piemontese di una diffusa e articolata rete di trasporto nazionale e regionale del gas;</li> <li>- presentazione anche alle Regioni del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, ai sensi del D.Lgs. 93/2011.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Assenza di un quadro di condivisione tra la Regione, le Province e gli operatori economici delle scelte localizzative dei principali interventi di sviluppo e mantenimento della rete di trasporto del gas;</li> <li>- scarsa presenza di punti di erogazione di metano per autotrazione.</li> </ul>
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sviluppo di una concertazione preventiva con Regione ed Enti locali sulla localizzazione delle nuove infrastrutture o dell'adeguamento di quelle esistenti;</li> <li>- potenziamento della rete nazionale dei gasdotti in Piemonte, anche in funzione di transito verso l'Europa continentale ("hub" del gas) del gas importato, anche secondo scelte di diversificazione degli approvvigionamenti;</li> <li>- semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative inerenti alla realizzazione dei metanodotti della rete di trasporto regionale;</li> <li>- approfondimento della regolazione del processo di immissione del biometano nella rete di trasporto del gas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le ricorrenti crisi internazionali concernenti aree geopolitiche da cui il nostro Paese dipende per il soddisfacimento dei fabbisogni di gas nei consumi finali e nella generazione di energia elettrica potrebbero comportare a breve termine carenze negli approvvigionamenti e la prospettiva di una nuova austerità energetica;</li> <li>- mancato recepimento delle infrastrutture della rete di trasporto del gas negli strumenti urbanistici degli EE.LL..</li> </ul>

A fronte della descritta situazione della rete di trasporto del gas naturale a livello regionale, l'obiettivo specifico di Piano è così rappresentato:





## Gli interventi di sviluppo previsti

Gli interventi di sviluppo sulla rete di trasporto nazionale e regionale dei gasdotti in risposta alle esigenze dettate dal mercato, dalla pianificazione sopranazionale della "European Network of Transmission System Operators for Gas" (ENTSOG) anche relativamente ai progetti d'interesse comune (PIC), nonché dalla SEN 2017 sono compendati nel "Piano decennale di Sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale", che si configura quale piano "scorrevole" con un orizzonte temporale di lungo periodo e presentato annualmente dai gestori delle reti di trasporto del gas.

Per quanto concerne il territorio piemontese hanno presentato il Piano di sviluppo per il decennio 2016-2025 tre gestori di rete: Snam Rete Gas, Metanodotto Alpino S.r.l. e Energie Rete Gas S.r.l.

I progetti di rete nazionale compresi nel Piano di sviluppo presentato da Snam Rete Gas rispondono principalmente a esigenze di potenziamento delle infrastrutture per la creazione di nuova capacità d'importazione e di esportazione. Per quanto di interesse per l'Area piemontese, occorre rammentare che nel corso del 2015 è stata completata la prima fase del progetto dedicata principalmente alla flessibilità ed alla sicurezza di alimentazione del mercato nel Nord Ovest del Paese, con la creazione di una prima disponibilità di flussi fisici per l'esportazione a partire da ottobre 2015. Il completamento di questa fase garantisce un'esportazione pari a 5 MSm<sup>3</sup>/g a Passo Gries.

La seconda fase consente, invece, di creare le condizioni di un incremento delle capacità di esportazione dal 2018. Si prevede che la capacità nel punto di uscita di Passo Gries possa salire fino a 40 MSm<sup>3</sup>/g, oppure fino a 22 MSm<sup>3</sup>/g con un contemporaneo flusso in uscita a Tarvisio fino a 18 MSm<sup>3</sup>/g. Snam Rete Gas ha programmato la realizzazione delle capacità di controflusso, oltre che per i mutati flussi fisici previsti per il mercato italiano ed europeo, anche con l'obiettivo di un maggiore grado di supporto all'Austria e alla Svizzera in caso di emergenza negli approvvigionamenti.

Per quanto concerne lo sviluppo della rete di trasporto regionale dei gasdotti l'esigenza di potenziamento risponde alle seguenti necessità:

1. potenziare la rete per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio – lungo periodo gli incrementi della domanda di gas naturale in una determinata area;
2. potenziare la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Risulta in fase di studio il seguente progetto di sviluppo della rete regionale:

- potenziamento derivazione Pinerolo – Villar Perosa DN600 mm.

Il progetto prevede la realizzazione di una condotta in seconda specie (24 bar) in sostituzione dei due metanodotti esistenti: Derivazione per Pinerolo (DN 200) e Potenziamento Derivazione per Pinerolo (DN 300); l'intero metanodotto ricade nel territorio della Regione Piemonte. L'opera, sulla quale non è stata ad oggi adottata la decisione definitiva di investimento, consentirà di potenziare la rete di trasporto regionale, ripristinando assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti, consentendo nel contempo di far fronte ad eventuali sviluppi del mercato del gas, quali quelli previsti da trasportatori terzi, la cui rete è alimentata dalle infrastrutture in oggetto, nell'alta Val di Susa.





## Gli interventi di mantenimento previsti

Rientrano tra gli interventi cosiddetti "di mantenimento" quelli finalizzati all'adeguamento tecnico della rete esistente, all'eliminazione delle interferenze con aree caratterizzate da vincoli non compatibili con le infrastrutture del gas, nonché alla razionalizzazione dei tracciati dei metanodotti esistenti rispetto alle criticità correlate al territorio. In particolare, rientrano in questa tipologia di opere gli interventi volti a:

- mantenere/ottimizzare gli standard di esercizio della rete;
- apportare migliorie in termini di sicurezza di esercizio della rete;
- mitigazione ambientale;
- adeguamento degli impianti all'evoluzione normativa.

In questa tipologia di interventi rientrano anche quelli necessari a permettere la coesistenza con opere di terzi (soggetti pubblici e privati) in progetto, quali nuove infrastrutture viarie o ferroviarie, che interferiscono con l'esistente rete di trasporto del gas naturale.

Gli interventi di mantenimento sono ricompresi nel "Piano industriale di mantenimento" che Snam Rete Gas redige con validità quadriennale.

Nella tabella seguente sono riportati (con riferimento all'anno 2017), a livello numerico e con suddivisione per Provincia, gli interventi di mantenimento previsti sulle condotte aventi diametro nominale (DN) da 100 a 850 mm.

Provincia	Autorizzazioni	
	inoltrate/ottenute	da inoltrare
AL	1	0
AT	0	2
AT-CN	0	1
BI	1	0
AL-AT	1	0
CN	2	0
NO	8	1
TO	4	4
VC	0	1
VC/NO	1	0
VCO	1	2
<b>Totale</b>	<b>19</b>	<b>11</b>

Tabella 50 - Le autorizzazioni inoltrate, ottenute e da inoltrare (fonte dati: SNAM Rete Gas)

In particolare, nell'ambito del Piano in vigore, gli interventi più significativi per dimensioni e investimenti sono i seguenti, per ciascuno dei quali si riportano le principali caratteristiche:

- Metanodotto Cavaglià – Biella (Provincia di Biella)



Realizzazione di due varianti per il rifacimento di attraversamenti fluviali e ferroviari e delocalizzazione del tracciato da aree fortemente antropizzate. Il progetto comprende anche il rifacimento dell'impianto di riduzione di Cavaglià.

La lunghezza totale dell'intervento è pari a 6,7 Km, di cui:

- Varianti DN 500 per una lunghezza di 5,5 Km;
- Rifacimenti e ricollegamenti DN vari per una lunghezza di 1,2 Km.

L'autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 è stata ottenuta a luglio 2014 e i lavori sono in fase di conclusione.

- Metanodotto Novara-Domodossola e opere connesse (Provincia di Verbania)

Le opere in progetto consistono principalmente nella realizzazione di quattro varianti DN 200 al metanodotto "Novara – Domodossola" DN 200, nei Comuni di Gravellona Toce, Casale Corte Cerro e Omegna, per una lunghezza complessiva di circa 1,2 km.

L'autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 è stata ottenuta a giugno 2016 e i lavori sono in fase realizzativa.

- Metanodotto Alessandria-Asti-Torino (Provincia di Asti)

Variante nei comuni di Dusino San Michele e San Paolo Solbrito per la delocalizzazione del tracciato da aree instabili e contestuale rifacimento dell'attraversamento ferroviario esistente.

La lunghezza dell'intervento è pari a 3,8 km.

L'autorizzazione è in corso di rilascio da parte del MiSE e l'avvio dei lavori è previsto nel 2020.

- Metanodotto Asti-Cuneo (Province di Asti e Cuneo)

L'opera prevede interventi finalizzati a rendere ispezionabile mediante "pig" l'esistente metanodotto, nei Comuni di Asti (AT) e Alba, Santa Vittoria d'Alba, Cherasco, Fossano, Centallo, Cuneo (CN).

L'istanza di autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 è in fase di presentazione.

Nella seguente tabella, con riferimento all'anno 2017, si riporta la fotografia dello stato dell'arte degli interventi di mantenimento.

REGIONE PIEMONTE – INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI					
Autorizzazione	Inizio lavori previsto	Progetto	Prov.	Diametro nominale	Lunghezza (km)
Inoltrata	Nov-18	Var. Met. Novara-Domodossola da PIL 33-39 a CR 33	NO	200/vari	1,260
Ottenuta	Gen-18	Rif. All. Comune di Domodossola	VCO	200	3,000
Ottenuta	Lug-17	Rif. Met. Derivazione per Galliate	NO	150	1,950
Ottenuta	Mar-18	Var. Met. Novara-Domodossola area urb. Briga	NO	300/100	2,200
Inoltrata	Mar-18	Rif. All. SUN di Novara	NO	100	1,000



REGIONE PIEMONTE – INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI					
Autorizzazione	Inizio lavori previsto	Progetto	Prov.	Diametro nominale	Lunghezza (km)
Da inoltrare	Apr-17	Var. Met. Novara-Domodossola da V.35-V.36 Com. Briga N.	NO	300	0,600
Da inoltrare	Giu-16	Var. Met. Cortemaggiore - Torino in Com. di Verolengo	TO	400	0,570
Da inoltrare	Apr-18	Var. All. Olivetti di Ivrea	TO	200	0,400
Ottenuta	Ago-17	Rif. Att.to Torr. Mellea Met. All. Cartiera Burgo	CN	250	0,300
Ottenuta	In corso	Var. All. SIV in Com. di Settimo T.se	TO	150	0,180
Da inoltrare	Giu-18	Var. Met. Borgosesia - Serravalle in Com. di Serravalle	VC	200	0,150
Ottenuta	In corso	Rif. All. 1^ presa Com. di Galliate	NO	100	0,050
Ottenuta	In corso	Rif. All. 2^ presa Com. di Galliate	NO	100	0,020
Ottenuta	In corso	Var. All. Confezioni Matelica in Com. di Settimo T.se	TO	100	0,015
Ottenuta	In corso	Rif. Stacco All. Fiat Avio di Torino	TO	150	0,010
Da inoltrare	Apr-18	Rif. Stacco All. Laporte Italia di Torino	TO	100	0,002
Da inoltrare	Dic-15	Real. Trappole Montanaro Aosta	TO	400/449	
Inoltrata	Apr-18	Var. All. Com. di Monastero di Vasco	CN	100	1,000
Inoltrata	Ott-18	Met. Alessandria-Torino Rif. Att.ti ferroviari	AL/AT	400/550	1,350
Ottenuta	Feb-18	Met. Romagnano - Cureggio Var. in Com. di Cureggio	NO	400	1,000
Da inoltrare	Apr-18	Met. Novara-Domodossola Var. in Com. di Pieve Vergonte	VCO	200/100	1,350
Da inoltrare	Set-18	Rif. Derivazione per Asti	AT	150	0,250
Ottenuta	In corso	Real. Trappole Montanaro Aosta Tratto: Montanaro-Perosa	TO	400/450	
Ottenuta	In corso	Met.Cavaglia-Biella:Varianti	BI	500/vari	6,751
Ottenuta	Mag-18	Met.Caltignaga-Borgomanero real.Trappole lancio e ricev. pig	NO	300/150	0,315
Ottenuta	In corso	Interferenze opere COCIV (Milano-Genova) VAR.1^ fase	AL	550/vari	3,941
Da inoltrare	Feb-19	Var. Met. AL/AT/TO - RIF.4500190/FR39.1 TO-GE DUSINO	AT	550	3,780
Da inoltrare	Mag-19	Met. AT/CN - interventi per predisposizione Piggabilità DN 300	AT-CN	300	0,100
Ottenuta	Mar-18	Met. Trino-Vercelli-Romagnano S.- Variante e Realizzazione Trappole	VC-NO	400/100	5,428

Tabella 51 - Gli interventi di mantenimento previsti da SNAM Rete Gas (fonte dati: SNAM Rete Gas)



## Indirizzi e criteri localizzativi per le nuove infrastrutture

Per quanto riguarda le competenze in materia di procedimenti autorizzativi delle nuove infrastrutture, nell'ambito del complessivo riordino delle funzioni amministrative in capo alle Province, l'art. 2, commi 2 e 2bis della legge regionale n. 23 del 29 ottobre 2015 (in vigore dal 30/12/2016) ha stabilito che in Piemonte le competenze in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di gasdotti e oleodotti, compresi quelli di distribuzione energetica, non facenti parte delle reti energetiche nazionali o non inseriti in obiettivi strategici definiti a livello regionale, precedentemente in capo alla Regione, sono attribuite alle Province. La legge regionale ha stabilito, inoltre che nel caso in cui i gasdotti e oleodotti non siano totalmente ricompresi nel territorio di una provincia, le autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli stessi sono rilasciate dalla provincia ove l'infrastruttura ricade in misura prevalente, d'intesa con le altre province attraversate dalla medesima.

In linea generale, si ritiene necessaria, al fine di minimizzare la durata della finestra temporale durante la quale il sistema di approvvigionamento di gas in Piemonte sarà caratterizzato da ridotti margini di sicurezza, in ragione dell'avvio della gestione del punto di interconnessione al passo del Gries mediante flussi bidirezionali (con sostanziale pareggio delle quantità in import con le quantità in uscita), la presentazione con adeguato anticipo, da parte di Snam Rete Gas, delle le istanze di autorizzazione correlate ai progetti di potenziamento della rete nazionale e regionale volti a consentire il vettoriamento del gas proveniente dalla frontiera orientale, e con esso il soddisfacimento della domanda del Piemonte mediante le infrastrutture di trasporto presenti in Lombardia e in Emilia-Romagna.

Per quanto attiene ai potenziamenti di rete da realizzarsi in territorio piemontese, tesi a corrispondere alle esigenze di cui sopra, sarà necessario garantire da parte degli enti preposti la minimizzazione dei tempi per il rilascio dei provvedimenti autorizzativi o delle previste intese da parte della Regione Piemonte, razionalizzando quanto più possibile l'iter connesso all'istruttoria dei progetti.

Inoltre, anche al fine di ridurre i tempi di rilascio delle autorizzazioni e, ove previsto, delle valutazioni ambientali correlate ai progetti, si dovrà adottare un approccio guidato dall'amministrazione regionale nella localizzazione delle infrastrutture di sviluppo e di mantenimento al di sopra di una soglia ritenuta significativa. Tale funzione di orientamento regionale alla localizzazione delle principali infrastrutture di trasporto del gas potrà mutuare l'esperienza già maturata dalla Regione Piemonte nell'applicazione degli indirizzi tecnico- localizzativi nel settore della trasmissione elettrica mediante la definizione interdisciplinare di criteri ERA e la loro successiva concertazione con i soggetti gestori delle reti di trasporto operanti in territorio piemontese.

Infine, costituisce specifico indirizzo di Piano la promozione, in accordo con SNAM Rete Gas SPA in qualità di proprietaria e gestore della rete, di un programma d'intervento teso a sfruttare a fini di generazione elettrica i più significativi salti di pressione del gas presenti sia sulla rete di trasporto nazionale, sia su quella regionale in Piemonte, mediante l'implementazione della tecnologia della turboespansione.



## Le azioni

Definizione di un Accordo quadro programmatico tra Regione, Province e Operatori del trasporto del gas naturale (SNAM RETE GAS, ENERGIE Rete Gass.r.l., METANODOTTO ALPINO s.r.l.) avente i seguenti obiettivi:

- creazione di un database georiferito delle infrastrutture del trasporto nazionale e regionale del gas in Piemonte;
- istituzione di un Tavolo permanente Regione/Province/Operatori di settore teso a condividere:
  - le conoscenze sullo stato della rete;
  - le motivazioni alla base delle scelte di sviluppo e mantenimento della stessa;
  - la definizione di una proposta metodologica per la sperimentazione di un processo concertativo sulla localizzazione delle opere principali sulla base della metodologia dei criteri ERA (Esclusione, Repulsione, Attrazione).



## Il teleriscaldamento in Piemonte

### La diffusione di sistemi e reti di teleriscaldamento quale opportunità per lo sviluppo sostenibile

La valorizzazione dell'energia termica recuperabile dalla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e in genere da altri processi industriali per un utilizzo a fini di riscaldamento civile di volumetrie edificate, previa distribuzione a mezzo di reti di teleriscaldamento (TLR), costituisce ancora oggi una modalità efficiente di uso dell'energia nonché una soluzione apprezzabile anche sotto il profilo della sostenibilità ambientale.

Ciò risulta, poi, tanto più vero nei contesti urbani ad alta densità abitativa situati in fasce climatiche fredde (D, E e F), dove il rapporto tra la volumetria servibile per km di rete realizzata risulta particolarmente elevato.

Inoltre, laddove nei centri urbani l'abbinamento della CAR al teleriscaldamento consenta di valorizzare il recupero termico da impianti di cogenerazione esistenti o programmati, sostituendo una pluralità di impianti di riscaldamento ancora alimentati da combustibili poco sostenibili sotto il profilo delle emissioni in atmosfera (gasolio, olio combustibile, carbone), i benefici conseguibili sotto il profilo dell'efficienza energetica e della riduzione delle emissioni inquinanti sono rilevanti. In particolare, sul piano ambientale, a parità di calore prodotto, il TLR può consentire una significativa riduzione delle emissioni inquinanti rispetto alla somma di quelle prodotte dalla combustione delle caldaie condominiali sostituite, sia a causa della maggior facilità di installazione di tecnologie di controllo e abbattimento delle emissioni, sia di una maggior efficienza ambientale intrinseca degli impianti.

Nelle aree urbane il teleriscaldamento consente altresì l'utilizzo e la valorizzazione del calore erogabile in cogenerazione dai processi di termovalorizzazione dei rifiuti localizzati a servizio delle stesse, in un'ottica di mitigazione ambientale di primaria importanza degli impatti attesi sulla qualità dell'aria.

Le potenzialità offerte dal TLR quale strumento per utilizzare il calore altrimenti disperso hanno fatto sì che lo stesso sia stato inserito tra le opzioni prioritarie per il risparmio energetico contenute nella Direttiva sull'efficienza energetica 2012/27/CE, così come modificata dalla Direttiva 2018/2002, e nel decreto legislativo n. 102/2014 e s.m.i.

A tale proposito, sulla base di suddetto decreto il Gestore Servizi Energetici (GSE) ha predisposto un rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR, nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti<sup>60</sup> secondo specifici criteri di valorizzazione degli impianti e reti esistenti, nonché di potenziamento degli stessi in funzione della domanda di riscaldamento e raffreddamento prevista nelle aree territoriali considerate. Sulla base delle risultanze di tale valutazione<sup>61</sup>, la SEN 2017 stima nel 30% circa la potenzialità di sviluppo attribuita al teleriscaldamento nel Paese. La stessa Strategia, poi, sottolinea l'importanza del ruolo del TLR anche

<sup>60</sup> Per teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti si intende il sistema di TLR o di teleraffreddamento che usi, in alternativa, almeno: a) il 50% di calore di scarto; b) il 50% di energia derivante da FER; c) il 50% di una combinazione delle precedenti; d) il 75% di calore cogenerato.

<sup>61</sup> Studio sul potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente. GSE – febbraio 2016.



in correlazione alle potenzialità di sfruttamento delle risorse rinnovabili a fini di produzione termica, per il conseguimento degli obiettivi riguardanti il contenimento dei consumi di energia primaria e la riduzione delle emissioni climalteranti, in armonia con la politica energetica e ambientale sviluppata a livello comunitario.

### Lo sviluppo del TLR in Europa ed in Italia

L'Italia è uno dei paesi europei dove il TLR si è sviluppato con minore intensità e con maggiore ritardo, a causa sia delle condizioni climatiche, sia del programma di metanizzazione avviato nella parte settentrionale del Paese negli anni Cinquanta con lo sfruttamento dei giacimenti di gas della Pianura Padana. Come riportato nella figura di sotto rappresentata, infatti, nel nostro Paese il TLR raggiunge solo il 6% circa della popolazione, di contro a percentuali assai più consistenti di altri Paesi europei, tra cui la Danimarca (63%), la Polonia (53%), la Svezia (52%) e la Finlandia (50%).

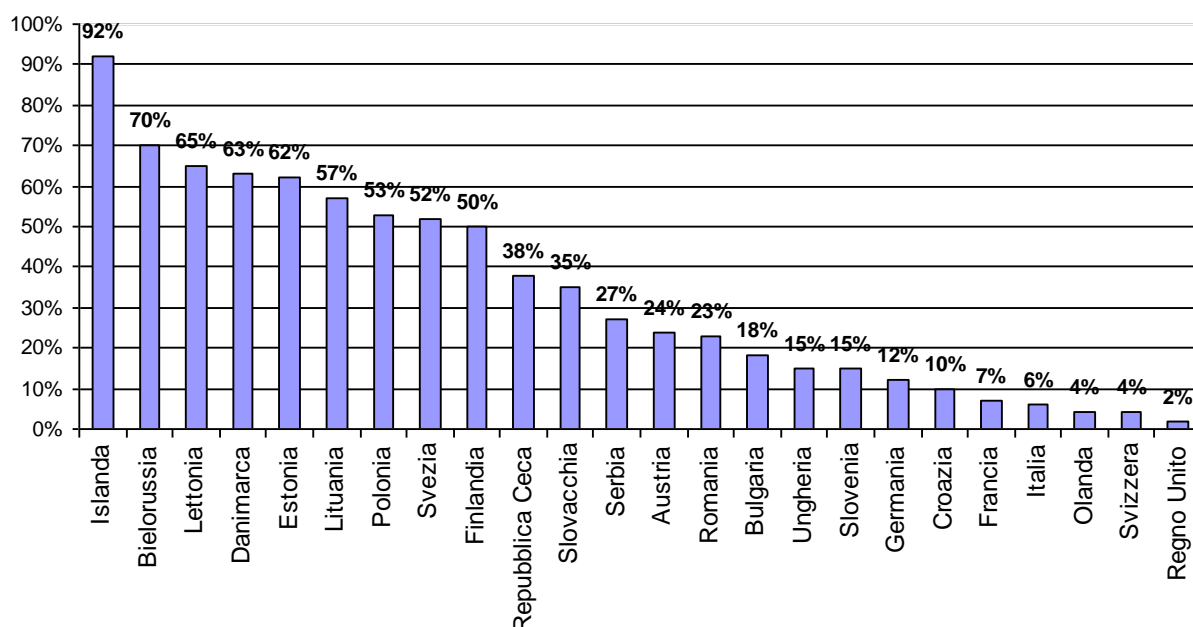


Figura 120 - Percentuale di popolazione servita da reti di teleriscaldamento nel 2013 (fonte dati: Euroheat& Power)

In Italia, nel 2015, 182 centri urbani erano serviti da impianti di teleriscaldamento (di taglie differenti). Nel 2015, secondo AIRU, risultano in esercizio 216 reti, per un'estensione totale di tracciato di oltre 4.000 chilometri. La volumetria riscaldata ha raggiunto quasi 330 milioni di m<sup>3</sup>. Quanto alla tipologia di centrali che alimentano tali reti, si registra la prevalenza delle centrali termoelettriche seguite dalle centrali di cogenerazione a combustibili fossili totalmente dedicate al TRL. In significativa e progressiva crescita, poi, figurano gli impianti a fonti rinnovabili, tra cui spiccano le bioenergie e la geotermia a media ed alta entalpia.

Per quanto concerne la distribuzione territoriale della volumetria riscaldata è ormai noto che essa si concentra per il 98% nella parte settentrionale del Paese con circa 323 milioni di m<sup>3</sup> localizzati in sei



regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige, Veneto, Valle d'Aosta, Liguria e Friuli Venezia Giulia.

Come evidenziato nel grafico seguente, per quanto attiene alla ripartizione territoriale della volumetria totale riscaldata tra le diverse regioni italiane, la Lombardia risulta essere in testa con oltre 140 Mm<sup>3</sup> pari a circa il 42% della volumetria totale, seguita dal Piemonte con oltre 84 Mm<sup>3</sup> pari a circa il 26% e dall'Emilia Romagna con quasi 42 Mm<sup>3</sup> (13%).

Volumetria teleriscaldata, anno 2014 (Milioni di m <sup>3</sup> )	
Piemonte (A)	84,3
Italia (B)	329,8
Italia settentrionale (C)	323,5
Rapporto % (C/B)	98%
Rapporto % (A/B)	25,6%

Tabella 52 - La volumetria teleriscaldata in Piemonte

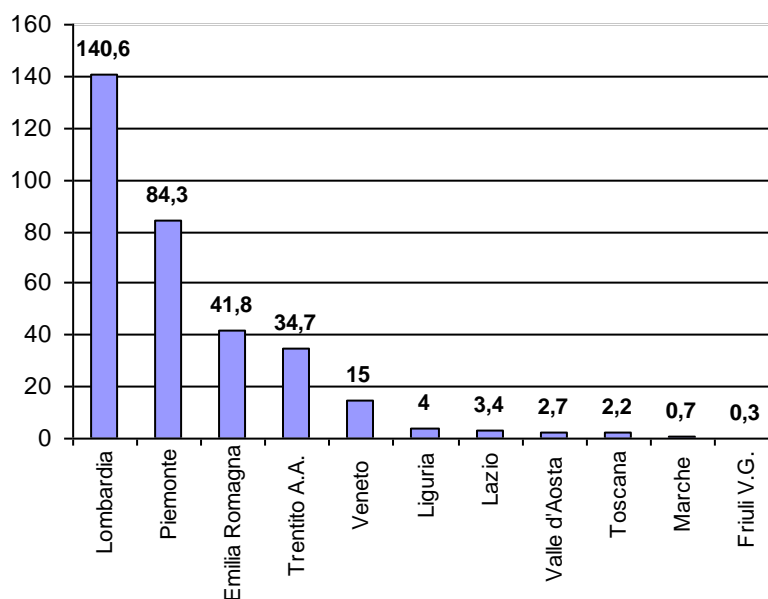


Figura 121 - Volumetrie teleriscaldate per regione nel 2014 - milioni di m<sup>3</sup> (fonte dati: AIRU)

Se si esamina il rapporto tra la volumetria riscaldata e la popolazione residente in ciascuna delle regioni menzionate, le regioni più teleriscaldate risultano essere il Trentino Alto Adige (circa 34 m<sup>3</sup>/abitante), la Valle d'Aosta (circa 21,5 m<sup>3</sup>/ab.) e il Piemonte (circa 19 m<sup>3</sup>/abitante).



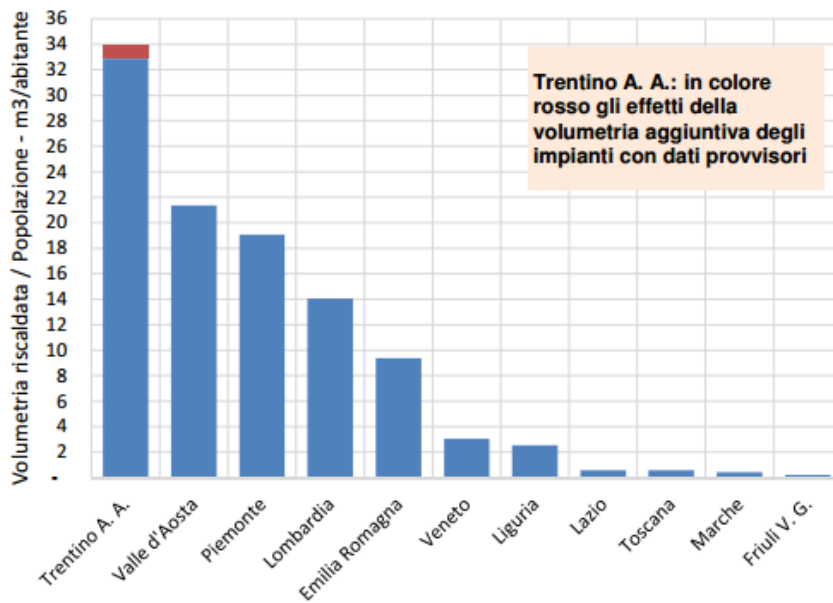


Figura 122 - Rapporto tra volumetria teleriscaldata e popolazione residente nel 2015 (fonte dati: tratto da AIRU 2016)

Nelle figure seguenti si evidenzia il trend di sviluppo che il TLR ha avuto in Italia negli ultimi quindici anni. Da un'analisi di dettaglio emerge come l'estensione delle reti in termini di lunghezza sia stata negli anni piuttosto lineare, con alcune fasi di crescita più marcata (in particolare tra il 2004 ed il 2006, tra il 2008 ed il 2010 e tra il 2011 ed il 2013). Mediamente si è rilevato un tasso di crescita annuo del 9%. Confrontando il dato relativo alla lunghezza delle reti con il dato delle volumetrie allacciate, si può evidenziare una tendenza alla riduzione del rapporto utenti serviti per chilometro di linea, poiché probabilmente si inizia a raggiungere una saturazione del mercato nelle aree a più elevata densità abitativa, con la conseguente estensione delle reti nelle aree a minor densità.

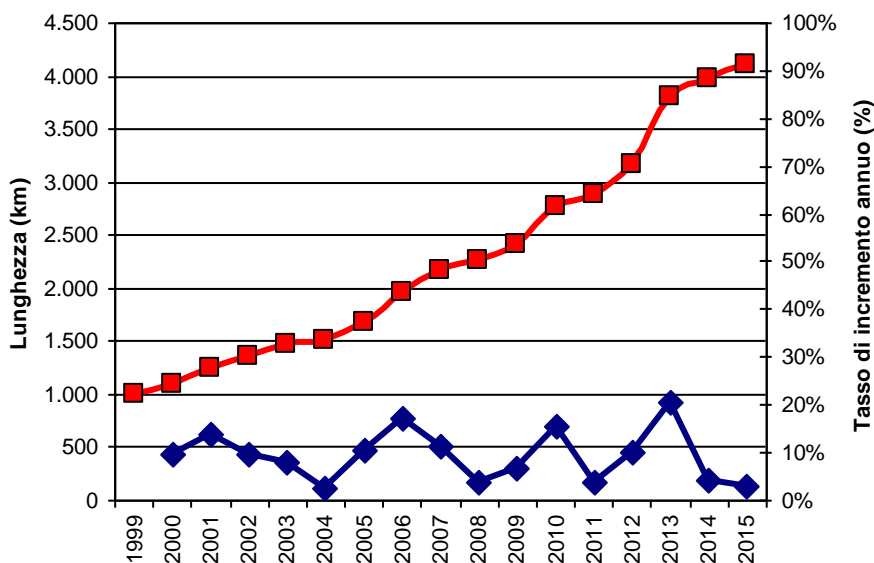


Figura 123 - Il TLR in Italia: lunghezza delle reti e tasso di incremento annuo (fonte dati: AIRU 2016)

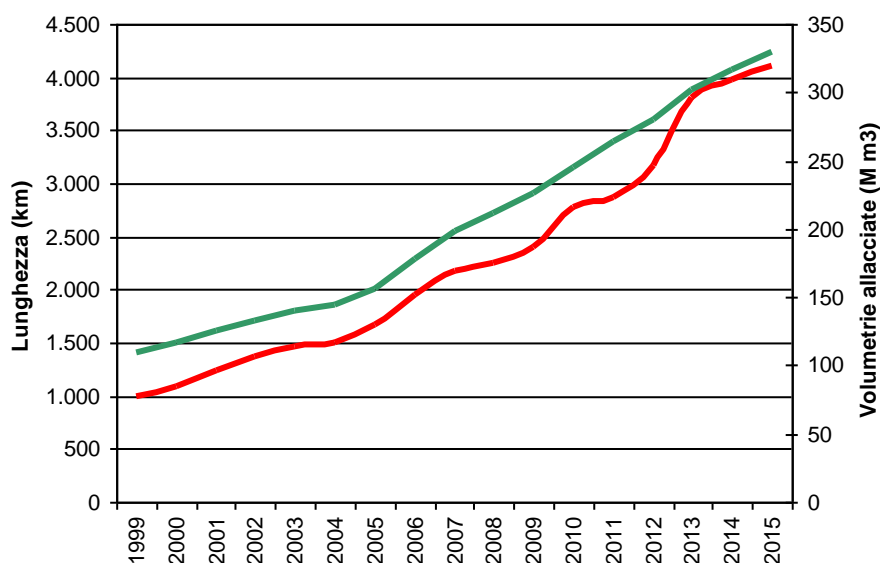


Figura 124 - Il teleriscaldamento in Italia: lunghezza delle reti e volumetrie allacciate (fonte dati: AIRU 2016)

Si tratta, senza dubbio, di un trend di sviluppo importante, che quindi non ha riguardato solo il potenziamento del servizio in realtà urbane in cui lo stesso è già presente, bensì la sua estensione a nuovi centri abitati fino a quel momento sprovvisti del TLR. Sotto questo rispetto, lo sviluppo ha sì riguardato l'estensione delle reti-calore in nuove città, ma anche l'ingresso sul mercato di nuovi operatori (nel 2015 hanno raggiunto quota 137), per lo più rappresentati da società di scopo espressione dei medesimi grandi gruppi.

Per quanto concerne le nuove volumetrie allacciate, in Piemonte si registra principalmente un incremento significativo nella Città di Torino, la quale, tra il 2014 ed il 2015 ha incrementato di circa 2,2 milioni di metri cubi l'edificato servito da TLR.

Tuttavia, la recente crisi economica, che ha avuto nello scoppio della bolla immobiliare e nella stretta creditizia alcuni dei suoi fenomeni più caratterizzanti, non ha mancato di incidere sulla propensione agli investimenti delle società operatrici del settore, limitando le prospettive di realizzazione di nuove reti-calore e contribuendo, semmai, ad affermare un radicale cambiamento di strategia nel conseguire gli obiettivi di crescita della volumetria allacciata. Tale modifica di strategia orientata al perseguimento di finalità di efficienza energetica, non così dichiarate fino a qualche tempo prima, e oggi viceversa ben presenti e basate sul principio della massimizzazione della volumetria teleriscaldabile a parità di calore prodotto e/o recuperato dagli impianti esistenti, si concretizza sempre più spesso nell'applicazione di soluzioni di stoccaggio del calore prodotto in cogenerazione nelle ore vuote sotto il profilo termico, al fine di limitare l'entità della domanda alla punta e ridurre fortemente il ricorso all'esercizio delle centrali termiche di integrazione.

L'onda lunga degli effetti della crisi economica, sebbene stemperati dall'approvazione del decreto ministeriale di istituzione del Fondo per l'Efficienza Energetica, comprensivo di misure d'incentivazione riservate agli investimenti per il teleriscaldamento, contribuiscono a caratterizzare nel segno dell'incertezza le odierne aspettative di sviluppo del settore.



### **Lo stato dell'arte del TLR nell'area metropolitana di Torino**

L'area metropolitana di Torino costituisce una delle aree più teleriscaldate d'Europa. Da sola, infatti, essa rappresenta circa il 20% della volumetria servita al 31.12.2015 in Italia, nonché il 78% circa della volumetria servita alla stessa data in Piemonte.

Lo sviluppo del TLR in tale area - correlato al rilascio dell'intesa regionale all'autorizzazione dell'impianto a ciclo combinato Torino Nord di IREN Energia S.p.A.- è stato oggetto di un'efficace programmazione, anche grazie all'azione di governance messa in campo da Regione Piemonte, Provincia di Torino e Comune di Torino, sul finire del decennio scorso, con i principali operatori del settore impegnati nell'area metropolitana.

Tale programmazione, se per un verso ha subito un riposizionamento strategico dei principali obiettivi di sviluppo in ragione della crisi economica, per contro ha mantenuto fermi gli assunti di base fondati sulla massimizzazione dell'utilizzo del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti o previsti nell'area, compreso il nuovo impianto di termovalorizzazione di Torino.

La situazione attuale è caratterizzata da un'area composta da sette Comuni metropolitani (Torino, Moncalieri, Nichelino, Grugliasco, Collegno, Rivoli e Settimo T.se), il cui territorio è contrassegnato dalla presenza di sistemi di teleriscaldamento appartenenti a due diversi operatori: IREN Energia S.p.A. (che ha acquisito gli asset di rete di SEI Energia S.p.A.) ed ENGIE S.p.A.

I sistemi di TLR che fanno rispettivamente capo agli operatori menzionati sono alimentati da centrali a ciclo combinato, da gruppi di cogenerazione e da caldaie con prevalente funzione di integrazione e riserva del sistema. Inoltre, soprattutto nell'area della Città di Torino, si sta sempre più affermando la strategia basata sul ricorso agli stoccaggi di calore attualmente situati presso la Centrale di integrazione/riserva del Politecnico, quella a ciclo combinato Torino Nord e il sito del Martinetto, al fine di calmierare, in particolare, la punta mattutina della domanda termica.

<b>Area</b>	<b>Operatore</b>	<b>Volumetria (Mm<sup>3</sup>)</b>	<b>Lunghezza reti (km)</b>
Torino Città	IREN Energia S.p.A. <sup>62</sup>	54,96	484,00
Moncalieri/Nichelino	IREN Energia S.p.A.	2,97	50,35
Area Nord Ovest	Gruppo SEI Energia (IREN Energia S.p.A.)	5,62	55,22
Settimo T.se	ENGIE S.p.A.	2,67	35,00
<b>TOTALE AREA METROPOLITANA</b>		<b>66,22</b>	<b>624,57</b>

Tabella 53 - Stato dell'arte del TLR nell'area metropolitana di Torino al 31/12/2015 (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati IREN Spa, SEI Energia ed ENGIE S.p.A.)

Come evidenziato nella tabella di sopra rappresentata, nell'area metropolitana di Torino vi sono complessivamente oltre 66 milioni m<sup>3</sup> di volumetria edificata servita dal teleriscaldamento. Di questa, circa 58 milioni m<sup>3</sup> afferiscono alla rete gestita da IREN Energia S.p.A. che gestisce anche i poli di

<sup>62</sup> Al 31.12.2016 IREN S.p.A. ha allacciato complessivamente circa 60,28 Mm<sup>3</sup> di volumetria, ripartiti rispettivamente tra la Città di Torino (57,22 Mm<sup>3</sup>) e l'area di Moncalieri/Nichelino (3,07 Mm<sup>3</sup>).



generazione a ciclo combinato a gas naturale di Moncalieri (800 MWe) e Torino Nord (380 MWe), nonché le centrali termiche di integrazione/riserva del Politecnico (255 MWt), BIT (255 MWt), Torino Nord (340 MWt) e Moncalieri (141 MWt) oltre ai tre siti di stoccaggio menzionati, sommati a quello presso la centrale del BIT entrato in esercizio nel 2016. Per quanto riguarda l'Area Nord Ovest, costituita dal territorio dei Comuni di Rivoli, Grugliasco e Collegno, l'operatore di riferimento nella gestione delle reti di TLR è ancora IREN Energia S.p.A. (a seguito dell'acquisizione degli asset del Gruppo SEI Energia e della partecipazione a Nove S.p.A.). Tali asset societari afferiscono a un parco centrali costituito dall'impianto di cogenerazione a gas naturale CEN.TO (17 MWe), dalla connessa centrale termica di integrazione/riserva (45 MWt) e dalla centrale termica situata presso la Facoltà di Agraria in Comune di Grugliasco (30 MWt). La volumetria edificata servita nell'Area Nord Ovest è pari complessivamente a circa 5,6 milioni m<sup>3</sup>. Infine, l'area di Settimo T.se è teleriscaldata per una volumetria complessiva pari a circa 2,7 milioni m<sup>3</sup> da ENGIE S.p.A. Il calore che alimenta le reti gestite dal suddetto operatore proviene in larga misura dal recupero termico della centrale a ciclo combinato a gas naturale di Leini, appartenente a ENGIE Produzione S.p.A.

### ***Lo stato dell'arte del TLR in Piemonte***

I sistemi di teleriscaldamento complessivamente in esercizio sul territorio regionale sono 51, ripartiti su cinque province. La ricognizione effettuata, oltre ai sistemi presenti nell'area metropolitana di Torino, di cui si è trattato di sopra, ha rilevato una significativa diffusione di impianti asserviti a reti calore, alimentati sia a gas naturale (per lo più trattasi di impianti di cogenerazione in centri urbani di media grandezza), sia a biomasse (per lo più semplici centrali termiche in centri abitati di piccole dimensioni). Sulla totalità degli impianti in esercizio quelli alimentati solo a combustibili fossili costituiscono il 53% circa, quelli alimentati almeno parzialmente da bioenergie il 16%, mentre quelli alimentati esclusivamente da bioenergia il 21%. Per la restante parte (5 sistemi su 51 esistenti) non è disponibile il dato sulla macro-tipologia di fonte utilizzata. Le due province che registrano la maggior diffusione di impianti di teleriscaldamento sono rispettivamente quella di Torino (26) e quella di Cuneo (14). Viceversa, tali sistemi sono numericamente marginali nelle rimanenti province di Alessandria, Biella e Asti e totalmente assenti in quelle di Verbania, Vercelli e Novara.

Province	Numero sistemi TLR al 2015				
	Solo bioenergie	Solo fonti fossili	Misti	n.d.	Totale complessivo
Alessandria	1	4		1	6
Asti		1			1
Biella	3	1			4
Cuneo	2	8	2	2	14
CM di Torino	5	13	6	2	26
<b>Totale complessivo</b>	<b>11</b>	<b>27</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>51</b>

Tabella 54 - I sistemi di teleriscaldamento attivi in Regione Piemonte al 2015 (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)



### Numero di sistemi TLR per Provincia

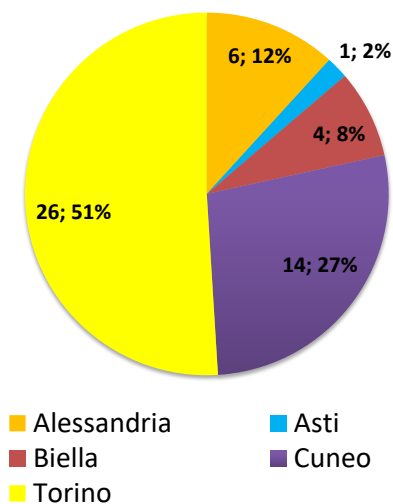


Figura 125 - Numero di sistemi TLR per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

### Numero di sistemi per tipo di fonte per Provincia

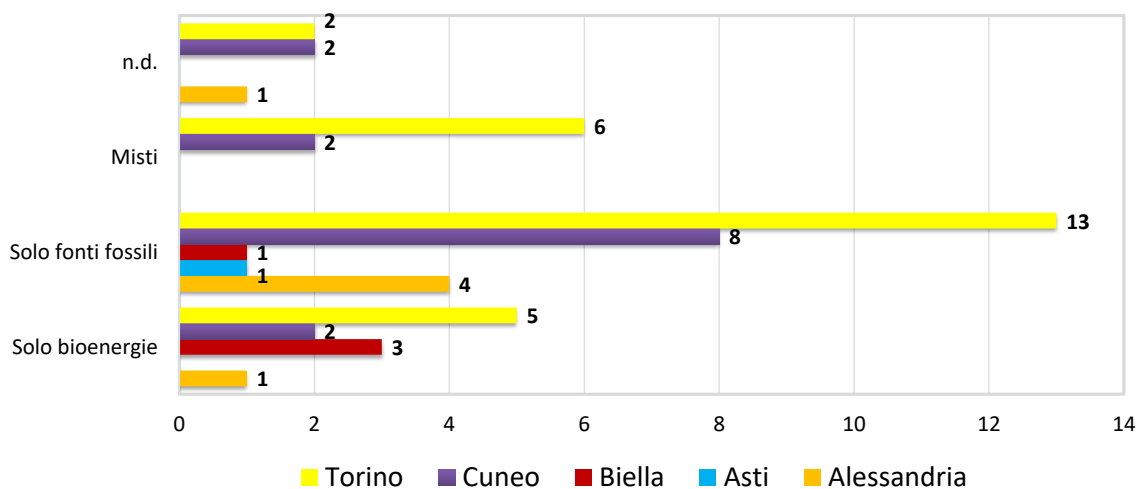


Figura 126 - Numero di sistemi per tipo di fonte per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Il dettaglio degli impianti censiti è illustrato nella tabella seguente.



ID	Provincia	Comune principale	Anno inizio	Gestore	Tipologia fonte	Anno aggiornamento dati	Volumetria servita [m <sup>3</sup> ]	Energia Termica Erogata [MWh]
1	Alessandria	Acqui Terme	2008	ACQUI ENERGIA SPA	FOSSILE	2015	1.823.328	32.006
2	Cuneo	Alba	1987	EGEA	FOSSILE	2015	4.412.000	93.275
3	Alessandria	Alessandria	2014	ALESSANDRIA CALORE SRL	FOSSILE	2015	391.000	10.527
4	Alessandria	Arquata Scrivia	n.d.	n.d.	BIO	2013	40.000	635
5	Torino	Banchette	n.d.	ECOTERMICA SERVIZI SPA	FOSSILE	2013	420.000	n.d.
6	Torino	Bardonecchia	1999	ENERGIE SRL	FOSSILE	2013	1.800.000	67.797
7	Biella	Biella	2010	ENGIE RETI CALORE SRL	FOSSILE	2015	1.105.772	40.224
8	Torino	Borgaro Torinese	2008	COGENPOWER SPA	FOSSILE	2015	589.500	17.910
9	Cuneo	Bra	2014	BRA ENERGIA SPA	FOSSILE	2015	594.000	14.507
10	Cuneo	Busca	2012	AZIENDA ENERGETICA BUSCHESE SRL	BIO,FOSSILE	2015	215.000	6.215
11	Torino	Cafasse	n.d.	n.d.	BIO	2013	39.005	1.269
12	Cuneo	Canale	2007	EGEA	FOSSILE	2015	128.000	3.234
13	Torino	Carmagnola	2012	CARMAGNOLA ENERGIA	FOSSILE	2015	839.000	20.455
14	Alessandria	Casale Monferrato	2008	AZIENDA MULTISERVIZI CASALESE SPA	FOSSILE	2015	581.750	22.439
15	Torino	Castellamonte	n.d.	CONSORZIO EUROTEC	BIO	2013	305.000	n.d.
16	Torino	Cesana Torinese	2005	METANALPI SESTRIERE SRL	FOSSILE	2015	382.978	17.933
17	Torino	Chieri	2008	HIGH POWER SPA	FOSSILE	2013	1.915.049	55.447
18	Torino	Chivasso	n.d.	n.d.	BIO, FOSSILE	2013	45.120	1.708
19	Torino	Collegno	2014	VOLTEO ENERGIE SRL	BIO	2014	63.081	n.d.
20	Torino	Colleretto Giacosa	n.d.	n.d.	n.d.	2013	60.000	n.d.



ID	Provincia	Comune principale	Anno inizio	Gestore	Tipologia fonte	Anno aggiornamento dati	Volumetria servita [m <sup>3</sup> ]	Energia Termica Erogata [MWh]
21	Cuneo	Cortemilia	2004	EGEA	FOSSILE,BIO	2015	97.500	1.788
22	Cuneo	Costigliole Saluzzo	n.d.	n.d.	n.d.	2013	19.000	n.d.
23	Cuneo	Fossano	2008	ELEA (Gruppo EGEA)	FOSSILE	2015	1.500.000	35.721
24	Torino	Leinì	2002	PROVANA CALORE SRL	BIO	2015	426.662	12.938
25	Cuneo	Mondovì	2009	MONDO ENERGIA SPA	FOSSILE	2013	1.565.430	45.000
26	Asti	Nizza Monferrato	2012	MONFERRATO ENERGIA	FOSSILE	2015	257.000	9.274
27	Biella	Occhieppo superiore	n.d.	n.d.	BIO	2013	24.862	703
28	Cuneo	Ormea	2001	CALORE VERDE SRL	BIO	2015	201.500	4.156
29	Torino	Perosa Argentina	n.d.	n.d.	BIO,FOSSILE	2013	36.084	1.174
30	Torino	Pinerolo	2008	ACEA POWER SRL	FOSSILE,BIO	2015	166.691	2.523
31	Torino	Piobesi Torinese	2007	ENERGIE SRL	FOSSILE,BIO	2013	12.400	428
32	Torino	Piossasco	2008	SEP (Gruppo EGEA)	FOSSILE	2015	343.100	9.346
33	Cuneo	Pradleves	n.d.	n.d.	BIO	2013	7.850	249
34	Torino	Pragelato	2005	METANALPI SESTRIERE SRL	FOSSILE	2015	259.319	11.223
35	Cuneo	Racconigi	2012	ENGIE RETI CALORE SRL	FOSSILE	2015	324.434	10.582
36	Torino	Rivarolo Canavese	n.d.	COFELY	n.d.	2013	198.000	n.d.
37	Torino	Rivoli	2002	VOLTEO ENERGIE SPA	FOSSILE	2015	4.990.558	154.644
38	Cuneo	Saluzzo	2004	ENGIE RETI CALORE SRL	FOSSILE	2015	910.000	33.387
39	Cuneo	Savigliano	2006	HIGH POWER SPA	FOSSILE	2013	1.461.068	42.000
40	Alessandria	Serravalle Scrivia	n.d.	n.d.	n.d.	2013	30.200	n.d.
41	Torino	Sestriere	1993	METANALPI SESTRIERE SRL	FOSSILE	2015	1.025.772	59.076
42	Torino	Settimo Torinese	2001	Engie SpA	FOSSILE	2014	2.674.886	66.147



ID	Provincia	Comune principale	Anno inizio	Gestore	Tipologia fonte	Anno aggiornamento dati	Volumetria servita [m <sup>3</sup> ]	Energia Termica Erogata [MWh]
43	Biella	Tavigliano	n.d.	n.d.	BIO	2013	8.541	278
44	Torino	Torino	2006	EXER SRL	FOSSILE	2015	293.033	11.062
45			1995	GRUPPO IREN	FOSSILE	2015	57.935.055	1.752.686
46	Cuneo	Verzuolo	n.d.	n.d.	n.d.	2013	211.000	n.d.
47	Torino	Vico Canavese	n.d.	n.d.	BIO	2013	158.166	5.152
48	Torino	Villanova Mondovì	2011	ENERGIA & CALORE	BIO,FOSSILE	n.d.	n.d.	n.d.
49	Torino	Vinovo	n.d.	n.d.	BIO,FOSSILE	2013	47.937	1.556
50	Alessandria	Voghera	2001	ASM VOGHERA SPA	FOSSILE	2015	1.964.100	25.275
51	Biella	Zubiena	n.d.	n.d.	BIO	2013	8.000	752

Tabella 55 - I sistemi di teleriscaldamento censiti in Regione Piemonte (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)





I sistemi di TLR più significativi per dimensioni e volumetria allacciata (superiori a 1 milione di m<sup>3</sup> allacciati) sono 12. Quattro si trovano nell'area metropolitana torinese (Torino, Rivoli, Chieri, Settimo), uno è localizzato in territorio montano (Bardonecchia), mentre gli altri sette sono localizzati nelle altre province piemontesi (Cuneo, Biella, Alessandria) in città con più di 20.000 abitanti.

Come si evince dai grafici successivi, la volumetria teleriscaldata in Città Metropolitana di Torino rappresenta circa l'81% del dato totale a livello regionale. Segue a molta distanza il dato relativo alla provincia di Cuneo (12%). Sotto il profilo dell'estensione delle reti del teleriscaldamento il dato fotografato rivela nuovamente una netta prevalenza della Città Metropolitana di Torino in termini di dato percentuale (78%), ma in misura leggermente ridotta rispetto al medesimo dato relativo alla volumetria. Una lettura comparata dei due dati consente di evidenziare come nella Città Metropolitana di Torino (a differenza che in Provincia di Cuneo), a parità di km di rete in esercizio, la volumetria edificata servita sia maggiore, in considerazione della più elevata densità abitativa e del maggior sviluppo verticale dell'edificato urbano.

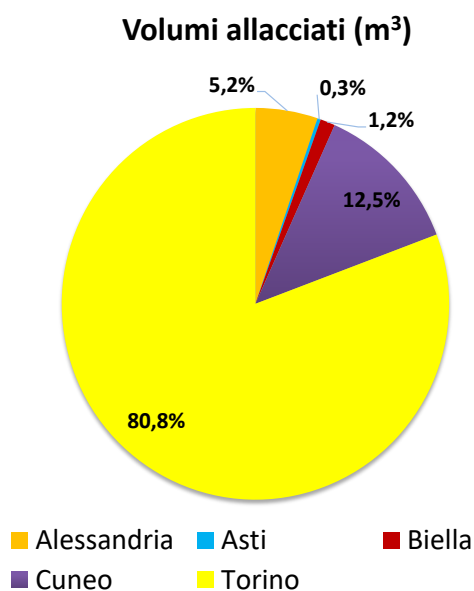


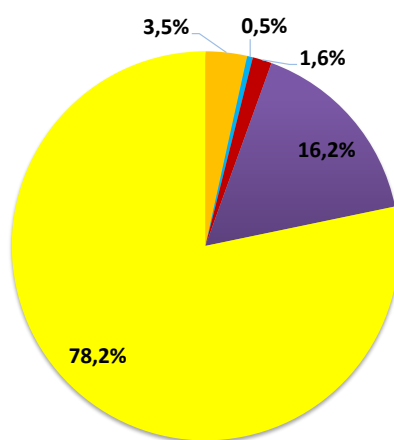
Figura 127 - Volumetria allacciata teleriscaldata (mc), ripartita tra le province - dati al 2015 sull'88% delle volumetrie allacciate (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Provincia	Volumi allacciati (m <sup>3</sup> )
Alessandria	4.830.378
Asti	257.000
Biella	1.147.175
Cuneo	11.646.782
CM di Torino	75.026.396
<b>TOTALE</b>	<b>92.907.731</b>

Tabella 56 - Il teleriscaldamento nelle province piemontesi - i volumi allacciati (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'88% delle volumetrie allacciate)



### Lunghezza della rete (km)



■ Alessandria ■ Asti ■ Biella ■ Cuneo ■ Torino

Figura 128 - km totali di rete per provincia - dati al 2015 sull'84% della lunghezza complessiva delle reti (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Provincia	Lunghezza rete (km)	Rapporto volumetria servita/lunghezza rete
Alessandria	34,0	142.100 m <sup>3</sup> /km
Asti	4,7	55.200 m <sup>3</sup> /km
Biella	15,7	73.200 m <sup>3</sup> /km
Cuneo	159,0	73.300 m <sup>3</sup> /km
CM di Torino	767,4	97.800 m <sup>3</sup> /km
<b>TOTALE</b>	<b>980,8</b>	<b>94.800 m<sup>3</sup>/km</b>

Tabella 57 - Lunghezza della rete di TLR nelle province (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'84% della lunghezza complessiva delle reti)

Provincia	Industria	Terziario	Residenza
Alessandria	0	1.142.618	3.657.560
Asti	0	21.399	235.601
Biella	0	351.550	795.625
Cuneo	0	2.269.779	9.147.003
CM di Torino	1.005.613	16.755.825	56.218.876
<b>TOTALE<sup>63</sup></b>	<b>1.005.613</b>	<b>20.541.171</b>	<b>70.054.666</b>

Tabella 58 - La volumetria allacciata per provincia (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'89% della lunghezza complessiva delle reti)

<sup>63</sup> Non si dispone del dato sulle volumetrie allacciate per settore per i seguenti sistemi di teleriscaldamento: Banchette, Castellamonte, Colletterto Giacosa, Costigliole Saluzzo, Rivarolo Canavese, Serravalle Scrivia, Verzuolo, Villanova Mondovì



### Volumetrie teleriscaldate per settore (m<sup>3</sup>)

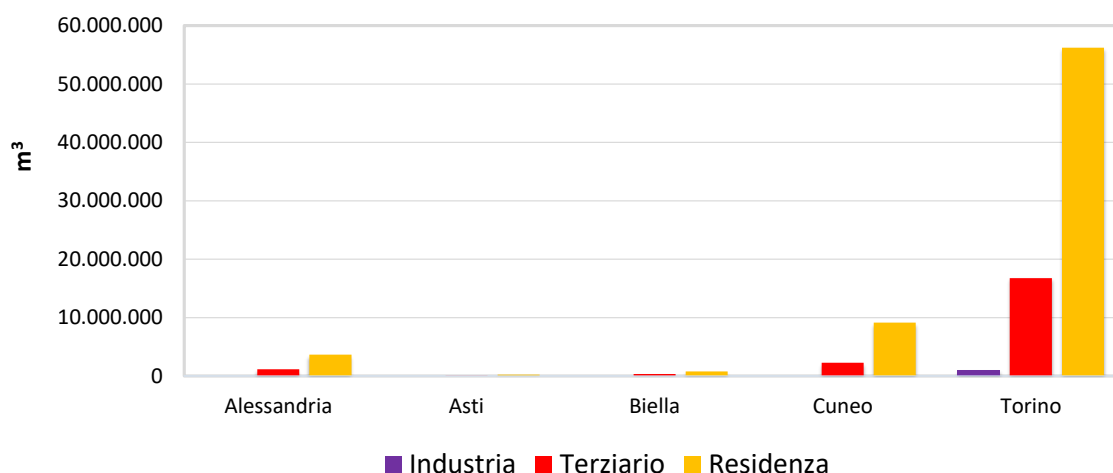


Figura 129 - Volumetrie teleriscaldate per settore d'attività per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

La potenza termica utile, ammonta a circa 2.800 MWt, di cui 2.300 MWt nella sola Città Metropolitana di Torino (82%) e 365 MWt nella provincia di Cuneo (13%). Dividendo il dato dell'energia termica immessa in rete (MWh) al lordo delle perdite del sistema di distribuzione, per la potenza termica utile degli impianti, è possibile ricavare un dato medio provinciale sul numero di ore teoriche di funzionamento dei sistemi di teleriscaldamento in Regione Piemonte. Il dato di energia termica erogata è disponibile per alcuni sistemi di teleriscaldamento con un aggiornamento al 2015 e per altri al 2013 (in un caso l'ultimo anno disponibile è il 2014). Per presentare un dato di erogazione totale su base regionale e provinciale è necessario omogeneizzare le informazioni al 2015, mantenendo fisse le volumetrie al 2013 per i sistemi che non hanno un dato più recente, ma applicando loro un coefficiente che tenga in considerazione la variabile climatica. A tal fine si è provveduto a calcolare il numero di gradi giorno nel 2013 e nel 2015 per le città capoluogo di provincia (fonte dati ARPA Piemonte) e successivamente è stato calcolato il coefficiente dato dal rapporto tra i due anni. Ai dati di energia erogata con aggiornamento al 2013 è stato applicato il coefficiente medio regionale.

Il grafico relativo al numero di ore teoriche di funzionamento degli impianti evidenzia chiaramente come in Provincia di Cuneo ed in Città Metropolitana di Torino (i due ambiti coprono il 93% delle volumetrie allacciate) il numero di ore teoriche di funzionamento sia più basso rispetto alle altre realtà provinciali.

Provincia	Potenza termica utile (MWt)
Alessandria	83,9
Asti	6,9
Biella	41,6
Cuneo	363,5



Provincia	Potenza termica utile (MWt)
CM di Torino	2.305,2
<b>TOTALE</b>	<b>2.801,0</b>

Tabella 59 – Il teleriscaldamento nelle province piemontesi - la potenza termica utile erogata (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'86% della potenza termica utile complessiva)

**Potenza termica utile (MW)**

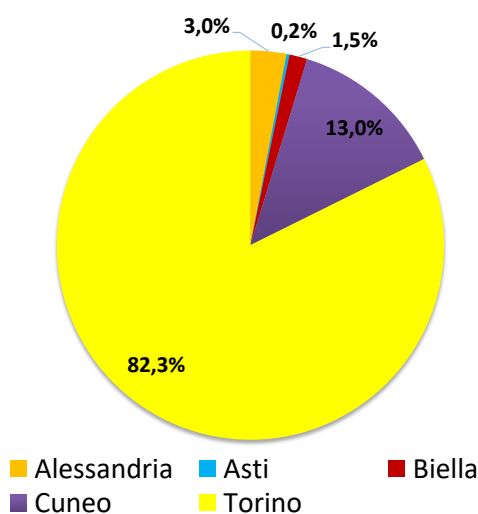


Figura 130 - Potenza termica utile per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

**Media di Ore funzionamento (h)**



Figura 131 - Media ore di funzionamento per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Analizzando il dato dell'energia erogata per Provincia, emerge la netta prevalenza della Città Metropolitana di Torino (che costituisce l'84% dell'energia erogata totale), con la Provincia di Cuneo,



seconda in ordine decrescente, che rappresenta solamente il 10,5%. Il dato complessivo non considera ovviamente i sistemi di teleriscaldamento per i quali non si disponeva di alcuna informazione (né al 2013, né al 2015). Essi rappresentano tuttavia solamente l'1,4% delle volumetrie totali allacciate. Il grafico indica inoltre la quota di perdite di rete, che sommate all'energia erogata costituiscono l'energia immessa in rete dai sistemi di teleriscaldamento. Le perdite sono mediamente pari al 16%. Energia erogata agli utenti finali (MWh) – ripartizione per provincia; dati al 2015 sul 90% dell'energia erogata complessivamente (la restante parte è stata omogeneizzata in funzione dei gradi giorno).

Province	Erogata (GWh)	Erogata RESIDENZA/m <sup>3</sup>	Erogata TERZIARIO/m <sup>3</sup>	Erogata INDUSTRIA/m <sup>3</sup>
Alessandria	91	22,1	22,4	-
Asti	9	36,7	29,5	-
Biella	42	43,8	44,0	-
Cuneo	281	26,5	31,4	-
CM di Torino	2.261	33,2	29,0	13,9
<b>TOTALE<sup>64</sup></b>	<b>2.684</b>	<b>31,3</b>	<b>30,7</b>	<b>13,9</b>

Tabella 60 - Il teleriscaldamento nelle province piemontesi – l'energia erogata (fonte: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

### Energia erogata all'utenza e perdite di rete

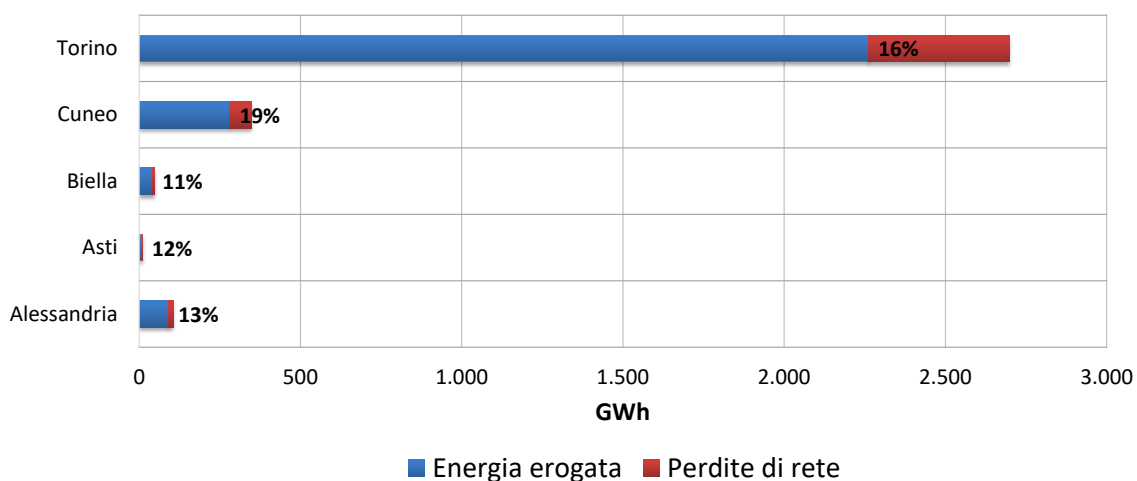


Figura 132 - Energia erogata all'utenza e perdite di rete per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

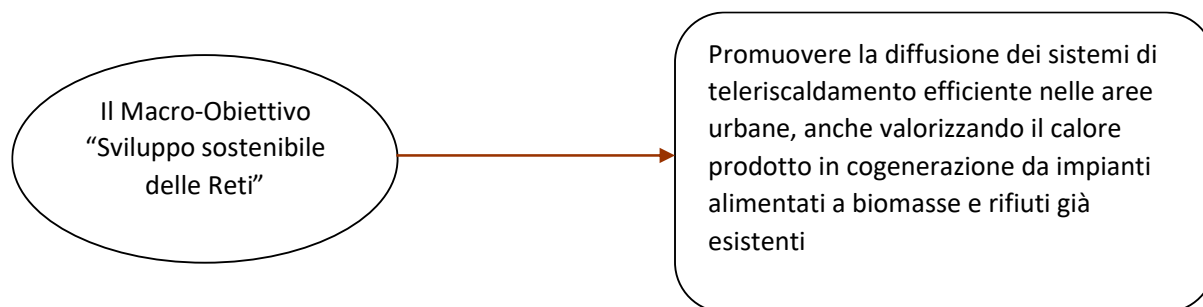
<sup>64</sup> Non si dispone del dato sull'energia erogata per i seguenti sistemi di teleriscaldamento: Banchette, Castellamonte, Collegno – Volteo Energie, Colletterto Giacosa, Costigliole Saluzzo, Rivarolo Canavese, Serravalle Scrivia, Verzuolo, Villanova Mondovì



## L'analisi SWOT e l'obiettivo specifico di Piano

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presenza nell'area metropolitana torinese della principale concentrazione di sistemi di teleriscaldamento su base nazionale;</li> <li>- buona diffusione di sistemi di TLR sul territorio piemontese, anche in città medio – piccole;</li> <li>- istituzione del Fondo per l'Efficienza Energetica contenente strumenti incentivanti per la realizzazione di nuovi sistemi di TLR.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Progressivo indebolimento nell'area metropolitana torinese della governance pubblica tra operatori diversi tesa a favorire il perseguimento di obiettivi di sistema correlati allo sviluppo del TLR;</li> <li>- assenza nella medesima area di una gestione interconnessa delle reti-calore afferenti a sistemi gestiti da operatori diversi;</li> <li>- mancata attuazione della disposizione contenuta nell'art. 22, c. 3 del D.Lgs. 28/2011 in merito all'obbligo per i Comuni &gt; 50.000 ab. di predisposizione di un Piano di Sviluppo del teleriscaldamento in coordinamento con le Province.</li> </ul>
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Completamento del programma di sviluppo del teleriscaldamento nell'area metropolitana torinese verso il traguardo dei 90 mln. di mc. di volumetria allacciata al 2030;</li> <li>- nuove forme di incentivazioni premianti la produzione di calore da FER potrebbero rendere nuovamente interessante la realizzazione di impianti alimentati a biomassa localizzati in paesi alpini non caratterizzati da criticità della qualità dell'aria correlate alle emissioni di particolato.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Perdurare dell'incertezza regolatoria in materia di servizio di TLR (servizio d'interesse pubblico vs. servizio privato).</li> </ul>

A fronte della descritta situazione della rete di teleriscaldamento a livello regionale, l'obiettivo specifico di Piano è così rappresentato.





## Gli interventi di sviluppo previsti nell'area metropolitana di Torino e nel resto del Piemonte

### **La progettualità nell'area metropolitana di Torino.**

Il programma di sviluppo della rete di TLR nell'area metropolitana di Torino, condiviso con gli operatori del settore in occasione della sottoscrizione del protocollo d'intesa del 29 giugno 2009, è basato sui seguenti macro-obiettivi:

- massimizzazione dell'utilizzo del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti e previsti (tra cui gli impianti previsti di Torino Nord e TRM) nell'area metropolitana;
- interconnessione delle reti gestite da operatori diversi;
- incremento della volumetria edificata servita, traguardando al 2020 l'obiettivo di nuovi 40 milioni di m<sup>3</sup> allacciati.

La difficoltà di far fronte agli investimenti programmati da parte degli operatori firmatari dell'Accordo ha prodotto una rimodulazione nel tempo degli investimenti *capital intensive* correlati alla realizzazione delle nuove infrastrutture di trasporto e produzione termica in programma, nonché la messa a punto di una nuova strategia di sviluppo che, mantenendo inalterato l'obiettivo di fondo, ha rilanciato gli investimenti di efficienza energetica del sistema.

Per quanto concerne la valorizzazione del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti e previsti nell'area metropolitana gli interventi in programma erano:

- realizzazione della centrale a ciclo combinato Torino Nord, corredata di centrale termica di integrazione e riserva, nonché di impianti per lo stoccaggio del calore, nonché l'allacciamento alla nuova rete di TLR di estensione Torino Nord e Torino Centro per una volumetria stimata nell'ordine di 18 milioni m<sup>3</sup> (comprensiva della porzione di rete esistente allacciata alla vetusta centrale del quartiere Le Vallette) e successiva estensione al quartiere Borgo Vittoria (3 Mm<sup>3</sup>) e al Comune di Venaria Reale (1,2 Mm<sup>3</sup>);
- realizzazione del termodotto di collegamento dell'impianto TRM di termovalorizzazione dei rifiuti alla rete dell'Area Nord-ovest e al nodo Mirafiori Nord della rete di Torino, finalizzato a rendere disponibile nell'area di Grugliasco e Collegno il calore prodotto dal processo di incenerimento dei rifiuti per una potenza pari a circa 100 MWt, e successivamente a connettere l'impianto con la rete IREN presso il nodo di Mirafiori Nord;
- realizzazione della dorsale di collegamento della centrale a ciclo combinato di Leini con l'area Torino Nord-est, volto a consentire il pieno utilizzo del calore prodotto in cogenerazione dalla centrale, al momento solo parzialmente utilizzato dalla rete di Settimo T.se, verso il bacino d'utenza costituito dalla Città di Torino.

Dei suddetti tre macro interventi, il primo (competenza di IREN) è stato realizzato per quanto attiene alle infrastrutture previste nonché alla connessione al servizio di TLR di nuovi 15 Mm<sup>3</sup> di volumetria edificata ed è, invece, in fase di realizzazione per quanto concerne l'estensione del servizio al quartiere Borgo Vittoria. Per contro, si prevedono maggiori difficoltà per l'allacciamento dell'edificato del Comune di Venaria Reale alla rete calore da realizzarsi a partire dall'impianto Torino Nord, in ragione



della minore appetibilità economica dell'investimento, a seguito della previsione realizzativa presso la Reggia di un impianto di cogenerazione ad alto rendimento di potenza pari a 1,5 MWe.

Con riferimento, poi, al secondo macro intervento (di competenza di IREN, in esito all'acquisizione degli asset di SEI Energia), a seguito di un importante ritardo nell'avvio dei lavori, si è conclusa la realizzazione delle opere di rete primaria previste tra il termovalorizzatore del Gerbido e l'area del Comune di Grugliasco, costituente il punto di consegna sulla rete di Nove S.p.A. Allo stato attuale, si prevede che la volumetria aggiuntiva di 1 Mm<sup>3</sup> nell'area Nord Ovest sarà teleriscaldata entro il 2021. L'ulteriore estensione prevista nella medesima area per un totale di nuovi 1,6 Mm<sup>3</sup> potrà essere realizzata prima del 2025. Per quanto riguarda, invece, la connessione dell'impianto TRM alla rete di Beinasco che alimenta le volumetrie programmate (0,5 Mm<sup>3</sup>)<sup>65</sup>, le previsioni realizzative sono state rispettate.

Infine, è nella programmazione di lungo termine correlata agli interventi riguardanti l'area Nord Est che si è registrata la variazione più significativa rispetto ai programmi sottoscritti in origine. L'ipotesi di realizzare il collegamento diretto tra la Centrale di Leinì e l'area di Torino interessata dal progetto di variazione urbanistica cosiddetto "Variante 200" è stata prima temporaneamente accantonata, a causa della mancanza di copertura finanziaria degli investimenti previsti, e poi sostituita con il progetto di realizzazione presso l'area di Via Botticelli di una nuova centrale termica (255 MWt) e la sua interconnessione con la rete proveniente dall'impianto Torino Nord, e in ultimo recuperata nell'ambito di un Accordo intercorso tra IREN Energia S.p.A. ed ENGIE S.p.A. Per quanto concerne, invece, gli sviluppi sull'area di Settimo T.se, si prevede nuova volumetria allacciata per complessivi nuovi 1,55 Mm<sup>3</sup>, in correlazione all'estensione della rete esistente in direzione della nuova area residenziale denominata "Laguna Verde" e del quartiere Falchera in Comune di Torino.

Pertanto, a fronte di un'effettiva riduzione e/o rimodulazione nel più lungo termine dell'originario programma di infrastrutturazione dell'area metropolitana mediante nuove dorsali di rete e centrali termiche, è stata peraltro avviata, soprattutto da parte di IREN Energia, un'operazione tesa a rendere più efficiente sotto il profilo energetico e gestionale il sistema, favorendo il recupero di capacità di allacciamento di nuova volumetria. Tale operazione con l'installazione di un nuovo sistema di accumulo da 2.500 m<sup>3</sup> presso il sito della ex Centrale Mirafiori Nord ha infatti consentito di "liberare" circa 8 Mm<sup>3</sup> di nuova volumetria allacciabile sulla Città di Torino per interventi di "saturazione"<sup>66</sup> delle aree edificate già servite, mediante una progressiva riduzione (da 2.500 a circa 1.500 mc.) del *target* d'interesse per i nuovi edifici.

Nelle figure seguenti sono rappresentati gli obiettivi dichiarati dagli operatori del settore in termini di nuova volumetria allacciabile nell'area metropolitana di Torino all'orizzonte temporale del 2025, per complessivi 82,5 milioni m<sup>3</sup>.

<sup>65</sup> Nel 2017 IREN Energia si è aggiudicata la gara per la posa della rete di teleriscaldamento nel Comune di Beinasco che ha consentito nel 2020 di alimentare 0,5 Mm<sup>3</sup> di nuova volumetria edificata.

<sup>66</sup> Di tale nuova volumetria resa disponibile per interventi di "saturazione" sulla Città di Torino, al 31.07.2017 si rivelano già allacciati circa 5,5 Mm<sup>3</sup> sulle reti Torino Centro, Torino Nord e Torino Sud. La conclusione di tale intervento di "saturazione" è previsto nel breve termine.





### Sviluppo previsionale - TLR Iren

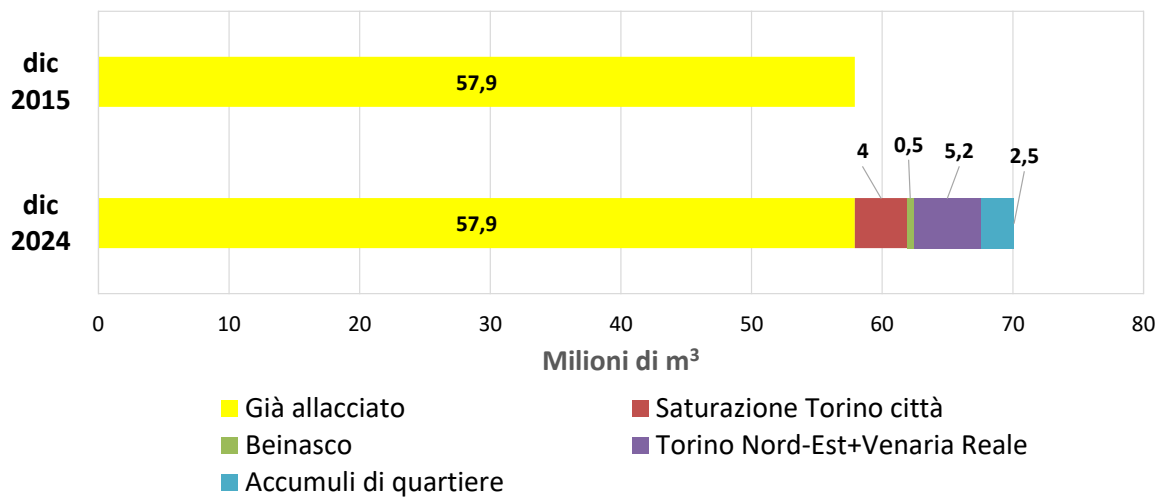


Figura 133 - Sviluppo previsionale teleriscaldamento IREN (fonte dati: operatori del settore)

### Sviluppo previsionale - TLR Altri operatori

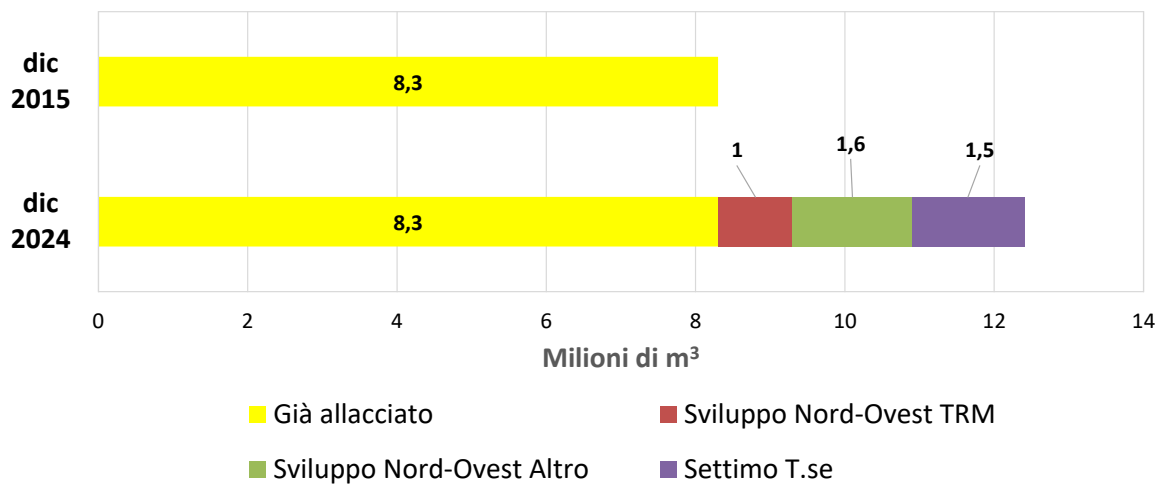


Figura 134 - Sviluppo previsionale teleriscaldamento altri operatori (fonte dati: operatori del settore)



### Sviluppo previsionale - TLR Area metropolitana Torino

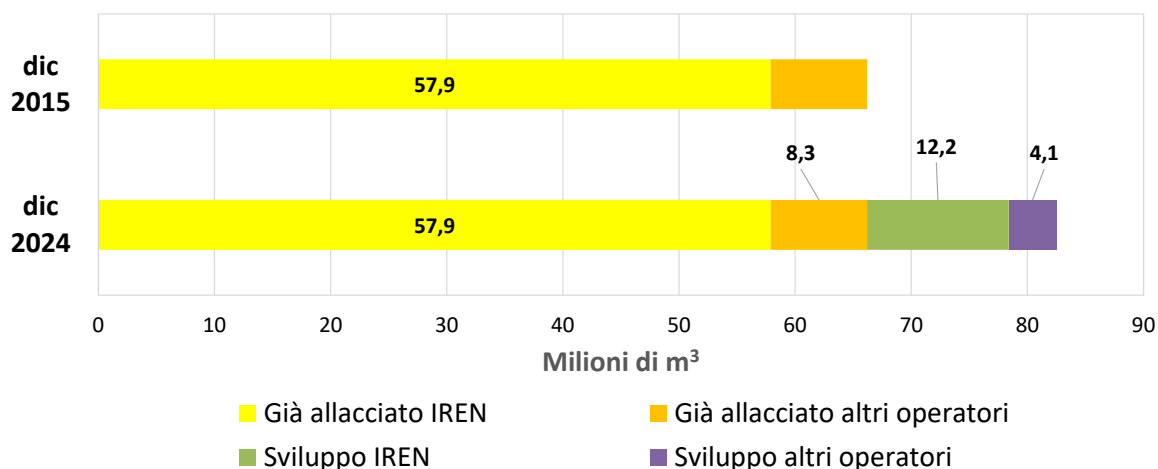


Figura 135 - Sviluppo previsionale teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino (fonte dati: operatori del settore)

Nel più lungo termine potranno aggiungersi ulteriori 4 milioni m<sup>3</sup> relativi al completamento dell'area della cosiddetta "Variante 200" della Città di Torino, avvicinandosi in tal modo all'originario obiettivo dei 90 milioni m<sup>3</sup> di volumetria servita fatto proprio dal citato Accordo del 2009. Inoltre, in tale area della Città sono allo studio ipotesi progettuali tese a combinare l'estensione del servizio di TLR con scelte di utilizzo della geotermia a bassa entalpia (acqua di falda) abbinate a pompe di calore per la climatizzazione delle previste nuove edificazioni.

#### **La progettualità nel restante territorio regionale.**

La progettualità concernente la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento dimostra un proprio grado di vitalità anche nel resto del territorio regionale diverso dall'area metropolitana di Torino, sebbene in tale realtà gli operatori faticino maggiormente a rinvenire i necessari presupposti di fattibilità economica degli investimenti. Si tratta, infatti, di progettualità di minore portata non più correlate allo sfruttamento del calore prodotto in grandi impianti esistenti a fronte di importanti volumetrie abitative da allacciare, bensì allo sfruttamento del calore prodotto, spesso in cogenerazione, presso utenze industriali o terziarie localizzate a margine di aree residenziali, se non addirittura all'utilizzo di risorse combustibili rinnovabili approvvigionate da filiera corta<sup>67</sup> nell'ambito di progetti di sviluppo locale.

In tali realtà, che possono definirsi "minori" solo per le dimensioni e non certo per la creatività progettuale e la caratterizzazione territoriale dei programmi di sviluppo, si assiste più frequentemente ad un'integrazione tra le scelte di generazione da fonte fossile e quelle da fonte rinnovabile, tesa a

<sup>67</sup> Ai sensi del DM 2 marzo 2010, per "biomassa da filiera corta" s'intende la biomassa prodotta entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione di energia. La lunghezza del predetto raggio è misurato come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione di energia e i confini amministrativi del Comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa.



valorizzare le peculiarità di specifiche aree territoriali nella produzione endogena di fonti rinnovabili, quali le biomasse di derivazione forestale o agricola.

Costituiscono esempio di una siffatta progettualità le previsioni in merito alla realizzazione di sistemi di teleriscaldamento in centri abitati di dimensioni minori (5.000-15.000 abitanti), mentre appaiono correlati ad un fattore di scala maggiore i progetti di teleriscaldamento di capoluoghi di provincia quali Asti<sup>68</sup>, Alessandria<sup>69</sup>, Cuneo<sup>70</sup> e Novara<sup>71</sup>.

Complessivamente la progettualità in essere inerente ai sistemi di TLR citati (ad esclusione di quello di Asti, temporaneamente abbandonato) consente di traguardare al 2025 un obiettivo di incremento della volumetria servita di circa 15 Mm<sup>3</sup>, pari al 50% dello stato attuale equivalente a circa 30 Mm<sup>3</sup>.

### **Indirizzi di piano per lo sviluppo del TLR e l'integrazione con le FER**

Il teleriscaldamento costituisce una soluzione prioritaria sotto il profilo energetico allorché si tratta di prevedere l'utilizzo del calore di recupero da processi di generazione termoelettrica o da altri processi industriali, valorizzando l'energia termica che altrimenti andrebbe dispersa. Entro tali confini, esso rappresenta, poi, una soluzione estremamente positiva sotto il profilo ambientale, in quanto – come si è detto – consente di ridurre le emissioni di inquinanti come gli NO<sub>x</sub> e le PM<sub>10</sub> nelle aree urbane tradizionalmente sottoposte a criticità della qualità dell'aria indotte da fattori di pressione quali il traffico, il riscaldamento civile e i processi industriali, nonché le emissioni di CO<sub>2</sub>.

Sotto l'aspetto prettamente energetico non sempre la maggiore efficienza nel processo di generazione dell'energia termica sul lato offerta mantiene margini significativi di competitività, se si prendono in considerazione le perdite, che normalmente si attestano intorno a valori di circa il 16-20% dell'energia immessa in rete. Soprattutto, laddove la soluzione del TLR venga comparata non con la generazione in impianti condominiali obsoleti e caratterizzati da rendimenti più modesti (nell'intorno del 90%), bensì con nuovi impianti a condensazione e con edifici assoggettati ad interventi di efficientamento sul fronte della termoregolazione e della contabilizzazione del calore, il risparmio di energia primaria, diversamente nell'ordine del 7-13%, si azzerava e rischia anzi di trasformarsi in un maggior consumo.

Pertanto, nuove strategie devono informare di sé le politiche tese a promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento rispetto al passato anche recente. Esse devono basarsi, in ogni caso, sulla valutazione analitica della domanda di calore che caratterizza le aree oggetto d'interesse ricercando sì

<sup>68</sup> Il progetto di TLR ad Asti prevede l'allaccio di circa 3 Mm<sup>3</sup> di volumetria edificata servita dal calore prodotto in cogenerazione a gas naturale. Tale progetto, dopo essere stato soggetto a procedura di VIA, è stato accantonato dall'Amministrazione Comunale.

<sup>69</sup> Il Comune di Alessandria ha aggiudicato in Project Financing alla società EGEA S.p.A la realizzazione di un sistema di teleriscaldamento alimentato da due centrali di cogenerazione (a Sud e Nord della Città) a gas naturale con una volumetria servita complessiva pari a circa 6 Mm<sup>3</sup>. Avvio dell'erogazione del calore nel 2020. Completamento del progetto previsto per l'anno 2025.

<sup>70</sup> Nel Comune di Cuneo il progetto di teleriscaldamento appare invece correlato alla massimizzazione dell'utilizzo del calore di recupero dalla lavorazione del vetro in un'azienda locale. Il progetto già in parte realizzato da parte di Wedge Power S.p.A prevede a regime l'allaccio di circa 4 Mm<sup>3</sup>.

<sup>71</sup> Il progetto di teleriscaldamento di Novara prevede l'allaccio di circa 5 Mm<sup>3</sup> serviti dal calore prodotto sia da una centrale di cogenerazione esistente presso un utilizzatore industriale, sia da una nuova centrale di cogenerazione alimentata a gas naturale.



la massimizzazione della volumetria servita a parità di unità di rete realizzata, ma spingendosi oltre nella direzione dell'integrazione tra fonti energetiche tradizionali e fonti rinnovabili. In tal modo, la diffusione di sistemi di teleriscaldamento alimentati, sotto il profilo della generazione, da un mix di fonti rinnovabili e dal recupero di calore da processi cogenerativi ad alto rendimento sarà in grado di contribuire seriamente al conseguimento degli obiettivi di sviluppo delle FER e di riduzione del CFL al 2030.

Tale contributo sarà tanto più importante, quanto saprà connotarsi sia per l'incremento della quota parte di consumi finali soddisfatti mediante la produzione energetica da FER termiche, sia per la capacità di ridurre i consumi di energia primaria nel soddisfare esigenze di climatizzazione, valorizzando il calore oggetto di recupero.

Se si guarda al trend rappresentato nella figura seguente, si può osservare come, nella serie storica di anni che vanno dal 2000 al 2015, tale indirizzo si stia già affermando, allorché su base nazionale si rivela in sensibile crescita sia la quota di calore teleriscaldato prodotto da centrali termiche o di cogenerazione alimentate da fonti fossili, sia contemporaneamente quella prodotta da FER termiche.

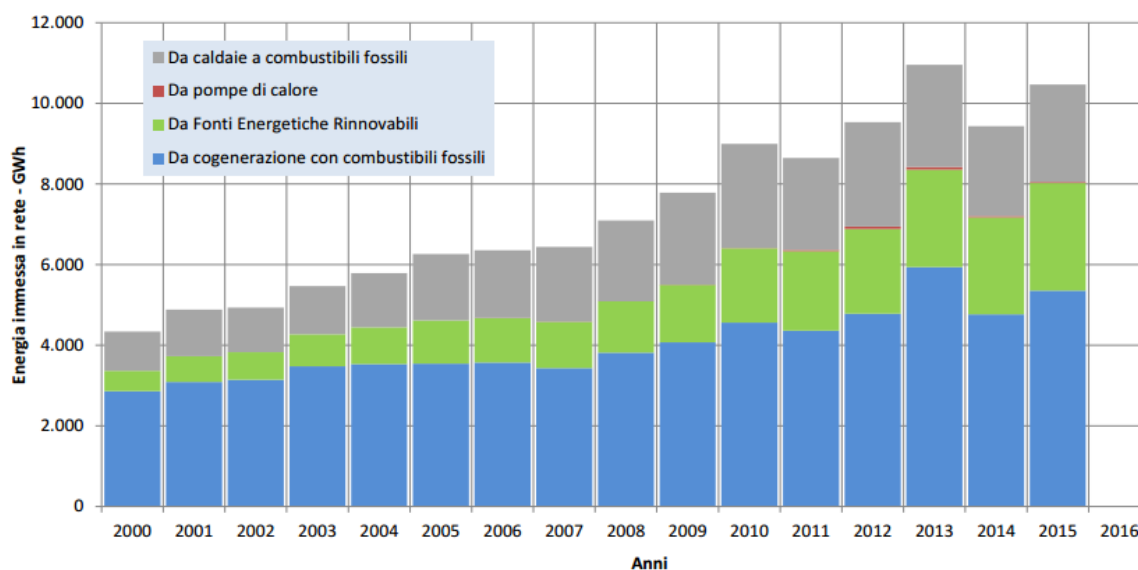


Figura 136 - Energia termica immessa in rete per sistema di produzione (fonte dati: tratto da AIRU 2016)

Tuttavia, si ritiene che l'integrazione tra cogenerazione ad alto rendimento e FER termiche debba per il futuro trovare in Piemonte una più stretta attuazione, anticipando la definizione delle necessarie condizioni al contorno al momento delle scelte di pianificazione urbanistica di nuovi quartieri e aree residenziali, opportunamente infrastrutturati sotto il profilo della climatizzazione degli edifici con fattispecie impiantistiche a bassa temperatura tese a sfruttare sia le sinergie operabili con la geotermia a bassa entalpia coadiuvata da pompe di calore, sia con lo sfruttamento della fonte solare termica e, limitatamente ai centri abitati non caratterizzati da criticità correlate alla qualità dell'aria, con l'utilizzo di biomasse provenienti dalla gestione del territorio circostante e comunque da filiera corta.



Al fine di favorire uno sviluppo locale di sistemi di teleriscaldamento forse di minore ampiezza, ma fortemente correlati con le specificità del territorio, l'art. 22, c. 2 del Decreto legislativo n. 28/2011 ha previsto che "in sede di pianificazione e progettazione, anche finalizzate a ristrutturazioni di aree residenziali, industriali o commerciali, [...], i Comuni verificano la disponibilità di soggetti terzi ad integrare apparecchiature e sistemi di produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili e di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, anche alimentate da fonti rinnovabili".

Il legislatore nazionale ha poi previsto che, per valorizzare le ricadute dell'azione di pianificazione e verifica di cui sopra, "i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti definiscono, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti ad incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. [...]" Tale facoltà viene altresì lasciata ai Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, che possono definire piani in forma associata.

Siffatti piani dovranno, poi, essere elaborati anche sulla base delle informazioni raccolte dal GSE, e opportunamente rese disponibili al territorio, nell'ambito dell'espletamento della ricognizione del potenziale nazionale di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, di cui all'art. 10 del Decreto legislativo n. 102/2014.

Al fine di consentire ai Comuni aventi in capo l'obbligo di espletare efficacemente l'attività pianificatoria di cui sopra, anche in sinergia con l'elaborazione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), l'Allegato 3 mette a disposizione, sotto forma di linee guida, uno strumento di supporto alla pianificazione locale e, nel contempo, all'organizzazione di specifiche banche dati inerenti alla domanda e offerta di energia termica nelle aree edificate, in coerenza con l'approccio adottato dal GSE.

Per quanto riguarda lo sviluppo dei sistemi di TLR esistenti, con particolare riferimento a quelli che caratterizzano l'area metropolitana di Torino, la progressiva riduzione del fabbisogno energetico a seguito della riqualificazione degli edifici esistenti e già serviti dal TLR consentirà di rendere disponibile energia termica per estendere il servizio ad altri immobili nelle aree già infrastrutturate, massimizzando l'utilizzo del calore di recupero dagli impianti esistenti, in accordo con i seguenti indirizzi:

- incremento dell'utenza termica allacciata a parità di potenza termica installata negli impianti di generazione/cogenerazione esistenti;
- massimizzazione dello sfruttamento delle reti in esercizio e interconnessione delle reti di operatori diversi, ove presenti;
- incremento dei siti di stoccaggio termico opportunamente dislocati, volti a spianare la punta della domanda termica e a consentire la non attivazione delle centrali di integrazione/riserva nelle ore di maggiore richiesta sulla rete. La riduzione dei picchi di domanda termica consente altresì l'allacciamento di una maggiore volumetria;
- rispetto dei limiti emissivi autorizzati per gli impianti di generazione a servizio del teleriscaldamento;



- utilizzo del calore di recupero dagli impianti di termovalorizzazione in esercizio (massimizzazione dell'uso della produzione termica dell'impianto TRM sulla rete di teleriscaldamento esistente);
- valutazione energetico-economica in merito all'allacciamento di nuovi edifici residenziali esistenti, caratterizzati da impianto di climatizzazione centralizzato e da sistemi di distribuzione dei fluidi vettori ad alta temperatura;
- massimizzazione dei benefici legati all'adozione della termoregolazione diffusa in tutti gli ambiti residenziali condominiali e promozione della continuità di erogazione del calore nelle 24 ore, a scapito del funzionamento impulsivo (orari giornalieri fissi), mediante il ricorso a campagne di comunicazione e tariffazione vantaggiosa.

Per quanto riguarda la promozione dello sviluppo di nuovi sistemi di TLR, si ritiene che le nuove realizzazioni debbano essere previste nel rispetto dei seguenti indirizzi:

- incremento dell'integrazione tra le fonti energetiche fossili e quelle rinnovabili (geotermia a bassa entalpia coadiuvata da pompe di calore, solare termico), soprattutto in edifici caratterizzati, sotto il profilo della climatizzazione, da sistemi di distribuzione dei fluidi vettori a bassa temperatura;
- sviluppo di nuovi sistemi di TLR al servizio di nuclei abitati montaninon caratterizzata da criticità della qualità dell'aria, mediante il collegamento a reti-calore locali di impianti di generazione anche alimentati da biomassa ligno-cellulosica (cippato) con approvvigionamento da filiera corta, in prevalente sostituzione (non < 80%) di impianti esistenti a biomassa o a gasolio;
- sviluppo di nuovi sistemi di TLR nei centri urbanicon prioritario utilizzo del calore di scarto da processi industriali o da centrali termoelettriche esistenti unitamente all'integrazione con le fonti rinnovabili, accompagnato da una valutazione comparativa che dimostri la convenienza energetica e ambientale del progetto, rispetto a soluzioni alternative che non prevedano il teleriscaldamento, nell'ambito di bilanci ambientali tesi a confrontare la soluzione proposta con la migliore tecnologia sostitutiva degli impianti condominiali interessati.

## Gli Obiettivi di sviluppo

Costituisce obiettivo di carattere generale nell'ambito del presente Piano la promozione della diffusione del teleriscaldamento sul territorio regionale coerentemente con gli indirizzi di cui al precedente paragrafo. Tale obiettivo di carattere generale è poi disaggregato territorialmente nei seguenti *target*.

Obiettivi riguardanti il territorio dell'Area metropolitana di Torino:

1. nel breve-medio termine:
  - completamento del programma di saturazione delle volumetrie teleriscaldabili della Città di Torino sulle reti Torino Nord, Centro e Sud, con un incremento pari al 15% (0,6



Mm<sup>3</sup>) rispetto al target di volumetria aggiuntiva di 4 Mm<sup>3</sup> previsto in rapporto allo stato dell'arte, in ragione dell'incremento aggiuntivo di efficienza del sistema;

- completamento del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nei Comuni di Collegno e Grugliasco, con un incremento pari al 15% (0,15 Mm<sup>3</sup>) rispetto al target di volumetria aggiuntiva di 1 Mm<sup>3</sup> previsto in rapporto allo stato dell'arte, per effetto dell'incremento aggiuntivo di efficienza del sistema;
- ultimazione dell'allaccio delle previste volumetrie site in Comune di Beinasco (0,5 Mm<sup>3</sup>) con calore proveniente dall'impianto TRM e controalimentazione dalla rete di Torino Sud (nodo di Mirafiori Nord);
- completamento della realizzazione degli accumuli di quartiere (2.500 m<sup>3</sup> presso il quartiere Nizza-San Salvario) con recupero di capacità di allaccio di nuova volumetria edificata pari a 2,5 – 2,8 Mm<sup>3</sup>;

2. nel medio-lungo termine:

- completamento del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nell'area Nord Est della Città di Torino, con un incremento pari al 15% (0,6 Mm<sup>3</sup>) rispetto al target di volumetria aggiuntiva pari a 4 Mm<sup>3</sup> previsto in rapporto allo stato dell'arte, per effetto del conseguimento di obiettivi aggiuntivi di efficienza del sistema;
- ultimazione del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nell'area Nord Ovest della Città di Torino (Comuni di Collegno, Rivoli e Grugliasco), con un incremento pari al 15% (0,24 Mm<sup>3</sup>) rispetto al target di volumetria aggiuntiva di 1,6 Mm<sup>3</sup> previsto in rapporto allo stato dell'arte, per effetto del conseguimento di obiettivi aggiuntivi di efficienza del sistema;
- completamento del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nel Comune di Settimo T.se e del quartiere Falchera di Torino pari ad una volumetria aggiuntiva di 1,55 Mm<sup>3</sup>;
- estensione dell'erogazione di calore alle 24 ore sulle reti Torino Nord, Centro e Sud, nonché alle utenze alimentate dall'impianto TRM, per effetto di politiche tariffarie e di marketing tese a promuovere il cambiamento nelle abitudini dell'utenza, con conseguente importante recupero di capacità di allaccio di nuova volumetria, almeno pari a circa il 30% rispetto allo stato attuale, ovvero pari a circa 20 Mm<sup>3</sup> aggiuntivi;
- realizzazione del termodotto tra la centrale di Leinì e la rete di TLR di IREN di Torino Nord Est e conseguente massimizzazione dell'utilizzo della produzione termica dell'impianto di ENGIE Produzione S.p.A. sulla rete dell'area metropolitana di Torino.

Obiettivi riguardanti il restante territorio regionale:

3. nel breve-medio termine:

- completamento della realizzazione dei sistemi di teleriscaldamento nei Comuni di Cuneo (Wedge Power S.p.A.) e Alessandria (EGEA S.p.A) per un totale di 10 Mm<sup>3</sup> di nuova volumetria allacciata;

4. nel lungo termine:



- realizzazione e messa in esercizio dei sistemi di teleriscaldamento nel Comune di Novara per un totale di 5 Mm<sup>3</sup> di nuova volumetria allacciata.

## Le azioni

Al fine del perseguimento dell'obiettivo di piano si ritiene necessario:

- favorire, mediante la negoziazione di specifici accordi con IREN Energia S.p.a., l'estensione dell'erogazione del servizio di teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino alle 24 ore, inducendo l'utenza ad un cambiamento di abitudini in merito all'opportunità/convenienza di riscaldare l'appartamento nelle ore notturne, e consentendo l'allaccio di una nuova consistente volumetria edificata a parità di potenza installata;
- promuovere, ove possibile e tecnicamente conveniente, il ricorso a tecniche di stoccaggio del calore prodotto in cogenerazione finalizzato al riscaldamento urbano, ai fini di favorire la gestione efficiente dei sistemi in esercizio e/o previsti, consentendo la copertura delle punte della domanda termica, minimizzando nel contempo il ricorso all'esercizio delle centrali termiche di integrazione e riserva;
- promuovere lo sviluppo della generazione distribuita mediante la diffusione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati a biomasse al servizio di reti locali di teleriscaldamento nei Comuni di montagna non interessati da criticità della qualità dell'aria, favorendo lo sviluppo dell'approvvigionamento locale della biomassa e della filiera forestale;
- favorire, anche mediante la definizione di specifiche forme di sostegno, la redazione e la diffusione sul territorio regionale dei Piani di Sviluppo del teleriscaldamento previsti ai sensi dell'art. 22, c. 3 del D.Lgs. 28/2011 nei Comuni soggetti all'obbligo (popolazione > 50mila ab.), anche sulla base delle linee guida regionali per la redazione dei piani comunali. Per quanto concerne specificamente l'area metropolitana di Torino promuovere l'aggiornamento del Piano di sviluppo esistente in collaborazione con gli operatori del settore e gli enti locali presenti nell'area territorialmente interessata dai sistemi di TLR in esercizio;
- promuovere e coordinare un'azione di governance nell'area metropolitana di Torino, mediante il coinvolgimento degli enti locali e degli operatori di settore territorialmente interessati, volta a favorire la massimizzazione della volumetria servita a parità di unità di rete realizzata, valorizzando il calore prodotto negli impianti esistenti e l'implementazione di misure di supporto alla sicurezza della rete interconnessa, gestita da operatori diversi.





## CAPITOLO IV - "LA GREEN ECONOMY"

<b>INTRODUZIONE E OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO.....</b>	<b>275</b>
<b><u>IL CONTRIBUTO DEL PIANO ENERGETICO-AMBIENTALE ALLA GREEN ECONOMY E ALLO SVILUPPO SOSTENIBILE.....</u></b>	<b><u>276</u></b>
<b>LA GREEN ECONOMY E IL SISTEMA DELLA RICERCA E INNOVAZIONE.....</b>	<b>280</b>
<b>LA GREEN ECONOMY E LE FILIERE LOCALI .....</b>	<b>288</b>
<b>AZIONI PER FAVORIRE PROGETTI DI SVILUPPO TERRITORIALE SOSTENIBILE.....</b>	<b>292</b>
<b>AZIONI PER FAVORIRE I <i>GREEN JOBS</i> E LA QUALIFICAZIONE DEL SISTEMA PRODUTTIVO .....</b>	<b>295</b>
<b>AZIONI PER FAVORIRE UN CAMBIAMENTO CULTURALE NEGLI ACQUISTI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE .....</b>	<b>302</b>
<b>AZIONI PER FAVORIRE L'ACCESSO AL CREDITO E LA FINANZIABILITÀ DELLE INIZIATIVE NEL SETTORE ENERGETICO .....</b>	<b>304</b>
<b>VERSO UNA STRATEGIA REGIONALE PER L'IDROGENO .....</b>	<b>307</b>

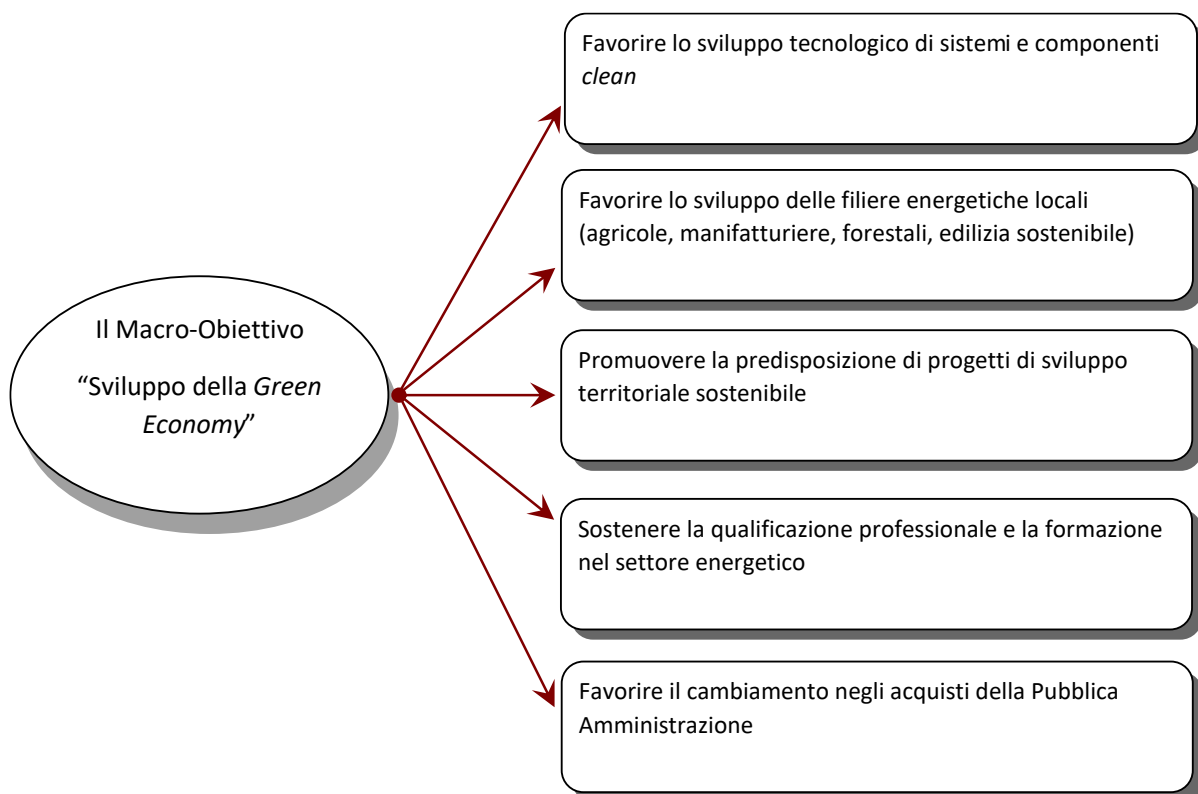


## Introduzione e obiettivi specifici di Piano

Il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale può contribuire alla realizzazione delle priorità della strategia Europa 2020 per una "crescita intelligente, sostenibile e inclusiva" e del cosiddetto *Winter Package* all'orizzonte temporale del 2030 anche attraverso:

1. un utilizzo consapevole delle risorse,
2. un approccio coordinato con le iniziative connesse alla promozione della ricerca e dell'innovazione sul dominio tecnologico "Clean" e, più in generale, alle politiche di promozione della *green economy*;
3. un approccio sinergico con le politiche di formazione, di rafforzamento e qualificazione delle competenze professionali e di sostegno all'occupazione;
4. un cambiamento nelle strategie e modalità di acquisto della P.A.;
5. un approccio innovativo nella promozione di progetti di sviluppo sostenibile e di sostegno alle filiere locali.

Gli obiettivi specifici che il Piano intende perseguire sono i seguenti.





## Il contributo del piano energetico-ambientale alla Green economy e allo sviluppo sostenibile

La realizzazione degli obiettivi descritti nei capitoli precedenti, in coerenza con la strategia EU 2020, può avere ricadute significative di natura socio-economica sul territorio piemontese, contribuendo a favorire la ripresa e a rafforzare la coesione economica, sociale e territoriale.

La domanda di tecnologie per l'efficienza energetica, la produzione di energia da fonti rinnovabili, la riqualificazione urbana sostenibile, la riconversione *green* delle produzioni e l'efficientamento dei cicli produttivi, possono agevolare la transizione verso un nuovo paradigma economico dalle significative opportunità di investimento, crescita e occupazione per l'intero sistema produttivo e, nello stesso tempo, rappresentare un importante contributo verso quel percorso di sostenibilità dello sviluppo che l'Agenda 2030 dell'ONU ha già delineato con i suoi 17 Obiettivi del Millennio e l'Italia ha già declinato a scala territoriale con la Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile. In particolare l'Obiettivo 7 "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni" rappresenta un riferimento verso cui le politiche energetiche devono tendere e a cui l'Italia, con il contributo delle singole politiche regionali, deve mirare.

Le politiche energetiche sostenibili, inoltre, sono uno dei fulcri intorno a cui le scelte politiche regionali si devono orientare nell'ambito della Strategia regionale per il cambiamento climatico (a cui la Regione sta lavorando secondo disposti della Giunta Regionale di cui alla DGR n. 24-5295 del 3 luglio 2017), al fine di contrastare tale fenomeno e rendere meno vulnerabili e più resilienti i territori alle sue conseguenze.

Quindi, per regioni dalla forte vocazione industriale, quali il Piemonte, il perseguimento di politiche di sviluppo sostenibile nell'ottica della *Green economy*<sup>72</sup> può sempre più rappresentare un fattore abilitante per il superamento della crisi economica e nello stesso tempo un contributo sul percorso della sostenibilità del proprio territorio e dell'Italia.

La *Green economy*, intesa come paradigma di sviluppo in grado di "portare ad un migliorato benessere umano e all'equità sociale e di creare lavoro investendo e nello stesso tempo salvaguardando le risorse naturali, ovvero "un'economia a basso tenore di carbonio, che fa un uso efficiente delle risorse e promuove l'inclusione sociale", rappresenta, quindi, una delle sfide prioritarie anche per le politiche energetiche e di sostenibilità del prossimo futuro.

Nel programma di crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva la Commissione invita a consumare meno energia e produrre energia pulita al fine di tutelare l'ambiente e costruire un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita, promuovendo nel contempo le attività di ricerca e l'innovazione e lo sviluppo dell'intera filiera energetica. Condizionalità *ex-ante* per la promozione delle attività di ricerca e innovazione è la strategia di "Smart Specialisation" che, attraverso un nuovo approccio di sistema

<sup>72</sup> Secondo la definizione della Commissione Europea la *green economy* è "un'economia che genera crescita, crea lavoro e sradica la povertà investendo e salvaguardando le risorse del capitale naturale da cui dipende la sopravvivenza del nostro pianeta" (CE, Com.n.363 del 20.06.2011). L'OCSE utilizza il termine di *green growth* per indicare "una crescita economica che sappia ridurre l'inquinamento, le emissioni di gas serra e i rifiuti, preservando il patrimonio naturale e le sue risorse". L'UNEP considera la *green economy* "un'economia a basse emissioni di anidride carbonica, efficiente nell'utilizzo delle risorse e socialmente inclusiva, che produce benessere umano ed equità sociale, riducendo allo stesso tempo i rischi ambientali".



allo sviluppo economico finalizzato a valorizzare le eccellenze qualitative dei singoli territori, porta ad individuare gli ambiti di specializzazione regionale. La *Strategia di specializzazione intelligente*<sup>73</sup> (di seguito S3) della Regione Piemonte, adottata formalmente con DGR n. 18-3641 del 18 luglio 2016, impone un vero e proprio salto di qualità per le politiche regionali in materia di ricerca e innovazione: essa individua i settori portanti dell'economia regionale da rafforzare, su cui concentrare le risorse, e favorisce le aggregazioni fra soggetti, al fine del superamento della frammentarietà, puntando alla creazione di filiere innovative.

La S3 prevede tra le aree prioritarie di intervento l'area della Chimica verde/Cleantech. Si tratta di un settore che in Piemonte conta su un numero circoscritto di imprese, ma con forti capacità industriali e competenze a livello europeo in due ambiti specifici:

1. lo sviluppo di nuovi prodotti sostenibili, derivanti da filiere agroalimentari non food, quali le bioplastiche ed i biocarburanti;
2. i processi di gestione e trattamento dei rifiuti e dei reflui, orientati al recupero di chemicals, combustibili e materie seconde.

La S3 del Piemonte è guidata da due traiettorie di sviluppo – *smart*, e *resource efficiency*- che rispondono ai principi di crescita intelligente, sostenibilità ambientale ed energetica e risparmio delle risorse. In particolare la traiettoria *resource efficiency*, è intesa come il ricorso alle competenze e ai processi di efficientamento nelle aree di innovazione prioritarie per sostenere l'affermarsi di una economia regionale più sostenibile, contribuendo al raggiungimento dei target delle Policy ambientali ed energetiche Europee.

La necessità, per l'attuale modello di produzione e consumo di confrontarsi con la limitatezza delle risorse disponibili, e la necessità di trovare modalità alternative di approvvigionamento per lo sviluppo ha portato ad affermarsi il concetto di *economia circolare*, che integra e completa la visione del nuovo paradigma di sviluppo sostenibile. La *circular economy*, in contrapposizione ai modelli di sviluppo lineari, è un'economia progettata per "autorigenerarsi": i materiali di origine biologica sono destinati a rientrare nella biosfera, e i materiali di origine tecnica sono progettati per circolare all'interno di un flusso che prevede la minima perdita di qualità. È anche un'economia che intenzionalmente si "ricostituisce": essa mira a basarsi su fonti energetiche di tipo rinnovabile, a minimizzare, tracciare ed eliminare l'uso di sostanze chimiche tossiche, nonché ad eliminare la produzione di rifiuti e sprechi, mediante un'attenta progettazione.

Il modello di azione è quindi quello che fa riferimento ai principi della *green and circular Economy* in quanto in grado di dare attuazione concreta ai principi della sostenibilità indirizzando il territorio e tutti i suoi attori istituzionali, economici e sociali verso una nuova visione economica che rispetti l'ambiente e un modello di sviluppo che sappia creare ricchezza e benessere per tutti con il riutilizzo e la rigenerazione delle risorse, passando attraverso la salvaguardia e la valorizzazione dei servizi che la natura già mette a disposizione delle comunità (servizi ecosistemici).

L'entrata in vigore della Legge 28 dicembre 2015, n. 221 - "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo delle risorse" - indirizza

<sup>73</sup> Per un approfondimento sul concetto di *Strategies for Smart Specialisations* (RIS 3), vedi

[http://ec.europa.eu/regional\\_policy/sources/docgener/presenta/smart\\_specialisation/smart\\_ris3\\_2012.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/presenta/smart_specialisation/smart_ris3_2012.pdf)



sempre di più l'economia e le politiche del Paese e delle regioni verso tale visione introducendo i temi chiave dello sviluppo sostenibile e disciplinando, attraverso alcune sue misure operative, lo strumento della green economy.

La green economy, può rappresentare per il Piemonte una risposta alla crisi economica in quanto portatrice di nuove soluzioni (tecnologiche e non) per la creazione di un nuovo modello di economia circolare, che soddisfa e induce nuovi modelli di consumo sostenibili e nuovi bisogni in coerenza con l'obiettivo di 'Europa 2020 Crescita Sostenibile'<sup>74</sup>, che muove verso un'economia più efficiente sotto il profilo delle risorse, più verde e più competitiva. Efficienza energetica, ricorso alle fonti rinnovabili, riconversione ed efficientamento delle reti energetiche, modifica dei sistemi di mobilità con conseguente abbattimento delle emissioni in atmosfera, difesa del suolo, riqualificazione urbana sostenibile, riconversione verde dell'industria e dell'agricoltura, sistemi locali del cibo, tutela e valorizzazione del capitale naturale e sviluppo delle infrastrutture verdi, prevenzione sanitaria alimentare, rappresentano aspetti su cui investire per generare un ciclo innovativo dell'economia dello sviluppo anche in linea con i disposti e gli obiettivi della già citata L.221/2015.

Il PEAR intende conseguire risultati non solo di tipo energetico-ambientale, ma anche di sviluppo socio-economico finalizzati a creare nuove opportunità per le imprese operanti nei settori della green and circular economy (nuova occupazione di qualità, valorizzazione delle risorse e delle competenze del territorio, riqualificazione della manodopera, sostenibilità a lungo termine ecc.) e a stimolare lo sviluppo, l'applicazione e l'accesso alle tecnologie a basso tenore di carbonio. A tal fine, occorre coniugare in chiave strategica le diverse politiche regionali, in particolare quelle sostenute attraverso i fondi strutturali Europei, con gli obiettivi locali di sostenibilità e sviluppo e integrare le azioni che il PEAR intende sviluppare sulla green e circular economy con quelle attivabili nell'ambito delle altre programmazioni regionali, con particolare riferimento a:

1. ricerca e innovazione;
2. formazione professionale;
3. sviluppo sostenibile e cambiamento climatico;
4. internazionalizzazione attiva a sostegno dello sviluppo sostenibile delle economie emergenti e dei Paesi in via di sviluppo.

Le azioni del PEAR per lo sviluppo della green economy in Piemonte saranno finalizzate a creare le condizioni per rafforzare e stimolare l'innovazione tecnologica per la realizzazione di contesti eco-compatibili. A supporto di ciò dovranno essere attivati specifici programmi per stimolare nella scuola il processo di cambiamento culturale e di competenze delle nuove generazioni verso i principi della green and circular economy e per avviare percorsi di formazione per la qualificazione delle professionalità operanti su tale filiera.

A tal fine, nel presente capitolo verranno individuate le azioni che si intendono avviare per:

- favorire la transizione produttiva di settori tradizionali verso settori emergenti e consolidare asset territoriali che rendano il territorio attrattivo per nuovi investimenti di impresa nel settore delle *clean technologies*, in coerenza con la S3 regionale;

<sup>74</sup>[http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/priorities/sustainable-growth/index\\_it.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/priorities/sustainable-growth/index_it.htm)



- incrementare la capacità del sistema regionale di apertura verso i mercati internazionali delle imprese, la capacità di innovazione di processi e prodotti eco-compatibili, la crescita di volumi di vendita di prodotti e servizi sostenibili;
- creare nuova occupazione di qualità anche attraverso la valorizzazione delle risorse e delle competenze presenti sulle filiere del territorio e la riqualificazione della manodopera esistente;
- favorire, anche nell'ambito energetico, il passaggio verso nuovi modelli di consumo nell'ottica del risparmio, dell'efficienza e del "rinnovabile";
- sostenere e favorire percorsi di educazione e formazione professionale indirizzati ai temi della sostenibilità.

### **Box sulla Strategia Nazionale Sviluppo Sostenibile**

La Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile approvata dal CIPE (Delibera 108 del 22 dicembre 2017) propone, tra gli altri obiettivi, una visione per un nuovo modello economico circolare, a basse emissioni di CO<sub>2</sub>, resiliente ai cambiamenti climatici e agli altri cambiamenti globali causa di crisi locali. In particolare la Strategia nel prevedere un percorso di "sistema" a sostegno della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio individua quale strumento chiave per l'attuazione di questa scelta la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Gli obiettivi specifici che coinvolgono le scelte in campo energetico/ambientale sono principalmente legati alla necessità di incremento dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio.

### **Box sulla Circular Economy**

Secondo la definizione della Ellen MacArthur Foundation, l'economia circolare «è un termine generico per definire un'economia pensata per potersi rigenerare da sola». L'economia circolare, in contrapposizione al modello classico di economia lineare, è dunque un sistema in cui, quando un prodotto raggiunge la fine del ciclo di vita, le risorse restano all'interno del sistema economico, in modo da poter essere riutilizzate più volte a fini produttivi e creare così nuovo valore.

Come evidenziato nella Comunicazione COM(2014)398 "Verso un'economia circolare: programma per un'Europa a zero rifiuti", il passaggio ad un'economia più circolare implica cambiamenti nell'insieme delle catene di valore, dalla progettazione dei prodotti ai modelli di mercato e di impresa, dai metodi di trasformazione dei rifiuti in risorse alle modalità di consumo: ciò implica un vero e proprio cambiamento sistemico e un forte impulso innovativo, non solo sul piano della tecnologia, ma anche dell'organizzazione, della società, dei metodi di finanziamento e delle politiche. Si stima che un uso più efficiente delle risorse lungo l'intera catena di valore potrebbe ridurre il fabbisogno di fattori produttivi materiali del 17%-24% entro il 2030, con risparmi per l'industria europea dell'ordine di 630 miliardi di euro l'anno. Adottando approcci fondati sull'economia circolare



l'industria europea potrebbe innalzare potenzialmente il PIL dell'UE fino al 3,9%, attraverso la creazione di nuovi mercati e nuovi prodotti e grazie al relativo valore per le aziende.

La Commissione Europea ha adottato il 2 dicembre 2015 la Comunicazione COM(2015)614 "L'anello mancante: Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare" in cui analizza l'interdipendenza di tutti i processi della catena del valore: si va dalla revisione dell'attuale strumentazione normativa e strategica alla proposta di nuovi orientamenti, dal varo di programmi mirati alla definizione di standard di prodotto e di processo, dalla regolamentazione del mercato delle materia prime seconde ad azioni mirate ad ambiti prioritari quali quelli della plastica, dell'agroalimentare, della biomassa, delle costruzioni, fino ad un massiccio sostegno ad attività di ricerca e innovazione, attuato attraverso i programmi diretti e stimolando e sostenendo le azioni di Stati e Regioni.

A livello nazionale i Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico hanno presentato a luglio 2017 un Documento di inquadramento e di posizionamento strategico per l'Italia sull'economia circolare, in continuità con gli impegni adottati nell'ambito dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo sviluppo sostenibile, in sede G7 e nell'Unione Europea.

## La Green economy e il sistema della ricerca e innovazione

La Regione Piemonte, grazie soprattutto alla presenza di un consolidato sistema regionale per la Ricerca e l'innovazione, costituito da aziende leader in settori altamente innovativi, un solido tessuto di piccole e medie imprese, una rete di atenei e centri di ricerca pubblici e privati di eccellenza e qualificati soggetti intermediari/acceleratori d'innovazione (Parchi Scientifici, Poli d'Innovazione, incubatori), è da sempre una regione molto attiva sul fronte della ricerca scientifica e tecnologica.

Secondo gli ultimi aggiornamenti ISTAT, la spesa nazionale del 2017 in R&S ammonta a 23,8 miliardi di euro, pari a circa l'1,38% del PIL. In termini assoluti il Piemonte si colloca al quarto posto, dopo Lombardia, Lazio ed Emilia Romagna. Dal punto di vista del peso degli investimenti in R&S sul PIL, il Piemonte vanta il valore più elevato dell'intensità innovativa, con spese in R&S pari al 2,1% della ricchezza regionale; insieme a Emilia Romagna (1,9%), Lazio (1,7%), Provincia autonoma di Trento (1,56%) e Friuli Venezia Giulia (1,55%), il Piemonte ha già quindi raggiunto l'obiettivo (1,53% del PIL) che, in media, l'Italia dovrà raggiungere nel 2020. Inoltre, il Piemonte rimane la prima regione per la spesa privata in R&S, pari all'1,8% del PIL, a fronte di una media nazionale dello 0,9%.

Secondo i dati dell'Ufficio Italiano Brevetti e Marchi (UIBM) nel 2018 l'indice di intensità brevettuale – calcolato come rapporto tra numero di domande di brevetto e gli addetti della manifattura – mostra una media nazionale di 269 brevetti ogni 100.000 addetti delle imprese manifatturiere. Il Piemonte è tra le regioni che presentano valori superiori alla media (455 brevetti), seconda solo al Lazio (528 brevetti).

Il Piemonte si è dotato nel tempo di un robusto impianto di politiche a sostegno dell'innovazione, che mobilitano gli attori principali del sistema regionale e supportano la capacità di produrre ricerca e innovazione, di generare, assorbire e trasferire nuove tecnologie e di anticipare/rispondere



rapidamente alle nuove sfide competitive. In tal senso, un aspetto che nel tempo ha assunto una dimensione rilevante è la capacità di coniugare innovazione e uso efficiente delle risorse, che sempre più si pone come potente fattore di competitività.

Le politiche di R&S sono attuate principalmente attraverso le misure del POR FESR, la cui strategia di R&S per il periodo 2014-2020 è basata sulla Strategia di Specializzazione Intelligente (S3), che ha identificato alcuni ambiti settoriali (Aerospazio, Automotive, Meccatronica, Green Chemistry/Clean Tech, Life Sciences, Tessile e Agrifood) e traiettorie di sviluppo (tra cui la traiettoria Resource Efficiency – centrale per lo sviluppo della Green economy) su cui concentrare le risorse.

In particolare, l'area Green Chemistry/Clean Tech sviluppa gli obiettivi della bioeconomia che, nel caso del Piemonte, vanta un'eccellenza nella chimica da fonti rinnovabili (lo sviluppo di nuovi prodotti sostenibili, derivanti da filiere di agro-industriali non food, quali le bioplastiche ed i biocarburanti), in particolare nella possibilità di utilizzare biomasse per produrre sostanze biochimiche alternative a quelle di origine fossile. Accanto alle attività già consolidate legate all'interazione con le filiere agricole non-food, si sta inoltre affermando un ambito legato al recupero di materie seconde, chemicals ed energia dai processi di gestione e trattamento dei rifiuti. A valle, sono da attendersi ricadute positive sui mercati dei carburanti, dell'energia, della chimica, del tessile, dell'automotive, della cosmetica e dei prodotti per la salute, oltre che sulla salubrità dei territori e delle comunità.

In questo settore collaborano strettamente e su base continuativa il mondo industriale, agricolo, della ricerca, dei servizi ambientali e delle *utilities*, con l'obiettivo strategico di contribuire allo sviluppo del modello socioeconomico e culturale della *circular economy*.

Anche negli altri settori della S3 il tema dell'efficienza delle risorse e della razionalizzazione energetica assume un ruolo rilevante; nell'ambito dell'Automotive i campi d'applicazione riguardano, ad esempio, i sistemi di trazione alternativi (elettrici, ibridi a idrogeno) e l'alimentazione e accumulo dell'energia, i materiali non tradizionali ad elevate prestazioni e ridotto impatto ambientale, le tecnologie per il fine vita dei veicoli (riciclabilità e recupero energetico); nell'ambito della Meccatronica lo sviluppo di sistemi avanzati di produzione per l'eco-efficienza e l'eco-compatibilità dei processi produttivi; nell'ambito dell'Agrifood, l'ottimizzazione dell'uso delle risorse naturali e idriche, del riutilizzo di sottoprodotti, riduzione dell'impatto ambientale e la razionalizzazione energetica dei processi produttivi e distributivi nella filiera alimentare.

### **Azioni in chiave GREEN a sostegno dello sviluppo tecnologico**

L'intervento regionale a sostegno della ricerca e dello sviluppo tecnologico si concretizza nell'Asse I del POR FESR 2014-2020 (Ricerca, Sviluppo Tecnologico e Innovazione); l'obiettivo del mix di strumenti in cui è articolato è sostenere l'intero ciclo dell'innovazione, dalla ricerca tecnologica allo sviluppo sperimentale, fino alla fase di pre-industrializzazione, accorciando il time-to-market delle innovazioni. In tal senso, ai modelli di sostegno alla R&S introdotti con successo nel periodo 2007-2013 (Poli d'Innovazione e Piattaforme Tecnologiche, opportunamente aggiornati sulla base della S3 e dei nuovi orientamenti strategici) sono affiancate nuove misure volte a sostenere la crescita di imprese innovative e start up, l'industrializzazione dei risultati della ricerca, l'offerta di infrastrutture per la ricerca a disposizione delle imprese.





Il Piemonte è stata la prima regione italiana ad istituire, nel 2009, i Poli di Innovazione, quali organismi coordinati da un soggetto gestore che aggregano PMI, grandi imprese e organismi di ricerca, mirati alla condivisione della conoscenza, al trasferimento tecnologico, alla collaborazione e alla convergenza su traiettorie d'innovazione e linee di sviluppo comuni.

I 7 Poli d'Innovazione (Smart Manufacturing and Products, Energy and Clean Tech, Green Chemistry and Advanced Materials, Life Sciences, Agrifood, Textile e ICT) derivano da un percorso di riorganizzazione e razionalizzazione dei Poli attivati nel periodo 2007-2013, anche in termini di coerenza con le aree di specializzazione e le traiettorie della S3. Gli ambiti connessi all'energia, precedentemente articolati in 4 differenti Poli d'Innovazione, sono ora integrati nei due Poli Energy and Clean Tech e Green Chemistry and Advanced Materials, mentre il tema dell'efficienza delle risorse e della sostenibilità dei processi produttivi, in coerenza con la traiettoria *Resource efficiency* della S3, è trasversalmente presente in tutti i Poli.

Le agende di ricerca dei Poli d'Innovazione, proposte dai soggetti gestori sulla base dei bisogni delle imprese associate, e approvate dalla Regione, sono state alla base dei bandi lanciati a partire dal 2016 per finanziare progetti di R&I delle imprese già associate o non ancora associate ai Poli, con una dotazione complessiva di 100 milioni di euro.

In particolare, il Polo Clever (Energy and Clean Tech) affronta ambiti direttamente connessi all'energia, nonché trasversali ai domini industriali oggetto della S3, ed è articolata in sei ambiti principali:

- efficienza e uso razionale dell'energia: tecnologie *core* per le *smart grid* termiche ed elettriche; recupero energetico; gestione efficiente dell'energia;
- efficienza e uso razionale delle risorse idriche: trattamento efficiente delle acque reflue civili ed industriali; uso efficiente delle acque nei processi produttivi;
- economia circolare: soluzioni per il decommissioning di siti civili e industriali; gestione del fine vita di veicoli terrestri e navali; recupero e riuso di materie seconde dai cicli produttivi; waste management;
- mobilità sostenibile: powertrain a carburanti innovativi; tecnologie e componenti di sistemi di propulsione per la mobilità elettrica; infrastrutture di distribuzione dei nuovi carburanti e vettori elettrici per la mobilità;
- cambiamenti climatici: efficienza e sicurezza delle reti ed infrastrutture idriche ed energetiche; protezione delle infrastrutture dai rischi naturali; sicurezza e gestione delle emergenze da rischio naturale e antropico;
- clean solutions: integrazione di KETs nei processi industriali per la prevenzione degli impatti ambientali; concezione e design sostenibile dei prodotti e dei processi; riduzione dell'uso di materiali e sostanze pericolose.

Tra gli ambiti d'intervento del Polo Cgreen (Green Chemistry and Advanced Materials) i più rilevanti per il tema dell'energia e dell'efficienza delle risorse riguardano:

- pre-trattamento, trattamento e conversione di biomassa vegetale, sottoprodotti e scarti per produzione di biocombustibile e/o produzione di energia e calore;
- purificazione del biogas e upgrading in biometano anche liquefatto;



- innovazione ed efficientamento della filiera da biomassa con verifica della sua sostenibilità;
- soluzioni e tecnologie non convenzionali per il pre-trattamento e trattamento delle biomasse;
- modelli di gestione dell'energia anche da fonte rinnovabile, con scambio in rete (smart grid).

Le Piattaforme Tecnologiche sono state concepite nell'ambito della programmazione 2007-2013, al fine di indirizzare il finanziamento pubblico su progetti di larga scala, con una visione strategica di medio periodo e in settori strategici nei quali fossero presenti in Piemonte leader tecnologici, competenze qualificate nel sistema produttivo e della ricerca e un significativo numero di piccole e medie imprese. Nel 2007-2013 sono state attivate piattaforme negli ambiti Aerospazio, Biotecnologie per la scienza della vita, Agroalimentare e Automotive.

Nel corso del 2016 è stata lanciata, nell'ambito di un Accordo di Programma con il MIUR, la Piattaforma Fabbrica Intelligente che ha visto il finanziamento di 5 progetti con fondi nazionali e di ulteriori 4 con fondi del POR FESR, dove il tema dell'Industria 4.0 si coniuga con innovazioni di processo volte a ridurre gli impatti ambientale ed energetico. Si cita, a titolo di esempio, il progetto GREEN FACTORY 4COMPO, che si propone di sviluppare soluzioni innovative di manufacturing per incrementare l'impiego di materiali polimerici compositi ad elevate prestazioni, coniugando beneficio tecnico a costi/investimenti, ad impatto ambientale ed energetico sostenibile. Il progetto, capofilato dal Centro Ricerche Fiat, vede coinvolti un totale di 29 partner (7 grandi imprese, 12 PMI e 10 organismi di ricerca).

La Regione ha inoltre lanciato la Piattaforma Bioeconomia, con un approccio innovativo mutuato dal concetto di economia circolare e che connette due settori prioritari della S3, ovvero Chimica Verde/Cleantech e Agroalimentare. Il principio di fondo è sostenere la transizione da un sistema economico energivoro, basato sulle risorse fossili non rinnovabili e con accentuato impatto ambientale, ad un sistema più sostenibile fondato su un utilizzo razionale ed integrale delle risorse biologiche (biomasse in senso lato). La Bioeconomia si propone pertanto di promuovere lo sviluppo di un'economia a minore impatto ambientale, che rigeneri gli ecosistemi naturali anziché impattarli, e maggiormente efficiente dal punto di vista delle risorse.

La Piattaforma, oltre a rafforzare la ricerca e l'innovazione nello sviluppo di tecnologie nei rispettivi comparti, intende promuovere l'attivazione di processi di simbiosi tra i due settori, finalizzata alla creazione di ecosistemi produttivi "circolari" e di catene produttive "corte" a minor impatto ambientale su scala locale (ma anche globale).

La Piattaforma Bioeconomia, per la quale è stata prevista una dotazione finanziaria pari a 40 milioni di euro di contributo pubblico, è pienamente coerente con la strategia nazionale "BIT – Bioeconomy in Italy". I campi d'applicazione comprendono:

- ottimizzazione e razionalizzazione energetica dei processi produttivi e distributivi della filiera produttiva e distributiva della filiera alimentare;
- incremento della efficienza, della remuneratività e della versatilità delle bioraffinerie con riduzione del loro impatto ambientale, attraverso lo sviluppo di nuovi processi ed associate tecnologie di trasformazione e recupero e purificazione dei prodotti;



- gestione, trattamento e valorizzazione dei rifiuti, delle acque reflue e delle materie prime secondarie;
- ottimizzazione dell'uso delle risorse naturali e idriche, del riutilizzo dei sottoprodotti, della riduzione dell'impatto ambientale nell'industria agro-alimentare;
- conversione di biomasse non food e reflui zootecnici autoctoni per la produzione di prodotti chimici, biocarburanti, bioplastiche.

Nell'ambito della Piattaforma Bioeconomia sono stati finanziati 9 progetti, che mobilitano circa 150 attori, tra imprese ed enti di ricerca.

IR<sup>2</sup>- Industrializzazione dei risultati della ricerca, è una misura di nuova concezione, che mira a contrastare il divario tra produzione di conoscenze e successiva commercializzazione in beni e servizi, supportando lo sviluppo delle fasi di maggiore prossimità al mercato (pre-industrializzazione e pre-commercializzazione). La misura finanzia progetti rilevanti in termini di dimensione (min. 5 milioni di euro) e che garantiscano, attraverso un piano di investimenti produttivi per lo sfruttamento industriale dei risultati della ricerca, un impatto rilevante per le imprese proponenti e il territorio.

Il bando, lanciato a settembre 2016, ha riscontrato un forte interesse da parte di diversi attori industriali. Tra i progetti ammessi a finanziamento, emerge l'ambito della mobilità elettrica, sul quale si concentra una notevole massa critica di investimenti in ricerca, sviluppo sperimentale e realizzazione di dimostratori/prototipi, preludio di rilevanti investimenti produttivi sul territorio regionale.

Ulteriori ambiti di interesse per attività di R&S sul tema energetico sono i seguenti.

- Ambito fonti energetiche rinnovabili:
  - sviluppo di tecnologie per lo sfruttamento della risorsa *vento* anche in regioni, come in Piemonte, in cui risultano assenti venti costanti a bassa quota;
  - sviluppo di tecnologie per la gassificazione.
- Ambito chimica sostenibile:
  - favorire lo sviluppo di bio-raffinerie e bio-combustibili di terza generazione in prosecuzione dell'azione condotta a favore dei combustibili di seconda generazione (che ha portato alla nascita sul territorio piemontese di un impianto produttivo tecnologicamente all'avanguardia in ambito mondiale).
- Ambito storage elettrico e Fonti Energetiche Rinnovabili: lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili nel settore elettrico sta catalizzando importanti progressi nell'ammodernamento della rete elettrica, incluso l'implementazione di sistemi di accumulo. La natura variabile e decentralizzata di tali fonti energetiche offre avvincenti sfide tecnologiche per massimizzare e assicurare l'affidabilità nell'approvvigionamento energetico; le sempre maggiori fluttuazioni nella produzione energetica possono infatti minare la stabilità di un sistema elettrico che sempre più richiede strumenti di ottimizzazione e bilanciamento. Favorire lo sviluppo tecnologico dei sistemi di accumulo (storage) e del relativo impatto ambientale nell'intero ciclo di vita risulta pertanto essenziale per una migliore gestione delle energie non programmabili, quali quelle rinnovabili. Il mercato dei sistemi di storage negli



ultimi anni è cresciuto notevolmente sia per effetto della riduzione dei costi dell'energia accumulata (inteso come kWh per ciclo) sia per l'orientamento al modello di autoconsumo da parte dei *prosumer* (produttori e contemporaneamente consumatori di energia).

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per erogare servizi di rete, contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili) e contenere i picchi di prelievi di energia elettrica favorendo la massimizzazione dell'autoconsumo energetico. I sistemi di accumulo possono riguardare lo stoccaggio di energia e di calore, indispensabili nella gestione della produzione del calore in impianti cogenerativi.

- Smart Grid ("reti intelligenti"): favorire l'implementazione di soluzioni innovative basate su tecnologie esistenti, con particolare riferimento a:
  - integrazione delle tecnologie (sia rinnovabili, sia di altre forme di generazione);
  - interoperabilità delle soluzioni;
  - gestione ottimizzata della rete elettrica di distribuzione;
  - sviluppo di modelli di generazione distribuita in energy communities;
  - sviluppo di servizi applicativi per l'uso razionale dell'energia attraverso il coinvolgimento degli utenti (anche mobili esempio i veicoli elettrici) e dei consumatori.
- Ambito Edilizia Sostenibile: favorire lo sviluppo di tecnologie di ultima generazione a favore della realizzazione di impianti fotovoltaici innovativi integrati negli elementi edilizi. Tale sviluppo tecnologico risulta sinergico alle azioni a sostegno della filiera delle costruzioni che, come già descritto nel capitolo Efficienza Energetica, sono fondamentali per il perseguimento del target connesso alla riduzione dei consumi energetici del patrimonio immobiliare pubblico e privato, e richiedono l'attivazione di un progetto territoriale per la rigenerazione urbana, la riqualificazione energetica e la messa in sicurezza del patrimonio stesso.
- Pubblica Illuminazione: favorire l'integrazione delle tecnologie disponibili nel campo dell'efficienza energetica con quelle digitali per la realizzazione, nell'ottica delle *smart cities and communities*, di infrastrutture innovative per l'erogazione dei seguenti servizi alla cittadinanza:
  - monitoraggio ambientale;
  - sicurezza;
  - infomobilità.
- Produzione di Biogas da Forsu: favorire sistemi di raccolta differenziata innovativi abbinati ad impianti locali, al fine di riconvertire la frazione organica<sup>75</sup> dei rifiuti delle comunità in una risorsa, consentendo di evitare il trasporto dei rifiuti per lunghe distanze e abbattendo i costi relativi alla logistica. Lo sfruttamento energetico della FORSU con la produzione di biogas è

<sup>75</sup> La frazione organica dei rifiuti urbani è costituita dalla frazione umida (scarti di cucina domestici, ristoranti, mense etc.) e verde (sfalci d'erba, patate etc.) che rappresentano insieme circa il 35% della produzione complessiva di rifiuti urbani.



generalmente considerato come l'opzione più virtuosa dal punto di vista ambientale, avendo un'impronta di carbonio estremamente bassa. Gli impianti di biogas oggi sono sempre più compatti ed economicamente interessanti e sostenibili anche per ridotte quantità di rifiuti raccolti.

Va sottolineato che, se la filiera è adeguata, la raccolta differenziata genera importanti benefici economici ed ambientali. I cittadini devono essere adeguatamente sensibilizzati alla differenziazione dei rifiuti domestici, il servizio di raccolta rifiuti deve essere dotato di risorse, mezzi e strutture adeguate alla raccolta e stoccaggio dei rifiuti in maniera differenziata. Occorrono, infine, degli impianti capaci di trasformare i rifiuti raccolti in materie riutilizzabili, ad esempio plastica, vetro, carta e metalli e altri.

- **Produzione di Biometano:** in anni recenti, il principale utilizzo del biogas in Europa è stato la generazione di elettricità. Questa situazione è stata essenzialmente legata ai sistemi incentivanti esistenti (ad esempio, la tariffa *feed-in* per l'elettricità da fonti rinnovabili). Tuttavia, la maggioranza degli impianti a biogas non dispongono di utilizzatori del calore prodotto nelle vicinanze, con una conseguente perdita delle possibilità di ottimale sfruttamento della risorsa. La trasformazione del biogas in biometano offre nuovi e interessanti scenari di utilizzo, grazie alla possibilità di iniezione nella rete del gas naturale. A questo fine, tuttavia, vi sono alcuni passaggi da percorrere, tra cui, in primo luogo, l'*upgrade* a biometano dell'impianto a biogas. Questo comporta una serie di operazioni, tra cui la desolforizzazione del biogas e la separazione della CO<sub>2</sub>. Inoltre, devono essere verificati la deidratazione del biogas, la produzione e l'utilizzo del calore necessario per i processi, i sistemi di pompaggio nella rete del gas naturale, la misura delle caratteristiche del biometano in relazione alla qualità del gas immesso in rete. Allo stato attuale, tuttavia, gli ostacoli maggiori all'immissione del biogas nella rete di distribuzione sono rappresentati da normative non definite e non incentivanti (in corso però di ridefinizione), proprio per questo motivare invece avere maggiori possibilità di sviluppo l'utilizzo per autotrazione, tanto che sono già stati autorizzati i primi impianti ad operare in tal senso.

Sarà, inoltre, fondamentale attivare sinergie con azioni volte alla promozione delle Smart Cities and Communities, da strutturare e organizzare anche con riferimento al tema delle Green Communities di cui all'art. 72 della L. 221/2015, prevedendo la realizzazione di living lab in grado di testare dei dimostratori in contesti territoriali in cui siano presenti impianti di produzione di energia rinnovabile afferenti a diverse tipologie, un'infrastruttura digitale avanzata e utilizzatori di diversa natura disponibili alla sperimentazione. Una tale azione richiede il coinvolgimento di un partenariato pubblico-privato: da una parte i fornitori di soluzioni e tecnologie, centri di ricerca e incubatori e università e dall'altra gli utilizzatori, imprese, pubblica amministrazione e consumatori.

### ***Focus sulle Smart grid e green community***

Un importante contributo alla razionalizzazione dei consumi energetici può derivare dallo sviluppo delle *Smart grid* che possono validamente unire necessità derivanti dallo sfruttamento di energia



proveniente da fonti rinnovabili sempre più diversificate e quindi variamente distribuite sul territorio ad applicazioni integrate di sistemi di accumulo e di ottimizzazione dei consumi.

La Smart Grid è una rete elettrica in grado di gestire ed integrare, al fine di ottimizzarne l'efficienza, il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi (siano essi punti di generazione, di utilizzo, di accumulo, ecc.).

Lo sviluppo della generazione distribuita può assumere, grazie alle Smart grid, una notevole rilevanza non solo in termini di produzione di energia elettrica e di riduzione delle perdite di rete, ma soprattutto in termini di rilancio delle economie e delle attività locali anche in aree svantaggiate come quelle montane o rurali.

Tali aree possono concorrere, sfruttando al meglio risorse ad oggi poco o nulla utilizzate, attraverso la produzione sostenibile di energia finalizzata all'autoconsumo o ad una distribuzione su scala locale, alla creazione di quelle "Oil free zone" previste dall'art.71 della legge 221 del 28 dicembre 2015 dalle quali possono discendere a cascata svariate possibilità di sviluppo sostenibile in ambito turistico, agricolo ecc.

La stessa creazione delle "Green Community" prevista dall'art.72 della medesima legge trova nell'ambito energetico una base entro la quale costruire un progetto di sviluppo per le aree montane e rurali sostenibile e duraturo.

Il sostegno all'innovazione diretta alla creazione delle Green Community e alle Smart Grid si è già concretizzato al livello comunitario attraverso il finanziamento di numerosi progetti nell'ambito del programma Horizon 2020. A livello nazionale il decreto ministeriale del 19 ottobre 2016 istituisce un regime di Aiuto di Stato per il sostegno agli investimenti per le infrastrutture elettriche. Il regime di aiuti è definito sulla base delle disposizioni stabilite dal Regolamento (UE) 651/2014 del 17 giugno 2014 (*Regolamento generale di esenzione per categoria*).



## La Green economy e le filiere locali

Con filiera energetica si definisce in senso stretto l'insieme delle aziende che concorrono alla catena di fornitura del prodotto energia.

La filiera energetica per eccellenza è quella che costituisce di fatto il sistema elettrico nazionale, le cui fasi principali sono le seguenti:

- dispacciamento;
- produzione di energia;
- trasmissione;
- distribuzione;
- vendita.

Con lo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili e di prodotti eco-sostenibili si sono sviluppati rapporti sinergici tra diversi operatori economici che hanno dato origine allo sviluppo di filiere energetiche di diverso tipo.

La filiera energetica piemontese coinvolge diversi attori. In particolare:

- imprese manifatturiere ed artigianali operanti nella realizzazione della componentistica meccanica, elettrica ed elettronica;
- produttori di biomassa (aziende agricole, forestali, industrie cartarie, alimentari e produttrici di scarti costituiti da biomassa);
- imprese ed aziende operanti nella costruzione, manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;
- progettisti e associazioni professionali;
- università, istituti di ricerca (per lo studio e il test di nuove e possibili tecnologie da applicare e implementare sul territorio);
- imprese ed aziende operanti nel controllo continuo e periodico del funzionamento degli impianti;
- utilizzatori dei prodotti (materie prime o semilavorati) da bio-raffineria: settore chimico, cosmetici, industria plastica e della gomma, industria farmaceutica.

### **Azioni in chiave GREEN a sostegno della Filiera Energetica**

Al fine di valorizzare le filiere presenti sul territorio e creare nuova imprenditorialità nel settore energetico, potranno svilupparsi sinergie con azioni previste sull'Asse prioritario III "Competitività dei sistemi produttivi" del POR FESR 2014-2020, che offre opportunità di supporto alle PMI attraverso misure volte a favorire l'innovazione di prodotto e processo nelle PMI, l'attrazione degli investimenti sul territorio e l'internazionalizzazione del sistema produttivo.



Tra le misure in corso di attuazione nell'ambito dell'Asse III, quelle che maggiormente supportano la crescita *green* riguardano:

- il sostegno ad investimenti finalizzati ad introdurre innovazioni nel processo produttivo per trasformarlo radicalmente, al fine di adeguarlo alla produzione di nuovi prodotti, diversificare la produzione o per rendere il processo comunque più efficiente dal punto di vista energetico-ambientale, dell'uso di acqua e materie prime, produttivo e della sicurezza; al miglioramento delle prestazioni energetico-ambientali del ciclo produttivo è riconosciuta una premialità;
- il sostegno all'internazionalizzazione delle PMI, con particolare riferimento alle filiere innovative delle aree di specializzazione della S3, compreso l'ambito Green Chemistry/Clean Tech.

### ***Le azioni a sostegno della Filiera della Biomassa per usi energetici***

Lo sviluppo a fini energetici dei prodotti e sottoprodotti della filiera forestale e agro-industriale rappresenta un obiettivo comune tra il PEAR e il nuovo Piano di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020. Infatti, si ritiene che un importante contributo ai fini della sostenibilità dell'utilizzo soprattutto delle biomasse di origine forestale, a prescindere dal ricorso a specifiche tecnologie di combustione e dalle misure di conservazione dell'energia applicabili agli edifici per ridurre il fabbisogno (cfr. Cap. I), debba derivare dalla progressiva sostituzione della risorsa importata dall'estero con risorsa estratta localmente e valorizzata tramite una filiera corta.

Lo sviluppo di una filiera locale agro-forestale di dimensioni significative potrebbe portare benefici non solo in termini energetici, ma anche in ambito socio-economico, con ricadute connesse alla diversificazione del reddito, alla migliore gestione di sottoprodotti ed effluenti, alla riduzione dei costi di produzione connessi alla valorizzazione degli scarti (reflui zootecnici e sottoprodotti, scarti dell'industria agroalimentare, scarti delle segherie e delle industrie del legno), a una migliore gestione del territorio (sia delle foreste, sia di argini fluviali, torrenti e canali irrigui) nonché a un possibile incremento occupazionale.



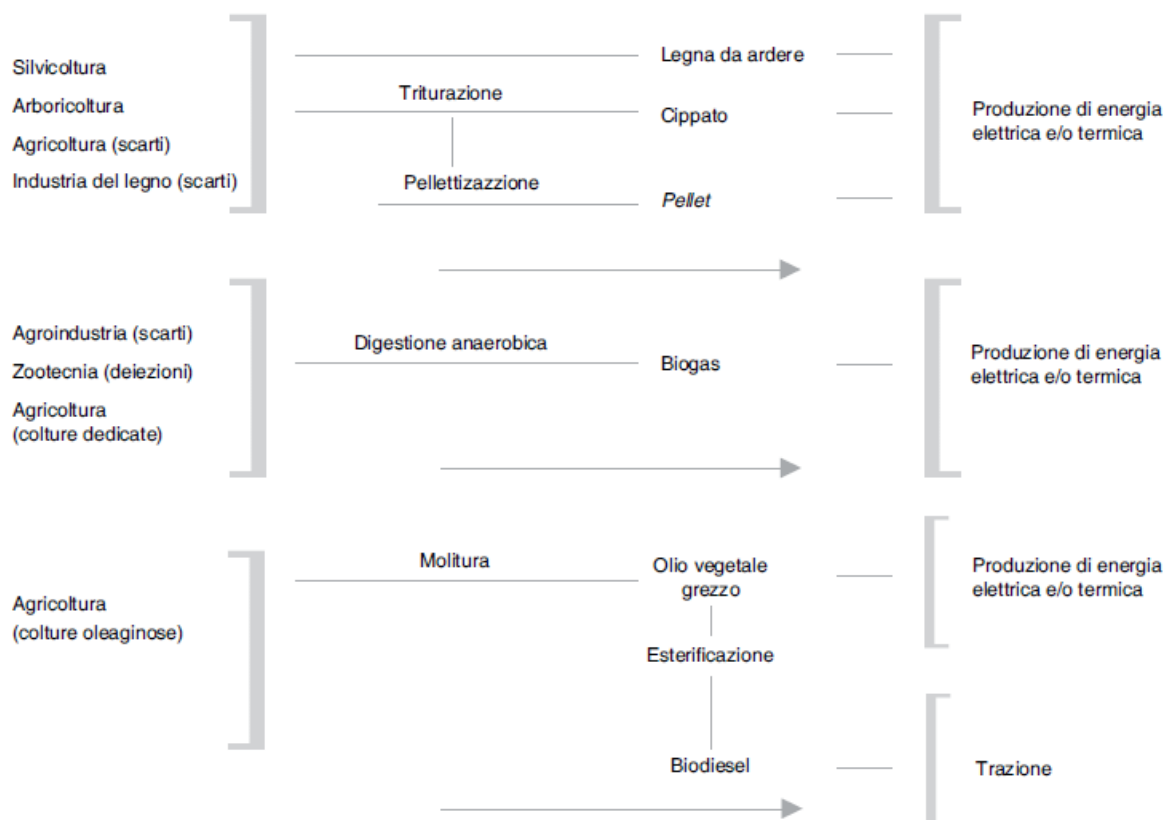


Figura 137 - Filiera del consumo di biomassa sul territorio regionale (fonte dati: Relazione programmatica per l'energia - 2009)

Nonostante la notevole disponibilità di biomassa legno-cellulosica, il comparto forestale regionale stenta a decollare per diverse cause, tra cui le difficoltà nella gestione dei boschi dovuta alla parcellizzazione della proprietà, le difficoltà di accesso ai boschi dovute anche alla mancanza di manutenzione degli stessi, nonché, come conseguenza, gli elevati costi della biomassa locale.

Nell'ambito del Piano di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020 sono previste misure che intendono superare le criticità evidenziate.

In particolare le seguenti misure potrebbero risultare fondamentali nel sostenere processi di "aggregazione" tra imprese finalizzate al rafforzamento della filiera:

- 16.4 "Sostegno a nuove forme di cooperazione per creazione di filiere corte, mercati locali, attività promozionali"
- 16.6 "Attuazione di progetti specifici per la produzione di energia e processi industriali" [art.35, comma 2, lettere d) e h) del Reg. (UE) 1305/2013<sup>76</sup>].

Inoltre, agendo sull'incremento della capacità di offerta del combustibile locale e sull'integrazione fra produttori di biomassa e produttori di energia, si potranno coniugare obiettivi di sviluppo economico locale con obiettivi di politica energetica e forestale.

<sup>76</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:347:0487:0548:it:PDF>



In quest'ottica già nell'ambito del Programma Attuativo Regionale per l'utilizzo dei Fondi per lo Sviluppo e la Coesione (PAR FSC) nel 2014 è stata avviata una specifica azione (Asse III - Azione 2 "Sviluppo sostenibile dell'ambiente montano" - Progetto "Filiera bosco energia") per lo sviluppo della filiera bosco-energia.

Il bando prevedeva la realizzazione di interventi di gestione dei patrimoni forestali montani in modo collegato (filiera corte) a investimenti finalizzati alla valorizzazione delle biomasse raccolte attraverso la produzione e vendita di energia.

Il bando, fissati alcuni requisiti unitamente a criteri di priorità, ha lasciato ampio spazio alla capacità propositiva dei potenziali beneficiari riguardo alle modalità di organizzazione fra i diversi soggetti e interventi che costituiscono le filiere. Tale aspetto ha costituito un fattore di successo del bando in argomento: ne sono una prova le 31 proposte presentate, di cui 27 ritenute idonee al finanziamento (con un investimento previsto di 17,7 M€) e 8 effettivamente finanziate per complessivi 1,4 M€ di fondi pubblici, per un investimento totale pari a 7,7 M€.

Va, poi, rilevato che un elemento di criticità, che frena la volontà di investimento degli operatori, è attualmente rappresentato dall'incertezza circa la disciplina relativa all'erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica prodotta in impianti a fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

In sinergia con le misure FEASR, le azioni a sostegno della filiera dovranno, nel dettaglio:

- agevolare la gestione forestale per migliorare qualità e quantità della produzione locale di legna da ardere, anche attraverso la qualificazione degli operatori del settore;
- favorire gli investimenti per lo sviluppo della rete di viabilità forestale e le dotazioni di macchine e attrezzature;
- favorire lo sviluppo di forme di gestione associata della risorsa forestale e di aggregazione delle proprietà per sfruttare economie di scala, mediante la costituzione di consorzi delle proprietà forestali e degli operatori forestali con quelli energetici sostenendo la filiera corta;
- creare le condizioni (supportando sia la parte di gestione forestale sia quella di trasformazione) per la realizzazione di una filiera regionale di produzione del pellet di qualità, anche in considerazione della importante crescita della domanda di questo combustibile, che consente una gestione semplice degli impianti, anche a livello familiare.

La realizzazione di una filiera regionale del *pellet* di qualità, purtroppo, non può basarsi sull'integrazione con le attività produttive connesse alla trasformazione industriale del legno, a causa delle caratteristiche specifiche di questo comparto industriale, caratterizzato da segherie di medio-piccole dimensioni spesso integrate nelle imprese di falegnameria e carpenteria. Mancano quindi i grandi volumi di lavorazione (tipici di paesi come la Germania o la Svezia), i cui scarti alimentano la produzione di pellet. Peraltro, l'Italia è il maggiore consumatore europeo di pellet (il rapporto produzione/consumo è pari a 1/10) e il perseguire un obiettivo di maggiore equilibrio fra domanda e offerta rappresenta un'opportunità di sviluppo economico da cogliere. L'azione che si intende perseguire è finalizzata all'integrazione della produzione del pellet con la cogenerazione da biomassa, in quanto le economie di scala che si possono realizzare nella fase di approvvigionamento della biomassa e l'utilizzo del calore del cogeneratore nel processo di pellettizzazione, possono contribuire a rendere sostenibile la produzione industriale.



Attraverso il FEASR, in definitiva, si intende incentivare gli anelli della filiera a monte dell'impianto (che potrà continuare a trovare sostegno economico all'interno delle misure di incentivazione nazionale) con l'obiettivo di riduzione di costi della biomassa, anche a vantaggio dell'utente finale.

L'affermazione della filiera energetica potrà quindi rappresentare un'integrazione delle attività e del reddito per il comparto agro-forestale. La gestione potrà anche essere demandata a soggetti differenti dagli imprenditori agricoli o forestali, in possesso delle necessarie competenze e qualifiche professionali (ad esempio, le ESCO) che assicurano anche una corretta gestione termoidraulica degli impianti di produzione energetica.

### **Azioni per favorire Progetti di sviluppo Territoriale sostenibile**

La Legge 28 dicembre 2015 n. 221 introduce alcune misure al fine di dare operatività sul territorio ai temi della *green economy*: pagamento dei servizi ecosistemici, *green community* (art. 70) e *oil free zone* (art. 71) sono un esempio di meccanismi e strumenti utili per indirizzare verso la sostenibilità, e nello stesso tempo rendere remunerativo, lo sviluppo locale.

L'articolo 71, in particolare, promuove l'istituzione delle *oil free zone* ("aree libere dal petrolio"), nelle quali si prevede l'attivazione di comunità di soggetti che operino in luoghi in cui è prevista la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili.

In linea con l'articolo suddetto, il Piemonte con la legge regionale 3 agosto 2018, n. 12 promuove l'istituzione di comunità energetiche, quali enti senza finalità di lucro, cui possono partecipare soggetti pubblici e privati, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici. Ai sensi della legge citata, i comuni che intendono proporre la costituzione di una comunità energetica, oppure aderire a una comunità energetica esistente, adottano uno specifico protocollo d'intesa, redatto sulla base dei criteri adottati con provvedimento della Giunta regionale. La Regione sostiene finanziariamente la fase di costituzione delle comunità energetiche, indirizzando tale sostegno alla predisposizione dei progetti e della documentazione correlata alla costituzione delle comunità.

Le comunità energetiche, entro sei mesi dalla loro costituzione, redigono un bilancio energetico e, entro dodici mesi, un documento strategico, coerente con il Piano regionale energetico-ambientale, che individua le azioni per la riduzione e dei consumi energetici da fonti non rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici.

La Giunta regionale, nel dare attuazione alla citata l.r. 12/2018, con deliberazione n. 18-850 dell'8 marzo 2019 ha disciplinato:

- i criteri per l'adozione di un protocollo di intesa da parte dei Comuni che intendono proporre la costituzione di una comunità energetica, oppure aderire a una comunità energetica esistente;
- i criteri per la redazione del bilancio energetico delle comunità energetiche;



- i criteri per le caratteristiche del documento strategico delle comunità energetiche, contenente l'individuazione delle azioni che le stesse intendono intraprendere per la riduzione dei consumi energetici da fonti rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici e i parametri per la valutazione regionale dei risultati derivanti dall'attuazione del documento strategico;
- criteri e modalità per il sostegno finanziario regionale, in prima attuazione per l'anno 2019, alla fase di costituzione delle comunità energetiche, con particolare riguardo alla predisposizione dei progetti e della documentazione correlata alla costituzione delle comunità.

Al fine di garantire un'efficace governance multilivello, la Giunta regionale con il citato provvedimento, ha istituito un Tavolo tecnico permanente fra le comunità energetiche e la Regione al fine di acquisire i dati sulla riduzione dei consumi energetici, sulla quota di autoconsumo e sulla quota di utilizzo di energie rinnovabili e di individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche anche attraverso la consultazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

In attuazione del PEAR, e in linea con le previsioni della proposta di PNIEC, potranno essere individuate le aree a vocazione energetica "clusterizzabili" in Macro Ambiti Territoriali (MAT). In tale attività di definizione, la Regione potrà utilizzare appositi criteri energetici e territoriali capaci di garantire principi quali:

- Ampiezza: l'area deve essere abbastanza ampia da offrire sufficiente massa critica, in termini di risorse umane economiche e finanziarie, per supportare una proficua strategia di sviluppo, ma deve essere al contempo sufficientemente piccola da consentire un'interazione a livello locale. Tale criterio si potrà basare sulla popolazione dell'area coinvolta, sull'ammontare dei consumi energetici e sulle caratteristiche della rete elettrica;
- Coerenza: il territorio deve formare un'unità coerente in termini di potenzialità di sfruttamento "energetico" e, possibilmente, possedere caratteristiche omogenee in termini geografici, economici (disponibilità di risorse endogene) e sociali.

Tale aspetto potrebbe assumere particolare rilievo nell'area alpina piemontese, caratterizzata da un'ampia disponibilità di risorse rinnovabili presenti in un contesto fortemente marginalizzato: la creazione di *comunità energetiche* in ambito montano potrebbe così rappresentare un importante tassello per lo sviluppo socio – economico, ed ambientalmente sostenibile del territorio anche nell'ottica delle *smart communities*. Inoltre, altre interessanti opportunità per lo sviluppo di tali comunità potrebbero essere offerte da:

- aree rurali caratterizzate dalla presenza di importanti attori della filiera economica delle fonti energetiche rinnovabili, in grado di rappresentare un significativo polo di produzione energetica sostenibile nel campo delle FER (termiche, elettriche, biocombustibili, ...), ove compatibile con i temi di tutela della qualità dell'aria, nonché in grado di garantire l'attrattività necessaria allo sviluppo delle altre condizioni al contorno (sistema della R&S, players industriali, ...);
- aree industriali o poli energetici dismessi, che potrebbero garantire la necessaria infrastrutturazione per intraprendere azioni nella direzione delle *comunità energetiche* (es. pozzi esauriti utilizzabili per lo sfruttamento dell'energia geotermica presente o centrali



dismesse). Tali aree omogenee possono quindi rappresentare anche un'importante occasione per la riconversione delle aree industriali dismesse o sottoutilizzate in un'ottica di sviluppo eco-sostenibile e di riduzione del consumo di suolo.

Esse richiederanno una progettazione di dettaglio in chiave di sostenibilità ambientale, realizzabile sotto la regia delle istituzioni locali, basata su criteri mirati alla funzionalità tecnico-logistica e all'accessibilità, alla qualità estetico-edilizia, all'inserimento paesaggistico, all'efficienza energetica e alla sicurezza, contenendo ovviamente l'uso delle risorse naturali e contribuendo alla loro tutela.

Gli stessi principi di sostenibilità e tutela dovranno indirizzare la loro realizzazione che richiederà, verosimilmente, interventi sulle reti energetiche in chiave *smart* e sui sistemi di trasporto, sugli impianti di depurazione, nonché sulla raccolta, lo stoccaggio e la gestione dei rifiuti e potranno costituire un elemento per aumentare l'attrattività del Piemonte.

Quest'azione potrà avere ricadute anche sull'incremento dei consumi da FER sul territorio regionale andando ad aumentare il target previsto per il numeratore della frazione di calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing.

Il 2015 è stato un anno di svolta nel passaggio da un'economia basata sui combustibili fossili a quella guidata dalla sostenibilità ambientale a seguito dell'approvazione di due documenti strategici: da una parte la, già più volte citata Agenda 2030 ONU sullo sviluppo sostenibile, dall'altra lo storico Accordo di Parigi sul cambiamento climatico che ad oggi grazie alla ratifica della maggior parte dei paesi aderenti (55 paesi che rappresentano più del 55% delle emissioni globali di gas a effetto serra) è, a tutti gli effetti, entrato in vigore il 4 novembre 2016 impegnando fortemente le scelte degli stati anche in materia energetica<sup>77</sup>.

Con Decreto Direttoriale Prot. 86/CLE del 16 giugno 2015 lo stato italiano ha approvato la Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici e ad oggi è in fase di discussione il relativo Piano che proprio dagli obiettivi dell'Accordo prende avvio.

La Regione Piemonte è già concretamente impegnata, con il coinvolgimento di tutte le sue politiche, in tale percorso avendo sottoscritto, il 26 novembre 2015, il Protocollo UNDER 2 MOU" (*"Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding"* approvato con DGR 59-2493 del 23 novembre 2015). Il Protocollo raccoglie l'impegno di 167 governi sub-nazionali (in rappresentanza di 33 Paesi e 6 continenti) nella riduzione delle emissioni globali; in particolare si impegnano entro il 2050 a ridurre le proprie emissioni climalteranti dall'80 al 95% rispetto al valore del 1990, oppure al di sotto di due tonnellate pro-capite per anno.

Inoltre con DGR n. 24-5295 del 3 luglio 2017 la Regione Piemonte si è impegnata a redigere e approvare la Strategia regionale sul cambiamento climatico come orientamento delle diverse politiche e di piani e programmi di settore ad obiettivi strategici, volti ad incidere sia sulle cause, sia sugli effetti del cambiamento climatico. Sono proprio i modelli di azione della *green and circular economy* ad essere individuati quali strumenti prioritari per il conseguimento degli obiettivi.

<sup>77</sup> La "nuova" posizione negativa degli Stati Uniti rispetto all'Accordo di Parigi, ad oggi solo annunciata, deve ancora essere valutata in funzione degli obblighi previsti per i sottoscrittori.



Sempre su iniziativa del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è inoltre stata approvata, anche attraverso la consultazione di tutti i portatori di interesse, la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, che territorializza gli obiettivi del Millennio individuando, per l'Italia, target al 2030, indicatori per il monitoraggio e politiche utili per garantire il raggiungimento di detti risultati. A scala locale la Regione ha approvato con dgr n. 98-9007 del 16 maggio 2019 un "Documento tecnico di impostazione e primi indirizzi della Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile": il PEAR rappresenterà riferimento per le strategie e le politiche energetiche sostenibili.

L'art. 72 della citata Legge n. 221/2015 introduce la Strategia nazionale della Green Community, altro elemento di rilievo al fine di stimolare l'avvio di processi territoriali di sviluppo *green* che, anche a partire dalla componente energetica, possono concretamente portare elementi di crescita per le comunità locali. In particolare la strategia citata individua il valore dei territori rurali e di montagna che intendono sfruttare in modo equilibrato le risorse principali di cui dispongono, tra cui in primo luogo acqua, boschi e paesaggio, e aprire un nuovo rapporto sussidiario e di scambio con le comunità urbane e metropolitane, in modo da poter impostare, in una visione *green*, un piano di sviluppo in tutta una serie di attività tra cui:

- gestione integrata e certificata del patrimonio agro-forestale, anche tramite lo scambio dei crediti derivanti dalla cattura dell'anidride carbonica, la gestione della biodiversità e la certificazione della filiera del legno;
- gestione integrata e certificata delle risorse idriche;
- produzione di energia da fonti rinnovabili locali, quali i microimpianti idroelettrici, le biomasse, il biogas, l'eolico, la cogenerazione e il biometano;
- sviluppo di un turismo sostenibile, capace di valorizzare le produzioni locali;
- costruzione e gestione sostenibile del patrimonio edilizio e delle infrastrutture di una montagna moderna;
- efficienza energetica e integrazione intelligente degli impianti e delle reti;
- sviluppo sostenibile delle attività produttive (*zero waste production*);
- integrazione dei servizi di mobilità;
- sviluppo di un modello di azienda agricola sostenibile che sia anche energeticamente indipendente attraverso la produzione e l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti.

### **Azioni per favorire i *Green Jobs* e la Qualificazione del sistema produttivo**

In una regione come il Piemonte in cui il tasso di disoccupazione è da alcuni anni stabilmente sopra il 10% e in cui la disoccupazione giovanile assume una dimensione sempre più preoccupante, la potenzialità occupazionale della *Green economy* è un fattore che apre interessanti prospettive di sviluppo.



### ***Focus sui Green Jobs***

Numerose e stimolanti sono le occasioni di mercato oggi offerte da quelli che vengono definiti "Green jobs", ovvero quelle occupazioni mansioni che richiederanno maggiori competenze green per rispondere all'esigenza sempre più sentita, in ogni comparto, di coniugare equilibrio economico, utilizzo delle risorse e salvaguardia ambientale. A stimolare la crescita di questa domanda sono, già ad oggi, diversi fattori, tra cui hanno un ruolo molto importante le politiche per il contrasto ai cambiamenti climatici e le nuove abitudini di consumo in quanto alimentano la richiesta di tecnologie, beni e servizi green. I settori economici più coinvolti saranno i servizi avanzati di supporto alle imprese, i servizi formativi, l'agricoltura e la pesca, le costruzioni, i trasporti e le public utilities (energia, gas, acqua e ambiente). Le politiche per il contrasto dei cambiamenti climatici avranno un ruolo fondamentale nella rivoluzione verde che sta caratterizzando il nostro paese.

Attività che aiutano a tutelare e proteggere gli ecosistemi e la biodiversità; a ridurre il consumo di energia, risorse e acqua tramite il ricorso a strategie ad alta efficienza; a minimizzare o evitare la creazione di qualsiasi forma di spreco o inquinamento, a valorizzare e utilizzare le fonti energetiche rinnovabili. Da quanto emerge da un nuovo rapporto dell'International Labour Organization (ILO) realizzato dal Green Job Initiative ("Lavorare per uno sviluppo sostenibile. Opportunità di lavoro dignitoso e inclusione sociale nell'economia verde") "la transizione verso un'economia più verde, avrà ripercussioni su almeno la metà della manodopera mondiale, l'equivalente di 1,5 mld di persone". Lo studio sostiene che otto settori avranno un ruolo centrale e subiranno le conseguenze maggiori: l'agricoltura, l'industria forestale, la pesca, il settore dell'energia, l'industria manifatturiera ad alta intensità di manodopera, il riciclaggio dei rifiuti, le costruzioni e i trasporti.

Secondo i dati raccolti nel rapporto Green Italy 2016 si conferma la penetrazione crescente delle strategie di sostenibilità ambientale nel tessuto produttivo italiano, in tutti i settori, nessuno escluso con le relative ricadute per il comparto occupazionale: il rapporto osserva che i green Jobs in senso stretto sono (anno 2015) quasi 3 milioni (2.964 mila, 21 mila in più dell'anno prima); nel 2016 le assunzioni programmate di green Jobs e figure ibride con competenze green sono arrivate a 249 mila, pari al 44,5% della domanda complessiva di lavoratori non stagionali. Tra gli assunti nei settori della progettazione e della ricerca e sviluppo, poi, le figure green sono il 66% del totale: segno evidente del legame strettissimo fra green economy, innovazione e competitività (Fondazione Symbola - Unioncamere, GreenItaly, 2016).

Oltre ai settori dell'eco-industria, contribuiscono a tali numeri quei comparti che generano posti di lavoro connessi all'ambiente come l'agricoltura biologica, la silvicoltura sostenibile e il turismo ecologico, settori che possono essere strategici per una valorizzazione del made in Italy e soprattutto dei prodotti tipici locali e regionali. Questi dati sono ancor più significativi per la Regione Piemonte che ha vissuto l'industria automobilistica come l'asse portante dello sviluppo economico sociale dell'ultimo secolo ma che si trova ora alla fine di quel ciclo e con un'urgente necessità di creare nuovi impellenti volani di sviluppo.

Secondo i dati Eco-impresa di Ambiente-Italia, si contano, al 2011, circa 1.300 eco-imprese diffuse su tutto il territorio piemontese, con un fatturato di 2,6mld€ e 33mila addetti, distribuite nelle diverse province (Torino 45%, Cuneo 20%, Alessandria 9%, Novara 8%, Biella 6%, Asti 5%, Vercelli 4%



e Verbania 3%). Si tratta di imprese di piccola dimensione: su un campione di 600 imprese analizzate, il 73% conta meno di 10 impiegati, il 21 % tra gli 11 e i 50, solo il 6% più di 50. Quasi la metà (49%) sono concentrate nel settore energia, con il solare che rappresenta il 76% seguono quelle del trattamento di rifiuti (19%) e dell'acqua (12%), aria (10%) e R&S (9%).

Secondo i dati degli avviamenti al lavoro dell'Agenzia Lavoro Piemonte nel periodo 2008-2011 si registra un 4% di posti di lavoro connessi alla green economy, si tratta di oltre 8.000 addetti in più di 1.500 imprese. Le assunzioni "green" riguardano in Piemonte prevalentemente l'Agricoltura (34,3%), i Servizi alle Imprese (18,3%), i Servizi alla Persona (9,8%) e la Trasformazione industriale (11,1%).

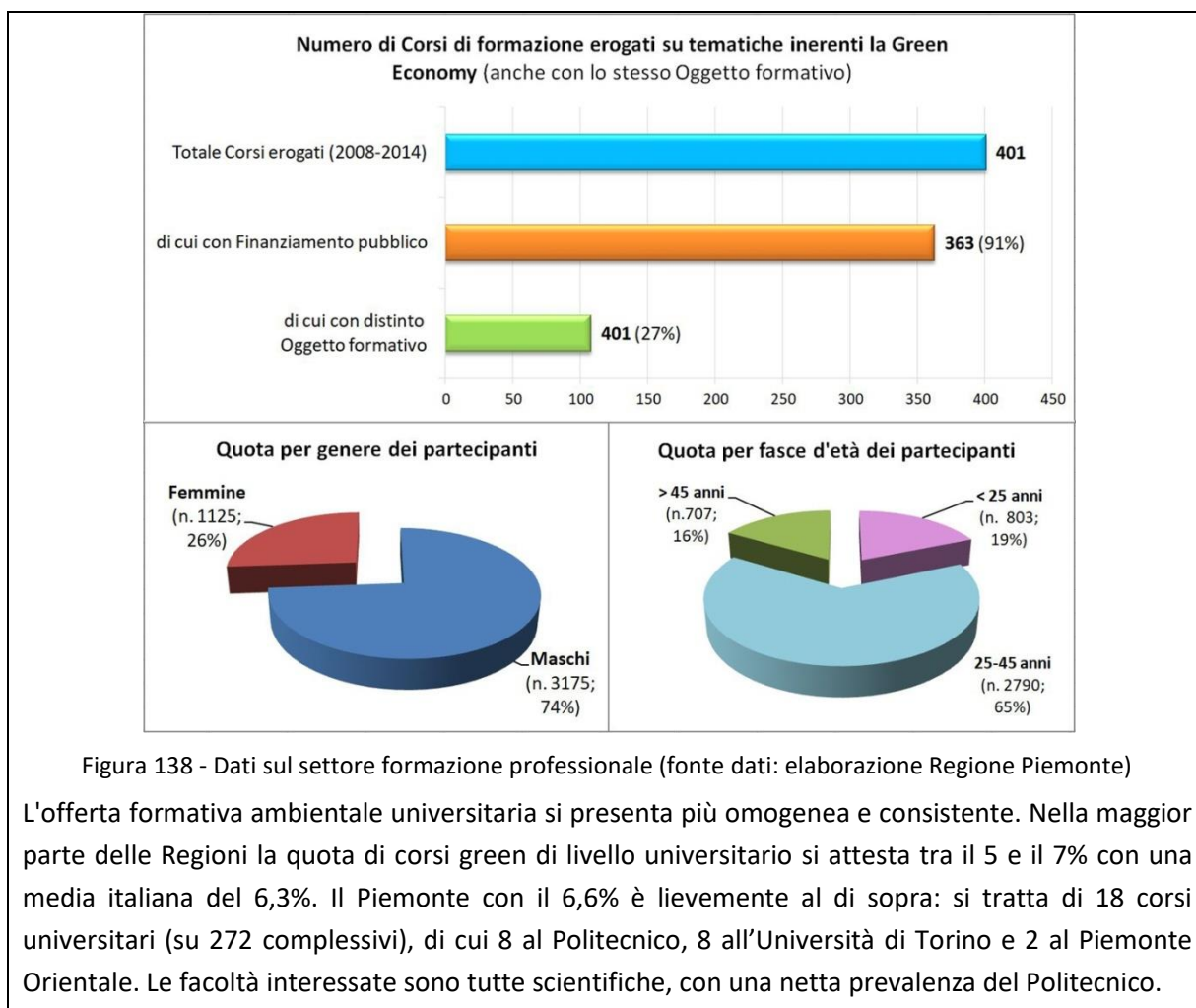
A tal fine, un ruolo importante è affidato alla formazione professionale mirata a soddisfare le richieste di professionalità che emergono dalla transizione economica verso la *Green economy*.

### **Focus sulla Formazione Professionale in Regione Piemonte**

I servizi di formazione sono forniti principalmente dal sistema delle istituzioni pubbliche. È un sistema da tempo in trasformazione, che in passato si basava -soprattutto in Piemonte- su una rete vasta di istituti industriali e professionali (tutt'ora esistente, sebbene abbia nel tempo cambiato ruolo e funzioni) e che oggi trova in soggetti formativi nuovi, e certo più in grado di rispondere alle esigenze della società della conoscenza, il suo bacino di riferimento. Questi sono in particolare le due Università regionali, il Politecnico, i Centri di Alta Formazione, gli Enti di ricerca pubblici e le Fondazioni private, gli Istituti di ricerca del CNR, ed infine la vasta trama di imprese e organismi che offrono stage e borse di studio. Di questi una parte sempre più consistente riguarda la formazione green.

La formazione professionale erogata dalla Regione Piemonte sui temi della Green economy comprende una varietà di corsi molto differenti tra loro per obiettivi, durata e utenza: si va dai corsi brevi della formazione aziendale (la maggior parte) alla formazione permanente (un quarto del totale dei corsi professionali) rivolti soprattutto ai disoccupati e a chi intende riconvertirsi o orientarsi verso nuovi lavori. Quest'ultimi riguardano soprattutto i corsi di installazione di impianti solari e fotovoltaici e i corsi sull'agricoltura biologica. Ma vi sono anche corsi di livello superiore per la formazione al lavoro, di durata almeno annuale (master, formazione post-diploma), che interessano quasi il 14% dei corsi professionali green. In ogni caso, i corsi green non sono ancora molti, la quota dei corsi professionali su temi ambientali si attesta su poco meno del 3% dell'offerta totale regionale e quella dei partecipanti al 2,6%. Nelle figure che seguono è illustrata una panoramica dei corsi di formazione istituiti nella regione negli ultimi sei anni su tematiche riconducibili alla green economy.





L'intervento regionale a sostegno dei Green Jobs e per la qualificazione del sistema produttivo potrà essere portato avanti attraverso l'attivazione di sinergie con le misure del POR FSE 2014-2020.

La richiesta di tecnici ed operatori qualificati nel settore è sempre maggiore ma non sempre il mercato riesce a rispondere adeguatamente alla domanda. Una crescita professionale degli operatori potrà garantire un aumento della diffusione delle tecnologie innovative efficienti, diffondere la cultura dell'efficienza energetica in modo da trasformare il tema dell'energia da "costo fisso" a opportunità di crescita e di competitività con ricadute di tipo occupazionale. Pertanto, al tal fine, risulta importante:

- promuovere Interventi formativi per elevare le competenze a rafforzamento degli obiettivi di promozione delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica, con particolare riferimento al rafforzamento delle competenze dei professionisti impegnati nella realizzazione degli audit energetici, dei termotecnici nonché degli installatori di componenti edilizi e impianti, in linea con i dettati della Direttiva 27<sup>78</sup>;
- favorire la creazione di nuovi profili professionali nel settore della *Green economy*;

<sup>78</sup><http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:IT:PDF>



- promuovere lo sviluppo di competenze tecnico-professionali nella pubblica amministrazione e nelle imprese sui temi dell'efficienza energetica, delle fonti energetiche rinnovabili, della mobilità sostenibile e più in generale della green economy secondo standard normativi comuni a livello interregionale;
- supportare la certificazione (anche volontaria) delle ESCO (UNI 11352) e degli Esperti di Gestione Energia EGE (ISO 50001), nel rispetto delle raccomandazioni della Commissione Europea e della normativa nazionale, al fine di estendere le opportunità di business internazionali, comunitarie e nazionali e consentire la partecipazione del sistema locale alla realizzazione delle azioni per la promozione dell'efficienza energetica (cfr. Cap. II);
- accrescere la competenza della forza lavoro attraverso l'adeguamento dell'offerta formativa con le direttrici dello sviluppo economico e in stretta connessione con i fabbisogni espressi dal tessuto produttivo;
- sviluppare reti di soggetti attivi nel campo della formazione (istituti tecnici-professionali, università, centri di ricerca,...) per il soddisfacimento dei fabbisogni formativi sui temi *green*;
- supportare la certificazione ambientale volontaria di imprese (EMAS<sup>79</sup>, Ecolabel UE<sup>80</sup>, UNI EN ISO 14001<sup>81</sup>, ISO 50001<sup>82</sup>) e prodotti (CFP).

### **Focus sulle certificazioni ambientali**

1. Certificazione dell'impronta ecologica del prodotto CFP: l'analisi dell'impronta ecologica di un dato prodotto può essere definita come la superficie di territorio (terra e acqua) ecologicamente produttivo nelle diverse categorie (terreni agricoli, pascoli, foreste ecc.) che è necessaria per fornire tutte le risorse di energia e materia per i consumi in atto per realizzare il prodotto indagato oltre ad assorbire tutti gli scarti di quel prodotto, data la sua attuale tecnologia, indipendentemente da dove tale territorio sia situato. Possiamo quantificare le emissioni di gas climalteranti che vengono generate nell'intero ciclo di vita di un prodotto. Per un'azienda dinamica certificare la CFP (Carbon Footprint of Product) vuol dire analizzare tutte le fasi necessarie a realizzare il prodotto per ottimizzare le tecnologie, i costi e i rendimenti dei processi e dei materiali implicati nella realizzazione dello stesso e prepararsi coscientemente per le nuove possibilità che si apriranno nei prossimi anni quando le emissioni di gas serra saranno considerate un costo di produzione. Per questo motivo certificare l'impronta ecologica di un prodotto significa essere consapevoli di quanto questo prodotto potrà essere competitivo nel mercato della sostenibilità.

2. EMAS (Eco –Management and Audit Scheme) è uno strumento volontario creato dalla Comunità europea al quale possono aderire volontariamente le organizzazioni (aziende, enti pubblici, ecc.) per valutare e migliorare le proprie prestazioni ambientali e fornire al pubblico e ad altri soggetti interessati informazioni sulla propria gestione ambientale. Esso rientra tra gli strumenti volontari attivati nell'ambito del V Programma d'azione a favore dell'ambiente. Scopo prioritario dell'EMAS è contribuire alla realizzazione di uno sviluppo economico sostenibile, ponendo in rilievo

<sup>79</sup>[http://ec.europa.eu/environment/emas/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm)

<sup>80</sup><http://ec.europa.eu/environment/ecolabel/>

<sup>81</sup><http://www.iso.org/iso/iso14000>

<sup>82</sup><http://www.iso.org/iso/home/standards/management-standards/iso50001.htm>



il ruolo e le responsabilità delle imprese. L'organizzazione che ottiene la registrazione EMAS riceve un riconoscimento pubblico che ne conferma la qualità ambientale e garantisce l'attendibilità delle informazioni relative alla sua performance ambientale. Il sistema di gestione ambientale richiesto da EMAS è basato sulla norma ISO 14001, di cui sono richiamati tutti i requisiti. La seconda versione di EMAS (EMAS II) è stata pubblicata dalla Comunità europea con il Regolamento 761/2001, modificato successivamente dal Regolamento 196/2006. La terza versione (EMAS III) è stata pubblicata dalla Comunità europea il 22/12/2009 con il Regolamento 1221/2009 che abroga e sostituisce il precedente Regolamento. Il Regolamento EMAS III introduce inoltre gli indicatori chiave da utilizzare, che riguardano in particolare l'efficienza energetica, l'efficienza dei materiali, l'acqua, i rifiuti, la biodiversità e le emissioni in atmosfera.

3. ECOLABEL UE è il marchio di qualità ecologica dell'Unione Europea, che contraddistingue prodotti e servizi che pur garantendo elevati standard prestazionali sono caratterizzati da un ridotto impatto ambientale durante l'intero ciclo di vita. Ecolabel UE è stato istituito nel 1992 dal Regolamento n. 880/92 ed è oggi disciplinato dal Regolamento (CE) n. 66/2010 in vigore nei 28 Paesi dell'Unione Europea e nei Paesi appartenenti allo Spazio Economico Europeo – SEE (Norvegia, Islanda, Liechtenstein). Ecolabel UE è un'etichetta ecologica volontaria basata su un sistema di criteri selettivi, definito su base scientifica, che tiene conto degli impatti ambientali dei prodotti o servizi lungo l'intero ciclo di vita ed è sottoposta a certificazione da parte di un ente indipendente (organismo competente). La prestazione ambientale è valutata su base scientifica analizzando gli impatti ambientali più significativi durante l'intero ciclo di vita del prodotto o del servizio, tenendo anche conto della durata della vita media dei prodotti e della loro riutilizzabilità/riciclabilità e della riduzione degli imballaggi e del loro contenuto di materiale riciclato. I criteri Ecolabel, stabiliti a livello europeo con un'ampia partecipazione di parti interessate tra cui anche associazioni europee di consumatori e ambientaliste, riguardano anche aspetti importanti inerenti la salute e la sicurezza dei consumatori. Riguardano inoltre, ove pertinente, i principali aspetti sociali ed etici dei processi produttivi.

4. ISO 14001: Le norme ISO serie 14000 rispecchiano, a livello internazionale, il generale consenso circa le attuali buone pratiche rivolte alla protezione dell'ambiente, applicabili a qualunque organizzazione e in qualunque parte del globo. L'intera serie ISO 14000 fornisce strumenti manageriali per le organizzazioni che vogliano porre sotto controllo i propri aspetti ed impatti ambientali e migliorare le proprie prestazioni in tale campo. Gli standard sugli SGA non indicano livelli prescrittivi di miglioramento della prestazione, ma indicano le modalità per gestire le attività in modo da perseguire gli obiettivi di prestazione autonomamente determinati. L'ISO 14001 è la norma che può essere attuata da qualsiasi tipo di organizzazione che intenda conseguire un miglioramento nell'esercizio delle proprie attività attraverso l'adozione di un sistema di gestione ambientale; tale norma è stata recepita dal nuovo Regolamento EMAS.

5. ISO 50001: La norma UNI CEI EN ISO 50001, "Energy management systems — Requirements with guidance for use" specifica i requisiti per creare, avviare, mantenere e migliorare un sistema di gestione dell'energia il cui obiettivo è quello di consentire ad un'organizzazione di perseguire, con



un approccio sistemico, il miglioramento continuo delle proprie prestazioni energetiche, migliorando l'efficienza e diminuendo i consumi.

Attualmente la legge 28 dicembre 2015, n.221 all'art.17 garantisce ai possessori della registrazione al sistema EMAS elemento di preferenza per l'assegnazione di contributi, agevolazioni e finanziamenti in materia ambientale; tale agevolazione vale altresì per i possessori delle certificazioni UNI EN ISO 14001, del marchio di qualità ecologica dell'Unione Europea (Ecolabel UE) e della certificazione ISO 50001 relativa al sistema di gestione razionale dell'energia.

Il valore del sistema dell'Unione di ecogestione e audit (EMAS), viene riconosciuto anche dall'art. 87 del D.lgs 50/2016 come strumento idoneo alla certificazione di qualità oltre ad altri sistemi purchè siano conformi all'art.45 del regolamento (CE) n. 1221/2009 o accreditate ai sensi del regolamento (CE) n. 765/2008.

Il valore dei sistemi di certificazione (serie UNI CEI ISO 9000 - EMAS – UNI EN ISO 14001 - Ecolabel UE -Inventario di gas ad effetto serra UNI EN ISO 14064-1 - Impronta climatica (carbon footprint) di prodotto UNI ISO/TS 14067- UNI CEI EN ISO 50001 riguardante il sistema di gestione dell'energia – UNI CEI 11352 – ISO 27001) viene rafforzato ulteriormente dal nuovo D.Lgs. 56/2017 all'art.59 dove vengono previste, a beneficio degli operatori economici che le possiedono, delle riduzioni sugli importi delle garanzie fideiussorie necessarie per la partecipazione alle procedure di gara.

Inoltre l'art.60 del D.Lgs. 56/2017 riconosce esplicitamente (oltre ad altri sistemi di certificazione) il possesso del marchio l'Ecolabel UE tra i criteri in base ai quali aggiudicare un appalto.

### ***Focus sulla Educazione alla sostenibilità***

Intorno alla green economy occorre creare una "green society" e questo non può avvenire senza innovazione in campo sociale, grazie anche alla leva fondamentale dell'educazione.

La Green Education risulta fondamentale al fine di accompagnare l'aumento dell'offerta di prodotti e servizi green, ma anche, dall'altro, di fare crescere la domanda da parte dei cittadini.

Al proposito la Regione Piemonte ha già avviato un programma di attività che ha come riferimento il Protocollo di Intesa "La regione Piemonte per la Green Education" sottoscritto da una serie di soggetti pubblici e privati con l'intento di costruire una Community per la Green Education Piemontese organizzata in una Rete tra i sistemi istituzionale, educativo, formativo, produttivo, della ricerca e del terzo settore.

La finalità è quella di favorire il processo di cambiamento culturale e di competenze delle nuove generazioni verso i principi della Green Economy e Circular Economy.

I sottoscrittori del Protocollo e le attività già avviate coinvolgono scuole di ogni ordine e grado. Le attività sono progettate dai diversi soggetti sottoscrittori tentando di rispondere alle nuove esigenze espresse dal mondo del lavoro rispetto alle nuove competenze green.

Il Protocollo rappresenta un'opportunità per mettere in relazione il mondo della scuola con quello della produzione e, più in generale, del lavoro che sempre di più rappresenta esigenze di specializzazione e/o di capacità dei ragazzi di costruire e generare valore nei singoli comparti dello



sviluppo, in funzione dei profondi cambiamenti che si stanno concretizzando, anche dal punto di vista del green.

## **Azioni per favorire un cambiamento culturale negli acquisti della pubblica amministrazione**

L'evoluzione green degli appalti pubblici rappresenta un efficace strumento di politica industriale con cui perseguire obiettivi di miglioramento ambientale in grado di coniugare l'efficienza della spesa pubblica e la capacità dei sistemi produttivi a generare risposte migliori sotto il profilo ambientale.

Le linee d'azione destinate a migliorare la sostenibilità ambientale dei consumi e delle spese delle pubbliche amministrazioni sono state chiaramente indicate nel "Piano d'Azione Nazionale (PAN) per la sostenibilità degli Acquisti della Pubblica Amministrazione" approvato con Decreto Interministeriale 11 aprile 2008 poi aggiornato con la revisione del 2013.

Buona parte delle indicazioni contenute dal PAN per il GPP sono state recepite dal nuovo Codice degli Appalti D.Lgs. 50/2016 successivamente modificato dal D.Lgs. 56/2017, e hanno quindi ottenuto obbligatorietà di applicazione. Si evidenzia che ai sensi dell'art.23 del D.Lgs. 56/2017 i Criteri Ambientali Minimi (CAM) approvati con Decreti Ministeriali vanno applicati sempre e per l'intero valore dell'importo a base d'asta delle gare. E' importante ricordare che ad applicare i CAM secondo quanto previsto dalla normativa non sarà solo SCR Piemonte ma tutte le stazioni appaltanti dovranno conformare le proprie procedure.

Al fine di raggiungere gli obiettivi del vigente Piano d'Azione Nazionale (PAN) per la sostenibilità degli Acquisti della Pubblica Amministrazione<sup>83</sup> (D.M. Ambiente 10 aprile 2013) sostenibili per la Pubblica Amministrazione e per dare piena applicazione alle norme contenute nel D.Lgs. 50/2016, successivamente modificato dal D.Lgs. 56/2017, si propone di:

- adottare a livello di territorio regionale gli ambiziosi obiettivi del PAN GPP tramite l'offerta di opportuni strumenti di supporto agli altri Enti Locali che oggi si devono confrontare con i nuovi obblighi di legge. Prevedere quindi uno studio, nell'ambito della disciplina e dei principi propri della contabilità pubblica, di meccanismi premiali nel calcolo della spesa delle amministrazioni che acquistano secondo criteri ambientali;
- promuovere la formazione presso le Pubbliche Amministrazioni e gli operatori economici coinvolti nelle forniture e favorire il flusso di informazioni corrette e puntuali per creare una nuova cultura e sensibilità presso le Stazioni Appaltanti prevedendo idonei strumenti per la divulgazione e diffusione presso i fornitori;
- migliorare e promuovere la competitività e l'innovazione tecnologica delle aziende e delle imprese che operano nel settore della green economy attraverso la qualificazione dei prodotti e l'introduzione di strumenti di analisi e valutazione oggettivi (ad esempio Life Cycle Assessment – LCA); nonché attraverso l'applicazione della metodologia Life Cycle Cost - LCC nelle

<sup>83</sup> [www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/GPP/PAN\\_GPP.pdf](http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/GPP/PAN_GPP.pdf)



procedure d'appalto al fine di orientare le PA verso scelte d'acquisto convenienti dal punto di vista economico-finanziario in un'ottica di medio e lungo termine; tenuto conto di quanto normato in materia dall'art. 96 del D.lgs 50/2016 e modificato dal D.lgs 56/2017;

- informare gli operatori del settore dell'esistenza di un mercato in crescita popolato da prodotti "virtuosi" (ed in alcuni casi innovativi) che hanno scelto la strada della certificazione secondo standard di riferimento riconosciuti a livello internazionale o nazionale;
- favorire l'utilizzo e lo sviluppo da parte delle pubbliche amministrazioni del sistema per la valutazione energetico-ambientale degli edifici "Protocollo ITACA Regione Piemonte" di cui alla DGR 64-12776, del 7/12/2009, "Approvazione dello schema di Accordo Quadro Regione Piemonte – Itaca", in modo da attuare politiche di incentivazione verso l'edilizia sostenibile (ad esempio, Housing Sociale, Programmi di Recupero Urbano (Contratti di Quartiere – PRUACS), Regolamenti Edilizi Comunali, Gare d'appalto, Piano Casa, Edilizia Scolastica, Edilizia Commerciale, Edilizia Rurale, Piani Urbanistici, ecc.);
- consolidare il ricorso agli EPC (energy performance contracts) per l'efficientamento dei consumi energetici della PA tramite le ESCO (cfr. indirizzi contenuti nella dgr n. 3-5449 del 4 marzo 2013).

### ***Focus sul Protocollo Itaca Regione Piemonte***

Il Protocollo ITACA è uno strumento di valutazione, basato sulla metodologia internazionale SBTool sviluppata da 25 nazioni nell'ambito del processo Green Building Challenge coordinato da iSBE, il cui scopo è la classificazione della prestazione di un edificio rispetto alla prassi corrente locale, attraverso l'assegnazione di un punteggio, una sorta di "pagella", che indica il livello di sostenibilità della costruzione. Il punteggio viene definito attraverso l'attribuzione di pesi ai criteri e di prestazioni soglia stabilite in relazione ai regolamenti e alle norme tecniche vigenti. Il Protocollo ITACA Regione Piemonte è infatti contestualizzato rispetto al contesto piemontese e allineato ai regolamenti e alle norme tecniche regionali.

Attraverso l'applicazione del Protocollo ITACA l'edificio viene analizzato rispetto alle principali problematiche ambientali: energia, acqua, materiali, rifiuti, impatto sul sito, comfort, qualità del servizio. A seconda della prestazione raggiunta la costruzione riceve un punteggio da -1 a 5 per ogni criterio. Il valore zero è il "benchmark", ovvero rappresenta la performance standard, il livello 3 corrisponde alla migliore pratica corrente, il 5 all'eccellenza. I punteggi ottenuti vengono aggregati attraverso somme pesate per determinare quello complessivo, anch'esso variabile tra -1 a +5. Il sistema garantisce l'oggettività dell'analisi, impiegando indicatori e metodi di verifica validati. Non vengono prescritte strategie e soluzioni progettuali specifiche, ma la qualità della costruzione viene verificata in termini prestazionali. In tal senso vengono valorizzate le capacità progettuali e di realizzazione dell'edificio.



Esistono diverse versioni del Protocollo ITACA Regione Piemonte applicabili a diverse destinazioni d'uso (edifici residenziali, edifici commerciali, edifici scolastici, edifici rurali, stazioni di servizio ed edifici super alti, utilizzato per la certificazione del grattacielo nuova sede della Regione) e diversi momenti della vita dell'edificio (nuova costruzione, ristrutturazione, edificio in esercizio). Il numero di criteri che compongono i vari protocolli e il peso assegnato ad ognuno di essi è scelto dall'amministrazione in base agli obiettivi che si pone il provvedimento con cui sceglie di avvalersi del Protocollo ITACA.

Il Protocollo ITACA Regione Piemonte è dal 2003 alla base di numerosi programmi e politiche regionali di incentivazione. E' stato utilizzato per la prima volta nell'ambito dei "Contratti di Quartiere II", il cui bando conteneva la prima versione del Protocollo ITACA Regione Piemonte per edifici residenziali, composto da 12 criteri di valutazione. Poi, è stata la volta degli incentivi volumetrici basati sul Protocollo ITACA previsti nel caso del "Piano Casa" (Legge Regionale 14 luglio 2009 nr. 20 e ss.mm.ii.) in caso di demolizione e ricostruzione. Per l'edilizia commerciale la dgr 12 luglio 2013 (Aggiornamento del sistema di valutazione della sostenibilità ambientale denominato "Protocollo ITACA - Edifici commerciali - Regione Piemonte 2010) prevede l'obbligo della certificazione Protocollo ITACA Regione Piemonte per le strutture di nuova realizzazione, oggetto di riqualificazione, per ampliamenti, deroghe alle superfici di vendita, ecc. Il Protocollo ITACA è stato anche utilizzato nei bandi di finanziamento per l'edilizia scolastica e per le stazioni di servizio. Per quanto concerne le gare d'appalto pubbliche, il Protocollo ITACA è stato parte integrante di quella della Città di Torino che ha riguardato la realizzazione del nuovo Energy Center. La nuova Sede Unica della Regione Piemonte è in fase di certificazione con la versione speciale del Protocollo ITACA per edifici Super Alti. Infine, il Protocollo ITACA è stato introdotto nei Bandi POR FESR 2014-2020 dedicati all'efficientamento energetico dell'edilizia pubblica.

L'applicazione del menzionato Protocollo nelle suddette esperienze ha consentito di sviluppare e diffondere una comune prassi procedurale per la valutazione energetico ambientale e, più in generale, della sostenibilità degli edifici e della successiva attività di monitoraggio in esercizio degli edifici realizzati.

Si è infine pervenuti alla consapevolezza della necessità di approvare un unico Protocollo ITACA declinato per la Regione Piemonte e composto dagli standard tecnici per l'edilizia residenziale e non residenziale, che includa parametri tecnici per gli edifici ricettivi, industriali, direzionali, scolastici e dedicati ad attività ricreative e sportive. Pertanto, il 16 novembre 2018 la Giunta regionale ha approvato la dgr n. 42-7890 "Approvazione e aggiornamento del sistema di valutazione della sostenibilità degli edifici denominato 'Protocollo ITACA – Regione Piemonte – Edifici'".

## **Azioni per favorire l'accesso al credito e la finanziabilità delle iniziative nel settore energetico**

Il mondo sta cambiando velocemente e la Green economy è un motore potente in differenti settori produttivi, ma anche in diversi processi, azioni, politiche inerenti all'organizzazione dei flussi finanziari, la tassazione, la pubblica amministrazione. Un nuovo ciclo di crescita fondato su nuovi investimenti in



tecnologie di prodotto e processo, nonché su nuove forme di integrazione tra esse, richiede una profonda riorganizzazione degli strumenti di finanziamento, della governance e delle politiche di tassazione alle diverse scale territoriali.

In generale, ad oggi il flusso di capitali verso la green economy è ancora insufficiente, anche nella prospettiva per l'Italia di dover ottemperare agli impegni internazionali di sviluppo sostenibile e di lotta al cambiamento climatico. Così come ben espresso nel Rapporto di sintesi del Dialogo nazionale dell'Italia per la finanza sostenibile<sup>84</sup>, elaborato nel dicembre 2016, è assolutamente necessario che vengano adottati approcci innovativi in campo finanziario, altrimenti il Paese e i territori locali potrebbero non cogliere le opportunità per migliorare la propria performance economica sfruttando le nuove opzioni offerte dai mercati sostenibili.

Il riordino del sistema di fiscalità generale deve essere prioritario a livello nazionale, con obiettivi sia di tipo strutturale (efficace attuazione del federalismo fiscale), sia di tipo congiunturale (l'urgenza di ridurre il carico fiscale gravante su imprese e persone fisiche, stimolare la crescita economica, generare nuovi posti di lavoro).

Analizzando il sistema finanziario italiano nella sua complessità, il Dialogo Nazionale ha identificato 18 diverse azioni per stimolare il sistema finanziario italiano nella direzione dello sviluppo sostenibile, che possono essere raggruppate in quattro aree di intervento:

- mettere in atto un quadro regolamentare di riferimento favorevole lavorando tra gli altri sul sistema della finanza pubblica, sulla politica fiscale generale;
- stimolare l'innovazione finanziaria in aree prioritarie tra cui le PMI, i Green Bonds, le Tecnologie pulite;
- migliorare l'infrastruttura di mercato in termini di trasparenza e governance intervenendo ad esempio sulla rendicontazione delle imprese sulle informazioni non finanziarie;
- rafforzare le capacità, la consapevolezza e le conoscenze.

Nell'attuale periodo la maggioranza delle imprese risente da un lato della diminuzione della domanda di mercato che rende difficile la gestione ordinaria della propria attività, dall'altro di una significativa diminuzione di credito che rende difficile la realizzazione di nuovi investimenti. Anche gli strumenti di agevolazione del credito incontrano difficoltà ad essere pienamente efficaci e a sfruttare al meglio le poche risorse disponibili.

Si avverte quindi la necessità di assicurare una programmazione più certa e duratura delle diverse tipologie di incentivi a disposizione. Le esperienze degli ultimi anni hanno evidenziato, in alcuni casi, i limiti di questi strumenti a causa di un loro proliferare e sovrapporsi su scala diversa (es. fondi nazionali, bandi regionali), della loro natura non strutturale e anche della limitata disponibilità di risorse.

---

<sup>84</sup> Nel febbraio 2016 è stato lanciato dal Ministero dell'Ambiente il Dialogo Nazionale per la Finanza Sostenibile con lo scopo di fare il punto sulle pratiche in essere, identificare le sfide strategiche e proporre le opzioni di politiche che consentano di effettuare un salto di qualità a partire dai numerosi e promettenti segnali di cambiamento attuali.

<http://www.minambiente.it/pagina/finanza-sostenibile>





Proprio a partire dalla materia energetica una particolare attenzione dovrebbe essere rivolta, nelle politiche fiscali, a prevedere una riforma per rimuovere, progressivamente ma con rapidità e certezza, i sussidi ambientalmente dannosi. La stessa L. 221/2015 all'art. 68 prende in considerazione tale tema prevedendo l'istituzione del Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi e dei sussidi ambientalmente favorevoli, la cui prima edizione è stata pubblicata a dicembre 2016<sup>85</sup>. Tale documento ha come obiettivo principale l'individuazione dei sussidi ambientalmente rilevanti analizzandoli suddivisi per settori: agricoltura, energia, trasporti, IVA e altri sussidi, considerando sia le spese fiscali sia i sussidi diretti, con riferimento agli effetti finanziari al 2016. L'elenco delle spese fiscali considerate in questa prima edizione del Catalogo include non solo le agevolazioni riguardanti le cosiddette "tasse ambientali" (imposte energetiche, sui veicoli di trasporto, sull'inquinamento e sulle risorse), ma anche detrazioni, deduzioni e crediti di imposta riguardanti la tassazione sui redditi delle persone fisiche (IRPEF) e giuridiche (IRES, IRAP), nonché le aliquote agevolate IVA.

### **Verso una Strategia regionale per l'Idrogeno.**

Il tema della valorizzazione del vettore idrogeno nel sistema energetico, industriale e dei trasporti, come occasione di miglioramento della competitività del territorio regionale, si sta ponendo con sempre maggiore forza e attualità nel dibattito pubblico.

In particolare, poi, il ruolo che il ricorso al vettore idrogeno potrà iniziare a svolgere all'orizzonte temporale del 2030, ai fini del raggiungimento degli obiettivi regionali di decarbonizzazione, sta assumendo sempre maggiore rilevanza rispetto ai temi trainanti della pianificazione energetica, quali lo sviluppo della generazione elettrica da FER, l'accumulo e lo stoccaggio di energia, correlati ad esigenze sempre più imperative di differimento nel tempo dell'utilizzo della generazione da fonti rinnovabili non programmabili, nonché la disponibilità di reti energetiche di trasporto e distribuzione adeguate alla sfida che l'evoluzione dei mercati ben presto imporrà.

La traduzione in chiave regionale dei primi obiettivi, delineati a livello nazionale e compendati nel documento di Linee Guida preliminari rispetto alla futura Strategia Nazionale, evidenzia dimensioni ragguardevoli e sfidanti degli stessi target. Infatti, rapportando il "peso energetico" del Piemonte rispetto all'aggregato nazionale (circa 8-10%) ai primi obiettivi ipotizzati nelle citate Linee Guida, possono ricavarsi alcune primissime indicazioni in ordine ai seguenti target regionali al 2030:

- il 2% circa del gas naturale distribuito in Piemonte potrà essere sostituito con idrogeno (circa 70.000 ton/anno);
- capacità di elettrolisi pari a circa 400-500 MW;
- penetrazione dell'idrogeno negli usi finali per un ammontare pari al 2% del CFL (circa 210 ktep).

Con riferimento, poi, ai tre modelli di produzione/trasporto dell'idrogeno "verde" (prodotto mediante elettrolisi e l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile) definiti nel menzionato documento di Linee Guida, ai fini del conseguimento del target di sviluppo al 2030 (ovvero: a- produzione totalmente in loco; b-

<sup>85</sup> <http://www.minambiente.it/pagina/catalogo-dei-sussidi-ambientalmente-dannosi-e-dei-sussidi-ambientalmente-favorevoli>



produzione in loco con trasporto di energia elettrica; c- produzione centralizzata con trasporto di idrogeno), in rapporto al territorio regionale si avanzano le seguenti prime considerazioni.

In una prima fase di sviluppo della filiera, i primi due modelli, che prevedono la produzione e l'utilizzo del vettore nell'ambito dello stesso sito, sarebbero probabilmente di più agevole implementazione, poiché escludono la variabile del trasporto dell'idrogeno. Nel primo caso, le potenziali criticità risiederebbero soprattutto in una preliminare fase di governance a regia regionale degli attori coinvolti, in modo da indurre il produttore di elettricità rinnovabile (impianto di termovalorizzazione dei rifiuti, impianto fotovoltaico di potenza, ecc.) a dedicarne una quantità prestabilita e costante al processo di elettrolisi, a sua volta dimensionato sulle esigenze dell'utilizzatore dell'idrogeno posto nelle vicinanze.

Nel secondo caso, invece, l'approvvigionamento tramite rete dell'energia elettrica rinnovabile da dedicare agli elettrolizzatori determinerebbe, con la regolamentazione vigente, una minore convenienza in termini di costi, andando ad incidere più pesantemente sull'intera sostenibilità economica dell'operazione.

In ultimo, nel terzo caso le criticità sarebbero rappresentate dall'onerosità, in termini di costi e tempi, della realizzazione di infrastrutture di trasporto (gasdotti dedicati), atteso che per l'utilizzo dei metanodotti esistenti occorrerà preliminarmente verificare le problematiche correlate alla capacità dell'idrogeno di produrre la corrosione del metallo delle condotte.

Per quanto riguarda i possibili usi finali dell'idrogeno "verde", allo stato attuale le difficoltà risiedono nella ristretta gamma di attività industriali (raffinerie, acciaierie e taluni processi dell'industria chimica) che possono avere convenienza ad un suo utilizzo senza particolari aggiustamenti del processo produttivo, o di soggetti del trasporto su ferro (compagnie ferroviarie che debbano sostituire treni su tratte non elettrificate) e del trasporto su gomma (aziende del TPL).

Infine, con riferimento al ruolo che l'idrogeno "verde" potrà assumere anche sul territorio piemontese nello stoccaggio dell'*overgeneration* da FER, va' detto che si tratta forse della sfida più ambiziosa, a cui sono attualmente collegate alcune criticità, il cui superamento è demandato ai progressi e all'innovazione delle tecnologie. Nella fattispecie, per raggiungere l'obiettivo dovranno essere ottimizzate le efficienze dei processi di trasformazione, che ad oggi paiono non banali da conseguire, e che fanno riferimento al concetto di *Round Trip Efficiency*.

In particolare, si renderà necessario migliorare significativamente i processi di trasformazione (dall'energia elettrica all'idrogeno mediante elettrolisi – efficienza pari all'80%; compressione dell'idrogeno per lo stoccaggio – efficienza pari al 90%; nonché dall'idrogeno all'energia elettrica tramite *fuel cells* – efficienza pari al 60%) minimizzando le perdite di processo, che attualmente si attestano nell'intero ciclo su un valore superiore al 55% e che non lo rendono economicamente sostenibile.

Nella consapevolezza della necessità di promuovere lo sviluppo del vettore idrogeno sul territorio regionale, trasformando la trasversalità del tema in punto di forza in cui trovano sintesi e compendio obiettivi afferenti a politiche settoriali di diversa natura (energetica, industriale, R&S e della mobilità), la Giunta regionale, con DGR n. 10-2917 del 26.02.2021, ha sottolineato l'esigenza di provvedere alla predisposizione di una proposta di Strategia regionale per l'idrogeno, demandandone l'elaborazione a un apposito Gruppo di lavoro interdirezionale e stabilendo i seguenti obiettivi generali a cui ispirarsi:



- valorizzare l'introduzione del vettore idrogeno nel sistema energetico, industriale e dei trasporti come occasione di miglioramento di competitività del territorio, consolidando la leadership che l'eco-sistema regionale ha saputo costruire su questo tema;
- qualificare il Piemonte come area di eccellenza per lo sviluppo delle tecnologie individuate come strategiche nella pianificazione nazionale e comunitaria, candidando la Regione Piemonte ad ospitare la sede del "Centro Nazionale di Alta Tecnologia per l'idrogeno";
- accompagnare le iniziative di supporto alle filiere industriali con una strategia di sostegno agli investimenti nelle aree di applicazione dell'idrogeno di maggiore rilevanza per il territorio, perseguendo in tal modo finalità di tipo ambientale;
- assicurare la piena e funzionale connessione della strategia regionale con la pianificazione nazionale in corso di definizione, nonché con le principali iniziative a livello europeo attraverso la piena valorizzazione dei partenariati attuali e nuovi con altre regioni europee.



## **ALLEGATO 2**

### **Allegati**

# **al Piano Energetico Ambientale Regionale**

(ex artt. 5 e 6 della legge regionale 23 ottobre 2002, n. 23)

**Assessorato**

**Ambiente, Energia, Innovazione, Ricerca e connessi rapporti con Atenei e Centri di Ricerca pubblici e privati, Ricerca applicata per emergenza COVID-19**

*Assessore: Matteo Marnati*

*Via Principe Amedeo, 17 - Torino*

**Direzione**

**A1600A – AMBIENTE, ENERGIA E TERRITORIO**

*Direttore: Stefania Crotta*

*Via Principe Amedeo, 17 - Torino*

**Settore**

**A1616A - Sviluppo Energetico Sostenibile**

*Responsabile: Silvia Riva*

*C.so Regina Margherita, 174 - Torino*

**Gruppo di lavoro e comitato di redazione:** Filippo Baretti (coordinatore), Silvia Bonapersona, Stefano Caon, Annamaria Clinco, Silvio De Nigris, Gianfranco Leoncavallo, Giovanni Nuvoli, Edoardo Trossero, Giovanni Vicentini.

**Collaborazione:** Strutture regionali nell'ambito del Tavolo interdirezionale

*Direzione Agricoltura e Cibo, Direzione Sanità e Welfare, Direzione Competitività del Sistema regionale, Direzione Istruzione, Formazione e lavoro, Direzione Opere Pubbliche, Difesa del suolo, Protezione civile, Trasporti e Logistica, Direzione Cultura, Turismo e Commercio, Direzione Risorse finanziarie e Patrimonio. Arpa Piemonte.*



## **SOMMARIO ALLEGATI**

<b><u>ALLEGATO I: AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE .....</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>ALLEGATO II: LIMITAZIONI AREALI ALL'UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI GEOTERMICI.....</u></b>	<b><u>57</u></b>
<b><u>ALLEGATO III: SCHEMA DI LINEE GUIDA PER LA DEFINIZIONE DEL PIANO PER LO SVILUPPO DEL TELERISCALDAMENTO .....</u></b>	<b><u>73</u></b>
<b><u>ALLEGATO IV: CAMBIAMENTO CLIMATICO ED ENERGIA .....</u></b>	<b><u>83</u></b>
<b><u>ALLEGATO V: L'EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> IN PIEMONTE.....</u></b>	<b><u>141</u></b>
<b><u>ALLEGATO VI: RAPPORTO STATISTICO SULL'ENERGIA IN PIEMONTE.....</u></b>	<b><u>155</u></b>





## ALLEGATO I: AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE

**AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE AI SENSI DEI PARAGRAFI 17.1 E 17.2 DELLE LINEE GUIDA PER L'AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI EMANATE CON IL D.M. 10.09.2010..... 4**

**BOX 1: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI EOLICI ..... 5**

**BOX 2: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA ALIMENTATI DA BIOMASSE ..... 18**

**BOX 3: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI ..... 38**

**BOX 4: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI A TERRA ..... 46**





## **Aree e siti non idonei all'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile ai sensi dei paragrafi 17.1 e 17.2 delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il D.M. 10.09.2010.**

Con il D.M. del 10.09.2010, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18.09.2010, sono state emanate le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"; le stesse sono entrate in vigore il 3.10.2010, con ciò ponendo la Regione nelle condizioni di adottare i provvedimenti necessari a tutelare i territori piemontesi di pregio, evitando la compromissione delle loro caratteristiche peculiari, tra le quali non vanno sottaciute, ma evidenziate in particolare quelle paesaggistiche, ambientali, naturalistiche ed agricole.

Le suddette *Linee guida* stabiliscono infatti le condizioni per assicurare il corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e specificano, tra l'altro, i criteri e le condizioni sulla base dei quali le Regioni possono individuare le aree e i siti non idonei all'installazione per ciascuna fonte di specifiche tipologie di impianto, anche articolate per soglie di potenza e per taglie di impianto.

Ai sensi del paragrafo 17 del D.M. 10.09.2010 "al fine di accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, in attuazione delle disposizioni delle presenti linee guida, le Regioni e le Province autonome possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità di cui al presente punto e sulla base dei criteri di cui all'allegato 3".

Più specificamente le Regioni e le Province autonome *"conciliano le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili attraverso atti di programmazione congruenti con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili loro assegnata (BurdenSharing), assicurando uno sviluppo equilibrato delle diverse fonti"*. Le aree non idonee sono, dunque, individuate dalle Regioni – prosegue il paragrafo 17.2 del D.M. – *"nell'ambito dell'atto di programmazione con cui sono definite le misure e gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di BurdenSharing fissati in attuazione delle suddette norme. Con tale atto, la regione individua le aree non idonee tenendo conto di quanto eventualmente già previsto dal piano paesaggistico e in congruenza con lo specifico obiettivo assegnatole"*.

In tale contesto, nell'ambito dei tematismi elencati dalle *Linee guida* nell'Allegato 3 – Criteri per l'individuazione di aree non idonee, come previsto dal Paragrafo 17.2 delle stesse, si è tenuto conto delle peculiarità del territorio piemontese, cercando così di conciliare le politiche di tutela del paesaggio, dell'ambiente, del territorio rurale e delle tradizioni agroalimentari locali con quelle afferenti ad un'efficace implementazione di strategie e azioni tese a favorire il conseguimento degli obiettivi comunitari del cosiddetto "pacchetto clima" in materia energetica, tra cui lo sviluppo e la valorizzazione delle energie rinnovabili in Piemonte. In tale direzione, si è inteso affiancare l'applicazione di criteri di tutela del territorio e dell'ambiente alla piena implementazione di alcuni dei principi e degli obiettivi su cui è incardinata la Direttiva 2009/28/CE.



Sulla base dell'istruttoria condotta, sono stati individuati i siti non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonte eolica, idraulica, fotovoltaica, nonché per gli impianti alimentati dalle biomasse.

La Regione Piemonte ha già provveduto all'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra (D.G.R. n. 3-1183 del 14.12.2010) e all'installazione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomassa (D.G.R. n. 6-3315 del 30.01.2012).

Per quanto riguarda, invece, la realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte idraulica ed eolica, è stata questa la sede opportuna per condurre, di concerto con le altre Direzioni regionali interessate, l'istruttoria per l'individuazione delle aree inidonee alla realizzazione ed all'esercizio dei suddetti impianti.

Le aree ed i siti individuati quali inidonei sono elencati ed esaminati nel dettaglio per ognuna delle fonti energetiche prese in esame (eolico, biomasse, idroelettrico, fotovoltaico). Accanto a quelli inidonei sono poi stati individuati alcuni ambiti territoriali che richiedono un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti in quanto, pur senza essere compresi nelle aree inidonee, presentano elementi di criticità paesaggistica, ambientale, nonché correlata alla presenza di aree agricole di qualità e di situazioni di pericolosità. La presenza di siffatte criticità richiede, ai fini di una compiuta valutazione del progetto in sede autorizzativa, la presentazione di specifici elaborati tecnico-progettuali, atti a consentire un giudizio istruttorio circa le possibilità di un loro superamento.

I criteri tesi all'individuazione di aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte rinnovabile si focalizzano prevalentemente sui tematismi per i quali si realizza specificamente l'interferenza o impatto connesso alla tipologia impiantistica del caso. Per ogni fonte è stato quindi preso in esame il contesto d'impatto specifico e derivate le aree inidonee e di attenzione specifiche, come meglio dettagliato di seguito.

### **Box 1: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti eolici**

I criteri tesi all'individuazione di aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte eolica si focalizzano prevalentemente su tematismi afferenti alla fruizione visiva del paesaggio, nonché all'impatto sull'avifauna/chiroterofauna, come peraltro previsto dal citato punto 17 delle *Linee guida*, e generano limitazioni anche in funzione delle taglie d'impianto:

- 0 – 20 kW, microeolico per autoconsumo
- > 20 kW < 60 kW, microeolico
- > 60 kW < 200 kW, minieolico
- > 200 kW, industriale



### Aree inidonee

1. Aree ricomprese nell'intorno di 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali montani e pedemontani riconosciuti dal Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) (art. 13 delle N.T.A.) e ricadenti in aree e immobili individuati ai sensi degli artt. 134, c. 1, lett. a) e c), e 157 del D.Lgs. n. 42/2004 (Codice). Tutte le taglie d'impianto.
2. Siti (core zone) e le relative aree esterne di protezione (buffer zone) inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO (Residenze Sabaude e Sacri Monti), ai sensi dell'art. 135, c. 4, lett. d) del Codice, e rappresentati nella Tavola P5 del Ppr. Tutte le taglie d'impianto.
3. Siti UNESCO "I paesaggi vitivinicoli del Piemonte: Langhe-Roero e Monferrato" disciplinati ai sensi dell'art. 33 delle NTA del Ppr e rappresentati nella Tavole P5 e P6. Tutte le taglie d'impianto; nelle buffer zone l'inidoneità sussiste limitatamente agli impianti di potenza superiore a 20 kW.
4. Aree in fascia A del PAI, ai sensi dell'art. 29 delle NTA. Tutte le taglie d'impianto.
5. Aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1, ZONA 2 e ZONA B-PR, ZONA I) del PAI (approvato con D.P.C.M. 24.05.2001 e pubblicato sulla GU n.183 dell'8.08.2001). Tutte le taglie d'impianto.
6. Aree interessate da fenomeni di dissesto. Tutte le taglie d'impianto.

Frane	Fa, aree interessate da frane attive – (pericolosità molto elevata)
	Fq, aree interessate da frane quiescenti – (pericolosità elevata)
Esondazioni e dissesti a carattere torrentizio lungo le aste dei corsi d'acqua	Ee, aree con pericolosità molto elevata
	Eb, aree con pericolosità elevata
Trasporto di massa sui conoidi	Ca, conoidi attivi o potenzialmente attivi non protette da opere di difesa a monte – (pericolosità molto elevata)
	Cp, conoidi attivi o potenzialmente attivi parzialmente protette da opere di difesa
Valanghe	Ve, aree di pericolosità elevata o molto elevata

7. Aree comprese nello scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni individuate dal PGRA, ai sensi degli artt. 57 e 58 del Titolo V delle NdA del PAI. Tutte le taglie d'impianto.
8. Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4, rischio molto elevato ai sensi dell'art. 57 del Titolo V delle NdA del PAI. Tutte le taglie d'impianto.
9. Aree in classe IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" degli strumenti urbanistici vigenti. Tutte le taglie d'impianto.
10. Zone di Protezione Speciale (ZPS) per l'avifauna (D.M. 17.10.2007) e Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 in Piemonte, approvate con D.G.R. n. 54-7409 del 7 aprile 2014 e ss.mm.ii). Taglie d'impianto superiori a 20 kW.



11. Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone Speciali di Conservazione (ZSC) importanti per la conservazione dell'avifauna e della chiroterofauna. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
12. Colonie di chiroterteri ed altre aree importanti per la chiroterofauna non inserite in Rete Natura 2000. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
13. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico. Taglie d'impianto superiori a 200 kW.
14. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e nella seconda classe di capacità d'uso del suolo. Taglie d'impianto superiori a 200 kW.

### **Specificazioni sulle aree inidonee**

1. Aree comprese nell'intorno di 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali montani e pedemontani riconosciuti dal Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) (art. 13 delle NdA) e ricadenti in aree e immobili individuati ai sensi degli artt. 134, c. 1, lett. a) e c), e 157 del D.Lgs. n. 42/2004 (Codice). Il Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017 prevede, nelle prescrizioni di cui all'art. 13 comma 12, che nell'intorno di 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali riconosciuti dal Ppr e ricadenti in aree e immobili individuati ai sensi degli articoli 134, comma 1, lettere a. e c. e 157 del Codice, l'inidoneità per tutte le classi d'impianto.

Sono consentiti, nell'intorno dei 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali riconosciuti dal Ppr esclusivamente i tracciati viari funzionali alla realizzazione degli impianti.

Le vette e i crinali montani principali e secondari sopra citati sono ricompresi nelle "aree di montagna" inserite tra le componenti "naturalistico-ambientali" riconosciute del Ppr e rappresentate nella Tavola P4. Nelle "aree di montagna" sono anche inclusi i territori di cui alle lettere d. ed e., comma 1, dell'articolo 142 del Codice "Aree tutelate per legge" rappresentati nella Tavola P2 del Ppr, per i quali si applicano le norme del Ppr stesso, nonché la disciplina in materia di autorizzazione paesaggistica.

Normativa di riferimento:

- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

2. Siti (core zone) e le relative aree esterne di protezione (buffer zone) inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO (Residenze Sabaude e Sacri Monti) ai sensi dell'art. 135, c. 4, lett. d) del Codice, e rappresentati nella Tavola P5 del Ppr.

Il Ppr riconosce tra i luoghi ed elementi identitari che connotano il territorio regionale "... i Siti (core zone) e le relative aree esterne di protezione (buffer zone) inseriti nella lista del Patrimonio mondiale dell'Unesco come ambiti meritevoli di salvaguardia, ai sensi dell'articolo 135, comma 4, lettera d. del Codice (...)".

Tali Siti sono disciplinati dall'art. 33 delle norme di attuazione del Ppr e rappresentati nella Tavola P5 del Piano.



Normativa di riferimento:

- D.Lgs. n. 42/2004 (Codice)
- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

3. Siti UNESCO "*Ipaesaggi vitivinicoli del Piemonte: Langhe-Roero e Monferrato*" disciplinati ai sensi dell'art. 33 delle NTA del Ppr e rappresentati nella Tavole P5 e P6.

Il Ppr riconosce tra i luoghi e gli elementi identitari che connotano il territorio regionale "*I paesaggi vitivinicoli del Piemonte: Langhe-Roero e Monferrato*". Tali Siti sono disciplinati dall'art. 33 delle Norme di attuazione del Ppr e rappresentati nelle Tavole P5 e P6.

Normativa di riferimento:

- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

4. Aree in fascia A del PAI, ai sensi dell'art. 29 delle Norme di Attuazione<sup>1</sup>.

Per fascia A s'intende l'area di deflusso della piena, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della corrente per la piena di riferimento, come definita nell'All.3 "Metodo di delimitazione delle fasce fluviali" al Titolo 2 delle Norme di Attuazione, ovvero che è costituita dall'insieme delle forme fluviali riattivabili durante gli stati di piena.

Nella fascia A il Piano persegue l'obiettivo di garantire le condizioni di sicurezza assicurando il deflusso della piena di riferimento e il mantenimento delle condizioni di equilibrio delle dinamiche fluviali, e quindi favorire, ovunque possibile, l'evoluzione naturale del fiume in rapporto alle esigenze di stabilità delle difese e delle fondazioni delle opere d'arte, nonché a quelle di mantenimento in quota dei livelli idrici di magra.

Normativa di riferimento:

- Art. 29 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001

5. Aree a rischio idrogeologico molto elevato RME.

Le aree RME sono individuate sulla base della valutazione dei fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, della relativa pericolosità e del danno atteso. Tengono conto sia delle condizioni di rischio attuale sia delle condizioni di rischio potenziale anche conseguente alla realizzazione delle previsioni contenute negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica. Sono delimitate nella cartografia di cui all'Allegato 4.1 all'Elaborato 2 del PAI e ricomprendono anche le aree del Piano Straordinario PS267.

Normativa di riferimento:

- Titolo V delle NdA del PAI

6. Aree interessate da fenomeni di dissesto.

Le aree interessate da fenomeni di dissesto per la parte collinare e montana del bacino sono classificate in relazione alla specifica tipologia dei fenomeni idrogeologici, così come definiti nell'Elaborato 2 del Piano per l'Assetto idrogeologico<sup>2</sup>.

<sup>1</sup><http://www.adbpo.it/>

<sup>2</sup><http://www.adbpo.it/>



Normativa di riferimento:

- Art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001

7. Scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA.

Tale scenario è costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni. Per il reticolo secondario tale scenario è costituito dai dissesti derivanti dai PRG o da valutazioni geomorfologiche

Normativa di riferimento:

- Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia

8. Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4.

Le aree in classe di rischio R4 sono caratterizzate da un livello di rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, tessuto urbano continuo e denso, zone industriali, commerciali e reti di comunicazione continue e dense, reti ferroviarie, reti stradali, ecc.

Normativa di riferimento:

- Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia

9. Aree in classe III c nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica".

Secondo le indicazioni contenute nella Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP ricadono nella classe IIIc le "porzioni di territorio edificate ad alta pericolosità geomorfologica e ad alto rischio, per le quali non è proponibile un'ulteriore utilizzazione urbanistica neppure per il patrimonio esistente".

La DGR n.18-2555 del 09.12.2015, che modifica la Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP e successiva Nota Tecnica esplicativa, in merito alle opere infrastrutturali di interesse pubblico non altrimenti localizzabili, prevede che *"le norme del PRGC devono contenere indicazioni specifiche circa la tipologia di opere ammesse e, eventualmente, le modalità per la loro attuazione"*.

Normativa di riferimento:

- Elaborati cartografici e Norme di Attuazione del PRGC

10. Zone di Protezione Speciale (ZPS)<sup>3</sup>.

Nelle Zone di Protezione Speciale (ZPS) per l'avifauna, individuate ai sensi della Direttiva 147/2009/CE "Uccelli", ai sensi del D.M. 17.10.2007 e delle Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 in Piemonte, approvate con D.G.R. n. 54-7409 del 7.04.2014 e

<sup>3</sup>La perimetrazione delle Zone di protezione speciale è consultabile nel sito web della Regione alla pagina:  
<http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html>.



ss.mm.ii., i nuovi impianti eolici sono vietati, fatti salvi gli impianti per autoconsumo/autoproduzione di taglia inferiore a 20 kW.

Normativa di riferimento:

- D.M. 17.10.2007
- D.G.R. n. 54-7409 del 7.04.2014

11. Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone Speciali di Conservazione (ZSC) importanti per la conservazione dell'avifauna e della chiroterofauna<sup>4</sup>.

Nell'ambito dell'individuazione della Rete Natura 2000, unitamente alla presenza di specie e habitat degli allegati della Direttiva 92/43/CEE, alcuni siti rivestono particolare importanza anche per la conservazione degli uccelli e dei chiroteri. Sono aree funzionali alla riproduzione, allo svernamento o al foraggiamento degli animali. I SIC/ZSC così caratterizzati sono stati identificati in base ai dati presenti nei Formulare Standard e alle mappe di distribuzione relative al report di monitoraggio ex art. 17 Direttiva Habitat, in relazione alla biologia delle diverse specie.

12. Colonie di chiroteri ed altre aree importanti per la chiroterofauna non inserite in Rete Natura 2000<sup>5</sup>.

Molte importanti colonie riproduttive o svernamento si trovano in edifici storici o infrastrutture che non sono identificate come siti della Rete Natura 2000. Le aree sono identificate e georiferite anche grazie ai dati provenienti dal monitoraggio ex art. 17 Direttiva Habitat. Il dato è suscettibile a modifica in base ai report di monitoraggio.

13. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico<sup>6</sup>.

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, per tutta la durata del periodo di obbligo di mantenimento degli impianti di seguito definiti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono da considerarsi inadatti all'installazione di impianti eolici con taglia d'impianto superiore a 200 kW.

<sup>4</sup>La perimetrazione dei SIC/ZPS importanti per la conservazione dell'avifauna e della chiroterofauna è consultabile nel sito web della Regione alla pagina:

<http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html>.

<sup>5</sup>L'individuazione territoriale delle colonie e delle altre aree importanti per la chiroterofauna è consultabile nel sito web della Regione alla pagina:

<http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html>.

<sup>6</sup>Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado.

I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili nel sito web della Regione alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche\\_agricole/sibiweb/sibiweb.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm)



Normativa di riferimento:

- Art. 4 della Legge 350/2003 "Programma Nazionale degli Interventi nel Settore Idrico"
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste"
- L.R. 9.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione"

14. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo<sup>7</sup>.

Sono inidonei all'installazione di impianti eolici con potenza superiore a 200 kW i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei suoli a scala 1:50.000 per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000.

Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura - Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino - corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 dell'8.02.2010.

I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm)

Normativa di riferimento:

- Piano territoriale regionale (Ptr) approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011
- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017
- D.G.R. n. 88-13271 del 08.02.2010 di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale
- D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010 di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli

<sup>7</sup>Le Carte di Capacità d'uso dei suoli del Piemonte sono consultabili e scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:  
[http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/index.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/index.htm)





### **Aree di attenzione**

1. Aree di "belvedere, bellezze panoramiche e siti di valore scenico ed estetico" disciplinati dall'art. 30 delle NTA del Ppr e individuati nelle Tavole P2 e P4, nonché nel Catalogo di cui all'art. 4, c. 1, lett. c) ed e). Tutte le taglie d'impianto.
2. Aree sottoposte a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli artt. 136 e 157 del Codice. Tutte le taglie d'impianto.
3. Aree in fascia B e C del PAI, ai sensi degli artt. 30 e 31 delle NTA. Taglie d'impianto di potenza superiore a 20 kW.
4. Aree interessate da fenomeni di dissesto. Tutte le taglie d'impianto.

Frane	Fs, aree interessate da frane stabilizzate – (pericolosità media o moderata)
Esondazioni e dissesti a carattere torrentizio lungo le aste dei corsi d'acqua	Em, aree con pericolosità media o moderata;
Trasporto di massa sui conoidi	Cn, aree di conoidi non recentemente attivatisi o protette da opere di difesa;
	Vm, aree di pericolosità media o moderata
Valanghe	Vm, aree di pericolosità media o moderata

5. Aree comprese nello scenario poco frequente M - media probabilità di alluvioni o nello scenario raro L - scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi, individuate dal PGRA, ai sensi degli artt. 57 e 58 del Titolo V delle NdA del PAI. Taglie d'impianto con potenza superiore a 20 kW.
6. Aree a rischio significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni PGRA (approvato con DPCM del 27.10.2016 e pubblicato sulla GU n.30 del 6.02.2017). Tutte le taglie d'impianto.
7. Aree in classe IIIa nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" degli strumenti urbanistici vigenti.
8. Aree costituenti la rete ecologica regionale di cui all'articolo 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000 - non coincidenti con ZPS e con SIC e ZSC importanti per l'avifauna e la chiroterofauna di cui al punto 7, 8 e 9 delle aree inidonee, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici, e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità). Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
9. Zone tampone con ampiezza di 2 km intorno alle Zone di Protezione Speciale per l'avifauna (ZPS) e ai SIC e ZSC importanti per l'avifauna e per la chiroterofauna. Taglie d'impianto superiori a 20 kW per le ZPS e 60 kW per SIC e ZSC.



10. Rotte migratorie dell'avifauna. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
11. Zone tampone di ampiezza pari a 2 km intorno a colonie di chiroterteri ed altre aree importanti per la chiroterrofauna non inserite in Rete Natura 2000. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
12. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico. Taglie d'impianto inferiori a 200 kW.
13. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e nella seconda classe di capacità d'uso del suolo. Taglie d'impianto comprese tra 60 e 200 kW.
14. Aree agricole di attenzione per la presenza di produzioni agricole e agroalimentari di pregio. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.

### **Specificazioni sulle aree di attenzione**

1. Aree di "*belvedere, bellezze panoramiche e siti di valore scenico ed estetico*" disciplinati dall'art. 30 delle NdA del Ppr e individuati nelle Tavole P2 e P4, nonché nel Catalogo di cui all'art. 4, c. 1, lett. c) ed e).

Il Piano paesaggistico regionale (Ppr) riconosce tra le componenti del paesaggio i "*Belvedere, bellezze panoramiche, siti di valore scenico ed estetico*" meritevoli di specifica tutela e valorizzazione, disciplinati dall'art. 30 delle Norme di attuazione e individuati nella Tavola P2 e nel Catalogo di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c. e nella Tavola P4 e negli Elenchi di cui all'articolo 4, comma 1, lettera e.

2. Aree sottoposte a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli artt. 136 e 157 del Codice<sup>8</sup>.

Esse rappresentano aree e immobili di notevole interesse pubblico e aree tutelate per legge, riconosciute dal Piano paesaggistico regionale (Ppr) in virtù dei loro valori paesaggistici, e in quanto tali sono soggette alle forme di controllo e gestione previste dal Codice, ex art. 146: ogni trasformazione è soggetta a specifica autorizzazione paesaggistica secondo la procedura e la documentazione richiesta per legge.

Nelle suddette aree si rende indispensabile una analisi approfondita degli aspetti scenico-percettivi, da inserire nella Relazione paesaggistica necessaria ai fini della autorizzazione ex art. 146 del Codice, mediante una carta delle interferenze visive, elaborata in funzione dell'orografia dei luoghi (presenza di crinali o vette di valore scenico), che consenta di valutare le aree su cui si manifesta l'impatto visivo; inoltre è necessaria una visualizzazione in 3D fatta da tutti i punti che sono scenicamente in stretta relazione con il sito e l'ambiente limitrofo (prioritariamente dai belvedere censiti dal Piano paesaggistico regionale), in modo

<sup>8</sup>Per la visualizzazione dei dati del Ppr:

[http://webgis.arpa.piemonte.it/ppr\\_storymap\\_webapp/](http://webgis.arpa.piemonte.it/ppr_storymap_webapp/)

Per lo scarico dei dati del Ppr:

<http://www.geoportale.piemonte.it/geocatalogorp/?sezione=catalogo>

Linee guida per gli aspetti scenico-percettivi:

<http://www.regione.piemonte.it/territorio/dwd/documentazione/paesaggio/LineeGuida.pdf>



da ottenere una o più distribuzioni spaziali dell'impianto in esame. Tali studi devono estendersi a un contesto limitrofo al perimetro delle aree sottoposte a tutela paesaggistica pari ad almeno 2 km. Le elaborazioni tridimensionali dovranno utilizzare la "Base Dati Territoriale di Riferimento degli Enti (BDTRE)", la "Carta della sensibilità visiva del territorio regionale" e ogni altra base utile (ortofoto, immagini da satellite) georeferenziata ad alta risoluzione e dovranno dettagliare i bacini visivi da cui risultano visibili gli impianti eolici in riferimento agli ostacoli morfologici o artificiali. Inoltre l'impatto visivo che deriva non deve determinare la perdita dell'insieme dei valori associati alle diverse componenti paesaggistiche riconosciute dal Piano paesaggistico regionale (Ppr) ed evitare eccessive concentrazioni in alcuni ambiti territoriali e relativo effetto "selva"; deve inoltre essere valutato l'impatto cumulativo prodotto da due o più impianti ricadenti nella medesima zona.

3. Aree in fascia B e C del PAI, ai sensi degli artt. 30 e 31 delle NTA<sup>9</sup>.

Nella fascia B del PAI sono vietati gli interventi che comportano una riduzione apprezzabile della capacità d'invaso, nonché la realizzazione di nuovi impianti e/o l'ampliamento degli stessi impianti esistenti.

Nella fascia C (area di esondazione per piena catastofica) la regolamentazione delle attività consentite compete agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica.

La normativa di riferimento:

- Artt. 30 e 31 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001

4. Aree interessate da fenomeni di dissesto.

Le aree interessate da fenomeni di dissesto per la parte collinare e montana del bacino sono classificate in relazione alla specifica tipologia dei fenomeni idrogeologici, così come definiti nell'Elaborato 2 del Piano per l'Assetto idrogeologico (rif. Art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI. - D.P.C.M. 24.05.2001).

5. Aree comprese nello scenario poco frequente M e raro L del PGRA.

Nello scenario poco frequente M rientrano, per il reticolo principale, le aree inondabili per piene tempo di ritorno di 100-200 anni.

Nello scenario raro L rientrano, per il reticolo principale, le aree inondabili per piene maggiori di 500 anni, o del massimo storico registrato.

La normativa di riferimento:

- Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia

6. Aree a Rischio Significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del PGRA.

Le ARS sono costituite da unità territoriali dove le condizioni di rischio potenziale sono particolarmente significative, per le quali è necessaria una gestione specifica del rischio.

Le ARS Distrettuali (n. 8) corrispondono a nodi critici di rilevanza strategica in cui le condizioni di rischio elevato o molto elevato coinvolgono insediamenti abitativi e produttivi di

<sup>9</sup><http://www.adbpo.it/>



grande importanza, numerose infrastrutture di servizio e le principali vie di comunicazione. Le situazioni di elevata pericolosità, conseguenti a considerevoli portate di piena e rilevante estensione delle aree inondabili, richiedono complessi interventi di mitigazione del rischio che comportano effetti alla scala di intero bacino idrografico o di ampi settori del reticolo idrografico principale ed è pertanto necessario il coordinamento delle politiche di più regioni. Le ARS Regionali (n. 20) corrispondono a situazioni di rischio elevato e molto elevato per le quali è necessario il coordinamento delle politiche regionali alla scala di sottobacino.

E' opportuno verificare la coerenza degli interventi proposti con le misure specifiche previste per l'ARS, necessarie per il conseguimento degli obiettivi di mitigazione del rischio contenuti nel PGRA

7. Aree in classe IIIa nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica".

Secondo le indicazioni contenute nella Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP ricadono nella classe IIIa le "porzioni di territorio inedificate che presentano caratteri geomorfologici e idrogeologici che le rendono inidonee a nuovi insediamenti (aree dissestate, in frana, potenzialmente dissestabili o soggette a pericolo valanghe, aree alluvionabili da acque di esondazione ad elevata energia).

Normativa di riferimento:

- Elaborati cartografici e Norme di Attuazione del PRGC
- Verifica di compatibilità ai sensi dell'art. 38 del PAI e della Direttiva dell'Autorità di bacino n.10 del 05.04.2006.

8. Aree costituenti la Rete Ecologica regionale ai sensi dell'art. 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000 - non coincidenti con ZPS e con SIC e ZSC importanti per l'avifauna e la chiroterofauna di cui al punto 7 delle aree inidonee, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità).

Laddove i corridoi ecologici e le aree importanti per la biodiversità non siano georiferiti il tematismo è inapplicato.

La documentazione da produrre a corredo del progetto è un'indagine dettagliata dell'avifauna e dei chiroterofauna con gradienti di rischio (in via di definizione elementi aggiuntivi al Protocollo di cui all'allegato 3 della DGR n. 5-3314 del 30.01.2012).

Per gli impianti potenzialmente incidenti su siti della Rete Natura 2000 occorre l'assoggettamento alla procedura di valutazione d'incidenza (art. 43 della L.R. 19/2009).

9. Zone tampone con ampiezza di 2 km intorno alle Zone di Protezione Speciale per l'avifauna (ZPS) e ai SIC e ZSC importanti per l'avifauna e per la chiroterofauna.

La documentazione da produrre è un'indagine dettagliata dell'avifauna e dei chiroterofauna con gradienti di rischio (in via di definizione elementi aggiuntivi al Protocollo di cui all'allegato 3 della DGR n. 5-3314 del 30.01.2012).



Per gli impianti potenzialmente incidenti su siti della Rete Natura 2000 occorre l'assoggettamento alla procedura di valutazione d'incidenza (art. 43 della L.R. 19/2009).

10. Rotte migratorie dell'avifauna<sup>10</sup>.

Nel caso in cui si intendano realizzare impianti con taglia superiore a 60 kW nelle vallate montane che sono interessate dalla presenza di corridoi utilizzati dall'avifauna nei suoi movimenti migratori, identificati nella tavola P5 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) come "principali rotte migratorie", si evidenzia l'obbligo di effettuare un monitoraggio preventivo dell'avifauna utilizzando il protocollo di cui all'allegato 3 della D.G.R. n. 5-3314 del 30.01.2012.

Qualora gli esiti del monitoraggio mettessero in evidenza la presenza di specie "di passo" – cioè senza popolazioni stabili in Italia – che, in quanto minacciate a livello sovranazionale, sono inserite nella Lista Bird Life International con indice di criticità pari o superiore a "minacciate (EN)" (<http://datazone.birdlife.org/species/search>), il sito è inidoneo all'installazione di impianti con taglia superiore a 60 kW.

In caso di evidenza di specie stanziali, migratorie nidificanti o svernanti con popolazioni stabili in Italia, inserite nella Lista Bird Life International con indice di criticità pari o superiore a "vulnerabile (VU)" (<http://datazone.birdlife.org/species/search>), il sito può essere considerato idoneo all'installazione di impianti con taglia superiore a 60 kW a condizione che siano individuate e realizzate idonee misure di mitigazione (es. disposizione a cluster degli aerogeneratori, utilizzo di sistemi automatizzati di rilevazione degli uccelli e conseguente blocco selettivo delle pale in presenza di avifauna sensibile).

11. Zone tampone di ampiezza pari a 2 km intorno a colonie di chiroterteri ed altre aree importanti per la chiroterrofauna non inserite in Rete Natura 2000. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.

La documentazione da produrre è un'indagine dettagliata dei chiroterteri con gradienti di rischio (in via di definizione elementi aggiuntivi al Protocollo di cui all'allegato 3 della DGR n. 5-3314 del 30.01.2012).

12. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico<sup>11</sup>.

I terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico possono essere considerati idonei all'installazione di impianti eolici con potenza inferiore a 200 kW, solo nel caso in cui si verifichino tutte le seguenti condizioni:

<sup>10</sup>Tali rotte migratorie sono scaricabili all'indirizzo:

<http://www.geoportale.piemonte.it/geocatalogorp/?sezione=catalogo>

<sup>11</sup>Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado.

I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili nel sito web della Regione alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche\\_agricole/sibiweb/sibiweb.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm)



- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo;
- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e la gestione dell'impianto stesso nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine eolica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;
- l'impianto eolico sia realizzato in modo tale da consentire il corretto utilizzo dell'impianto irriguo.

13. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

I terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo possono essere considerati idonei all'installazione di impianti eolici con potenza tra i 200 e i 60 kW nel caso in cui si verificano tutte le seguenti condizioni:

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo;
- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e la gestione dell'impianto stesso nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine eolica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;
- l'impianto sia realizzato con tecnologie tali da limitare gli impatti in termini di fertilità e di capacità d'uso del suolo.

Le aree di prima e seconda classe di capacità d'uso dei suoli possono essere considerate sempre idonee all'installazione di impianti eolici con potenza inferiore a 60 kW.

14. Aree di attenzione per la presenza di produzioni agricole e agroalimentari di pregio<sup>12</sup>.

Per queste aree, la progettazione di impianti eolici dovrà essere sempre corredata da una relazione agronomica dalla quale si evinca se i terreni su cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e se sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali. Nel caso in cui i disciplinari di produzione dei prodotti trasformati (es. carni, formaggi) vincolino all'utilizzo di materie prime (es. foraggi) coltivate nell'area geografica di riferimento, la verifica deve essere fatta in relazione a tali materie prime.

Nel caso in cui si verifichi che i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola in cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di

<sup>12</sup>Le informazioni relative alle produzioni agricole e agroalimentari di qualità sono consultabili e scaricabili dal sito web della Regione alla pagina: <http://www.piemonteagri.it/qualita/it/>



prodotti a Denominazione di Origine e sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali questi sono da considerarsi idonei.

In deroga a quanto sopra indicato, queste tipologie di area possono essere considerate idonee all'installazione di impianti eolici con potenza tra i 200 e i 60 kW nel caso in cui si verificano tutte le seguenti condizioni:

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo;
- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e la gestione dell'impianto stesso, nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine eolica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;
- l'impianto sia realizzato con tecnologie ed accortezze tali da limitare gli impatti in termini di fertilità e di capacità d'uso del suolo.

Queste aree possono essere considerate sempre idonee all'installazione di impianti eolici con potenza inferiore a 60 kW.

Le aree geografiche di produzione dei prodotti a Denominazione di Origine sono individuate nei decreti ministeriali di approvazione dei disciplinari relativi ad ogni singolo prodotto.

I Prodotti Agroalimentari Tradizionali (PAT) sono individuati nell'elenco approvato dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 16-3169 del 18.04.2016.

## **Box 2: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti di produzione elettrica alimentati da biomasse**

Ai sensi del D.M. del 10.09.2010, con propria Deliberazione n. 6-3315 del 30.01.2012 la Giunta regionale ha selezionato come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse provenienti dalle filiere dei biocombustibili ligno-cellulosici e liquidi i siti e le aree seguenti:

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale.
2. Ambiente e aree protette.
3. Aree agricole.
4. Aree forestali e aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

### ***Elenco delle aree inidonee e rispettive specificazioni***

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale.

Sono di seguito richiamati i beni e gli ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, ai sensi del D.Lgs. del 22.01.2004 n. 42 (Codice dei



beni culturali e paesaggio), nonché in riferimento al Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) ed alla Legge urbanistica regionale L.R. 56/77.

Si evidenzia che, in attuazione del citato decreto, la Regione Piemonte ha approvato il Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

#### 1.1 Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO

I siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO e le relative zone tampone, sono inadatti all'ubicazione di impianti alimentati da biomasse, per qualsiasi tipo di filiera e potenza.

Specificatamente si richiamano le norme di tutela per i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO in Piemonte (Complesso dei Sacri Monti e delle Residenze Sabaude, I Paesaggi vitivinicoli del Piemonte, Langhe-Roero e Monferrato), di cui all'art. 33, comma 3, 4, 5, lettere a) e b) e comma 6 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017. Tali ambiti, individuati dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sono riportati nella Tavola P5 del P.P.R.<sup>13</sup>

Normativa di riferimento:

- Art. 33, c. 3, c. 4, c. 5, lettere a) e b) e c. 6 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017, recante "Norme per i siti inseriti nella lista del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"
- Artt. 135 e 143 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

#### 1.2 Beni culturali

Sono inadatti all'ubicazione di impianti alimentati da biomasse e biogas, per qualsiasi tipo di filiera e potenza le aree oggetto di tutela dei beni di cui all'art. 10, comma 4 del D.Lgs. 42/2004. In particolare, al comma 4 sono richiamate le lettere: f) le ville i parchi e i giardini che abbiano interesse artistico o storico; g) le pubbliche piazze, vie, e strade ed altri spazi aperti urbani d'interesse artistico o storico; l) le architetture rurali aventi interesse storico o etnoantropologico quali testimonianze dell'economia rurale tradizionale. Le funzioni di tutela di tali beni sono attribuite al Ministero per i Beni e le Attività Culturali che ha provveduto alla loro individuazione<sup>14</sup>.

Normativa di riferimento:

- Art. 10, lettere f), g) ed l) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42

#### 1.3 Beni paesaggistici

Sono inadatte all'ubicazione di impianti alimentati da biomasse e biogas, per qualsiasi tipo di filiera e potenza le aree individuate ai sensi dell'articolo 136, del D.Lgs. 42/2004, comma 1 lettera a) "cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali" e lettera b) "le ville, i giardini e i parchi non tutelate dalle disposizioni della Parte II del Codice che si distinguono per la loro bellezza non comune."

<sup>13</sup><http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm>

<sup>14</sup><http://www.beniarchitettonicipiemonte.it/>





I beni qui indicati si distinguono, da quelli di cui all'art. 136, comma 1 lettera c) e d), di seguito elencati quali "Aree di attenzione", in virtù del loro carattere prevalentemente puntuale e/o di modesta estensione areale.

Tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del P.P.R.<sup>15</sup>

Normativa di riferimento:

- Art. 136, comma 1, lettere a) e b) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42
- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n.233-35836 del 3.10.2017

#### 1.4 Vette e crinali montani e pedemontani

In conformità a quanto indicato all'art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr), a salvaguardia dei paesaggi e dei con visuali a questi associati, l'installazione di impianti alimentati da biomasse e biogas per qualsiasi tipo di filiera e potenza è inidonea *"in un intorno di 50 m per lato dai sistemi di vette e crinali montani e pedemontani individuati nella Tavola P4"*<sup>16</sup>. Fatta salva la possibilità di realizzare impianti di piccole e piccolissime dimensioni all'interno di strutture ed edifici esistenti

Normativa di riferimento:

- Art. 13 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

#### 1.5 Tenimenti dell'Ordine Mauriziano

Sono inidonee all'installazione di impianti a biomassa e a biogas di dimensione media (potenza compresa tra 1000 e 5000 kW) e grande (potenza > 5000 kW) le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano di cui all'art. 33 delle Norme di attuazione del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) in quanto *"luoghi della tradizione regionale, che per le loro specificità storiche, fisiche, ambientali e paesaggistiche connotano il paesaggio agrario, la storia e la tradizione piemontese"*.

Normativa di riferimento:

- Art. 33, c. 10, 11, 12, 13 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

#### 1.6 Beni culturali ambientali

Sono inidonee all'installazione di impianti a biomassa e biogas di dimensione piccola (potenza compresa tra 200 e 1000 kW), media (potenza compresa tra 1000 e 5000 kW) e grande (potenza > 5000 kW) le aree ricomprese nelle tavole dei Piani Regolatori Comunali vigenti ai sensi dell'art. 24 *"Norme generali per i beni culturali e ambientali"* della L.R. 56/77.

Normativa di riferimento:

- Art. 24 L.R. n. 56 del 05.12.1977 e ss.mm.ii. (Tutela e uso del suolo)

<sup>15</sup> <http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm>

<sup>16</sup> Vedi nota precedente



## 2. Ambiente e aree protette

2.1 Comuni appartenenti alla Zona denominata Agglomerato di Torino (codice zona IT0118), alla Zona denominata Pianura (codice zona IT0119) e alla Zona denominata Collina (codice zona IT0120) secondo la zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente approvata con deliberazione della Giunta regionale 29 dicembre 2014, n. 41-855 in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del decreto legislativo 155/2010<sup>17</sup>.

La Regione Piemonte, al fine di ottemperare al rinnovato quadro normativo sulla qualità dell'aria ambiente, con la deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29 dicembre 2014 ha approvato il progetto relativo alla nuova zonizzazione e classificazione del territorio piemontese ed ha individuato gli strumenti utili alla valutazione della qualità dell'aria, tra i quali assume rilievo il programma di valutazione, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera dd) del citato decreto legislativo 155/2010 e che adempie alle disposizioni di cui alla sezione 1 e 2 della direttiva 2008/50/CE.

Nonostante la progressiva riduzione del numero delle zone di superamento dei valori limite e dell'entità dei superamenti per il materiale particolato PM<sub>10</sub> e per il biossido di azoto NO<sub>2</sub>, le procedure di infrazione avviate dalla Commissione europea, e che interessano anche il Piemonte, sono pervenute ad una fase avanzata (parere motivato del 28/04/2017 per la procedura di infrazione n. 2014/2147 relativa alle violazioni dei valori limite per il materiale particolato PM<sub>10</sub> e parere motivato del 15/02/2017 per la procedura di infrazione n. 2015/2043 per le violazioni del valore limite del biossido di azoto).

Sul territorio regionale si continuano a registrare superamenti dei valori limite di qualità dell'aria del PM<sub>10</sub> e del biossido di azoto, in particolare nei comuni appartenenti alle zone "Agglomerato di Torino", "Pianura" e "Collina".

Nelle procedure di infrazione comunitarie in atto, assume particolare rilievo l'individuazione dei termini finali entro cui è prevedibile assicurare il rispetto dei valori limite di qualità dell'aria nelle zone del territorio interessate, con la conseguenza che una riduzione di tali termini, legata alla previsione di misure di risanamento addizionali, avrebbe un effetto molto importante per l'esito delle medesime procedure.

E' importante ricordare come gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con biomasse o con biogas, siano caratterizzati, in particolare per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NOx) ed il particolato fine (PM<sub>10</sub>), da fattori di emissione (grammi di inquinante emesso per kWh di energia prodotta) spesso più elevati rispetto a quelli relativi ai combustibili gassosi normalmente utilizzati. Tale situazione delinea un potenziale conflitto tra le politiche di sviluppo dello sfruttamento di queste risorse rinnovabili e le strategie per il contenimento delle emissioni in atmosfera finalizzate al risanamento della qualità dell'aria. Tale conflitto può essere evitato solo mediante una scelta attenta delle tecnologie di conversione energetica e di abbattimento delle emissioni utilizzate, accompagnata da un

<sup>17</sup> La Regione Piemonte, tramite i propri settori competenti, ha ridefinito il presente tematismo al fine di renderlo coerente con i provvedimenti di attuazione dell'Accordo Padano e del Piano Regionale sulla Qualità dell'Aria.



inserimento di detti impianti in contesti idonei ad uno sfruttamento spinto del potenziale energetico della risorsa, con particolare attenzione alla parte termica.

Per tali considerazioni risulta necessario che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in particolare da biomassa (solide e liquide) e da biogas, consentano una massimizzazione dello sfruttamento energetico della fonte rinnovabile utilizzata e che quindi siano caratterizzati da un assetto cogenerativo ad alto utilizzo della componente termica cogenerabile.

L'utilizzo della cogenerazione se da un lato risponde, in genere, all'applicazione della migliore tecnica disponibile sul fronte energetico, dall'altro si configura come la prima "mitigazione" disponibile sul fronte emissivo, in quanto lo sfruttamento del calore utile cogenerato consente di eliminare, totalmente o parzialmente, le emissioni in atmosfera generate da altri sistemi di combustione necessari in assenza dell'impianto cogenerativo.

Pertanto nei comuni appartenenti alle Zone "Agglomerato di Torino", "Pianura" e "Collina" - così come individuati dalla deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29 dicembre 2014- per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è vietata qualsiasi tecnologia non facente uso di assetto cogenerativo.

Inoltre, per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile in assetto cogenerativo, i requisiti minimi da rispettare al di sotto dei quali il territorio incluso nelle Zone individuate non si ritiene idoneo ad accogliere l'impianto in questione, sono i seguenti:

1) L'impianto deve conseguire la qualifica C.A.R. dal GSE e pertanto raggiungere i livelli minimi di PES<sup>18</sup> riportati:

<i>Filiera</i>	<b>Requisiti minimi</b>
<i>ligno-cellulosica</i>	<b>PES &gt; 0 % [micro o piccola cogenerazione] PES &gt;= 10% [ &gt; 1 MWe]</b>
<i>biomassa liquida</i>	
<i>biogas</i>	

2) il progetto dell'impianto C.A.R. deve conseguire un bilancio ambientale che, tenendo conto di tutte le componenti ambientali interessate, risulti positivo con particolare riferimento alla qualità dell'aria anche attraverso l'applicazione della migliore tecnica e tecnologia disponibile e, ove possibile, delle tecnologie emergenti. In particolare si deve dimostrare la sostenibilità ambientale dell'intervento attraverso il bilancio emissivo e l'analisi di riduzione di concentrazioni in aria ambiente degli inquinanti critici PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub> ed NO<sub>2</sub> sul territorio interessato;

3) tutte le vasche di stoccaggio dei prodotti in ingresso (ad es. liquami zootecnici) e in uscita (ad es. digestato) dall'impianto di produzione e valorizzazione energetica del biogas devono avere idonea copertura, con il recupero dei gas emessi anche dopo la fase di digestione in modo da minimizzare la massa dei gas emessi direttamente in atmosfera durante il ciclo;

<sup>18</sup> PES = risparmio di energia primaria, così come definito nell'Allegato III al D.Lgs. n. 20/2007 come modificato dal D.M. 4.08.2011. Il valore di PES deve essere calcolato utilizzando i criteri indicati nell'Allegato II al sopracitato decreto ministeriale e secondo i parametri definiti negli allegati IV, V, VI allo stesso.



4) per la distribuzione in campo dei materiali organici non palabili (effluenti zootecnici, frazioni non palabili da separazione meccanica solido/liquido di effluenti zootecnici e di altre matrici organiche, anche digerite) devono essere adottate tecniche agronomiche a bassa emissività (spandimento interrato o rasoterra in bande).

Normativa di riferimento:

- Legge regionale n. 43 del 07.04.2000 "Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria.";
- deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29.12.2014 "Aggiornamento della zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente e individuazione degli strumenti utili alla sua valutazione, in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del d.lgs. 155/2010 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE).";
- deliberazione del Consiglio regionale del Piemonte n. 364 – 6854 del 25.03.2019 "Approvazione del Piano Regionale di Qualità dell'Aria, ai sensi della legge regionale n. 43/2000;
- deliberazione della Giunta regionale n. 42-5805 del 20.10.2017 "Prime misure di attuazione dell'Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano, sottoscritto in data 09.06.2017, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, lett. d), della legge n. 88/2009."

## 2.2 Aree con elevato carico azotato (> 50 kg/ha/a)

In alcuni areali piemontesi l'eccesso di composti azotati, dovuti ad un elevato carico zootecnico o ad una non corretta gestione dei fertilizzanti di sintesi, è uno dei fattori di rischio di contaminazione delle risorse idriche. La carta delle zone suscettibili (ottenuta dall'incrocio della carta del surplus azotato con i territori che presentano caratteristiche intrinseche di vulnerabilità), descritta nell'allegato tecnico alla D.G.R. n. 26-4755 del 4.12.2006, che propone al Consiglio regionale la prima individuazione di ulteriori territori da designare come zone vulnerabili da nitrati di origine agricola ai sensi del D.Lgs. 152/2006, poi concretizzatasi nel Regolamento regionale 12/R/2006, rappresenta cartograficamente le aree dove sussiste questo eccesso di composti azotati, espresso come superamento di 50 kg/ha/a in territori caratterizzati da una vulnerabilità intrinseca.

In considerazione del fatto che gli impianti per la produzione di biogas non determinano affatto una riduzione dell'azoto immesso nel digestore, per l'identificazione delle aree non idonee all'installazione di questi impianti si richiede, al momento, l'utilizzo della suddetta carta.

E' comunque prevista la possibilità di ammettere nelle suddette aree l'installazione degli impianti a biogas nel rispetto di prescrizioni volte alla riduzione dell'impatto dei composti azotati sul territorio attraverso gli opportuni strumenti tecnici e gestionali.

Pertanto, nelle suddette zone è ammessa esclusivamente la localizzazione di impianti per la produzione di biogas che operino con materiale in ingresso prevalentemente costituito da effluente zootecnico e/o da scarti vegetali già prodotti nell'area (> 50%) e che prevedano che



l'azoto presente nel digestato in uscita dall'impianto, destinato all'utilizzazione agronomica nelle medesime zone vulnerabili, sia comunque inferiore o uguale all'azoto di origine zootecnica in ingresso all'impianto.<sup>19</sup>

Normativa di riferimento:

- Regolamento 28.12.2007, n. 12/R (Designazione di ulteriori zone vulnerabili da nitrati di origine agricola ai sensi del D.Lgs. 3.04.2006, n. 152)

### 3. Aree agricole

#### 3.1 Impianti a biomassa – filiera ligno-cellulosica e impianti a biocombustibili liquidi

##### 3.1.1 Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola, irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia. Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado<sup>20</sup>.

Normativa di riferimento:

- Articolo 4 della Legge 350/2003 "Programma Nazionale degli Interventi nel Settore Idrico"  
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste"  
- L.R. 9.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione"

##### 3.1.2 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale, nonché ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo

Al fine di limitare il consumo di suolo agricolo ad elevata capacità d'uso, sono inidonei all'installazione di impianti con potenza elettrica superiore o uguale a 1 MW i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei suoli a scala 1:50.000<sup>21</sup> per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000<sup>22</sup>.

<sup>19</sup> Le modalità per il rispetto del criterio sono a discrezione dell'azienda, che dovrà scegliere e dimostrare il trattamento più opportuno per raggiungere lo scopo.

<sup>20</sup> I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili alla pagina:  
[http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche\\_agricole/sibiweb/sibiweb.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm)

<sup>21</sup> [http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/suoli1\\_50/carta\\_suoli.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_50/carta_suoli.htm)

<sup>22</sup> [http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/suoli1\\_250/carta\\_suoli.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_250/carta_suoli.htm)



Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura – Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino – corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 del 08.02.2010<sup>23</sup>.

**Normativa di riferimento:**

- L.R. n. 56 del 5.12.1977 e ss.mm.ii. "Tutela ed uso del suolo"
- Piano Territoriale Regionale approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, artt. 20 e 32
- D.G.R. n. 88-13271 del 08.02.2010 di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale
- D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010 di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli

### 3.2 Impianti a biomassa – filiera del biogas

#### 3.2.1 Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola, irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inadeguati per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia.

Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado<sup>24</sup>.

**Normativa di riferimento:**

- Articolo 4 della L. 350/2003 "Programma Nazionale degli Interventi nel Settore Idrico"
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste"
- L.R. 09.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione"

#### 3.2.2 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale, nonché ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Al fine di limitare il consumo di suolo agricolo ad elevata capacità d'uso, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda

<sup>23</sup> I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm)

<sup>24</sup> I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche\\_agricole/sibiweb/sibiweb.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm)



classe di capacità d'uso del suolo sono inidonei all'installazione di impianti a biogas con potenza elettrica superiore o uguale a 250 kW che utilizzino una superficie di terreno classificato dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale superiore a 1,5 ettari.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei suoli a scala 1:50.000<sup>25</sup> per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000<sup>26</sup>. Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura – Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino – corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 del 08.02.2010<sup>27</sup>.

Normativa di riferimento:

- L.R. n. 56 del 05.12.1977 e ss.mm.ii. "Tutela ed uso del suolo"
- Piano Territoriale Regionale approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, artt. 20 e 32
- D.G.R. n. 88-13271 del 08.02.2010, di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale
- D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010, di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli

### 3.2.3 Comuni ad elevato carico zootecnico

Al fine di mitigare gli impatti negativi sulle coltivazioni dedicate alla filiera zootecnica e sulla disponibilità dei terreni agricoli con particolare riferimento alle distorsioni provocate nel mercato degli affitti, il territorio dei comuni individuati nell' "Elenco dei comuni ad alto carico zootecnico"<sup>28</sup> è inidoneo all'installazione di impianti a biogas con potenza elettrica superiore a 250 kW che utilizzino in prevalenza (>50% in peso) prodotti agricoli da colture dedicate.

<sup>25</sup> [http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/suoli1\\_50/carta\\_suoli.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_50/carta_suoli.htm)

<sup>26</sup> [http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/suoli1\\_250/carta\\_suoli.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_250/carta_suoli.htm)

<sup>27</sup> I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm)

<sup>28</sup> L'elenco verrà redatto dalla Direzione regionale Agricoltura in attuazione del presente provvedimento, aggiornato ogni tre anni e reso disponibile tramite la relativa pagina web. Per il calcolo del carico zootecnico si fa riferimento ai dati disponibili nell'Anagrafe Unica delle aziende agricole ([www.sistemapiemonte.it](http://www.sistemapiemonte.it)), relativi alle sole specie animali allevate per la produzione di prodotti agricoli compresi nell'allegato 1 della versione consolidata del trattato sul funzionamento dell'Unione Europea.



I comuni ad elevato carico zootecnico sono selezionati tra i comuni di pianura del territorio piemontese classificati con D.C.R. n. 826-6658 del 12.05.1988 dove il carico zootecnico calcolato (kg di peso vivo allevato per ettaro di superficie agricola utilizzata) sia superiore alla media regionale.

L'istanza deve essere comunque corredata da un piano di approvvigionamento dei reflui zootecnici e delle biomasse vegetali che saranno utilizzati nell'impianto e da un piano di utilizzo e spandimento del digestato. Il piano di approvvigionamento deve dimostrare la disponibilità effettiva, attraverso idonei contratti preliminari o definitivi, di almeno il 70% della materia prima necessaria. Nel caso in cui l'impianto sia alimentato con prodotti agricoli da colture dedicate coltivate nel territorio regionale, il piano di approvvigionamento deve specificare di quali colture si tratta e deve individuare la superficie agricola utilizzata (S.A.U.) regionale interessata e la sua quantificazione a livello comunale ovvero l'elenco delle particelle catastali interessate. Il piano di utilizzo e spandimento del digestato deve dimostrare la disponibilità effettiva, attraverso idonei contratti preliminari o definitivi, di almeno il 70% della superficie necessaria all'utilizzo agronomico del digestato, deve individuare la superficie regionale interessata e la sua quantificazione a scala comunale, ovvero l'elenco delle particelle catastali interessate. Qualora parte del digestato non sia oggetto di spandimento, deve essere indicato l'utilizzo previsto e il relativo quantitativo.

Normativa di riferimento:

- D.Lgs. 03.04.2006, n. 152 *"Norme in materia ambientale"* e successive modifiche e integrazioni
- D.M. 25.02.2016 recante *"Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato"* (S.O. n.9 alla G.U. della Repubblica italiana n. 90 del 18/4/2016)
- Regolamento regionale n. 10/R del 29.10.2007 *"Disciplina generale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti zootecnici e delle acque reflue e programma di azione per le zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (L.R. 29.12.2000, n. 61)"* e ss.mm.ii.
- D.G.R. n. 63-10873 del 23.02.2009 *"D.G.R. 5.05.2008 n. 22-8733. Integrazione dei criteri relativi agli impianti di cogenerazione alimentati con biogas da digestione anaerobica di effluenti zootecnici e di scarti derivanti da attività agricola e dal settore agroalimentare per la produzione di energia elettrica e termica"*

#### 4. Aree forestali e aree in dissesto idraulico e idrogeologico

##### 4.1 Aree forestali

Nell'ambito della superficie forestale (circa 923.000 ettari, dei quali 875.000 boschi e 48.000 ettari di arboricoltura da legno, secondo i dati del progetto di Pianificazione Forestale Territoriale realizzato negli anni 1999-2004 su tutto il territorio), sono identificate come non





idonee all'installazione di impianti a biomassa, relativamente alle filiere dei biocombustibili ligno-cellulosici, liquidi e del biogas, le seguenti aree.

#### 4.1.1 Popolamenti forestali per la raccolta dei semi (boschi da seme)

Si tratta di aree strategiche per la conservazione delle risorse genetiche forestali e più in generale per la tutela della biodiversità in situ, nelle quali è possibile raccogliere frutti, semi o parti di piante da destinare alla produzione di materiale di moltiplicazione forestale certificato per rimboschimenti, arboricoltura da legno, rinaturalizzazione e sistemazione del territorio con tecniche di ingegneria naturalistica.

Il primo elenco regionale dei boschi da seme è del 2000, più volte aggiornato finché con DGR n. 36-8195 dell'11.02.2008 è stato istituito il Registro regionale dei materiali di base, previsto dal D.Lgs. 386/2003 e poi dalla Legge forestale regionale, L.R. 10.02.2009 n. 4.

I popolamenti che contengono i materiali di base delle singole specie sono stati identificati con le successive D.D. n. 1984 dell'11.09.2008, D.D. n. 2237 del 05.09.2011, D.D. n. 2965 del 30.10.2014 e D.D. n. 2869 del 19.10.2016.<sup>29</sup>

#### 4.1.2 Boschi oggetti di miglioramenti forestali realizzati con contributi pubblici

In considerazione della strategicità degli interventi volti a migliorare le funzioni dei boschi, con particolare riferimento a quelle ambientali ed economiche, i boschi interessati da miglioramenti finanziati tramite l'attuazione di regolamenti comunitari sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento dell'investimento così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia.<sup>30</sup>

#### 4.1.3 Boschi permanenti e piantagioni di arboricoltura da legno realizzati con contributi pubblici

a) A partire dal 1994 sono state realizzate e sono tuttora in corso di realizzazione piantagioni destinate a ricostituire boschi permanenti, finanziate da regolamenti dell'Unione Europea. Per la loro valenza paesaggistica ed ecologica, oltre che per gli ingenti aiuti pubblici già erogati per la realizzazione e il mantenimento, tali aree devono ritenersi non idonee;

b) A partire dal 1994 sono state realizzate e sono tuttora in corso di realizzazione piantagioni di arboricoltura da legno, realizzate con latifoglie a ciclo medio-lungo, arboree (es. ciliegio, noce, frassino, querce) ed arbustive, finanziate da regolamenti dell'Unione Europea. In pianura, dove la presenza di boschi e di alberi generalmente è scarsa, tali piantagioni possono avere una grande valenza paesaggistica e naturalistica, in particolare contribuendo alla ricostituzione dei corridoi ecologici. Per tali motivi, oltre che per gli ingenti aiuti pubblici già erogati per la realizzazione e il mantenimento (fino a 20 anni di premio di mancato reddito), le aree di pianura interessate da tali piantagioni devono ritenersi non idonee.<sup>31</sup>

<sup>29</sup> [http://www.sistemapiemonte.it/montagna/sifor/popolamenti\\_seme.shtml](http://www.sistemapiemonte.it/montagna/sifor/popolamenti_seme.shtml)

<sup>30</sup> Richiedere verifica a: [foreste@regione.piemonte.it](mailto:foreste@regione.piemonte.it)

<sup>31</sup> Richiedere verifica a: [foreste@regione.piemonte.it](mailto:foreste@regione.piemonte.it)


**Normativa di riferimento:**

- L.R. 10.02.2009 n. 4, D.G.R. n. 36-8195 dell'11.02.2008 e le successive D.D. n. 1984 dell'11.09.2008, D.D. n. 2237 del 05.09.2011, D.D. n. 2965 del 30.10.2014 e D.D. n. 2869 del 19.10.2016
- Reg. CEE 2080/92, Reg. (CE) n. 1257/1999 – Decisione della Commissione Europea n. C(2000) 2507 def. Del 07.09.2000 – Piano di Sviluppo Rurale 2000 – 2006 – Misure H e I; Reg. (CE) n. 1698/2005 – Decisione della Commissione europea C(2010)1161 del 7.03.2010 – Programma di Sviluppo Rurale 2007 – 2013 – Misure 122, 221, 225 e 227; Reg. (UE) n. 1305/2013 – Decisione della Commissione europea C(2015)745 6 del 28.10.2015 – Programma di Sviluppo Rurale 2014 – 2020 – Misura 8.

**4.2 Aree in dissesto idraulico e idrogeologico**

Sono inidonee alla realizzazione degli impianti in questione le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, di cui al seguente elenco:

- le aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento;
- le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti (Fa, Fq);
- le aree interessate da trasporto di massa su conoidi, quindi conoidi attivi o potenzialmente attivi Ca e Cp;
- le aree soggette a valanghe;
- le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità molto elevata Eeed a pericolosità elevata Eb;
- le aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1 e ZONA 2, ZONA B-PR e ZONA I) che ricomprendono anche le aree del Piano straordinario PS267.
- le aree comprese negli scenari frequenti H – elevata probabilità di alluvione e M – media probabilità di alluvione del PGRA, costituiti rispettivamente, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni e 100-200 anni;
- le aree ricadenti entro la perimetrazione delle aree a rischio significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del PGRA.

Sono da considerarsi aree non idonee quelle individuate come aree di Classe IIIa e IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, facente parte integrante degli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti.

Sono da considerarsi altresì inidonee le aree di Classe IIIb (e relative sottoclassi, individuate nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologia e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti) sino alla realizzazione delle opere di riassetto idraulico.



Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate si può fare riferimento alla cartografia PAI vigente:

- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali e successive Varianti alle fasce fluviali<sup>32</sup>;
- Elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI<sup>33</sup>;
- Elaborati del PGRA approvato con DPCM del 27.10.2016 (mappe della pericolosità, del rischio e ARS);
- e agli elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti relativi al quadro di dissesto derivante dagli studi di compatibilità al PAI degli strumenti urbanistici.

### **Aree di attenzione**

Sono indicate di seguito le tipologie di aree che, essendo soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico – artistico, nonché interessate da produzioni agricole di qualità, in sede di istruttoria meritano particolare attenzione sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nel garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti attesi.

#### **1. Aree di attenzione di rilevanza paesaggistica**

Le aree di seguito richiamate, soggette a dispositivi di tutela paesaggistica, presentano generalmente notevoli estensioni areali tali da non escludere la presenza al loro interno di ambiti morfologicamente favorevoli ad accogliere impianti alimentati da biomasse e biogas di diverse dimensioni e potenze in quanto già aree degradate, compromesse da attività antropiche o già destinate a scopi produttivi negli strumenti urbanistici vigenti.

L'installazione di impianti a biomassa e biogas nelle aree di seguito indicate sarà possibile assicurandone il mascheramento, la mitigazione e la qualificazione architettonica dei manufatti in progetto, a tutela della percezione visiva dei luoghi e garantendo la salvaguardia degli elementi di valore paesaggistico e storico-culturale che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela. A tal fine dovrà essere effettuata preventivamente una dettagliata analisi finalizzata all'individuazione della migliore collocazione, tale da non compromettere edifici o parti di edifici di valore storico ed elementi di particolare connotazione paesaggistica, privilegiando collocazioni non visibili da spazi pubblici o di pubblico passaggio.

La progettazione degli impianti dovrà essere sempre corredata da una relazione paesaggistica ai sensi del D.P.C.M. 12.12.2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs.

<sup>32</sup> <http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php>

<sup>33</sup> <http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html>



22.01.2004 n. 42, escludendo la possibilità di redigere una relazione paesaggistica semplificata, come introdotta per alcune tipologie di intervento con D.P.R. 9.07.2010 n. 139.

Per gli interventi previsti in aree di attenzione, non direttamente assoggettati a provvedimenti di tutela e per i quali non è previsto il rilascio dell'autorizzazione paesaggistica, si richiede in ogni caso la redazione di uno studio atto a verificare la compatibilità dell'intervento con il contesto paesaggistico ed ambientale circostante.

Sono di seguito segnalate le seguenti aree di attenzione.

- Siti UNESCO "core zone" nei quali sono compatibili, previa verifica, impianti di dimensioni piccole e piccolissime alimentati a biomassa o biogas, realizzabili esclusivamente in strutture ed edifici già esistenti.
- Siti UNESCO "buffer zone". In questi ambiti, qualora compatibili con i valori culturali e paesaggistici presenti nell'area, non sono previsti limiti alle caratteristiche degli impianti, fatta salva l'opportunità di privilegiare l'utilizzo di strutture esistenti e/o l'ubicazione in aree produttive già previste dai Piani Regolatori vigenti.
- Aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art. 136 comma 1 lettere c) "...i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici ...e lettera d) "...le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze"; tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del Piano paesaggistico regionale (Ppr). Anche per queste aree non sono previsti limiti di potenza per gli impianti proposti, fatta salva la necessità che sia garantita la salvaguardia degli elementi di valore paesaggistico e storico-culturale che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela e sia privilegiato l'utilizzo di strutture esistenti e/o l'ubicazione in aree degradate, compromesse da attività antropiche o già destinate a scopi produttivi dai Piani Regolatori vigenti. Analogamente dovranno essere considerati gli effetti di cumulo con analoghi e/o altri tipi di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art 142 "aree tutelate per Legge". Anche per queste aree non sono previsti limiti di potenza per gli impianti proposti, fatta salva la necessità che sia garantita la compatibilità degli interventi con le finalità di tutela degli aspetti fisico-naturalistici dell'ambito vincolato e sia privilegiato l'utilizzo di strutture esistenti e/o l'ubicazione in aree degradate, compromesse da attività antropiche o già destinate a scopi produttivi dai Piani Regolatori vigenti. Analogamente dovranno essere considerati gli effetti di cumulo con analoghi e/o altri tipi di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Sono da considerarsi aree di attenzione per l'installazione di impianti a biomassa e biogas di piccola e piccolissima potenza (inidonee per potenze maggiori) le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano di cui all'art. 33 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) in quanto "luoghi della tradizione regionale, che per le loro specificità storiche, fisiche, ambientali e paesaggistiche connotano il paesaggio agrario, la storia e la tradizione



*piemontese*". La filiera di approvvigionamento delle biomasse dovrà essere comunque limitata all'ambito aziendale (impianti in autoproduzione).

- Sono da considerarsi aree di attenzione per l'installazione di impianti a biomassa e biogas di piccola e piccolissima potenza (inidonee per potenze maggiori) le aree individuate negli elaborati di PRGC approvati, ai sensi dell'art. 24 commi della L.R. 56/77.

Ancorché non 32perimetrale, sono da considerarsi aree di attenzione le aree prospicienti gli ambiti classificati quali "porte di valore", cartograficamente individuate come punti nella Tavola n.4 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) ed elencate nell'elaborato "Elenchi delle componenti e delle unità di paesaggio". Tali ambiti sono riconosciuti dall'art. 10, "Ambiti di paesaggio" del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017 e dall'art. 31 dello stesso Piano, "Relazioni visive tra insediamenti e contesto" punto e. recante direttive ai piani territoriali provinciali e locali i quali: "...mantengono e ove necessario ripristinano l'integrità e la riconoscibilità di bordi urbani e porte urbane segnalate ed evitano l'edificazione nelle fasce libere prospicienti".

## 2. Aree di attenzione di rilevanza ambientale

- Aree naturali protette, nonché Siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000, SIC – ZPS

I Siti di Interesse Comunitario e le Zone di Protezione Speciale, costituenti la Rete Natura 2000, ed individuati ai sensi della Direttiva Habitat e delle Direttiva Uccelli, risultano essere assoggettate alla procedura di valutazione di incidenza ai fini di verificare gli impatti dell'opera sulle esigenze di conservazione delle emergenze naturalistiche che hanno portato all'individuazione di queste aree. Particolare attenzione dovrà essere posta verso le modalità di approvvigionamento delle biomasse necessarie ad alimentare gli impianti, che qualora necessitino di trasformazione di uso del suolo o il cambio di coltura in area SIC o ZPS, o limitrofa ad essi, detta conversione dovrà essere sottoposta a valutazione di incidenza.

Per quanto concerne le Aree protette nazionali di cui alla Legge 394/1991 e le Aree protette regionali istituite dalle leggi regionali vigenti, la costruzione di nuovi impianti e/o la trasformazione di uso del suolo e il cambio di coltura sono regolati dalle leggi medesime e dagli eventuali strumenti di pianificazione approvati.

- Comuni appartenenti alla Zona denominata Montagna (codice zona IT0121) secondo la zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente approvata con deliberazione della Giunta regionale 29.12.2014, n. 41-855 in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del decreto legislativo 155/2010<sup>34</sup>.

La Regione Piemonte, al fine di ottemperare al rinnovato quadro normativo sulla qualità dell'aria ambiente, con la deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29 dicembre 2014 ha approvato il progetto relativo alla nuova zonizzazione e classificazione del

<sup>34</sup> La Regione Piemonte, tramite i propri settori competenti, ha ridefinito il presente tematismo al fine di renderlo coerente con i provvedimenti di attuazione dell'Accordo Padano e del Piano Regionale sulla Qualità dell'Aria.



territorio piemontese ed ha individuato gli strumenti utili alla valutazione della qualità dell'aria, tra i quali assume rilievo il programma di valutazione, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera dd) del citato decreto legislativo 155/2010 e che adempie alle disposizioni di cui alla sezione 1 e 2 della direttiva 2008/50/CE.

Nonostante la progressiva riduzione del numero delle zone di superamento dei valori limite e dell'entità dei superamenti per il materiale particolato PM<sub>10</sub> e per il biossido di azoto NO<sub>2</sub>, le procedure di infrazione avviate dalla Commissione europea, e che interessano anche il Piemonte, sono pervenute ad una fase avanzata (parere motivato del 28/04/2017 per la procedura di infrazione n. 2014/2147 relativa alle violazioni dei valori limite per il materiale particolato PM<sub>10</sub> e parere motivato del 15/02/2017 per la procedura di infrazione n. 2015/2043 per le violazioni del valore limite del biossido di azoto).

Nelle procedure di infrazione comunitarie in atto, assume particolare rilievo l'individuazione dei termini finali entro cui è prevedibile assicurare il rispetto dei valori limite di qualità dell'aria nelle zone del territorio interessate, con la conseguenza che una riduzione di tali termini, legata alla previsione di misure di risanamento addizionali, avrebbe un effetto molto importante per l'esito delle medesime procedure.

Pertanto, seppure la Zona "Montagna" sia l'unica del territorio regionale in cui non si registrano superamenti dei valori limite di qualità dell'aria del PM<sub>10</sub> e del biossido di azoto risulta comunque necessario che anche nei comuni in essa ricompresi si attuino politiche finalizzate al mantenimento dello stato della qualità dell'aria conformemente ai valori limite fissati dal decreto legislativo 155/2010.

Gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con biomasse o con biogas, sono caratterizzati, in particolare per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) ed il particolato fine (PM<sub>10</sub>), da fattori di emissione (grammi di inquinante emesso per kWh di energia prodotta) spesso più elevati rispetto a quelli relativi ai combustibili gassosi normalmente utilizzati. Tale situazione delinea un potenziale conflitto tra le politiche di sviluppo dello sfruttamento di queste risorse rinnovabili e le strategie per il contenimento delle emissioni in atmosfera finalizzate al risanamento della qualità dell'aria. Tale conflitto può essere evitato solo mediante una scelta attenta delle tecnologie di conversione energetica e di abbattimento delle emissioni utilizzate, accompagnata da un inserimento di detti impianti in contesti idonei ad uno sfruttamento spinto del potenziale energetico della risorsa, con particolare attenzione alla parte termica.

L'utilizzo della cogenerazione se da un lato risponde, in genere, all'applicazione della migliore tecnica disponibile sul fronte energetico, dall'altro si configura come la prima "mitigazione" disponibile sul fronte emissivo, in quanto lo sfruttamento del calore utile cogenerato consente di eliminare, totalmente o parzialmente, le emissioni in atmosfera generate da altri sistemi di combustione necessari in assenza dell'impianto cogenerativo.

Al fine di non incidere negativamente sulla qualità dell'aria, nei comuni appartenenti alla Zona "Montagna" -così come individuati dalla deliberazione della Giunta regionale n. 41-



855 del 29.12.2014 per la produzione di energia elettrica da fonte di energia rinnovabile è pertanto vietata qualsiasi tecnologia non facente uso di assetto cogenerativo.

Per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile in assetto cogenerativo, i requisiti minimi al di sotto dei quali il territorio incluso nella Zona "Montagna" non si ritiene idoneo ad accogliere l'impianto in questione, sono i seguenti:

1) L'impianto deve conseguire la qualifica C.A.R. dal GSE e pertanto raggiungere i livelli minimi di PES<sup>35</sup> riportati:

<i>Filiera</i>	<b>Requisiti minimi</b>
<i>ligno-cellulosica</i>	<b>PES &gt; 0 % [micro o piccola cogenerazione] PES &gt;= 10% [ &gt; 1 MWe]</b>
<i>biomassa liquida</i>	
<i>biogas</i>	

2) il progetto dell'impianto C.A.R. deve conseguire un bilancio ambientale che, tenendo conto di tutte le componenti ambientali interessate, risulti non negativo con particolare riferimento alla qualità dell'aria anche attraverso l'applicazione della migliore tecnica e tecnologia disponibile e, ove possibile, delle tecnologie emergenti. In particolare si deve dimostrare la sostenibilità ambientale dell'intervento attraverso il bilancio emissivo e l'analisi di riduzione di concentrazioni in aria ambiente degli inquinanti critici PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> ed NO<sub>2</sub> sul territorio interessato;

3) tutte le vasche di stoccaggio dei prodotti in ingresso (ad es. liquami zootecnici) e in uscita (ad es. digestato) dall'impianto di produzione e valorizzazione energetica del biogas devono avere idonea copertura, con il recupero dei gas emessi anche dopo la fase di digestione in modo da minimizzare la massa dei gas emessi direttamente in atmosfera durante il ciclo;

4) per la distribuzione in campo dei materiali organici non palabili (effluenti zootecnici, frazioni non palabili da separazione meccanica solido/liquido di effluenti zootecnici e di altre matrici organiche, anche digerite) devono essere adottate tecniche agronomiche a bassa emissività (spandimento interrato o rasoterra in bande).

Normativa di riferimento:

- Legge regionale n. 43 del 07.04.2000 "Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria.";
- deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29.12.2014 "Aggiornamento della zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente e individuazione degli strumenti utili alla sua valutazione, in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del d.lgs. 155/2010 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE).";

<sup>35</sup> PES = risparmio di energia primaria, così come definito nell'Allegato III al D.Lgs. n. 20/2007 come modificato dal D.M. 4.08.2011. Il valore di PES deve essere calcolato utilizzando i criteri indicati nell'Allegato II al sopracitato decreto ministeriale e secondo i parametri definiti negli allegati IV, V, VI allo stesso.



- deliberazione del Consiglio regionale del Piemonte n. 364 – 6854 del 25.03.2019 “Approvazione del Piano Regionale di Qualità dell’Aria ai sensi della legge regionale n. 43/2000”;
- deliberazione della Giunta regionale n. 42-5805 del 20.10.2017 “Prime misure di attuazione dell’Accordo di Programma per l’adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualità dell’aria nel Bacino Padano, sottoscritto in data 09.06.2017, ai sensi dell’articolo 10, comma 1, lett. d), della legge n. 88/2009.”

### 3. Aree ad alta criticità idrica

Nella carta di classificazione dei principali sottobacini piemontesi (aree idrografiche secondo il PTA) valutati sulla base delle criticità quantitative, si è indicato, per ciascuno di essi, un livello di criticità (esplicitato in termini di differenza tra volumi idrici disponibili nei corsi d’acqua e quelli concessi per i diversi utilizzi della risorsa), indotta prevalentemente dai prelievi irrigui che non hanno generalmente restituzioni puntuali, tenendo conto anche delle caratteristiche specifiche di disponibilità teorica naturale dei corsi d’acqua, secondo le seguenti classi.

- Criticità alta: l’impatto dei prelievi è alto e il corso d’acqua soffre mediamente sia in termini di volumi idrici disponibili, sia in termini di lunghezza del periodo più siccitoso. Tali condizioni di alta criticità sono collegate a problematiche di asciutta dell’alveo anche persistente, con conseguente perdita di funzionalità dell’habitat fluviale, di scadimento delle caratteristiche qualitative delle acque. Sono situazioni che necessitano di azioni di riequilibrio e risanamento.
- Criticità media: l’impatto dei prelievi causa sul corso d’acqua ancora effetti significativi sebbene di minore intensità rispetto alla classe “alta”, specialmente nelle condizioni di anni siccitosi, sia in termini di volumi idrici disponibili, sia riguardo al periodo di persistenza della criticità. Sono situazioni che necessitano di azioni di riequilibrio e controllo.
- Criticità bassa: i prelievi, pur risultando ancora importanti per le analisi di bilancio, non risultano particolarmente penalizzanti le disponibilità idriche del corso d’acqua, i deficit idrici sull’asta potrebbero essere localizzati su brevi tratti fluviali, oppure risultare di entità contenuta e; sono comunque necessarie delle azioni di controllo.
- Impatto dei prelievi trascurabile: Non si evidenziano condizioni di criticità anche per gli anni più siccitosi.

In sintesi tra gli effetti negativi indotti dai massicci utilizzi dell’acqua, nelle aree a criticità “ALTA” si osserva sia una persistenza, su base giornaliera, di portate in alveo inferiori al DMV (deflusso minimo vitale) di oltre 100 gg/anno, sia il fatto che l’impatto dei prelievi peggiora in modo notevole la qualità chimica ed ecologica dei corsi d’acqua.

Si è pertanto inteso inserire i sottobacini ad alta criticità tra le aree di attenzione, al fine di indicare la corretta gestione degli impianti per la produzione di energia elettrica mediante biogas, evidenziando quindi come in tali aree sia opportuno l’utilizzo di colture a ciclo





autunno-vernino, le cui idroesigenze risultino compensate dall'andamento climatico ordinario.

Ove i proponenti degli impianti intendessero comunque utilizzare biomasse coltivate a ciclo primaverile-estivo nell'ambito dei suddetti *sottobacini* tale richiesta comporti un aumento della quantità d'acqua già concessa, gli stessi dovranno produrre a corredo del progetto una stima delle *idroesigenze* delle colture che intendono inserire nel ciclo produttivo aziendale, da redigersi secondo le modalità approvate dalla Giunta regionale con D.G.R. n. 23-9242 del 21.07.2008 (pubblicata sul bollettino della Regione Piemonte n. 32 del 7.08.2008) attraverso il software di calcolo denominato "Quant 4", al fine di consentire una valutazione di compatibilità tra i quantitativi d'acqua richiesti per soddisfare la nuova idroesigenza e il regime idrologico dei corsi d'acqua presenti nel sottobacino interessato, tenuto conto ovviamente degli utilizzi in atto già concessi.

#### 4. Aree di attenzione di rilevanza agricola

- Aree agricole destinate a produzioni agricole e agroalimentari di pregio<sup>36</sup>

Le aree agricole destinate a produzioni agricole e agroalimentari di pregio sono in alcuni casi caratterizzate da una notevole estensione areale e di conseguenza non è possibile escludere la presenza al loro interno di terreni agricoli in cui è possibile l'installazione di impianti a biomassa, relativamente alle filiere dei biocombustibili ligno-cellulosici, liquidi e del biogas.

Per queste aree, la progettazione degli impianti dovrà essere sempre corredata da una relazione agronomica dalla quale si evinca se i terreni su cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e se sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali. Nel caso in cui i disciplinari di produzione dei prodotti trasformati (es. carni, formaggi) vincolino all'utilizzo di materie prime (es. foraggi) coltivate nell'area geografica di riferimento, la verifica deve essere fatta in relazione a tali materie prime.

Nel caso in cui si verifichi che i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola in cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali questi sono da considerarsi inidonei.

Le aree geografiche di produzione dei prodotti a Denominazione di Origine sono individuate nei provvedimenti del Direttore Generale del MIPAAF di pubblicazione sulla GURI dei disciplinari di produzione registrati a livello comunitario relativi ad ogni singolo prodotto.

---

<sup>36</sup>Le informazioni relative alle produzioni agricole e agroalimentari di qualità sono consultabili e scaricabili dal sito web del Ministero delle Politiche agricole, alimentari e forestali alla pagina <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/309> e dal sito web della Regione alla pagina: <http://www.piemonteagri.it/qualita/it/>



I Prodotti Agroalimentari Tradizionali (PAT) sono individuati nell'elenco approvato dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 16-3169 del 18.04.2016.

#### 5. Aree di attenzione relative a foreste e a problematiche di dissesto

- Foreste di protezione

Costituiscono aree di attenzione i boschi identificati con prevalente funzione di protezione all'interno dei Piani Forestali Territoriali di cui all'art. 10 della Legge 10.02.2009 n. 4, già redatti negli anni 2000-2004<sup>37</sup>.

I boschi di protezione svolgono un'azione importante nella conservazione del suolo dall'erosione, nella difesa dei versanti e delle sponde fluviali, nella protezione dai pericoli naturali (valanghe, caduta massi, scivolamenti superficiali e lave torrentizie), definita "protezione diretta" quando agisce a favore dell'uomo e delle sue attività.

In caso di interessamento di tali aree, si dovrà verificare se queste ricadono all'interno di un Piano Forestale Aziendale approvato. In assenza di PFA approvato, dovrà essere predisposta una dettagliata relazione tecnica atta ad approfondire il livello di criticità presente, con particolare riguardo all'eventuale azione di protezione diretta dai pericoli naturali, e a consentire la definizione di eventuali misure di mitigazione/compensazione.

Nel caso in cui dalla relazione tecnica o dal Piano Forestale Aziendale approvato risulti un'azione di protezione diretta nei confronti delle attività umane (insediamenti, vie di comunicazione, attività economiche), l'area interessata diventa inidonea all'installazione di impianti a biomassa (filiera dei biocombustibili ligneo-cellulosici, liquidi e del biogas).

- Aree soggette a problematiche idrogeologiche

Gli ambiti di seguito indicati, pur non compresi nelle aree di esclusione, risultano scarsamente idonee ad ospitare impianti a biomassa in considerazione della loro problematiche connesse a situazioni di rischio geologico ed idraulico, per le quali risulta necessario un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti per l'installazione degli impianti in questione.

In considerazione del livello di pericolosità che contraddistingue le aree di seguito richiamate, pur non escludendo la possibilità che in sede progettuale possano essere individuati ambiti di fattibilità, si raccomanda un'approfondita analisi nelle istruttorie riguardanti progetti ubicati nelle seguenti aree:

- fascia fluviale C, costituita dalla porzione di territorio interessata da inondazioni al verificarsi della piena catastrofica;
- le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità media o moderata Em lungo il reticolo idrografico minore
- nell'ambito delle frane attive Fa, i fenomeni di dissesto attivi individuati quali Deformazioni Gravitative Profonde di Versante (DGPV), rispetto al dissesto associato, possono essere considerate aree idonee all'installazione di impianti a

<sup>37</sup>Richiedere verifica a: [foreste@regione.piemonte.it](mailto:foreste@regione.piemonte.it)



biomassa, in considerazione delle particolari dimensioni, velocità e dinamiche evolutive, previa una accurata valutazione della compatibilità idrogeologica con gli impianti in progetto;

- scenario raro (L), scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi del PGRA costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno maggiore di 500 anni, o massimo storico registrato.

Sono altresì da considerarsi aree da sottoporre ad un accurato esame progettuale di compatibilità con il dissesto presente quelle individuate come aree di Classe III indifferenziata nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti. La Relazione geologico-geomorfologica che accompagna il progetto di realizzazione dell'impianto deve valutare attentamente la compatibilità dello stesso con il dissesto presente o potenziale.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate si può fare riferimento alla cartografia PAI vigente:

- piano Stralcio delle Fasce Fluviali e Varianti alle fasce fluviali<sup>38</sup>;
- elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI<sup>39</sup>;
- mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni del PGRA;
- e agli elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti.

### **Box 3: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti idroelettrici**

I criteri tesi all'individuazione di aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte idraulica si focalizzano prevalentemente sulla qualità dei corpi idrici con particolare riferimento alle aree della rete Natura 2000, come peraltro previsto dal citato punto 17 delle *Linee guida*.

Sulla base dell'istruttoria condotta, sono stati individuati come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte idraulica i siti e le aree seguenti.

#### **Aree inidonee**

1. I corpi idrici contenenti i "Siti di riferimento", approvati dal Ministero Ambiente, necessari per poter procedere alla classificazione dei corpi idrici come previsto dalla direttiva 2000/60/CE (recepita dal D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.).

<sup>38</sup> <http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php>

<sup>39</sup> <http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html>



2. Le "Aree ad elevata protezione" – porzione di sottobacino idrografico del "Fiume Sesia" e sottobacino minore del "Chiusella" come individuate nelle Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA).
3. I tratti di corsi d'acqua destinati a specifici obiettivi funzionali di Sport d'acqua viva individuati dalle Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA).
4. Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee l'ubicazione delle centraline.
5. Le acque designate "non captabili" dagli Enti di gestione delle Aree protette ai sensi dell'art. 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette).
6. I corpi idrici che interessano i Siti della Rete Natura 2000 dove sono presenti habitat o specie per i quali Le Misure di Conservazione Sito Specifiche o i Piani di Gestione prevedono la limitazione alla realizzazione di nuove captazioni e derivazioni idriche.

### **Specificazioni sulle aree inidonee**

1. Siti di riferimento<sup>40</sup>

La Regione Piemonte ha ottemperato ai disposti della norma di recepimento nazionale della direttiva 2000/60/CE (All. 3 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.) identificando i potenziali siti di riferimento fluviali, su un totale di quasi 600 corpi idrici significativi soggetti ad obiettivi di qualità. L'elenco dei siti di riferimento è stato approvato dal Ministero dell'Ambiente, con il supporto scientifico di ISPRA.

I siti, collocati in corpi idrici caratterizzati da condizioni di pregio ecologico e lieve alterazione antropica, consentono di definire condizioni chimico-fisiche, idromorfologiche e biologiche così da poter procedere alla classificazione dei corpi idrici di pari tipologia tramite valutazione del loro scostamento da questa situazione pressoché indisturbata, considerata quindi di riferimento.

L'esame tecnico delle pressioni in essere e la compatibilità con la condizione di riferimento è stata attuata da ARPA Piemonte applicando la metodologia ufficiale a livello nazionale.

La stessa condizione indisturbata dei siti è peraltro da garantirsi nel tempo in quanto, come recita la norma, "un numero sufficiente di siti in condizioni di riferimento, per ogni tipo individuato, nelle varie categorie di corpi idrici, sono identificati per la costituzione di una rete di controllo per lo studio della variazioni, nel tempo, dei valori delle condizioni di riferimento per i diversi tipi."

<sup>40</sup>L'elenco dei siti e la cartografia sono reperibili al sito:  
<http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/index.htm>



Normativa di riferimento:

- Allegato 3 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.
- Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)

## 2. Aree ad elevata protezione<sup>41</sup>

Le Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA) <sup>40</sup>identificano la porzione di sottobacino idrografico del "Fiume Sesia" e il sottobacino minore del "Chiusella" come "Aree ad elevata protezione" in quanto tali aree hanno conservato un elevato grado di naturalità – ritenuta meritevole di tutela – per la scarsa antropizzazione e in particolare per l'assenza di prelievi e scarichi significativi.

Al fine del mantenimento delle componenti naturali le misure di Piano, prevedono:

"il divieto di realizzare opere e interventi incidenti sia sulla quantità, sia sulla qualità delle risorse idriche ricadenti in tale area che possano significativamente alterare l'integrità naturale della continuità fluviale e non siano finalizzate a usi marginali della risorsa volti a soddisfare idroesigenze interne all'area. Sono escluse dal divieto le realizzazioni di opere e interventi previsti da progetti di valenza strategica, riconosciuti tali d'intesa dalla regione, dalla provincia e dalla comunità montana, quelli inerenti progetti che alla data di entrata in vigore del Piano di Tutela hanno ottenuto pronuncia di compatibilità ambientale, nonché i prelievi a scopo idropotabile."

Con Delibera n. 26-2159 del 28.09.2015 la Giunta Regionale ha approvato le "Linee Guida per il riconoscimento della valenza strategica di progetti ricadenti in Aree ad elevata protezione – Sintesi metodologica e i criteri operativi".

Normativa di riferimento:

- Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)
- Delibera n. 26-2159 del 28.09.2015 "Linee guida per il riconoscimento della valenza strategica di progetti ricadenti in Aree ad elevata protezione – Sintesi metodologica e criteri operativi"

## 3. Destinazione funzionale "sport d'acqua viva" (Norme di Piano del PTA)<sup>42</sup>

Il Piano di Tutela delle Acque ha specificatamente introdotto un obiettivo di qualità mirato al mantenimento delle caratteristiche morfologiche e quali-quantitative di corsi d'acqua vocati alla fruizione sportivo-ricreativa. A tal fine è identificato il tratto montano del Fiume Sesia compreso tra le sorgenti, in Comune di Alagna Val Sesia, e il ponte della frazione Baraggiolo, in Comune di Varallo Sesia.

<sup>41</sup>La documentazione è reperibile al sito seguente:

<http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/pianoTAcque.htm>

<sup>42</sup>La documentazione è reperibile al sito seguente selezionando:

<http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/pianoTAcque.htm>



La misura contempla il divieto di rilascio di concessioni di derivazione d'acqua che alterano sensibilmente il regime delle portate del fiume e comunque quelle che prevedono l'esecuzione di opere in alveo e sulle sponde.

Normativa di riferimento:

- Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)

4. Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee l'ubicazione delle centraline.

Le aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve) sono definite e perimetrate nel PAI e negli aggiornamenti cartografici del PAI tramite gli strumenti urbanistici.

Normativa di riferimento:

- Art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI
- Direttiva contenente i criteri per la valutazione della compatibilità idraulica delle infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico all'interno delle fasce fluviali, allegato alla Deliberazione del CI dell'Autorità di Bacino del fiume Po n.8 del 21.12.2010 contenente i "Criteri integrativi per la valutazione della compatibilità di opere trasversali e degli impianti per l'uso della risorsa idrica"

5. Acque designate "non captabili" dagli Enti di gestione delle Aree protette

L'articolo 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette), prevede che *"nell'ambito delle aree naturali protette nazionali e regionali, l'ente gestore dell'area protetta, sentita l'Autorità di bacino, definisce le acque sorgive, fluenti e sotterranee necessarie alla conservazione degli ecosistemi, che non possono essere captate"*.

Il criterio è da ritenersi attivo solo nei casi in cui l'Ente parco competente abbia assunto tale provvedimento in termini quantitativi (litri/sec.) o areali.

Normativa di riferimento:

- Art. 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette)



## 6. Corsi d'acqua interessati da siti della Rete Natura 2000<sup>43</sup>

L'indirizzo generale dell'Unione Europea verte all'integrazione delle politiche attraverso il perseguimento congiunto degli obiettivi sanciti da differenti Direttive. La Direttiva 2000/60/CE all'art. 4 comma 1 lett. C) ribadisce la necessità di perseguire le finalità di conservazione di habitat e specie di interesse comunitario direttamente dipendenti dall'acqua presenti nei siti della Rete Natura 2000 (dir. Habitat 92/43/CEE e dir. Uccelli 79/409/CEE). Questa connessione viene ribadita nella Guidance 31 "Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive (WFD)"<sup>44</sup>.

Le Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte (approvate con DGR n. 54-7409 del 7.04.2014 e modificate con DGR n. 22-368 del 29.09.2014, con DGR n. 17-2814 del 18.01.2016 e con DGR n. 24-2976 del 29.01.2016) prevedono il divieto di "alterare significativamente il regime idrologico, lo stato morfologico, lo stato di qualità ecologico e chimico dei corpi idrici superficiali, secondo quanto previsto dalle vigenti normative nazionali ed europee in materia di tutela delle acque, in senso sfavorevole ad ambienti e habitat di specie di interesse comunitario o di elevato interesse 42conservazioni stico".

Le Misure di Conservazione e/o i Piani di Gestione dei singoli siti della Rete Natura 2000 possono individuare corsi d'acqua, o tratti di questi, di elevato interesse poiché indispensabili al mantenimento di specie e habitat di interesse comunitario. In tali ambiti il prelievo a scopo idroelettrico non risulta compatibile con le esigenze di conservazione.

Normativa di riferimento:

- Direttiva 2000/60/CE, art. 4 comma 1 lett. C)
- Rete Natura 2000 (dir. Habitat 92/43/CEE e dir. Uccelli 79/409/CEE)
- Misure di conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte (approvate con DGR n.54-7409 del 07.04.2014 e modificate con DGR n.22-368 del 29.09.2014, con DGR n. 17-2814 del 18.01.2016 e con DGR n.24-2976 del 29.01.2016)

<sup>43</sup>Per verificare quali tratti di corpi idrici interessano habitat o specie di interesse comunitario per i quali sono previsti divieti a realizzare nuove captazioni e derivazioni si possono consultare i link:

<http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html>;

<http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/rete-natura-2000/gestione-rete-natura-2000.html>

<sup>44</sup>Estrattodalla Guidance 31 "Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive (WFD)" pag. 27 capitolo 4 -Flows in status assessment and environmental objectives. The definition of ecological flow should encompass all environmental objectives in article 4(1) (non-deterioration, achievement of Good Ecological Status, meeting specific requirements of protected areas where relevant). The maintenance of the conservation status of water-dependent habitats and species protected under the Birds and Habitats Directives may require flow conditions which are different or go beyond the one required for the achievement of Good Ecological Status or maintenance of High Ecological Status. These specific requirements shall be identified and considered in the implementation of the different steps of WFD. As a general principle, ensuring non-deterioration the status of water bodies involves that any new significant alterations in hydrological regime should be actively prevented.



### **Aree di attenzione**

1. I tratti di corsi d'acqua localizzati all'interno di aree di ricarica degli acquiferi profondi prioritariamente riservati all'approvvigionamento idropotabile (Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque, PTA).
2. Aree costituenti la rete ecologica regionale di cui all'articolo 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità), fatta salva l'inidoneità di cui ai punti 7 e 8 delle Aree inidonee.
3. I beni sottoposti a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli articoli 136 e 157 del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42, recante il Codice dei beni culturali e del paesaggio.
4. I tratti di corsi d'acqua nei quali è accertata la presenza di specie ittiche in stato di grave rischio ed ecosistemi acquatici caratterizzati da elevata qualità delle comunità ittiche sulla base dei monitoraggi regionali e provinciali. L'elenco sarà riportato nelle "Istruzioni operative di dettaglio" come indicato nel "Piano regionale per la tutela e la conservazione degli ambienti e della fauna acquatica e l'esercizio della pesca – stralcio relativo alla componente ittica" (D.C.R. 29.09.2015, n. 101-33331).
5. Aree a pericolosità di esondazione Eb individuate dal PAI.
6. I tratti di corsi d'acqua già sottesi a derivazioni ad uso idroelettrico concesse.

### **Specificazioni su aree di attenzione**

1. Tratti di corsi d'acqua nelle aree di ricarica degli acquiferi profondi prioritariamente riservati all'approvvigionamento idropotabile  
 Le Norme di Piano del PTA prevedono specifiche disposizioni attuative emanate, dalla Regione Piemonte con D.G.R. 12-6441 del 2.02.2018, a tutela delle aree di ricarica degli acquiferi destinati al consumo umano. Dal punto di vista tecnico, in particolari condizioni idrodinamiche il corso d'acqua può costituire una considerevole quota parte dell'alimentazione della falda, pertanto le singole situazioni verranno valutate per la definizione di eventuali prescrizioni o mitigazioni.
2. Aree costituenti la rete ecologica regionale di cui all'articolo 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità), fatta salva l'inidoneità di cui ai punti 7 e 8 delle Aree inidonee<sup>45</sup>.

<sup>45</sup>Al sito <http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/> collegandosi con la L.R. 19/2009 "Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità." l'allegato A riporta la cartografia delle aree protette, delle zone di salvaguardia e delle aree contigue.





Oltre ai Siti della Rete Natura 2000 di cui al precedente punto 8, sono individuati i parchi nazionali e le aree protette regionali istituite per Legge e tutelate dalla L.R. 19/2009 e tutelati mediante i piani d'area, i piani naturalistici e i piani di gestione. L'art. 6 della stessa L.R. 19/2009 prevede poi la delimitazione delle aree contigue finalizzate a garantire un'adeguata tutela ambientale ai confini delle aree protette; la giunta regionale in esse può disciplinare la gestione della caccia e della pesca, delle attività estrattive e la tutela dell'ambiente e della biodiversità, anche attraverso la predisposizione di idonei piani e programmi, d'intesa con gli enti locali interessati e con i soggetti gestori; nelle aree contigue i piani urbanistici, i programmi e gli interventi pubblici e privati devono essere coerenti anche con le previsioni dei piani d'area delle aree protette limitrofe.

L'art. 52 bis della stessa Legge individua le zone naturali di salvaguardia caratterizzate da elementi di interesse naturalistico-territoriale da tutelare, quali gli ecosistemi agro-forestali, la tutela avviene promuovendo iniziative di recupero naturalistico e di mitigazione degli impatti ambientali, attuando il riequilibrio urbanistico-territoriale per il recupero dei valori naturali dell'area, sperimentando modelli di gestione della fauna per un equilibrato rapporto con il territorio e con le popolazioni residenti, promuovendo e sviluppando le potenzialità turistiche sostenibili dell'area.

Infine, con l'art. 53 la L.R. 19/2009, individua, per rendere coerente la rete ecologica regionale, i corridoi ecologici, ovvero le aree di collegamento funzionale esterne alle aree protette ed alle aree della rete Natura 2000 che, per la loro struttura lineare continua o per il loro ruolo di raccordo, costituiscono elementi essenziali per la migrazione, la distribuzione geografica e lo scambio genetico di specie selvatiche. I corridoi ecologici sono individuati nella carta della natura regionale e nei piani di gestione delle aree della rete Natura 2000, nei piani di azione degli habitat e delle specie, negli strumenti di pianificazione delle aree protette, negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica, nei piani agricoli e faunistico-venatori.

3. Beni sottoposti a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli artt. 136 e 157 del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42, recante il Codice dei beni culturali e del paesaggio.

Riguardo ai Beni sottoposti a tutela paesaggistica si evidenzia che è stato approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017 il Piano paesaggistico regionale (Ppr), con la ricognizione degli "immobili e delle aree di notevole interesse pubblico" tutelati ai sensi dell'art. 136 del Codice dei beni culturali e del paesaggio e delle "Aree tutelate per Legge" ai sensi dell'art. 142 comma 1, condotta congiuntamente dalla Regione Piemonte e dal Ministero dei Beni e delle Attività culturali e del Turismo (MiBACT) e la definizione di specifiche prescrizioni per i beni paesaggistici stessi.

In particolare ai fini dell'applicazione della tutela di cui alla lettera c), comma 1 dell'art. 142 del Codice il P.P.R. ha operato la ricognizione dei "fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di Legge sulle acque e impianti elettrici, approvato con regio decreto 11.12.1933, n. 1775, (...)".



Ai fini della realizzazione di impianti idroelettrici si sottolinea la necessità del rispetto della disciplina normativa del Piano paesaggistico regionale vigente (Ppr) e, in particolare, dell'art. 14 "Sistema idrografico".

La realizzazione di impianti idroelettrici nelle aree sottoposte a tutela paesaggistica, se non in contrasto con le prescrizioni e le prescrizioni specifiche del Piano paesaggistico regionale, è possibile assicurandone il mascheramento, la mitigazione e la qualificazione architettonica dei manufatti in progetto, a tutela della percezione visiva dei luoghi e garantendo la salvaguardia degli elementi di valore paesaggistico e storico-culturale che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela. La progettazione degli impianti deve essere sempre corredata dalla relazione paesaggistica di cui al D.P.C.M. 12.12.2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs. 22.01.2004 n. 42". In tale sede deve essere effettuata una dettagliata analisi che consenta attraverso le valutazioni e gli approfondimenti previsti dalla Relazione paesaggistica stessa di individuare le soluzioni progettuali più appropriate, tali da non compromettere gli elementi di valore paesaggistico motivo della dichiarazione di notevole interesse pubblico.

4. Tratti di corsi d'acqua nei quali è accertata la presenza di specie ittiche in stato di grave rischio

In coerenza con la pianificazione regionale sulla tutela degli ecosistemi acquatici e la tutela delle acque, il "Piano regionale per la tutela e la conservazione degli ambienti e della fauna acquatica e l'esercizio della pesca. Stralcio relativo alla componente ittica", approvato con D.C.R. 29.09.2015, n. 101-33331, prevede che debbano essere individuati gli ambienti nei quali è accertata la presenza di specie che, in Piemonte, risultano rare e/o endemiche e/o che destano preoccupazione per il loro stato di conservazione. In tali ambienti è necessario adottare misure atte ad assicurare la tutela di tali specie per poter migliorare lo stato di salute delle popolazioni ittiche.

Nello stesso modo il Piano citato prevede anche l'individuazione degli ecosistemi acquatici *"per i quali, con i campionamenti, risultano comunità costituite da un numero elevato di specie autoctone e con popolazioni sufficientemente strutturate ai fini dell'auto-mantenimento, anche con presenza di specie di cui alla categoria precedente e/o comunque con areali di distribuzione in contrazione più o meno evidente. Sono anche considerati gli ambienti con numero totale di specie autoctone AU  $\geq 12$ ."*

Nelle "Istruzioni operative di dettaglio" previste dal Piano, reperibili sul sito regionale, verranno indicati gli ambienti che si caratterizzano per la presenza di specie a rischio elevato e gli ecosistemi di pregio che dovranno essere sottoposti a particolari regimi di tutela per la conservazione delle comunità ittiche.

5. Aree a pericolosità di esondazione Eb.

Nelle aree Eb si possono di frequente verificare fenomeni di esondazione che potrebbero essere aggravati dalla presenza di sbarramenti ed opere accessorie degli impianti idroelettrici; per questo il rilascio di nuove concessioni deve essere valutato con attenzione,



*in primis* rendendo lo sbarramento il più possibile trasparente nei confronti di una piena fluviale. In base alla tipologia di impianto idroelettrico proposta si dovrà:

- a) derivazioni e rilasci con tratti sottesi rilevanti: posizionare eventuali edifici di centrale al di fuori delle aree indicate Eb per non creare ostacolo alla corrente idrica in esondazione;
- b) centrali in corpo traversa oppure derivazioni con tratti sottesi limitatissimi e rilasci subito a valle dello sbarramento: annullare l'ingombro delle strutture e opere accessorie onde evitare di ostacolare la corrente e peggiorare le condizioni di deflusso, nonché per ridurre i costi di manutenzione e ripristino di funzionalità a seguito di esondazioni del corso d'acqua.

6. Tratti di corsi d'acqua già sottesi da derivazioni ad uso idroelettrico concesse

L'uso dell'acqua per la produzione di energia idroelettrica, fatta eccezione per gli impianti a salto concentrato, produce rilevanti alterazioni del regime idrologico naturale di un corpo idrico, regime che – come unanimemente riconosciuto dalla comunità scientifica e illustrato dalla Guida 31 dell'Unione Europea sull'ecoflows – gioca un ruolo primario ai fini della struttura, funzionalità e resilienza degli ecosistemi acquatici nonché di conservazione delle specie native. L'alterazione del regime idrologico, attraverso le modificazioni dell'idraulica e della dinamica della corrente e unitamente all'inserimento di opere trasversali in alveo, determina impatti significativi sull'idromorfologia e sulle componenti biotiche (habitat e comunità fluviali e riparie). L'eventuale inserimento di una derivazione idroelettrica all'interno di un tratto di alveo fluviale il cui regime idrologico risulta già significativamente modificato da un impianto idroelettrico accentua ulteriormente l'alterazione del regime idrologico fino a cancellarne le caratteristiche essenziali (magnitudo, frequenza, durata timing di portate alte e basse e velocità di cambiamento delle stesse).

Va pertanto valutato con attenzione il rilascio, in tali ambiti, di nuove concessioni di derivazione d'acqua ad uso idroelettrico.

#### **Box 4: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti fotovoltaici a terra**

Ai sensi del D.M. del 10.09.2010, con propria Deliberazione n. 3-1183 del 14.12.2010 la Giunta regionale ha selezionato come non idonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici "a terra" i siti e le aree seguenti.

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale e specificamente i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO, i beni culturali e paesaggistici, le vette e crinali montani e pedemontani, i tenimenti dell'Ordine Mauriziano;



2. Aree protette nazionali di cui alla Legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla L.R. 12/1990 e alla L.R. 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000.
3. Aree agricole e specificamente i terreni agricoli e naturali ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo, le aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. e i terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico
4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

### ***Elenco delle aree inidonee e correlate specificazioni***

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale

Sono di seguito richiamati i beni e gli ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, ai sensi del D.Lgs. del 22.01.2004 n. 42 (Codice dei beni culturali e paesaggio).

Si evidenzia che, in attuazione del citato decreto, la Regione Piemonte ha approvato il Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

#### 1.1. Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO

I siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO sono inidonei all'ubicazione di impianti fotovoltaici a terra. Specificatamente si richiamano le norme di tutela per i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO in Piemonte (Complesso dei Sacri Monti e delle Residenze Sabaude, I Paesaggi vitivinicoli del Piemonte, Langhe-Roero e Monferrato), di cui all'art. 33, comma 3, 4, 5, lettere a) e b) e comma 6 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017. Tali ambiti, individuati dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sono riportati nella Tavola P2 del Ppr<sup>46</sup>.

#### Normativa di riferimento:

- art. 33, comma 3, 4, 5, lettere a) e b) e comma 6 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.
- artt. 135 e 143 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

#### 1.2. Beni culturali

Sono inidonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra le aree oggetto di tutela dei beni di cui all'art. 10, c. 4 del D.Lgs. 42/2004. In particolare, al comma 4 sono richiamate le lettere: f) le ville i parchi e i giardini che abbiano interesse artistico o storico; g) le pubbliche piazze, vie, e strade ed altri spazi aperti urbani d'interesse artistico o storico; l) le architetture rurali aventi interesse storico o etnoantropologico quali testimonianze dell'economia rurale

<sup>46</sup><http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm>



tradizionale. Le funzioni di tutela di tali beni sono attribuite al Ministero per i Beni e le Attività Culturali che ha provveduto alla loro individuazione<sup>47</sup>.

Normativa di riferimento:

- art. 10, lettere f), g) ed l) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42

### 1.3. Beni paesaggistici

Sono inidonee le aree individuate ai sensi dell'articolo 136, del D.Lgs. 42/2004, comma 1 lettera a) "cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali" e lettera b) "le ville, i giardini e i parchi non tutelate dalle disposizioni della Parte II del Codice che si distinguono per la loro bellezza non comune."

I beni qui indicati si distinguono, da quelli di cui all'art. 136, comma 1 lettera c) e d), di seguito elencati quali "Aree di attenzione", in virtù del loro carattere prevalentemente puntuale e/o di modesta estensione areale.

Tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del Ppr<sup>48</sup>.

Normativa di riferimento:

- art. 136, comma 1, lettere a) e b) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42;

- Piano paesaggistico regionale approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

### 1.4. Vette e crinali montani e pedemontani

In conformità a quanto indicato all'art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr), a salvaguardia dei paesaggi e dei con visuali a questi associati, l'installazione di impianti fotovoltaici a terra è inidonea "in un intorno di 50 m per lato dai sistemi di vette e crinali montani e pedemontani individuati nella Tavola P4"<sup>49</sup>.

Normativa di riferimento:

- art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

### 1.5. Tenimenti dell'Ordine Mauriziano

Sono inidonee le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano individuati nell'allegato C delle Norme di attuazione del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) in quanto "...luoghi della tradizione regionale, che per le loro specificità storiche, fisiche, ambientali e paesaggistiche connotano il paesaggio agrario, la storia e la tradizione piemontese".

Normativa di riferimento:

- art. 33, c. 10, 11, 12, 13 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

<sup>47</sup> <http://www.beniarchitetonicipiemonte.it/>

<sup>48</sup> <http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm>

<sup>49</sup> Vedi nota precedente



## 2. Aree protette

Aree protette nazionali di cui alla Legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla L.R. 12/1990 e 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000

Le aree protette, sia individuate dalla normativa statale (parchi nazionali), sia dalla normativa regionale, sono inidonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in quanto in contrasto con le finalità perseguite nell'istituzione delle stesse.

In particolare, tra le finalità sottese all'istituzione delle aree protette, l'art. 1 della Legge 394/1991 prevede "la conservazione di specie animali o vegetali, di associazioni vegetali o forestali, di singolarità geologiche, di formazioni paleontologiche, di comunità biologiche, di biotopi, di valori scenici e panoramici, di percorsi naturali, di equilibri idraulici ed idrogeologici, di equilibri ecologici".

Del pari sono inidonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra i siti di importanza comunitaria ricompresi nella Rete Natura 2000, a causa della conseguente sottrazione di habitat naturali e seminaturali, delle interferenze ambientali e territoriali che potrebbero derivarne e della fragilità degli ecosistemi tutelati.

Tali aree sono individuate sulla cartografia tematica regionale disponibile presso il sistema informativo regionale<sup>50</sup>.

Normativa di riferimento:

- Direttiva 1992/43/CEE del Consiglio del 21.05.1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche;
- R.d.l. 3.12.1922, n. 1584, convertito nella Legge 17.04.1925, n. 473 (Costituzione di un "Parco nazionale" presso il gruppo del "Gran Paradiso" nelle Alpi Graie);
- D.P.R. 8.09.1997, n. 357 e ss.mm.ii. (Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche);
- Legge 6.12.1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette);
- D.M. 2.03.1992 (Istituzione del Parco nazionale della Val Grande);
- L.R. 22.03.1990 (Nuove norme in materia di aree protette);
- L.R. 22.06.2009, n. 19 (Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità).

## 3. Aree agricole

3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Sono inidonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso

<sup>50</sup><http://gis.csi.it/parchi/dati.htm>



dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei suoli a scala 1:50.000<sup>51</sup> per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000<sup>52</sup>.

Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura - Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino - corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 dell'8.02.2010<sup>53</sup>.

Le aree di prima e seconda classe di capacità d'uso dei suoli possono essere considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici fino al limite massimo di 1 MW nel caso in cui si verificano tutte le seguenti condizioni:

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo e rispetti i requisiti dimensionali definiti dalla Circolare dell'Agenzia delle Entrate n. 32/E del 6.07.2009 (limite di 1 MW per azienda; per ogni 10 kW di potenza installata eccedente il limite dei 200 kW l'imprenditore agricolo deve dimostrare di detenere almeno 1 ettaro di terreno utilizzato per l'attività agricola);
- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e che la gestione dell'impianto stesso, nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine solare fotovoltaica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;
- l'impianto sia realizzato con tecnologie tali da non necessitare di fondazioni in calcestruzzo e non compromettere la fertilità e la capacità d'uso del suolo;
- la superficie non direttamente interessata dai pannelli fotovoltaici sia utilizzata a scopi agricoli (produzione di specie erbacee e/o legnose, pascolo).

#### Normativa di riferimento:

- circolare dell'Agenzia delle Entrate n. 32/E del 6.07.2009;
- L.R. n. 56 del 05.12.1977 e ss.mm.ii. "Tutela ed uso del suolo";
- Piano Territoriale Regionale approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011;
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, artt. 20 e 32;
- Programma di Sviluppo Rurale della Regione Piemonte PSR 2014-2020, ultima modifica approvata con decisione della Commissione europea C(2017)7435 del 31.10.2017 e recepita con D.G.R. n. 44-6043 del 1.12.2017;

<sup>51</sup> [http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/suoli1\\_50/carta\\_suoli.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_50/carta_suoli.htm)

<sup>52</sup> [http://www.regione.piemonte.it/agri/area\\_tecnico\\_scientifica/suoli/suoli1\\_250/carta\\_suoli.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_250/carta_suoli.htm)

<sup>53</sup> I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:  
[http://www.regione.piemonte.it/agri/suoli\\_terreni/documentazione/capacita.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/suoli_terreni/documentazione/capacita.htm)



- D.G.R. 8.02.2010 n. 88-13271, di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale.
- D.G.R. 30.11.2010 n. 75-1148, di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli.

### 3.2. Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.

In virtù della loro valenza al contempo agricola e paesaggistica, sono inidonei i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola vitati destinati alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.

I territori vocati alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. sono individuati nei decreti ministeriali di approvazione dei disciplinari relativi ad ogni singolo prodotto<sup>54</sup>.

La verifica che le superfici proposte per la realizzazione degli impianti fotovoltaici siano effettivamente destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. è effettuata dalla Direzione Agricoltura della Regione Piemonte.

#### Normativa di riferimento:

- Regolamento (UE) n. 1151/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21.11.2012 sui regimi di qualità dei prodotti agricoli ed alimentari;
- Legge 12.12.2016, n. 238 "Disciplina organica della coltivazione della vite e della produzione e del commercio del vino";
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, articoli 20 e 32.

### 3.3. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia.

Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado<sup>55</sup>.

#### Normativa di riferimento:

- Piano Irriguo Nazionale;
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste";
- L.R. 9.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione".

## 4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico

<sup>54</sup> <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/4625>

<sup>55</sup> I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili alla pagina:

[http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche\\_agricole/sibiweb/sibiweb.htm](http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm)





Sono inidonee alla realizzazione degli impianti fotovoltaici a terra le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, di cui al seguente elenco:

- le aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento;
  - le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti (Fa, Fq);
  - le aree interessate da trasporto di massa su conoidi, quindi conoidi attivi o potenzialmente attivi Ca e Cp;
  - le aree soggette a valanghe;
  - le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità molto elevata Ee ed a pericolosità elevata Eb;
  - le aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1 e ZONA 2, ZONA B-PR e ZONA I) che ricomprendono anche le aree del Piano straordinario PS267;
  - le aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni e M - media probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti rispettivamente, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni e 100-200 anni;
  - le aree ricadenti entro la perimetrazione delle aree a rischio significativo di alluvione (ARS) del PGRA;
  - le aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in R4, rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, attività antropiche residenziali, produttive, ecc.
- Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate lungo i corsi d'acqua della Regione Piemonte si può fare riferimento alla seguente cartografia PAI:
- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali e Varianti alle fasce fluviali<sup>56</sup>;
  - Elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI<sup>57</sup>;
  - Elaborati del PGRA approvato con DPCM del 27.10.2016 (mappe della pericolosità, del rischio e ARS);
  - Elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti relativi al quadro di dissesto derivante dagli studi di compatibilità al PAI degli strumenti urbanistici.

Sono da considerarsi aree non idonee quelle individuate come aree di Classe IIIa e IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti.

Sono da considerarsi altresì inidonee le aree di Classe IIIb (e relative sottoclassi, individuate nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologia e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96,

<sup>56</sup> <http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php>

<sup>57</sup> <http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html>



compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti) sino alla realizzazione delle opere di riassetto idraulico.

Normativa di riferimento:

- D.P.C.M. 24.05.2001, recante "Approvazione del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico del bacino idrografico del fiume Po";
- D.G.R. n. 45-6656 del 15.07.2002, come dalla D.G.R. n.64-7417 del 07.04.2014 recante indirizzi procedurali e tecnici in materia di difesa del suolo e pianificazione;
- Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.) approvato con Deliberazione del C.I. n. 2/2016 del 3.03.2016.

### **Aree di attenzione**

Sono indicate di seguito le tipologie di aree che, pur essendo soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico – artistico, in sede di istruttoria meritano particolare attenzione sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nel garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti attesi.

#### **1. Aree di attenzione di rilevanza paesaggistica**

Le aree di seguito richiamate, soggette a dispositivi di tutela paesaggistica, presentano generalmente notevoli estensioni areali tali da non escludere la presenza al loro interno di ambiti morfologicamente favorevoli ad accogliere impianti fotovoltaici a terra e/o aree degradate o compromesse da attività antropiche in cui inserire tali impianti.

L'installazione di impianti fotovoltaici nelle aree di seguito indicate sarà quindi possibile assicurando l'assoluto mascheramento degli impianti in qualsiasi periodo stagionale a tutela della percezione visiva dei luoghi e garantendo la salvaguardia degli elementi di valore che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela.

La progettazione di tali impianti dovrà essere sempre corredata da una relazione paesaggistica ai sensi del D.P.C.M. 12.12.2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs. 22.01.2004 n. 42", escludendo la possibilità di redigere una relazione paesaggistica semplificata, come introdotta per alcune tipologie di intervento con D.P.R. 09.07.2010 n. 139.

Per gli interventi previsti in aree di attenzione quali i Siti UNESCO (*Core Zone*) e le Zone Tampone (*Buffer Zone*) dei Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO, non direttamente assoggettati a provvedimenti di tutela paesaggistica, si richiede in ogni caso la redazione di uno studio atto a verificare la compatibilità dell'intervento con il contesto paesaggistico ed ambientale circostante.

Sono di seguito segnalate le seguenti aree di attenzione:



- aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art. 136 comma 1 lettere c) "...i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici ...e lettera d) "...le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze"; tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del P.P.R.;
- aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art 142 "aree tutelate per Legge";
- le "Buffer Zone" dei siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO in Piemonte (Complesso dei Sacri Monti e delle Residenze Sabaude, I siti vitivinicoli delle Langhe-Roero e Monferrato) reperibili al sito [www.unesco.beniculturali.it](http://www.unesco.beniculturali.it);
- aree individuate negli elaborati di PRGC approvati, ai sensi dell'art. 24 commi 1) e 2) della L.R. 56/77.

## 2. Aree di attenzione per la presenza di produzioni agricole e agroalimentari di pregio

Le Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.P. e I.G.P.<sup>58</sup>(individuate nei decreti ministeriali di approvazione dei disciplinari relativi ad ogni singolo prodotto) e dei Prodotti Agroalimentari Tradizionali (PAT) individuati nell'elenco approvato dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 16-3169 del 18.04.2016<sup>59</sup> sono in alcuni casi caratterizzate da una notevole estensione areale e di conseguenza non è possibile escludere la presenza al loro interno di terreni agricoli in cui è possibile l'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

Per queste aree, la progettazione di impianti fotovoltaici dovrà essere sempre corredata da una relazione agronomica dalla quale si evinca se i terreni su cui si intende realizzare l'impianto fotovoltaico rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e se sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali. Nel caso in cui i disciplinari di produzione dei prodotti trasformati (es. carni, formaggi) vincolino all'utilizzo di materie prime (es. foraggi) coltivate nell'area geografica di riferimento, la verifica deve essere fatta in relazione a tali materie prime.

Nel caso in cui si verifichi che i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola in cui si intende realizzare l'impianto fotovoltaico rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali questi sono da considerarsi inidonei.

## 3. Aree di attenzione per problematiche idrogeologiche

Gli ambiti di seguito indicati, pur non compresi nelle aree di esclusione, risultano scarsamente idonee ad ospitare impianti fotovoltaici a terra in considerazione della loro problematiche connesse a situazioni di rischio geologico ed idraulico, per le quali risulta necessario un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

<sup>58</sup><https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/309>

<sup>59</sup><http://www.piemonteaagri.it/qualita/it/>



In considerazione del livello di pericolosità che contraddistingue le aree di seguito richiamate, pur non escludendo la possibilità che in sede progettuale possano essere individuati ambiti di fattibilità, si raccomanda un elevato livello di attenzione nelle istruttorie riguardanti progetti ubicati nelle seguenti aree:

- fascia fluviale C, costituita dalla porzione di territorio interessata da inondazioni al verificarsi della piena catastrofica;
- fasce a pericolosità media o moderata Em lungo il reticolo idrografico minore;
- scenario raro (L), scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi del PGRA costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno maggiore di 500 anni, o massimo storico registrato.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate lungo i corsi d'acqua della Regione Piemonte si può fare riferimento alla seguente cartografia:

- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali e Varianti alle fasce fluviali<sup>60</sup>;
- Elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI<sup>61</sup>;
- Mappe della pericolosità e del rischio di alluvione del PGRA approvato con DPCM del 27.10.2016;
- Elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti.

#### 4. Zone di Protezione Speciale (ZPS)

Tali zone sono individuate dalla Regione Piemonte ai sensi della Direttiva 79/409/CEE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici (recentemente abrogata e sostituita dalla Direttiva 2009/147/CE). Per tali aree vige l'obbligo di espletare la procedura di "Valutazione di incidenza" per tutti i piani o progetti suscettibili di interferire con la conservazione delle specie di Uccelli in direttiva o con gli habitat che ne consentono la loro conservazione. La progettazione degli impianti ricadenti in tali aree deve essere corredata dalla relazione per la valutazione di incidenza di cui all'allegato G del D.P.R. 357/97 e riportata altresì nell'allegato C della L.R. 29.06.2009, n. 19.

#### 5. Zone Naturali di Salvaguardia

Le zone naturali di salvaguardia, definite all'articolo 5 della citata L.R. 19/2009, per effetto della sentenza della Corte costituzionale 4.06.2010, n. 193, con decorrenza dall'entrata in vigore del Titolo II della L.R. 19/2009, non sono più classificate come "area protetta". Per tali aree è prevista una diversa forma di tutela, inserita nel DDL 54 all'esame del Consiglio regionale, che le individua come parte integranti della Rete Ecologica regionale, con la stessa valenza dei "Corridoi ecologici". La progettazione degli impianti ricadenti in tali aree deve essere corredata dalla relazione per la valutazione di incidenza di cui all'allegato G del D.P.R. 357/97 e riportata altresì nell'allegato C della L.R. 19/2009. Nel caso in cui sulla Zona naturale di salvaguardia sia vigente, il Piano d'area, stralcio del Piano Territoriale regionale,

<sup>60</sup><http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php>

<sup>61</sup><http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html>



l'ammissibilità dell'intervento deve essere verificata e resa compatibile con le norme di attuazione del Piano.

#### 6. Corridoi ecologici.

I corridoi ecologici, come definiti all'art. 53 dello stesso Testo Unico (ossia come aree di collegamento funzionale esterne alle aree protette ed alle aree della Rete natura 2000), fanno parte della Rete ecologica regionale. La progettazione degli impianti ricadenti in tali aree deve essere corredata da una relazione tecnica che illustri le interferenze qualitative e quantitative sull'area, con riferimento in particolare alle componenti naturalistiche ed alle esigenze di conservazione della continuità ecologica degli habitat naturali e semi-naturali.

Sia le Zone di Protezione Speciale, sia le Zone naturali di salvaguardia sono attualmente definite nella cartografia allegata alla L.R. 19/2009 e su di esse si applicano le rispettive normative di riferimento. Sono da ricomprendersi nelle aree di attenzione i corridoi ecologici già individuati negli strumenti di pianificazione comunale e provinciale, nonché quelli che devono essere ancora individuati nella Carta della Natura, ai sensi dell'articolo 3 della L.R. 19/2009, di competenza del Consiglio regionale.



## ALLEGATO II: LIMITAZIONI AREALI ALL'UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI GEOTERMICI

**LIMITAZIONI AREALI ALL'UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI GEOTERMICI (CIRCUITO APERTO E CIRCUITO CHIUSO)..... 58**

**BOX 1: IMPIANTI GEOTERMICI "OPEN-LOOP" O "A CIRCUITO APERTO" (AD ACQUA DI FALDA) E IDROTERMICI (CON ALTRE FONTI D'ACQUA, IN PARTICOLARE DA CORPI IDRICI SUPERFICIALI) ..... 58**

**BOX 2: IMPIANTI GEOTERMICI "CLOSED-LOOP" O "A CIRCUITO CHIUSO" (SONDE, COLLETTORI ORIZZONTALI E GEOSTRUTTURE ENERGETICHE) ..... 59**

**ELENCO DEI FOGLI DI MAPPA INDIVIDUATI ALL'INTERNO DELLE ZONE DI PROTEZIONE DEI CAMPI POZZI D'INTERESSE REGIONALE, COSÌ COME INDIVIDUATI NEL PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE ..... 65**



## Limitazioni areali all'ubicazione degli impianti geotermici (circuito aperto e circuito chiuso)

Riconoscendo l'esistenza di un vuoto normativo a livello di criteri e indirizzi regionali per la localizzazione degli impianti geotermici, in questa sede si ritiene importante offrire alcuni primi strumenti per consentire innanzitutto al proponente di prevedere la possibilità o meno che la domanda di autorizzazione alla realizzazione di un nuovo impianto prosegua positivamente l'iter autorizzativo o meno, e poi all'Autorità competente di avere un supporto alla valutazione della domanda.

Mutuando la metodologia e la "cassetta degli attrezzi" (criteri localizzativi di Esclusione e Repulsione,<sup>62</sup>) messa a punto dal Piemonte nel processo di localizzazione degli elettrodotti della Rete di Trasmissione Nazionale e già ampiamente riutilizzata, ad esempio nel caso dei parchi eolici e delle derivazioni idriche per scopo idroelettrico, operando i necessari adeguamenti alle peculiarità dei casi in esame, si propone l'applicazione della metodologia anche per la localizzazione degli impianti geotermici.

### **BOX 1: Impianti geotermici open-loop o a circuito aperto (ad acqua di falda) e idrotermici (con altre fonti d'acqua, in particolare da corpi idrici superficiali)**

È necessario premettere che la vigente normativa distingue tra prelievi e scarichi, inerenti le sole acque pubbliche, come segue:

- **Prelievo:** è disciplinato dal Regolamento regionale 10/R del 2003 e ss.mm.ii. "*Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica*" che contiene gli adempimenti tecnico-amministrativi per ottenere la concessione all'uso della risorsa idrica. I pozzi ad uso geotermico non si discostano come vincoli e prescrizioni da un pozzo per acqua a qualunque uso destinato.
- **Scarico:** è disciplinato dal D.Lgs. 152/2006 e dalla L.R. 13/90 e ss.mm.ii. "*Disciplina degli scarichi delle pubbliche fognature e degli scarichi civili*". Anche in questo caso la normativa vigente contiene gli adempimenti tecnico amministrativi per ottenere l'autorizzazione allo scarico.

Sia il prelievo che lo scarico sono concessi/autorizzati dalle Province territorialmente competenti e dalla Città Metropolitana di Torino.

Si dettaglia nel seguito le aree di esclusione e le aree di repulsione per la realizzazione degli impianti geotermici a circuito aperto e idrotermici.

<sup>62</sup> Le due classi di criteri ER applicabili all'individuazione di aree di fattibilità costituenti l'insieme dei luoghi possibili per la progettazione e localizzazione di dettaglio dei progetti, acquisiscono per convenzione il seguente significato:

- **Esclusione:** aree nella quali ogni realizzazione di impianti geotermici e opere connesse è preclusa;
- **Repulsione:** aree che esprimono i diversi gradi di resistenza di tipo paesaggistico-ambientale del territorio alla localizzazione dell'opera, nelle quali la realizzazione della stessa è subordinata al rispetto di un quadro prescrittivo.

La metodologia proposta individua aree escluse dalla realizzazione di una particolare tipologia di opera e aree non escluse. In quest'ultima categoria, rientrano tutte le aree cosiddette neutre (ovvero non classificabili secondo la proposta di criteri illustrata), nonché le aree caratterizzate dalla presenza di un criterio di Repulsione.



### ***Aree di esclusione***

In applicazione della L.R. 12.07.1994, n. 25 "Ricerca e coltivazione di acque minerali e termali", si ritiene necessario includere nelle "Aree di esclusione" - tra le altre - le aree oggetto di concessione di acque minerali e termali, nelle quali non si possono intraprendere attività estrattive, trivellazioni di pozzi o scavi che possano arrecare modificazioni qualitative e quantitative al giacimento.

### ***Specificazioni su aree di esclusione***

Le perimetrazioni delle aree oggetto di concessione per l'estrazione di acque minerali e termali sono cartograficamente rappresentate, se presenti, negli "atti di concessione" depositati presso le Amministrazioni comunali, ai sensi dei commi 2 e 4 dell'art. 14 della L.R. 25/1994.

### ***Aree di repulsione***

Tra le "Aree di repulsione" si individuano i siti oggetto di bonifica ai sensi dell'art. 243 c. 5 del D.Lgs. 152/06.

### ***Specificazioni su aree di repulsione***

I siti oggetto di procedure di bonifica sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Anagrafe regionale dei siti contaminati (ASCO)".

In corrispondenza di siti contaminati, le acque sotterranee oggetto di bonifica ai sensi dell'art. 243, c. 5 del D.Lgs. 152/2006, possono essere sfruttate anche per uso geotermico, sempre che sia tecnicamente possibile e conveniente, e subordinatamente alle esigenze tecniche di bonifica (barriera a valle).

A tal fine le autorizzazioni e la concessione previste per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto geotermico acquisiscono il preventivo parere dell'Autorità competente sul progetto di bonifica, eventualmente sentita la Conferenza dei Servizi.

## **BOX 2: Impianti geotermici "closed-loop" o "a circuito chiuso" (sonde, collettori orizzontali e geostrutture energetiche)**

Tale fattispecie di impianti non è soggetta ad alcuna autorizzazione, pertanto è necessario evidenziare alcuni areali che, dal punto di vista della tutela ambientale, possono essere critici per l'installazione di sonde geotermiche a circuito chiuso.

### ***Aree di esclusione***

Tenendo conto di alcune caratteristiche idrogeologiche e idrauliche del territorio piemontese ed in un'ottica di tutela della risorsa idrica sotterranea, con particolare attenzione a quella riservata





all'utilizzo idropotabile e a quelle minerali e termali, si segnalano i seguenti ambiti territoriali di Esclusione ad ospitare impianti a sonde geotermiche verticali:

1. zone dove sono presenti fenomeni carsici;
2. aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano definite ai sensi della vigente normativa regionale e statale;
3. aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano, come definite dalla D.G.R. n. 34-11524 del 03.06.2009, aree MC5;
4. siti oggetto di bonifica ai sensi dell'art. 243 c. 5 del D.Lgs. 152/06;
5. aree oggetto di concessione di acque minerali e termali, come previsto dalla L.R. 12.07.1994, n. 25 "Ricerca e coltivazione di acque minerali e termali", nelle quali non si possono intraprendere attività estrattive, trivellazioni di pozzi o scavi che possano arrecare modificazioni qualitative e quantitative al giacimento;
6. aree in fascia A del PAI, ai sensi dell'art. 29 e 38 delle NTA;
7. aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1, ZONA 2 e ZONA B-PR, ZONA I) del PAI
8. aree interessate da fenomeni di dissesto:

Frane	Fa, aree interessate da frane attive – (pericolosità molto elevata)
	Fq, aree interessate da frane quiescenti – (pericolosità elevata)
Esondazioni e dissesti a carattere torrentizio lungo le aste dei corsi d'acqua	Ee, aree con pericolosità molto elevata
	Eb, aree con pericolosità elevata
Trasporto di massa sui conoidi	Ca, conoidi attivi o potenzialmente attivi non protette da opere di difesa a monte – (pericolosità molto elevata)
	Cp, conoidi attivi o potenzialmente attivi protette da opere di difesa
Valanghe	Ve, aree di pericolosità elevata o molto elevata

9. aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni;
10. Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4, rischio molto elevato ai sensi dell'art. 57 del Titolo V delle NdA del PAI;
11. Aree in classe IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" degli strumenti urbanistici vigenti.

### **Specificazioni su aree di esclusione**

Le aree identificate dai precedenti punti 1, 2 e 6 sono cartografate se presenti negli elaborati geologici degli strumenti urbanistici comunali.



Le aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano (punto 3 dell'elenco precedente) sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Idrogeologia – base acquifero superficiale 1: 50.000".

I siti oggetto di bonifica (punto 4 dell'elenco precedente) sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Anagrafe regionale dei siti contaminati (ASCO)".

Le aree oggetto di concessione di acque minerali e termali (punto 5 dell'elenco precedente) sono cartograficamente rappresentate, se presenti, negli "atti di concessione" depositati presso le Amministrazioni comunali, ai sensi dei commi 2 e 4 dell'art. 14 della L.R. 25/1994.

Le aree in fascia A (punto 6 dell'elenco precedente) sono identificate ai sensi dell'art. 29 delle Norme di Attuazione del PAI; per fascia A s'intende l'area di deflusso della piena, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della corrente per la piena di riferimento, come definita nell'All. 3 "Metodo di delimitazione delle fasce fluviali" al Titolo 2 delle Norme di Attuazione, ovvero che è costituita dall'insieme delle forme fluviali riattivabili durante gli stati di piena.

Le aree RME (punto 7) sono individuate sulla base della valutazione dei fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, della relativa pericolosità e del danno atteso. Tengono conto sia delle condizioni di rischio attuale sia delle condizioni di rischio potenziale anche conseguente alla realizzazione delle previsioni contenute negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica. Sono delimitate nella cartografia di cui all'Allegato 4.1 all'Elaborato 2 del PAI e ricomprendono anche le aree del Piano Straordinario PS267.

Le aree interessate da fenomeni di dissesto (punto 8 dell'elenco precedente) sono classificate in relazione alla specifica tipologia dei fenomeni idrogeologici, così come definiti nell'Elaborato 2 del Piano per l'Assetto idrogeologico (art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001).

Lo scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA (punto 9) è costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni. Per il reticolo secondario tale scenario è costituito dai dissesti derivanti dai PRG o da valutazioni geomorfologiche (Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia).

Le aree in classe di rischio R4 (punto 10) sono caratterizzate da un livello di rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, tessuto urbano continuo e denso, zone industriali, commerciali e reti di comunicazione continue e dense, reti ferroviarie, reti stradali, ecc (Norme di Attuazione del PAI come intergrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia)

Aree in classe III c (punto 11) nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" sono identificate dalle "porzioni di territorio edificate ad alta pericolosità geomorfologica e ad alto rischio, per le quali non è proponibile un'ulteriore utilizzazione urbanistica neppure per il patrimonio esistente" (Elaborati cartografici e Norme di Attuazione del PRGC).



### ***Aree di repulsione***

Le Aree di repulsione sono le aree nelle quali l'installazione di sonde geotermiche verticali è limitata esclusivamente alla porzione di sottosuolo situata di sopra della base dell'acquifero superficiale come definita dalla D.D. n. 229 del 06/06/2016 i cui aggiornamenti sono scaricabili come *shapefile* alla pagina <http://www.geoportale.piemonte.it/cms/> ("Base dell'acquifero superficiale 1:50.000").

Si individuano le seguenti Aree di repulsione:

1. aree oggetto di autorizzazione di cava<sup>63</sup> e concessioni minerarie;
2. zone di riserva caratterizzate dalla presenza di risorse idriche sotterranee non ancora destinate al consumo umano, ma potenzialmente destinabili a tale uso (RISE), così come individuate all'allegato 9 e alla tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque;
3. zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale così come individuate all'allegato 9 e alla tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque.

### ***Specificazioni su aree di repulsione***

1. Aree oggetto di autorizzazione di cava e concessioni minerarie.

Le aree oggetto di autorizzazione di cava o concessione mineraria sono cartografate sul Piano Regolatore del Comune come "aree con destinazione all'attività estrattiva".

2. Zone di riserva (R.I.S.E.)

Si definiscono R.I.S.E. le zone di riserva caratterizzate dalla presenza di risorse idriche sotterranee non ancora destinate al consumo umano ma potenzialmente destinabili a tale uso.

Tali aree, individuate nel Piano di Tutela delle Acque (articolo 24 e Allegato 9 delle Norme di Piano, Tavola di Piano n. 8), approvato con D.C.R. n. 117-10731 del 13.03.07, identificano a scala regionale porzioni di corpi idrici sotterranei che, per le rispettive intrinseche caratteristiche qualitative, risultano potenzialmente destinabili all'uso potabile e costituiscono risorse cui far ricorso in caso di crisi idriche o di rilocalizzazioni di fonti attualmente sfruttate.

I criteri utilizzati per l'individuazione delle R.I.S.E. hanno tenuto conto della elevata qualità della risorsa idrica e della sua buona potenzialità produttiva: tali caratteristiche sono state desunte da studi pregressi e dai dati del monitoraggio regionale adeguatamente ripresi, valorizzati e rielaborati nell'ambito degli studi del Piano di Tutela delle Acque.

Sulla base dei criteri sopra esposti e della delimitazione effettuata alla Tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque viene considerato idoneo all'installazione di sonde geotermiche esclusivamente al di sopra della base dell'acquifero superficiale l'intero territorio dei seguenti Comuni:

- Mandello Vitta (NO) e Castellazzo Novarese (NO);
- Druento (TO) e La Cassa (TO);

<sup>63</sup> Al momento della redazione del presente PEAR è in corso la redazione del Piano Regionale delle Attività Estrattive, che individuerà ad una scala di grande dettaglio i poli estrattivi. Tali poli, una volta approvato il PRAE potranno sostituire le "aree oggetto di autorizzazione di cava" nell'elenco delle *aree di esclusione*.



- Pinerolo (TO) e San Secondo di Pinerolo (TO);
- Pancalieri (TO) e Villafranca Piemonte (TO)
- Cavallermaggiore (CN), Bra (CN) e Sanfrè (CN);
- Predosa (AL).

### 3. Zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale

I campi pozzi d'interesse regionale, individuati nel Piano di Tutela delle Acque (articolo 24 e Allegato 9 delle Norme di Piano, Tavola di Piano n. 8), approvato con D.C.R. n. 117-10731 del 13/03/07, sono definiti come un insieme contiguo di opere di approvvigionamento di acqua destinata al consumo umano che per l'ubicazione, la potenzialità e la qualità degli acquiferi captati nonché il numero di utenti serviti presentano rilevanza strategica a scala regionale; l'individuazione proposta nel Piano di Tutela delle Acque comprende tutti i campi pozzi da cui viene derivato un volume superiore a 5.000.000 m<sup>3</sup> all'anno; le aree contenenti i campi pozzi d'interesse regionale sono rappresentate nella Tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque come l'involuppo delle aree di salvaguardia dei singoli pozzi definite con il criterio geometrico di cui alla normativa statale.

La perimetrazione degli areali intorno ai campi pozzi d'interesse regionale è stata perseguita attraverso l'approccio metodologico sotto riportato, che consiste nell'applicazione alle aree contenenti i campi pozzi d'interesse regionale dei seguenti criteri:

- un cerchio di raggio 3 Km con centro nel punto idrogeologicamente più a monte posto sul perimetro dell'area contenente il campo pozzi d'interesse regionale;
- un cerchio di raggio 1,5 Km con centro nel punto idrogeologicamente più a valle posto sul perimetro dell'area contenente il campo pozzi d'interesse regionale;
- nei casi in cui il cerchio di raggio 1,5 km sia contenuto all'interno del cerchio di raggio 3 km, vengono cautelativamente utilizzati i limiti del cerchio più esterno.

Sono stati considerati i fogli di mappa ricadenti all'interno di tale areale per più del 50% della loro superficie.

I campi pozzi d'interesse regionale "C.na Bonoma" Cantarana (AT) e "Daghina" Ferrere (AT) e S. Damiano d'Asti (AT) non sono stati ricompresi nei criteri di cui sopra in quanto ricadono nelle aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano di cui al precedente punto 3.2.1 considerate non idonee all'installazione di sonde geotermiche verticali.

Tra i campi pozzi d'interesse regionale individuati – ad oggi – sono state ridefinite con specifico provvedimento regionale ai sensi del regolamento regionale 11.12.2006 n. 15/R recante "Disciplina delle aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano (legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)", le aree di salvaguardia del campo-pozzi di località Terranova, ubicato nel Comune di Casale Monferrato (AL) – determinazione n. 50 del 19/02/2016 – e del campo-pozzi di Cascina Giarrea, ubicato nel Comune di Saluggia (VC) – determinazione n. 335 del 21/07/2017.

Si riportano di seguito le tabelle con l'elenco dei fogli di mappa e gli stralci cartografici delle zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale; dove sono rappresentati in blu le singole

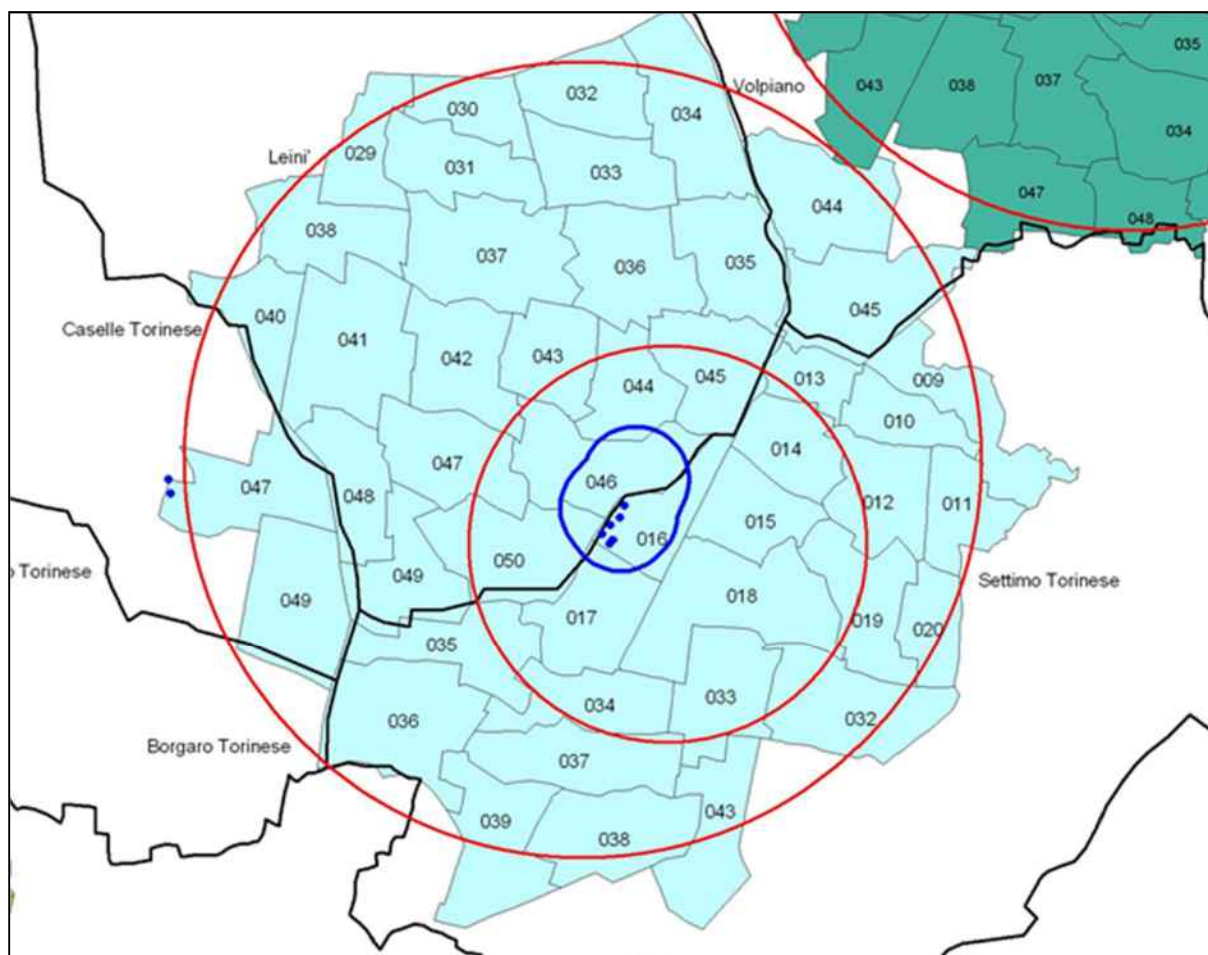


captazioni e le aree contenenti i campi pozzi d'interesse regionale e in rosso i due cerchi delimitati con i criteri sopra riportati.



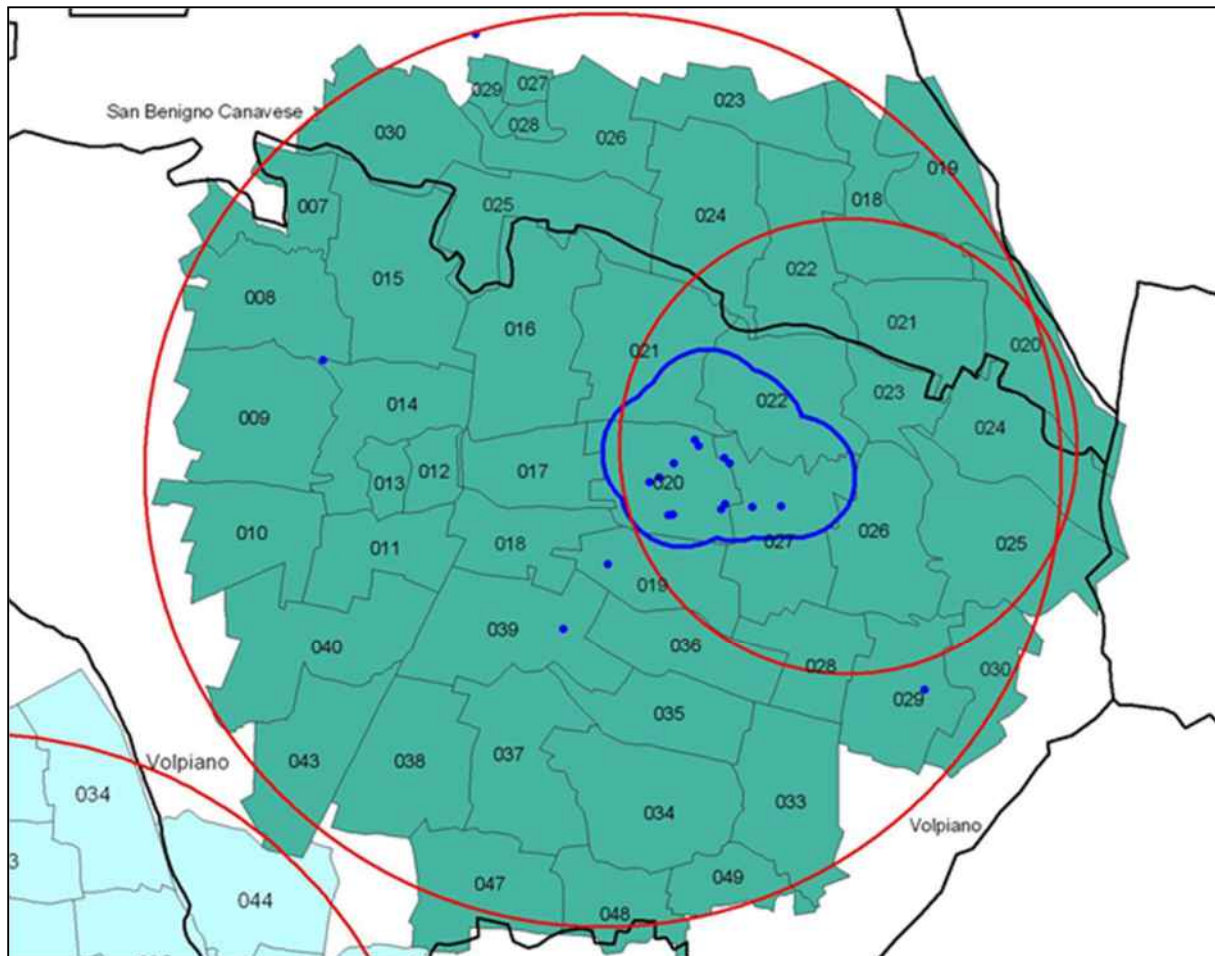
**Elenco dei fogli di mappa individuati all'interno delle zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale, così come individuati nel Piano di Tutela delle Acque**

CAMPO POZZI "FORNACINO" SETTIMO TORINESE (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001063	Caselle Torinesi	047;049
TO	001130	Leini	029; 030; 031; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 040; 041; 042; 043; 044; 045; 046; 047; 048; 049; 050
TO	001265	Settimo Torinese	009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 043
TO	001314	Volpiano	044; 045



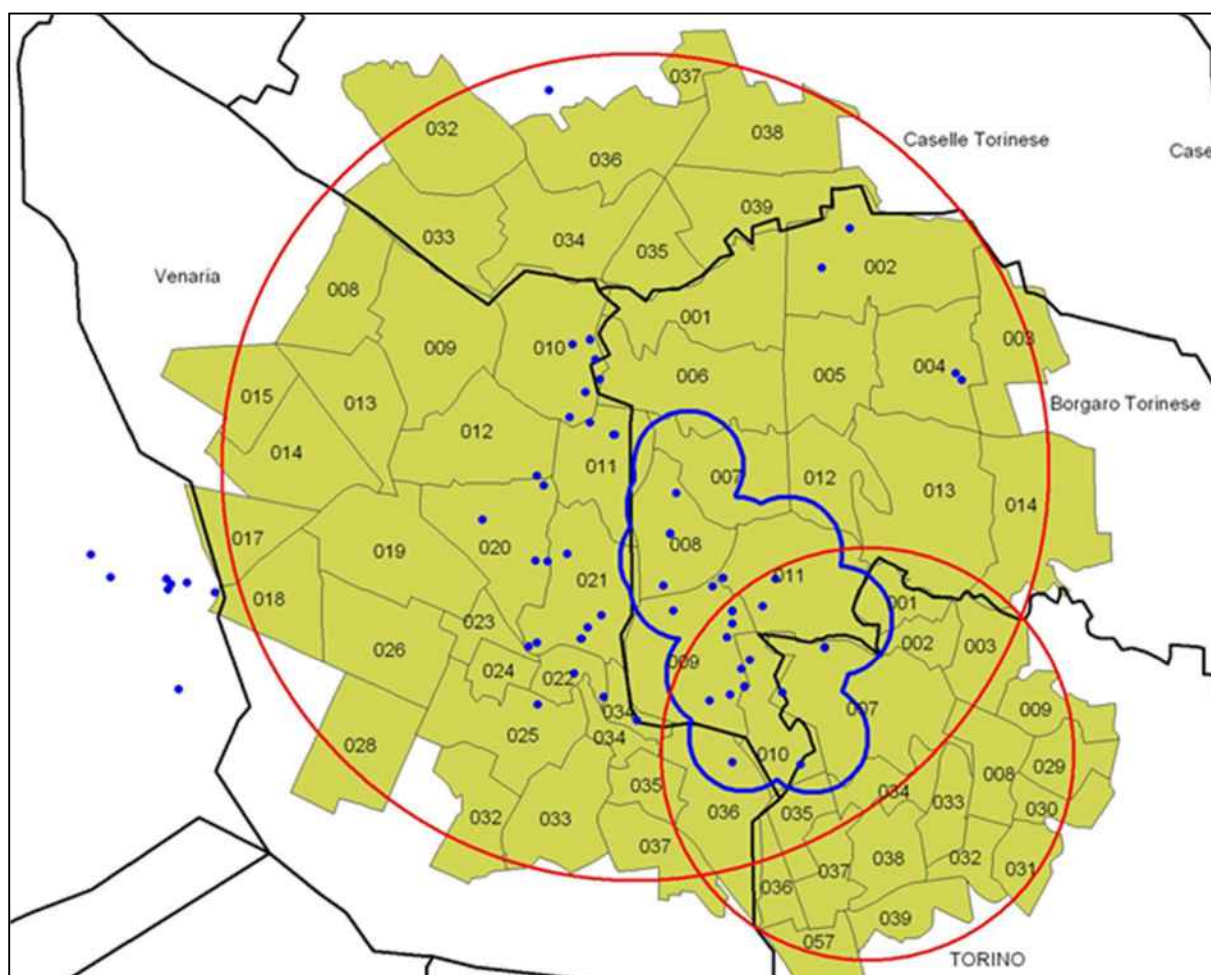


CAMPO POZZI "CENTRALE SMAT" VOLPIANO (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001236	San Benigno Canavese	018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030
TO	001314	Volpiano	007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 040; 043; 047; 048; 049





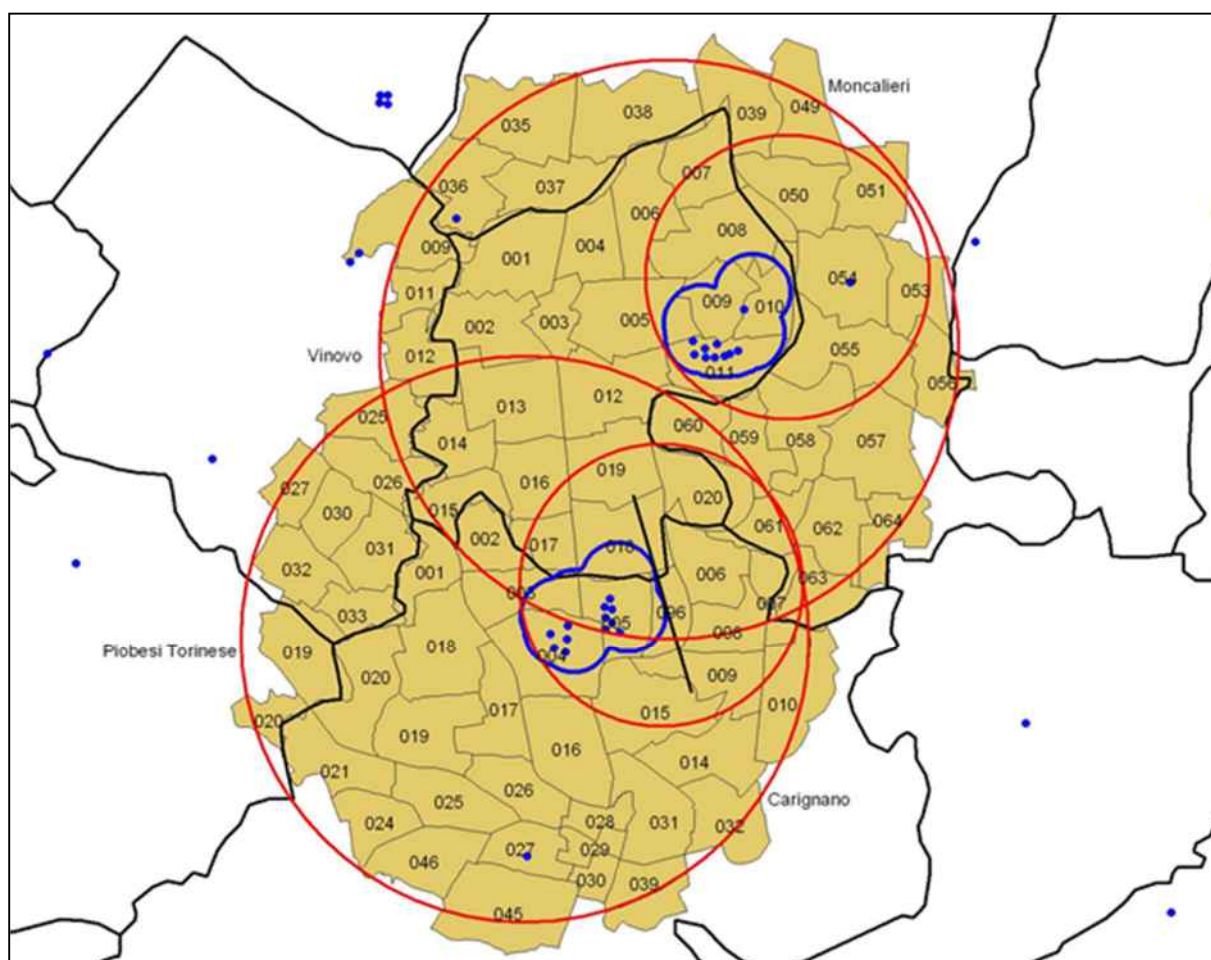
CAMPO POZZI "CRAVARIO/PONTE STURA" BORGARO TORINESE (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001028	Borgaro Torinese	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014
TO	001063	CaselleTorinese	032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039
TO	001272	Torino	001; 002; 003; 007; 008; 009; 029; 030; 031; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 057
TO	001292	Venaria	008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 028; 032; 033; 034; 035; 036; 037





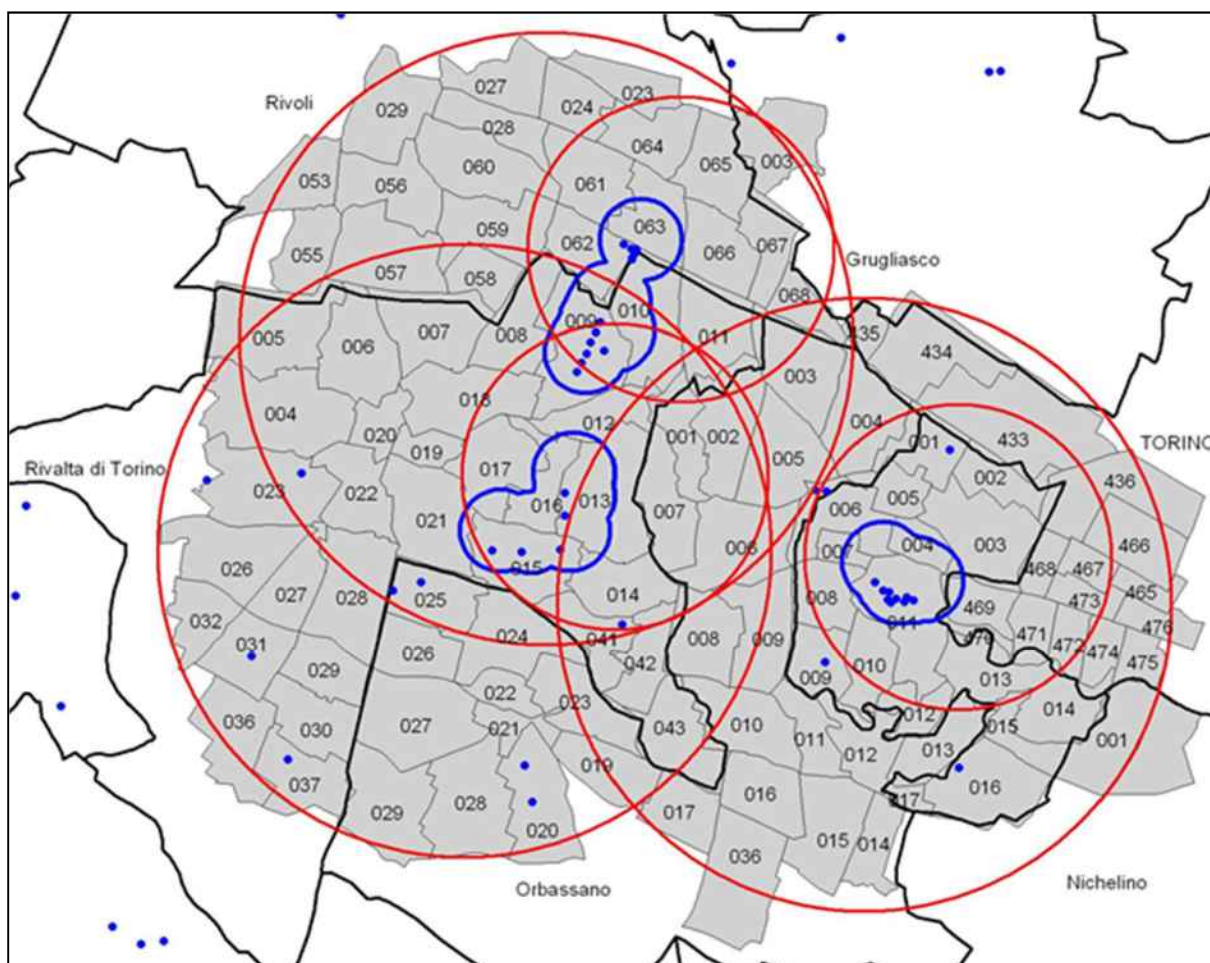


CAMPI POZZI CARIGNANO (TO) - LA LOGGIA (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001058	Carignano	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 039; 045; 046; 096
TO	001127	La Loggia	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020
TO	001156	Moncalieri	035; 036; 037; 038; 039; 049; 050; 051; 053; 054; 055; 056; 057; 058; 059; 060; 061; 062; 063; 064
TO	001193	Piobesi Torinese	019; 020
TO	001309	Vinovo	009; 011; 012; 025; 026; 027; 030; 031; 032; 033



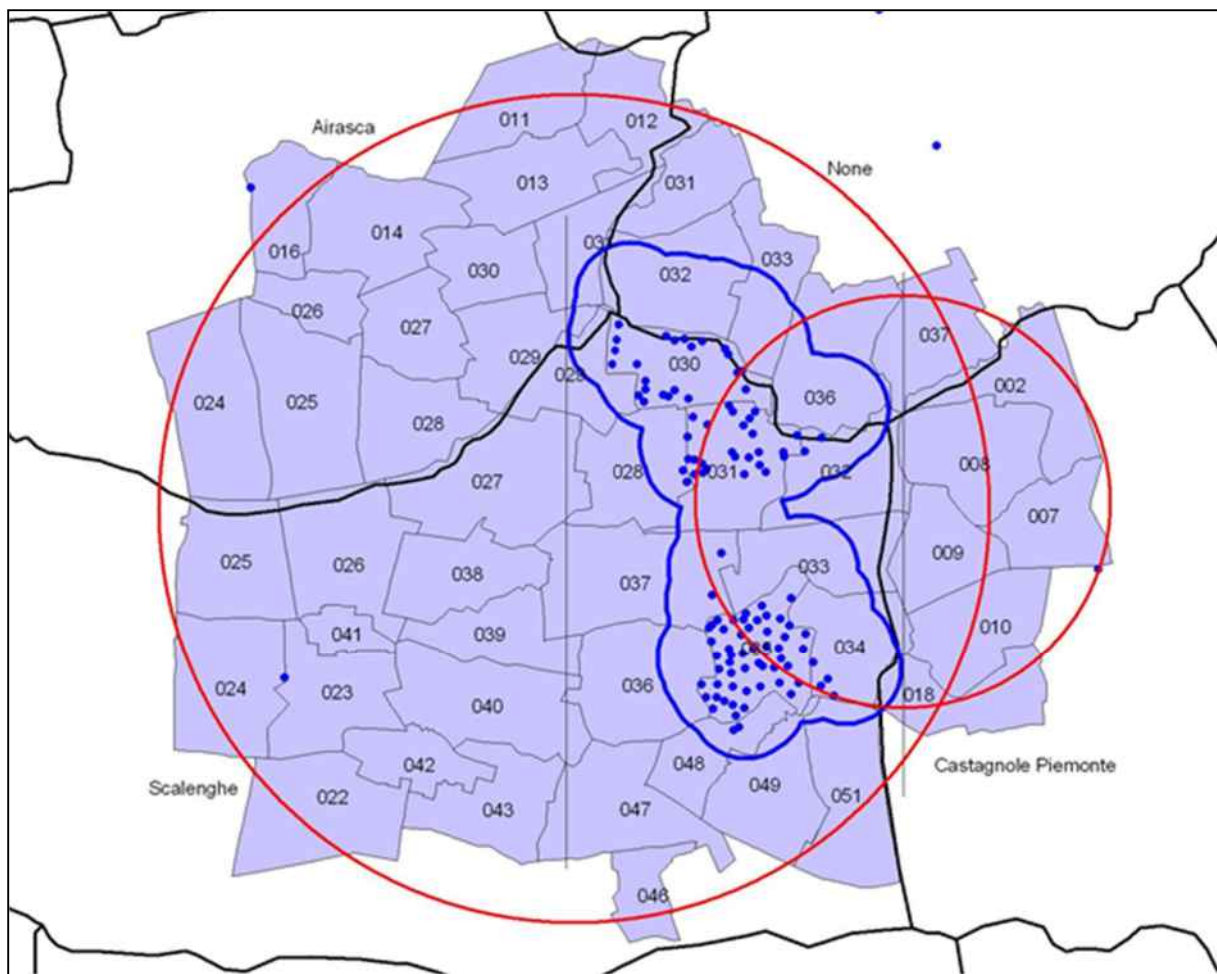


CAMPI POZZI "CAMPO FREGOSO/DOIRONE/C.NA ROMANA" RIVALTA DI TORINO (TO) - "C.NA ROMANA" BEINASCO (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001024	Beinasco	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017
TO	001120	Grugliasco	003
TO	001164	Nichelino	001
TO	001171	Orbassano	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 036
TO	001214	Rivalta di Torino	004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 036; 037; 041; 042; 043
TO	001219	Rivoli	023; 024; 027; 028; 029; 053; 055; 056; 057; 058; 059; 060; 061; 062; 063; 064; 065; 066; 067; 068
TO	001272	Torino	433; 434; 435; 436; 465; 466; 467; 468; 469; 470; 471; 472; 473; 474; 475; 476



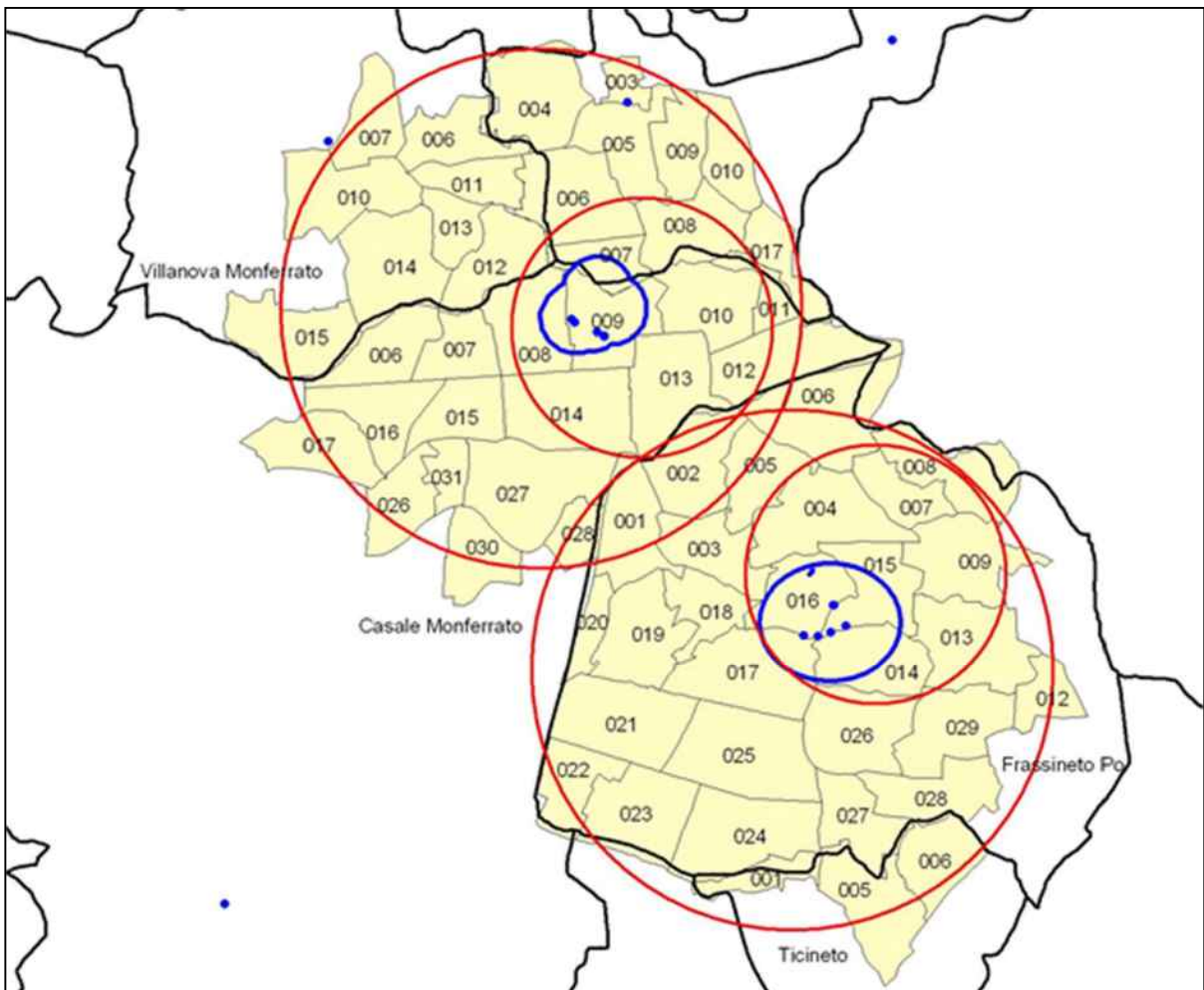


CAMPO POZZI "LE PRESE/SBARRE" SCALENGHE (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001002	Airasca	011; 012; 013; 014; 016; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 031
TO	001065	Castagnole Piemonte	002; 007; 008; 009; 010; 018
TO	001168	None	031; 032; 033; 036; 037
TO	001260	Scalenghe	022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 040; 041; 042; 043; 046; 047; 048; 049; 051



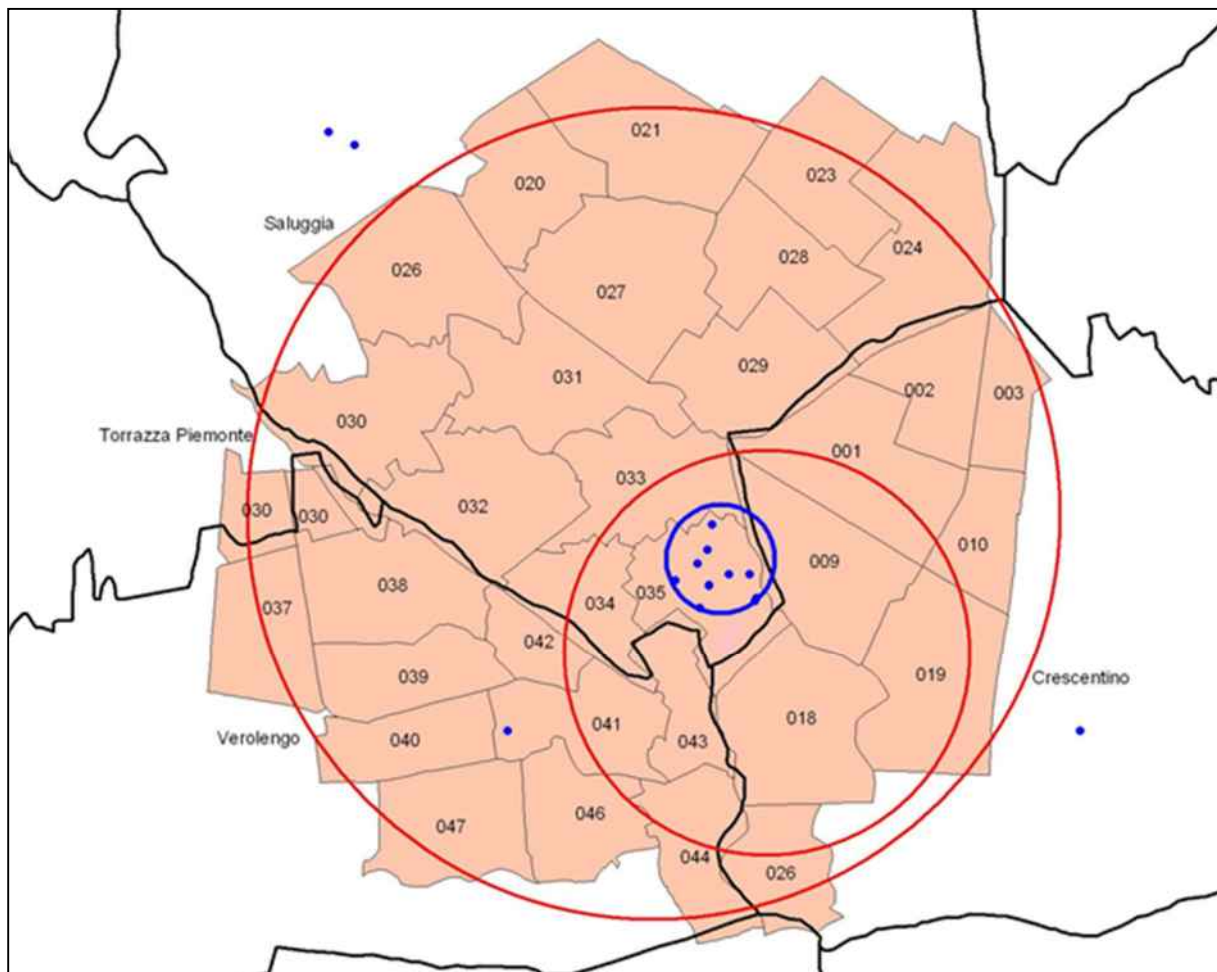


CAMPI POZZI "C.NA BETLEMME" FRASSINETO PO (AL) - "TERRANOVA" CASALE MONFERRATO (AL)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
VC	002082	Motta dei Conti	003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 017
AL	006039	Casale Monferrato	006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 026; 027; 028; 030; 031
AL	006073	Frassineto Po	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029
AL	006173	Ticineto	001; 005; 006
AL	006185	Villanova Monferrato	006; 007; 010; 011; 012; 013; 014; 015





CAMPO POZZI "C.NA GIARREA" SALUGGIA (VC)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001273	Torrazza Piemonte	030
TO	001293	Verolengo	030; 037; 038; 039; 040; 041; 042; 043; 044; 046; 047
TO	002049	Crescentino	001; 002; 003; 009; 010; 018; 019; 026
VC	002128	Saluggia	020; 021; 023; 024; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 033; 034; 035





## ALLEGATO III: SCHEMA DI LINEE GUIDA PER LA DEFINIZIONE DEL PIANO PER LO SVILUPPO DEL TELERISCALDAMENTO

<u>SCHEMA DI LINEE GUIDA PER LA DEFINIZIONE DEL PIANO PER LO SVILUPPO DEL TELERISCALDAMENTO NEI COMUNI, DI CUI ALL'ART. 22, C. 3, DEL D.LGS. 28/2011.....</u>	<u>74</u>
RIFERIMENTI NORMATIVI E CAMPO DI APPLICAZIONE IN PIEMONTE.....	74
SETTORI DI ATTIVITÀ.....	75



## **Schema di linee guida per la definizione del Piano per lo Sviluppo del teleriscaldamento nei Comuni, di cui all'art. 22, c. 3, del D.Lgs. 28/2011**

### **Riferimenti normativi e campo di applicazione in Piemonte.**

Al fine di favorire uno sviluppo locale di sistemi di teleriscaldamento correlati con le specificità del territorio, l'art. 22, c. 2 del Decreto legislativo n. 28/2011 ha previsto che *"in sede di pianificazione e progettazione, anche finalizzate a ristrutturazioni di aree residenziali, industriali o commerciali, [...], i Comuni verificano la disponibilità di soggetti terzi ad integrare apparecchiature e sistemi di produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili e di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, anche alimentate da fonti rinnovabili"*.

Il legislatore nazionale ha poi previsto che, per valorizzare le ricadute dell'azione di pianificazione e verifica di cui sopra, "i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti definiscono, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti ad incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. [...]" Tale facoltà viene altresì lasciata ai Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, che possono definire piani in forma associata.

Siffatti piani dovranno, poi, essere elaborati anche in coerenza e sulla base delle informazioni raccolte dal GSE, opportunamente rese disponibili al territorio, nell'ambito dell'elaborazione "del rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti [...]", da presentare entro il 31.10.2015, ai sensi dell'art. 10, c. 1 del Decreto legislativo 102/2014.

I Comuni In Piemonte assoggettati all'obbligo di cui all'art. 22, c. 3 del D.Lgs. 28/2011 sono:

- Torino
- Novara
- Alessandria
- Asti
- Moncalieri
- Cuneo
- Collegno

Possono altresì considerarsi interessabili all'attività pianificatoria "i Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, [...], anche in forma associata, avvalendosi dell'azione di coordinamento esercitata dalle Province", tra cui, in particolare, i seguenti Comuni, la cui popolazione è compresa tra 49.999 e 47.500 abitanti e che nei prossimi anni potrebbero subire processi di incremento demografico, tali da essere assoggettati all'obbligo:

- Rivoli
- Nichelino
- Settimo T.se.



Inoltre, la redazione da parte dei Comuni, in forma singola o associata, dei Piani di Sviluppo del teleriscaldamento può costituire elemento qualificante e attuativo dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES), laddove predisposti, in esito all'adesione volontaria al Patto dei Sindaci, nonché della strategia regionale di conseguimento al 2020 degli obiettivi di *BurdenSharing*.

In ogni caso, i Piani di cui trattasi possono costituire validi strumenti di supporto alle decisioni del Comune, atti a consentire una corretta conoscenza dei principali fattori che possono efficacemente contribuire ad una scelta consapevole del Comune in materia di sviluppo del teleriscaldamento, eventualmente correlato allo sfruttamento della FER (biomasse, solare termico, geotermia a bassa entalpia con pompe di calore), nonché rappresentare un quadro di riferimento per le successive eventuali proposte progettuali presentate dagli operatori del settore.

Il presente documento, pertanto, intende costituire un primo supporto, sotto forma di schema, ai fini dell'effettuazione di una ricognizione sugli elementi indispensabili che si rende necessario investigare e sui dati che giocoforza debbono essere collezionati per poter approcciare un'attività di pianificazione in materia di sviluppo di sistemi di teleriscaldamento.

## Settori di attività

*Ricognizione sulle caratteristiche principali della domanda di energia termica esistente e programmata (espansioni urbanistiche previste), raccogliendo per ciascun edificio i seguenti dati nell'ambito di un database georiferito (mappatura).*

1. Dati Comune
  - 1.1 Codice Comune
  - 1.2 Zona climatica [E, F]
  - 1.3 Gradi giorno del Comune
  - 1.4 Superficie del territorio comunale
  - 1.5 Numero abitanti del Comune
  - 1.6 Consumi di gas naturale, gasolio, altri combustibili per riscaldamento e calore da TLR nel settore residenziale e terziario pubblico aggregati per Comune
  
2. Dati correlati all'ubicazione del singolo edificio
  - 2.1 Tipo località [1: centro abitato; 2: nucleo abitato; 3: case sparse]
  - 2.2 Codice sezione censimento ISTAT
  - 2.3 Codice edificio
  - 2.4 Codice che identifica il tipo di edificio (residenziale, terziario pubblico, piscina, ...)
  - 2.5 Coefficiente di edificazione per le aree di prevista urbanizzazione [ $m^3/m^2$ ]
  - 2.6 Classe energetica degli edifici di prevista edificazione [A, B, ...]





3. Dati correlati agli elementi costruttivi e ad altre informazioni dimensionali del singolo edificio
  - 3.1 Anno di costruzione dell'edificio
  - 3.2 Superficie (totale o in pianta) dell'edificio [m<sup>2</sup>]
  - 3.3 Numero di piani [1,2, 3, ...,10]
  - 3.4 Volumetria (superficie totale x h utile; oppure superficie in pianta x h utile x n. piani) dell'edificio [m<sup>3</sup>]
  - 3.5 Tipo di occupazione [1<sup>a</sup> casa; 2<sup>a</sup> casa; uffici, etc]
  - 3.6 Profilo di occupazione [settimanale (1/7); giornaliero (1/24)]
  
4. Dati correlati all'impianto energetico dell'edificio con dettaglio del combustibile utilizzato e dei consumi energetici annui
  - 4.1.1 Riscaldamento centralizzato
  - 4.1.2 Riscaldamento autonomo nelle singole unità abitative
  - 4.1.3 Nessun impianto di riscaldamento
  - 4.1.4 Teleriscaldamento  [MWh]
  - 4.1.5 Impianto a metano  [Sm<sup>3</sup>] [MWht]
  - 4.1.6 Impianto a gasolio  [litri] [MWht]
  - 4.1.7 Impianto a olio combustibile  [litri] [MWht]
  - 4.1.8 Impianto a GPL  [litri] [MWht]
  - 4.1.9 Impianto a biomassa  [tonnellate] [MWht]
  - 4.1.10 Impianto a carbone  [tonnellate] [MWht]
  - 4.1.11 Impianto a energia elettrica  [MWhe]
  - 4.1.12 Impianto a energia solare  [MWht]
  - 4.1.13 Impianto a geotermia con pompe di calore  [MWht]
  - 4.2 Anno di costruzione dell'impianto
  - 4.3 Vigenza di un contratto di gestione calore/servizio energia [scadenza .../.../...]
  - 4.4 Potenza del sistema di generazione [kWt; kWe]
  - 4.5 Tipologia del sistema di distribuzione [colonne montanti; a isola; ...]
  - 4.6 Presenza e tipologia di sistemi di contabilizzazione del calore
  - 4.7 Presenza e tipologia di sistemi di regolazione
  - 4.8 Tipologia di terminali di erogazione del calore
  
5. Dati relativi ai Piani di sviluppo PRGC
  - 5.1 Zone industriali con un consumo annuo di riscaldamento > 20 GWh



- 5.2 Previsione di nuove aree industriali con localizzazione di processi produttivi fortemente energivori
- 5.3 Coefficiente di edificazione per le aree di prevista urbanizzazione [ $m^3/m^2$ ]
- 5.4 Classe energetica degli edifici di prevista edificazione [A, B, ...]
6. Dati correlati alla presenza di potenziali baricentri di utilizzazione energetica, ovvero di poli concentrati di domanda energetica (termica ed elettrica) che possano fungere da poli di attrazione nella localizzazione di impianti di generazione/cogenerazione a servizio di una pluralità di utenze collegate a una rete di TLR
- 6.1 Ospedali
- 6.2 Complessi scolastici (caratterizzati dalla presenza scuole di diverso ordine e grado organizzate in più edifici e su consistenti volumetrie) e complessi sportivi (con piscina)
- 6.3 Unità produttive caratterizzate da forti fabbisogni di energia termica (settore cartario, alimentare, ...)

Tipologia di utenza	
Indirizzo	

Caratteristiche edificio	
Volumetria ( $m^3$ )	
Superficie ( $m^2$ )	
Anno di costruzione	
Interventi di riqualificazione energetica effettuati	
Fabbisogno energetico medio (MWht) <sup>64</sup>	

Caratteristiche degli impianti					
Impianto	Tipologia	Anno	Combustibile	Potenza termica erogata	Potenza focolare nominale
Caldaia 1					
Caldaia 2					
Caldaia 3					
Caldaia ACS					

<sup>64</sup>Il fabbisogno medio di energia termica potrà essere stimato sulla base dei consumi di energia primaria e dei rendimenti dei processi di trasformazione



Cogenerazione					
SST TLR 1					Na
SST TLR 2					na

Utilizzo energia termica	Fluido vettore (H <sub>2</sub> O calda/vapore)	Quantità (litri/kg)
Climatizzazione		
Usi tecnologici		
Processo produttivo		

Consumi annui	2012	2013	2014
Gasnaturale (Sm <sup>3</sup> )			
Gasolio (litri)			
Gpl (litri)			
Cippato (tonnellate)			
Teleriscaldamento (MWh)			
Energia elettrica (MWh)			

*Ricognizione sulle principali caratteristiche dell'offerta di energia in impianti e infrastrutture esistenti o in programma di rilevanza territoriale, raccogliendo i seguenti dati nell'ambito di un database georiferito (mappatura).*

7. Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) esistente

7.1 Anno d'installazione

7.2 Potenza elettrica installata [kWe]

7.3 Potenza termica installata [kWt]

7.4 Energia elettrica lorda prodotta nell'ultima annualità di esercizio [MWhe/anno]

7.5 Energia termica utile recuperata nell'ultima annualità di esercizio [MWht/anno]

7.6 Tipologia di combustibile utilizzato

7.7 Tipologia d'impianto:

7.7.1 Turbina a gas a ciclo combinato

7.7.2 Turbina a gas con recupero di calore

7.7.3 Turbina a vapore a contropressione

7.7.4 Turbina di condensazione a estrazione di vapore

7.7.5 Motore a combustione interna

7.7.6 Termovalorizzatore di rifiuti

7.7.7 Altro



- 7.8 Unità abbinata a rete di teleriscaldamento
- 7.9 Quantità di energia termica ceduta alla rete di TLR [MWht]
  
- 8. Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) in progetto
  - 8.1 Anno previsto d'entrata in esercizio
  - 8.2 Potenza elettrica prevista
  - 8.3 Potenza termica prevista
  - 8.4 Unità abbinata a soddisfacimento di fabbisogno termico di processo
  - 8.5 Unità abbinata a soddisfacimento di fabbisogno elettrico di processo
  - 8.6 Unità abbinata a rete di teleriscaldamento
  - 8.7 Quartiere o frazione che si prevede di riscaldare
  - 8.8 Stime di volumetria riscaldata
  - 8.9 Stime di potenzialità termica residua
  
- 9. Reti di TLR esistenti e impianti collegati
  - 9.1 Volumetria servita [m<sup>3</sup>]
  - 9.2 Numero di utenze [n° di sst]
  - 9.3 Energia erogata a clienti [MWht/anno]
  - 9.4 Lunghezza reti [km]
  - 9.5 Temperatura fluido termovettore [°C]
  - 9.6 Energia immessa in rete [MWht]
    - 9.6.1 di cui da combustibili fossili [MWht]
    - 9.6.2 di cui da FER [MWht]
    - 9.6.3 di cui da CAR [MWht]
    - 9.6.4 di cui da termovalorizzazione [MWht]
    - 9.6.5 di cui da stoccaggi termici [MWht]
  - 9.7 Potenza termica installata totale [MW]
    - 9.7.1 di cui da combustibili fossili [MW]
    - 9.7.2 di cui da FER [MW]
    - 9.7.3 di cui da cogenerazione [MW]
    - 9.7.4 di cui da termovalorizzazione [MW]
    - 9.7.5 di cui da stoccaggi termici [MW]
  
- 10. Reti di TLR in progetto e impianti collegati
  - 10.1 Anno previsto d'entrata in esercizio



- 10.2 Volumetria servita prevista[m<sup>3</sup>]
- 10.3 Numero previsto di utenze [n° di sst]
- 10.4 Potenza termica prevista [MW]
  - 10.4.1 di cui da combustibili fossili [MW]
  - 10.4.2 di cui da FER [MW]
  - 10.4.3 di cui da cogenerazione [MW]
  - 10.4.4 di cui da termovalorizzazione [MW]
  - 10.4.5 di cui da stoccaggi termici [MW]

## 11. Impianti industriali con potenzialità residua di recupero di calore

- 11.1 Tipologia d'impianto
- 11.2 Potenza termica installata [MWt]
- 11.3 Potenza termica erogata al processo produttivo [MWt]
- 11.4 Potenza termica residua recuperabile [MWt]
- 11.5 Altre utenze termiche prossime all'impianto

## 12. Disponibilità di risorse rinnovabili e rifiuti

- 12.1 Disponibilità di biomasse forestali nei bacini di approvvigionamento rappresentati sulla base di un raggio di 30 km dal Comune interessato [tonnellate]
- 12.2 Quantità di energia primaria contenuta nella biomassa agroforestale approvvigionabile nei bacini di cui sopra [tep]
- 12.3 Previsione del piano d'ambito regionale, in coerenza con le indicazioni e i criteri stabiliti dal piano regionale, in ordine alla realizzazione di impianti di termovalorizzazione di rifiuti nei singoli bacini di produzione [MW]
- 12.4 Disponibilità di biomasse di scarto in distretti agricoli e industriali [tipologia e tonnellate]
- 12.5 Previsione di utilizzo del calore geotermico tramite reti di teleriscaldamento [MW]

*Individuazione del potenziale tecnico inteso come domanda aggregata di calore che potrebbe essere soddisfatta tramite l'offerta di calore prodotto da sistemi efficienti*

## 13. Lato domanda

- 13.1 Quantificazione del fabbisogno di energia termica espressione di un'aggregazione di utenze termiche esistenti (cluster di edifici) caratterizzate da classi di volumetria ritenute d'interesse, da impianti di riscaldamento centralizzati, dalla eventuale vicinanza ad un baricentro di utilizzazione energetica [MWht/anno]
- 13.2 Quantificazione del fabbisogno atteso di energia termica espressione di un'area di futura edificazione, caratterizzata da un coefficiente di edificabilità ritenuto d'interesse e da edifici di una data classe energetica [MWht/anno]



14. Lato offerta

14.1 Sviluppo della produzione di calore da cogenerazione ad alto rendimento attraverso l'ammodernamento di impianti industriali/terziari e/o la realizzazione di nuovi impianti [MWht/anno]

14.2 Razionalizzazione sotto il profilo dell'efficienza energetica delle reti di TLR e massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione in impianti esistenti o in programma [MWht/anno]

14.3 Risparmio di energia primaria correlato all'efficientamento di impianti di cogenerazione/generazione e trasporto/distribuzione [MWht/anno]

15. Potenziale tecnico

15.1 ..... [MWht/anno]

15.2 ..... [m<sup>3</sup>]

15.3 Georeferenziazione del cluster di utenze termiche considerate

15.4 Abbinamento a rete TLR esistente

15.5 Aggregazione a baricentro di utilizzazione energetica

*Ricognizione dei vincoli presenti nei Comuni oggetto d'indagine*

16. Zonizzazione correlata al Piano regionale della Qualità dell'Aria

16.1 Comune in area critica, ai sensi della DGR n. ....

16.2 Comune in area non critica, ai sensi della DGR n. ....

17. Vincoli paesaggistici ai sensi del D.Lgs. 42/2004 sulle aree edificate oggetto d'indagine

17.1 Vincoli ai sensi dell'art. yyy

17.2 Vincoli ai sensi dell'art. xxx

17.3 Altri vincoli stabiliti dal PRGC (zonizzazione acustica, fasce di rispetto varie, ...)

18. Elenco delle autorizzazioni/permessi/nullaosta da ottenere ai fini della realizzazione di un impianto generazione/cogenerazione abbinato a una rete di TLR

18.1 Autorizzazione unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 e ss.mm.ii.

18.2 Autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 115/2008

18.3 Autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 20/2007

18.4 Procedura Abilitativa semplificata (PAS)

18.5 Autorizzazione del Comune alla realizzazione di una rete di TLR

18.6 Verifica provinciale di assoggettabilità a VIA per reti TLR > 20 km





## ALLEGATO IV: CAMBIAMENTO CLIMATICO ED ENERGIA

<b><u>LA PRODUZIONE DI ENERGIA E LA MITIGAZIONE DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO.....</u></b>	<b>84</b>
<b>L'INFLUENZA DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO SULLA PRODUZIONE ENERGETICA E SUI CONSUMI .....</b>	<b>87</b>
<b><u>GLI SCENARI CLIMATICI FUTURI AL 2030 SUL PIEMONTE .....</u></b>	<b>88</b>
<b>METODOLOGIA (PERIODO DI RIFERIMENTO 1986-2005, SCENARIO 2025-2035) .....</b>	<b>88</b>
<b>TEMPERATURE.....</b>	<b>89</b>
<b>PRECIPITAZIONI (CUMULATE ANNUALI E STAGIONALI, NUMERO DI GIORNI PIOVOSI) .....</b>	<b>104</b>
<b>NECESSITÀ DI RISCALDAMENTO E RAFFREDDAMENTO.....</b>	<b>114</b>
<b>ONDATE DI CALDO .....</b>	<b>121</b>
<b><u>GLI IMPATTI POTENZIALI SULLA DOMANDA .....</u></b>	<b>123</b>
<b><u>GLI IMPATTI POTENZIALI SULLA PRODUZIONE.....</u></b>	<b>125</b>
<b><u>GLI IMPATTI POTENZIALI SULLA DISTRIBUZIONE/TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA.....</u></b>	<b>127</b>
<b><u>LE AZIONI DI ADATTAMENTO.....</u></b>	<b>128</b>

Con la collaborazione di ARPA Piemonte, dipartimento Rischi Naturali e Ambientali





## La produzione di energia e la mitigazione del cambiamento climatico

Il V Rapporto del Panel Intergovernativo su Cambiamenti Climatici<sup>65</sup>, pubblicato a fine 2013, ha messo in evidenza come il riscaldamento globale che è stato misurato nell'ultimo secolo sia inequivocabilmente (con una confidenza del 95%) attribuibile alle emissioni di gas climalteranti di origine antropica, gas che trattengono in maniera consistente la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, prima fra tutte l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), seguita dal protossido di azoto (N<sub>2</sub>O) e dal metano (CH<sub>4</sub>).

Lo stesso rapporto fa una valutazione dettagliata dell'incremento delle emissioni a livello globale, evidenziando come la concentrazione dei principali gas serra sia aumentata a livelli mai raggiunti negli ultimi 800.000 anni: quella di anidride carbonica è aumentata del 40% dal periodo pre-industriale, a causa delle emissioni dovute all'utilizzo di combustibili fossili, alla produzione di cemento e al contributo netto dato dalle modifiche dell'uso del suolo, quella del metano del 150% e quella del protossido di azoto del 20%.

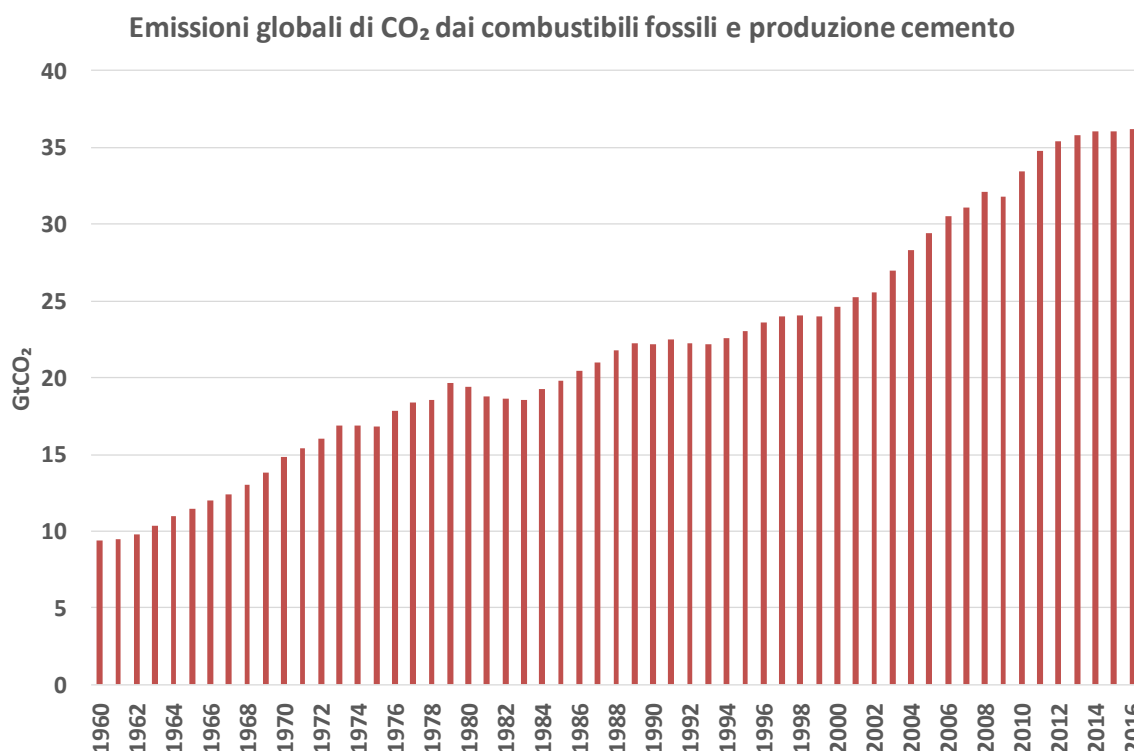


Figura 1 Andamento delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> dal 1960 al 2016 derivante dall'utilizzo dei combustibili fossili (produzione di energia e industria). Fonte: Global Carbon Atlas<sup>66</sup>

A livello di emissioni globali, si stima che dal 1750 al 2015, le emissioni antropogeniche di CO<sub>2</sub> dall'utilizzo di combustibili fossili e produzione di cemento abbiano rilasciato circa 410 GtC (miliardi di tonnellate di carbonio) in atmosfera, mentre la deforestazione e le modifiche all'uso del suolo circa

<sup>65</sup>IPCC , Climate Change-The psysical Science Basis, 2013

<sup>66</sup><http://www.globalcarbonatlas.org>



190 GtC. Di queste emissioni antropogeniche cumulative, 260 GtC si sono accumulate in atmosfera, 175 GtC sono state assorbite dagli oceani, che stanno registrando una significativa acidificazione, e 165 GtC dagli ecosistemi naturali terrestri. Le emissioni continuano ad aumentare a livello globale: quelle derivanti dall'utilizzo dei combustibili fossili e dall'industria sono stimate aver raggiunto, nel 2017,  $36,8 \pm 2$  GtCO<sub>2</sub>, circa il 62% in più rispetto ai livelli del 1990 e il 2% in più rispetto al 2016, dopo tre anni in cui le emissioni globali risultavano pressochè stabili.

Con il Rapporto Speciale presentato l'8 ottobre 2018 - *Riscaldamento globale di 1,5°C, un rapporto speciale dell'IPCC sugli impatti del riscaldamento globale di 1,5°C rispetto ai livelli del periodo pre-industriale e sui relativi percorsi di emissioni di gas serra, in un contesto mirato a rafforzare la risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici, allo sviluppo sostenibile e agli sforzi per sconfiggere la povertà* - l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha puntato l'accento sul fatto che è necessario limitare il riscaldamento globale al di sotto di 1,5°C per poter dare alle persone e agli ecosistemi maggiore possibilità di adattamento ed evitare impatti rilevanti o irreversibili. Questo richiede "rapide e lungimiranti" transizioni in molti settori quali suolo, energia, industria, edilizia, trasporti, e pianificazione urbana. Le emissioni di CO<sub>2</sub> nette globali prodotte dall'attività umana dovrebbero diminuire di circa il 45% rispetto ai livelli del 2010 entro il 2030, raggiungendo lo zero intorno al 2050.

Il comparto energetico risulta essere una delle principali sorgenti di CO<sub>2</sub>. Le emissioni globali di CO<sub>2</sub> dovute alla produzione di energia sono cresciute dell'1,4% nel 2017, raggiungendo il massimo storico di 32,5 Gt, con una ripresa del tasso di crescita dopo tre anni di stazionarietà, in contrasto con la necessità di forte riduzione per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi<sup>67</sup>. L'aumento delle emissioni è stato il risultato della crescita economica, che a livello globale è stimata nel 2017 del 3,7%, dei prezzi più bassi dei combustibili fossili e di un rallentamento delle iniziative nel settore dell'efficienza energetica. Questi tre fattori hanno contribuito a incrementare la domanda globale di energia del 2,1% nel 2017<sup>68</sup>.

In Italia, il rapporto annuale di ISPRA<sup>69</sup> conferma come le emissioni totali di gas serra, in termini di CO<sub>2</sub> equivalente, escludendo le emissioni e gli assorbimenti derivanti dall'uso del suolo e dalle pratiche forestali, siano diminuite dal 1990 al 2016 del 17.5% (da 518 a 428 MtCO<sub>2</sub>eq.). Il gas più importante, la CO<sub>2</sub>, che rappresenta l'81,9% delle emissioni totali nel 2016, mostra una decrescita del 20,4% tra il 1990 e il 2016. Il settore energetico continua ad essere il maggior produttore di CO<sub>2</sub>, con una share, nel 2016, dell'81,1%.

In Piemonte alla produzione di gas serra - in termini di CO<sub>2</sub> equivalente - contribuiscono in misura predominante tre fonti principali: l'industria (42%), il trasporto su strada (23%) e il riscaldamento (17%), come risulta dai dati dell'Inventario Regionale delle Emissioni e riportato nella Relazione sullo

<sup>67</sup>unfccc.int. (2017).The Paris Agreement ([http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9485.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php))

<sup>68</sup>Global Energy & CO2 Status Report 2017. International Energy Agency (<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>)

<sup>69</sup>National Inventory Report 2018 ([www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/national-inventory-report-2018/view](http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/national-inventory-report-2018/view))



Stato dell'Ambiente in Piemonte<sup>70</sup>, le emissioni di sola CO<sub>2</sub> relativamente alla produzione energetica è stimata essere del 14%.

Sempre per quanto concerne invece il Piemonte, si calcola che con riferimento alle sole emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da processi di trasformazione energetica, sulla base delle assunzioni descritte nell'Allegato 5, al 2015 si sono registrate emissioni per circa 24.809 kton. Ove le stesse si confrontino con le emissioni stimate in Piemonte per il 1990, pari a circa 30.995 kton<sup>71</sup>, si evidenzia una riduzione pari a circa il 20%, peraltro in linea con gli obiettivi europei e nazionali. Si può constatare che un sensibile contributo in termini di riduzione delle emissioni nel periodo considerato in Piemonte è stato prodotto dal crollo registratosi nei consumi energetici del settore industriale, per effetto della crisi economica.

L'incremento delle emissioni ha determinato un aumento delle concentrazioni di anidride carbonica in atmosfera, che, a livello globale, sono ormai costantemente al di sopra dei 400 ppm dal mese di novembre del 2015. Nel 2017 hanno raggiunto la media annuale di 406,53 ppm, anche se, per la prima volta da molti anni, il tasso di crescita è lievemente inferiore rispetto a quello degli ultimi anni.

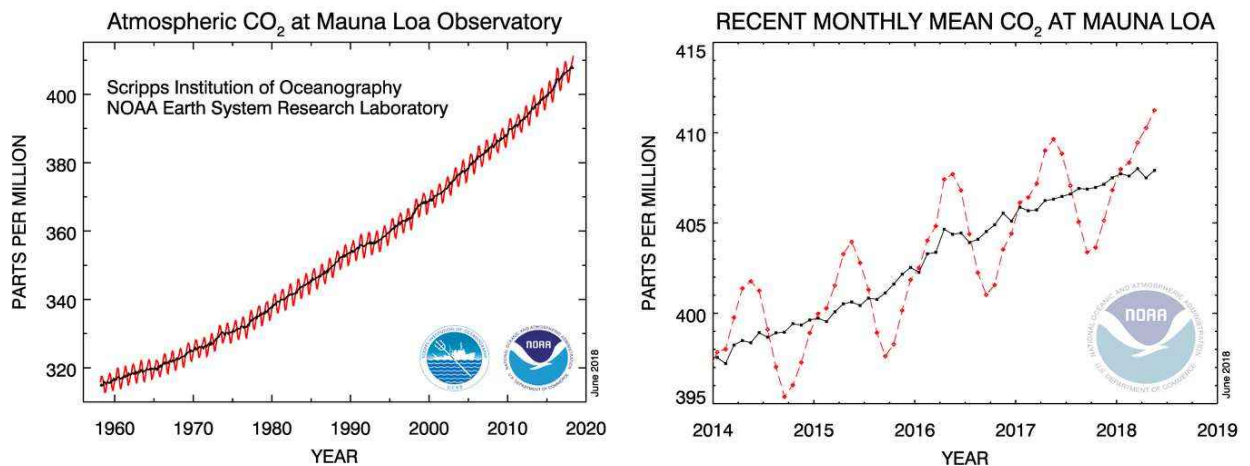


Figura 2 Andamento della concentrazione di CO<sub>2</sub> misurata dall'osservatorio di Manualoa nell'arcipelago della Hawaii, stazione di riferimento della NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) dal 1960 al 2016 (a sinistra) e negli ultimi 5 anni (a destra). In rosso i dati media mensili, in nero i medesimi dati con una correzione applicata per eliminare i trend stagionali.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale, gli scenari e gli indirizzi in esso contenuti, contribuiscono alla riduzione tendenziale delle emissioni a livello regionale in modo significativo, come descritto nell'Allegato 5, favorendo il raggiungimento degli obiettivi sia nazionali, sia regionali.

<sup>70</sup> Relazione sullo Stato dell'Ambiente in Piemonte 2018 <http://relazione.ambiente.piemonte.it/2018/it>

<sup>71</sup> L'ENEA stima per il 1990 in Piemonte emissioni di CO<sub>2</sub> pari a 24.610 kton, a cui devono aggiungersi le emissioni correlate a 952 ktep di consumi di energia elettrica non soddisfatti mediante la generazione regionale. Per il calcolo si è utilizzata la seguente formula:  $950 \text{ ktep} \times 6,71 \text{ kton/ktep} = 6.387 \text{ kton}$ .



## L'influenza del cambiamento climatico sulla produzione energetica e sui consumi

Variazioni del clima conseguenti al rapido incremento della concentrazione di gas serra in atmosfera, dovuto alle emissioni antropiche, sono evidenti sia a livello globale, sia a scale più locali. La distribuzione di tali variazioni non è uniforme sulla superficie terrestre e alcune zone risentono maggiormente dei cambiamenti del clima: le Alpi e l'area mediterranea sono due "hot spot" del cambiamento climatico, aree dove le variazioni saranno maggiori e gli effetti conseguenti più importanti. Sul territorio della regione Piemonte, zona di cerniera tra queste aree particolarmente sensibili, si possono già registrare in modo quantitativo le variazioni del clima (vedi Relazione sullo stato dell'Ambiente in Piemonte<sup>72</sup>), in particolare per quanto riguarda la temperatura e gli eventi estremi di precipitazione, nonché gli impatti che questi determinano sull'ambiente e sulla società.

Il comparto energetico risulta essere potenzialmente interessato dal cambiamento climatico, sia per gli effetti che questo potrà avere sulla produzione di energia, in relazione alla tipologia di impianti e alle reti di distribuzione/trasmissione dell'energia elettrica, sia sui consumi energetici, che possono modificare le esigenze e i comportamenti dei consumatori. Gli impatti possono essere di tipo diretto o indiretto e solo un'attenta analisi interdisciplinare può evidenziarli in modo esaustivo e mettere in luce le possibili linee di azione per contrastare gli impatti negativi. Infatti, nella valutazione dei potenziali impatti, devono essere valutati anche i driver di tipo non climatico, come l'evoluzione tecnologica, i meccanismi di incentivazione, le modifiche socio-economiche della società, che possono influire in modo determinante sulla gravità dell'impatto stesso.

A livello nazionale, nella Strategia di Adattamento al Cambiamento Climatico (SNAC)<sup>73</sup> e nel Piano Nazionale di Adattamento sono delineate alcune problematiche che interessano il parco nazionale degli impianti di produzione di energia, quali: - aumento delle condizioni di scarsità idrica o di siccità meteorologica, che potranno innalzare la temperatura dell'acqua di raffreddamento in ingresso agli impianti e quindi una maggiore richiesta di acqua per garantire l'operatività delle centrali e nel contempo rispettare la normativa vigente, contribuendo ad aumentare i conflitti di utilizzo dell'acqua in periodi di scarsità; - effetti negativi degli eventi estremi sulle reti di approvvigionamento dei combustibili e sulla distribuzione dell'energia.

Per individuare i potenziali impatti e le azioni per mitigarne gli effetti negativi sul comparto energetico, è stata effettuata un'analisi di dettaglio sugli aspetti climatici, sulle caratteristiche della produzione e dei consumi, sugli indirizzi previsti nel PEAR e la loro capacità di incidere sui consumi e sulla produzione. In questo modo è stato possibile evidenziare le azioni che, all'orizzonte temporale del PEAR, possono considerarsi azioni di adattamento al cambiamento climatico, cioè azioni che, in parallelo alla mitigazione, vengono messe in atto per ridurre gli effetti negativi delle variazioni in atto o inevitabili (dovute alle attuali concentrazioni dei gas serra in atmosfera, che hanno un tempo di rimozione dall'atmosfera molto lungo) del clima.

<sup>72</sup> Relazione sullo Stato dell'Ambiente in Piemonte 2018 <http://relazione.ambiente.piemonte.it/2018/it>

<sup>73</sup> Elementi per una Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici  
[http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/clima/snacc\\_2014\\_elementi.pdf](http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/clima/snacc_2014_elementi.pdf)



## Gli scenari climatici futuri al 2030 sul Piemonte

### Metodologia (periodo di riferimento 1986-2005, scenario 2025-2035)

Alla base delle simulazioni di quello che sarà il clima futuro attraverso modelli climatici, in grado di riprodurre la dinamica dell'oceano e dell'atmosfera e di rappresentare in modo più completo possibile tutti i processi di interazione terra-atmosfera, vi sono delle ipotesi sugli scenari emissivi e sulle politiche riduzione dei gas serra che verranno applicate, così da definire degli "emission pathways" che rappresentano l'andamento delle emissioni e della relativa concentrazione dei gas climalteranti in atmosfera nel corso del XXI secolo e più. Gli scenari di riferimento sono attualmente quattro (definiti nell'ambito della stesura del V Rapporto IPCC)<sup>74</sup> e si differenziano per il potenziale di perturbazione del bilancio energetico planetario espresso in termini di Forcing Radiativo. Si definiscono RCP (Representative Concentration Pathways) seguiti da un numero che rappresenta il forcing radiativo (in  $W/m^2$ ), ossia l'alterazione del bilancio tra energia entrante ed energia uscente nel sistema terra-atmosfera dovuta alla diversa concentrazione dei gas serra in atmosfera, includendo anche i processi di feedback e di interazione. Gli scenari considerati in questo lavoro sono l'RCP 8.5, che rappresenta uno scenario a forti emissioni, all'incirca come se il tasso di emissioni fosse come l'attuale, senza azioni di mitigazione, e uno scenario intermedio, RCP 4.5, dove le concentrazioni di  $CO_2$  in atmosfera raggiungono il picco intorno al 2040, e il forcing radiativo si stabilizza a  $4,5W/m^2$  verso la fine del XXI secolo.

Gli scenari modellistici utilizzati sono i medesimi alla base del Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico (PNACC)<sup>75</sup> messi a disposizione dal Centro Euromediterraneo sui Cambiamenti Climatici ([www.cmcc.it](http://www.cmcc.it)). Si tratta di scenari realizzati attraverso un *downscaling dinamico*, ossia utilizzando modelli climatici regionali ad alta risoluzione spaziale in grado di simulare tutti i processi fisici che si verificano in atmosfera e nell'interazione con la superficie terrestre, che operano su una porzione di territorio ridotta. Tali modelli prendono le informazioni al contorno dai modelli globali e dettagliano l'informazione sul proprio dominio geografico. Il modello regionale utilizzato è COSMO-CLM<sup>76</sup> (alla risoluzione di circa 8 km nella configurazione ottimizzata dalla Fondazione Centro EuroMediterraneo sui Cambiamenti Climatici<sup>7778</sup>).

I dati, disponibili su scala giornaliera e a una risoluzione di circa 8km, sono stati ulteriormente adattati alla realtà regionale con l'applicazione di tecniche statistiche che puntano ad eliminare l'errore sistematico, valutato su un periodo di simulazioni del passato. In questo caso è stato

<sup>74</sup>IPCC , Climate Change-The psysical Science Basis, 2013

<sup>75</sup>Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici [http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio\\_immagini/adattamenti\\_climatici/documento\\_pnacc\\_luglio\\_2017.pdf](http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio_immagini/adattamenti_climatici/documento_pnacc_luglio_2017.pdf)

<sup>76</sup>Rockel, B., Will, A., & Hense, A. (2008). The regional climate model COSMO-CLM (CCLM). *Meteorologische Zeitschrift*, 17(4), 347-348.

<sup>77</sup>Bucchignani, E., Montesarchio, M., Zollo, A. L., & Mercogliano, P. (2016). High-resolution climate simulations with COSMO-CLM over Italy: performance evaluation and climate projections for the 21st century. *International Journal of Climatology*, 36(2), 735-756.

<sup>78</sup>Zollo, A. L., Rillo, V., Bucchignani, E., Montesarchio, M., & Mercogliano, P. (2016). Extreme temperature and precipitation events over Italy: assessment of high-resolution simulations with COSMO-CLM and future scenarios. *International Journal of Climatology*, 36(2), 987-1004



considerato il trentennio 1986-2005, dove le simulazioni del clima passato erano disponibili, e confrontato l'output del modello con le osservazioni, in modo da evidenziare fattori correttivi (per temperatura e precipitazioni), che sono stati successivamente applicati anche per gli scenari futuri.

Nelle elaborazioni che seguono il periodo futuro che è stato analizzato corrisponde ad un decennio (periodo 2025-2035) intorno all'anno 2030, corrispondente all'orizzonte temporale del PEAR, per avere uno scenario rappresentativo del periodo. Il riferimento ad un singolo anno infatti, tenendo conto della grande variabilità interannuale, che tra l'altro tende ad aumentare con il riscaldamento globale, non è realistico, ed è necessario mediare le informazioni su un periodo più lungo per avere un'indicazione significativa dal punto di vista climatico. La scelta è stata quella di considerare un periodo di +/- 5 anni intorno al 2030, seppure si tratti ancora di un periodo relativamente breve considerando le scale temporali di cambiamento del clima. Il periodo assunto come "clima attuale", (il cosiddetto periodo di riferimento con cui confrontare le proiezioni future degli indicatori climatici stimati) verso il quale valutare eventuali variazioni climatiche, è rappresentato dal trentennio 1986-2005.

Alcune rappresentazioni vengono fatte per stagioni meteorologiche stabilite in modalità convenzionale e classificate in DJF (dicembre, gennaio e febbraio), MAM (marzo, aprile, maggio), JJA (giugno, luglio, agosto) e SON (settembre, ottobre e novembre).

## Temperature

La temperatura è la variabile meteorologica sulla quale si ha una maggiore confidenza delle proiezioni future, sia per la qualità della rappresentazione dei modelli nel periodo di controllo, sia per la concordanza tra diversi modelli sul segno della variazione e, non da ultimo, perché l'incertezza che si ottiene utilizzando modelli climatici differenti è inferiore all'aumento di temperatura atteso.

Per questo campo meteorologico abbiamo esaminato il periodo di riferimento futuro 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1986-2005.

In entrambi gli scenari emissivi considerati le temperature sono stimate in aumento, con valori di trend molto importanti se consideriamo l'aumento a fine secolo, in particolare per lo scenario ad alte emissioni. Gli aumenti attesi sono maggiori per la temperatura massima rispetto alla temperatura minima.

Complessivamente non si evince una differenza sostanziale considerando le sole zone di montagna.

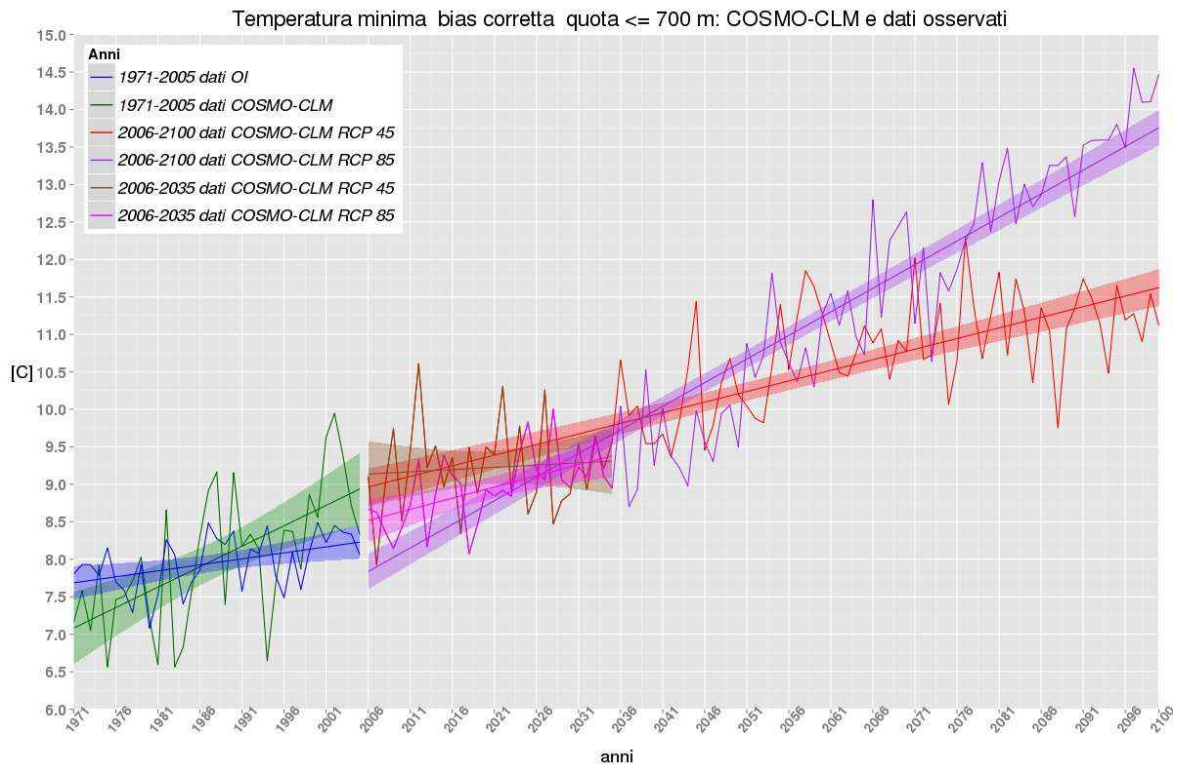
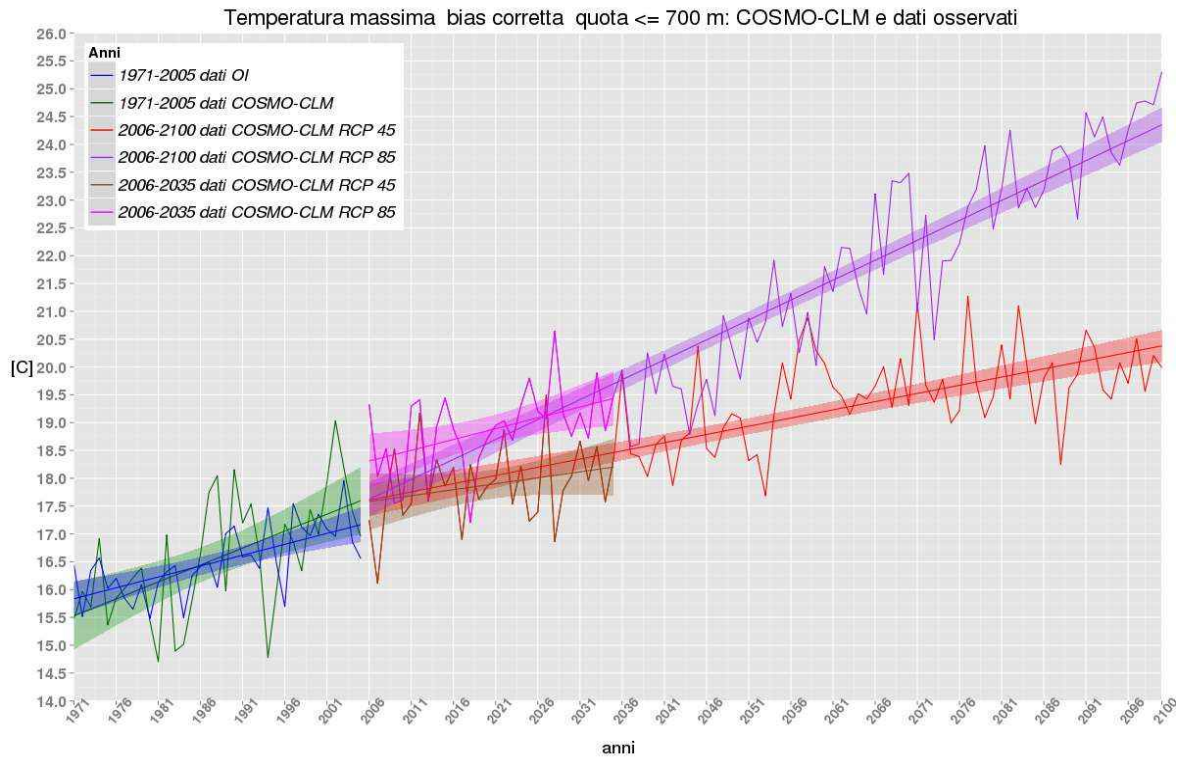


Figura 3 Tendenza della temperatura massima (in alto) e minima (in basso) sulla regione al di sotto dei 700 m nel periodo di controllo 1971-2005 (linea blu modello, linea verde dati osservati) e negli scenari futuri 2006-2100 (linea rossa RCP4.5, linea viola RCP 8.5), con le relative tendenze. Evidenziati in marrone e fucsia i trend sul periodo di riferimento del PEAR 2006-2035. Le aree ombreggiate rappresentano l'incertezza statistica.



Se limitiamo l'indagine la periodo di riferimento del PEAR (2025-2035) si osserva come l'aumento di temperatura sia decisamente più contenuto rispetto a quanto atteso a fine secolo, in particolare per la temperatura minima. Nello scenario di mitigazione intermedia (RCP4.5) i tassi di aumento del periodo 2025-2030 sono confrontabili con quelli dell'intero periodo 2006-2100, mentre quelli per lo scenario RCP 8.5 sono dimezzati, a conferma del fatto che lo scenario ad elevate emissioni continua, nel corso del secolo, a determinare un aumento di temperatura a causa del continuo aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera, mentre lo scenario RCP 4.5, vede il momento più critico nella prima parte della seconda metà del secolo.

Area geografica/periodo riferimento	Temperatura massima		Temperatura minima	
	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
<b>Tutta la regione</b>				
2006-2100	0,29 °C/10y	0,72 °C/10y	0,28 °C/10y	0,62 °C/10y
2025-2035	0,21 °C/10y	0,38 °C/10y	0,06 °C/10y	0,29 °C/10y
<b>Al di sopra dei 700m</b>				
2006-2100	0,29 °C/10y	0,69 °C/10y	0,28 °C/10y	0,62 °C/10y
2025-2035	0,16 °C/10y	0,38 °C/10y	0,04 °C/10y	0,30 °C/10y

Tabella 1 Tendenza (incrementi medi in 10 anni) della temperatura massima e minima nei due scenari emissivi considerando l'intera regione e le sole zone di montagna (al di sopra dei 700m), considerando l'intero secolo fino al 2100 e il periodo di riferimento temporale del PEAR.

L'aumento di temperatura nell'orizzonte temporale del PEAR, nello scenario RCP 4.5, ci porterà ad una temperatura massima annuale media sulla regione di 17,9°C, con un aumento di 1,4 °C rispetto al periodo di controllo, mentre la minima annuale media raggiungerà i 9,2°C, con un aumento di 0,8 °C rispetto al periodo di controllo. Nello scenario RCP 8.5 invece, il riscaldamento determinerà una temperatura massima annuale media sulla regione di 19,2 °C, con un aumento di 2,7 °C rispetto al periodo di controllo, mentre la minima annuale media raggiungerà gli 8,9 °C, con un aumento di 0,8 °C rispetto al periodo di controllo.

Si conferma quanto stimato anche a livello nazionale, cioè che l'aumento atteso delle temperature minime è minore rispetto all'aumento delle temperature massime, dato importante dal punto di vista delle considerazioni sui consumi energetici.

Da rilevare anche che le aree di confidenza statistica, nel periodo più breve preso in esame, risultano più ampie, fornendo una minore confidenza rispetto alle tendenze a fine secolo.

Oltre alle tendenze medie sulla regione, sono state realizzate delle mappe che riportano le variazioni di temperatura del periodo 2025-2030 rispetto al 1985-2006 per la temperatura media, massima e minima giornaliera, poiché sono alla base di potenziali impatti di tipo diverso sul comparto energetico, diretti o indiretti.

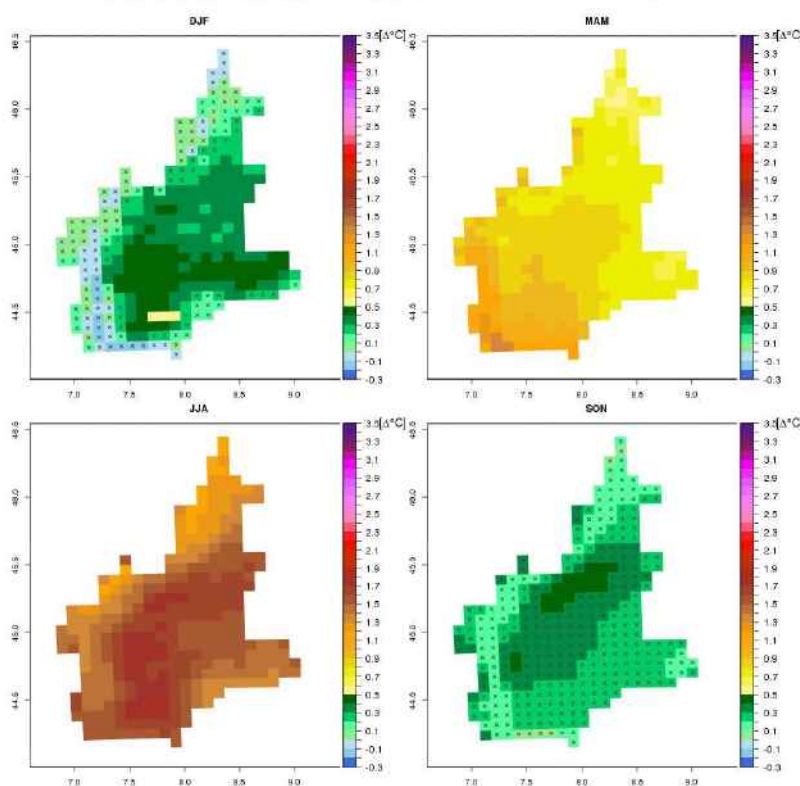
La Figura 142 riporta la variazione della temperatura media distribuita sul territorio regionale nelle diverse stagioni meteorologiche, per i due scenari emissivi.





Le variazioni risultano pressochè sempre positive, ad eccezione delle temperature invernali sulle zone prealpine occidentali nello scenario RCP4.5, comunque non significative dal punto di vista statistico. In questo scenario la stagione dove le variazioni sono maggiori è l'estate, con aumenti più importanti sulle zone di pianura, seguita dalla primavera, dove gli aumenti seguono un gradiente longitudinale con asse ruotato da sudovest a nordest. Aumenta, anche se in misura decisamente minore, la temperatura media invernale in pianura. Nello scenario fortemente emissivo, RCP 8.5, l'aumento di temperatura più importante si ha in inverno sulle zone di pianura, dove arriva ad essere di 2°C. Segue la stagione estiva, con una variazione maggiore sulle pianure occidentali, e la stagione primaverile, anche in questo caso con un gradiente a prevalenza longitudinale.

Variazione temperatura media : 2025-2035 VS 1986-2005 - RCP45





Variazione temperatura media : 2025-2035 VS 1986-2005 - RCP85

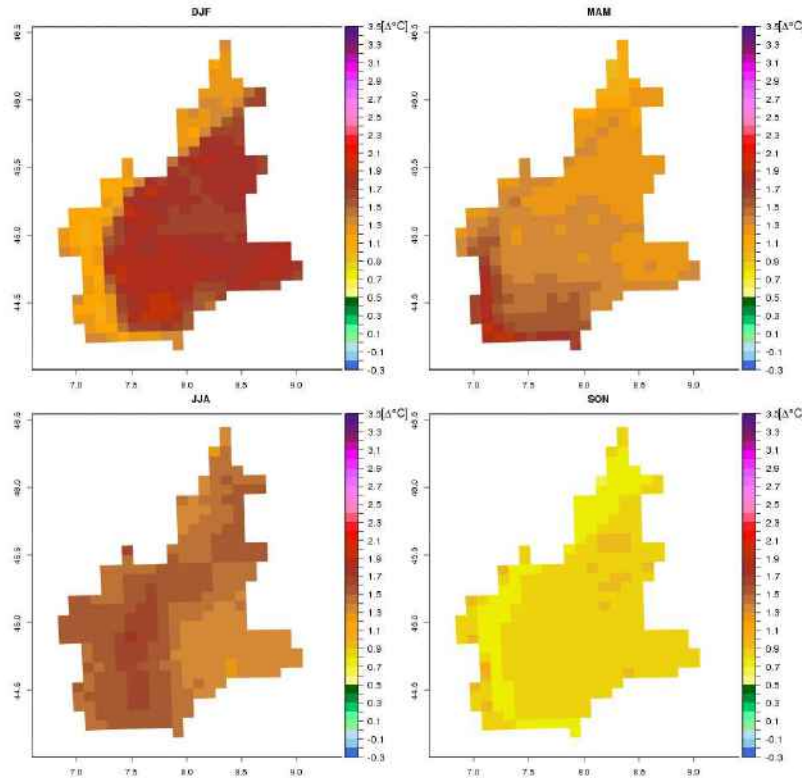


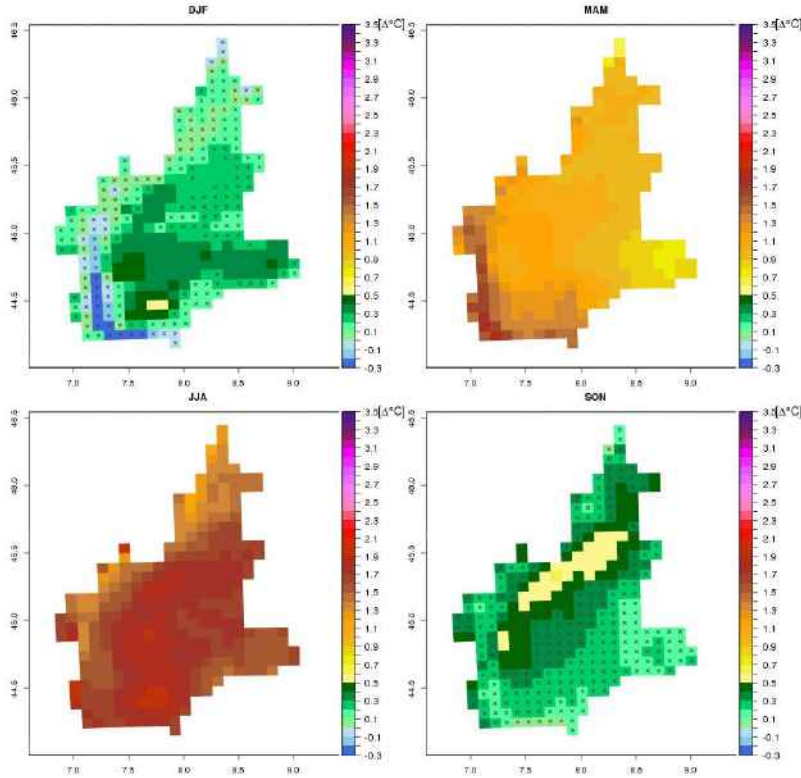
Figura 4 Variazione della temperatura media giornaliera stagionale nel periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1971-2000 nello scenario RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). I pixel con la crocetta indicano le variazioni che non sono statisticamente significative.

La medesima analisi è stata effettuata per la temperatura massima, variabile che contribuisce in misura maggiore al riscaldamento.

Anche per la temperatura massima le variazioni risultano quasi sempre positive, ad eccezione delle temperature invernali sulle zone sudoccidentali nello scenario RCP4.5, comunque non significative dal punto di vista statistico. In questo scenario la stagione dove le variazioni sono maggiori rimane l'estate, con aumenti più importanti sulle zone di pianura, fino ai 2°C, seguita dalla primavera, dove gli aumenti seguono un gradiente longitudinale con asse orientato da sudovest a nord-est e raggiungono circa 1°C in pianura e valori di poco superiori sulle Alpi sudoccidentali. Aumenta, anche se in misura decisamente minore, la temperatura massima invernale in pianura e quella prealpina nordoccidentale in autunno. Nello scenario fortemente emissivo, RCP 8.5, l'aumento di temperatura più importante continua ad aversi in estate, seguito dalla primavera e dall'inverno soprattutto per le zone di pianura. In primavera si continua ad avere un gradiente longitudinale. Un aumento significativo si evince anche in autunno sebbene di minore entità.



Variazione temperatura massima : 2025-2035 VS 1986-2005 - RCP45



Variazione temperatura massima : 2025-2035 VS 1986-2005 - RCP85

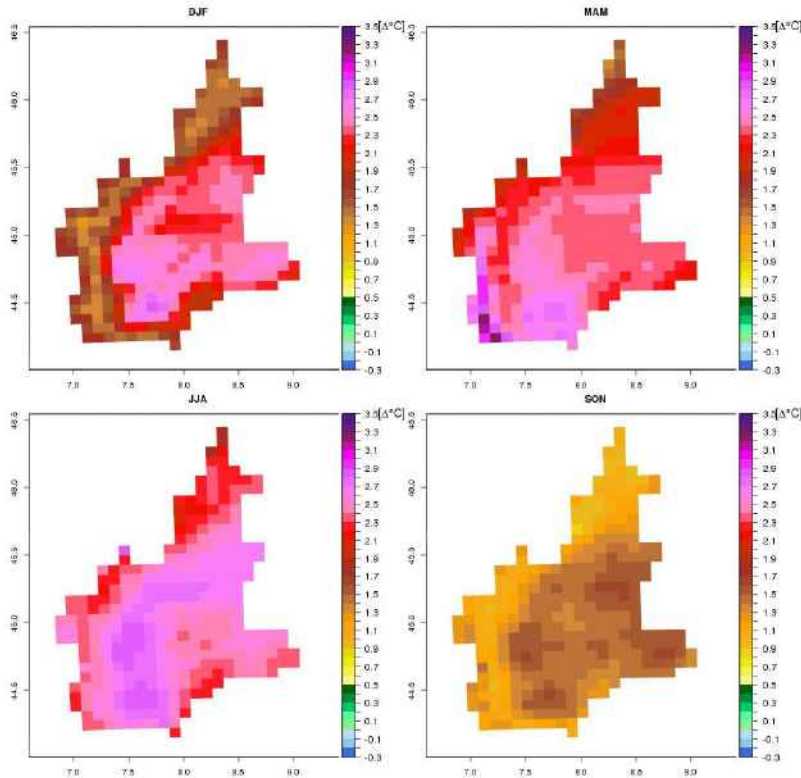


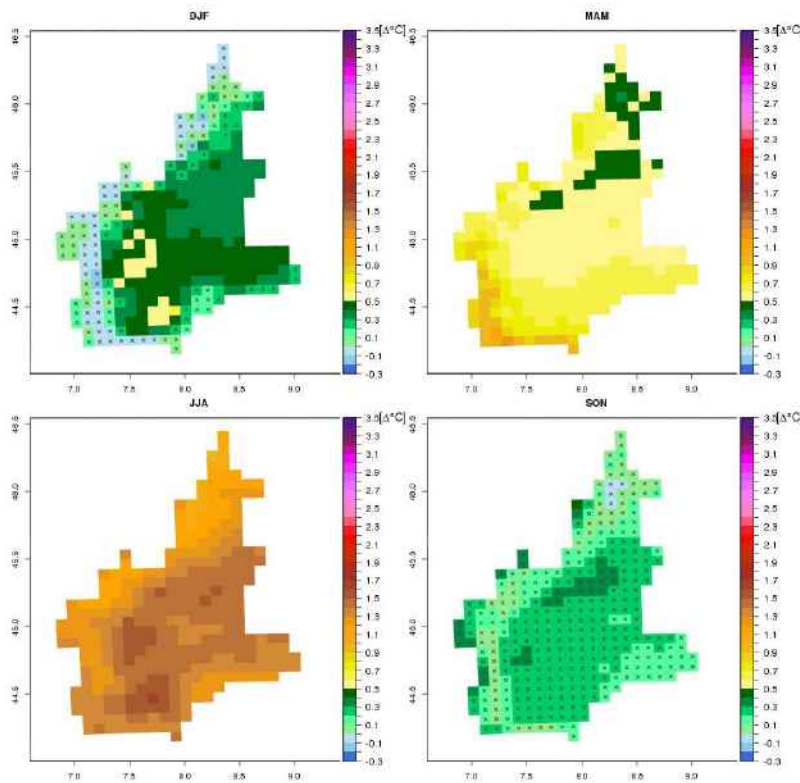
Figura 5 Variazione della temperatura massima giornaliera stagionale nel periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1971-2000 nello scenario RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). I pixel con la crocetta indicano le variazioni che non sono statisticamente significative.



Per valutare una eventuale compensazione dovuta ai cambiamenti di segno differente nelle temperature minime, abbiamo fatto la medesima analisi anche per le temperature minime.

Dal grafico si conferma un aumento di minore entità, che nello scenario RCP 4.5 si concentra prevalentemente nel periodo estivo e lievemente in quello primaverile, mentre nello scenario RCP 8.5 domina l'aumento delle temperature invernali, seguito da quelle primaverili (sempre con un aumento longitudinale con asse orientato da sudovest a nordest) e da quelle estive sulle pianure.

Variatione temperatura minima : 2025-2035 VS 1986-2005 - RCP45





Variazione temperatura minima : 2025-2035 VS 1986-2005 - RCP85

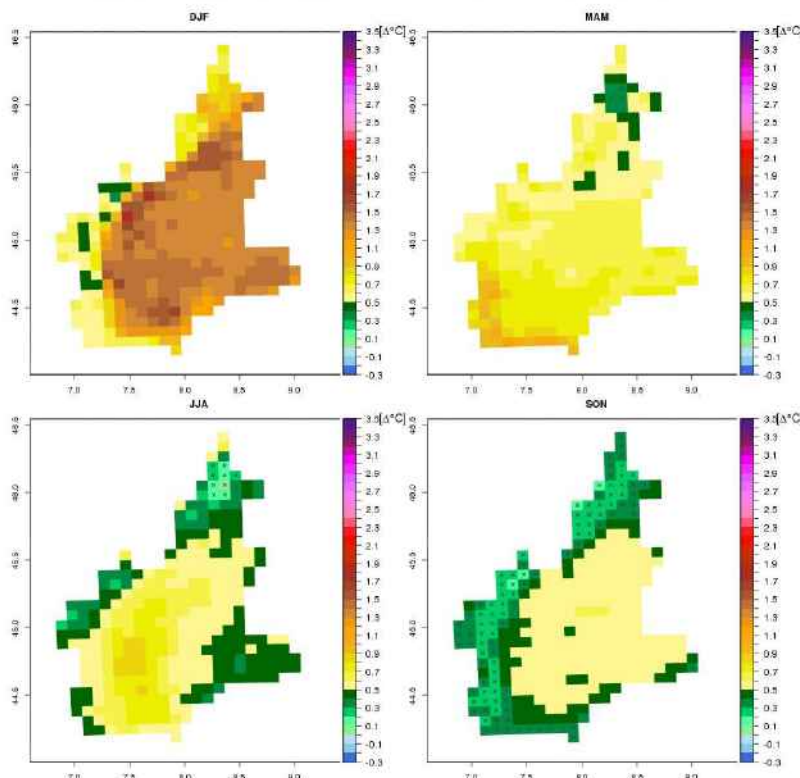


Figura 6 Variazione della temperatura minima giornaliera stagionale nel periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1971-2000 nello scenario RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). I pixel con la crocetta indicano le variazioni che non sono statisticamente significative.

Al fine di valutare il comportamento degli estremi di temperatura sono state analizzate le distribuzioni della temperatura minima, massima e media giornaliera sul Piemonte nel periodo di controllo 1986-2005 e nello scenario del PEAR 2025-2035. Nelle distribuzioni sono stati analizzati il 50° percentile (rappresentativo della mediana della distribuzione) e i percentili più elevati: 90° (valore al di sopra del quale si trova solo il 10% dei valori della distribuzione), 95° (valore al di sopra del quale si trova solo il 5% dei valori della distribuzione) e il 99° (valore al di sopra del quale si trova solo l'1 % dei valori della distribuzione). Le variazioni di questi percentili rappresentano la variazione dei valori estremi della variabile considerata.

In generale risulta che tutte le distribuzioni nello scenario del PEAR risultano meno piccate sul valor medio, a dimostrazione di un clima caratterizzato da valori più estremi e da una maggiore variabilità. Le tabelle sottostanti riassumono i principali risultati per i due scenari emissivi considerati e per le diverse stagioni.

Per quanto riguarda la temperatura massima, come riportato nella tabella sottostante, le variazioni più significative si hanno per il periodo estivo ed in particolare per gli estremi positivi. Anche il periodo primaverile vede un aumento delle temperature mentre in inverno e autunno le variazioni sono meno evidenti e solo nel caso dello scenario RCP 8.5. In generale le variazioni sembrano essere più contenute nelle zone di montagna e con lo scenario RCP 4.5. Da osservare che in inverno, nello



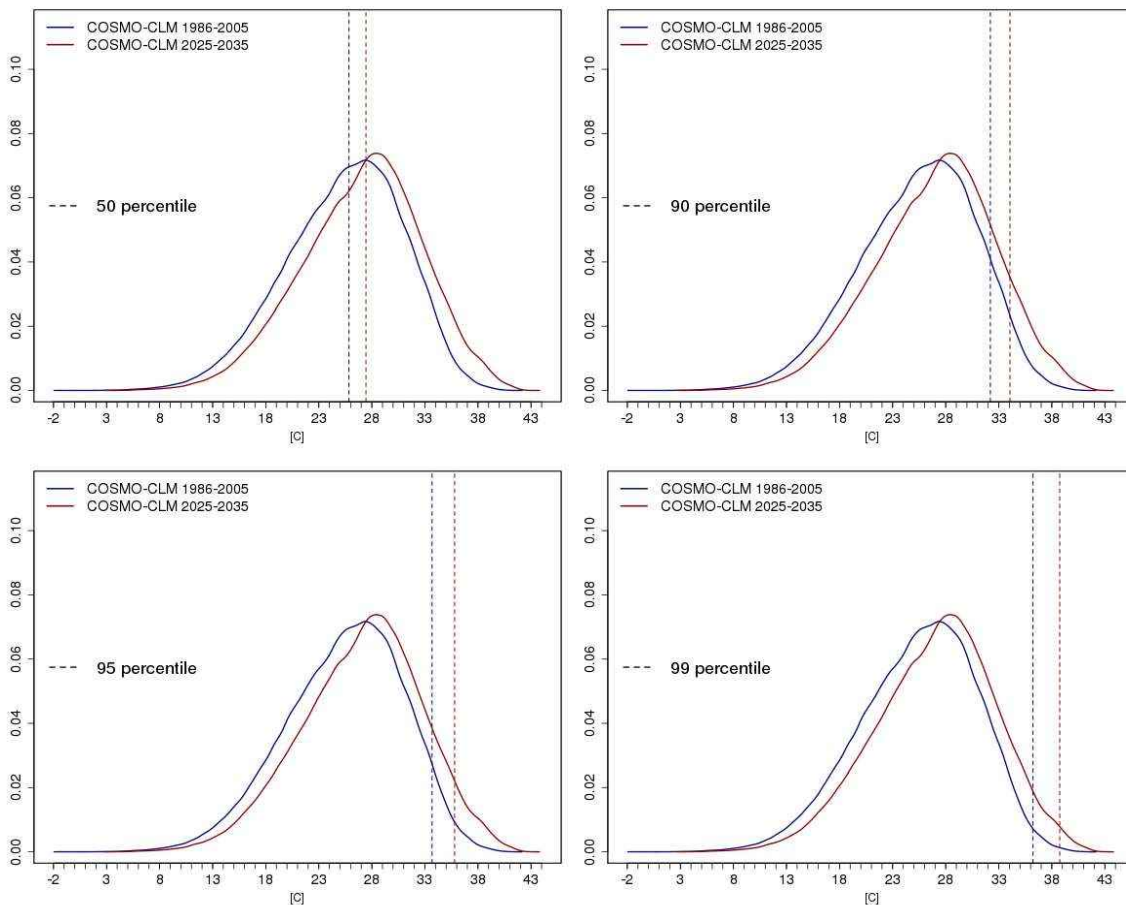
scenario RCP 4.5, diminuiscono gli estremi negativi (probabilità non nulla di giorni con temperatura molto basse) e in primavera, nello scenario RCP 8.5, aumentano (probabilità nulla di avere temperature al di sotto degli 0°C).

Temperatura massima		
Stag.	RCP 4.5	RCP 8.5
DJF	Nessuna variazione sostanziale della forma della distribuzione, aumento inferiore al 1°C del 50° percentile, nessun cambiamento nei percentili alti, valori massimi e minimi assoluti più estremi. Al di sopra dei 700m le distribuzioni non variano se non nei valori estremi assoluti. In particolare le minime negative si abbassano a testimonianza della possibilità non nulla di estremi negativi importanti per la temperatura massima (oltre i -13°C in pianura).	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +2°C del 50° percentile, di 1,5°C del 90° e 95° percentile di di circa 1°C del 99° percentile. La distribuzione non sembra testimoniare una maggiore variabilità climatica. L'aumento dei percentili è meno marcato in montagna e la distribuzione sembra più piccata intorno alla media.
MAM	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1°C del 50° e 90° percentile e +1,5°C del 95° e 99° percentile. Le forme della distribuzione non variano. Tutti i percentili aumentano senza differenziazione di zone pianura/montagna.	Deciso spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1,5°C del 50° e 90° percentile e di 1,5°C dei percentili più elevati. Aumentano in modo drastico gli estremi negativi, con temperature sempre superiori agli 0°C. Nelle zone di montagna la variazione del 50° percentile è superiore a quella delle zone di pianura.
JJA	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1,6°C del 50° percentile e più di 2°C dei percentili più elevati, con 2,7°C del 99° percentile. Il 90° percentile del controllo diventa l'80° dello scenario, il 95° diventa l'87° e il 99° diventa il 95°C. Diminuisce la probabilità di avere giorni freschi: la temperatura massima è sempre attesa sopra i 12°C. In montagna le variazioni degli estremi sono lievemente più contenute, ma la distribuzione è più ampia, a testimonianza di una maggiore variabilità del clima.	Stagione e scenario con maggiore variazione: deciso spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +2,4°C del 50° percentile e più di 3°C dei percentili più elevati, con 3,9°C del 99° percentile. Il 90° percentile del controllo diventa il 71° dello scenario, il 95° diventa l'80° e il 99° diventa il 91°C.  In montagna l'aumento dei percentili è leggermente più ridotto e la distribuzione più piccata. Vi sono comunque estremi positivi mai raggiunti nel periodo di controllo, superiori a 44°C in pianura e fino a 42°C al di sopra dei 700m.
SON	Nessuna variazione sostanziale se non per gli estremi assoluti più bassi che in pianura tendono ad aumentare. Nessuna differenza con la quota.	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di quasi +1°C del 50° e superiori a 1,0°C di tutti i percentili più elevati. Variazioni più contenute in montagna per tutti i percentili e forma della distribuzione invariata.



Si riporta di seguito l'andamento delle distribuzioni per il periodo estivo (JJA), la stagione che mostra le maggiori differenze in termini di valori estremi.

Temperatura massima JJA bias corretta quota <=700m COSMO-CLM - RCP 45





Temperatura massima JJA bias corretta quota <=700m COSMO-CLM - RCP 85

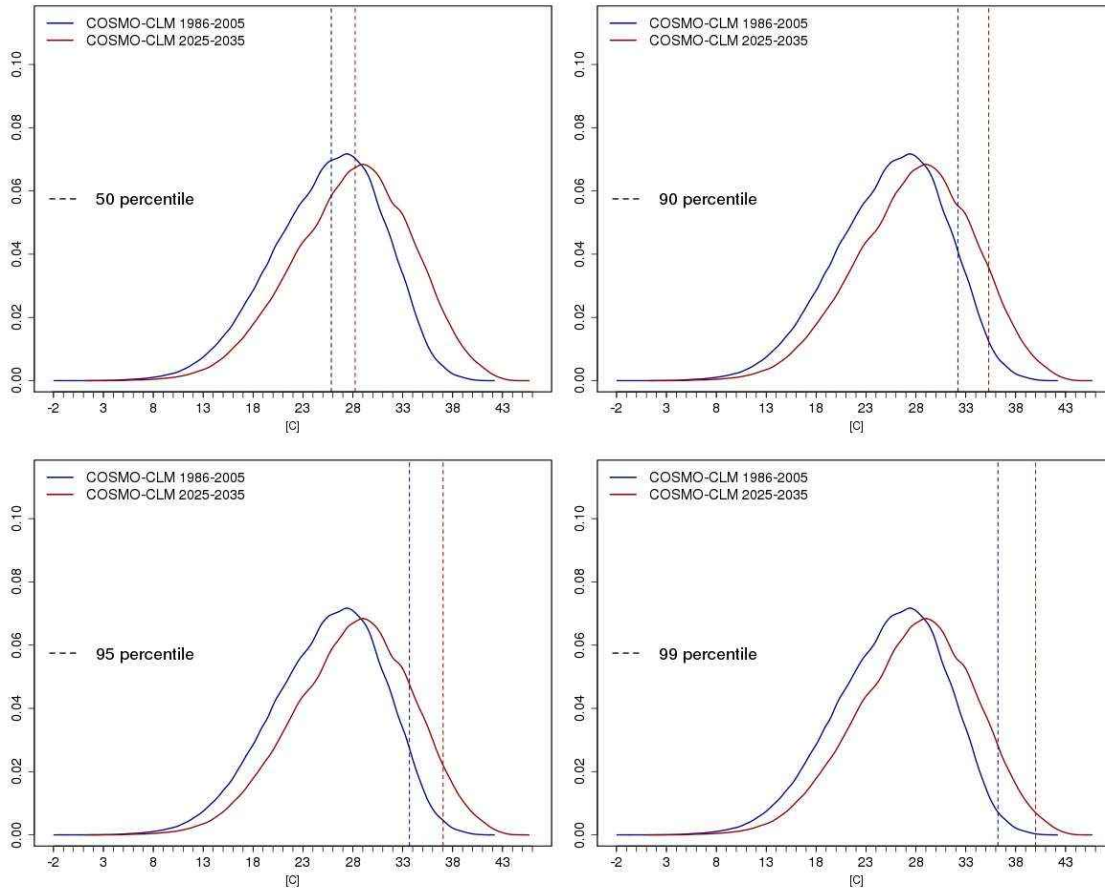


Figura 7 Distribuzioni della temperatura massima estiva (giugno-luglio-agosto) nel periodo di controllo (1986-2005, linea blu) e all'orizzonte temporale del PEAR (2025-2035, linea rossa) nello scenario RCP 4.5 (riga sopra) e nello scenario RCP 8.5 (riga sotto) per le zone al di sotto dei 700m. Con le righe tratteggiate sono evidenziati i percentili (50°, 90°, 95° e 99°).

Per quanto riguarda la temperatura minima, come riportato nella tabella sottostante, le variazioni più significative si hanno per il periodo invernale, dove è rilevante la diminuzione della frequenza dei minimi, e per quello estivo. Anche il periodo primaverile vede un aumento delle temperature mentre in autunno la variazione non è rilevante per entrambi gli scenari emissivi. In generale, la variazione delle temperature minime è meno importante delle variazioni che si hanno nelle temperature massime.

Temperatura minima		
Stag.	RCP 4.5	RCP 8.5
DJF	Aumento dell'ampiezza della distribuzione sia verso i valori positivi sia negativi (maggiore variabilità, con aumento dei giorni più caldi e più freddi della media) con aumento dei percentili (quasi 1°C la mediana e fino a 2°C il	Comportamento differente nelle zone di pianura, dove la distribuzione si sposta verso destra e diminuisce la frequenza dei valori più bassi, e le zone di montagna, dove la distribuzione amplifica entrambe le



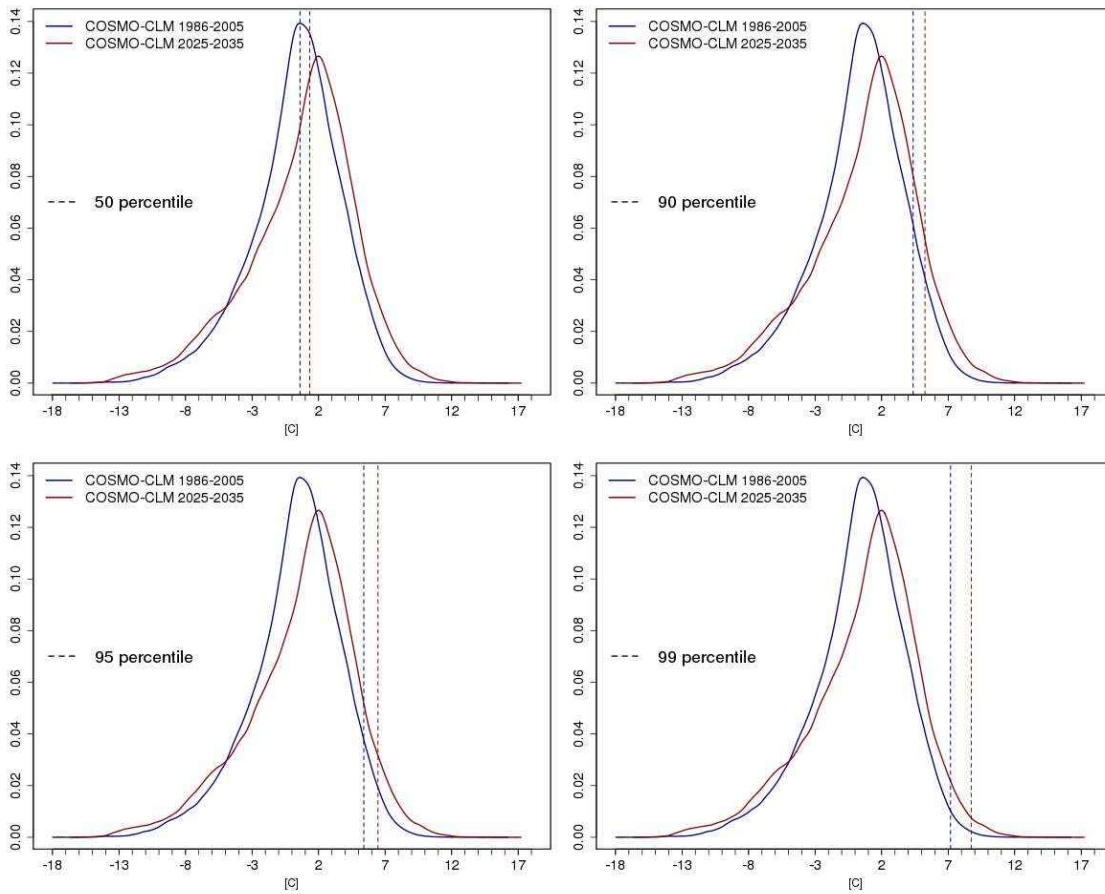


Temperatura minima		
Stag.	RCP 4.5	RCP 8.5
	99° percentile). Anche al di sopra dei 700m la distribuzione nello scenario 2025-2035 è risulta più ampia e i percentili aumentano ma in misura decisamente minore, la mediana è invariata).	probabilità di valori lontani dalla mediana. In montagna i percentili più alti risultano pressochè identici, mentre la mediana aumenta di quasi 1°C. In pianura lo spostamento verso destra della distribuzione, con aumento di circa +1°C di tutti i percentili, i valori di temperatura più bassi saranno meno frequenti, così come gli estremi negativi assoluti, che nello scenario futuro non scendono sotto -14°C, a fronte dei -18°C del controllo.
MAM	Lieve spostamento verso destra della distribuzione con aumento inferiore a 1°C di tutti i percentili, senza differenziazione di zone pianura/montagna. Le forme della distribuzione non variano sostanzialmente.	Distribuzione più piccata sul valor medio e con una evidente diminuzione di frequenza dei valori più bassi a favore della media. Lieve aumento dei percentili. Nessuna differenza sostanziale fra pianura e montagna.
JJA	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1,2°C del 50° percentile, 1,6°C del 90°, 1,8°C del 95° e 2,3 °C del 99°. Il 50° percentile del controllo diventa il 37° dello scenario, il 90° diventa il 79°, il 95° diventa l'86° e il 99° diventa il 94°C. Diminuisce la probabilità di avere giorni freschi, sia in media sia negli estremi. Analoghe differenze si riscontrano per le aree di montagna.	Le distribuzioni risultano più simili solo con un aumento di frequenza dei percentili più elevati, dal 90° in su. I percentili aumentano: di circa +0,5°C il 50° percentile, 1,6°C il 90°, 1,4°C il 95° e 1,7°C il 99°. Il 90° percentile del controllo diventa l'84° dello scenario, il 95° diventa l'89° e il 99° diventa il 96°C. In montagna le variazioni sono confrontabili a quelle descritte per la pianura.
SON	Nessuna variazione sostanziale se non per gli estremi assoluti più negativi che in pianura tendono ad aumentare. Nessuna differenza con la quota.	Nessuna variazione sostanziale se non per gli estremi assoluti più negativi che in pianura tendono ad aumentare (estremo assoluto aumento di 5°C). Nessuna differenza con la quota.

Si riporta di seguito l'andamento delle distribuzioni per il periodo invernale (DJF), la stagione che mostra le delle differenze importanti, in termini di valori estremi comparabili con quelle estive, ma con un comportamento differente per i due scenari emissivi.



Temperatura minima DJF bias corretta quota  $\leq 700\text{m}$  COSMO-CLM - RCP 45





Temperatura minima DJF bias corretta quota <=700m COSMO-CLM - RCP 85

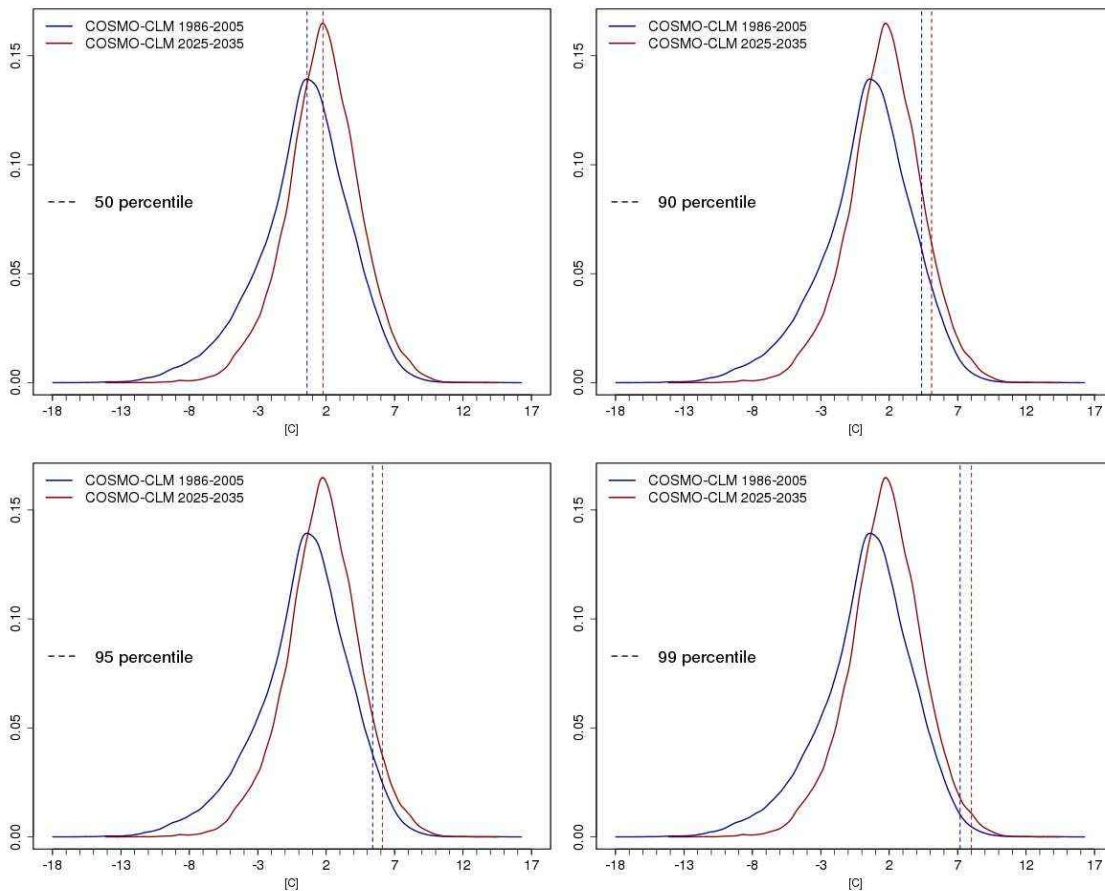


Figura 8 Distribuzioni della temperatura minima invernale (dicembre-gennaio-febbraio) nel periodo di controllo (1986-2005, linea blu) e all'orizzonte temporale del PEAR (2025-2035, linea rossa) nello scenario RCP 4.5 (riga sopra) e nello scenario RCP 8.5 (riga sotto) per le zone al di sotto dei 700m (colonna a sinistra). Con le righe tratteggiate sono evidenziati i percentili (50°, 90°, 95° e 99°).

Per avere un'indicazione complessiva delle variazioni termiche consideriamo la temperatura media e riportiamo le variazioni della mediana e dei percentili più elevati della temperatura media nei due scenari emissivi considerati, separando le stagioni e le zone di montagna (al di sopra dei 700m di quota).

Nello scenario RCP 4.5 le variazioni della stagione estiva risultano le più rilevanti, seguite da quelle primaverili, soprattutto a quote più elevate.



Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sotto dei 700m RCP 4.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	0,68 °C	42°	0,63°C	45°	1,39 °C	35°	0,36 °C	47°
95°	0,61 °C	92°	0,80 °C	93°	2,16 °C	87°	0,06 °C	95°
99°	0,98 °C	98°	0,76 °C	98°	2,62 °C	94°	0,29 °C	99°

Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sopra dei 700m RCP 4.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	0,23 °C	48°	0,84°C	44°	1,20 °C	39°	0,25 °C	48°
95°	0,78 °C	93°	0,99 °C	92°	1,89 °C	89°	-0,05 °C	95°
99°	1,02 °C	98°	1,04 °C	98°	2,14 °C	96°	0,00 °C	99°

Nello scenario RCP 8.5 le variazioni della stagione estiva rimangono le più importanti in particolare per i percentili più elevati, mentre anche la stagione invernale presenta un riscaldamento importante in particolare sulla mediana della distribuzione. Questo riscaldamento invernale è anche superiore alle quote più elevate.

Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sotto dei 700m RCP 8.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	1,34 °C	36°	1,31°C	39°	1,31 °C	38°	0,75 °C	45°
95°	0,69 °C	93°	0,89 °C	93°	2,11 °C	87°	0,51 °C	94°
99°	0,51 °C	99°	0,43 °C	99°	2,24 °C	94°	0,55 °C	99°



Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sopra dei 700m RCP 8.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	1,75 °C	26°	0,91°C	41°	1,31 °C	37°	0,91 °C	48°
95°	0,95 °C	90°	0,76 °C	93°	2,27 °C	85°	0,49 °C	94°
99°	0,84 °C	98°	0,32 °C	99°	2,64 °C	94°	0,37 °C	99°

### Precipitazioni (cumulate annuali e stagionali, numero di giorni piovosi)

Gli scenari di precipitazione mostrano una maggiore incertezza nella proiezione futura, sia per la difficoltà a rappresentare correttamente la precipitazione nel periodo di controllo, sia perché manca una valutazione di riferimento a scala europea con cui confrontarsi: i diversi modelli utilizzati propongono scenari differenti per l'area alpina che risulta essere un'area di cerniera tra la zona Mediterranea, dove è attesa una diminuzione delle precipitazioni e una tendenza all'aumento delle condizioni di siccità, e la zona del centro Europa, dove invece è atteso un aumento delle precipitazioni.

Anche per la precipitazione sono state valutate gli scenari del periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1986-2005.

E' necessario premettere che il decennio 2025-2035 è molto breve per poter essere definito un periodo climatico stabile e anche la precipitazione cumulata mostra andamenti differenti nei due scenari, sia nella variabilità interannuale sia nella media del periodo.

Lo scenario RCP 4.5 evidenzia una grande variabilità interannuale e una diminuzione della precipitazione cumulata media superiore al 15%, mentre nello scenario RCP 8.5 gran parte degli anni considerati mostra una precipitazione superiore alla media del periodo di controllo. Queste variazioni sono da considerarsi con precauzione perché una vera diminuzione della precipitazione a livello regionale che sia statisticamente significativa, analizzando gli scenari fino a fine secolo, si ha solo a partire dal 2040.

Per valutare l'eventuale andamento stagionale delle variazioni di precipitazione stimate sono stati realizzati gli istogrammi della precipitazione media stagionale all'orizzonte temporale del PEAR, nei due scenari emissivi, e nel periodo di controllo.

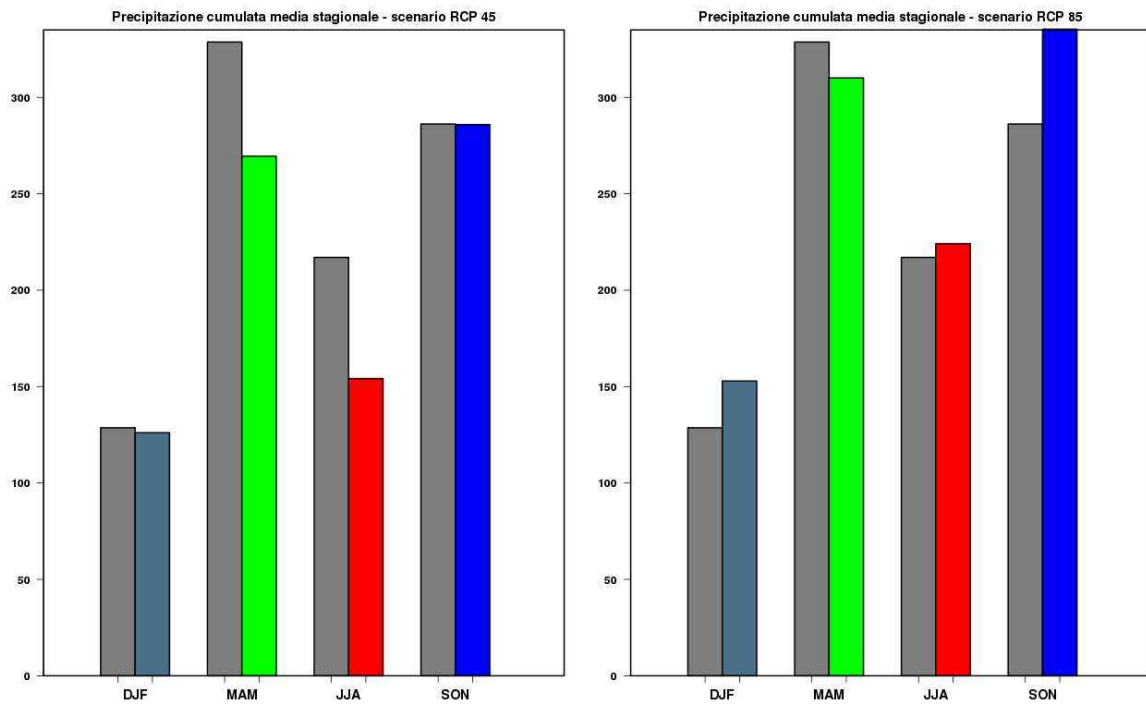


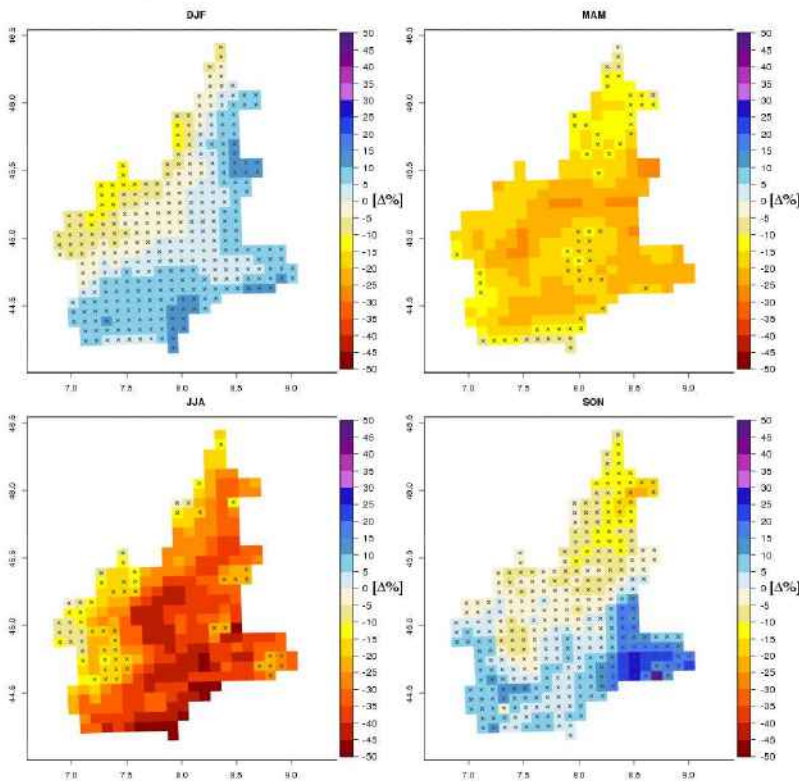
Figura 9 Istogramma della precipitazione media stagionale sulla regione nel periodo di controllo (in grigio) e nello scenario futuro 2025-2035, nello scenario RCP 4.5 a sinistra e RCP 8.5 a destra.

La diminuzione della precipitazione nello scenario RCP 4.5 si evidenzia nei soli mesi primaverili ed estivi e il periodo autunnale rimane quello più piovoso. Nello scenario RCP 8.5 aumenta la precipitazione invernale e autunnale, mentre le variazioni nelle due stagioni intermedie sono limitate.

Per analizzare come la variazione della precipitazione cumulata nel periodo di riferimento del PEAR (2025-2035) rispetto al periodo di controllo (1986-2005) si distribuisce sulle diverse aree orografiche della regione, sono state calcolate le variazioni percentuali stagionali della precipitazione nei due scenari emissivi, applicando un'analisi di significatività statistica, e rappresentati nelle mappe di Figura 148.



Variazione % precipitazione cumulata media : 2025 - 2035 VS 1986-2005 - RCP45



Variazione % precipitazione cumulata media : 2025 - 2035 VS 1986-2005 - RCP85

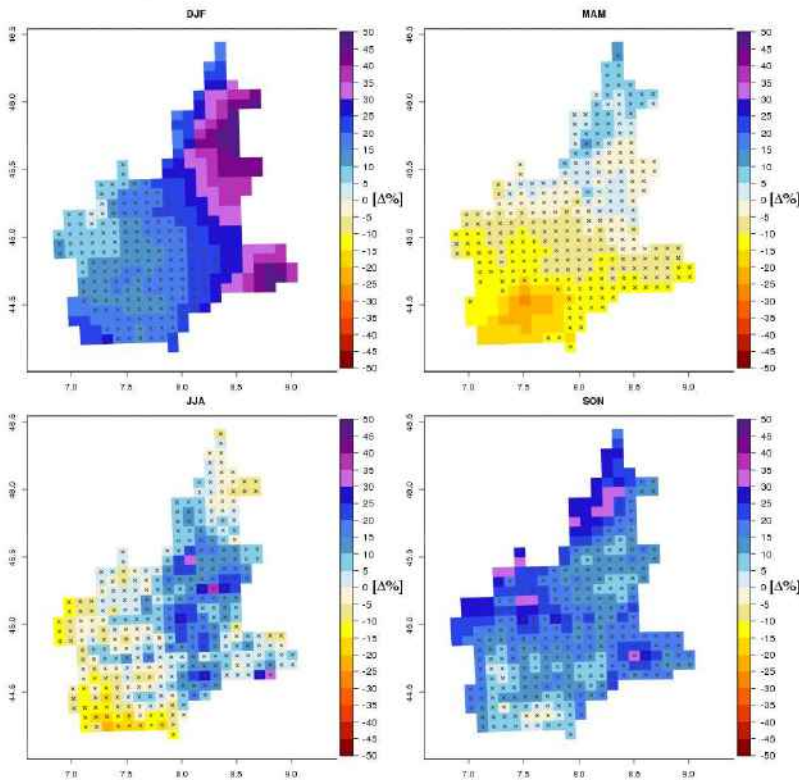


Figura 10 Variazione percentuale della precipitazione annuale cumulata mediata sul periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1986-2005 per RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). Crocettati i pixel non



statisticamente significativi. I colori dal blu al viola rappresentano un surplus di precipitazione mentre quelli dal giallo al rosso un deficit.

Complessivamente osserviamo che le variazioni che si riscontrano in percentuali maggiori risultano quasi sempre significative dal punto di vista statistico. Nello scenario RCP 4.5 si assiste ad una diminuzione delle precipitazioni nella stagione primaverile e soprattutto estiva, con un lieve aumento nella zona appenninica in autunno. Nello scenario RCP 8.5, all'orizzonte del PEAR, si assiste ad un aumento complessivo, distribuito in particolare nell'inverno, sull'intero settore orientale della regione, e in autunno, sulle zone alpine nordoccidentali. Solo nella zona del Cuneese si osserva una diminuzione estiva delle precipitazioni.

### ***Numero di giorni piovosi***

E' stata condotta un'analisi ulteriore finalizzata alla valutazione della frequenza media dei giorni piovosi su base stagionale (giorni piovosi: precipitazione cumulata giornaliera pari  $\geq 1$  mm) e alla eventuale variazione nel periodo 2025-2035 rispetto al trentennio 1986-2005 secondo i due scenari RCP 4.5 e RCP 8.5. La Figura 149 rappresenta i risultati per lo scenario RCP 4.5, la Figura 150 per lo scenario RCP 8.5.

Nello scenario RCP 4.5 la diminuzione più marcata si ha in primavera e, in minor misura, in estate. Le zone più colpite risultano il settore occidentale e sudoccidentale della regione, mentre nelle altre stagioni le variazioni sono prossime allo zero. Nello scenario RCP 8.5 in primavera e in estate le variazioni risultano nelle stesse zone dello scenario RCP 4.5 ma meno marcate; in autunno e in inverno si assiste invece ad un aumento del numero di giorni piovosi, principalmente sulla fascia alpina in autunno.





VARIAZIONE GIORNI PIOVOSI  $\geq 1$ mm RCP 45: periodo 2025-2035 VS 1986-2005

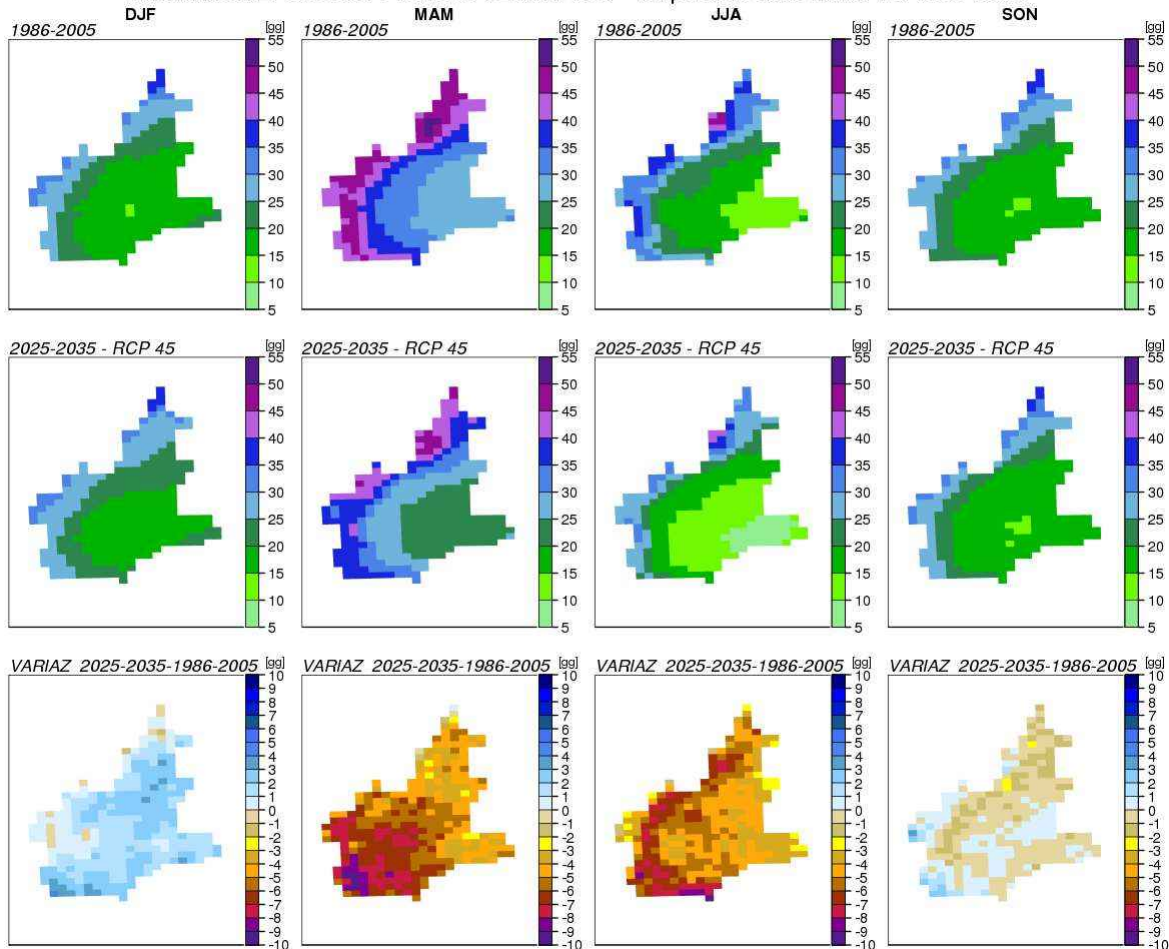


Figura 11 Numero medio di giorni piovosi su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero di giorni piovosi rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP 4.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni piovosi tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

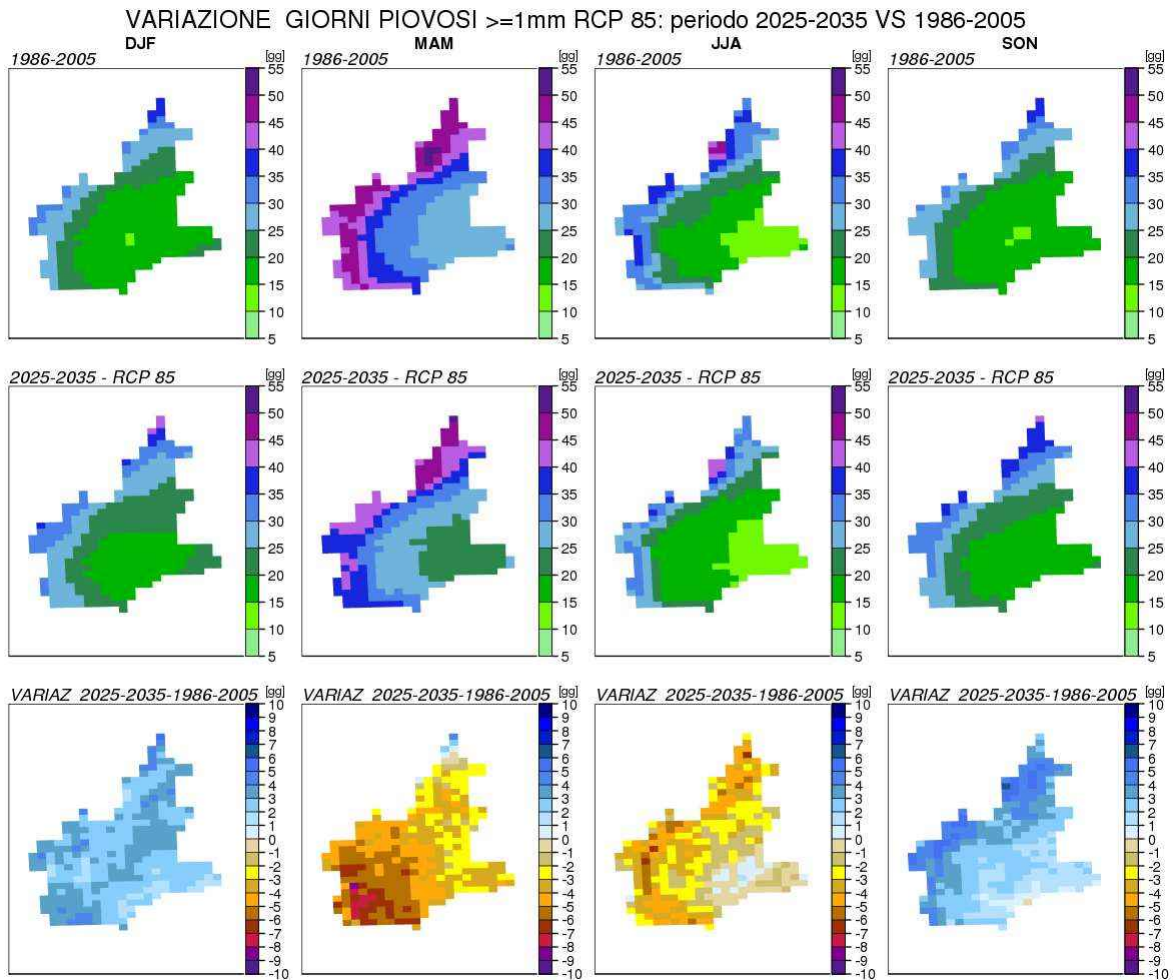


Figura 12 Numero medio di giorni piovosi su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero di giorni piovosi rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP8.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni piovosi tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

### Precipitazioni intense

Per valutare gli eventi estremi di precipitazione sono stati analizzati i giorni in cui la precipitazione cumulata giornaliera superi le soglie dei 20mm (Figura 13 e Figura 14) e dei 50 mm (mappe non riportate), corrispondenti ad eventi di precipitazione classificata rispettivamente come moderata e forte.

Per la soglia di 20 mm le variazioni si differenziano nel segno. Secondo lo scenario RCP 4.5 (Figura 13) diminuirà la frequenza media stagionale dei giorni con precipitazione superiore ai 20mm, soprattutto in primavera e in estate e in minor misura in inverno, mentre nello scenario RCP 8.5 (Figura 14) si prevede un incremento in tutte le stagioni.

Considerando la soglia dei 50 mm, come tendenza generale sembra che nello scenario RCP 4.5 si assista ad una generale stazionarietà del numero di giorni di superamento della soglia, con un lieve aumento solo nelle stagioni più piovose (primavera e autunno), mentre nello scenario RCP 8.5 si evince un generale lieve aumento durante tutto l'anno.



VARIAZIONE GIORNI PIOVOSI  $\geq 20$ mm RCP 45: periodo 2025-2035 VS 1986-2005

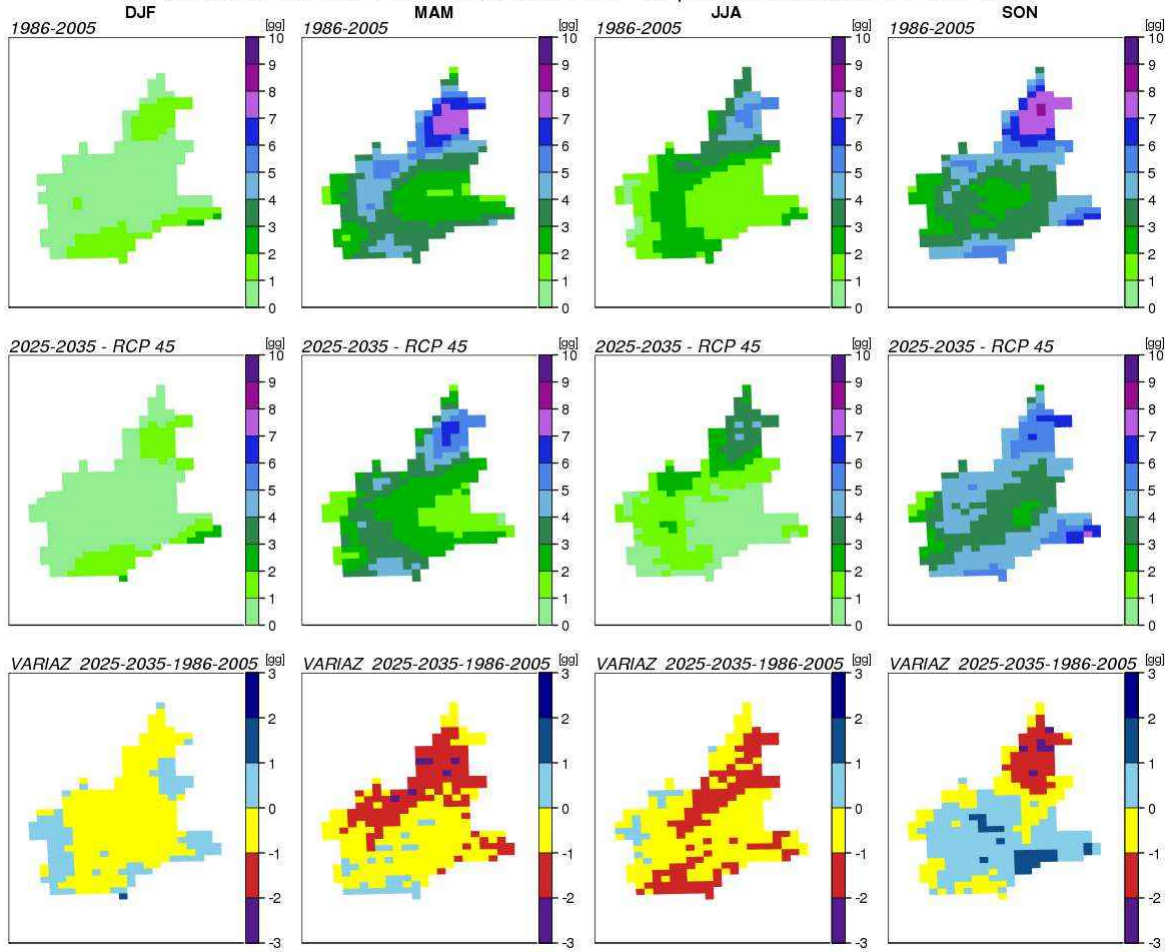


Figura 13 Numero medio di giorni con precipitazione cumulata giornaliera  $\geq 20$  mm, su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero medio di giorni con superamento della soglia rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP 4.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni di superamento della soglia tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

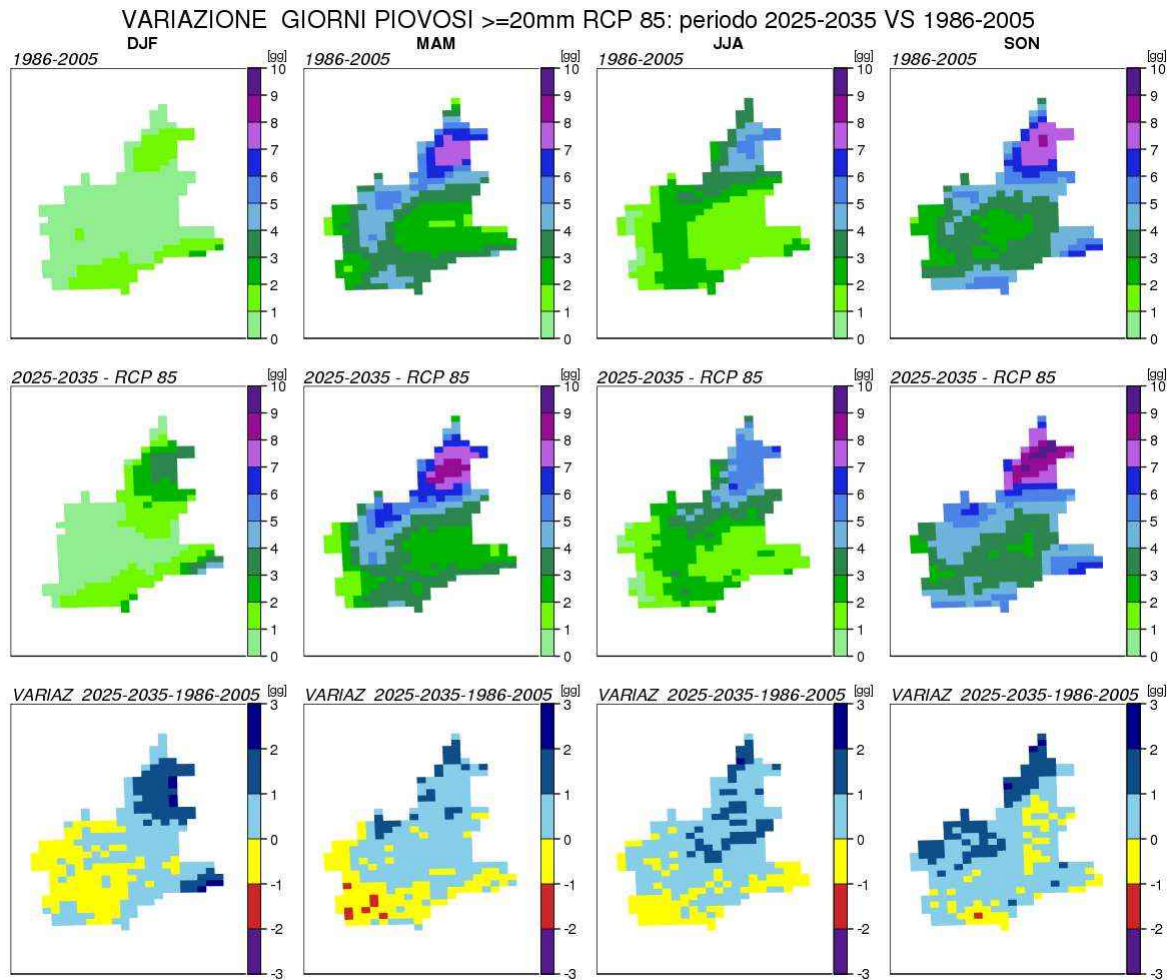


Figura 14 Numero medio di giorni con precipitazione cumulata giornaliera  $\geq 20$  mm , su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero medio di giorni con superamento della soglia rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP 8.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni di superamento della soglia tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

### Neve

Dal punto di vista della riserva idrica ai fini della produzione energetica è fondamentale stimare come il cambiamento climatico potrà influire sulla disponibilità nivale. La neve non solo rappresenta una fonte importante di alimentazione diretta dei bacini montani, consentendone una ricarica graduale, ma soprattutto assicura l'alimentazione dei ghiacciai alpini, che rappresentano una riserva idrica di lunga durata, e contribuisce a modulare il ciclo idrologico fornendo al sistema fluviale piemontese una importante risorsa all'inizio della stagione vegetativa. Inoltre la presenza di neve alle quote più alte nel periodo estivo concorre al mantenimento del deflusso minimo vitale dei fiumi attenuando i potenziali conflitti di utilizzo dell'acqua.

Per valutare le variazioni stimate dalla modellistica climatica nel periodo di proiezione del PEAR, sono state valutate le quantità medie cumulate (in mm di acqua equivalente) nel periodo di controllo



(1986-2005) e nello scenario del PEAR (2025-2035) valutandone la variazione percentuale (Figura 15).

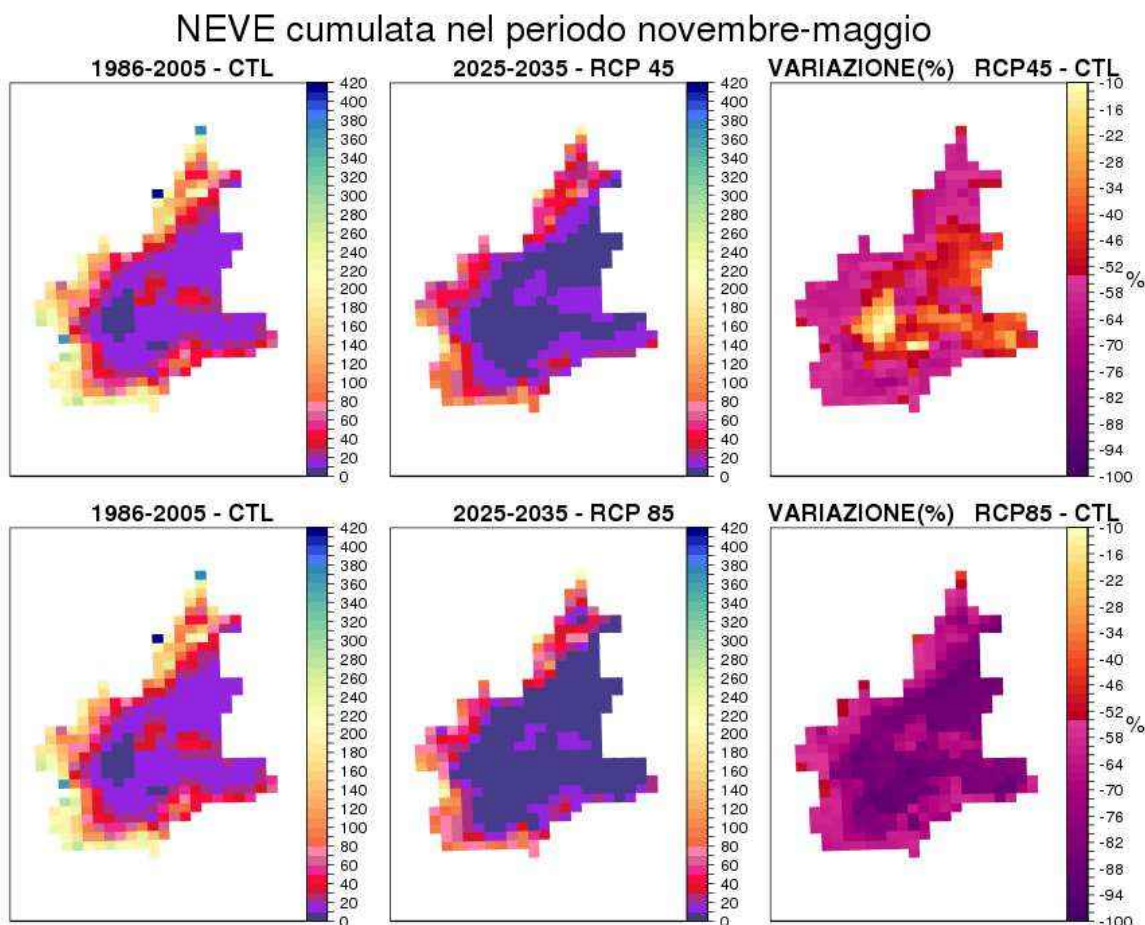


Figura 15 Quantità media di neve cumulata nel periodo novembre-maggio nel periodo di controllo (colonna a sinistra), nello scenario del PEAR (colonna centrale) e variazione percentuale. Nella prima riga per lo scenario emissivo RCP 4.5 e nella seconda per lo scenario RCP 8.5. I valori cumulati sono in mm di acqua equivalente.

Nonostante le incertezze connesse alle stime climatiche, che per la neve sommano quelle sulla precipitazione e quelle sulla temperatura, si evince una variazione sempre negativa, superiore al 50% in entrambi gli scenari nelle zone montane che, nello scenario RCP 8.5, diventa intorno al 70% sull'intera fascia prealpina.

Dovuta principalmente all'innalzamento medio delle temperature, la neve è quindi in sensibile diminuzione già nel periodo 2025-2035. Questo dato conferma sia l'andamento osservato nel recente passato, sia i risultati della letteratura scientifica.

**Siccità (massima lunghezza periodi secchi)**

La massima lunghezza annuale dei periodi secchi, cioè il massimo numero di giorni consecutivi senza pioggia, rappresenta uno degli indicatori climatici più adatti a caratterizzare, insieme agli andamenti della precipitazione, le condizioni di potenziale siccità di un territorio.



Nei grafici che seguono è rappresentata in scala di colori la variazione della massima lunghezza annuale dei periodi secchi negli scenari futuri rispetto al periodo di riferimento 1985-2006, in ascisse i punti griglia del modello ordinati per quota (dalla pianura verso le quote più elevate) e sulle ordinate gli anni. L'aumento di tonalità verso il giallo e il rosso rappresenta un significativo e importante aumento del numero di giorni secchi, a testimonianza di un aumento delle condizioni generali di siccità del territorio a fine secolo.

All'orizzonte temporale del PEAR (2030) si evidenzia un lieve aumento della lunghezza dei periodi secchi, in particolare per le aree di pianura, ma soprattutto un'alternanza di anni umidi e di anni asciutti, per entrambi gli scenari. La variazione maggiore si ha partire dalla metà del XXI secolo. Per lo scenario RCP4.5 si torna nell'ultimo trentennio del secolo ad una spiccata alternanza inter-annuale mentre per lo scenario RCP8.5 i periodi secchi continuano ad aumentare drammaticamente, superando anche i 100 giorni sulle zone di pianura. La tendenza all'aumento si ha anche sulle zone di montagna.

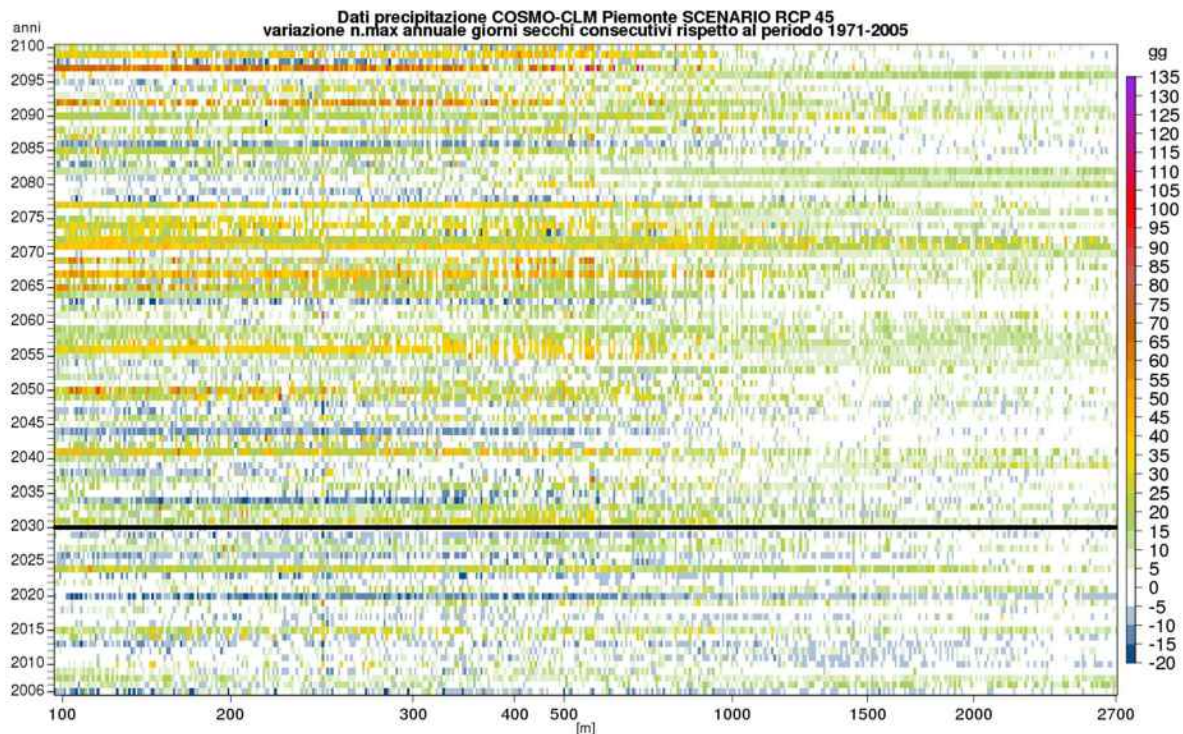


Figura 16 Andamento della variazione della massima lunghezza dei periodi secchi su tutti i punti del Piemonte (ordinati per quota – asse delle ascisse) per gli anni 2006-2100 (asse delle ordinate) rispetto al periodo 1971-2005. Scenario emissivo RCP4.5

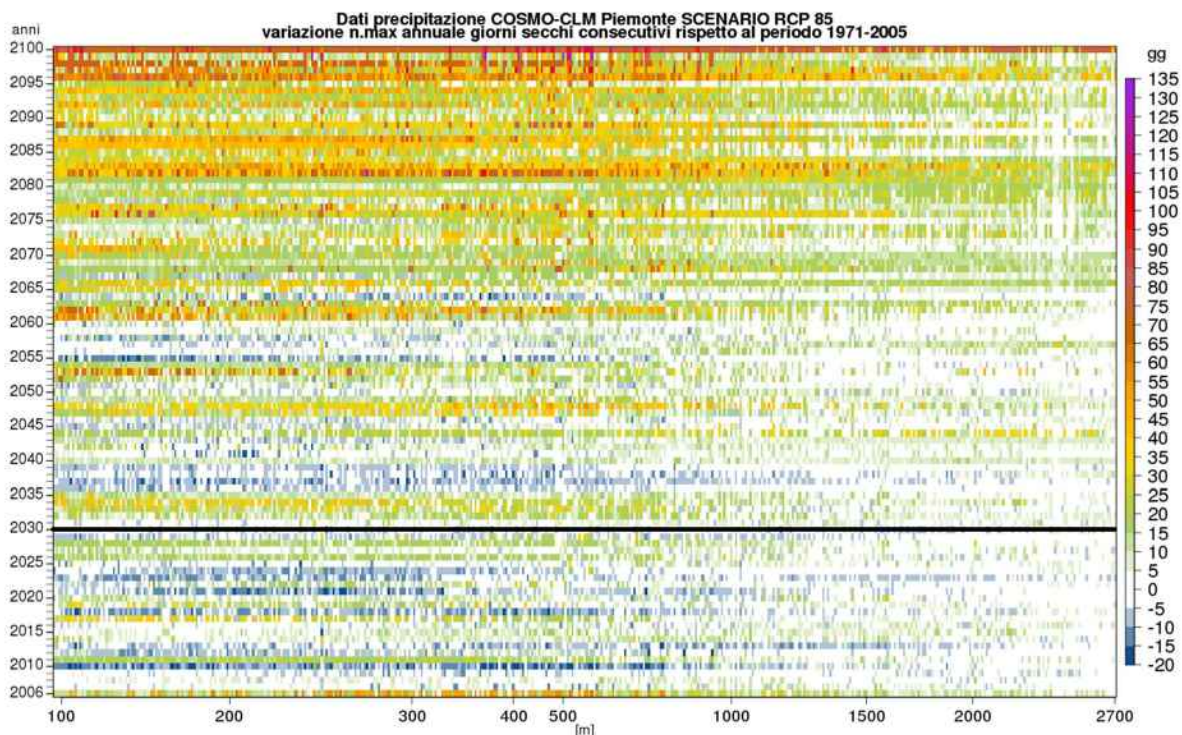


Figura 17 Andamento della variazione della massima lunghezza dei periodi secchi su tutti i punti del Piemonte (ordinati per quota – asse delle ascisse) per gli anni 2006-2100 (asse delle ordinate rispetto al periodo 1971-2005). Scenario emissivo RCP8.5

## Necessità di riscaldamento e raffreddamento

Per valutare come la variazione di temperatura attesa all’orizzonte temporale del PEAR (2030) possa influire sulle necessità di riscaldamento invernale e raffreddamento durante l’estate, sono stati calcolati i gradi giorno di riscaldamento (HDD heatingdegreedays)<sup>79</sup> e i gradi giorno di raffreddamento (CDD coolingdegreedays), nel periodo attuale (1986-2005) e la variazione in un intervallo temporale attorno al 2030 (2025-2035) per i due scenari RCP4.5 e RCP8.5. I CDD sono stati valutati poiché considerati nel Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico, quali indicatori di un aumento delle necessità di condizionamento. In realtà, in questa analisi, abbiamo preferito considerare anche indicatori più rappresentativi del picco massimo di richiesta energetica giornaliera per il raffreddamento, che è il problema concreto che potrebbe verificarsi con gli estremi di temperatura, essendo la criticità derivante una criticità di tipo impulsiva, cioè istantanea. Abbiamo pertanto affiancato ai CDD altri indicatori che meglio rappresentano le condizioni di disagio fisico per situazioni di caldo estremo.

I gradi giorno di riscaldamento sono un parametro empirico utilizzato per il calcolo del fabbisogno termico di un edificio e rappresentano la somma delle differenze tra la temperatura dell’ambiente riscaldato (convenzionalmente 20°C) e la temperatura media esterna; la differenza viene conteggiata

<sup>79</sup> EUROSTAT [http://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg\\_chdd\\_esms.htm](http://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_esms.htm)



solo se positiva. I gradi giorno di riscaldamento sono stati calcolati nel periodo novembre-maggio con una soglia di 20°C. Il D.P.R. 412/93 e s.m.i. definisce le fasce climatiche in cui viene suddiviso il territorio italiano, mentre il D.P.R. 74/2013 definisce le tempistiche di accensione degli impianti di riscaldamento, secondo la tabella sottostante.

Fasce climatiche	D.P.R. 412/93 e s.m.i.	D.P.R. 74/2013
A	gradi giorno tra 0 - 600	ore 6 giornaliere dal 1° dicembre al 15 marzo;
B	gradi giorno tra 600 - 900	ore 8 giornaliere dal 1° dicembre al 31 marzo
C	gradi giorno tra 900 - 1400	ore 10 giornaliere dal 15 novembre al 31 marzo
D	gradi giorno tra 1400 - 2100	ore 12 giornaliere dal 1° novembre al 15 aprile
E	gradi giorno tra 2100 - 3000	ore 14 giornaliere dal 15 ottobre al 15 aprile
F	gradi giorno maggiore di 3000	nessuna limitazione

Per quanto riguarda i gradi giorno di riscaldamento, viene confermata la tendenza alla diminuzione, come già si evince dagli indicatori puntuali basati sui dati osservati rappresentati nella Relazione sull'Ambiente in Piemonte, ma non tali da comportare una variazione di fascia climatica per le zone di pianura, in entrambi gli scenari, mentre nella zona prealpina si passerebbe dalla fascia climatica F a quella E per alcune zone delle Alpi Occidentali, nello scenario RCP4.5, e per tutte le zone nello scenario RCP 8.5.

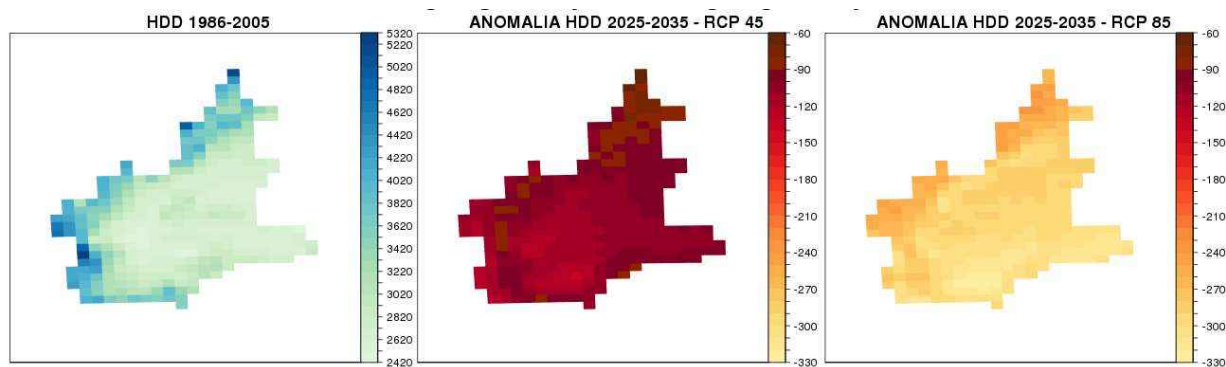


Figura 18 Variazione del valore dei gradi giorni di riscaldamento nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (colonna centrale) e RCP 8.5 (colonna a destra) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (colonna a sinistra).

I gradi giorno di raffrescamento sono calcolati in modo analogo, come somma delle differenze tra la temperatura media esterna e la temperatura di comfort climatico (non superiore ai 21°C); la differenza viene conteggiata solo se la temperatura media esterna supera di 24°C. I gradi giorno di raffrescamento sono calcolati nel periodo giugno-settembre. Come anticipato, essendo basati sulla temperatura media, non sono rappresentativi delle condizioni estreme giornaliere che corrispondono ai picchi massimi di richiesta energetica.



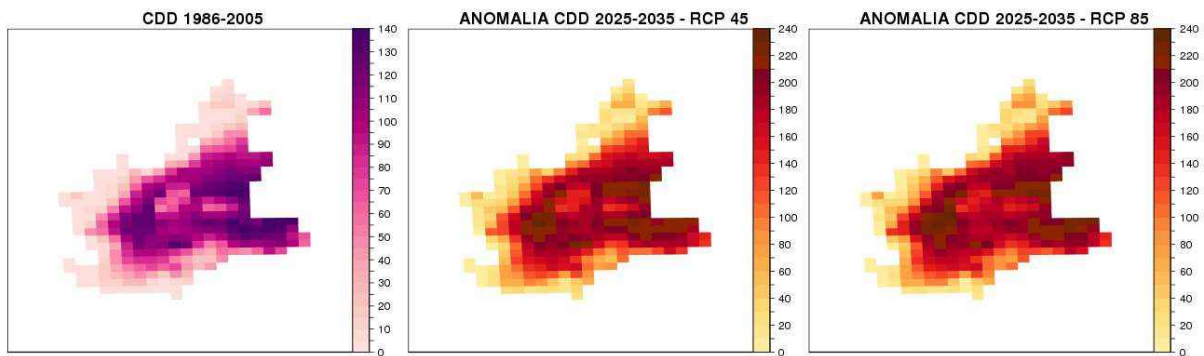


Figura 19 Variazione del valore dei gradi giorni di raffreddamento nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (colonna centrale) e RCP 8.5 (colonna a destra) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (colonna a sinistra).

Per quanto riguarda invece le esigenze di raffrescamento estivo, sulla base dei soli CDD, dalla Figura 19, si evince come nella fascia prealpina le esigenze di raffrescamento aumentino anche del 50%, e in alcune aree di pianura (Novarese, Vercellese, Alessandrino e Torino con basso Torinese) quasi raddoppiano, anche nello scenario di mitigazione RCP4.5. Si osserva che la distribuzione delle aree più calde non sembra variare e che, all'orizzonte temporale del PEAR (2030) non si rileva una grande variazione tra scenario con e senza azioni di mitigazione.

Gli altri indici considerati sono quelli legati alle condizioni di disagio fisico per condizioni di caldo-umido e sono gli indici spesso utilizzati per valutare gli effetti sulla salute delle ondate di caldo. In particolare abbiamo valutato il Discomfort Index<sup>80</sup>, o indice di disagio proposto da Thom, che è considerato uno dei migliori indici di stima della temperatura effettiva. Quest'ultima è definita come "un indice arbitrario" che combina, in un singolo valore, l'effetto di temperatura, umidità e movimento dell'aria sulla sensazione di caldo o freddo percepito dal corpo umano. La temperatura effettiva tiene conto della temperatura di bulbo umido e della temperatura di bulbo asciutto di posti ombreggiati e protetti dal vento. Questo indice è adatto per descrivere le condizioni di disagio fisiologico dovute al caldo-umido ed è sensibile in un intervallo termico compreso tra 21°C e 47°C.

La formula di calcolo è:  $DI = 0,4 * (Ta + Tw) + 4,8$

dove  $Ta$  è la temperatura di bulbo asciutto (°C) e  $Tw$  è la temperatura di bulbo umido (°C)

Un altro indice considerato è l'Humidex<sup>81</sup>, utilizzato per valutare il benessere climatico dell'uomo in relazione all'umidità relativa e alla temperatura. Tale indice si basa su di una semplice relazione empirica che prende in considerazione la temperatura dell'aria e la tensione di vapore.

La formula di calcolo è:  $Humidex = air\ temperature + h (humidity)$ <sup>82</sup>

L'ultimo indice considerato è la Temperatura Apparente<sup>83</sup>. Questo indice considera tutte le condizioni ambientali e corporee che condizionano la termoregolazione umana. Nel 1984 Steadman

<sup>80</sup>Thom, E. C. (1959). The discomfort index. *Weatherwise*, 12(2), 57-61

<sup>81</sup>Masterton, J. M., & Richardson, F. A. (1979). Humidex. *A Method of Quantifying Human Discomfort*

<sup>82</sup> $Humidity = 0,5555 * 6,11exp (5417,7530 * ((1/273,16) - (1/dewpoint)))$



implementa una scala di "temperatura apparente" basata sulle reazioni di una popolazione campione sottoposta a differenti condizioni. Steadman implementa la formula empirica per stimare la temperatura apparente in ambiente esterno all'ombra tenendo conto dei valori di temperatura dell'aria, pressione di vapore e velocità del vento:  $AT = -2,7 + 1,04 * T + 2 * e / 10 - 0,65 * v$  dove  $T(K)$  è la temperatura dell'aria,  $e$  è la tensione di vapore e  $v$  è la velocità del vento.

Questi indici sono stati valutati nei mesi da giugno a settembre nel periodo di riferimento 1986-2005 e nel periodo 2025-2035. Per ogni indice, i valori assunti si suddividono in cinque classi (benessere, cautela, estrema cautela, pericolo, elevato pericolo). In particolare per ognuno degli indici le soglie sono riportate nella tabella seguente.

Soglie di disagio fisiologico	Discomfortindex	Humidex	Temp. apparente
Benessere	Minore di 21°C	Minore di 27	Minore di 27
Cautela	Compreso tra 21 e 27°C	Compreso tra 27 e 30	Compreso tra 27 e 32
Estrema cautela	Compreso tra 27 e 29°C	Compreso tra 30 e 40	Compreso tra 32 e 40
Pericolo	Compreso tra 29 e 32°C	Compreso tra 40 e 55	Compreso tra 40 e 54
Elevato pericolo	Maggiore di 32°C	Maggiore di 55	Maggiore di 54

Per ogni indice, sono stati calcolati i giorni medi di superamento di ogni soglia, nei due periodi considerati, il controllo (1986-2005) e lo scenario futuro (2025-2035). I giorni sono stati normalizzati all'anno singolo in modo che i risultati del periodo di controllo e dello scenario fossero confrontabili. Le Figura 20, Figura 21 e Figura 22 rappresentano le mappe di anomalia del numero di giorni medi di superamento delle soglie per ogni indice, secondo i due scenari emissivi RCP 4.5 e RCP 8.5. La soglia relativa alla situazione di benessere non è stata considerata.

Si evidenzia che il basso numero di eventi o l'assenza di eventi per soglie elevate è causato dall'operazione di media che è stato necessario applicare (il numero di eventi per tali soglie è sempre minore del numero di anni considerati). Si tratta in ogni caso di pochi giorni per i quali la differenza non è significativa.

<sup>83</sup>Steadman, R. G. (1979). The assessment of sultriness. Part I: A temperature-humidity index based on human physiology and clothing science. *Journal of applied meteorology*, 18(7), 861-873.

Steadman, R. G. (1979). The assessment of sultriness. Part II: effects of wind, extra radiation and barometric pressure on apparent temperature. *Journal of Applied Meteorology*, 18(7), 874-885



**DISCOMFORT - ANOMALIA n. giorni superamento soglie benessere: 2025-2035 vs 1986-2005**

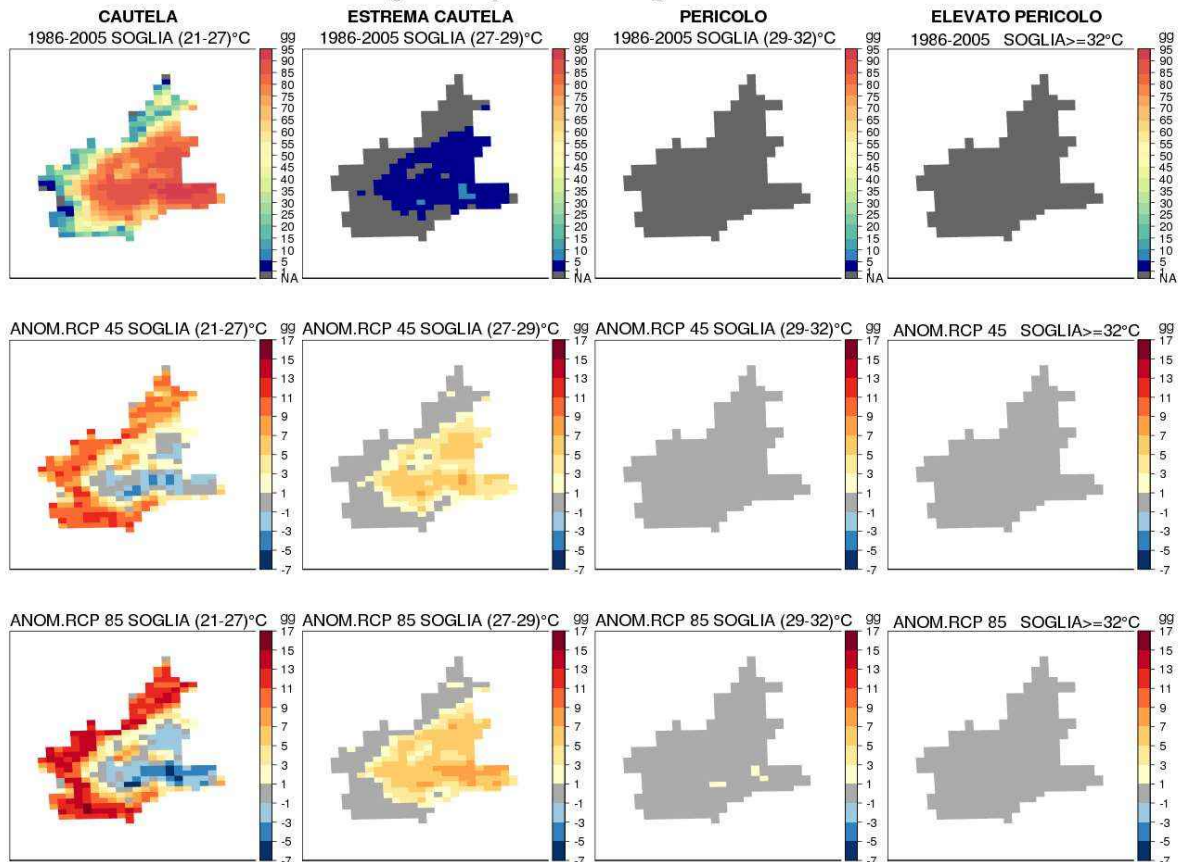


Figura 20 Variazione del numero di giorni di superamento delle soglie del Discomfort Index nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (riga centrale) e RCP 8.5 (ultima riga in basso) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (prima riga in alto). I pixel grigio scuro nella prima riga rappresentano punti in cui non si verifica il superamento della soglia corrispondente. I pixel grigio chiaro nelle righe sottostanti (anomalie) rappresentano punti in cui la variazione oscilla intorno allo zero rispetto al periodo di riferimento.

Per la soglia più bassa (colonna a sinistra) il Discomfort Index tende ad aumentare sulla fascia montana e pedemontana, con un raddoppio del numero di giorni caratterizzato da condizioni di cautela, mentre in pianura si evidenzia una lieve diminuzione. Per la soglia di estrema cautela l'aumento è importante e concentrato sulle aree di pianura. Si evidenzia il basso Alessandrino, già oggi caratterizzato da condizioni più calde rispetto al resto della pianura. Nello scenario RCP8.5 le differenze sono maggiori, con le medesime distribuzioni geografiche.



**HUMIDEX - ANOMALIA n. giorni superamento soglie benessere: 2025-2035 vs 1986-2005**

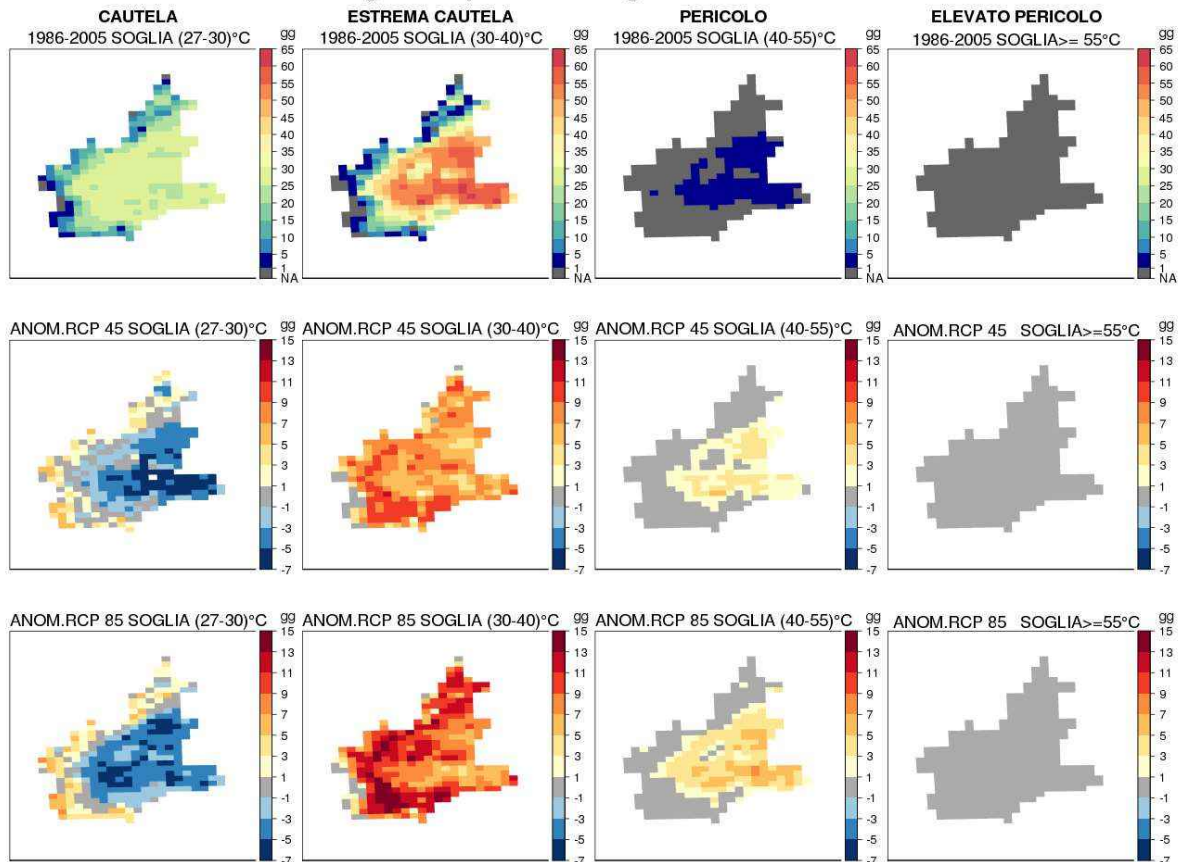


Figura 21 Variazione del numero di giorni di superamento delle soglie dell'Humidex Index nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (riga centrale) e RCP 8.5 (ultima riga in basso) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (prima riga in alto). I pixel grigio scuro nella prima riga rappresentano punti in cui non si verifica il superamento della soglia corrispondente. I pixel grigio chiaro nelle righe sottostanti (anomalie) rappresentano punti in cui la variazione oscilla intorno allo zero rispetto al periodo di riferimento.

Le mappe reattive all'Humidex mostrano invece variazioni di segno opposto, a seconda della soglia analizzata. Per la soglia più bassa si evidenzia un incremento limitato alle zone montane (oltre il 40% nell'RCP 8.5), mentre la fascia pedemontana non sembra subire variazioni; da segnalare, in pianura, una diminuzione diffusa ma più limitata (intorno al 20%, lievemente più marcata nell'RCP 4.5 ancora sull'Alessandrino). Per questo indice l'aumento maggiore sembra verificarsi per la soglia di estrema cautela, in particolare sul settore sudoccidentale della regione (fino al 50% nell'RCP 8.5), con variazioni positive anche sui rilievi alpini, a differenza del Discomfort per cui l'aumento dei giorni in condizioni di estrema cautela sembrano riguardare soltanto le zone pianeggianti. Sui settori a bassa quota si ottiene una variazione positiva anche del numero di giorni in condizioni di pericolo.



**TEMP. APPARENTE - ANOMALIA n. giorni superamento soglie benessere: 2025-2035 vs 1986-2005**

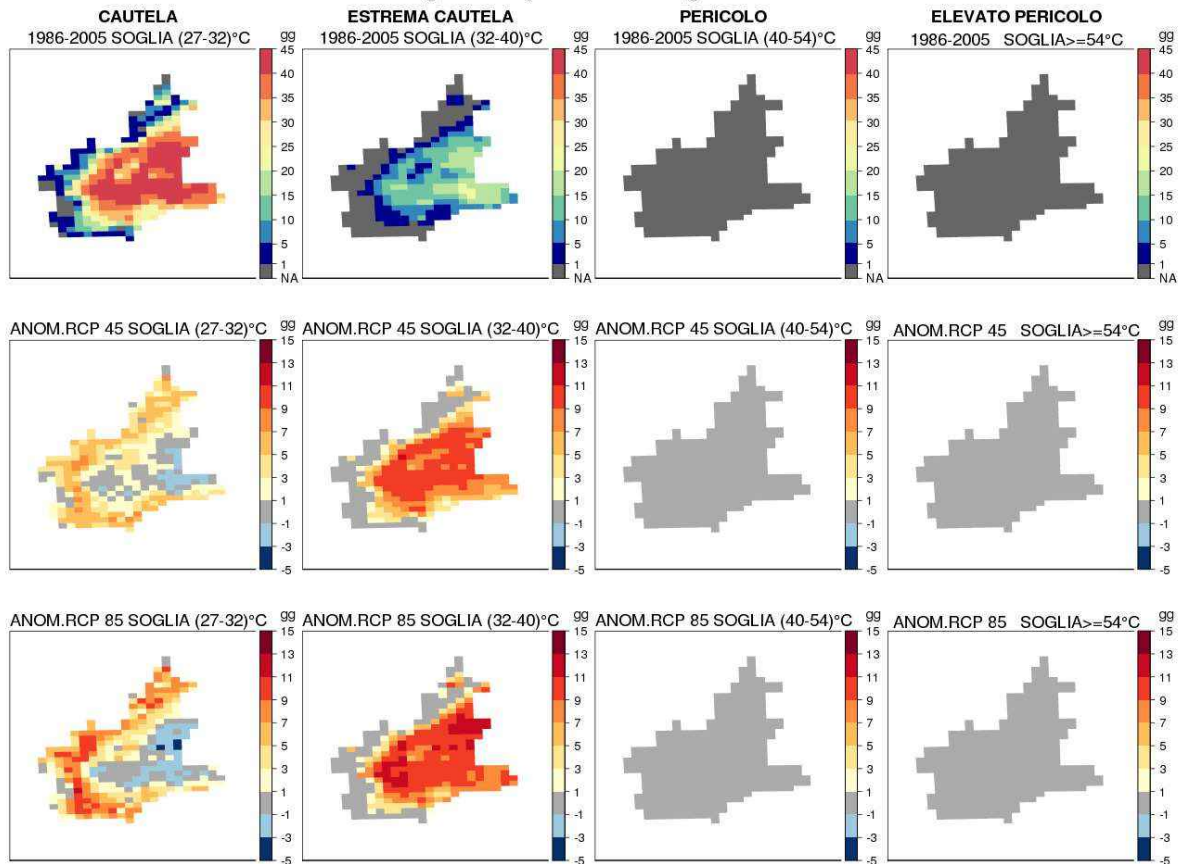


Figura 22 Variazione del numero di giorni di superamento delle soglie della Temperatura Apparente nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (riga centrale) e RCP 8.5 (ultima riga in basso) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (prima rigain alto). I pixel grigio scuro nella prima riga rappresentano punti in cui non si verifica il superamento della soglia corrispondente. I pixel grigio chiaro nelle righe sottostanti (anomalie) rappresentano punti in cui la variazione oscilla intorno allo zero rispetto al periodo di riferimento.

Le mappe confermano una generale tendenza all'aumento, in modo molto simile al Discomfort. Gli incrementi per la soglia di cautela sono più rilevanti sulle zone montane e pedemontane occidentali (intorno al 50% nell'RCP 4.5 e con valori localmente raddoppiati nell'RCP 8.5), mentre sulle pianure si conferma una lieve diminuzione. Per la soglia di estrema cautela le zone montane non riscontrano aumenti, mentre nelle restanti aree il numero di giorni di superamento arriva localmente a raddoppiare

Anche in Piemonte, come già si evince dal Piano Nazionale di Adattamento per gran parte del territorio italiano, la domanda di energia per il raffrescamento estivo tenderà ad aumentare più di quanto si ridurrà la domanda di energia per il riscaldamento. Le aree più interessate saranno le pianure, più marcatamente il basso Alessandrino e il Vercellese. Anche la fascia prealpina, o le aree vallive a bassa quota (ad esempio l'Ossola) potranno necessitare di impianti di raffrescamento.



## Ondate di caldo

Uno degli effetti del riscaldamento globale è l'aumento degli eventi di "ondata di caldo", periodi duraturi di condizioni di elevate temperature spesso accompagnate da condizioni di afa<sup>84</sup>. Alle ondate di caldo sono attribuiti importanti effetti sulla salute, tanto da essere considerate la *catastrofe naturale* dovuta al clima e alla meteorologia che determina il maggior numero di vittime. A questi episodi sono quasi sempre associate condizioni di scarsità idrica e gli impatti che determinano non si limitano al comparto della salute, ma coprono un ampio spettro di effetti, diretti e indiretti. Anche sul comparto energetico gli effetti delle ondate di calore possono essere critici sia dal punto di vista della domanda sia della produzione, nonché agire in modo indiretto (risorse forestali, siccità...).



Figura 23 Schema delle possibili implicazioni delle ondate di caldo sui diversi comparti

Le condizioni climatiche al 2025-2035, e ancora di più a fine secolo, evidenziano un aumento della frequenza e della durata delle ondate di caldo, determinando un incremento considerevole del numero di giorni estivi in ondata di caldo. Considerando ad esempio la città di Torino, il numero di giorni in ondata di caldo triplica nello scenario RCP4.5 e tende a quadruplicare nello scenario RCP 8.5.

<sup>84</sup>Nairn, J., Fawcett, R., & Ray, D. (2009, November). Defining and predicting excessive heat events, a national system. In *Modelling and understanding high impact weather: extended abstracts of the third CAWCR Modelling Workshop* (Vol. 30, pp. 83-86)

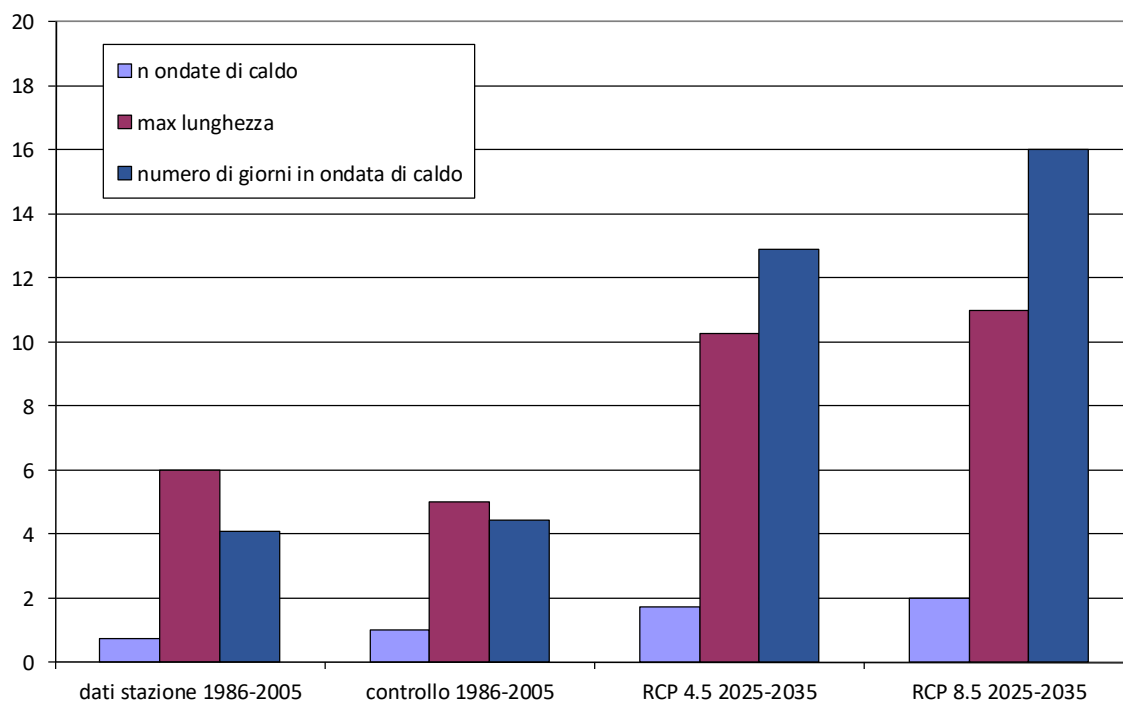


Figura 24 Ondate di caldo negli scenari climatici nella città di Torino: numero, massima lunghezza e numero di giorni estivi in ondata di caldo valutati con l'indice EHF, per i dati misurati dalla stazione nel periodo 1986-2005, per il controllo nel periodo 1986-2005, e nel periodo di riferimento del PEAR 2025-2035.



## Gli impatti potenziali sulla domanda

Il cambiamento climatico può agire sulla domanda di energia, variandone la richiesta complessiva, le punte massime ma anche la stagionalità.

Naturalmente il clima è solo uno dei driver che può orientare la domanda. Un peso maggiore nella modulazione della domanda è rappresentato da driver non climatici, di tipo tecnologico (a medio e lungo termine), come la disponibilità di nuove tecnologie di produzione e di distribuzione, di tipo economico (a breve, medio e lungo termine) legato agli incentivi e ai costi dell'energia, e di tipo sociale (a medio e lungo termine), legato ad esempio all'invecchiamento della popolazione o alla maggiore concentrazione nelle aree urbane.

Nella tabella sottostante sono riportati i principali impatti connessi principalmente alle forzanti climatiche, che possono essere favoriti da driver non climatici. Per ogni impatto viene dato un valore positivo o negativo, considerando la sola relazione con il sistema energetico di domanda/offerta e un valore di gravità dell'impatto nell'orizzonte temporale del PEAR su una scala a tre livelli: alto, medio, basso.





Driver climatico	Driver non climatico	Impatto potenziale sul comparto energetico		
		Descrizione	Positivo Negativo	Gravità impatto <sup>85</sup>
Aumento degli indici di disagio per condizioni di caldo-umido e aumento delle ondate di caldo	-Crescente utilizzo di sistemi di condizionamento -Effetto isola di calore per aree urbane. -Caratteristiche edifici e sistemi di raffreddamento.	Incremento dei consumi elettrici	N	MEDIA
		Incremento della punta di domanda energetica nella stagione estiva (residenziale e commerciale) nelle aree urbane ma anche nelle zone dove attualmente non si verificano	N	ALTA
Lieve diminuzione degli HDD (HeatingDegreeDays) sulle zone di pianura	-Incremento della domanda di energia elettrica legato alla maggior penetrazione dell'utilizzo delle pompe di calore per il riscaldamento (previsto nel PEAR un aumento da 170ktep del 2015 a 400ktep al 2030).	Nel periodo invernale, si prevede che i consumi energetici possano lievemente ridursi a causa dell'utilizzo meno intensivo dei sistemi di riscaldamento.	P	BASSA
		Nel periodo invernale, incremento della domanda di energia elettrica dovuto alla conversione al vettore elettrico di consumi termici.	N	MEDIA
Incremento temperature estive e diminuzione precipitazioni estive (siccità)	-Diminuzione delle portate e del ruscellamento superficiale	Aumento dei consumi energetici nella stagione estiva dovuti all'utilizzo di sistemi di irrigazione e all'aumento dell'estensione della superficie irrigata	N	MEDIA
		Competizione della produzione idroelettrica per uso dell'acqua con altri settori (agricoltura e turismo)	N	ALTA
Sporadici eventi di freddo intenso invernali ed eventi "fuori stagione"		Nel periodo invernale, o nei periodi al di fuori di quelli di accensione degli impianti termici, picchi della domanda di energia dovuto al riscaldamento	N	BASSA

<sup>85</sup> Valutata nell'orizzonte del PEAR (gravità alta, media, bassa)



## Gli impatti potenziali sulla produzione

Il cambiamento climatico può avere degli effetti importanti anche sulla produzione di energia. Gli effetti possono verificarsi sulle infrastrutture di approvvigionamento, sugli impianti e i processi di produzione e, per quanto riguarda l'idroelettrico, sulla disponibilità della risorsa.

Per quanto riguarda il parco termoelettrico regionale di potenza, considerate le caratteristiche dei dispositivi di raffreddamento ad aria nelle centrali Torino Nord, Livorno Ferraris e Leinì, nonché misti (aria e acqua) nelle centrali di Moncalieri e Chivasso, gli effetti determinabili dalla carenza di risorsa idrica e dall'abbassamento del livello dei corpi idrici non risulteranno particolarmente significativi.

Viceversa, l'impatto maggiore sul quale è necessario un intervento di tipo strategico di lungo periodo, è quello sulla produzione idroelettrica, in particolare per quanto riguarda le garanzie a lungo termine dell'approvvigionamento idrico degli attuali bacini di accumulo dell'acqua.

A fronte di tale scenario di rischio, la disponibilità di adeguati volumi di stoccaggio potrebbe giocare un ruolo fondamentale per l'affidabilità del sistema elettrico nel suo insieme, non solo in relazione all'intermittenza delle disponibilità idriche ma quale elemento di regolazione dell'andamento discontinuo della domanda di elettricità e di una generazione da fonti energetiche rinnovabili sempre più intermittente.

Risulta invece di più difficile individuazione una linea di intervento strategico tesa a calmierare l'effetto di riduzione della producibilità elettrica negli impianti ad acqua fluente a causa della prevista riduzione delle portate.

Nell'ambito dell'orizzonte temporale del PEAR risultano impatti potenzialmente significativi il diverso regime delle precipitazioni (stagionalità, rapporto neve/pioggia, quantità di neve) nella capacità di alimentazione degli invasi esistenti e nella eventuale progettazione di nuovi invasi e l'incremento degli eventi estremi, che influiscono sulla rete di distribuzione e sulle capacità di approvvigionamento. Quest'ultimo aspetto può generare criticità elevate, essendo la regione Piemonte un punto di snodo importante per l'importazione di energia elettrica dall'estero e l'export verso le altre regioni italiane.



Driver climatico	Driver non climatico	Impatto potenziale sul comparto energetico		
		Descrizione	Positivo Negativo	Gravità dell'impatto <sup>86</sup>
Aumento delle temperature e aumento delle ondate di caldo (frequenza e intensità e durata)	-Conflitti di utilizzo dell'acqua tra diversi utilizzatori e con altre regioni a valle del bacino del Po	Difficoltà per il raffreddamento degli impianti di generazione elettrica e conseguente riduzione della capacità produttiva degli impianti termoelettrici (rendimento)	N	BASSA
		Diminuzione efficienza impianti fotovoltaici	N	BASSA
Diminuzione della frazione di neve (del rapporto neve/pioggia)		Minor efficacia nell'alimentazione dei grandi invasi alle quote più alte	N	ALTA
Aumento della variabilità interannuale nel regime delle precipitazioni		Irregolarità nell'alimentazione degli invasi	N	MEDIA
Diminuzione delle precipitazioni estive	-Riduzione delle portate	Riduzione della capacità produttiva degli impianti ad acqua fluente	N	MEDIA
Aumento della variabilità climatica e anticipo della fusione nivale primaverile		Impatti negativi sulla generazione idroelettrica dovuta all'aumento della variabilità delle risorse idriche disponibili (problemi dal punto di vista gestionale).	N	BASSA

<sup>86</sup>Valutata nell'orizzonte del PEAR (gravità alta, media, bassa)



## Gli impatti potenziali sulla distribuzione/trasmissione di energia elettrica

Dal punto di vista della distribuzione/trasmissione elettrica, l'aumento della temperatura determina un aumento della resistenza dei cavi, e quindi delle perdite di vettoriamento, e rendendo più difficile la dissipazione del calore prodotto. Per ogni grado di aumento della temperatura, la capacità dei trasformatori può ridursi fino all'1%, mentre la resistenza dei cavi di rame aumenta all'incirca dello 0.4%; nell'insieme, la capacità di una rete si riduce dell'1% circa per ogni grado centigrado di aumento della temperatura. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, in una rete con perdite iniziali dell'8%, le perdite possono aumentare dell'1% se la temperatura cresce di 3°C.

Driver climatico	Driver non climatico	Impatto potenziale sul comparto energetico		
		Descrizione	Positivo Negativo	Gravità dell'impatto
Aumento delle temperature e aumento delle ondate di caldo (frequenza e intensità e durata)		Aumento della resistenza al vettoriamento elettrico nelle linee di distribuzione/trasmissione con conseguenti perdite sulla rete.	N	BASSA
Aumento della frequenza e dell'intensità degli eventi estremi, anche imprevedibili	-Non contemporaneità tra produzione e consumo di energia elettrica nella medesima area con necessità di trasporto di quantità crescenti di energia a distanze considerevoli -Aumento della produzione non programmabile	Possibili impatti sull'assetto del sistema elettrico.	N	MEDIA
		Incremento della necessità di un elevato livello di magliatura e affidabilità della rete di sub-trasmissione, quale interfaccia tra distribuzione e trasmissione elettrica.		
		Rischio di black-out estivi per ondate di caldo.		
		Danni alle infrastrutture di approvvigionamento		



## Le azioni di adattamento

La trasformazione del sistema energetico al fine di assicurarne una maggiore sicurezza e sostenibilità è anche al centro del pacchetto UE sull'Unione dell'Energia (EC 2015c)<sup>87</sup>, che fissa tra i suoi obiettivi la diversificazione dell'approvvigionamento per aumentarne la sicurezza, la promozione dell'efficienza energetica come mezzo per moderare la domanda di energia, il sostegno alla diffusione delle energie rinnovabili nell'ambito di una generale decarbonizzazione dell'economia e un incremento del grado di interconnessione delle reti pari al 10% della capacità di produzione elettrica installata degli Stati membri, da raggiungere entro il 2020. Il quadro per il clima e l'energia 2030 dell'Unione Europea fissa tre obiettivi vincolanti principali da conseguire entro il 2030: una riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990), una quota di almeno il 27% di energia da fonti rinnovabili (tale target è in fase di innalzamento al 32%), un miglioramento di almeno il 27% dell'efficienza energetica (tale target è in fase di incremento al 32,5%). Inoltre, la road-map europea per raggiungere un'economia a bassa intensità di carbonio, invita ad adottare da subito misure efficaci sul piano dei costi che siano funzionali al conseguimento dell'obiettivo a lungo termine di ridurre le emissioni dell'80-95% entro il 2050 (60% entro il 2040). A tal fine la Roadmap per l'energia al 2050 indica che tale obiettivo è perseguibile e raggiungibile con azioni, per trasformare il sistema energetico, che devono essere intraprese da subito e in modo congiunto fra gli stati dell'Unione.

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017<sup>88</sup> declina, in modo coerente con il Piano dell'Unione dell'Energia ma anche con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990, e si pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030:

1. migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
2. raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
3. continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

In particolare l'azione che riguarda la crescita sostenibile sottende alcuni obiettivi che sono stati fortemente perseguiti nella stesura del PEAR, e che contribuiscono a rendere il sistema energetico più resiliente ai potenziali impatti del cambiamento climatico:

- Promuovere ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili
- Favorire interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema

<sup>87</sup>Energy union package - communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee, the committee of the regions and the european investment bank  
[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.03/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1&format=PDF)

<sup>88</sup>SEN 2017 - Strategia energetica nazionale ([www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/strategia-energetica-nazionale](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/strategia-energetica-nazionale))



- Incrementare le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico in ambito cleanenergy

Anche il Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico indica alcuni principi chiave per individuare le possibili azioni di adattamento al cambiamento climatico nel settore energetico:

- Diversificazione delle fonti primarie;
- Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- Demand side management, ovvero modifica della domanda dei consumatori di energia attraverso vari metodi quali incentivi finanziari e campagne educative;
- Utilizzo di sistemi di stoccaggio dell'energia,
- Integrazione e sviluppo delle reti,
- Utilizzo di contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio;
- Sostegno dell'attuale evoluzione in corso da un sistema elettricentralizzato a uno distribuito, nel quale ogni utente, potenzialmente, sia al tempo stesso produttore e consumatore, al fine di ridurre la vulnerabilità della rete elettrica.

In particolare, tenuto conto delle vulnerabilità analizzate a livello nazionale, il Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico prevede 28 possibili azioni di adattamento per il settore energetico (di cui 16 grey, 12 soft), da implementare principalmente a breve termine.

Le azioni previste sono raggruppate nel Piano Nazionale di Adattamento PNACC in:

- Gestione della domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento (EN001, EN002)
- Gestione della trasmissione e della distribuzione di energia elettrica (EN003, EN004, EN005, EN006, EN025, EN027, EN028)
- Produzione termoelettrica (EN008, EN009, EN010, EN011, EN012, EN013)
- Produzione da fonti rinnovabili (EN007, EN014, EN015, EN016, EN017, EN018, EN019, EN020, EN021, EN022, EN023, EN024, EN026)

Le azioni proposte rispondono ai principali impatti derivanti dai cambiamenti climatici secondo quanto riportato nella tabella sottostante (tabella ripresa dal PNACC).

IMPATTO	RISPOSTA	AZIONE DEL PNACC
Tutti gli impatti del settore	Incrementare l'utilizzo di fonti energetiche alternative	EN007. Installazione di sistemi di monitoraggio dell'andamento delle fonti rinnovabili EN020. Diversificazione delle fonti primarie EN021. Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica EN023. Utilizzo di sistemi di stoccaggio dell'energia EN028. Sviluppo di sistemi di stoccaggio diffuso
	Incrementare la resilienza del sistema energetico e ridurre la vulnerabilità della	EN010. Sostituire i combustibili fossili utilizzati dalle centrali termoelettriche tradizionali (da carbone e olio combustibile a gas naturale) EN011. Sostituzione dei sistemi di raffreddamento a ciclo



IMPATTO	RISPOSTA	AZIONE DEL PNACC
	produzione idroelettrica e termoelettrica	aperto con sistemi a ciclo chiuso EN012. Utilizzo di raffreddatori ad aria, pompe addizionali o torri di raffreddamento EN014. Aumento della disponibilità di sistemi di monitoraggio meteo EN016. Utilizzo di strumenti modellistici per il supporto di accordi e azioni concertate
Incremento della punta di domanda energetica estiva. Rischio Blackout.	Promuovere ed incrementare una miglior gestione della domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento	EN001. Interventi di adattamento degli edifici esistenti EN002. Climateproofing degli edifici di nuova realizzazione EN024. Integrazione e sviluppo delle reti EN025. Utilizzo di contratti che prevedano l'interruzione del servizio EN026. Promozione dell'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito
Difficoltà per il raffreddamento degli impianti di generazione elettrica a causa dell'aumento delle temperature e la diminuzione delle risorse idriche.	Incrementare la resilienza del sistema energetico e ridurre la vulnerabilità della produzione idroelettrica e termoelettrica	EN008. Razionalizzazione, programmazione e riduzione dei consumi nel periodo estivo EN009. Incrementare l'efficienza di generazione elettrica delle centrali termoelettriche tradizionali alimentate da combustibili fossili EN013. Riduzione della produzione degli impianti nel periodo estivo EN019. Introduzione di sistemi di raffreddamento più efficaci per gli impianti a biomassa
Impatti negativi sulla generazione idroelettrica dovuta all'aumento della variabilità delle risorse idriche disponibili.		EN015. Rafforzamento del controllo/monitoraggio della variabilità dell'apporto d'acqua EN017. Aumento dei volumi dei serbatoi di stoccaggio nella gestione ordinaria EN018. Introduzione di incentivi economici per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio EN022. Realizzazione di reti di bacini interconnesse su scala regionale o nazionale
Aumento della resistenza nelle linee di trasmissione e conseguenti perdite sulla rete.	Riduzione delle perdite di energia dalle reti di trasmissione e distribuzione.	EN003. Promozione dello sviluppo di "microgrid". EN004. Promozione di programmi di orientamento della domanda ("demand side management") EN005. Interramento di parte della rete EN006. Utilizzo di sistemi di trasmissione flessibili in corrente alternata EN027. Promuovere la coordinazione con i TSO (Transmission System Operators)

Al fine di evidenziare quali azioni del PNACC siano state declinate all'interno del PEAR, tenuto conto delle peculiarità regionali e dell'indirizzo politico regionale, e della modalità con cui se ne intende dare attuazione, si riportano nella tabella sottostante gli indirizzi e le azioni previste nel PEAR che



possono considerarsi azioni di adattamento al Cambiamento Climatico e che troveranno, nei successivi piani di azione previsti dal PEAR, una ulteriore definizione.

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
EN001	Interventi di adattamento degli edifici esistenti	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sostenere la creazione e l'operatività delle ESCO (Energy Service Companies) unitamente a forme di sostegno per l'accesso al credito (fondi di garanzia e fondi rotativi), ai fini di realizzare interventi di efficientamento energetico del settore edilizio pubblico e privato</li> <li>• Favorire l'espletamento delle gare di Energy Performance Contracting (EPC) sul patrimonio immobiliare pubblico, valorizzando il ruolo della Società di Committenza Regionale (SCR)</li> <li>• Promuovere la ricerca applicata e la sperimentazione in materia di efficientamento energetico degli edifici, potenziando i servizi a sostegno dello sviluppo delle attività di ricerca e trasferimento tecnologico e della rete regionale dei soggetti della ricerca e dell'innovazione sui domini tecnologici dell'energia anche attraverso lo sviluppo di soluzioni ICT</li> <li>• Riduzione dei consumi energetici del sistema sanitario pubblico attraverso:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ approvazione di una Misura dell'Asse IV del POR FESR 2014-2020 specificamente dedicata alle strutture ospedaliero-sanitarie regionali con una dotazione iniziale pari a 16 Meuro</li> <li>◦ implementazione degli Energy Performance Contract (EPC)</li> </ul> </li> <li>• Riduzione dei consumi energetici del patrimonio immobiliare degli Enti Locali piemontesi attraverso specifiche misure a valere sull'Asse IV del POR FESR con una dotazione iniziale pari a 40 milioni di Euro per interventi combinati di efficientamento energetico e utilizzo di fonti rinnovabili</li> <li>• Riduzione dei consumi energetici del patrimonio immobiliare delle Agenzie Territoriali per la Casa attraverso specifiche misure a valere sull'Asse IV del POR FESR con una dotazione iniziale pari a 10 milioni di Euro per la trasformazione di edifici esistenti in edifici a energia quasi zero</li> <li>• Supporto gli enti locali nell'individuazione delle priorità di investimento e della scelta delle opportunità di finanziamento presenti a livello comunitario, nazionale e regionale, nonché ad individuare il perimetro di applicazione dei limiti di fabbisogno energetico previsto per gli edifici a energia quasi-zero (nZEB) nell'ambito del parco immobiliare esistente</li> <li>• Favorire l'applicazione dei contratti di rendimento energetico nella PA</li> </ul>
EN002	"Climateproofing" degli edifici di nuova realizzazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Favorire l'applicazione di contrattualistica basata sull'efficienza e l'adozione dei Criteri Ambientali Minimi, anche mediante l'adozione di protocolli di certificazione energetico-ambientale, per i servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione degli edifici</li> </ul>





ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Definire strumenti di sostegno alla riqualificazione energetica urbana e micro-urbana mediante regolamentazioni urbanistico-edilizie omogenee sul territorio regionale</li> <li>Implementare procedure informatizzate per la descrizione degli interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare conformemente agli indicatori di prestazione energetica in un'ottica di omogeneizzazione e di conoscenza condivisa sul patrimonio immobiliare nel rispetto del DM 26 giugno 2015 "Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici"</li> <li>Promuovere la ricerca applicata e la sperimentazione in materia di tecnologie edilizie avanzate, potenziando i servizi a sostegno dello sviluppo delle attività di ricerca e trasferimento tecnologico e della rete regionale dei soggetti della ricerca e dell'innovazione sui domini tecnologici dell'energia</li> </ul>
EN003	Promozione dello sviluppo di "microgrid"	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promuovere l'attuazione della L.r. n. 12/2018 inerente alla diffusione delle Comunità energetiche sul territorio regionale anche attraverso atti di indirizzo tesi a definire criteri, parametri tecnici e gestionali capaci di omogeneizzarne le modalità di sviluppo</li> </ul>
EN004	Promozione di programmi di orientamento della domanda ("demand side management")	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promuovere attraverso il ricorso a risorse FSE lo sviluppo di nuove competenze professionali mirate all'efficienza energetica sul territorio</li> <li>Formazione e la qualificazione degli operatori del settore delle FER in particolare degli installatori da svilupparsi, ai sensi del decreto legislativo n. 28/2011, d'intesa con le Associazioni di categoria, gli Istituti tecnici e gli Enti di formazione del territorio</li> <li>Promuovere programmi di formazione e di istruzione sui temi dell'energia e del cambiamento climatico partendo dalle scuole, nonché divulgare le Best Practice in materia di efficienza energetica e utilizzo delle Energie Rinnovabili</li> </ul>
EN005	Interramento di parte della rete	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nell'ambito dell'attuazione di accordi siglati con TERNA, promuovere la completa attuazione degli interventi di riequilibrio territoriale mediante interrimento di linee elettriche esistenti, ai fini di eliminare le interferenze tra l'infrastrutturazione elettrica esistente e l'edificato.</li> </ul>
EN006	Utilizzo di sistemi di trasmissione flessibili in corrente alternata	N.D. La rete di trasporto dell'energia elettrica presente nella regione Piemonte è quasi esclusivamente in corrente alternata (è in corrente continua, viceversa, la rete elettrica per trazione ferroviaria storica, tranviaria e metropolitana).
EN007	Installazione di sistemi di monitoraggio dell'andamento delle fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> <li>Periodica elaborazione del Rapporto Statistico sull'Energia in Piemonte valorizzando i dati resi disponibili dalle fonti nazionali (GSE, ENEA, MiSE, ecc.) e integrandoli con specifiche indagini e raccolte dati sul territorio regionale</li> </ul>



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Integrazione dei diversi sistemi informativi regionali (CIT, SIPEE, ecc.), al fine di realizzare un catasto energetico degli edifici comprensivo dei dati sui consumi stagionali e del contributo delle fonti rinnovabili secondo uno schema comune</li> <li>Creazione di un quadro di conoscenze condiviso tra Regione, EE.LL. e operatori del settore in merito allo stato dell'arte georiferito di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (catasto impianti) con rappresentazioni cartografiche aggiornate idonee a indirizzare una sostenibile localizzazione dei nuovi impianti sul territorio</li> </ul>
EN008	Razionalizzazione, programmazione e riduzione dei consumi nel periodo estivo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promuovere il conseguimento degli obiettivi della presente azione anche mediante la realizzazione delle misure EN001, EN002, EN004 precedentemente illustrate, nonché EN021 concernente la diffusione della geotermia a bassa entalpia.</li> </ul>
EN009	Incrementare l'efficienza di generazione elettrica delle centrali termoelettriche tradizionali alimentate da combustibili fossili	<ul style="list-style-type: none"> <li>Favorire il processo di adeguamento del parco termoelettrico regionale con l'adozione di sistemi tecnologici in grado di consentire l'esercizio degli impianti a carico parziale, senza importanti sacrifici dal punto di vista del rendimento di generazione</li> </ul>
EN010	Sostituire i combustibili fossili utilizzati dalle centrali termoelettriche tradizionali (da carbone e olio combustibile a gas naturale)	N.D.Parco-centrali termoelettrico esistente in Piemonte è di nuova generazione, e come tale in massima parte costituito da cicli combinati a gas naturale
EN011	Sostituzione dei sistemi di raffreddamento a ciclo aperto con sistemi a ciclo chiuso	N.D.
EN012	Utilizzo di raffreddatori ad aria, pompe addizionali o torri di raffreddamento	N.D.Il parco-impianti termoelettrico regionale appare già in buona misura dotato di sistemi di raffreddamento ad aria (centrali di Leinì, Torino Nord, Livorno Ferraris), o di sistemi misti aria-acqua (centrali di Moncalieri e Chivasso).



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
EN013	Riduzione della produzione degli impianti nel periodo estivo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il PEAR persegue generalmente obiettivi di contenimento e razionalizzazione dei consumi, e con ciò la riduzione della domanda di energia elettrica nel periodo di massima punta (estivo), unitamente ad un suo soddisfacimento in misura sempre maggiore tramite fonti rinnovabili</li> </ul>
EN014	Aumento della disponibilità di sistemi di monitoraggio meteo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promuovere l'installazione sperimentale su porzioni della Rete di Trasmissione Nazionale di specifica sensoristica tesa a rilevare e trasmettere dati inerenti ai parametri meteorologici, anche in relazione a finalità di protezione civile e prevenzione incendi. Promuovere altresì l'installazione di sistemi orientati alle <i>smartcity</i> sulla rete di illuminazione pubblica, tra i quali sensori dedicati al monitoraggio meteorologico</li> </ul>
EN015	Rafforzamento del controllo/monitoraggio della variabilità dell'apporto d'acqua	N.D.
EN016	Utilizzo di strumenti modellistici per il supporto di accordi e azioni concertate	N.D.
EN017	Aumento dei volumi dei serbatoi di stoccaggio nella gestione ordinaria	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promuovere la realizzazione di impianti di ripompaggio alla base dei principali bacini idroelettrici esistenti, ai fini di mitigare le carenze idriche nel periodo estivo e, nel contempo, contribuire al bilanciamento della generazione elettrica</li> </ul>
EN018	Introduzione di incentivi economici per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Favorire il pieno utilizzo degli impianti di ripompaggio/stoccaggio idrico esistenti in Piemonte mediante la promozione con le competenti Autorità ministeriali di una riduzione degli oneri fiscali correlati ai sovracani, al fine di rendere economicamente vantaggioso il pieno esercizio degli stessi</li> </ul>
EN019	Introduzione di sistemi di raffreddamento più efficaci per gli impianti a biomassa	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il PEAR prevede una limitazione alla diffusione di impianti di generazione/cogenerazione alimentati a biomassa, prevista solamente in determinate fattispecie, ai fini di contenere e limitare, in coerenza con il PRQA, i problemi correlati all'inquinamento atmosferico da polveri sottili</li> </ul>
EN020	Diversificazione delle fonti primarie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il PEAR promuove con forza la progressiva sostituzione dei consumi soddisfatti con fonti fossili con altrettanti da fonti rinnovabili, favorendo la valorizzazione di un mix ottimale di fonti, secondo il principio di massimizzazione dell'utilizzo e dello sfruttamento delle fonti endogene</li> </ul>
EN021	Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promuovere la dematerializzazione dei procedimenti autorizzativi degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, realizzando un sistema informatizzato che consenta la presentazione on line delle domande di autorizzazione ai sensi del D.Lgs.387/2003 e il</li> </ul>



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		<p>contestuale aggiornamento del quadro conoscitivo degli impianti.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incrementare l'utilizzo della risorsa solare a fini termici e per la produzione fotovoltaica sulle coperture degli edifici, sulle superfici impermeabilizzate o attraverso il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione d'uso, quali ad esempio le discariche di rifiuti sature, minimizzando il consumo di suolo, nonché favorendo la piena applicazione della normativa vigente statale e regionale relativa al <i>retrofitting</i> degli edifici esistenti.</li> <li>• Promuovere che, in tutte le nuove progettazioni di edifici, che prevedano un condizionamento invernale, e in primo luogo negli edifici ospedalieri, alberghieri, nonché residenziali, venga opportunamente valutata e conseguentemente valorizzata l'opzione di soddisfare, mediante l'apporto termico integrativo da fonte solare, il fabbisogno di riscaldamento degli ambienti.</li> <li>• Promuovere lo sviluppo della produzione idroelettrica con particolare attenzione al rapporto costi-benefici, adottando i seguenti criteri valutativi:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ per i nuovi impianti "a rilevanza energetica elevata" (producibilità annua pari o superiore a 8 GWh) si propone il regime di deroga rispetto all'applicazione dei criteri ERA della Direttiva Derivazioni. Per gli impianti "a rilevanza energetica media" (producibilità annua compresa tra 1,5 GWh e 8 GWh) si conferma l'interesse della Regione, nelle more della valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA.</li> <li>◦ estendere a tutte le istanze di rilascio di nuove concessioni idroelettriche la verifica di eventuale interferenza con le <i>aree inidonee</i> e con le <i>aree di attenzione</i> proposte dal PEAR.</li> <li>◦ favorire lo sfruttamento a fini idroelettrici della potenzialità residuale (circa 5-8 MW di potenza media nominale) ancora presente nella rete dei canali irrigui della regione, nell'ambito dell'uso plurimo della risorsa idrica, nonché nella rete degli acquedotti montani.</li> <li>◦ recupero di producibilità negli impianti in esercizio delle grandi derivazioni mediante la proposta di riallineamento della soglia delle grandi derivazioni a quella in vigore nella maggior parte degli Stati membri (pari o superiore a 10 MWpn), favorendo in tal modo la propensione agli investimenti negli impianti caratterizzati da potenza nominale compresa tra 3 e 10 MWpn.</li> <li>◦ Promuovere la razionalizzazione e il <i>repowering</i> del parco impianti esistente con interventi di manutenzione straordinaria sul sistema di condotte, turbine, invasi, etc., capace di produrre un efficientamento produttivo anche</li> </ul> </li> </ul>



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		<p>dell'ordine del 10-15% a parità di risorsa idrica utilizzata.</p> <p>12. Migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse e favorire l'approvvigionamento di risorsa qualificata da "filiera corta" attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ estendere a tutte le istanze autorizzative di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da biomasse la verifica di eventuale interferenza con le <i>aree inidonee</i> e con le <i>aree di attenzione</i> proposte dal PEAR.</li> <li>◦ autorizzazione per i nuovi impianti solo ove la produzione di energia avvenga in assetto cogenerativo in aree non critiche per la qualità dell'aria e mantenimento degli impianti di produzione di energia elettrica da biomassa solida esistenti.</li> <li>◦ favorire lo sviluppo di reti locali di teleriscaldamento alimentate da impianti a cippato approvvigionati da "filiera corta" in Comuni montani, in cui non risultino superati i valori limite del PM10, con una prevalente sostituzione di impianti termici esistenti alimentati a biomassa solida o a gasolio.</li> <li>◦ migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse solide mediante un processo di qualificazione del combustibile e l'approvvigionamento da "filiera corta".</li> <li>◦ favorire la produzione e l'utilizzo del biometano.</li> <li>◦ promuovere la localizzazione degli impianti di produzione di biometano in prossimità delle reti di distribuzione del gas naturale per la sua immissione in rete o nei distributori di carburante.</li> <li>◦ favorire la produzione di biometano in impianti alimentati da frazione umida derivante dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani; in ambito agricolo, in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture e reflui zootecnici nonché con erbai ed altre colture di secondo raccolto evitando colture idroesigenti</li> </ul> <p>13. Incrementare la produzione di energia da fonte eolica attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ l'individuazione di cinque specifici ambiti strategici per lo sviluppo della generazione eolica di taglia industriale (&gt;200 kW) in Piemonte, cioè porzioni estese di territorio regionale al cui interno si riscontrano le condizioni di elevato potenziale eolico e di assenza delle principali condizioni ostative.</li> <li>◦ la definizione di criteri localizzativi sotto forma di "<i>aree inidonee</i>" e di "<i>aree di attenzione</i>" per lo sviluppo di una nuova progettualità eolica e l'armonizzazione delle disposizioni localizzative nelle aree di confine con le regioni Liguria e Lombardia.</li> <li>◦ promuovere lo sviluppo degli impianti minieolici e microeolici soprattutto nelle aree di fondovalle.</li> </ul>



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		<p>14. Incrementare la diffusione della geotermia a bassa entalpia, soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda superficiale attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ rimozione degli ostacoli allo sfruttamento delle acque sotterranee attraverso la regolamentazione degli scarichi delle acque utilizzate unicamente a fini energetici;</li> <li>◦ pianificazione per la gestione razionale della risorsa idrica sotterranea (modello idrogeodinamico);</li> <li>◦ nel caso di nuove costruzioni, indirizzare la scelta dell'impianto in funzione della disponibilità di tutte le risorse, a valle di una valutazione dell'opportunità di installare "geostrutture energetiche", o di ricorrere a pompe di calore in abbinamento con altri sistemi di recupero del calore dalle matrici ambientali;</li> <li>◦ nel caso di ristrutturazioni di edifici, eseguire una valutazione dell'opportunità di sostituire l'impianto esistente per il condizionamento degli ambienti interni con impianti a pompa di calore supportati da impianti idro/geotermici associati a terminali di distribuzione a bassa temperatura, nel contesto di un retrofit dell'involucro;</li> <li>◦ laddove non sia presente l'acqua di falda, raccomandare una valutazione comparativa tra un impianto a pompa di calore a gas, in presenza di rete del gas naturale e un sistema geotermico integrato con il solare termico;</li> <li>◦ in caso di propensione per la scelta di un sistema idro-termico, optare per i più efficienti circuiti aperti;</li> <li>◦ inserimento della previsione del sistema geotermico all'interno del Regolamento Edilizio tipo o nell'Allegato energetico tipo;</li> <li>◦ implementazione del catasto delle sonde geotermiche.</li> </ul> <p>15. Promozione di un elevato livello di efficienza nel servizio di illuminazione pubblica anche mediante una specifica misura nell'ambito della programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020, per interventi "dimostrativi" di riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione pubblica dei Comuni piemontesi</p> <p>16. Promozione di un elevato livello di efficienza energetica del comparto civile anche mediante una specifica misura nell'ambito della programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020, per interventi volti a risparmio energetico, migliore efficienza degli involucri edilizi gestiti e di proprietà delle amministrazioni pubbliche e connessa riduzione della CO<sub>2</sub></p> <p>17. Promozione di un elevato livello di efficienza energetica del comparto industriale anche mediante una specifica misura nell'ambito della programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020, per interventi volti a risparmio energetico, migliore efficienza dei processi</p>



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		produttivi e connessa riduzione della CO <sub>2</sub> 18. Promozione degli strumenti di cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo e la riduzione del fabbisogno di mobilità privata. Nello specifico le azioni a maggior efficacia possono essere raggruppate in cinque linee di azione: <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ cura del ferro in ambito urbano, con la realizzazione e il completamento delle reti metropolitane/tranviarie, il continuo sviluppo della rete ferroviaria regionale e l'integrazione dei nodi logistici con la rete ferroviaria di trasporto merci;</li> <li>◦ potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano (es. infrastrutture a elevata capacità sulla base delle previsioni di domanda, rete di linee di superficie su percorsi ad elevata richiesta e complementari ai servizi delle reti metropolitane e dei servizi ferroviari);</li> <li>◦ promozione della mobilità condivisa basata sui servizi di bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni;</li> <li>◦ integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (e.g. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio, sia ai confini dell'area urbana, sia nei comuni dell'area metropolitana;</li> <li>◦ informazioni in tempo reale su localizzazione dei mezzi pubblici, sul traffico e sui tempi di percorrenza.</li> </ul>
EN022	Realizzazione di reti di bacini interconnesse su scala regionale o nazionale	N.D.
EN023	Utilizzo di sistemi di stoccaggio dell'energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Favorire il recupero di producibilità nell'impianto di pompaggio puro della Piastra di Entracque (potenza installata pari a circa 1.065 MW) in virtù del ruolo strategico di regolazione e modulazione del mercato elettrico dallo stesso rivestito, attraverso una ponderata riduzione dell'imposizione fiscale che renda economicamente interessante l'esercizio dello stesso</li> <li>• Promuovere la realizzazione di impianti di ripompaggio alla base dei principali bacini idroelettrici esistenti, ai fini di mitigare le carenze idriche nel periodo estivo e, nel contempo, contribuire al bilanciamento della generazione elettrica (vedi EN017)</li> </ul>
EN024	Integrazione e sviluppo delle reti	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Favorire lo sviluppo delle interconnessioni elettriche in programma con la Francia e la Svizzera che interessano il territorio piemontese, anche mediante l'accelerazione dell'istruttoria tecnico-amministrativa funzionale al rilascio dei pareri regionali</li> <li>• Promuovere lo sviluppo sul territorio delle infrastrutture di rete in AT, costituenti "opere connesse" agli impianti di generazione da FER, tese a</li> </ul>



ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		<p>consentire il ritiro sulla RTN della produzione elettrica da una pluralità d'impianti</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Favorire gli adeguamenti e gli sviluppi della rete elettrica anche nella componente della distribuzione, al fine di consentire la piena valorizzazione della generazione distribuita da FER e da fonti fossili, e di favorire il più possibile il consumo a livello locale dell'energia prodotta localmente</li> <li>• Definizione di nuove modalità d'interazione della Regione nel processo di pianificazione elettrica anche mediante condivisione di un database aggiornato e georiferito della Rete di Trasmissione Nazionale in Piemonte e rilancio dell'attività di concertazione delle scelte localizzative degli interventi tra la Regione, gli EE.LL. e l'Operatore elettrico proponente</li> <li>• Estendere alla pianificazione della rete di trasporto regionale e nazionale del gas l'applicazione di una metodologia di localizzazione delle infrastrutture che si ispiri ai criteri ERA, anche mediante il ricorso a un <i>database</i> georiferito della rete, al fine di favorire l'ottimizzazione delle scelte localizzative anche mediante un processo di condivisione territoriale.</li> <li>• Promuovere la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento (TLR) caratterizzati da un crescente livello di integrazione tra le fonti fossili e le fonti rinnovabili, quali il solare termico e la geotermia a bassa entalpia.</li> <li>• Promuovere la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento (TLR) caratterizzati dall'utilizzo prioritario di calore di scarto derivante da processi industriali e/o da centrali termoelettriche esistenti.</li> <li>• Promuovere lo sviluppo dei sistemi di TLR esistenti, con particolare riferimento all'area metropolitana di Torino, in coerenza con i seguenti indirizzi:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ incremento dell'utenza allacciata a parità di potenza installata nei sistemi di generazione, anche in relazione all'efficientamento del parco edilizio allacciato al servizio;</li> <li>◦ massimizzazione dello sfruttamento delle reti in esercizio e interconnessione delle reti di operatori diversi;</li> <li>◦ incremento del ricorso allo stoccaggio termico per l'ottimale gestione/regolazione delle punte di domanda termica;</li> <li>◦ piena valorizzazione del calore di recupero prodotto dall'impianto di termovalorizzazione dei rifiuti di Torino.</li> </ul> </li> </ul>
EN025	Utilizzo di contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio	N.D.





ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
EN026	Promozione dell'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promuovere l'affermazione del modello di sviluppo elettrico basato sulla generazione distribuita</li> <li>• Sperimentazione su scala sempre più vasta anche a livello regionale di modelli di rete elettrica intelligente (<i>smartgrid</i>) supportati da sistemi di accumulo e da una programmazione della produzione/consumo operata ad un livello sempre più prossimo al consumatore/produttore locale, in grado di interessare complessivamente almeno una quota pari al 10% del territorio regionale al 2025</li> <li>• Promuovere l'attuazione della L.r. n. 12/2018 inerente alla diffusione delle Comunità energetiche sul territorio regionale anche attraverso atti di indirizzo tesi a definire criteri, parametri tecnici e gestionali capaci di omogeneizzarne le modalità di sviluppo (vedi EN003)</li> </ul>
EN027	Promuovere la coordinazione con i TSO (Transmission System Operators)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementare al livello regionale della pianificazione energetica il coordinamento con la pianificazione annuale dei Piani di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale di Terna S.p.A., al fine sia di recepire le scelte di sviluppo in un quadro pianificatorio regionale, sia di orientare tali scelte alla luce di motivazioni territoriali</li> </ul>
EN028	Sviluppo di sistemi di stoccaggio diffuso	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Favorire lo stoccaggio diffuso di energia elettrica generata in modo distribuito, nell'ambito dell'implementazione di sistemi di rete intelligente, anche favorendo la diffusione dell'auto elettrica</li> </ul>



## ALLEGATO V: L'EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> IN PIEMONTE

<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>142</b>
<b>L'EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> IN REGIONE PIEMONTE AL 2030 .....</b>	<b>144</b>
<b>APPROCCIO METODOLOGICO PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> IN PIEMONTE .....</b>	<b>147</b>
<b>CALCOLO DELLE EMISSIONI AL 2015 .....</b>	<b>147</b>
<b>CALCOLO DELLE EMISSIONI AL 2030 .....</b>	<b>149</b>



## Introduzione

La Regione Piemonte è già in strada per raggiungere gli obiettivi del 2020 per la riduzione delle emissioni di gas serra e sono stati fatti significativi miglioramenti nell'intensità di carbonio del consumo finale di energia, soprattutto per ciò che concerne la generazione elettrica. L'azione strategica volta a promuovere sia il passaggio a combustibili con minore intensità di carbonio, sia l'efficienza energetica, sia l'introduzione delle fonti rinnovabili di energia sta dando già interessanti risultati. Secondo le stime riferite ai dati utilizzati nell'elaborazione degli scenari del PEAR, già al 2015 si possono quantificare i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto ai valori del 1990, pari a circa il 20%;
- riduzione dell'intensità di carbonio, calcolata come rapporto tra emissioni e consumi finali lordi di energia, da 3,2 ton/tep del 1990 a 2,3 ton/tep del 2015.

Di seguito si riporta il bilancio delle emissioni di CO<sub>2</sub> calcolate per il 2015.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Carbone	77,1	0	0	0	77,1
Coke da cokeria	1,9	0	0	0	1,9
GPL	0	375,6	386,2	0	761,8
Benzina	0	2.134,9	0	0	2.134,9
Gasolio	0	6.388,9	280,7	453,8	7.123,4
Carboturbo	0	239,1	0	0	239,1
Olio	293,0	0	0,3	0	293,3
Coke da petrolio	299,1	0	0	0	299,1
Gas naturale	1.683,8	127,2	6.036,1	21,7	7.868,8
Rinnovabili termiche	0	0	0	0	0
Rifiuti non rinnovabili	47,1	0	0	0	47,1
Calore derivato	525,5	0	434,8	1,0	961,3
Energia elettrica	2.446,7	168,4	2.318,6	67,3	5.001,0
<b>TOTALE</b>	<b>5.374,2</b>	<b>9.434,1</b>	<b>9.456,7</b>	<b>543,8</b>	<b>24.809<sup>89</sup></b>

Tabella 2-Bilancio delle emissioni regionale per il 2015 (kton)

L'Unione Europea e l'Italia si sono prefissate l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% al 2020, rispetto ai valori del 1990. Le attuali politiche in materia di energia e clima stanno realizzando progressi sostanziali verso questi obiettivi. E' innegabile sottolineare che nella nostra Regione, un sensibile contributo in tale direzione è stato dato dall'incidenza della crisi economica, che ha pesantemente condizionato i consumi del settore industriale e ha spinto alcuni settori responsabili di una parte significativa delle emissioni climalteranti a ridurre in modo strutturale il proprio livello produttivo. In modo esemplificativo, si può constatare come l'industria nel suo complesso ha ridotto i

<sup>89</sup> Include 0,4 kton di emissioni associate ad altri settori



consumi di energia elettrica da 12.884 GWh del 1990 a 11.878 GWh al 2015, passando da un picco di consumo pre-crisi economica superiore a 15.000 GWh. Questo elemento viene tenuto in considerazione negli scenari del PEAR, andando a concentrare gli sforzi di contrazione della domanda di energia e relative emissioni, proprio sui settori (civile e trasporti) in cui sussistono ancora margini auspicabili di risparmio. E' necessario quindi indirizzare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, sostenendo la competitività del sistema economico e creare nuove opportunità per la crescita e l'occupazione in settori innovativi. Si richiede, pertanto, un impegno ambizioso per ridurre ulteriormente le emissioni di gas serra in linea con il percorso delineato dalla Roadmap Europea al 2050, in cui si auspica una quasi completa de-carbonizzazione dell'economia (emissioni dell'85-90% inferiori ai valori del 1990). Questo impegno è stato sottoscritto anche dalla Regione Piemonte tramite l'adesione al Protocollo d'Intesa per la riduzione delle emissioni globali "UNDER 2 MOU – Sub-national Global Climate Leadership Memorandum of Understanding", ratificato tramite delibera della Giunta Regionale 23 novembre 2015 n.59-2493. Lo scenario delineato dalla Roadmap al 2050 è in linea con le indicazioni che emergono dall'accordo di Parigi, in cui si è stabilito di mantenere l'aumento della temperatura globale ben al di sotto dei 2 ° C e proseguire gli sforzi necessari per limitare l'aumento a 1,5° C rispetto ai livelli preindustriali.

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissato dalla Commissione Europea è del 40% nel 2030 rispetto alle emissioni nel 1990. Questo obiettivo richiede un ulteriore cambio di passo rispetto a quanto programmato nel breve periodo e così come indicano i dati presentati nel paragrafo successivo, gli scenari del PEAR dimostrano che anche per il Piemonte l'obiettivo proposto per il 2030 è raggiungibile.



## L'evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Regione Piemonte al 2030

Sulla base della metodologia descritta successivamente, è stato possibile calcolare il bilancio delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030. Complessivamente si stima per il 2030 in Piemonte l'emissione di circa 17.637 kton, ripartite secondo quanto dettagliato nella tabella seguente.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Combustibili solidi	0	0	0	0	0
Prodotti petroliferi	0	6.323,1	426,8	452,6	7.202,5
Gas naturale	1.796,4	132,2	3.585,7	21,7	5.536,0
Rinnovabili termiche	0	0	0	0	0
Rifiuti non rinnovabili	50,3	0	0	0	50,3
Calore derivato	477,9	0	392,5	0,8	871,2
Energia elettrica	2.053,3	192,0	1.678,3	52,9	3.976,5
<b>TOTALE</b>	<b>4.377,9</b>	<b>6.647,3</b>	<b>6.083,3</b>	<b>528,0</b>	<b>17.637</b>

Tabella 3-Bilancio delle emissioni regionale al 2030 (kton)

Il confronto delle emissioni stimate per il 2030 con il dato al 2015 evidenzia una riduzione di circa il 29%.

Settori	Emissioni (kton)		
	2015	2030	Andamento %
Industria	5.374,2	4.377,9	-19%
Trasporti	9.434,1	6.647,3	-30%
Civile	9.456,7	6.083,3	-36%
Agricoltura	543,8	528,0	-3%
<b>TOTALE</b>	<b>24.809<sup>90</sup></b>	<b>17.637</b>	<b>-28,9%</b>

Tabella 4 - Confronto tra emissioni al 2015 ed al 2030 per settore

La riduzione è attribuibile in parte alla riduzione attesa del CFL nel settore dei trasporti e nel settore civile, nonché ad un significativo miglioramento del fattore emissivo elettrico, unitamente ad un tendenziale *shift* verso il consumo di energia elettrica e una maggiore penetrazione delle rinnovabili.

<sup>90</sup> Include 0,4 kton di emissioni associate ad altri settori

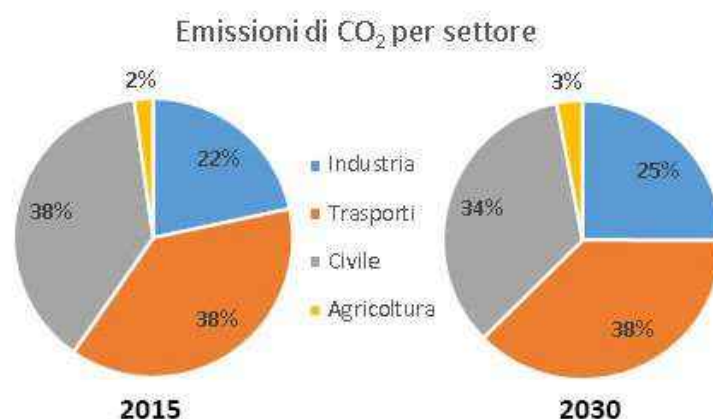


Figura 25 Emissioni di CO<sub>2</sub> per settore al 2015 ed al 2030

Per calcolare la riduzione attesa al 2030 rispetto al valore rilevato al 1990, così come previsto dagli obiettivi europei al 2030, è stato utilizzato l'Inventario annuale delle emissioni di gas serra a scala regionale, redatto da ENEA. Al Piemonte, al 1990, vengono attribuite emissioni di CO<sub>2</sub> pari a 24.610 kton, che però sono calcolate sui processi di combustione registrati in regione. Per rendere possibile la comparazione dei dati, si è dovuto procedere al calcolo delle emissioni associate ai consumi di energia elettrica non soddisfatti da generazione regionale. Nel 1990 il Piemonte registrava infatti un deficit elettrico del 55%, pari a circa 952 ktep. A tale consumo importato è stato applicato il fattore emissivo elettrico nazionale al 1990, pari a 6,71 kton/ktep<sup>91</sup>. In questo modo il confronto tra il 1990 ed il 2030 evidenzia un trend di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> superiore al 40%, come indicato nella tabella 4. Tale dato è in linea con la strategia Europea al 2030 e, pertanto, con la successiva Roadmap di decarbonizzazione prevista per il 2050.

Emissioni (kton)			
1990	2015	2030	Andamento %
30.995	24.809	17.637	-43%

Tabella 5-Confronto tra emissioni al 1990 ed al 2030

Risulta di interesse paragonare i principali indicatori emissivi per il Piemonte, in cui si evidenzia il progresso registrato al 2015 e previsto per il 2030, rispetto all'anno base 1990.

<sup>91</sup>[http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/at\\_download/file](http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/at_download/file)



Indicatori	1990	2015	2030	Unità di misura
<b>Intensità di carbonio su consumi finali</b>	3,2	2,3	2,0	ton/tep
<b>Emissioni pro capite</b>	7,2	5,6	4,1 <sup>92</sup>	ton/abitante
<b>Fattore di emissione associato al consumo elettrico regionale</b>	7,4	2,3	1,8	kton/ktep

Tabella 6 - Gli indicatori di intensità del carbonio

I valori al 2030 sono in linea con quanto indicato nella Roadmap 2050 per l'Unione Europea, che prospetta un valore di emissioni pro capite pari a 4,6 ton/abitante e di intensità di carbonio di 2,4 ton/tep<sup>93</sup>.

<sup>92</sup> Per calcolare le emissioni pro capite al 2030 è stata utilizzata la stima di popolazione residente in Piemonte per lo stesso anno, elaborata da ISTAT (scenario mediano).

<sup>93</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050\\_ia\\_20120430\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf) (p.170-171)



## Approccio metodologico per il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Piemonte

### Calcolo delle emissioni al 2015

Sulla base dei dati di bilancio energetico disponibili, mediante alcune assunzioni e stime, di seguito sinteticamente illustrate, è stato possibile ricostruire il bilancio delle emissioni del Piemonte, sia del 2015, sia dello scenario PEAR del 2030. Il principale dato di riferimento utilizzato è stato il bilancio GSE elaborato su base regionale per monitorare i progressi del *burdensharingssystem*. Tale fonte informativa è stata messa a confronto con il bilancio energetico regionale prodotto dall'ENEA al fine di ricostruire il mix energetico dei vari settori di utilizzo.

Queste due fonti riportano dati di CFL un po' diversi. La differenza più significativa si registra in particolare per le fonti rinnovabili termiche e per i consumi finali di energia elettrica. Con opportune assunzioni, di seguito si propone la ripartizione dei consumi finali lordi per settore e per vettore per l'anno 2015 coerenti con i dati del GSE.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Carbone	19,6	0	0	0	19,6
Coke da cokeria	0,5	0	0	0	0,5
GPL	0	136,9	140,7	0	277,7
Benzina	0	695,6	0	0	695,6
Gasolio	0	2.075,6	91,2	147,4	2.314,2
Carboturbo	0	79,5	0	0	79,5
Olio	91,7	0	0,1	0	91,9
Coke da petrolio	79,7	0	0	0	79,7
Gas naturale	720,4	54,4	2.582,5	9,3	3.366,6
Rinnovabili termiche	18,6	0	810,5	1,5	830,7
Rifiuti non rinnovabili	12,3	0	0	0	12,3
Calore derivato	374,7	0	310,0	0,7	685,4
Energia elettrica	1.052,6	72,4	997,5	28,9	2.151,4
<b>TOTALE</b>	<b>2.370,1</b>	<b>3.114,4</b>	<b>4.932,5</b>	<b>187,8</b>	<b>10.605<sup>94</sup></b>

Tabella 7 -Ripartizione dei CFL per vettore e settore al 2015 (ktep)

Per la traduzione dei dati di consumo finale lordo in emissioni sono stati utilizzati i fattori standard utilizzati per l'inventario delle emissioni di CO<sub>2</sub> UNFCCC<sup>95</sup>. Nella tabella seguente si riportano i fattori emissivi per tutti i vettori, esclusi il calore e l'energia elettrica, per i quali sono stati necessari calcoli specifici.

<sup>94</sup>0,3 ktep vengono associati ad altri settori

<sup>95</sup>[www.regione.piemonte.it/ambiente/aria/dwd/dgr\\_46\\_NE\\_all.pdf](http://www.regione.piemonte.it/ambiente/aria/dwd/dgr_46_NE_all.pdf)





Vettore	Fattore emissivo (kton/ktep)
Carbone	3,93
Coke da cokeria	3,89
GPL	2,74
Benzina	3,07
Gasolio	3,08
Carboturbo	3,01
Olio	3,19
Coke da petrolio	3,76
Gas naturale	2,34
Rinnovabili termiche	0
Rifiuti non rinnovabili	3,84

Tabella 8-Fattori di emissione utilizzati

Il calcolo del fattore emissivo associato al calore ed all'energia elettrica deve tenere in considerazione della produzione locale di elettricità e calore, anche in assetto cogenerativo, e della quantità di energia importata. Nel 2015 la produzione elettrica regionale lorda ammontava complessivamente a 2.222,0 ktep (dati TERNA). La produzione di calore derivato è stata pari a 685,6 ktep (dati GSE). Per produrre tale energia da fonte fossile nel 2015 sono stati consumati in Piemonte 2.578 ktep (di cui il 96,5% di gas naturale ed il 3,5% di prodotti petroliferi; dati BER). Il consumo di questi combustibili ha determinato emissioni per circa 6.094 kton CO<sub>2</sub>.

Produzione regionale	Da fonti fossili	Da rinnovabili	Totale
Prod.elettrica regionale	1.189,7 ktep	1.032,3 ktep <sup>96</sup>	2.222,0 ktep
Prod. calore derivato	558,6 ktep	127,0 ktep	685,6 ktep
Emissioni CO <sub>2</sub>	6.094 kton	0 kton	6.094 kton

Tabella 9- La produzione energetica regionale

Per ottenere il fattore di emissione associato all'energia elettrica è stata stimata la quota di energia da fonte fossile prodotta in assetto cogenerativo o con sola produzione elettrica<sup>97</sup> e sono state calcolate le emissioni di CO<sub>2</sub> associate a tale produzione. Per la produzione elettrica in assetto cogenerativo il calcolo del fattore di emissione è stato basato sulla metodologia descritta nel documento "Come sviluppare un piano d'azione per l'energia sostenibile" redatto dal JRC<sup>98</sup>. Anche per ottenere il fattore

<sup>96</sup> Nella produzione elettrica da fonte rinnovabile è stata inclusa anche la quota prodotta da bioenergia e rendicontata da TERNA come parte della produzione termoelettrica

<sup>97</sup>In assenza di informazioni di maggior dettaglio, si stima che circa 2/3 della produzione elettrica da fonti fossili derivi da impianti in assetto cogenerativo ed 1/3 circa derivi da impianti con sola produzione di energia elettrica (con utilizzo di gas naturale e con rendimento pari a 0,45).

<sup>98</sup>[https://www.covenantofmayors.eu/IMG/pdf/seap\\_guidelines\\_it-2.pdf](https://www.covenantofmayors.eu/IMG/pdf/seap_guidelines_it-2.pdf) pagg. 100-101



di emissione associato alla produzione del calore<sup>99</sup> è stato utilizzato l'approccio descritto nella metodologia redatta dal JRC. La tabella seguente sintetizza i risultati ottenuti.

Produzione elettrica/calore	Produzione	Fattore emiss.
Prod. elettrica cogenerazione (fossile)	793,1 ktep	3,87 kton/ktep
Prod. solo elettrica (fossile)	396,6 ktep	5,19 kton/ktep
Prod. solo elettrica (rinnovabile)	1.032,3 ktep	0 kton/ktep
Prod. calore cogenerazione (fossile)	558,6 ktep	1,72 kton/ktep
Prod. solo calore (rinnovabile)	127,0 ktep	0 kton/ktep
<b>Prod. calore regionale</b>	<b>685,6 ktep</b>	<b>1,40 kton/ktep</b>
<b>Prod. elettrica regionale totale</b>	<b>2.222 ktep</b>	<b>2,31 kton/ktep</b>

Tabella 10-La produzione elettrica regionale

A differenza del calore, che viene prodotto e consumato interamente all'interno del territorio regionale, per l'energia elettrica si registra al 2015 un deficit tra produzione elettrica destinata al consumo e consumo finale. Questo deficit, pari a 19 ktep, viene soddisfatto, da un punto di vista contabile, attraverso l'importazione di energia elettrica. A tal fine si è reso necessario calcolare il fattore emissivo nazionale per la produzione elettrica, "depurando" lo stesso dal contributo del Piemonte, al fine di evitare conteggi doppi, così come indicato in tabella seguente.

	Piemonte	Italia	Italia-Piemonte
Produzione destinata al consumo	2.133 ktep	23.265 ktep	21.132 ktep
Fattore emissivo prod.elettrica	2,31 kton/ktep	3,86 kton/ktep <sup>100</sup>	4,01 kton/ktep
Fattore emissivo del consumo elettrico in Piemonte	2,32 kton/ktep		

Tabella 11-I fattori emissivi per la produzione elettrica

## Calcolo delle emissioni al 2030

Per il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030 si è partiti dagli scenari individuati dal PEAR sui settori di utilizzo e sintetizzati nella tabella seguente.

Settore	Assunzioni
<b>Industria</b>	Si assume che il CFL al 2030 sia pari al valore rilevato al 2015
<b>Trasporti</b>	Si assume che il CFL al 2030 sia inferiore di 880 ktep al valore rilevato al 2015
<b>Civile</b>	Si assume che il CFL al 2030 sia inferiore di 1.079,5 ktep al valore rilevato al 2015
<b>Agricoltura</b>	Si assume che il CFL al 2030 sia pari al valore rilevato al 2015

Tabella 12-Assunzioni per la proiezione dei consumi per settore al 2030 (scenari PEAR)

Si ottengono i seguenti risultati.

<sup>99</sup>Si ipotizza che tutta la produzione di calore da fonti fossili sia prodotta in impianti in assetto cogenerativo.

<sup>100</sup>[http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/at\\_download/file](http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/at_download/file)



Settori	CFL (ktep)		
	2015	2030	Andamento %
<b>Industria</b>	2.370,1	2.370,1	0%
<b>Trasporti</b>	3.114,4	2.234,4	-28,2%
<b>Civile</b>	4.932,5	3.853,0	-21,9%
<b>Agricoltura</b>	187,8	187,8	0%
<b>TOTALE</b>	<b>10.605<sup>101</sup></b>	<b>8.645</b>	<b>-18,5%</b>

Tabella 13 - I consumi finali lordi per settore al 2030

Per la stima del bilancio energetico al 2030 è stato necessario procedere con la definizione di alcune assunzioni di base sul contributo che i vettori avranno nei consumi finali al 2030 per ciascun settore d'attività. In tabella 74 vengono indicate le percentuali al 2015 ed al 2030, per dare maggiore evidenza dei cambiamenti ipotizzati. In tabella 75 vengono evidenziate le principali assunzioni.

Vettore	Industria		Trasporti		Civile		Agricoltura	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Combustibili solidi	0,9%	0%						
Prodotti petroliferi	7,2%	0%	95,9%	92,8%	4,7%	3,9%	78,5%	78,3%
Gas naturale	30,4%	32,4%	1,8%	2,5%	52,4%	39,9%	4,9%	4,9%
Rinnovabili termiche	0,8%	2,8%			16,4%	23,9%	0,8%	1%
Rifiuti non rinnov.	0,5%	0,5%						
Calore derivato	15,8%	16,9%			6,3%	8,5%	0,4%	0,4%
Energia elettrica	44,4%	47,4%	2,3%	4,7%	20,2%	23,8%	15,4%	15,4%
<b>TOTALE</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tabella 14 - Ripartizione % dei consumi per vettore e per settore (2015 e 2030)

<sup>101</sup>0,3 ktep vengono associati ad altri settori



Vettore	Considerazioni
Combustibili solidi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che non vi sia più consumo di combustibili solidi al 2030 nel <i>settore industriale</i>.</li> </ul>
Prodotti petroliferi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che non vi sia più consumo di prodotti petroliferi al 2030 nel <i>settore industriale</i>.</li> <li>• Per il <i>settore dei trasporti</i>, si assume che il consumo di benzina e gasolio si riduca secondo le previsioni indicate nella Roadmap 2050<sup>102</sup>; si assume viceversa che il consumo di GPL si incrementi, colmando parzialmente la riduzione di benzina e gasolio e che il consumo di carboturbo rimanga costante rispetto al valore registrato nel 2015.</li> <li>• Per il <i>settore civile</i> si assume che non vi sia più consumo di olio combustibile, che la percentuale dei consumi di gasolio sul totale del settore si dimezzi al 2030 rispetto al 2015 e che viceversa il consumo di GPL cresca fino a rappresentare il 3% dei consumi totali del settore civile al 2030.</li> <li>• Per il <i>settore agricolo</i> si assume che il peso dei prodotti petroliferi sul totale dei consumi al 2030, si riduca proporzionalmente all'incremento dei consumi di rinnovabili termiche.</li> </ul>
Gas naturale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che il consumo di gas nel <i>settore industriale</i> aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustibili solidi e dei prodotti petroliferi.</li> <li>• Si assume che il consumo di gas nel <i>settore dei trasporti</i> aumenti proporzionalmente alla riduzione dei prodotti petroliferi (al netto dell'incremento dei consumi elettrici nel settore).</li> <li>• Si assume che i consumi di gas naturale nel <i>settore civile</i> si riducano proporzionalmente all'incremento degli altri vettori (al netto della riduzione attesa per i prodotti petroliferi).</li> <li>• Per il <i>settore agricolo</i> si mantiene al 2030 il peso percentuale che il vettore registrava nel 2015.</li> </ul>
Rinnovabili termiche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che il consumo energia da fonti rinnovabili termiche nel <i>settore industriale</i> sia pari alla differenza tra il valore totale stimato al 2030 nel PEAR per questo vettore<sup>103</sup> ed i consumi attribuiti a civile e agricoltura.</li> <li>• Per il <i>settore civile</i> si assume che vi sia un consumo di 921,5 ktep in base agli scenari sviluppati nel PEAR, rappresentando al 2030 il 23,9% dei consumi del settore.</li> <li>• Si assume che il consumo di rinnovabili termiche nel <i>settore agricolo</i> rappresenti l'1% dei consumi totali del settore al 2030.</li> </ul>
Rifiuti non rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che il consumo di energia da rifiuti non rinnovabili nel <i>settore industriale</i> aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustibili solidi e dei prodotti petroliferi.</li> </ul>

<sup>102</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050\\_ia\\_20120430\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf) (p.136)

<sup>103</sup> Nel PEAR si prevede un consumo di rinnovabili termiche al 2030 pari a 989 ktep (escluso il calore derivato)



Vettore	Considerazioni
Calore derivato	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che il consumo di calore nel <i>settore industriale</i> aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustibili solidi e dei prodotti petroliferi.</li> <li>• Per il <i>settore civile</i> si applicano al 2030 le riduzioni attese di CFL in base ad ipotesi elaborate sulla base degli scenari di sviluppo enucleati nel PEAR. Le riduzioni sono applicate al valore al 2030, calcolato applicando al 2015 il trend di crescita stimato nel PEAR (+25%).</li> <li>• Per il <i>settore agricolo</i> si mantiene al 2030 il peso percentuale che il vettore registrava nel 2015.</li> </ul>
Energia elettrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si assume che il consumo di energia elettrica nel <i>settore industriale</i> aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustibili solidi e dei prodotti petroliferi.</li> <li>• Si assume che i consumi finali di energia elettrica nel <i>settore dei trasporti</i> crescano secondo le previsioni indicate nella Roadmap 2050<sup>104</sup>.</li> <li>• Per il <i>settore civile</i> si applicano al 2030 le riduzioni di CFL attese in base agli scenari del PEAR e si calcola il peso % sul totale del settore.</li> <li>• Per il <i>settore agricolo</i> si mantiene al 2030 il peso percentuale che il vettore registrava nel 2015.</li> </ul>

Tabella 15-Assunzioni per il consumo dei vettori energetici al 2030 per settore

A questo punto è possibile ricostruire il bilancio energetico dei Consumi Finali Lordi al 2030.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Combustibili solidi	0	0	0	0	0
Prodotti petroliferi	0	2.072,8	151,2	147,0	2.371,0
Gas naturale	768,6	56,6	1.534,1	9,3	2.282,6
Rinnovabili termiche	65,6	0	921,5	1,9	989,0
Rifiuti non rinnovabili	13,1	0	0	0	13,1
Calore derivato	399,8	0	328,3	0,7	728,8
Energia elettrica	1.123,0	105,0	917,9	28,9	2.260,8
<b>TOTALE</b>	<b>2.370,1</b>	<b>2.234,4</b>	<b>3.853,0</b>	<b>187,8</b>	<b>8.645</b>

Tabella 16 - Bilancio dei consumi energetici regionale al 2030 (ktep)

Per il calcolo delle emissioni al 2030, sono stati utilizzati gli stessi fattori emissivi utilizzati per il calcolo al 2015, con eccezione per il calore derivato e l'energia elettrica. Per questi ultimi si è adottata la stessa procedura precedentemente descritta, ipotizzando, però, che la produzione regionale sia in grado di soddisfare completamente il consumo, così come le recenti evoluzioni del parco di generazione regionale fanno intravedere. La tabella seguente sintetizza i risultati ottenuti.

<sup>104</sup>[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050\\_ia\\_20120430\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf) (p.123-124). E' stato utilizzato come riferimento lo scenario 2 "Energy efficiency scenario".



Produzione elettrica/calore	Produzione	Fattore emiss.
Prod.elettrica cogenerazione (fossile)	710 ktep <sup>105</sup>	3,54 kton/ktep
Prod.solo elettrica (fossile)	355 ktep <sup>106</sup>	4,67 kton/ktep
Prod.solo elettrica (rinnovabile)	1.218 ktep <sup>107</sup>	0 kton/ktep
Prod.calore cogenerazione (fossile)	553,7 ktep <sup>108</sup>	1,57 kton/ktep
Prod.solo calore (rinnovabile)	175 ktep <sup>109</sup>	0 kton/ktep
Prod. calore derivato	728,7 ktep	1,20 kton/ktep
Prod.elettrica regionale	2.283 ktep <sup>110</sup>	1,83 kton/ktep

Tabella 17 - La produzione elettrica regionale al 2030

<sup>105</sup> Si ipotizza che la produzione di energia elettrica in assetto cogenerativo sia pari a 2/3 della produzione elettrica lorda da fonti fossili

<sup>106</sup> Si ipotizza che 1/3 della produzione di energia elettrica lorda derivi da impianti con sola produzione di energia elettrica

<sup>107</sup> Il dato di produzione elettrica da fonti rinnovabili è quello previsto dal PEAR per il 2030

<sup>108</sup> Il dato di produzione di calore in assetto cogenerativo al 2030 deriva dalle assunzioni descritte in tabella 14, escludendo la parte di consumo di calore derivato prodotto con fonti rinnovabili. Si è quindi assunto che tutto il calore prodotto da fonti fossili sia generato in assetto cogenerativo.

<sup>109</sup> Il dato di produzione di calore da fonti rinnovabili è quello previsto dal PEAR per il 2030

<sup>110</sup> Si assume che la produzione elettrica regionale lorda sia pari al 105% dei consumi finali elettrici al 2030 (per tener conto di perdite di rete, servizi ausiliari, pompaggi)





## ALLEGATO VI: RAPPORTO STATISTICO SULL'ENERGIA IN PIEMONTE

<b>INTRODUZIONE</b>	<b>157</b>
<b>I CONSUMI ENERGETICI E GLI USI FINALI</b>	<b>158</b>
<b>PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA</b>	<b>164</b>
LA CAPACITÀ PRODUTTIVA .....	164
LA PRODUZIONE NETTA .....	168
<b>LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE ED ELETTRICHE</b>	<b>174</b>
LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE.....	176
LE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE .....	179
<b>MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI DEL PEAR</b>	<b>182</b>
<b>VALUTAZIONI PRELIMINARI SULL'IMPATTO DEL COVID19 SUI CONSUMI ENERGETICI</b>	<b>185</b>
PRODOTTI PETROLIFERI .....	185
ENERGIA ELETTRICA.....	191





## Abbreviazioni:

CFL: Consumo Finale Lordo

CIL: Consumo Interno Lordo

ENEA: Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e per lo sviluppo economico sostenibile

FER: Fonti Energetiche Rinnovabili

FER-T: Fonti Energetiche Rinnovabili Termiche

FER-E: Fonti Energetiche Rinnovabili Elettriche

GPL: Gas di Petrolio Liquefatto

GSE: Gestore Servizi Energetici

MISE DGISSEG: Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione Generale per le infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerarie

PEAR: Piano Energetico Ambientale Regionale del Piemonte

Tep: Tonnellate equivalenti di petrolio

TERNA: Trasmissione Elettricità Rete Nazionale



## Introduzione

Il presente Rapporto Statistico sull'Energia aggiorna al 2018 e, ove possibile, al 2019 le principali informazioni statistiche disponibili per la regione Piemonte.

Le principali fonti informative consultate sono: ENEA, GSE, TERNA, Ministero dello Sviluppo Economico.

Il documento si apre con un capitolo sul bilancio energetico regionale, volto a descrivere i principali flussi energetici che insistono sul territorio Piemontese e le dinamiche in atto sugli usi finali di energia. Il secondo capitolo tratta il comparto della generazione elettrica, che risulta essenziale per comprendere alcune dinamiche in atto sul fronte delle fonti rinnovabili e sull'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Segue poi un capitolo dedicato alle fonti energetiche rinnovabili, che attinge come base informativa al GSE. Tali dati sono stati elaborati utilizzando una metodologia finalizzata a rendicontare gli obiettivi statistici relativi al meccanismo di *burden sharing*, che si basa sul principio della normalizzazione pluriennale della produzione di alcune fonti energetiche rinnovabili. Il quarto capitolo è dedicato a monitorare l'andamento in atto dei principali indicatori energetici alla luce degli obiettivi definiti nella proposta di Piano Energetico Ambientale regionale (PEAR). L'ultimo capitolo intende presentare le prime analisi sull'impatto della pandemia COVID19 sui consumi energetici piemontesi. E' indubbio che il 2020 segnerà un cambiamento contingente e, probabilmente, strutturale delle dinamiche in atto, pertanto è indispensabile provare a tenere in considerazione anche tale variabile nell'ipotesi di revisione degli scenari futuri.

Gran parte delle analisi ed elaborazioni proposte sono state realizzate nell'ambito delle attività del progetto europeo Interreg Central Europe PROSPEC2030

([www.interreg-central.eu/Content.Node/PROSPECT2030.html](http://www.interreg-central.eu/Content.Node/PROSPECT2030.html))



## I consumi energetici e gli usi finali

Il bilancio energetico regionale viene elaborato da ENEA. Esiste però un'altra fonte dati ufficiale, pubblicata da GSE. I dati differiscono leggermente, come evidenziato in fig.1.2 per diversa impostazione metodologica e finalità statistica. In questo rapporto, la fonte ENEA viene presa a riferimento per l'illustrazione dei dati generali, mentre i dati del GSE saranno presi a riferimento durante la trattazione sulle rinnovabili.

Osservando il bilancio energetico regionale e il relativo grafico Sankey (fig. 1.1), è possibile evidenziare i principali flussi energetici che insistono sul territorio piemontese. La produzione interna, quasi esclusivamente collegata alle fonti energetiche rinnovabili, è limitata al 13,6% dei complessivi consumi interni lordi. Il Piemonte dipende, pertanto, da approvvigionamenti extraregionali per più dell'85%. Inoltre, è evidente la dipendenza dalle fonti energetiche fossili e dal gas naturale in particolare. Una parte consistente dei flussi energetici passa attraverso processi di trasformazione prima di giungere agli usi finali. Le trasformazioni più importanti intervengono per la generazione di energia elettrica e calore, cui contribuiscono molteplici vettori energetici, quali gas naturale (in modo prioritario), prodotti petroliferi e fonti rinnovabili. Dei più di 5,5 Mtep che entrano in tale processo, 2,6 Mtep si trasformano in energia elettrica e 0,8 Mtep in calore. Entrambi, al netto delle perdite di distribuzione, vengono poi resi disponibili agli utenti finali.

Nelle tabelle 1.1 e 1.2 vengono presentati rispettivamente il bilancio energetico regionale al 2018 e i dati dei consumi finali lordi a partire dal 2015. Analizzando tali dati, si può affermare che il Piemonte sta attraversando un periodo di stasi nei consumi energetici finali, sia in termini di consumi totali, sia relativamente alla ripartizione settoriale. Il settore civile (somma di domestico e terziario) continua a rappresentare circa la metà complessiva dei consumi, mentre la restante parte si ripartisce tra trasporti (27,3%) e industria (22,5%). Il settore agricolo riveste un ruolo marginale.



Voce di bilancio energetico (ktep)	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	1.816	0	16	6	1.719	75	0	
saldo import/export	11.235	2	4.072	6.757	687	0	0	-283
<b>Consumo interno</b>	<b>12.911</b>	<b>2</b>	<b>3.950</b>	<b>6.763</b>	<b>2.405</b>	<b>75</b>	<b>0</b>	<b>-283</b>
Ingressi in trasformazione	11.135	0	6.310	3.255	1.446	70	0	53
Uscite dalla trasformazione	9.416	0	5.946	0	1	0	848	2.621
Settore energia	484	0	209	39	0	0	71	165
Perdite di distribuzione e trasporto	155	0	0	25	0	0	9	122
Disponibilità netta per i consumi finali	10.554	2	3.376	3.444	960	5	768	1.998
Consumi finali non energetici	259	0	244	15	0	0	0	0
<b>Consumi finali energetici</b>	<b>10.295</b>	<b>2</b>	<b>3.132</b>	<b>3.429</b>	<b>960</b>	<b>5</b>	<b>768</b>	<b>1.998</b>
<b>industria</b>	<b>2.320</b>	<b>2</b>	<b>170</b>	<b>846</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>374</b>	<b>912</b>
<b>trasporti</b>	<b>2.812</b>	<b>0</b>	<b>2.574</b>	<b>56</b>	<b>105</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>77</b>
<b>altri settori</b>	<b>5.162</b>	<b>0</b>	<b>389</b>	<b>2.527</b>	<b>843</b>	<b>0</b>	<b>394</b>	<b>1.009</b>
<b>civile</b>	<b>4.934</b>	<b>0</b>	<b>202</b>	<b>2.518</b>	<b>842</b>	<b>0</b>	<b>394</b>	<b>979</b>
<b>agricoltura e pesca</b>	<b>224</b>	<b>0</b>	<b>183</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>
<b>altri settori</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Tabella 1.1 – Bilancio energetico Regionale 2018 (fonte: ENEA)

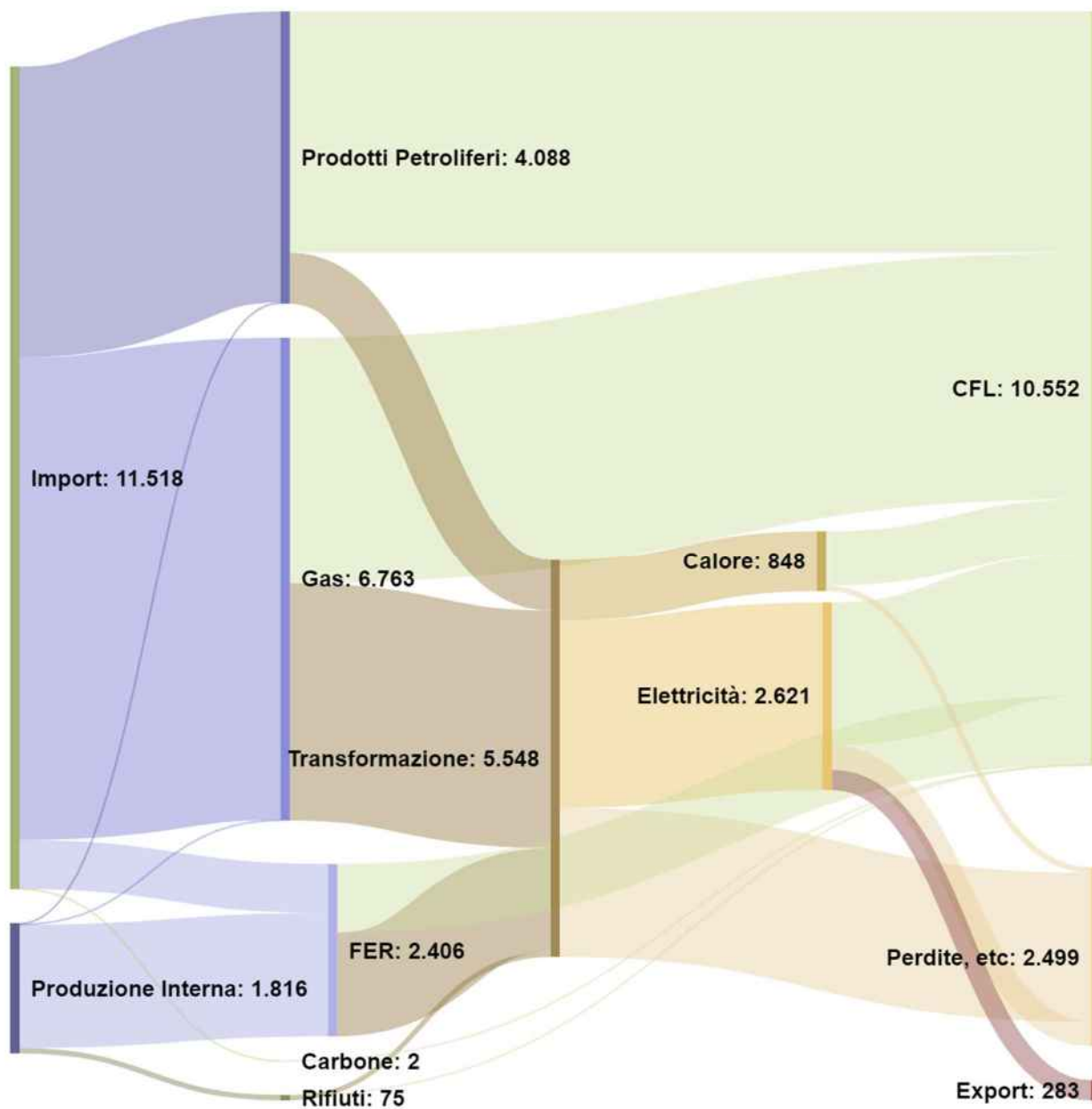


Figura 1.1 – Diagramma Sankey del Bilancio Energetico Regionale 2018

Settori	2015	2016	2017	2018
industria	2.319,2	2.392,2	2.374,4	2.320,0
trasporti	2.902,2	2.836,0	2.742,6	2.812,0
terziario	1.516,4	1.560,0	1.586,4	1.604,0
domestico	3.126,1	3.238,2	3.353,1	3.330,0
agricoltura e pesca	240,3	232,8	164,1	224,0
<b>Totale</b>	<b>10.104,2</b>	<b>10.259,3</b>	<b>10.220,7</b>	<b>10.290,0</b>

Tabella 1.2 – Consumi Finali Lordi in Piemonte (fonte: ENEA)



Indicatore	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Consumo finale lordo (CFL)</b>	10.303	10.709	10.191	10.605	10.763	10.478	10.563
<b>Fonti rinnovabili elettriche (FER-E)</b>	788	860	898	930	921	925	917
<b>Fonti rinnovabili termiche (FER-T)</b>	865	986	927	958	1.021	1.017	965
<b>Fonti rinnovabili Totali (FER)</b>	1.653	1.846	1.825	1.888	1.943	1.941	1.882
<b>Percentuale FER/CFL</b>	16,0%	17,2%	17,9%	17,8%	18,1%	18,5%	17,8%

Tabella 1.3 – Consumi Finali Lordi e contributo delle fonti rinnovabili in Piemonte – dati in ktep (fonte: GSE)

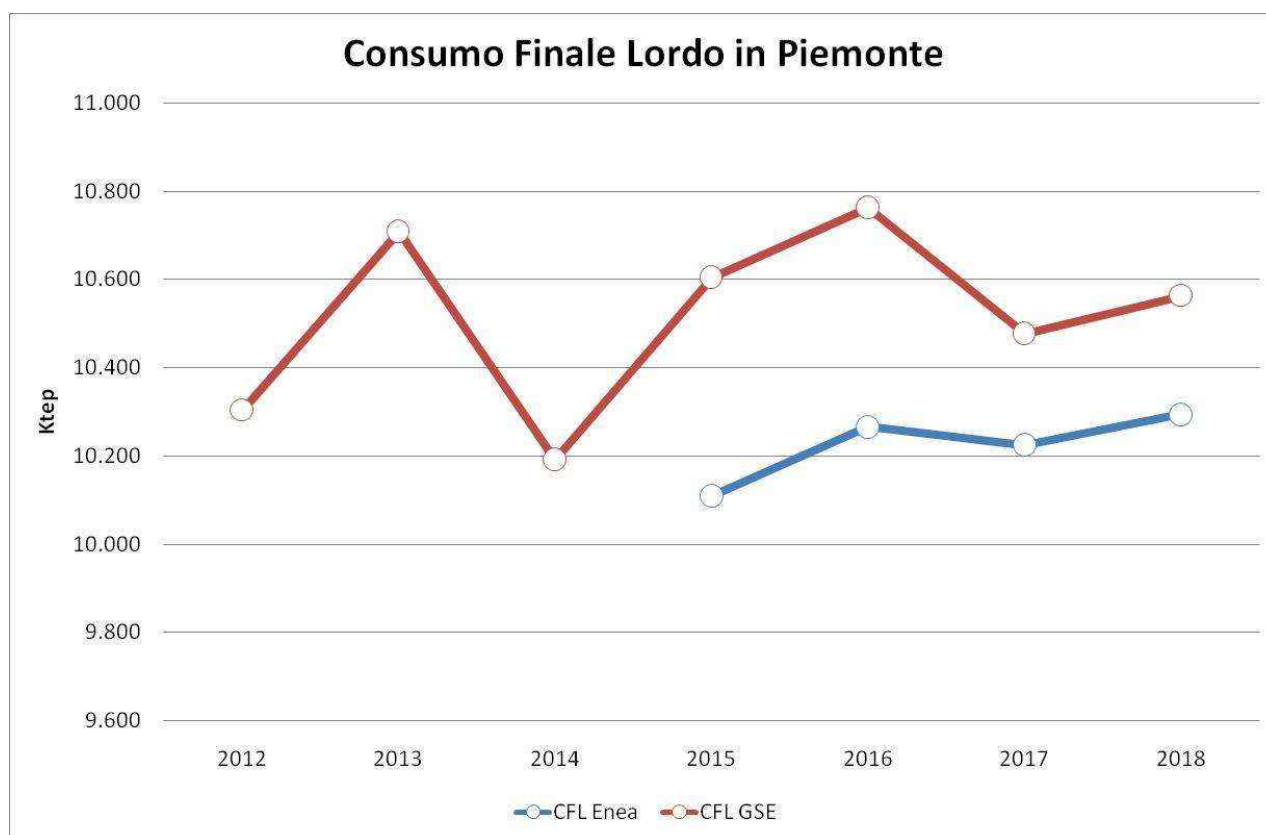


Figura 1.2 – Consumo finale Lordo in Piemonte. Confronto tra i dati di CFL di ENEA e GSE

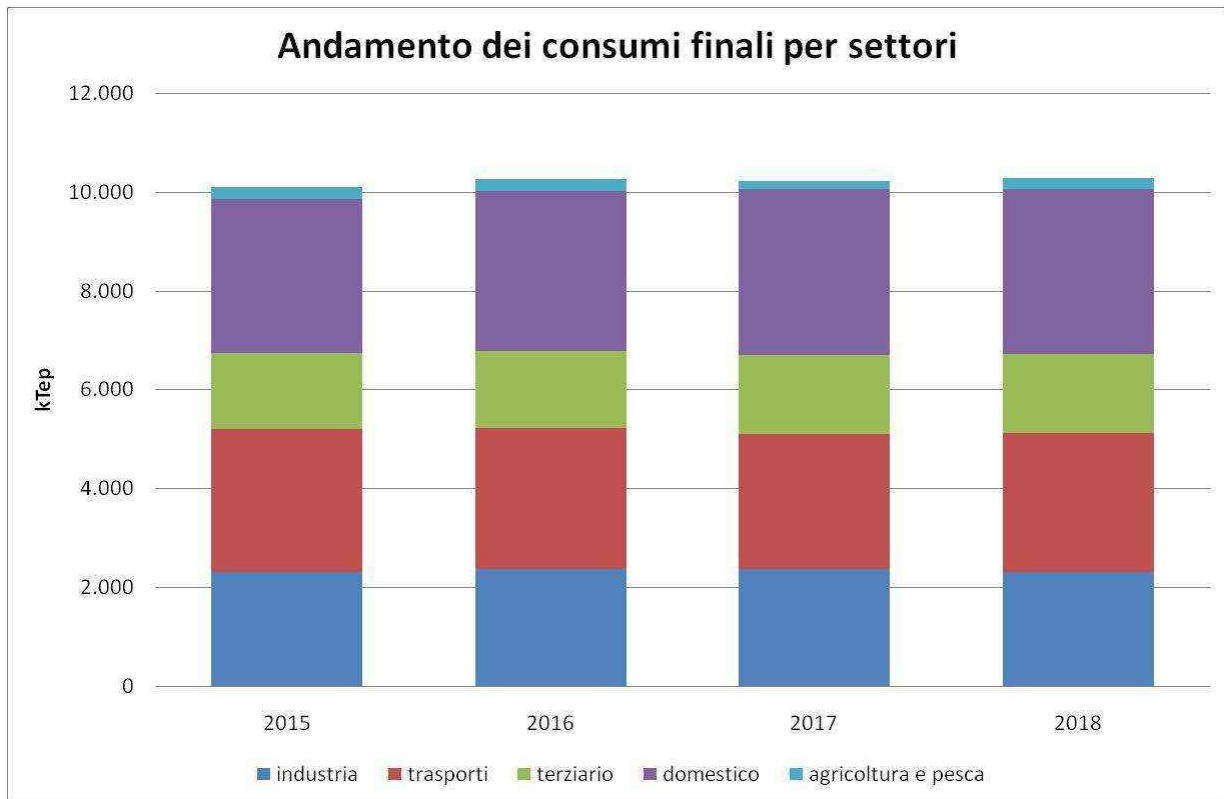


Figura 1.3 – Andamento dei consumi finali per settori. Valori assoluti (fonte: ENEA)

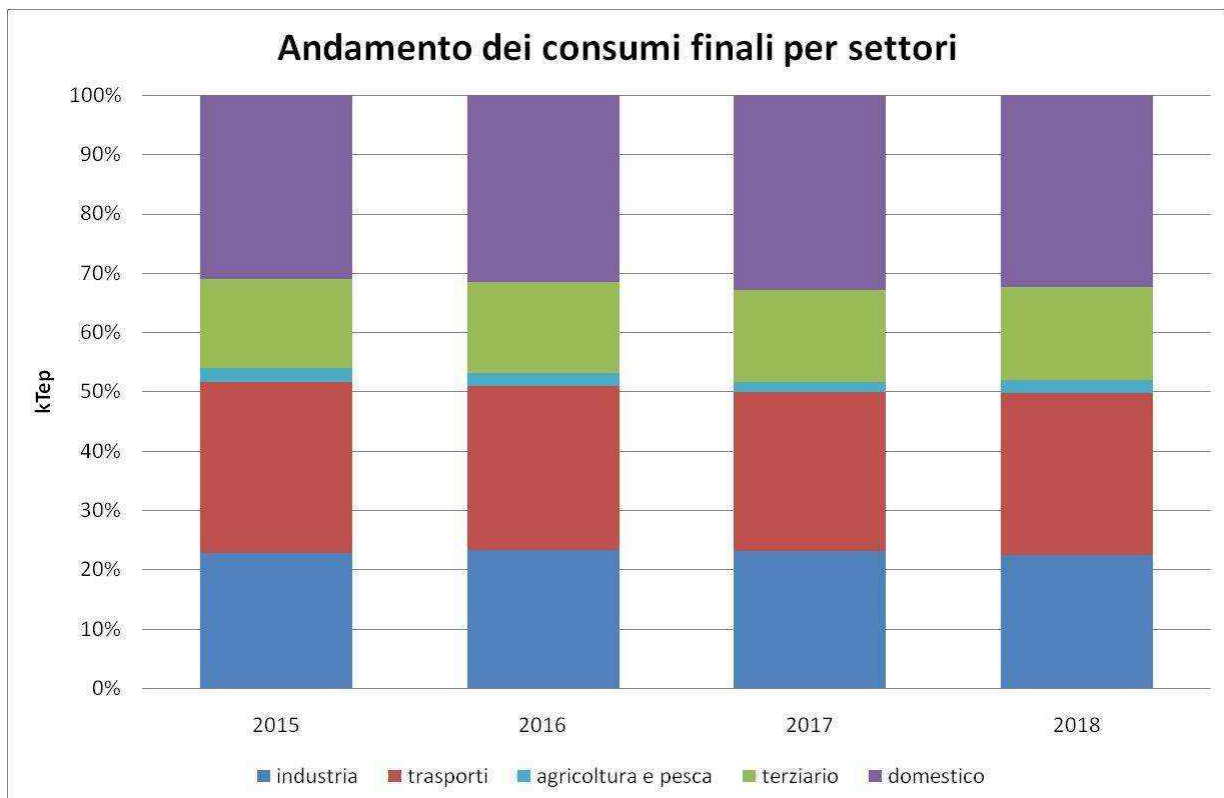


Figura 1.4 – Andamento dei consumi finali per settori. Ripartizione percentuale (fonte: ENEA)



### Ripartizione dei consumi finali per settore nel 2018

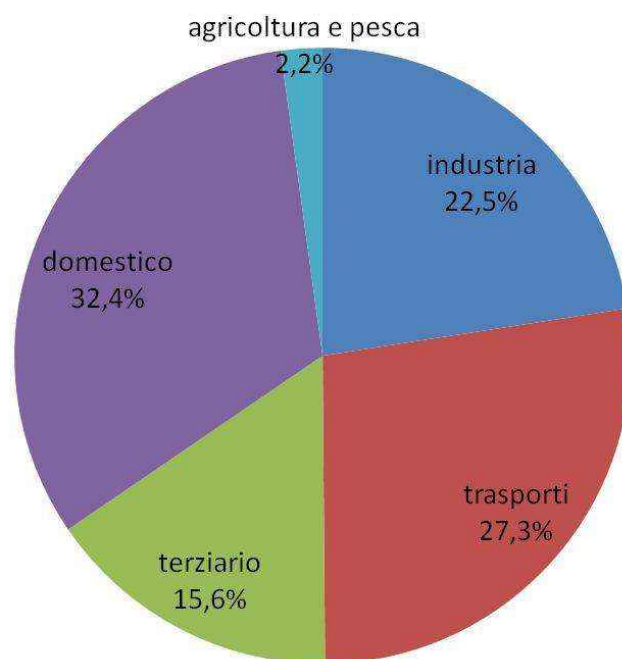


Figura 1.5 – Ripartizione dei consumi finali per settore nel 2018 (fonte: ENEA)

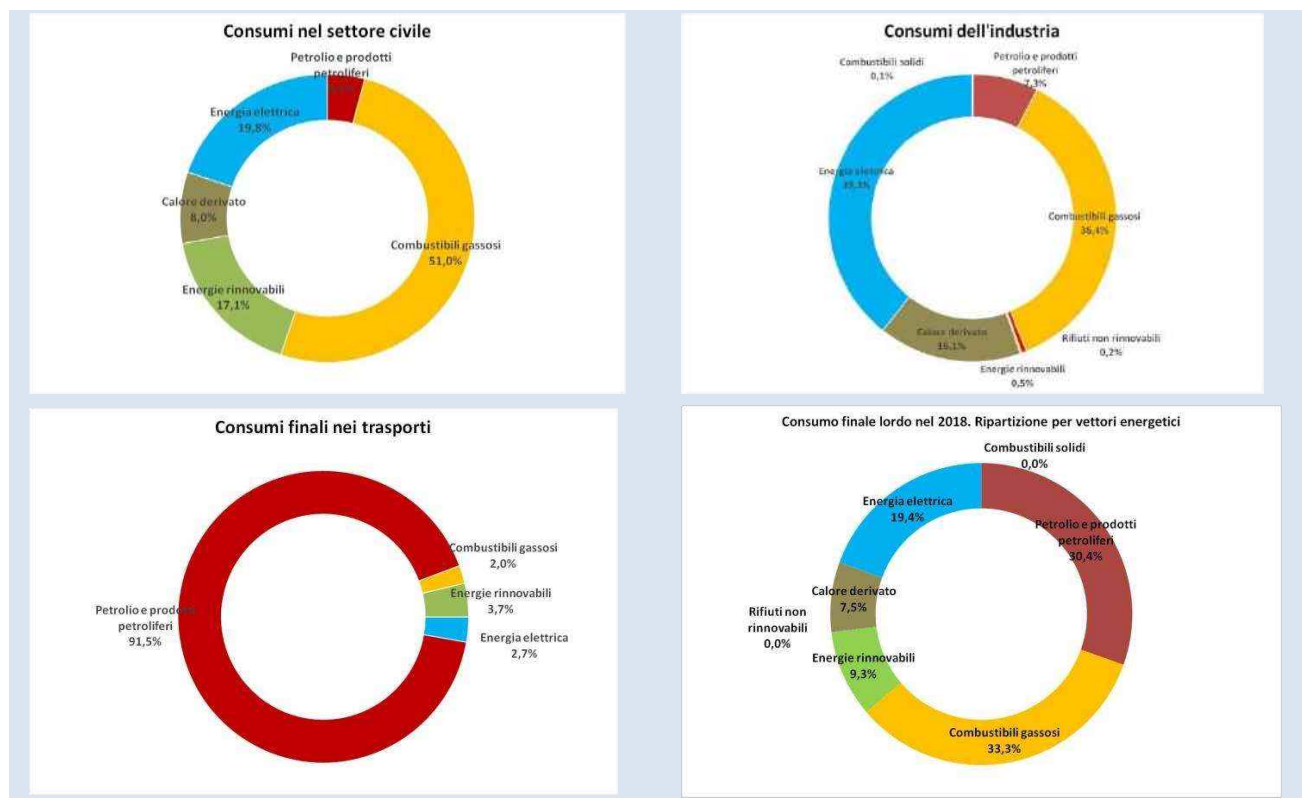


Figura 1.6 – Ripartizione dei consumi finali per ciascun settore nel 2018 (fonte: ENEA)





## Produzione di energia elettrica

### La capacità produttiva

Il Piemonte detiene un parco di generazione elettrica ampio e variegato. Più di 10 GW di potenza efficiente lorda sono installati sul territorio regionale. Quasi la metà della capacità produttiva (4.9 GW) fa riferimento a impianti termoelettrici, di cui meno di 400 MW alimentati a biomassa. Il 36,9% è installata in impianti idroelettrici, mentre ben il 15,8% della capacità afferisce agli impianti fotovoltaici. Trascurabile è la potenza eolica (18,8 MW) e ancor di più quella delle celle a combustibile (180 kW). Osservando i dati degli ultimi anni, emerge che dal 2011 in poi le installazioni sono prevalentemente rinnovabili, anche se nel 2019 si assiste a una forte contrazione del comparto biomassa e a una ripresa della capacità produttiva termoelettrica fossile. Restringendo ancora di più il campo di osservazione, possiamo affermare che a partire dal 2016 in Piemonte si installano per lo più impianti idroelettrici o fotovoltaici. La transizione dal gas naturale alle fonti rinnovabili nel comparto elettrico, sembra quindi un processo in atto, anche se non a un tasso particolarmente rapido.

Limitandoci al parco termoelettrico, gli impianti in assetto non cogenerativo sono in forte riduzione. Passano infatti da una capacità di quasi 3,5 GW del decennio passato a una di 2,1 GW tra il 2017 e il 2019. L'assetto cogenerativo degli impianti, in forte incremento nel decennio scorso, registra una riduzione più contenuta e nel 2019 il dato complessivo rimane superiore ai 2,7 GW. Tra le tecnologie installate, il ciclo combinato con produzione di calore costituisce il 74% di tutta la potenza installata, seguita dalla combustione interna al 16%.

Il quadro complessivo del 2019 è quindi molto simile a quello registrato per l'anno precedente. Il dato più significativo è il crollo della capacità produttiva della biomassa, che passa dai 477 MW del 2018 ai 353 MW dell'anno seguente, il dato più basso dal 2011.



anno	eolica	fotovoltaica	idroelettrica	termoelettrica	Celle a combustibile	Totale
2000		0,1	3.133	2.399		5.532
2001			3.178	2.541		5.719
2002	0		3.237	2.384		5.621
2003	0		3.246	2.395		5.641
2004			3.268	3.411		6.679
2005			3.430	3.834		7.265
2006			3.444	3.821		7.265
2007		6	3.464	4.362		7.831
2008		33	3.500	5.450		8.983
2009	13	81	3.521	5.478		9.093
2010	14	266	3.544	5.544		9.369
2011	14	1.071	3.637	6.003		10.725
2012	13	1.370	3.681	5.976		11.039
2013	19	1.474	3.716	5.240		10.449
2014	19	1.505	3.725	5.058		10.306
2015	19	1.535	3.752	5.067		10.373
2016	19	1.556	3.785	4.872		10.232
2017	19	1.572	3.804	4.851		10.245
2018	19	1.605	3.825	4.889	0,2	10.339
2019	19	1.643	3.837	4.905	0,2	10.404

Tabella 2.1 – Potenza efficiente lorda installata per tecnologia (fonte: TERNA)

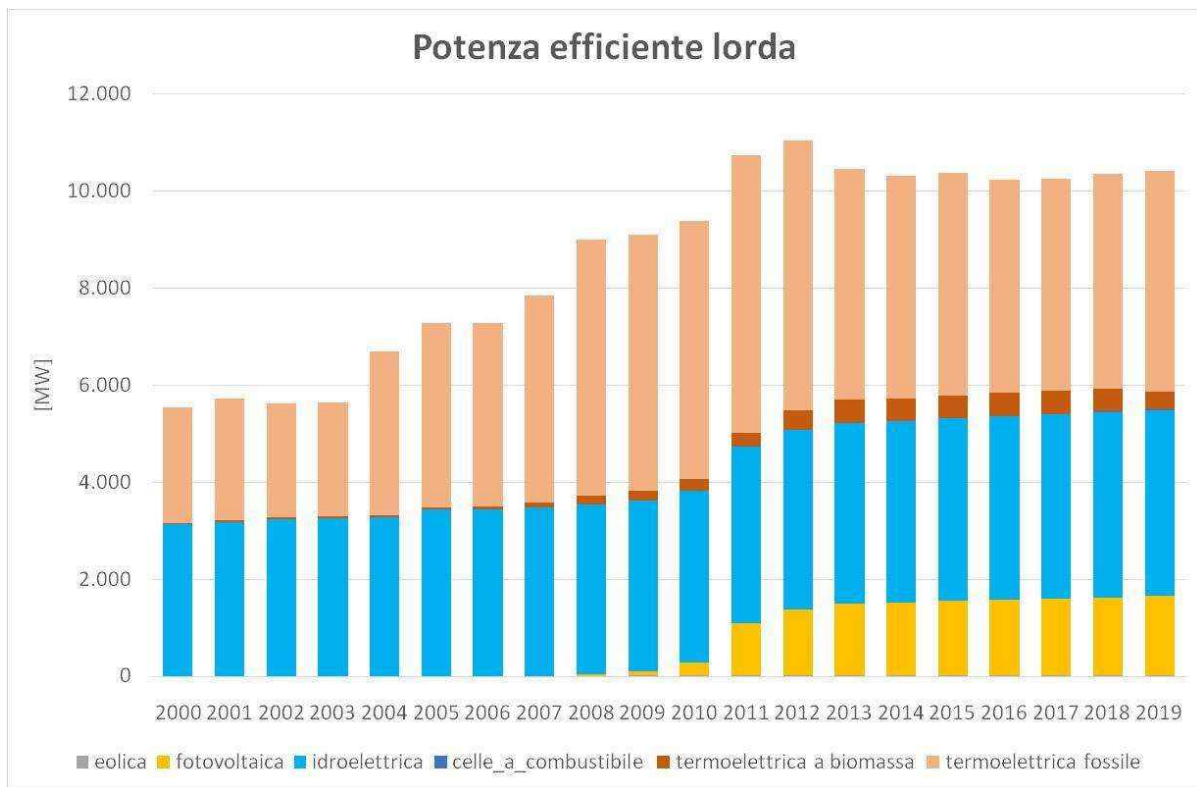


Figura 2.1 – Potenza efficiente lorda (fonte: TERNA)

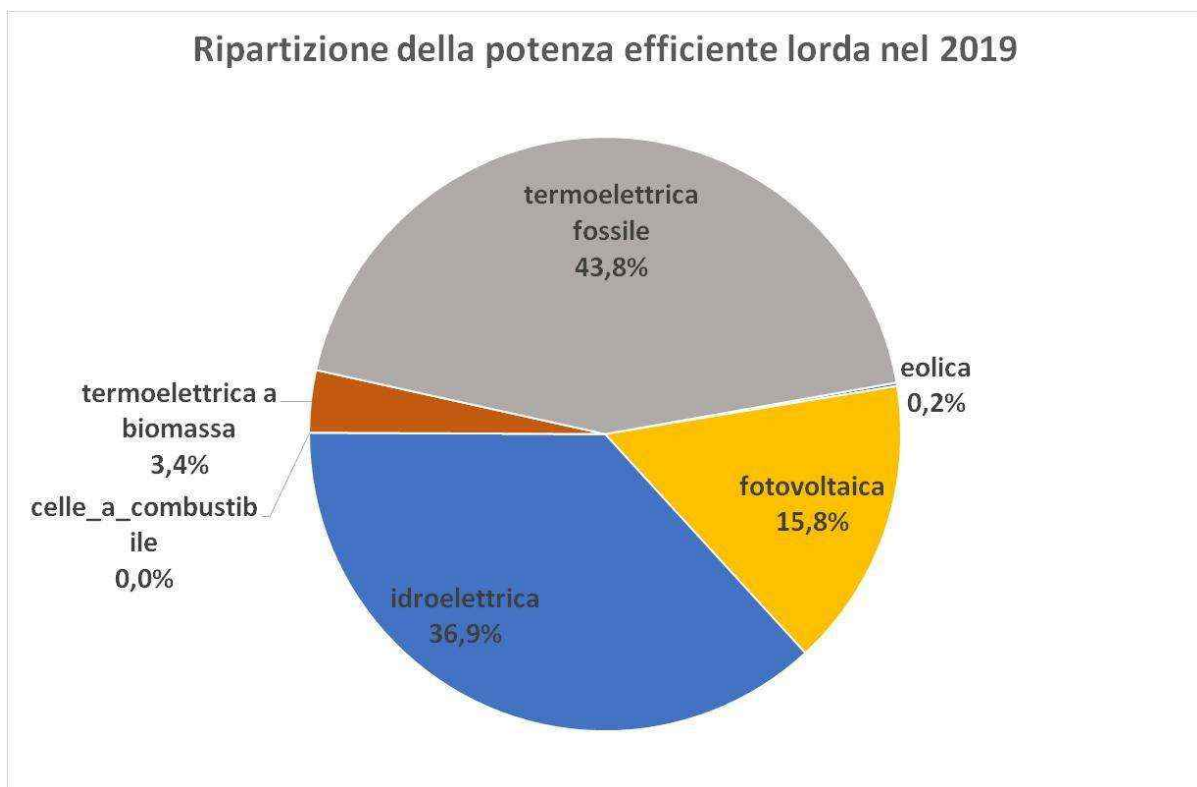


Figura 2.2 – Ripartizione della potenza efficiente lorda nel 2019 (fonte: TERNA)

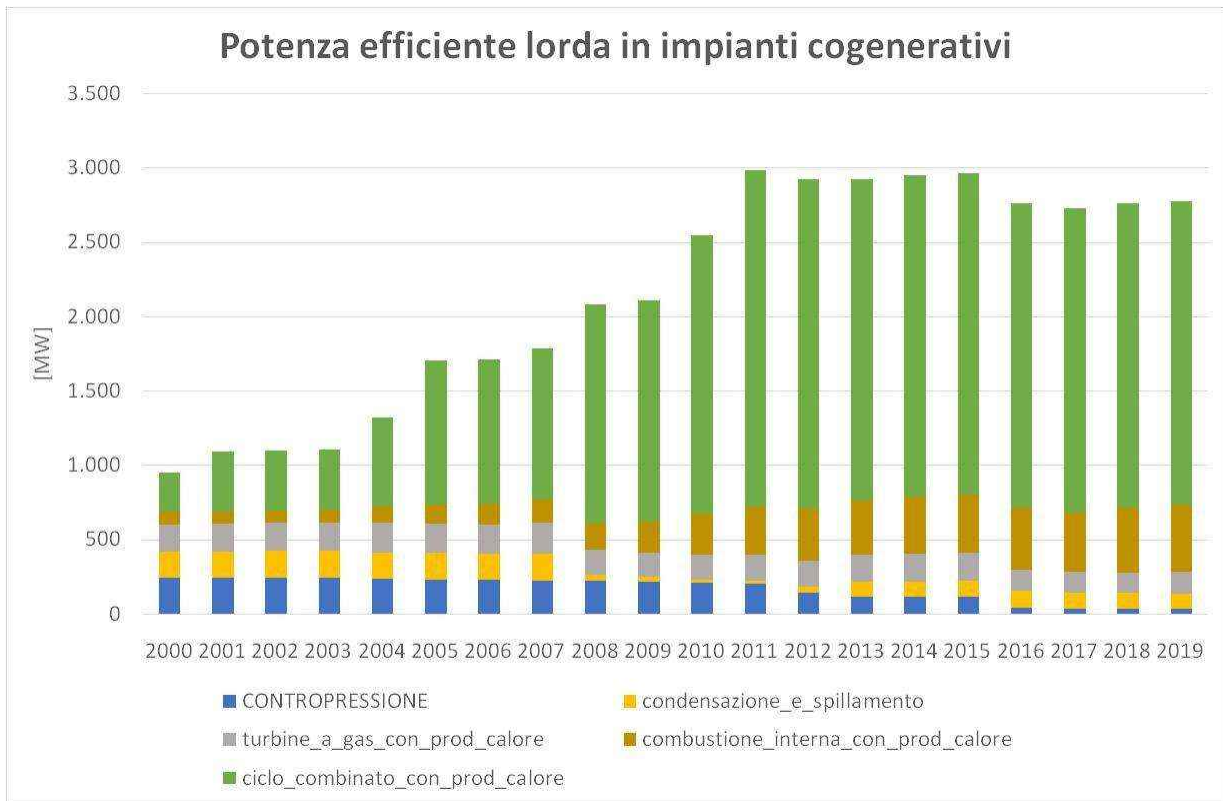


Figura 2.3 – Potenza efficiente lorda in impianti cogenerativi (fonte: TERNA)

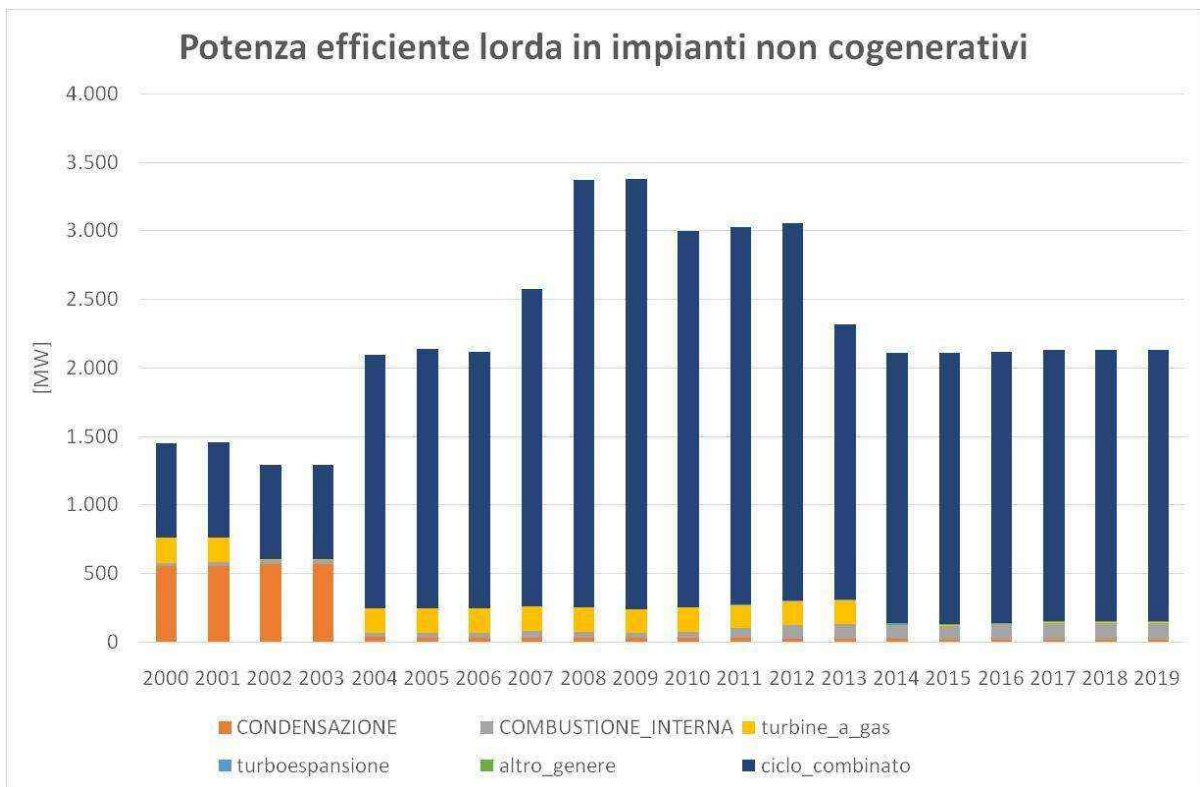


Figura 2.4 – Potenza efficiente lorda in impianti non cogenerativi (fonte: TERNA)



## La produzione netta

Il 2019 è stato, come il precedente, un anno eccezionale per la produzione elettrica in Piemonte. La soglia di 30 TWh di produzione netta è stata superata per la prima volta, confermando l'eccedenza di produzione regionale rispetto alla domanda interna. Tale risultato è stato ottenuto grazie a una produzione termoelettrica particolarmente elevata (al pari quasi del valore massimo registrato nel 2017 e superiore ai 20 TWh), accompagnato da una produzione prossima ai valori massimi anche per l'idroelettrico e il fotovoltaico. L'andamento della produzione elettrica netta è in crescita quasi lineare da circa vent'anni (+75% dal 2000), con un valore di crescita media annua superiore al 4%, che al di là di alcune variazioni annuali sembra un dato strutturale. A dispetto, quindi, di ciò che è stato commentato per la capacità produttiva, il dato di produzione vede ancora uno sbilanciamento verso la tecnologia termoelettrica e un contributo determinante delle fonti fossili. E', però, preponderante anche la produzione rinnovabile che nel 2019 è stata pari al 35,7% del totale, seppur in calo rispetto al 2018. Nel 2019 si consolida il ruolo del fotovoltaico come seconda fonte rinnovabile regionale a danno delle bioenergie.

Per quanto riguarda il raffronto tra produzione e domanda di energia elettrica, in base ai dati disponibili, le considerazioni si limitano all'anno 2018. Come già registrato nel 2017, il Piemonte conferma anche nel 2018 un saldo positivo tra produzione e richiesta elettrica del mercato interno. L'eccesso di produzione destinato all'export è stato del 3,3 TWh. In virtù della priorità di dispacciamento, la percentuale di domanda di energia elettrica coperta da rinnovabili è stata del 43%. Per quanto riguarda l'emissione di CO<sub>2</sub>, nel 2018 sono state registrate 7,5 Mton, con un fattore di emissione specifico sulla produzione lorda complessiva di poco meno di 245 g/kWh. Tale dato, ampiamente inferiore a quello nazionale risulta essere in linea con i dati medi dell'ultimo decennio.

Anno	eolica	fotovoltaica	idroelettrica	termoelettrica	Totale
2000	-	0,00	7,71	9,54	17,25
2001	-	-	8,13	8,78	16,91
2002	0,00	-	8,39	9,02	17,41
2003	0,00	-	7,25	9,54	16,80
2004	-	-	7,70	10,15	17,85
2005	-	-	6,80	14,73	21,54
2006	-	-	6,33	14,85	21,18
2007	-	0,00	6,14	14,72	20,86
2008	-	0,01	6,72	17,58	24,31
2009	0,02	0,05	8,22	16,11	24,40
2010	0,02	0,12	7,63	15,78	23,55
2011	0,02	0,82	6,89	16,68	24,41
2012	0,02	1,41	7,02	16,57	25,02
2013	0,03	1,57	8,30	15,81	25,71
2014	0,03	1,61	8,64	12,39	22,67
2015	0,03	1,71	8,21	15,29	25,24



Anno	eolica	fotovoltaica	idroelettrica	termoelettrica	Totale
<b>2016</b>	0,03	1,66	6,98	16,91	<b>25,58</b>
<b>2017</b>	0,03	1,79	6,49	20,74	<b>29,04</b>
<b>2018</b>	0,03	1,67	8,31	19,72	<b>29,73</b>
<b>2019</b>	0,03	1,78	7,87	20,62	<b>30,31</b>

Tabella 2.2 – Produzione netta in Piemonte (dati in TWh) (fonte: TERNA)

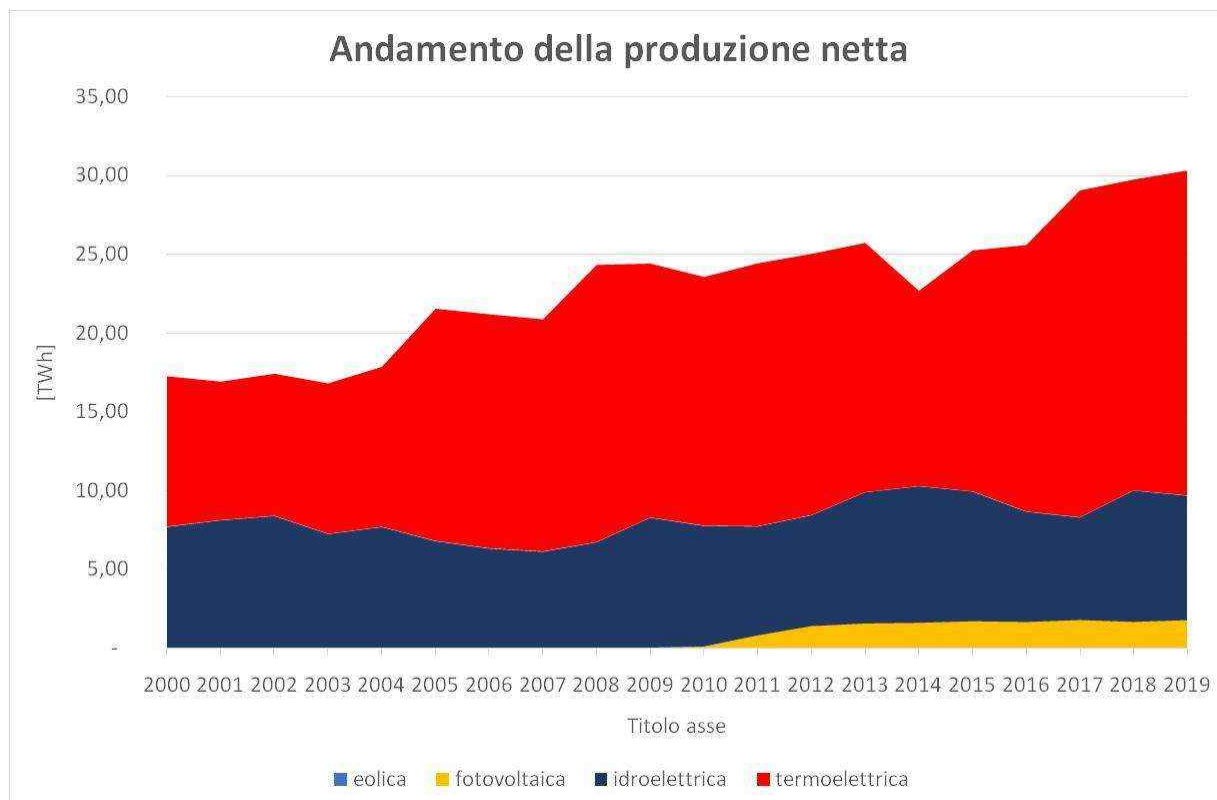


Figura 2.5 – Andamento della produzione netta (fonte: TERNA)

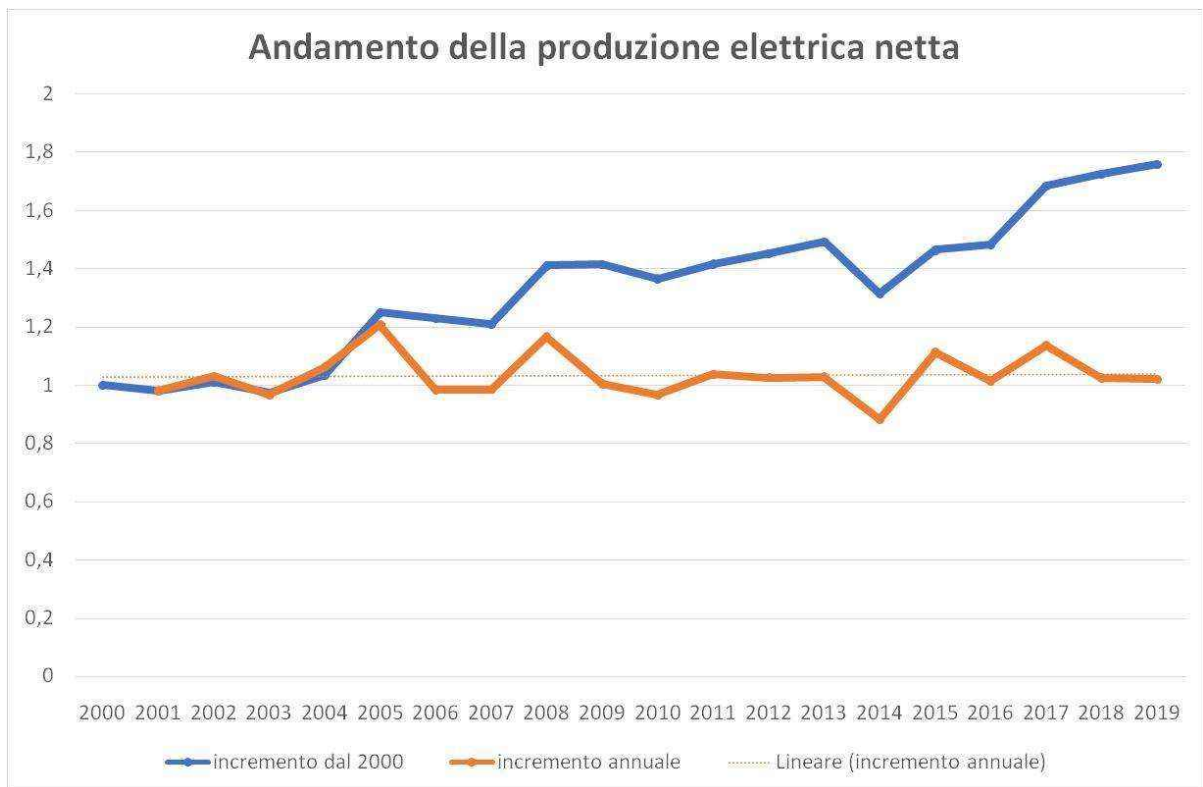


Figura 2.6 – Andamento della produzione elettrica netta. Incremento annuale (fonte: TERNA)

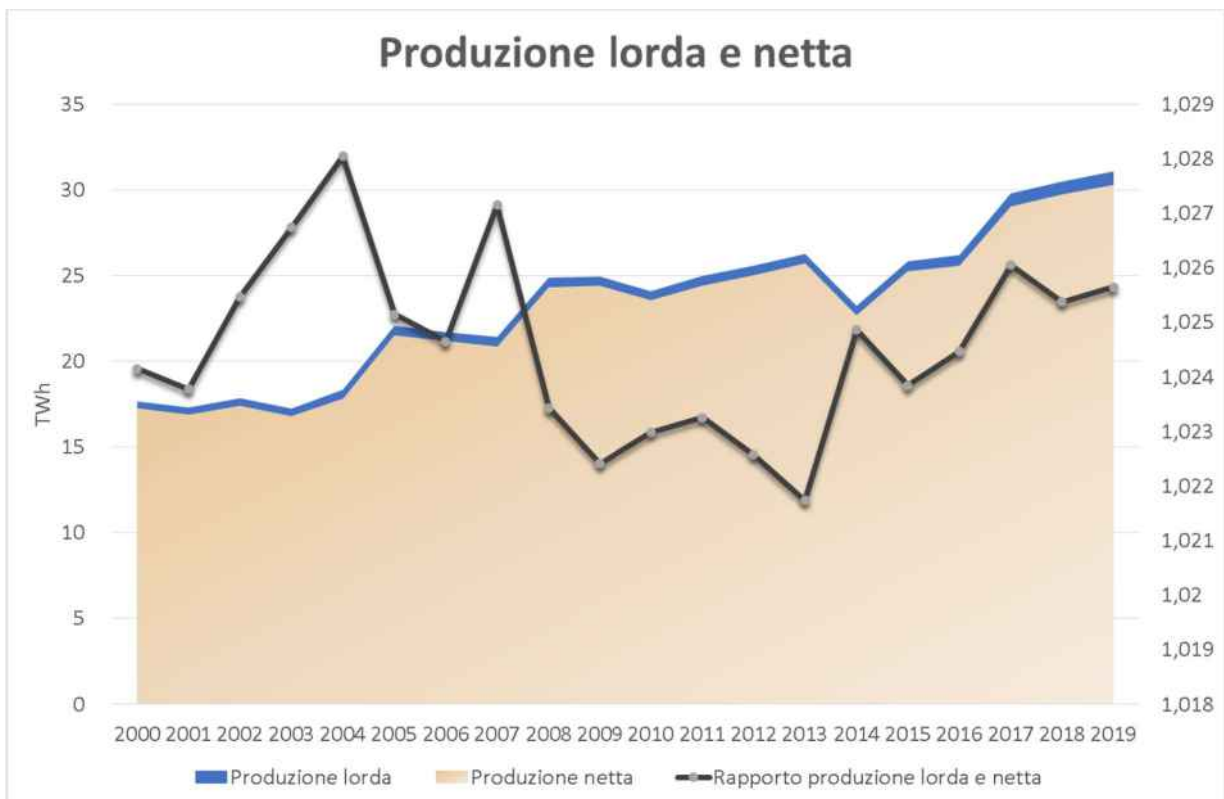


Figura 2.7 – Produzione lorda e netta e rispettiva differenza (fonte: TERNA)

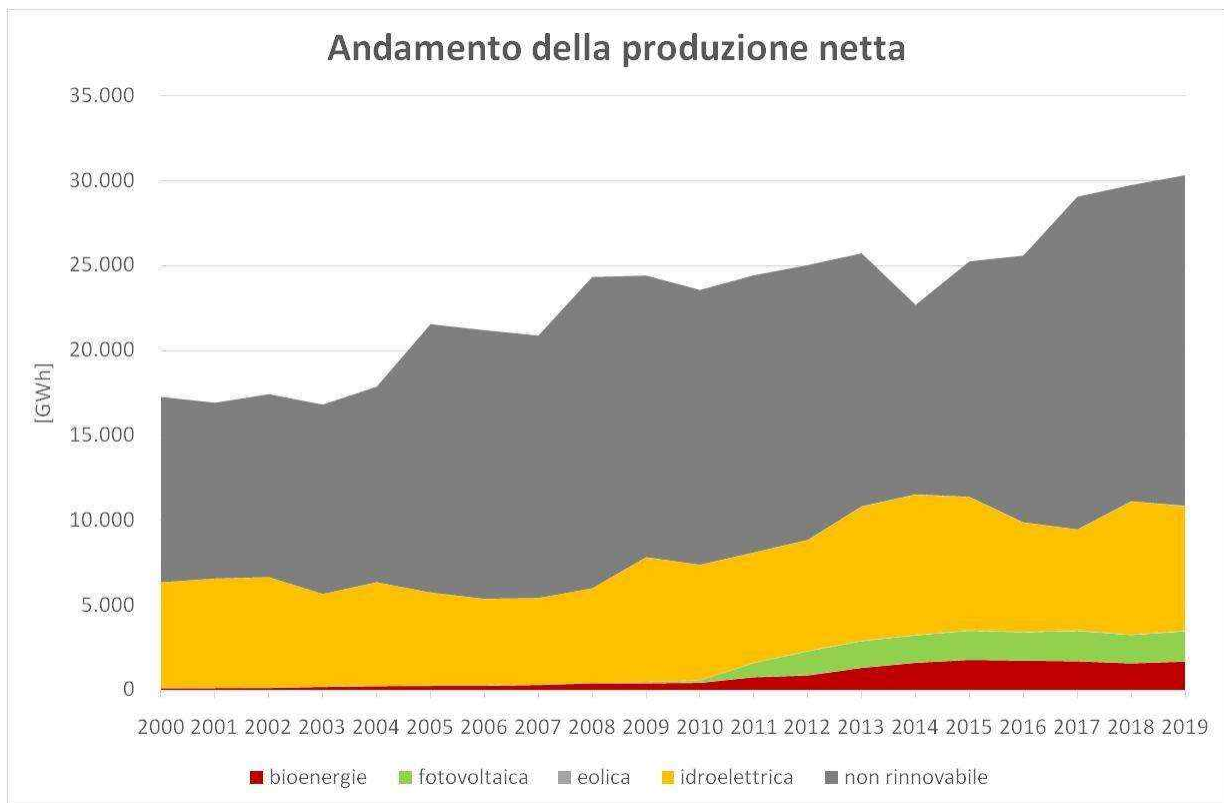


Figura 2.8 – Andamento della produzione netta: Ripartizione per tecnologia (fonte: TERNA)

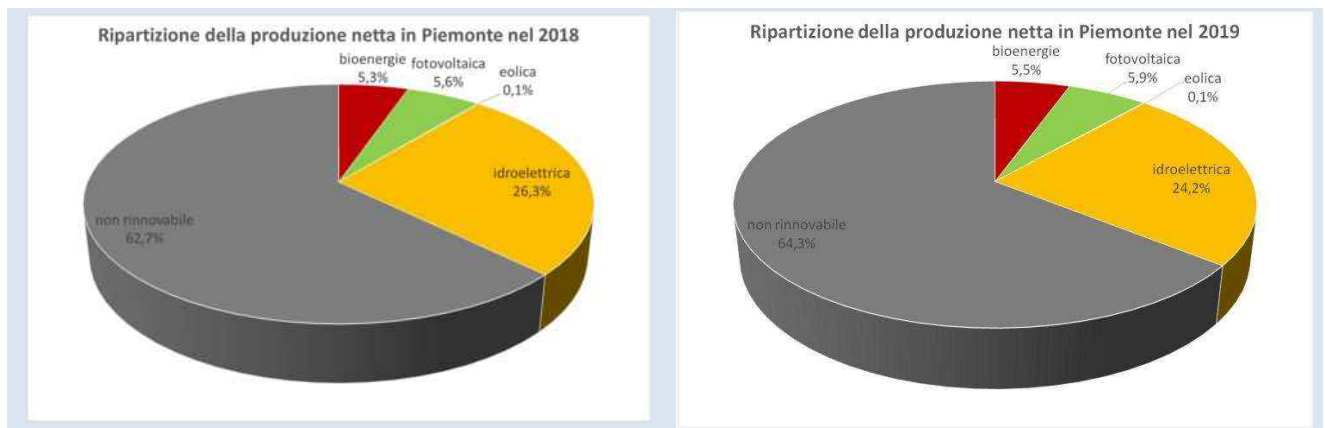


Figura 2.9 – Ripartizione della produzione netta in Piemonte nel 2018 e 2019 (fonte: TERNA)





### Produzione e domanda elettrica in Piemonte

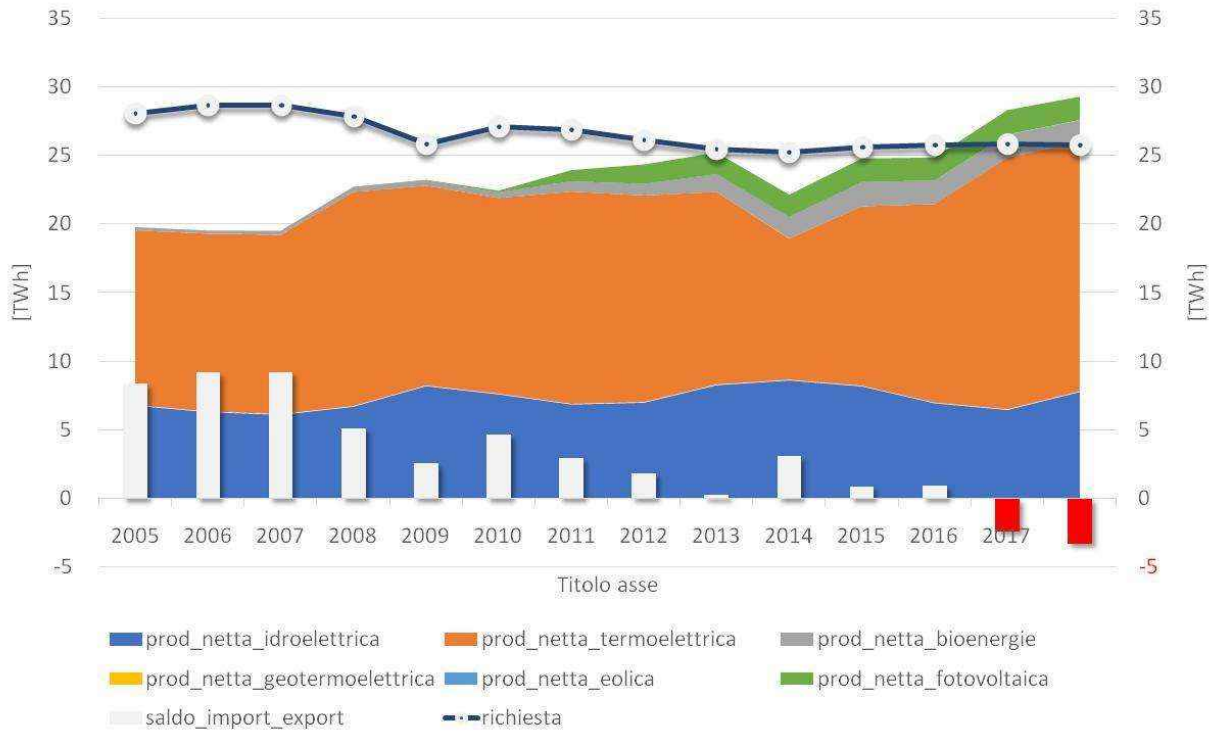


Figura 2.10 – Produzione e domanda elettrica in Piemonte (fonte: TERNA)

### Emissioni di CO2 e produzione da FER nella generazione elettrica

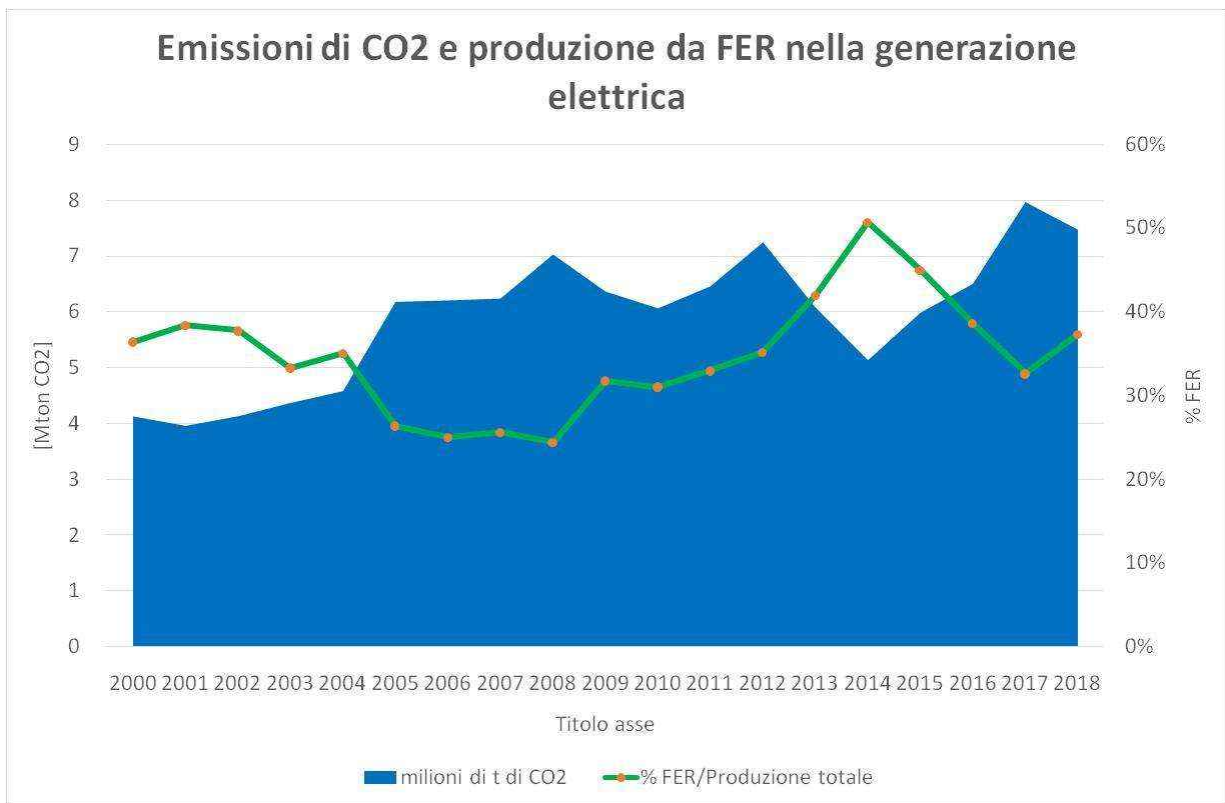


Figura 2.11 – Emissioni di CO2 e produzione da FER nella generazione elettrica (fonte: TERNA)



Province	Idrica	Fotovoltaica	Eolica	Bioenergie	Fossile	Totale
<b>ALESSANDRIA</b>	102	299		249	657	1.306
<b>ASTI</b>	8	87		22	10	126
<b>BIELLA</b>	97	95		53	47	292
<b>CUNEO</b>	1.642	592	29	419	2.265	4.947
<b>NOVARA</b>	172	97		109	1.325	1.702
<b>TORINO</b>	2.997	414	0	696	10.384	14.491
<b>VCO</b>	2.750	16		5	40	2.810
<b>VERCELLI</b>	159	95		178	3.626	4.059

Tabella 2.3 – Produzione netta di energia elettrica nel 2018 per Province (fonte: TERNA)

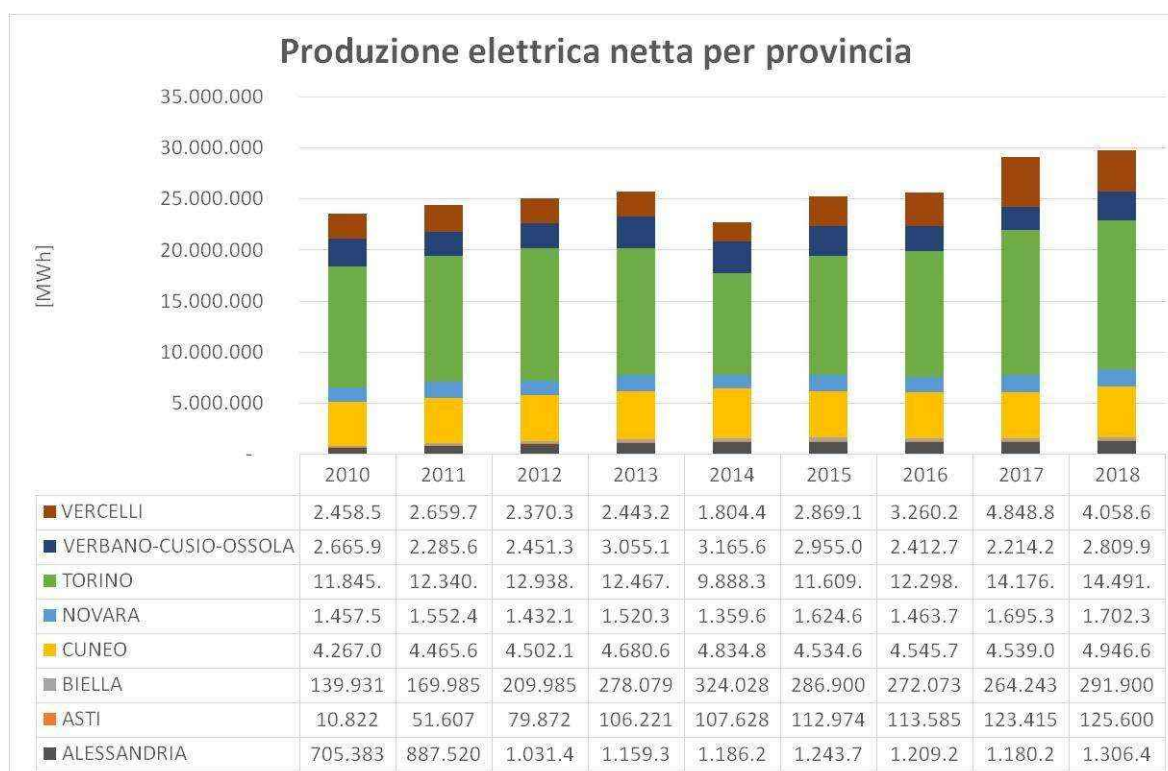


Figura 2.12 – Produzione elettrica netta per provincia (fonte: TERNA)

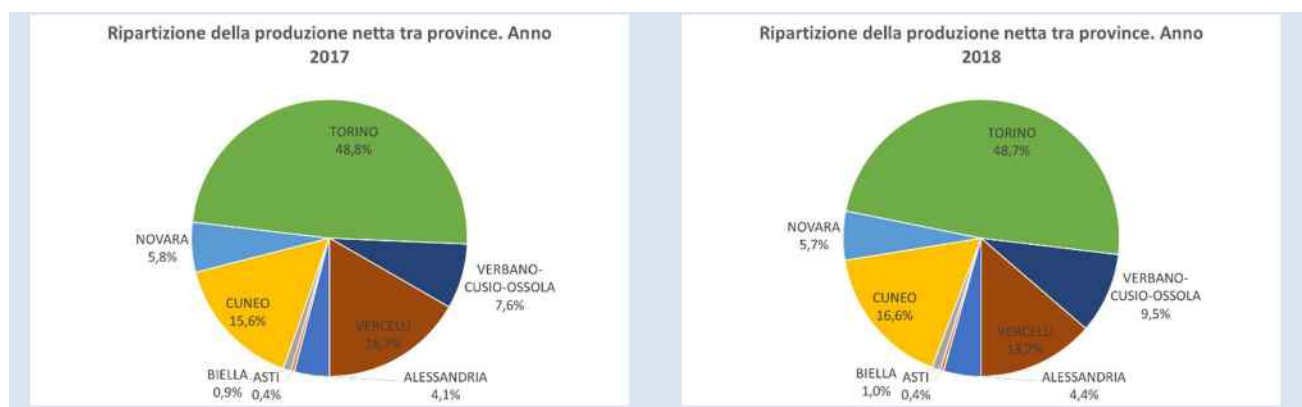


Figura 2.13 – Ripartizione della produzione elettrica netta tra province (fonte: TERNA)

### Le fonti rinnovabili termiche ed elettriche

Successivamente all’approvazione del Decreto Burden Sharing - DM 11/3/2012 – con Decreto 11/05/2015 del Ministero dello Sviluppo economico, è stato affidato al GSE il compito di mettere a disposizione delle Regioni i “Dati che concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili” (art. 6, comma 4). Questo capitolo utilizza pertanto i dati GSE ed è focalizzato principalmente sulla valutazione della produzione energetica da fonti rinnovabili sul territorio regionale.

Complessivamente i consumi finali di energia sono coperti per circa il 18% da fonti rinnovabili. Questa quota rimane sostanzialmente stabile, con qualche oscillazione annuale, a partire dal 2014. Nel periodo analizzato l’apporto energetico delle rinnovabili è oscillato tra i 1.825 ktep e i 1.943 ktep. Al fine di raggiungere gli obiettivi europei definiti per il 2030, è necessario che tale valore aumenti in valore assoluto e in termini relativi.

Indicatore	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Consumo finale lordo (CFL)</b>	10.303	10.709	10.191	10.605	10.763	10.478	10.563
<b>Fonti rinnovabili elettriche (FER-E)</b>	788	860	898	930	921	925	917
<b>Fonti rinnovabili termiche (FER-T)</b>	865	986	927	958	1.021	1.017	965
<b>Fonti rinnovabili Totali (FER)</b>	1.653	1.846	1.825	1.888	1.943	1.941	1.882
<b>Percentuale FER/CFL</b>	16,0%	17,2%	17,9%	17,8%	18,1%	18,5%	17,8%

Tabella 3.1 – Consumi Finali Lordi e contributo delle fonti rinnovabili in Piemonte – dati in ktep (fonte: GSE)

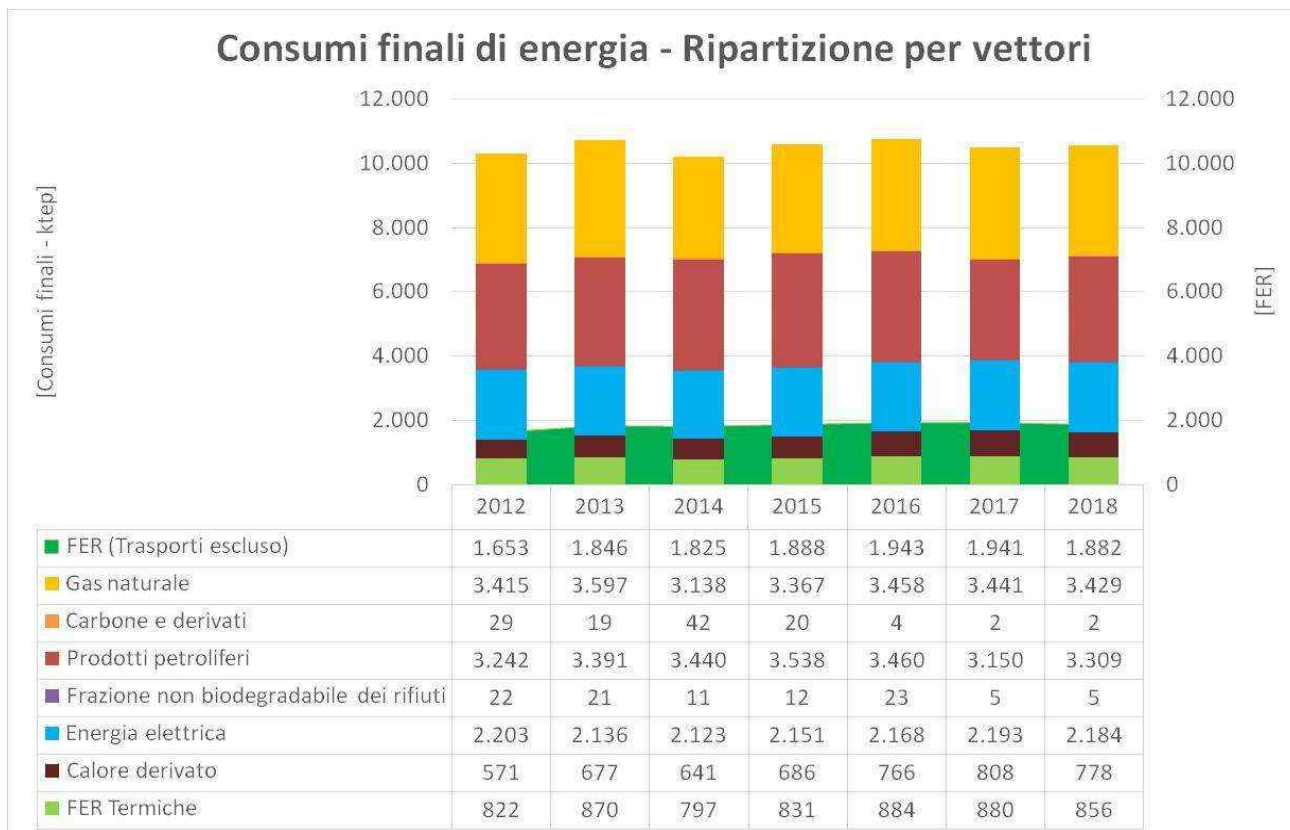


Figura 3.1 – Consumi Finali di energia –Ripartizione per vettori e contributo delle fonti rinnovabili in Piemonte (fonte: GSE)

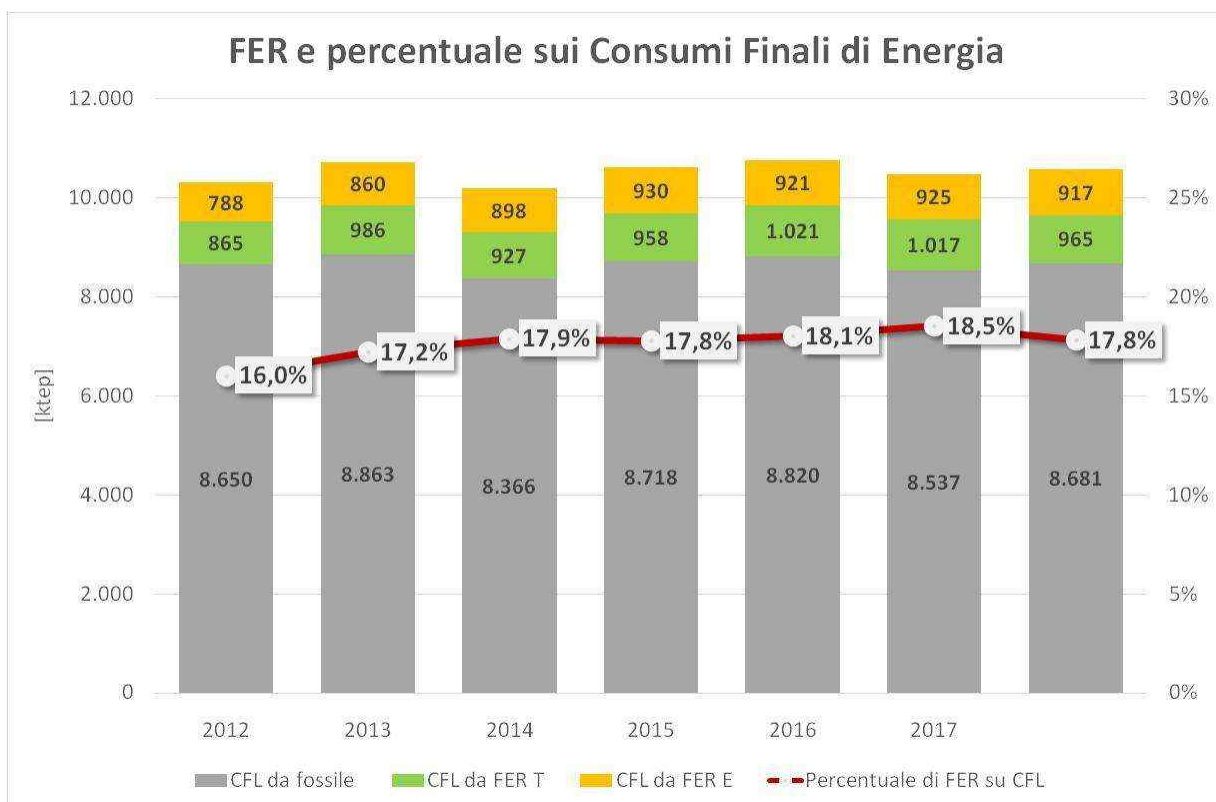


Figura 3.2 – Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e percentuale sui Consumi Finali Lordi (fonte: GSE)



## Le fonti rinnovabili termiche

Nei sette anni analizzati la produzione da fonti rinnovabili termiche è incrementata di circa il 12%, facendo registrare nel 2018 una contrazione della crescita che aveva portato i dati a superare il Mtep nel biennio 2016 - 2017. Al pari dei consumi finali di energia, quasi tutte le fonti rinnovabili fanno registrare un andamento abbastanza stazionario. Fa eccezione la biomassa che vede ridurre il proprio contributo in modo sostanziale rispetto al 2017, sia per gli usi diretti che per il calore derivato. Complessivamente la biomassa perde ben 38 Ktep. Nonostante ciò, le biomasse ad uso diretto (al cui interno vengono ricomprese le biomasse solide ed il biogas/biometano immessi in rete) continuano ad essere la fonte più utilizzata, mantenendo un peso relativo particolarmente rilevante e superiore al 68%. Solo la produzione di energia da rifiuti (componente rinnovabile, ovvero rifiuti biodegradabili) fa registrare un trend di riduzione. E' da segnalare che nel 2018, anche il solare termico frena la sua crescita che aveva portato il comparto quasi a raddoppiare tra il 2012 e il 2017. Confrontando il dato di produzione termica da FER con il consumo finale lordo di energia non elettrica registrato su base regionale dal GSE, si può calcolare un semplice rapporto che indica il tasso di soddisfacimento di tali consumi con fonti rinnovabili. Il dato del 2018 (pari all'11,5%) si assesta sui valori medi del periodo analizzato.



FER termica	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Geotermico</b>	2	2	2	2	2	1	1
<b>Solare termico</b>	11	15	17	17	18	21	21
<b>Frazione biodegradabile dei rifiuti</b>	12	13	7	6	10	2	2
<b>Biomassa (uso diretto)</b>	650	687	608	642	693	683	662
<b>Pompe di calore</b>	159	166	170	170	172	175	171
<b>Calore derivato</b>	43	116	130	127	137	137	110
<b>Totale FER termiche</b>	<b>865</b>	<b>986</b>	<b>927</b>	<b>958</b>	<b>1.021</b>	<b>1.017</b>	<b>965</b>

Tabella 3.2 – Fonti Energetiche Rinnovabili termiche – dati in ktep (fonte: GSE)

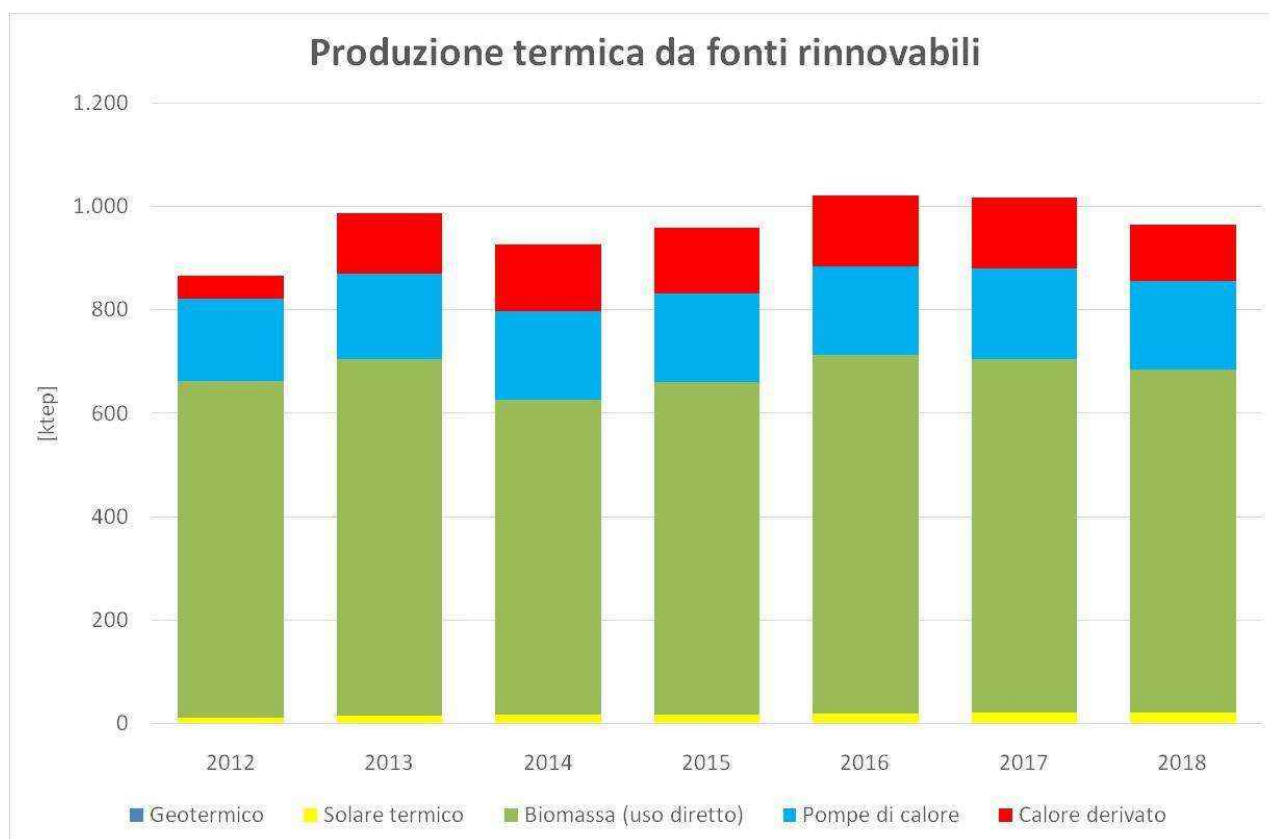


Figura 3.3 – Produzione termica da fonti rinnovabili (fonte: GSE)

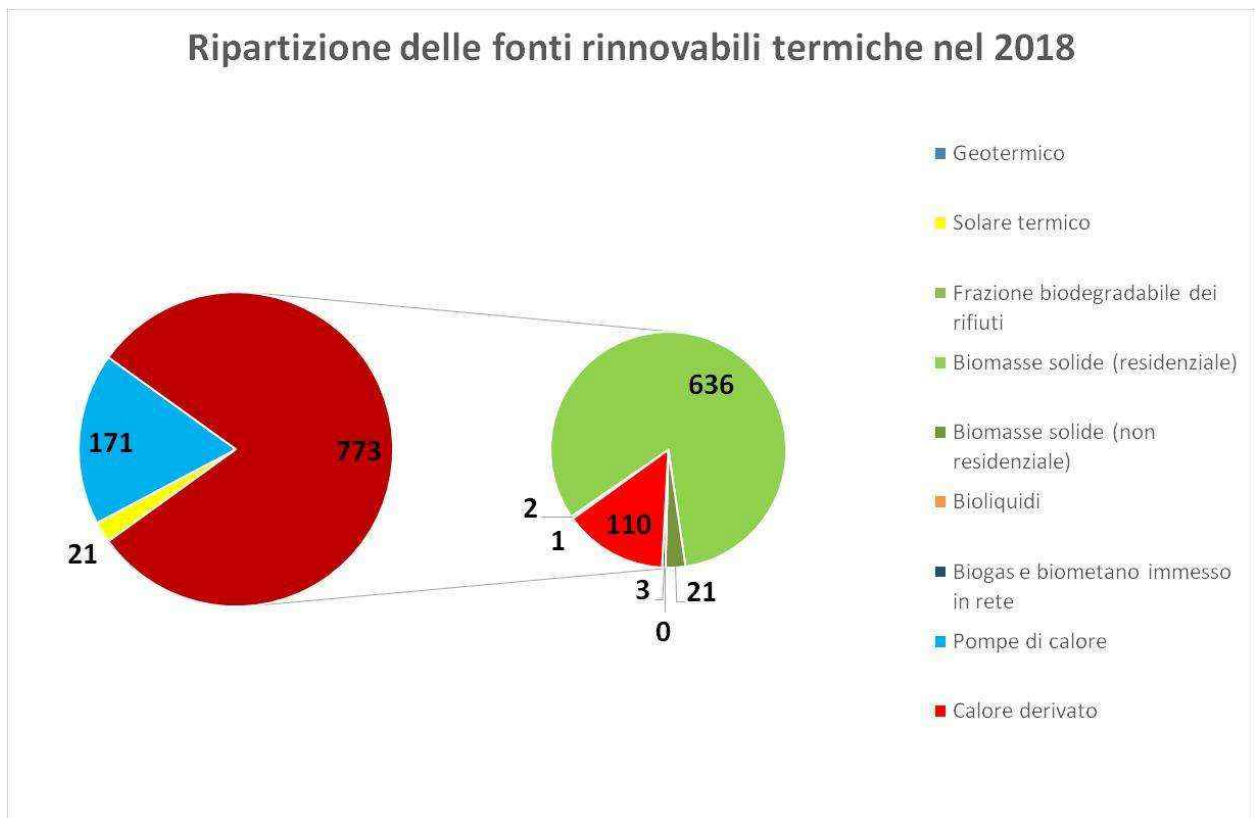


Figura 3.4 – Ripartizione delle fonti rinnovabili termiche nel 2018 (fonte: GSE)

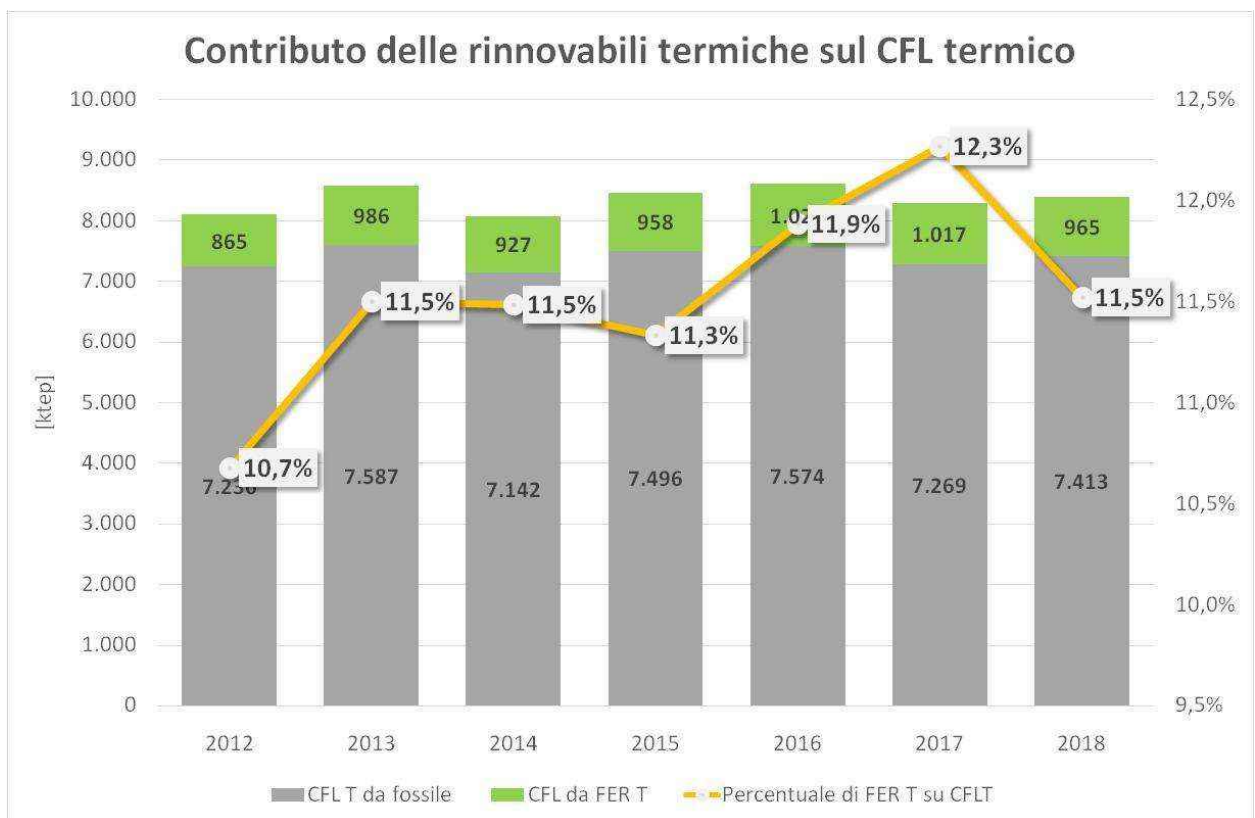


Figura 3.5 – Contributo delle rinnovabili termiche sul Consumo Finale Lordo termico (fonte: GSE)



## Le fonti rinnovabili elettriche

Tra il 2012 ed il 2018 le fonti rinnovabili elettriche crescono del 16% circa, con un'evidente stasi negli ultimi tre anni in cui i dati sono pressoché simili e in una leggera contrazione nell'ultimo anno di rilevazione. Analogamente a quanto commentato per le rinnovabili termiche, anche in questo caso le biomasse fanno registrare una riduzione abbastanza significativa, portando il valore di 159 ktep del 2017 a 148 ktep nel 2018. Il calo è generalizzato su tutte le tecnologie, con particolare riferimento alle biomasse solide. E' invece la produzione idraulica, che fa registrare un nuovo picco<sup>111</sup> (621 ktep), a mantenere il dato complessivo delle FER elettriche a valori allineati a quelli degli anni precedenti. Per contro, analogamente alla biomassa, anche il solare fotovoltaico ha fatto registrare un dato inferiore a quello del 2017.

Confrontando il dato di produzione elettrica da FER con il consumo finale lordo di energia elettrica registrato su base regionale dal GSE, si evidenzia un significativo trend di incremento del tasso, che passa dal 36% del 2012 al 43% del 2015 (+20,4%), per poi stabilizzarsi negli anni successivi e far registrare nel 2018 una percentuale del 42%.

FER elettriche	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Idraulica (normalizzata)</b>	584	600	606	614	613	607	621
<b>Eolica (normalizzata)</b>	2	2	2	2	3	2	2
<b>Solare</b>	123	137	142	149	145	156	146
<b>Geotermica</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomasse solide</b>	22	29	46	60	62	64	56
<b>Biogas</b>	54	82	87	90	89	88	87
<b>Bioliquidi sostenibili</b>	3	10	15	14	10	7	5
<b>Totale FER elettriche</b>	<b>788</b>	<b>860</b>	<b>898</b>	<b>930</b>	<b>921</b>	<b>925</b>	<b>917</b>

Tabella 3.3 – Fonti Energetiche Rinnovabili elettriche – dati in ktep (fonte: GSE)

<sup>111</sup> E' bene tenere presente che, trattandosi di un dato normalizzato su base pluriennale, il picco di produzione non è ascrivibile esclusivamente al 2018.



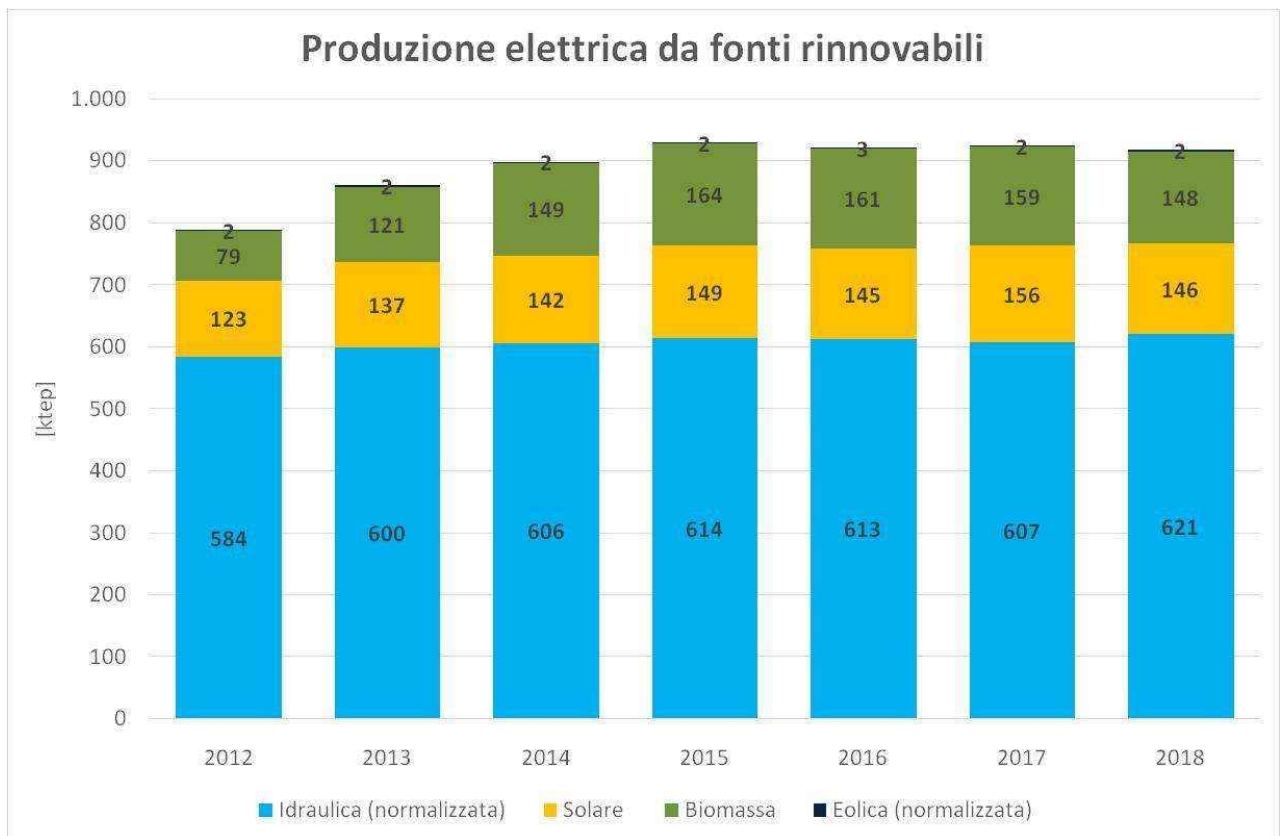


Figura 3.6 – Produzione elettrica da fonti rinnovabili (fonte: GSE)

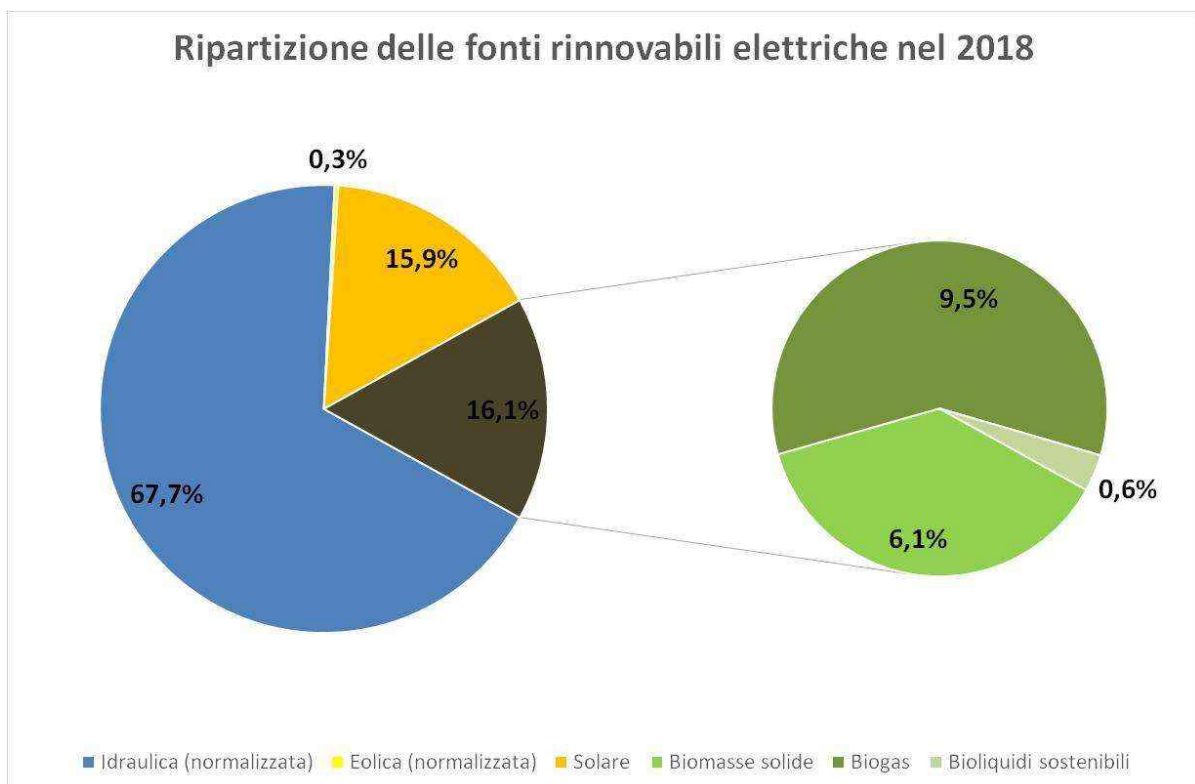


Figura 3.7 – Ripartizione delle fonti rinnovabili elettriche nel 2018 (fonte: GSE)

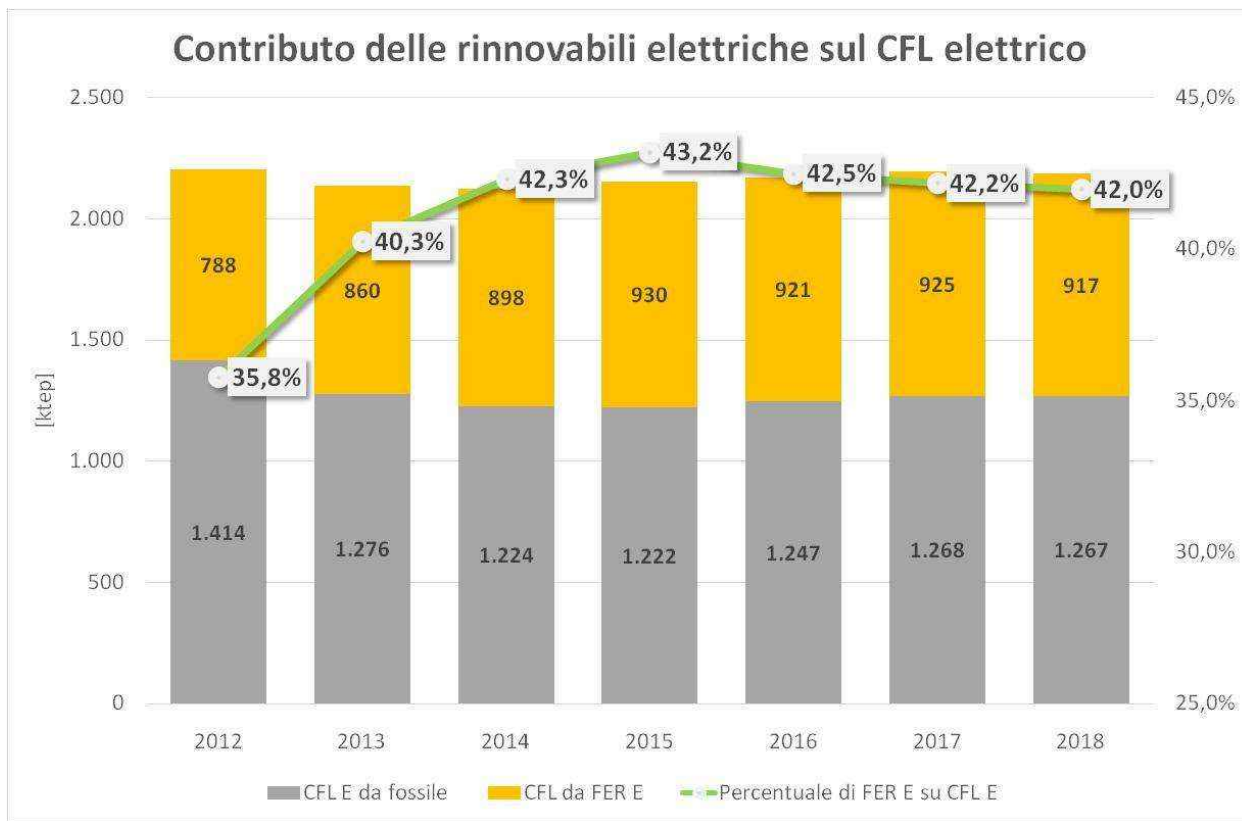


Figura 3.8 – Contributo delle rinnovabili elettriche sul Consumo Finale Lordo elettrico (fonte: GSE)



## Monitoraggio degli obiettivi del PEAR

Il 2018 segna un disallineamento rispetto agli obiettivi prefigurati dal PEAR. Di seguito si forniscono indicazioni sui tre principali obiettivi prefigurati in linea con la strategia europea sull'energia: riduzione dei consumi energetici, aumento del contributo delle rinnovabili ai consumi finali e riduzione delle emissioni climalteranti. E' indubbio che il 2020, a causa degli effetti della pandemia, segnerà un cambiamento contingente e, probabilmente, strutturale delle dinamiche in atto, pertanto è indispensabile provare a tenere in considerazione anche tale variabile nell'interpretazione dei dati. Rispetto agli obiettivi relativi alle fonti rinnovabili proposti nel PEAR per il 2030, il gap da colmare è di 500 ktep, di cui circa 200 ktep per le FER termiche e quasi 300 per quelle elettriche. Considerando l'intervallo temporale rimasto, l'aumento annuale medio dovrebbe essere di circa 42 ktep: un dato superiore all'aumento medio registrato negli ultimi anni e, pertanto, difficile da raggiungere.



Figura 4.1 – Confronto con gli obiettivi della proposta di PEAR. Fonti Energetiche Rinnovabili.

Come già accennato in precedenza, il Piemonte sta attraversando un sostanziale periodo di stazionarietà nei consumi finali lordi. L'auspicata riduzione dei consumi non risulta evidente dalle dinamiche in atto. Rispetto al 2018, la riduzione attesa al 2030 è superiore a 1,9 Mtep, con una riduzione attesa media annua del 1,5%. Le considerazioni fatte non sono dissimili se invece di prendere il dato 2018, si considera il dato medio del periodo analizzato che è pari a circa 10,5 Mtep e, pertanto, molto simile al dato dell'ultimo anno.

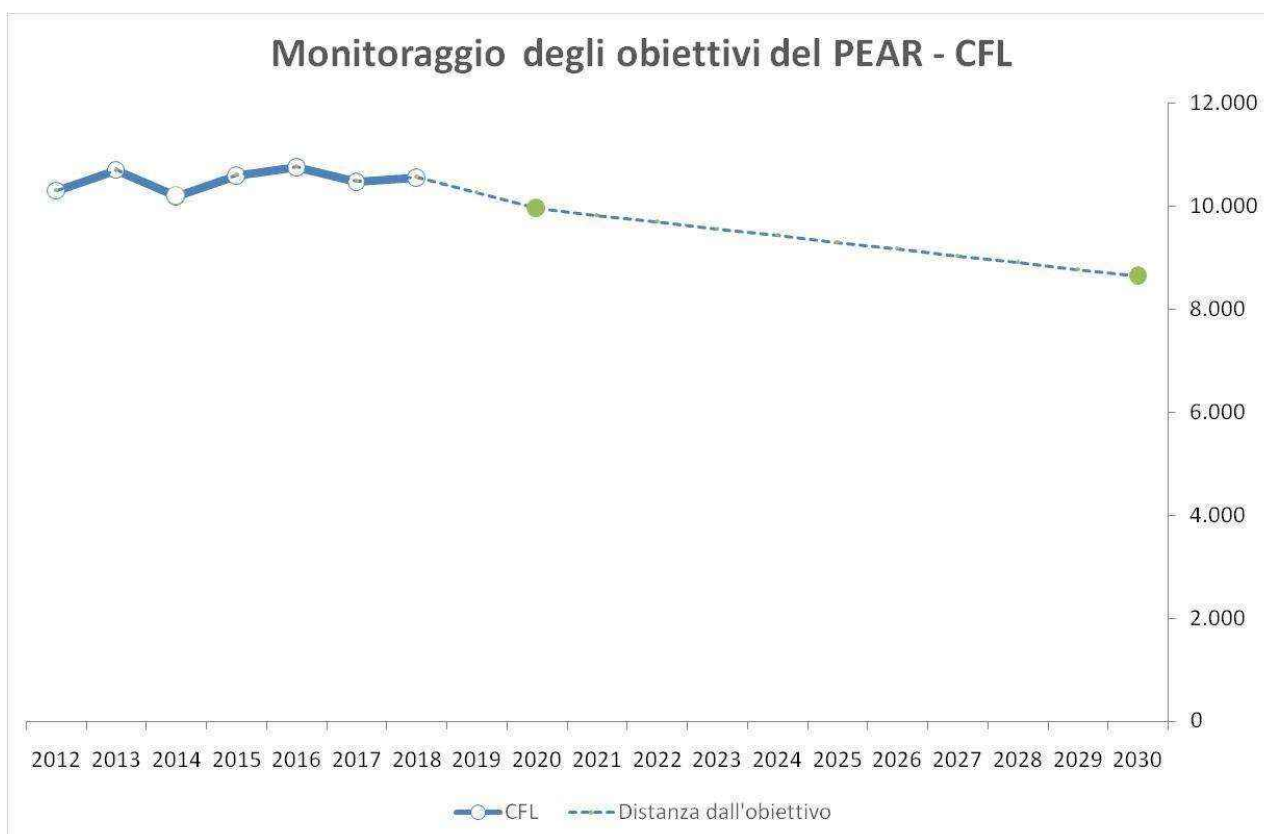


Figura 4.2 – Monitoraggio degli obiettivi della proposta di PEAR. Consumo Finale Lordo.

Per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub>, nel 2018 il dato si stabilizza al di sotto delle 25 Mton, facendo prefigurare un andamento abbastanza allineato con la riduzione attesa al 2030. Il dato del 2018 è condizionato principalmente da una tendenziale riduzione del fattore di emissione specifico della generazione elettrica piemontese.

E' bene precisare che il calcolo effettuato in questo rapporto, in linea con quanto descritto nell'allegato 5 del PEAR, è basato sul principio di responsabilità, pertanto le emissioni di CO<sub>2</sub> vengono calcolate sull'ammontare dei consumi elettrici, attribuendone il fattore di emissione specifico regionale fino al raggiungimento della quota di produzione di energia elettrica netta e il fattore di emissione nazionale, depurato dalla produzione regionale per il deficit. Mentre in caso di surplus (per il 2017 e il 2018), le emissioni prodotte localmente vengono decurtate utilizzando il fattore di emissione nazionale desunto dalle statistiche Terna.

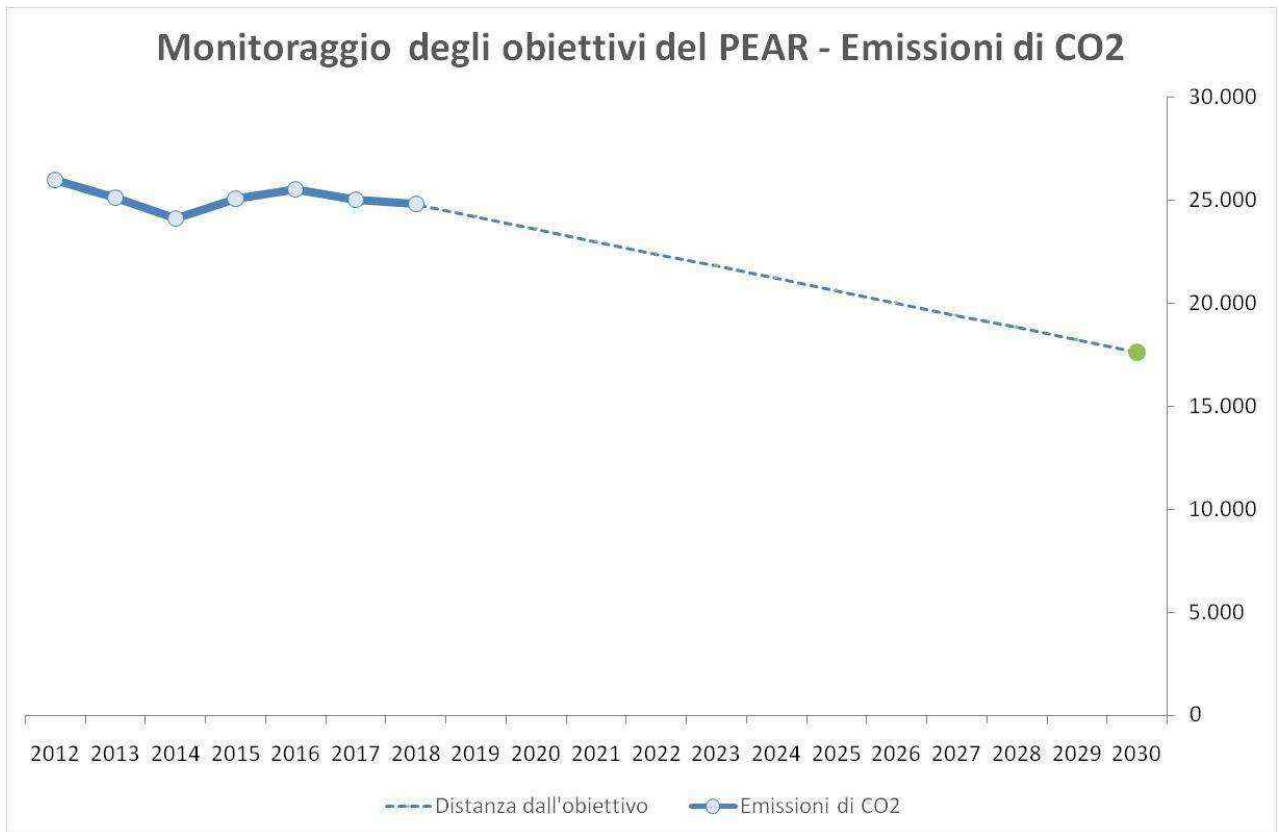


Figura 4.3 – Monitoraggio degli obiettivi della proposta di PEAR. Emissioni di CO2.



## Valutazioni preliminari sull'impatto del COVID19 sui consumi energetici

Il presente capitolo prova a fornire alcune analisi preliminari dell'impatto della pandemia in atto sui consumi energetici. Le considerazioni che seguono non possono essere che parziali e limitate ai dati disponibili. Si coglie in particolare l'occasione di ringraziare IReti distribuzione per i dati forniti.

### Prodotti petroliferi

In base ai dati pubblicati periodicamente dal MISE DGISSEG è possibile avanzare delle ipotesi sull'andamento dei consumi energetici del 2020, con particolare riferimento al periodo del lock-down e alle conseguenti limitazioni di spostamenti e ordinario svolgimento delle attività economiche. Per tutti i combustibili di cui si dispongono i dati, si assiste ad una contrazione molto evidente dei consumi nel settore trasporti, con un picco negativo ad Aprile, in cui si registra una riduzione variabile tra l'83% per il GPL e il 62% per il gasolio. Anche le vendite di benzina sono crollate del 74% rispetto alle medie dei tre anni precedenti. Considerato che il gasolio è il vettore energetico utilizzato per il trasporto merci e che non tutti i settori sono stati completamente bloccati tra marzo e maggio, è evidente che la mobilità privata è quella che ha condizionato gran parte della contrazione dei consumi. Nel mese di settembre i dati ritornano ad essere in linea con le medie degli ultimi tre anni. Ipotizzando un consumo allineato all'andamento medio per il restante periodo dell'anno, si può prevedere un calo dei consumi dei trasporti di circa il 15-20% su base annuale per questi vettori energetici.

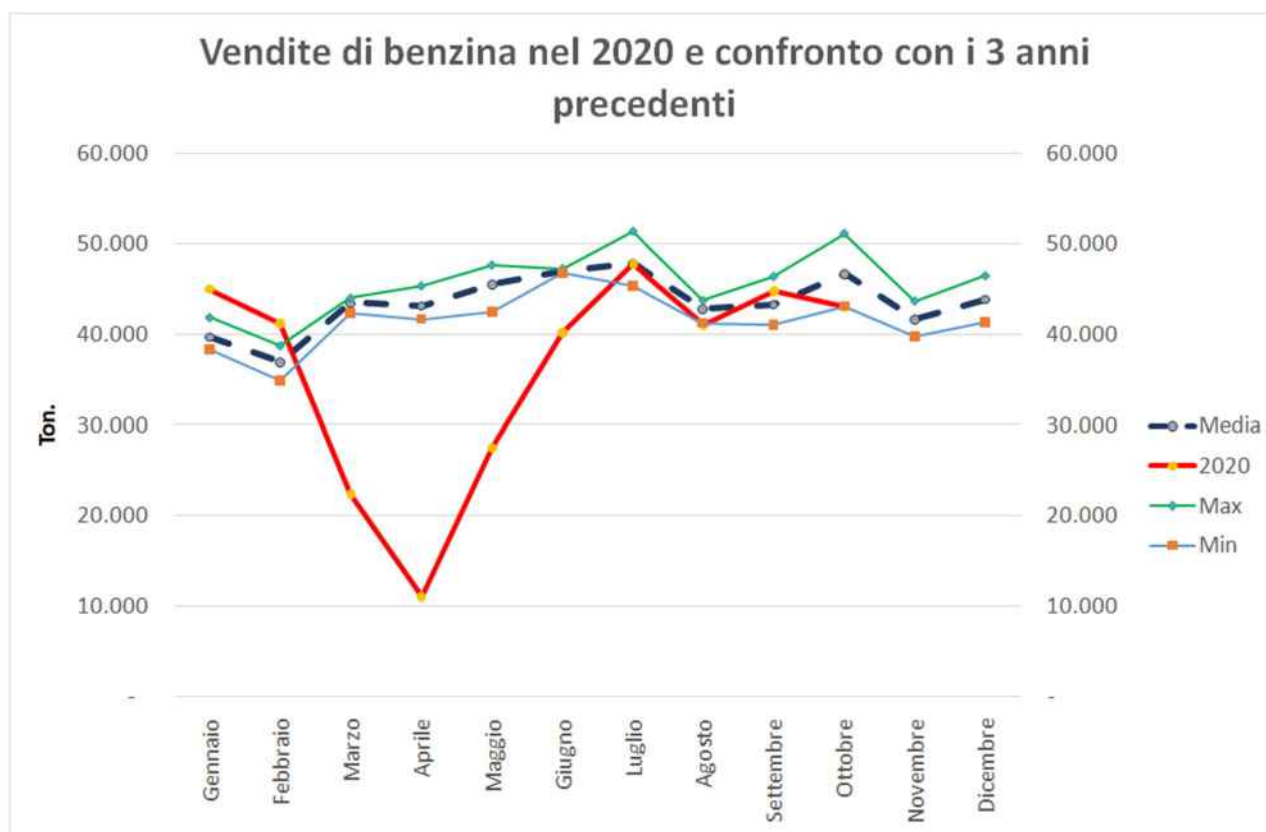


Figura 5.1 – Vendite di benzina nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

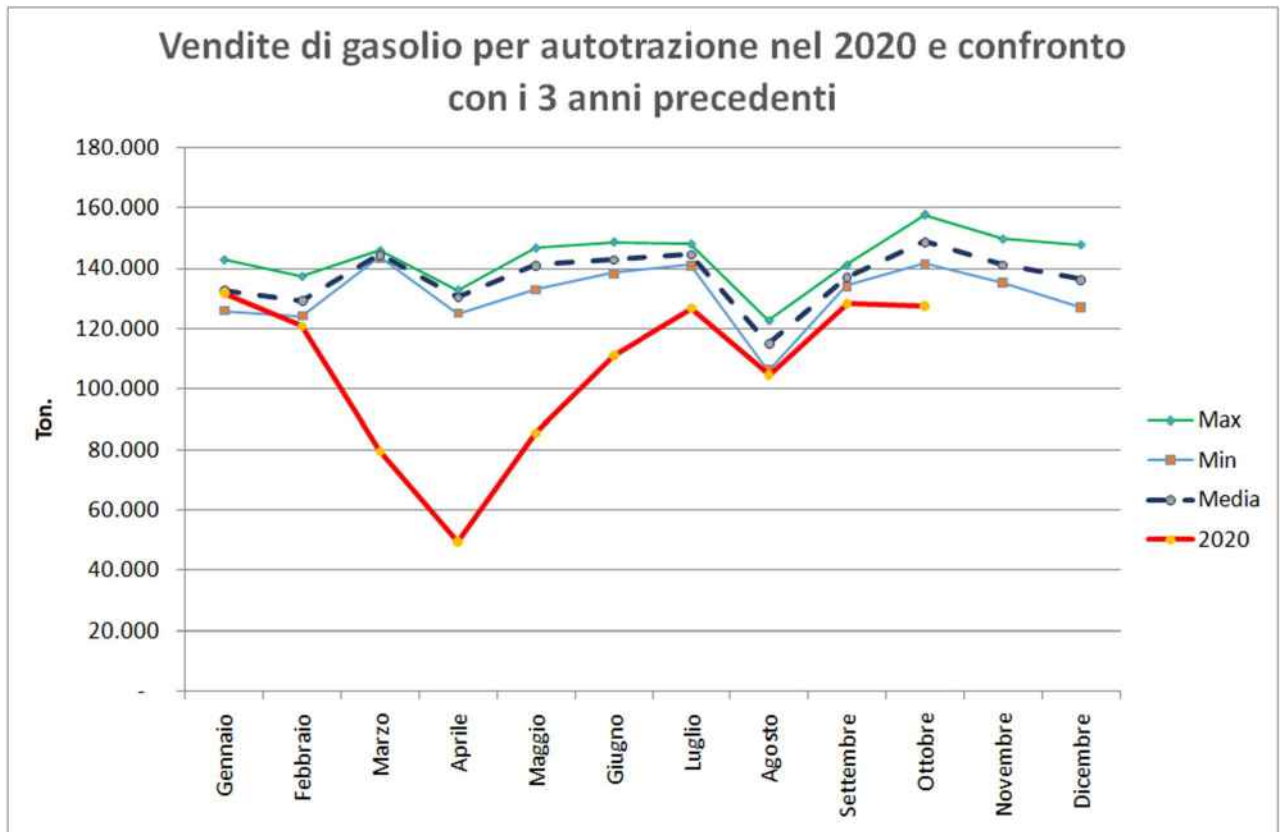


Figura 5.2 – Vendite di gasolio per autotrazione nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

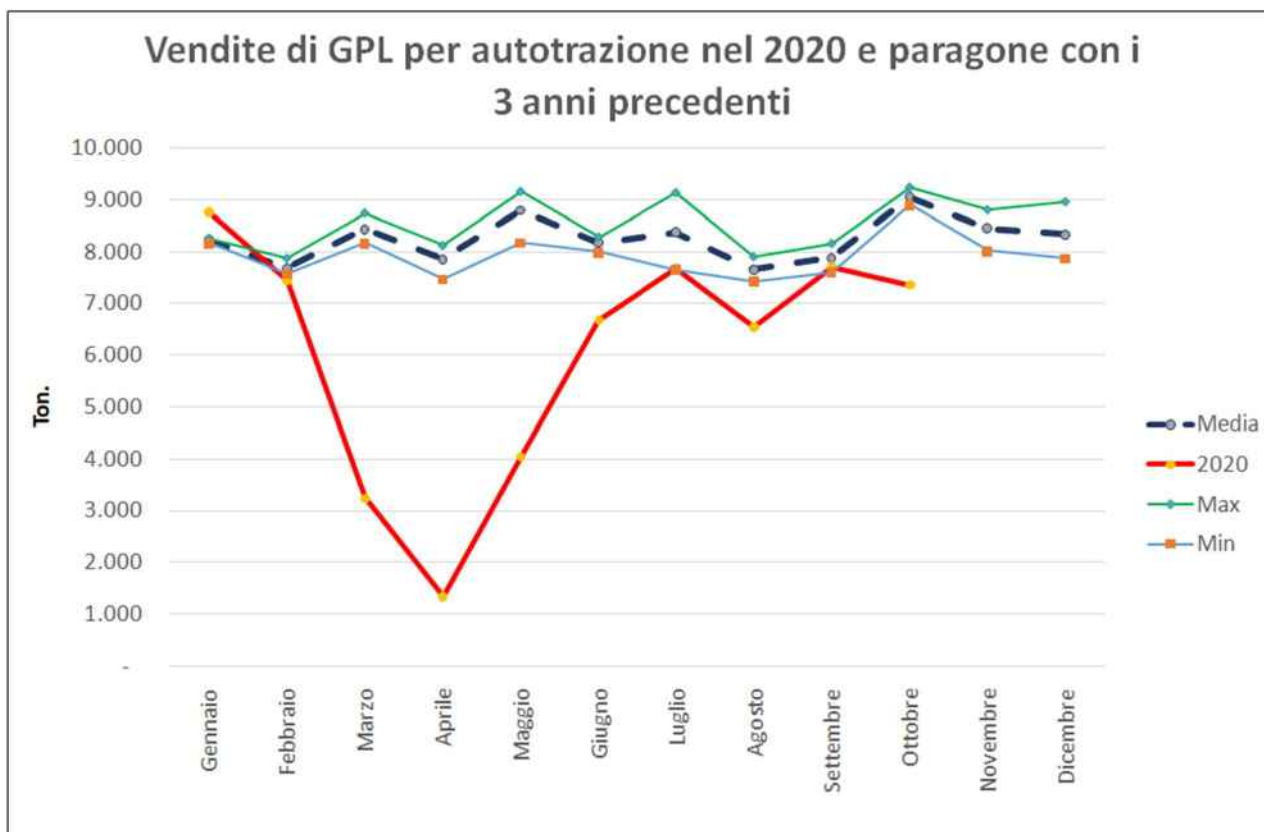


Figura 5.3 – Vendite di GPL per autotrazione nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

Il calo dei consumi nel settore trasporti non trova analogia rispondenza negli altri settori. Per contro, infatti, il consumo di prodotti petroliferi per la produzione di riscaldamento si assesta su valori allineati sui massimi degli anni precedenti (per il GPL) se non superiori (per il gasolio).

La dinamica è particolarmente interessante. Infatti, parte dei consumi energetici del periodo di lockdown, ma anche del conseguente periodo di smart-working generalizzato è stato trasferito dal comparto produttivo (industriale o terziario) a quello domestico. Sebbene non siano disponibili a livello regionale dati di pari dettaglio per il gas naturale, vettore energetico prevalentemente utilizzato per il servizio di riscaldamento degli ambienti in Piemonte, si può osservare che a livello nazionale la curva mensile dei consumi di gas si posiziona sui valori minimi degli ultimi anni con un picco negativo di circa il 17% nel mese di aprile. Tale contrazione dovrebbe essere ascritta principalmente al settore produttivo, mentre il consumo energetico del settore domestico e terziario potrebbe ragionevolmente essere superiore ai valori pregressi. In ogni caso non si dispone delle informazioni sufficienti a fare ipotesi più precise.



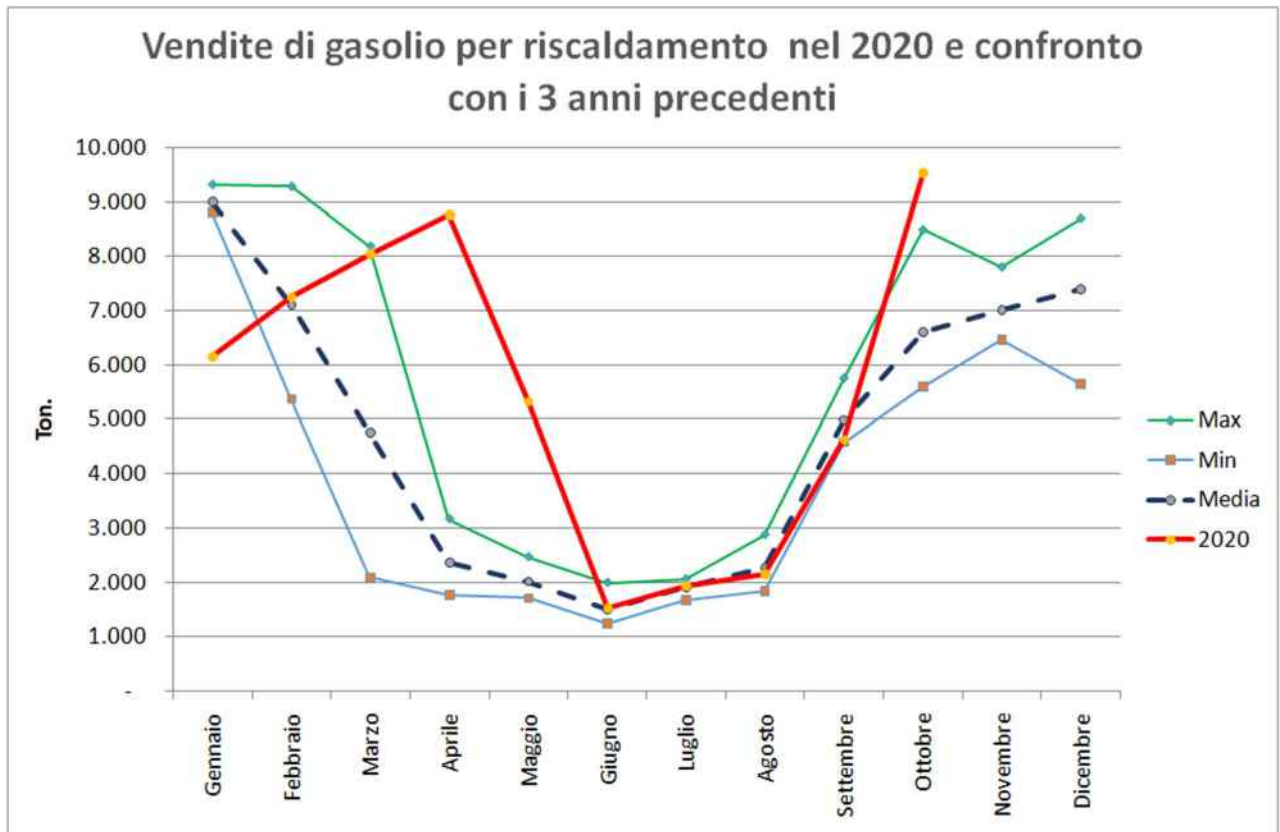


Figura 5.4 – Vendite di gasolio per riscaldamento nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

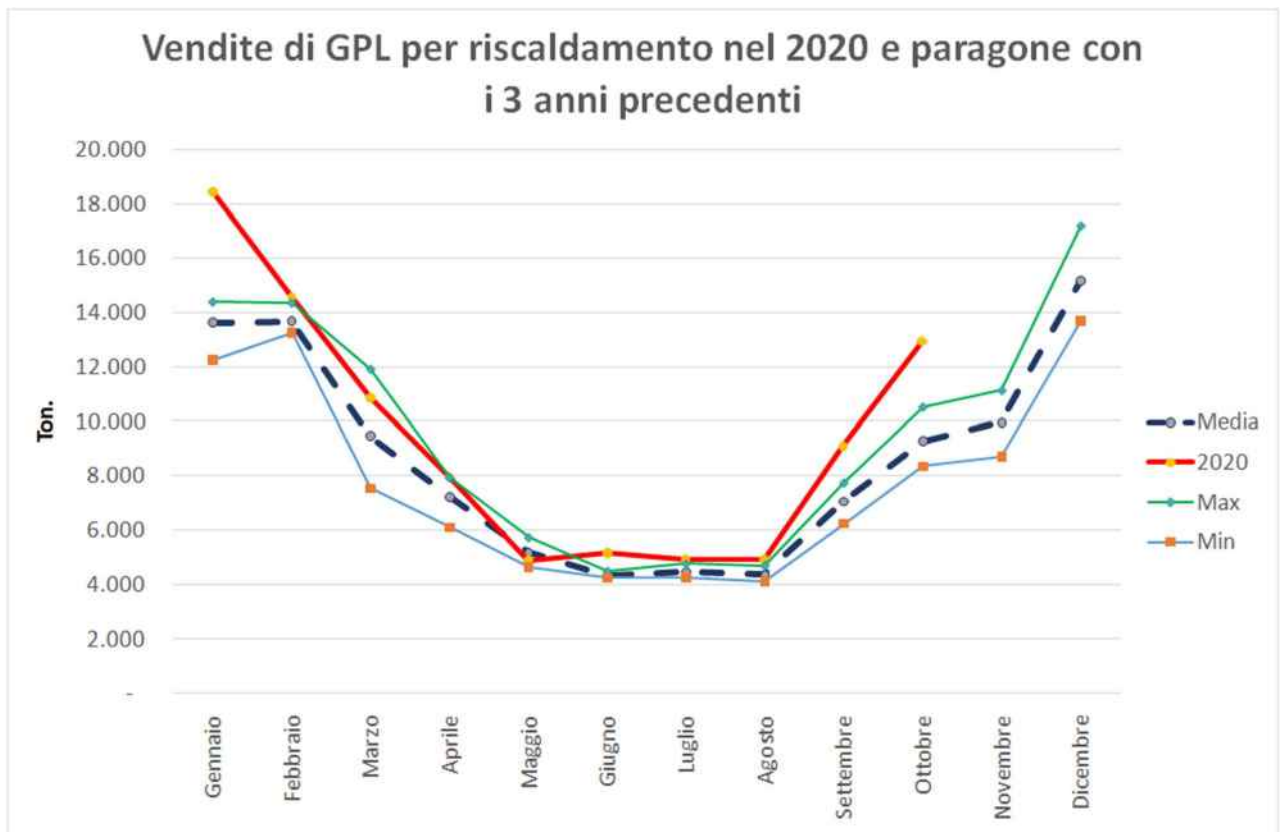


Figura 5.5 – Vendite di GPL per riscaldamento nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

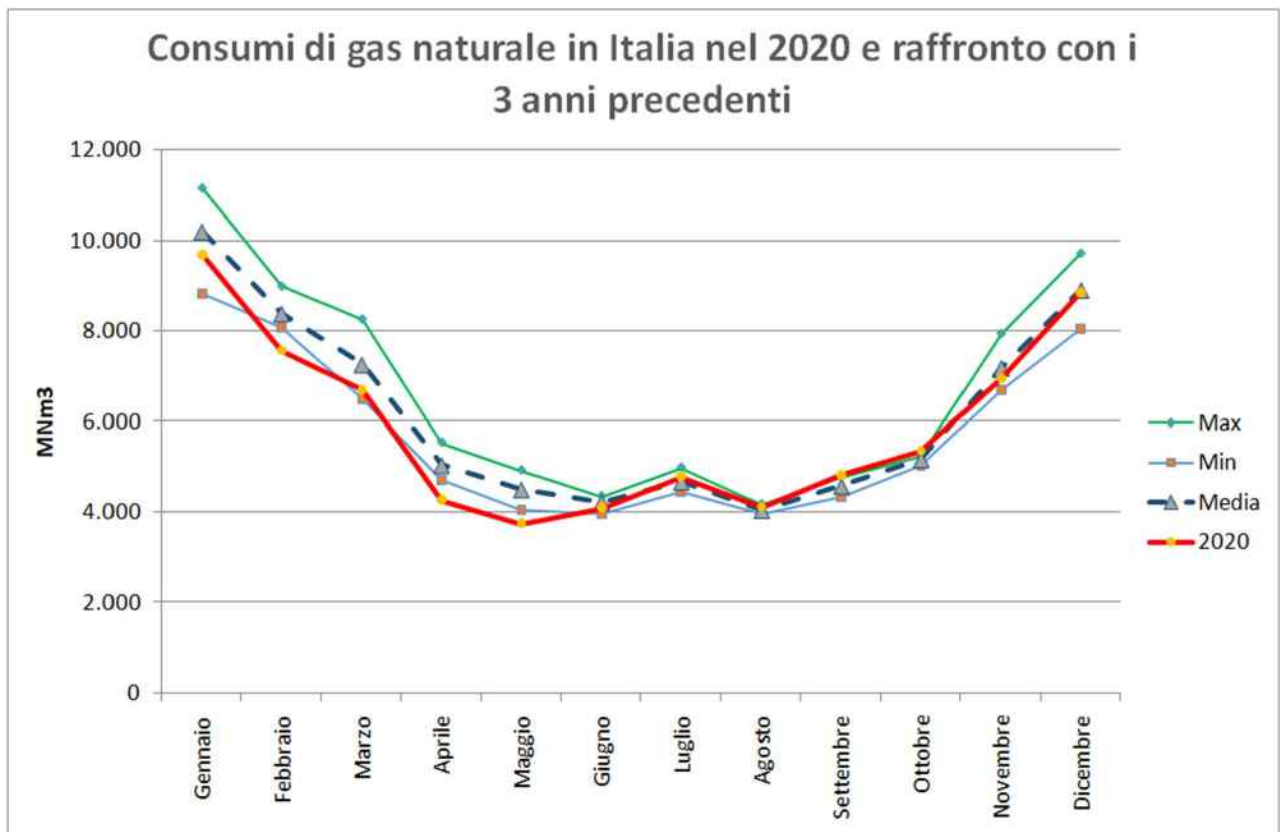


Figura 5.6 – Consumi di gas naturale nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

La contrazione del comparto industriale è evidente anche osservando il consumo di olio combustibile. Con le dovute cautele del caso, dato che il vettore risulta essere una percentuale irrilevante dell'intero settore, è possibile osservare una generalizzata variazione delle vendite di olio combustibile (a dimezzare i consumi del periodo), proprio concentrata nei mesi di lock-down.

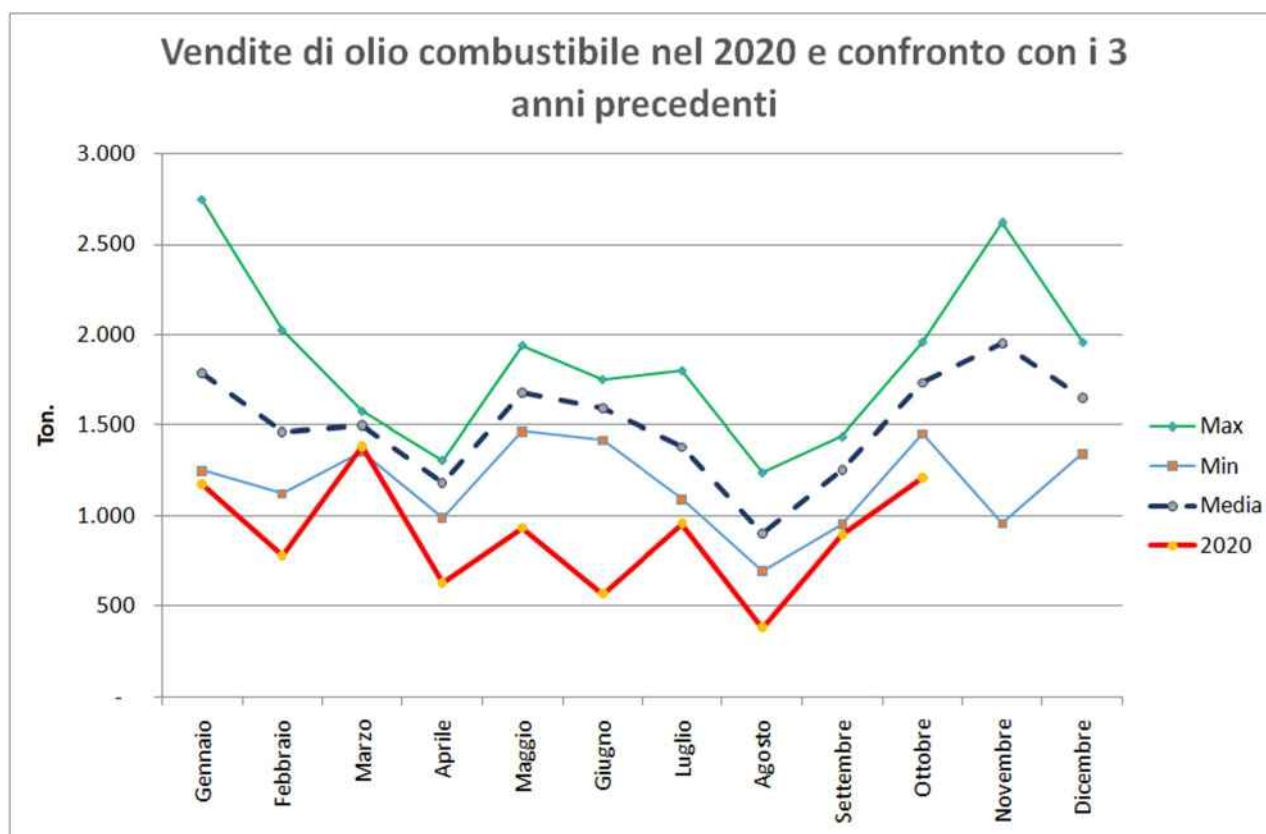


Figura 5.7 – Vendite di olio combustibile nel 2020 e confronto con i tre anni precedenti (fonte: MISE)

## Energia elettrica

Grazie alla collaborazione di IReti Distribuzione, è stato possibile anche realizzare un grafico che mette a confronto i consumi del 2020 con l'anno precedente. Il dato disponibile riguarda il picco massimo giornaliero della porzione di rete servita dal distributore, che riguarda la Città di Torino (messo a confronto con lo stesso giorno della settimana di analogo periodo dell'anno precedente). È evidente come a partire dal periodo di lock-down, le due curve si distanzino in modo strutturale e la curva del 2020 tenda ad appiattirsi. L'appiattimento dei picchi è sicuramente legato alla chiusura o alla riduzione delle potenze impegnate per utenze produttive, i cui carichi insistono prevalentemente nei giorni feriali. Per contro, i carichi domenicali risultano abbastanza allineati con quelli dell'anno precedente, a riprova che la riduzione dei consumi è da ascrivere ai settori produttivi e non al comparto residenziale, che a consuntivo potrebbe anche registrare dati di crescita rispetto al 2019. Il disallineamento delle curve si protrae fin verso agosto, per poi continuare a intensità diversa anche nel mese di settembre.

Osservando la media settimanale dei picchi massimi giornalieri, è possibile apprezzare meglio la differenza dell'andamento delle due curve, che nel punto di distanziamento massimo raggiunge il 27%, con una media di circa il 9% nel periodo analizzato.

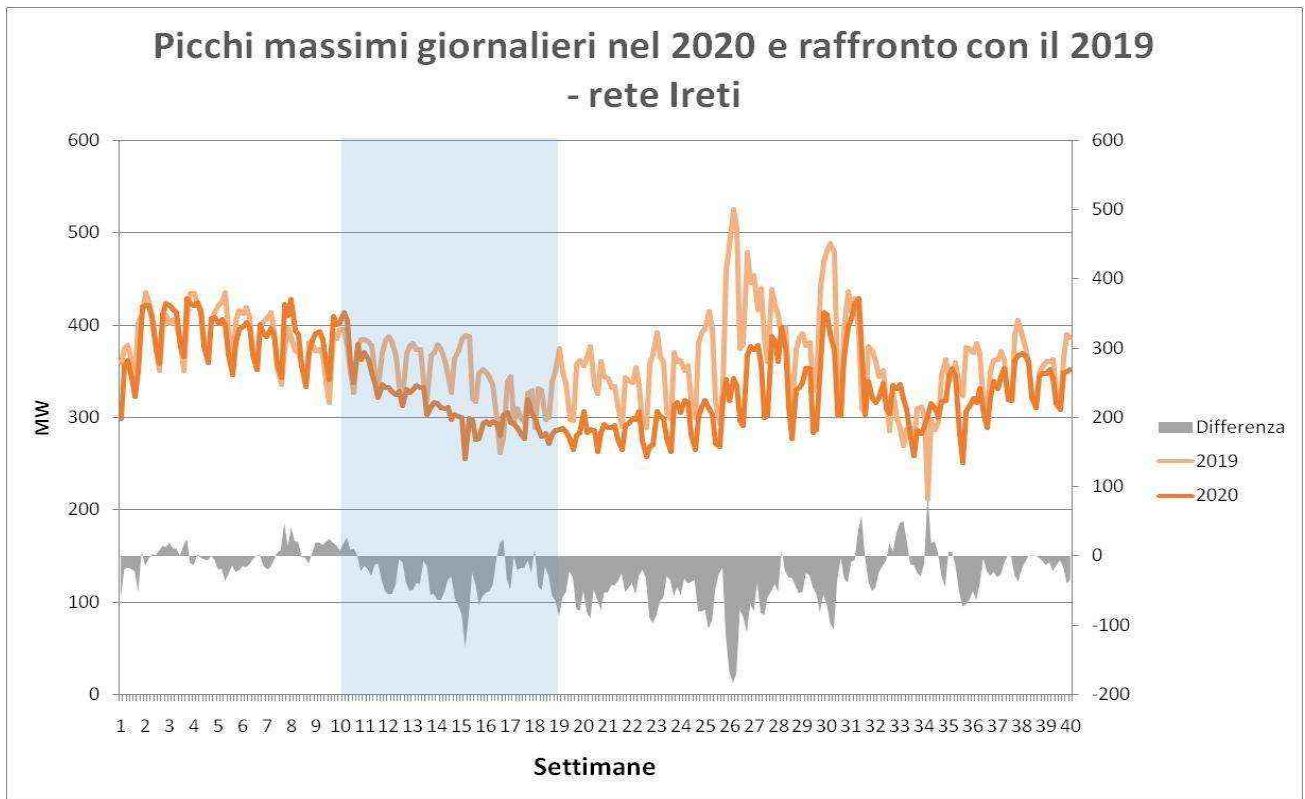


Figura 5.8 – Picchi massimi giornalieri nel 2020 e raffronto con il 2019 – rete I-reti

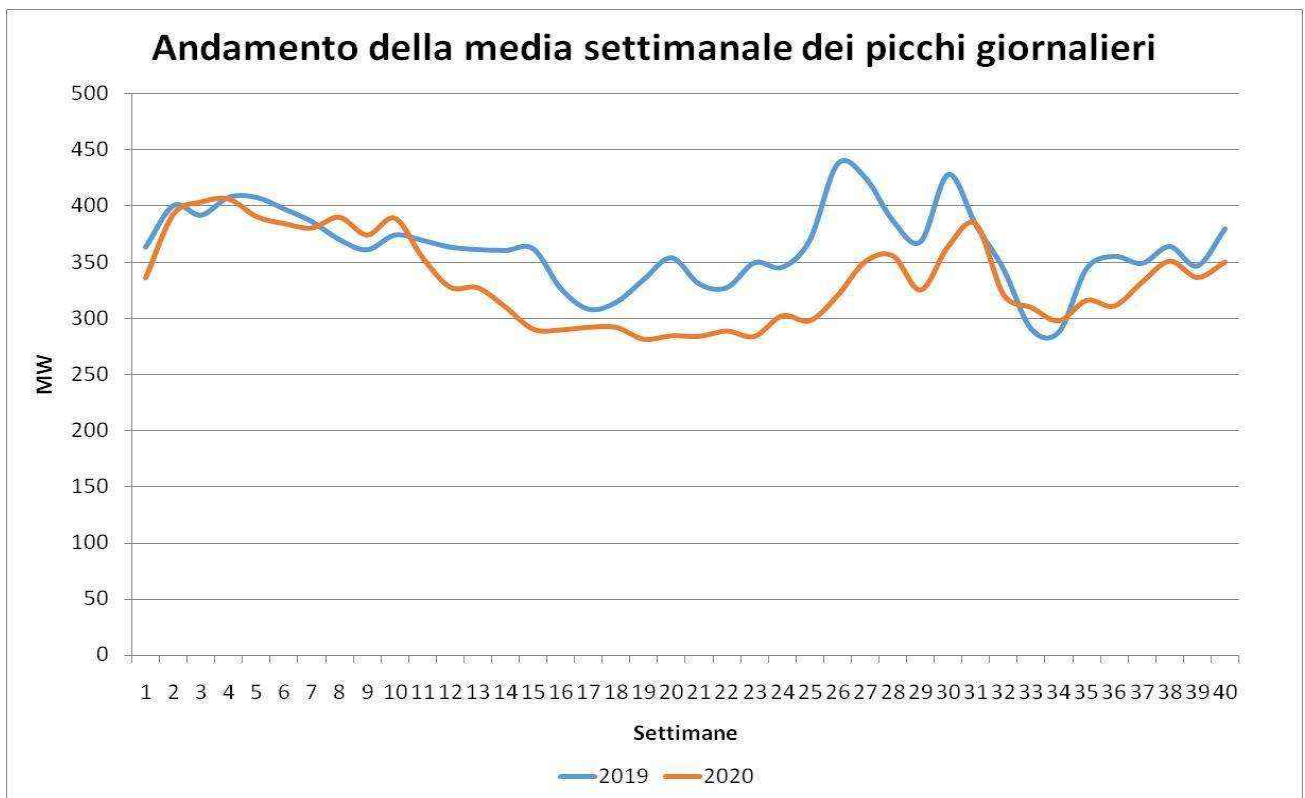


Figura 5.9 –Andamento della media settimanale dei picchi massimi giornalieri. Raffronto tra il 2020 e il 2019 – rete I-reti

ALLEGATO 3

# **PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE**

**Piano di monitoraggio ambientale**

## INTRODUZIONE

Il monitoraggio della VAS è funzionale a verificare la capacità del PEAR di fornire il proprio contributo al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, identificando eventuali necessità di riorientamento delle decisioni qualora si verificano situazioni problematiche.

Ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., infatti, *“il monitoraggio assicura il controllo sugli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione dei piani e dei programmi approvati e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, così da individuare tempestivamente gli impatti negativi imprevisti e da adottare le opportune misure correttive”*.

L'obiettivo principale del monitoraggio “VAS” di un piano è quindi quello di identificare e monitorare nel tempo le variazioni del contesto ambientale imputabili all'effetto degli interventi realizzati nell'ambito del piano.

Attraverso il monitoraggio è possibile seguire, nel corso degli anni, l'attuazione del PEAR ed i suoi reali effetti sul sistema energetico regionale e sulle componenti ambientali. Inoltre il monitoraggio in itinere del PEAR consentirà, in caso di necessità, di applicare misure correttive o migliorative rispetto a quanto previsto dallo stesso Piano, al fine di ridurre eventuali effetti negativi o indesiderati sia rispetto ai risultati attesi.

Questo presuppone la predisposizione di Misure per il Monitoraggio Ambientale per la fase di attuazione e gestione del Piano finalizzate a:

- verificare gli effetti ambientali riferibili all'attuazione del Piano;
- verificare il grado di conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati nel Rapporto Ambientale;
- individuare tempestivamente gli effetti ambientali imprevisti;
- adottare opportune misure correttive in grado di fornire indicazioni per una eventuale rimodulazione dei contenuti e delle azioni previste nel Piano;
- informare le autorità con competenza ambientale ed il pubblico sui risultati periodici del monitoraggio attraverso l'attività di reporting.

## La costruzione del sistema di monitoraggio

Il monitoraggio ambientale è parte integrante di un più ampio monitoraggio di piano, che supporta le scelte lungo l'intero ciclo di vita dello strumento. Gli effetti ambientali derivanti dalle decisioni della pianificazione/programmazione vanno dunque analizzati in maniera integrata, insieme alle loro interazioni con quelli territoriali, sociali ed economici.

Presupposto necessario per l'impostazione del monitoraggio ambientale è che il piano sia trasparente e coerente per logica d'impostazione e per contenuti. In particolare, è importante che nell'elaborazione del piano siano indicati con chiarezza il contesto di riferimento analizzato, il sistema degli obiettivi di piano (quantificati ed articolati nel tempo, nello spazio e per settori) e l'insieme delle azioni da implementare. È importante inoltre che sia gli obiettivi, sia gli effetti delle azioni del piano siano misurabili, stimabili e verificabili tramite indicatori.

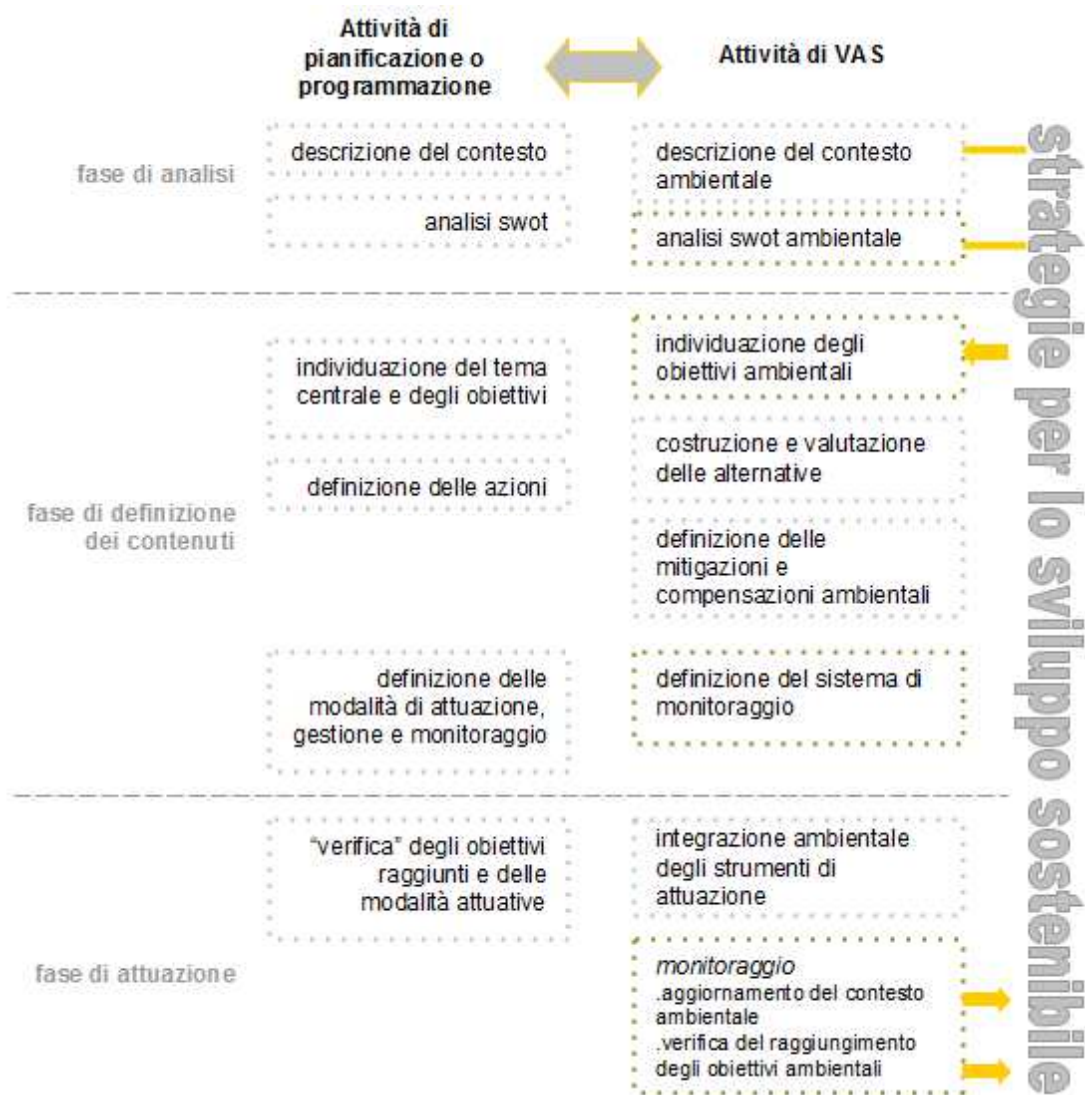


Figura 1: Strategie di sostenibilità, percorso di pianificazione, valutazione e monitoraggio.

La Figura 1 evidenzia il percorso strettamente interrelato che esiste tra le attività di pianificazione/programmazione e quelle di valutazione, nelle fasi di analisi del contesto di riferimento, definizione dei contenuti dello strumento e attuazione. Lo schema sottolinea come l'interazione con le Strategie per lo Sviluppo Sostenibile debba svilupparsi lungo tutte le fasi considerate.



In particolare, in fase di analisi del contesto, i processi di definizione e valutazione del piano possono desumere elementi di conoscenza dalla Strategia per lo Sviluppo Sostenibile, contribuendo ad arricchirla tramite gli approfondimenti operati. In fase di definizione dei contenuti, l'individuazione degli obiettivi del piano, non solo ambientali, deve avere come riferimento il sistema di obiettivi di sostenibilità di livello strategico. Infine, in fase di attuazione, il monitoraggio ha il compito di verificare il contributo del piano al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità, e di aggiornare il quadro ambientale di riferimento. In questo senso, gli esiti del monitoraggio del singolo piano contribuiscono al complessivo monitoraggio della Strategia.

Ancorato agli esiti delle attività di valutazione ambientale, il sistema di monitoraggio deve consentire di valutare gli effetti prodotti dal piano sull'ambiente. Deve inoltre verificare se le condizioni analizzate e valutate in fase di costruzione del piano abbiano subito evoluzioni significative, se le interazioni con l'ambiente stimate si siano verificate o meno e se le indicazioni fornite per ridurre e compensare gli effetti significativi siano state sufficienti a garantire un elevato livello di protezione ambientale (Figura 2).

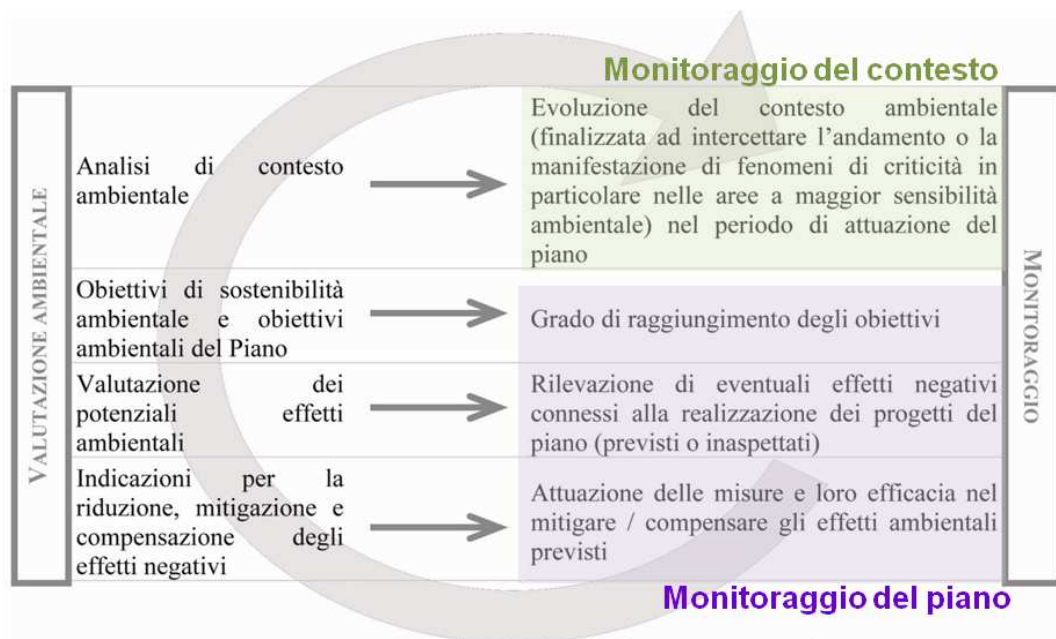


Figura 2: Correlazione fra le attività di valutazione ambientale e il sistema di monitoraggio.

Il sistema di monitoraggio può, alla luce di quanto esposto, essere strutturato in due macroambiti (Figura 3):

- *Il monitoraggio del contesto* che studia le dinamiche complessive di variazione del contesto di riferimento del piano. Esso deve essere effettuato mediante indicatori di contesto strettamente collegati agli obiettivi di sostenibilità fissati dalle strategie di sviluppo sostenibile. Il popolamento degli indicatori di contesto è affidato a soggetti esterni al singolo piano ( Sistema agenziale, ISTAT, Enea, ecc) che ne curano la verifica e l'aggiornamento continuo. Essi vengono assunti all'interno del piano come elementi di riferimento da cui partire per operare le proprie scelte e a cui tornare, mostrando in fase di monitoraggio del piano come si è contribuito al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati e che variazioni ad esso attribuibili si siano prodotte sul contesto.
- *Il monitoraggio del piano* che riguarda strettamente i contenuti e le scelte del piano. La definizione degli elementi che lo costituiscono deve relazionarsi direttamente con gli elementi del contesto, evidenziandone i collegamenti. Tramite indicatori che misurano il contributo del piano alla variazione del contesto si verifica in che modo l'attuazione del piano stia contribuendo alla modifica degli elementi di contesto, sia in senso positivo, sia in senso negativo.

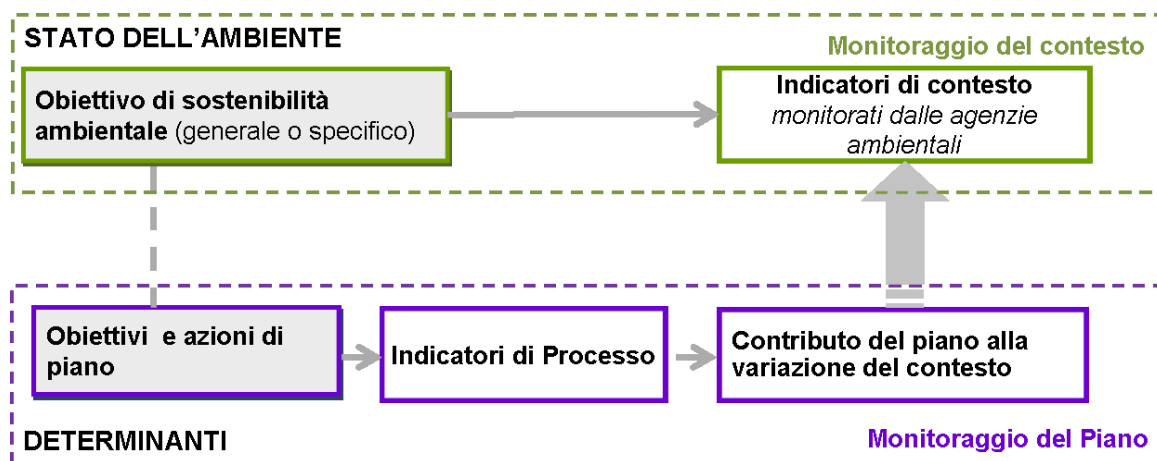


Figura 3: relazione tra obiettivi e struttura del monitoraggio (di contesto e del piano).

Per raggiungere tali scopi, è necessario che il sistema di monitoraggio preveda:

- la descrizione dell'evoluzione del contesto ambientale (monitoraggio del contesto), attraverso gli indicatori di contesto, direttamente relazionati agli obiettivi di sostenibilità ambientale. Il monitoraggio dell'evoluzione del contesto tuttavia non fornisce informazioni in merito agli effetti ambientali di un piano, sia per i lunghi tempi di risposta dell'ambiente, sia per la compresenza di differenti attività sul territorio che rendono difficile l'estrapolazione degli effetti di un singolo piano.
- la registrazione degli effetti dell'attuazione del piano (monitoraggio del piano), tramite indicatori di processo e di variazione del contesto. I primi si basano sull'analisi dei determinanti su cui il piano agisce e delle risposte che esso offre; i secondi, descrivono gli effetti positivi e negativi sul contesto ambientale attribuibili all'attuazione del piano.
- la descrizione delle modalità di correlazione tra gli indicatori di contesto ambientale, di processo e di variazione del contesto.

Di ciascun indicatore deve essere garantita la popolabilità e l'estrinsecazione (sin dalla loro prima individuazione) delle fonti previste per il popolamento, nonché l'indicazione di metodi di calcolo e informazioni aggiuntive funzionali al completo utilizzo.

L'insieme degli indicatori dovrà comunque rispettare i seguenti requisiti e mostrare le seguenti proprietà:

- essere rappresentativi dei temi e delle aree considerate;
- essere non ridondanti e completi, per evitare duplicazioni (indicatori diversi che descrivono il medesimo obiettivo) e intercettare tutti i possibili effetti negativi del piano;
- essere semplici da interpretare;
- mostrare gli sviluppi in un arco di tempo rilevante;
- essere comparabili con gli indicatori che descrivono aree, settori o attività simili;
- essere scientificamente fondati e basati su statistiche attendibili, che consentano la continuità dell'informazione nel tempo. È in questo senso utile fare riferimento a fonti ufficiali;
- essere accompagnati da valori di riferimento per valutarne l'evoluzione temporale.

In questo paragrafo sono stati identificati gli elementi funzionali alla costruzione del sistema di monitoraggio e le relazioni che tra essi intercorrono. I paragrafi successivi sono dedicati all'approfondimento di ciascuno di tali elementi.

## Il monitoraggio del contesto

Nella tabella seguente vengono rappresentati gli indicatori di contesto identificati per il PEAR, associati all'obiettivo di sostenibilità che dovranno misurare.

Obiettivo Ambientale	Macroambito	Indicatore di contesto	Unità di misura	Fonte dato
AMB_AR1	Aria	PM10: media annuale	µg/m <sup>3</sup>	Arpa Piemonte
AMB_AR2		PM10: superamenti limite giornaliero	N	Arpa Piemonte
		Benzo(a)pirene	ng/m <sup>3</sup>	Arpa Piemonte
AMB_AQ1	Acqua	Numero di nodi di bilancio significativi che presentano criticità misurata con l'indice di sfruttamento della risorsa idrica (WEI+)	N	PTA
AMB_AQ2		Quantità prelevate per i diversi usi (dati misurati o da concessione) limitatamente ai prelievi per uso energetico	m <sup>3</sup>	
AMB_AQ3		Numero corpi idrici (superficiali e sotterranei) in stato chimico buono e non buono	N	
AMB_AQ4		Numero corpi idrici (superficiali) in stato ecologico buono e non buono	N	
AMB_SU1	Suolo	consumo di suolo	%	Arpa Piemonte
AMB_SU2	Suolo	Indice di franosità (% di territorio in frana sul territorio comunale <a href="https://www.arpa.piemonte.it/approfondimenti/temi-ambientali/geologia-e-dissesto/bancadatiged/sifrap">https://www.arpa.piemonte.it/approfondimenti/temi-ambientali/geologia-e-dissesto/bancadatiged/sifrap</a> )	%	SIFRAP (Arpa Piemonte)
AMB_CL1	Clima	Emissioni gas serra per Settore	Kt CO2	Arpa Piemonte ( <a href="https://www.arpa.piemonte.it/reporting/indicatori-on_line/componenti-ambientali/aria_emissioni-gas-serra">https://www.arpa.piemonte.it/reporting/indicatori-on_line/componenti-ambientali/aria_emissioni-gas-serra</a> )
AMB_PA1	Paesaggio	Sensibilità visiva	% Sup. comunale	Regione Piemonte
AMB_SA1	Salute Umana	Popolazione esposta ai campi magnetici generati da elettrodotti ad alta e altissima tensione	% pop comunale	Arpa Piemonte
AMB_BIO1	Biodiversità	.....	Popolazione/trend	Regione Piemonte/MATTM Report Direttiva Habitat Report ex art. 12 Dir. Uccelli

## GLI INDICATORI DI PROCESSO E DI CONTRIBUTO

Di seguito vengono identificati gli indicatori di processo e di contributo alla variazione del contesto. Per la maggior parte gli indicatori individuati sono di processo, in quanto con le informazioni possedute al momento della stesura del presente documento, questi sono quelli essenziali da raccogliere.

Sarebbe auspicabile poter identificare indicatori di contributo per stimare le quantità di NOx emesse da processi energetici, oppure risparmiate con la generazione da FER o con interventi di efficientamento energetico vari. Al momento, però, non sono ancora state definite delle costanti univoche di trasformazione energia/inquinante che prescindano dalla tecnologia utilizzata, per cui si misurerà la quantità di energia prodotta/risparmiata che costituirà un indicatore proxy, ovvero un indicatore sostitutivo o indiretto, delle quantità di emissioni degli inquinanti.

Inoltre, per quanto riguarda gli indicatori di contributo, si rimanda all'analisi fatta nel PMA, osservando che per un piano come il PEAR è molto difficile trovare degli indicatori di contributo che possano isolare gli effetti determinati dagli indirizzi di piano dal resto delle attività effettuate sul territorio.

Quindi, come scritto precedentemente, gli indicatori di processo saranno indicatori proxy per quelli di contributo. Ad esempio la sostituzione di produzione energetica da combustibili fossili con la produzione da FER indicherà una quantità di CO2 non emessa proporzionale alla quantità di energia prodotta da FER.

**Tabella Indicatori PEAR**

Macro-ambito	Comparto	Indicatori generali	Unità di misura	Fonte	Note
PEAR		Produzione da FER elettriche	Ktep <sub>FER E</sub> /anno	Regione Piemonte	
		Produzione da FER termiche	ktep <sub>FER C</sub> /anno	Regione Piemonte	
		Percentuale di produzione da FER sui Consumi finali lordi	% di FER / CFL	Regione Piemonte	incremento rispetto all'anno precedente
		Riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub>	Ton CO <sub>2</sub> /anno	Regione Piemonte	Limitatamente ai comparti, sui quali il PEAR può avere un'influenza sostanziale es. PA
FER Elettriche	Idroelettrico	rapporto tra la quantità di risorsa idrica derivata e l'energia elettrica prodotta	mc H <sub>2</sub> O der./ktep	Regione Piemonte	
		Energia elettrica destinata ai pompaggi	GWh/anno	Regione Piemonte	
		Incremento del numero di accumuli (invasi)	n°	Regione Piemonte	
	Eolico	Produzione di energia da fonte Eolica	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Incremento percentuale rispetto all'obiettivo assegnato dal PEAR nelle aree strategiche per l'eolico	%	Regione Piemonte	
	Fotovoltaico	Produzione di energia da Fotovoltaico	Ktep/anno	Regione Piemonte	
	Biomasse	Produzione di energia da Biomasse solide	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Produzione di energia elettrica e termica da impianti di termovalorizzazione e recupero energetico ( R1)	GWhe/anno GWht/anno	Regione Piemonte PRRS	Aumento della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili, nello specifico da biomasse (parte biodegradabile dei rifiuti urbani) e da biogas proveniente da discariche ed impianti di trattamento fanghi, liquami ed altri rifiuti a matrice organica
		Biogas da discarica - energia elettrica e termica prodotta	MWhe MWht	Regione Piemonte PRRS	
		Biogas da digestione anaerobica di frazione organica da RD - energia elettrica e termica prodotta	MWhe MWht	Regione Piemonte PRRS	
FER Termiche		Produzione di energia da Solare termico	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Produzione di energia da Pompe di calore	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Produzione di energia da Geotermia	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Produzione di energia da Biomasse solide	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Quota di biomassa solida da filiera locale	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		Produzione di energia da calore derivato	Ktep/anno	Regione Piemonte	
Riduzione Consumi		riduzione del CFL regionale	Ktep/anno	Regione Piemonte	
		riduzione del CFL nel settore civile	Ktep/anno	ENEA	
		riduzione del CFL nel comparto della Pubblica Amministrazione	Ktep/anno	ENEA	
		riduzione del CFL nel settore dell'Illuminazione Pubblica comunale	Ktep/anno	TERNA	
		Riduzione del CFL nel comparto ospedaliero-sanitario	Ktep/anno	IRES Piemonte	

		Riduzione del CFL nel settore produttivo	Ktep/anno	Regione Piemonte (POR FESR)	Oppure indicatore proxy su interventi finanziati	
		Incremento delle ESCO certificate UNI 11352 con sede legale in Piemonte	n°	Regione Piemonte		
	Trasporti		Rapporto accessibilità TPL e auto	n.	Regione Piemonte PRMT	Migliorare le opportunità di spostamento e di accesso ai luoghi di lavoro, di studio, dei servizi e per il tempo libero
			Rapporto domanda servita con TPL e domanda potenziale	n.	Regione Piemonte PRMT	Aumentare l'efficacia e l'affidabilità nei trasporti
			Coefficiente di occupazione auto	n.	Regione Piemonte PRMT	Aumentare l'efficienza economica del sistema, ridurre e distribuire equamente i costi a carico della collettività
			Consumo di carburanti tradizionali in ambito urbano	ktep	Regione Piemonte PRMT	Ridurre i rischi per l'ambiente e sostenere scelte energetiche a minor impatto in tutto il ciclo di vita di mezzi e infrastrutture
			Rapporto consumo energetico e Km percorsi [VL e VP]	n.	Regione Piemonte PRMT	
			Emissioni di gas serra da trasporti [CO 2 equivalente]	t	Regione Piemonte PRMT	
			Merci trasportate su strada	Mt/anno	Regione Piemonte PRMT	
			Split modale in ambito urbano	%	Regione Piemonte PRMT	Aumentare la vivibilità del territorio e dei centri urbani e contribuire al benessere dei cittadini
INFRASTRUTTURE ENERGETICHE		Porzioni territoriali infrastrutturate da smart grids	$Kmq_{rete}/Kmq_{regione}$	Regione Piemonte		
		Intese regionali rilasciate per l'autorizzazione di progetti di sviluppo della Rete di Trasmissione Elettrica	n° intese <sub>elementiRTN</sub>	Regione Piemonte		
		n° impianti accumulo per il TLR e volume stoccato	n., m <sup>3</sup>	Regione Piemonte	Incremento della capacità di stoccaggio dell'energia termica per il TLR nell'area metropolitana di Torino	

## LA GESTIONE DEL MONITORAGGIO

L'azione di monitoraggio, per essere massimamente efficace, deve essere adeguatamente integrata nel processo di pianificazione, correlando in maniera opportuna i tempi del monitoraggio con le fasi di revisione del piano/programma.

Il monitoraggio non deve concludersi con la raccolta e l'elaborazione delle informazioni necessarie, ma deve comprendere anche la valutazione di tali informazioni, da cui possono scaturire azioni correttive di diversa portata. Lo scopo è infatti anche quello di "individuare tempestivamente gli effetti negativi imprevisi ed essere in grado di adottare le misure correttive che si ritengono opportune".

Il Piano è da considerarsi un documento dinamico, che nei prossimi anni sarà soggetto ad aggiornamento ed approfondimento, tenuto conto dell'evoluzione continua delle tecnologie e delle risposte del territorio alle politiche energetiche messe in atto a livello regionale; ciò consentirà, in una logica di pianificazione circolare, di apportare delle rimodulazioni alla luce dei risultati ottenuti e degli esiti del percorso di monitoraggio del *Burden Sharing*, attuato sulla base della metodologia approvata a livello ministeriale.

Eventuali retroazioni saranno dirette a ricalibrare gli obiettivi e gli scenari in funzione dei risultati effettivamente conseguiti, dell'evoluzione dei consumi in funzione dell'andamento dell'economia piemontese nonché delle opportunità offerte dall'innovazione delle tecnologie, e delle altre variabili endogene ed esogene che ne possono influenzare l'efficacia.

Al monitoraggio di efficacia delle scelte di Piano sarà affiancata la verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale.

Gli indicatori per la misura dei target quantitativi o qualitativi del PEAR sono stati definiti tra quelli che potranno essere significativi per verificare il raggiungimento degli obiettivi rispetto alle variabili energetiche, ambientali e socio economiche e a leggere sia direttamente, sia indirettamente gli effetti del piano sull'ambiente.

Quella proposta nel presente documento è una prima stesura del PMA, che dovrà essere rivista a valle dell'adozione del *Programma d'Azione* da approvarsi, ai sensi della L.r. n. 23/2002, entro 180 giorni dall'approvazione del PEAR. Nell'ottica di valorizzare indicatori rispondenti alle azioni che saranno dettagliate in tale Programma, che diano riscontro del raggiungimento degli obiettivi di Piano e del buon funzionamento delle azioni del Piano, si dovrà prevedere un riesame degli indicatori proposti, per convalidare quelli indicati o per sostituirli con indicatori più performanti.

Una volta finalizzata la costruzione del sistema del monitoraggio, come illustrato nel presente documento, in fase di attuazione del PEAR deve esserne garantita la funzionalità e l'efficacia, in termini di flusso e di organizzazione delle informazioni.

L'art. 18 del D.Lgs 152/06 e s.m.i. sancisce la necessità di dare adeguata comunicazione in merito alle "modalità di svolgimento del monitoraggio, dei risultati e delle eventuali misure correttive adottate" attraverso i siti web dell'autorità competente e dell'autorità procedente e delle Agenzie interessate.

L'attuazione del Piano di monitoraggio prenderà avvio successivamente all'approvazione del Programma d'Azione del PEAR. Una prima verifica dell'andamento delle previsioni del Piano, con la realizzazione del primo rapporto di monitoraggio, dovrà essere effettuata a tre anni dall'approvazione del PEAR, in modo da constatare se le previsioni dello scenario PEAR al 2020 siano state rispettate. In seguito si prevedono delle scadenze quinquennali per la realizzazione dei successivi rapporti di monitoraggio.

La gestione del monitoraggio sarà promossa dal settore regionale preposto alla pianificazione energetica che, in occasione degli aggiornamenti del PMA, predisporrà una specifica relazione finalizzata a descrivere l'effettiva attuazione del PEAR e a porre in evidenza le eventuali necessità di modifica o di riorientamento delle sue previsioni.

Direzione Competitività del Sistema regionale

# PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE PEAR

## Valutazione Ambientale Strategica

### Dichiarazione di Sintesi

(ex art. 17, comma 1, d. lgs. 152/2006)



## **INDICE**

- 1 Premessa**
- 2 Il processo integrato di pianificazione e valutazione**
- 3 Le alternative considerate e le ragioni della scelta di Piano.**
- 4 Integrazione degli esiti delle consultazioni dei soggetti esterni.**
- 5 Integrazione degli esiti del parere motivato espresso con dgr n. 29-7254 del 20 luglio 2018**
- 6 Misure adottate in merito al monitoraggio**
- 7 Approvazione del Piano da parte del Consiglio Regionale**

## 1 - PREMESSA

Nella redazione del nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) il processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) ha costituito un fondamentale strumento di supporto alle decisioni.

Fin dall'inizio del processo di pianificazione, la VAS ha seguito uno sviluppo parallelo con la predisposizione della proposta di Piano, con lo scopo di assicurare l'integrazione delle considerazioni ambientali con quelle energetiche, economiche e sociali.

Il presente documento, che accompagna il Piano Energetico Ambientale Regionale e il correlato Rapporto Ambientale, costituisce la Dichiarazione di Sintesi prevista dall'art. 17, comma 1 del decreto legislativo n. 152/2006. Essa sintetizza in che modo le considerazioni di carattere ambientale sono state integrate nel PEAR e come si è tenuto conto del Rapporto Ambientale, delle risultanze di tutte le consultazioni e delle osservazioni pervenute, nonché del parere motivato di VAS.

Il documento riporta le decisioni assunte in merito alla sostenibilità ambientale nel PEAR e le modifiche intervenute a seguito delle osservazioni al Piano e le relative controdeduzioni fornite.

Nello specifico, vengono illustrati:

- Il processo integrato di pianificazione e valutazione ambientale strategica;
- Il percorso che ha condotto alla scelta degli scenari di Piano;
- Il processo di consultazione dei soggetti interessati e di acquisizione dei contributi e dei pareri;
- Il contributo dato dal processo di valutazione all'integrazione delle considerazioni ambientali nel Piano.

## 2 - IL PROCESSO INTEGRATO DI PIANIFICAZIONE E VALUTAZIONE

### Autorità procedente

Regione Piemonte – Direzione Competitività del Sistema regionale – Settore Sviluppo Energetico Sostenibile.

### Autorità competente per la VAS

Regione Piemonte – Direzione Ambiente, Governo e Tutela del territorio – Settore Valutazioni ambientali e Procedure integrate.

Al fine di avviare il processo di definizione degli orientamenti per lo sviluppo del sistema energetico piemontese, in un'ottica di sostenibilità e in coerenza con gli indirizzi regionali, nazionali e comunitari, nel corso del 2014 l'Autorità procedente ha svolto una capillare azione di consultazione preventiva, sotto forma di *Tavoli Multistakeholders*, dedicati ai quattro Assi del futuro Piano: a) Fonti energetiche rinnovabili; b) Efficienza energetica; c) Reti e generazione distribuita; d) Green economy. A tali momenti di confronto e orientamento hanno partecipato le Università, il Politecnico, il sistema delle agenzie per l'ambiente e l'energia, i centri di ricerca e i poli dell'innovazione, le associazioni datoriali, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Gestore dei Servizi Energetici, i principali operatori economici dei settori della produzione, distribuzione e trasporto dell'energia presenti sul territorio piemontese. Da tali incontri sono emersi i primi indirizzi e indicazioni utili alla redazione del Documento preliminare di Piano.

### Fase di orientamento e di impostazione del Piano e del Rapporto Ambientale

Con l'approvazione con dgr n. 23-1253 del 30 marzo 2015 del *Documento Preliminare di nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale* e del *Rapporto Preliminare Ambientale (RPA)* ha avuto inizio il processo di pianificazione energetico-ambientale teso a sostenere e promuovere l'intera filiera energetica per raggiungere gli obiettivi della Strategia Europa 2020 e del Pacchetto Clima-Energia al 2030, in coordinamento e raccordo strategico con le altre pianificazioni e programmazioni regionali.

Si è quindi provveduto a dispiegare i processi di partecipazione e consultazione correlati alla fase ascendente di formazione del Piano e del Rapporto Ambientale.

In particolare, a seguito dell'approvazione del RPA è stata espletata la **fase preliminare di specificazione** dei contenuti minimi e dell'approccio metodologico del Rapporto Ambientale, come previsto dalle norme vigenti di carattere comunitario, nazionale e regionale. Tale fase si è caratterizzata mediante l'incontro con i Soggetti con Competenza Ambientale (SCA) svoltosi in data 22 aprile 2015. Le osservazioni presentate successivamente a tale incontro hanno contribuito ad orientare alcuni aspetti sia del Piano, sia del Rapporto Ambientale.

Oltre all'Organo tecnico regionale di VAS, hanno presentato osservazioni i seguenti soggetti: Autorità di bacino del Fiume Po, ASL To1, Città Metropolitana di Torino, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare, Provincia di Cuneo e Provincia di Vercelli.

In particolare, a titolo esemplificativo, si è rivelato importante, e al tempo stesso qualificante per il processo di pianificazione in atto, il recepimento delle osservazioni presentate dalla Città metropolitana di Torino, in base a cui è stato aggiunto uno scenario PEAR al 2030, quale scenario di lungo termine rispetto al quale tragguardare gli obiettivi sulle FER e sulla riduzione dei consumi di energia primaria in fase di prima definizione a livello comunitario. Inoltre, più puntualmente è stato inserito uno specifico paragrafo nell'ambito del capitolo sull'Efficienza energetica dedicato alla riduzione dei consumi nel settore della Pubblica Illuminazione.

In pari data si è svolta la riunione del Forum Regionale per l'Energia, organismo previsto dall'art. 7 della l.r. n. 23/2002 e preposto alla partecipazione alla fase ascendente di predisposizione del PEAR del sistema degli Enti locali, delle categorie produttive, delle forze sociali, delle associazioni ambientaliste e dei

consumatori, degli atenei e degli enti di ricerca, nonché degli operatori energetici. Sulla base del *Documento Preliminare di Piano* sono quindi state successivamente presentate le osservazioni in cui si è sostanziata la partecipazione della società civile al processo di pianificazione in argomento.

### Fase di elaborazione e redazione

Sulla base del mandato ricevuto dalla Giunta Regionale, il Settore Sviluppo Energetico Sostenibile, in qualità di Autorità procedente, ha avviato la fase di elaborazione della proposta di PEAR e del correlato Rapporto Ambientale. La contestuale predisposizione dei due documenti ha permesso al Piano di assumere misure necessarie a compensare possibili effetti negativi, proporre strategie in grado di minimizzare le ricadute ambientali indesiderate nonché individuare criteri, indirizzi e *target* per ricondurre gli impatti residui a margini di ammissibilità, in ragione delle mitigazioni dagli stessi rappresentate. A titolo esemplificativo, per quanto concerne la predisposizione del Capitolo del PEAR riguardante le fonti energetiche rinnovabili, preso atto dei principi e delle linee di sviluppo che stavano contemporaneamente ispirando la redazione del Piano regionale per la Qualità dell'Aria (PRQA), è stato deciso di limitare in misura consistente il ricorso all'utilizzo delle biomasse ligneo cellulose e liquide, in ragione dell'esigenza di ridurre gli impatti ambientali correlati all'aumento delle emissioni di inquinanti atmosferici, con particolare riferimento alle polveri sottili e agli ossidi di azoto. Tale decisione, sicuramente virtuosa da un punto di vista ambientale e di tutela della salute pubblica, ha tuttavia comportato un allontanamento dagli obiettivi energetici discendenti dall'Unione Europea, per cui si è reso necessario un maggior ricorso allo sfruttamento delle fonti prive di processi di combustione con conseguente rimodulazione delle *mix* delle fonti rinnovabili caratterizzante lo scenario-obiettivo al 2030. Parallelamente, al fine di mitigare gli impatti ambientali potenzialmente attesi da un maggior sfruttamento di fonti quali l'energia idroelettrica ed eolica, è stato definito un set di indirizzi localizzativi per individuare *aree inidonee* e *di attenzione* per rapporto a tali fattispecie impiantistiche.

Il processo di redazione della proposta di PEAR ha poi potuto avvalersi del contributo privilegiato derivante dal confronto, pressoché permanente, con le altre Strutture preposte alla definizione e attuazione delle diverse politiche regionali. Il confronto e l'interazione sviluppati a partire dall'autunno del 2015 hanno trovato in uno specifico *Tavolo Interdirezionale* il luogo e lo strumento finalizzati a contemperare le esigenze correlate agli obiettivi energetici con quelle delle diverse politiche settoriali a vario titolo interferenti, tra cui le discipline per la tutela delle acque, la qualità dell'aria, la tutela del paesaggio, la salvaguardia dei terreni e delle colture agricole, lo sviluppo di un modello sostenibile di mobilità, ecc.

Il processo di redazione del Rapporto Ambientale si è invece potuto avvalere dell'interlocuzione privilegiata e del supporto dell'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale, oltretutto del succitato confronto tra le Direzioni regionali.

### Fase di adozione e consultazione

In esito all'approvazione con dgr n. 10-6480 del 16 febbraio 2018 della Proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale, del Rapporto Ambientale contenente la proposta di Piano di monitoraggio nonché della Sintesi non tecnica, il Settore Sviluppo Energetico Sostenibile ha comunicato l'avvio della fase di valutazione della procedura di VAS del Piano, rendendo disponibile la documentazione tecnica. A tale riguardo, l'avviso di pubblicazione della documentazione e di avvio del procedimento è stato pubblicato sul supplemento ordinario n. 2 del BUR n. 8 del 22 febbraio 2018.

Contestualmente, di concerto con l'Autorità competente, veniva avviata la fase di consultazione dei seguenti soggetti competenti in materia ambientale, interessati al procedimento: Città Metropolitana di Torino, Province piemontesi, Enti di gestione dei Parchi nazionali e delle Aree naturali protette regionali, UNCEM Piemonte, ANCI Piemonte, ANPCI Piemonte, UPP, Aziende Sanitarie Regionali, Regioni confinanti Liguria, Emilia Romagna, Lombardia e Valle d'Aosta, Autorità di bacino del fiume Po, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare – Direzione generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni ambientali, Soprintendenza per i beni archeologici del Piemonte, Soprintendenza per i beni

architettonici e paesaggistici per le province Torino, Asti, Cuneo, Biella, Vercelli, Novara, Alessandria e Verbania, Comando regionale del Corpo Forestale.

Infine, veniva data comunicazione, tramite il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare, dell'avvio del procedimento al governo francese e a quello Federale elvetico, ai fini della consultazione transfrontaliera, ai sensi dell'art. 32 del decreto legislativo 152/2006.

Inoltre, gli elaborati relativi alla Proposta di Piano sono stati pubblicati ai fini della consultazione del pubblico sul sito web della Regione Piemonte e resi disponibili per 60 giorni a decorrere dal 22 febbraio 2018.

In data 19 aprile 2018 si svolgeva la sessione del Forum Regionale per l'Energia dedicata alla consultazione sulla Proposta di Piano, a cui sono stati invitati: Acea, Aicarr, AIDI, AIEL, AIRU, Ass. Amici della Terra, Anaci, Ance, Anci Piemonte, Anigas, API, Arera, Arpa Piemonte, Associazioni dei Consumatori, Assorinnovabili, ATC Torino, Atena, BEI, Camera di Commercio, CIA, Città Metropolitana di Torino, CNA, Coaer, Coldiretti, Collegio dei Geometri, Confagricoltura, Confapi, Confartigianato, Confcooperative, Confesercenti, Confindustria, Confservizi, Comitato Termotecnico Italiano, Consorzio Monviso Agroenergia, Ecotermica Servizi, EGEA, ENEA, ENEL, EnelGreenPower, Energie srl, Engie Produzione, Environment Park, Federesco, Finpiemonte, Fiopa, Fiper, FIRE Italia, GE Italia, GSE, Highpower, Iren Energia, Ires Piemonte, Ireti, Italia Nostra, Legambiente, Metanalpi, Metanodotto Alpino, MiSE, Ordini Architetti, Ordini Ingegneri, Organizzazioni Sindacali, Politecnico di Torino, Pro Natura, rete professioni tecniche del Piemonte, Università di Torino, Università Piemonte Orientale, Province piemontesi, SnamReteGas, Terna, TRM, Uncem, Unione Industriale di Torino, WWF.

Nell'ambito della VAS, quindi, sono stati invitati a presentare osservazioni i Soggetti con competenza ambientale, i soggetti con competenze in materia energetica, ma anche i soggetti a diverso titolo coinvolti nel processo di partecipazione e rappresentati nel Forum Regionale per l'Energia.

### **3 - LE ALTERNATIVE CONSIDERATE E LE RAGIONI DELLA SCELTA DI PIANO**

Il PEAR è lo strumento di pianificazione strategica in ambito energetico e ambientale della Regione Piemonte, i cui indirizzi sono diretti a conseguire e superare, ove possibile, gli obiettivi discendenti dalla Strategia comunitaria 2020 e dal Pacchetto Clima Energia 2030 in un'ottica di sostenibilità ambientale, competitività e sviluppo durevole. Tali indirizzi, per la natura stessa del Piano, non sono "territorializzati" in specifici ambiti della regione, interessando potenzialmente l'intero territorio piemontese. Inoltre, le scelte del PEAR non possiedono carattere localizzativo rispetto alle diverse tipologie di impianti in esso trattate, fatta salva la definizione di specifiche "aree inidonee" e "aree di attenzione" con riferimento alla realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, in attuazione del DM 10 settembre 2010. Tale definizione di aree, limitata agli impianti FER, non è poi tesa a fornire indirizzi localizzativi in senso stretto (ovvero aree in cui preferibilmente localizzare gli impianti), bensì a individuare in un'ottica pianificatoria le aree in cui, secondo le disposizioni del decreto citato, sarebbe più elevata la probabilità di bocciatura dei progetti in una valutazione caso per caso.

In conseguenza del carattere non localizzativo del PEAR, la valutazione dei potenziali impatti attesi dall'attuazione delle scelte del Piano si rivela essere di natura qualitativa e, comunque, non correlata a singoli ambiti territoriali. All'assenza di "territorializzazione" nelle alternative del PEAR, assunte sotto forma di scenari-obiettivo, e nelle scelte individuate per il loro raggiungimento, consegue, pertanto, una valutazione riferibile a determinate tipologie di impianti e di interventi, piuttosto che a specifici interventi localizzati in aree definite. La valutazione degli impatti, così impostata, ha gioco forza una valenza di carattere generale ed è di volta in volta corroborata da un set di indirizzi tecnico-gestionali, nonché dalla definizione di aree inidonee o di criteri ERA (Esclusione-Repulsione-Attrazione) finalizzati a minimizzarne la portata.

A partire dalla definizione dei macro-obiettivi strategici, il Piano elegge quali "obiettivi portanti" del nuovo ciclo di pianificazione energetica regionale, sia nel breve termine (2020), sia nel lungo termine (2030), la *riduzione dei consumi* e la *progressiva sostituzione dei consumi da fonte fossile con quote crescenti di fonti rinnovabili*. Da tali obiettivi deriva nel Piano la centralità della strategia volta al

contenimento dei consumi nei diversi settori degli usi finali basata sull'efficienza energetica, nonché di quella finalizzata allo sviluppo della produzione da FER in un'ottica di minimizzazione degli impatti ambientali attesi e di comparazione tra i potenziali contributi delle diverse fonti, distinguendo tra quelle caratterizzate da processi di combustione e quelle no. Proprio la priorità attribuita nel Piano alle fonti rinnovabili che non presuppongono un processo di combustione, e conseguentemente l'emissione in atmosfera di inquinanti (ossidi di azoto e polveri sottili) critici per la qualità dell'aria, ha costituito, come di sopra rappresentato, uno dei passaggi caratterizzanti del processo di pianificazione in oggetto, nonché di qualificazione delle alternative di scenario.

Inoltre, dal combinato disposto del conseguimento dei due obiettivi portanti (macro-obiettivi verticali del PEAR) è atteso il principale contributo alla massimizzazione degli effetti di riduzione delle emissioni di gas serra, che trova ulteriore contributo nell'attuazione di alcune strategie contenute nei macro-obiettivi trasversali del Piano. Nella fattispecie, si fa riferimento all'affermazione di un modello di rete elettrica intelligente a supporto della generazione distribuita, nonché allo sviluppo del teleriscaldamento ai fini di una maggiore valorizzazione della produzione termica in impianti già esistenti e, infine, allo sviluppo dei processi di innovazione e formazione nell'ambito della cosiddetta *clean economy*, unitamente alla sensibilizzazione dei cittadini sui comportamenti orientati al risparmio energetico.

<b>I macro-obiettivi del PEAR</b>	
<b>Macro-obiettivi verticali</b>	<b>Favorire lo sviluppo delle FER, minimizzando l'impiego di fonti fossili</b>
	<b>Ridurre i consumi energetici negli usi finali</b>
<b>Macro-obiettivi trasversali</b>	<b>Favorire il potenziamento in chiave sostenibile delle Infrastrutture energetiche (anche in un'ottica di generazione distribuita e di smart grid)</b>
	<b>Promuovere le clean technologies e la green economy per favorire l'incremento della competitività del sistema produttivo regionale e nuove opportunità lavorative</b>

Ai fini dell'effettuazione del confronto tra le alternative (scenari) nell'ambito della valutazione del Piano e degli effetti ambientali attesi dalle scelte di pianificazione, da un punto di vista metodologico si precisa che per ogni macro-obiettivo (soprattutto per i macro-obiettivi verticali) il Piano propone uno scenario proprio (alternativa di Piano) di breve termine (2020) e di lungo termine (2030), da compararsi con lo scenario tendenziale "Business As Usual" (BAU), il quale costituisce l'opzione "zero", ovvero lo scenario di riferimento ad un orizzonte temporale stabilito (2020), costituito dall'attesa evoluzione dello stato dell'arte, in assenza delle scelte pianificatorie e dei correlati strumenti economici, normativi e negoziali dalle stesse previsti. La profonda aleatorietà che avrebbe contraddistinto lo sforzo di individuazione di uno scenario BAU al 2030, ha indotto l'autorità procedente alla scelta coraggiosa di non prevederlo affatto.

Tale scelta che ha ridotto al minimo indispensabile il numero delle alternative necessario per il confronto, è stata dettata dalla volontà di proporre solamente scenari attendibili e realmente verificabili unitamente al desiderio di ridurre i rischi connessi alla definizione di una pluralità di scenari in condizioni evolutive macroeconomiche estremamente incerte.

### Il confronto tra gli scenari

Di seguito si riporta, per i due capitoli del PEAR afferenti ai macro-obiettivi verticali, la descrizione delle scelte e delle loro interazioni per il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

#### I macro-obiettivi verticali. Le Fonti Energetiche Rinnovabili.

Lo scenario PEAR 2020 di crescita delle FER, frutto dell'analisi dei trend di mercato, dei vincoli e dei potenziali ancora inespressi, nonché delle politiche di sostegno, si attesta su un valore di produzione pari a

2.139 ktep (con un incremento di 251 ktep sul 2015 e un rapporto FER/CFL pari a 21,5%), e si rapporta con uno scenario BAU 2020 caratterizzato da un valore di 2.153 ktep.

Il valore dello scenario di Piano, ampiamente al di sopra del valore obiettivo di Burden Sharing (15,1%), risulta inferiore a quello dello scenario BAU per effetto delle politiche di contenimento della prevista crescita dell'utilizzo delle biomasse, non ancora compensato dal surplus di crescita delle altre FER.

Lo scenario PEAR 2030 di crescita delle FER, a fronte di un valore obiettivo del Consumo Finale Lordo (CFL) di 8.645 ktep, si attesta su un valore di produzione pari a 2.382 ktep (con un rapporto FER/CFL pari al 27,6%, superiore al valore obiettivo del 27% anticipato nel Winter Package comunitario, ma inferiore al valore medio pari al 28% stabilito dalla SEN 2017 nonché a quello pari al 32% del recente Accordo tra Consiglio, Commissione e Parlamento europei). Il raggiungimento di tale scenario comporterà un incremento della produzione da FER pari a 494 ktep rispetto al 2015, al netto di una significativa riduzione del contributo delle biomasse solide

La linea portante delle scelte riguardanti le FER si basa sulla priorità di miglioramento della qualità dell'aria che risulta imprescindibile, a causa della complessa situazione presente nella Pianura Padana, in relazione a tale matrice ambientale.

Per far fronte a questa situazione, le politiche regionali si stanno adeguando per trovare soluzioni volte a raggiungere tale obiettivo prioritario. In questa ottica, il PEAR ha modificato i propri orientamenti in materia di FER disincentivando le produzioni energetiche da biomasse e orientando le produzioni da FER, indispensabili per raggiungere gli obiettivi di piano, verso fonti che non abbiano impatto sulla componente aria.

Questa scelta strategica determina la necessità di riallineare e coordinare alcune delle limitazioni che derivano da altri Piani regionali i quali, nell'attuale formulazione, limitano lo sviluppo di altre fonti rinnovabili quali l'idroelettrico o l'eolico. Tali fonti, nell'ambito del mix proposto negli scenari di Piano, in seguito a questo orientamento strategico, diventano di rilevanza imprescindibile per il raggiungimento degli obiettivi.

Il favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, nello spirito di perseguire l'interesse pubblico prevalente, assecondando le limitazioni (richieste dalle politiche per la Qualità dell'Aria) al consumo di biomassa solida per la produzione termoelettrica e termica, assume quindi una valenza strategica prioritaria.

#### I macro-obiettivi verticali. L'Efficienza Energetica.

Lo scenario PEAR 2020 di riduzione del consumo finale lordo per effetto del miglioramento dell'efficienza energetica del sistema Piemonte è stato analizzato per comparti tenendo conto delle analisi disponibili sui dati relativi.

Per la definizione dello scenario di riferimento sono stati indagati i trend in atto e le ricadute delle politiche già attive relativamente al contesto normativo, alle possibili incentivazioni disponibili e all'evoluzione tecnologica e alla penetrazione commerciale di alcune opzioni disponibili all'utente finale.

Lo scenario BAU evidenzia un lento ma costante progresso sostenuto dal normale processo di conservazione degli immobili e dalle sostituzioni tecnologiche per obsolescenza delle apparecchiature con una riduzione totale di 328 ktep previsti al 2020.

Nello scenario PEAR2020 i trend sono potenziati per effetto della maggiore efficacia dell'applicazione delle norme di contesto, della ottimizzazione di alcuni aspetti legati all'utilizzo delle risorse nel comparto della PA e della espansione della rete di TLR in ambito urbano.

Il rafforzamento di tali politiche comporta il raggiungimento di un obiettivo complessivo di riduzione pari ai 653 ktep per lo scenario PEAR2020, di cui circa 320 attribuibili a politiche nel settore dei trasporti.

Gli obiettivi descritti per lo scenario al 2020 potranno essere raggiunti tramite l'applicazione a tappeto delle norme già in vigore (soprattutto nel comparto della Nuova costruzione e della riqualificazione di edifici esistenti) laddove la metabolizzazione delle prescrizioni di tali norme non è ancora avvenuta.

Nello scenario PEAR2030 il beneficio totale sale a circa 1960 ktep in ordine al raggiungimento degli obiettivi sul lungo termine.

Il 43% circa di tale obiettivo (880 ktep) risulta condizionato alla modifica del paradigma della mobilità, che verrà definito con piani d'azione attuativi del Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti, a cura della Direzione competente.

Il considerevole sforzo di riduzione dei consumi energetici tecnicamente argomentato al 2030 è sufficiente a garantire il conseguimento dell'obiettivo complessivo pari a circa 1.960 ktep (rapportato al dato di CFL al 31.12.2015 pari a 10.605 ktep pubblicato dal GSE).

Il raggiungimento degli obiettivi previsti al 2030 sarà possibile solo con l'estensione, nel medio periodo, di una rilevante quota dell'obiettivo di miglioramento al settore dei trasporti.

#### **4 - INTEGRAZIONE DEGLI ESITI DELLA CONSULTAZIONE DEI SOGGETTI ESTERNI.**

Le consultazioni si sono concluse il 23 aprile 2018.

Sono pervenuti contributi da:

Comune di Cuorné, Comune di Torino, Città Metropolitana di Torino – Servizio Difesa Suolo, Ministero MATTM, Provincia di Cuneo, Provincia di Vercelli, Regione Liguria, ARPAL, Regione Lombardia, Soprintendenza AL\_AT\_CN, Soprintendenza BI\_NO\_VCO\_VC, Soprintendenza CMTO, Soprintendenza Liguria, UNCEM Delegazione Piemontese, Ordine Ingegneri Provincia Torino, CNR – Istituto per gli Ecosistemi, Politecnico di Torino – Gruppo Ingegneria degli Acquiferi, ANEV, AssoEge, Elettricità Futura, FIPER – Consorzio Monviso Agroenergia, ACI – Alleanza Cooperative del Piemonte, CECED Italia, Coldiretti Piemonte, Confindustria Piemonte, Consorzio Est Sesia, Federforeste, Rete Imprese Italia – Piemonte, Comitato per il territorio delle Quattro Province, CTF – Comitato Tutela Fiumi, Italia Nostra, Legambiente Piemonte e Val d'Aosta – Pro Natura, Legambiente Val Pellice, Salviamo il paesaggio Valdossola, EGEA – Energie del territorio, Mosso Costruzioni, Terna SpA, AIEL, CISL Piemonte, Confartigianato, Edison Fenice, EnelGreenPower, Ordine Architetti Torino, Rete professioni Tecniche, privato cittadino.

Sono state prese in considerazione anche le osservazioni pervenute oltre il termine del periodo di pubblicazione del Piano.

Qui di seguito si riporta il quadro sinottico delle osservazioni pervenute corredato delle motivazioni circa l'accogliibilità.



**QUADRO SINOTTICO DELLE OSSERVAZIONI AL PEAR PERVENUTE DA PARTE DI SOGGETTI ESTERNI NEL CORSO DELLA CONSULTAZIONE**

Tema	Soggetto	Principali temi trattati	Recepimento nel PEAR
FER/Idroelettrico	UNCEM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si rileva criticamente una certa qual “mortificazione” del “mini” e “micro” idroelettrico d’interesse dei Comuni montani, a vantaggio dei grandi impianti.</li> <li>- Per quanto concerne l’uso plurimo delle acque, si evidenzia come la stima della potenzialità nel PEAR appaia fortemente sottodimensionata e necessiterebbe di una correzione al rialzo di un fattore moltiplicativo pari a 4, ovvero da 5-8 MW a 20-36 MW.</li> <li>- Pur concordandosi sull’opportunità di un rilancio dell’impianto di Entraque, non si conviene sulla proposta di ridurre l’imposizione fiscale per aumentarne le condizioni di economicità dell’esercizio.</li> <li>- Si propone di integrare la proposta di PEAR con un riferimento ai contenuti del Piano Uncem-Arpiet 2016 in merito alla fattibilità di 22 progetti di piccoli e medi invasi (&lt; 5mln mc d’acqua) in Piemonte.</li> </ul>	<p>Non si è ritenuto di dare seguito all’osservazione, poiché ciò avrebbe comportato uno stravolgimento dell’intera strategia proposta sull’idroelettrico.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione in quanto la stima, supportata dal Settore regionale competente, è del tutto conservativa</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione.</p>
	Provincia di Cuneo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Per quanto riguarda gli “impianti ad elevata rilevanza energetica”, si chiede che la deroga ai sensi del 4.7 della WFD non possa essere applicata a progetti interessati da aree inidonee e di attenzione, e che comunque la previsione della stessa faccia scattare a priori l’obbligo di un Deflusso Minimo Vitale (DMV) pari al doppio del minimo normativo.</li> <li>- Viene richiesto di stabilire le soglie di rilevanza energetica non in base a valori di producibilità, bensì a taglie d’impianto costituite da valori di potenza nominale degli impianti.</li> <li>- Per quanto concerne gli impianti a rilevanza energetica bassa, si richiede che gli stessi vengano dichiarati incompatibili con il PEAR, fatti salvi alcuni casi di deroga.</li> <li>- Si chiede l’estensione della previsione delle aree inidonee anche ad ulteriori casistiche.</li> <li>- Si evidenzia il disaccordo sulla proposta di ridurre l’imposizione fiscale (sovracanon) sull’esercizio dell’impianto di Entracque, al fine di rilanciarne la redditività.</li> </ul>	<p>Osservazione recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \ Energia idroelettrica</b>, solamente con riferimento all’interferenza con aree inidonee/aree di attenzione.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione, poiché l’elemento a cui s’intende dare importanza è il contributo atteso in termini di producibilità elettrica.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione, poiché la proposta avanzata in materia di aree inidonee è già espressione di un delicato equilibrio raggiunto tra le istanze energetiche e quelle ambientali.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione.</p>

CNR/Istituto Ecosistemi	- Si evidenzia come, alla luce dei cambiamenti climatici in atto, non emerga dal Piano una strategia di ottimizzazione dei consumi idrici a fini energetici, in considerazione del fatto che la risorsa idrica deve essere prioritariamente dedicata al consumo umano e ai servizi ecosistemici.	Osservazione parzialmente recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \ Energia idroelettrica</b> mediante l'inserimento di un indirizzo di sviluppo di impianti di pompaggio correlati agli invasi esistenti, al fine di mitigare gli effetti della scarsità di risorsa idrica per uso umano e agricolo, contemperando le esigenze elettroproduttive.
Città Metropolitana TO	Si formulano osservazioni sulle le Aree inidonee e di attenzione.	Si recepiscono le correzioni in condivisione con i Settori della Regione competenti per materia.
Provincia di Vercelli	Con riferimento all'Allegato Box 3 dedicato all'individuazione delle aree inidonee per gli impianti idroelettrici, si chiede di verificare l'affermazione riportata a p. 337 (terza riga) facente riferimento agli impatti sull'avifauna.	Osservazione recepita nell'Allegato 1 – Box 3, mediante correzione del refuso.
Mosso Costruzioni srl	Si propone di inserire nel PEAR le norme utili a consentire impianti di piccola taglia in aree NON qualificate come inidonee se rispettosi di delle articolate prescrizioni in materia ambientale. Richiedono, inoltre, che il PEAR disponga strumenti di adeguamento degli altri strumenti di pianificazione regionale che non prevedono l'inserimento di impianti idroelettrici.	Non si è ritenuto di accogliere le osservazioni.
Rete Professioni Tecniche Piemonte	Contraddittorio considerare 8000 GWh e sole 2000 ore anno. Propongono impianti più piccoli con regimazione dei corsi d'acqua e 5000/6000 h anno di funzionamento. (cfr. pag. 64 ritenuta contraddittoria).	Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione.
MATTM	Si rilevano perplessità in ordine alla previsione di non assoggettare i nuovi impianti a "rilevanza energetica elevata" all'applicazione dei criteri ERA, di cui alla Direttiva derivazioni, in ragione della deroga richiesta ai sensi dell'art. 4.7 della WFD.	Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione, che avrebbe prodotto un effetto di scardinamento della strategia regionale proposta in materia di fonte idroelettrica.
Elettricità Futura	- In generale si rileva come il PEAR non dia il giusto rilievo ai progetti di <i>repowering</i> per garantire l'aumento della generazione da FER senza incidere sul consumo di suolo. - Per quanto concerne il mini e micro idroelettrico, non si comprende la necessità di escludere a priori tutti gli impianti di piccola taglia afferenti a corpi idrici naturali, in virtù di una preventiva valutazione del loro impatto ambientale in relazione alla scarsa capacità produttiva. - In merito alla proposta di equiparazione della taglia delle Grandi Derivazioni a quella vigente nel resto d'Europa, si rileva come essa non rientri nelle competenze della Regione e, come tale, non dovrebbe trovare spazio nel PEAR.	Osservazione recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \ Energia idroelettrica</b> , mediante l'inserimento di un indirizzo teso a promuovere il <i>repowering</i> di impianti esistenti.  Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione, in quanto è parsa frutto di un'errata interpretazione della proposta di Piano.  Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione, in quanto l'indirizzo in questione è rivolto ad orientare l'esercizio di competenze normative in capo al MiSE.

	Comitato Salviamo il Paesaggio Valdossola	<p>- Si evidenzia come l'ammmodernamento dei grandi impianti produttivi esistenti, accompagnato dalla sostituzione delle linee elettriche ad essi correlate, possa costituire la soluzione in grado di sviluppare la produzione da FER e, al tempo stesso, di proteggere il territorio dal proliferare dei mini e micro impianti.</p> <p>- Nel condividere le indicazioni del PEAR correlate agli impianti a rilevanza energetica bassa, si sottolinea l'esigenza che tale indicazione si traduca in una prescrizione chiara ed inequivocabile per le Province, mediante una revisione del Reg.to 10R che preveda il rigetto delle istanze di produzione idroelettriche al di sotto di 1.5 GWh/anno. L'unica deroga concedibile riguarda le utenze non allacciate alla rete elettrica e gli impianti per autoconsumo. Nelle more dell'entrata in vigore del PEAR, si chiede il varo di una moratoria temporanea su tutte le procedure autorizzative <i>in itinere</i>.</p> <p>- Infine, si rileva la necessità di stabilire limiti più stringenti per il rilascio delle concessioni di derivazione che prevedono l'installazione di coclee, al fine di evitare la progressiva cementificazione delle sponde.</p>	Non si è ritenuto di accogliere le osservazioni, pur rilevando alcuni punti di coerenza con la proposta di Piano.
	Federforeste	Non si condivide l'orientamento del PEAR che prevede una corsia preferenziale per i progetti che hanno una rilevanza strategica dal punto di vista della producibilità elettrica limitando la fattibilità dei piccolissimi impianti, nonché le proposte relative all'invaso di pompaggio di Entracque. Si chiede di promuovere micro e mini centrali ad acqua fluente, con particolare riferimento ai canali artificiali e con corsie preferenziali per i Consorzi irrigui e di bonifica. Per gli invasi ad esclusivo utilizzo idroelettrico, si chiede loro conversione ad impianti per l'uso plurimo.	Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione, poiché un suo accoglimento avrebbe modificato pesantemente la strategia definita. Si registra, viceversa, una coerenza con la proposta di Piano in merito allo sfruttamento dei canali irrigui.
	EGEA	Si contesta l'affermazione in merito al rapporto energia generata/costi ambientali ed economici per il piccolo idroelettrico. Qualora l'investimento è privato, la valutazione deve essere limitata da mere considerazioni ambientali e non economiche.	Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione.
		Si condivide la proposta di innalzamento a 10 MW della soglia delle grandi derivazioni oggetto di gara per il rinnovo delle concessioni.	Si registra la coerenza con la proposta di Piano.
	Coldiretti	Non si condivide l'impostazione del PEAR, teso a favorire i grandi impianti esistenti. Altresì si intende puntare sui piccoli impianti ad acqua fluente e all'utilizzo degli usi plurimi (acquedotti/canali irrigui). Si invita a introdurre una previsione di invasi alpini.	Non si è ritenuto di accogliere le osservazioni, pur rilevando alcuni punti di coerenza con la proposta di Piano.

	Italia Nostra	<p>Il Piano sottrae l'applicazione dei criteri ERA della Direttiva Derivazioni, dalla progettazione di impianti considerati a rilevanza energetica elevata, cioè impianti che, proprio per la loro alta producibilità annua, sembrerebbero più di altri doversi sottoporre a detta Direttiva.</p> <p>Per quanto riguarda le aree inidonee il piano ne indica alcune come Aree ad elevata protezione: il riferimento è al Piano di protezione delle acque. Rimane il dubbio che, fatte salve le previsioni già considerate al punto 1, siano solo 2 i tratti di corsi d'acqua che nell'intera Regione abbiano mantenuto un elevato grado di naturalità e come tali, siano meritevoli di protezione. Se così fosse, il dato sembrerebbe quantomeno sconcertante e forse meritevole di un approfondimento ulteriore. In tal senso è da auspicarsi una maggiore attenzione alla salvaguardia delle poche aree con ormai rari e delicati ecosistemi.</p>	<p>Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione, nella convinzione di aver operato un efficace contemperamento tra le esigenze energetiche di massimizzazione della produzione e quelle di tutela ambientale dei corpi idrici.</p>
	Lega Ambiente / Pro Natura	Le aree protette, tutte, dovrebbero essere considerate zone inidonee, salvo un esplicito riferimento contenuto nei piani di gestione delle stesse (e non all'inverso). I piccoli bacini inferiori a 10 kmq siano definiti inidonei, punto e basta, non inidonei solamente se si prevede di alterare sensibilmente i regimi delle portate	Non si è ritenuto di accogliere l'osservazione, in quanto la proposta avanzata in materia di aree inidonee è già frutto di un delicato equilibrio raggiunto tra le istanze energetiche e quelle di tutela ambientale.
	Consorzio Est Sesia	<p>Si rileva Richiesta di deroga:</p> <p>1) per gli impianti a rilevanza strategica alta;</p> <p>2) alle imposizioni vincolistiche imposte dalla pianificazione sulle Aree protette ed i siti Natura 2000 che sono spesso datate e non più aderenti alla realtà.</p>	<p>Si registra la coerenza con la proposta di piano.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta, benché condividendone lo spirito, in quanto non rientra nella competenza della presente pianificazione.</p>
	CTF-Comitato Tutela Fiumi	<p>Per quanto attiene le procedure autorizzative degli impianti idroelettrici si propone, in alternativa alla strategie del Piano (attribuire al settore valenza strategica per favorire lo sviluppo di nuovi impianti), di favorire quei progetti preventivamente valutati in una VAS di bacino o sottobacino o in Piani Energetici Provinciali votati al dettaglio di proposte, e sempre redatti con un supporto di VAS.</p> <p>Si auspica che sia tradotta la "irrilevanza strategica ai fini energetici" in una rilevante necessità, ambientale, di impedirne la realizzazione ("...relativamente agli impianti "a rilevanza energetica bassa" ci vuole negativo parere nei procedimenti istruttori volti al rilascio di autorizzazioni o concessioni di derivazione da corsi d'acqua naturali, ovvero l'illustrazione della non sussistenza del pubblico interesse su tale taglia di impianti").</p>	<p>Si rileva la coerenza con quanto già previsto dalla L.R. 40/1998 e s.m.i., art. 20.</p> <p>Non si è ritenuto di accogliere le osservazioni, pur rilevando alcuni punti di coerenza con la proposta di Piano.</p>

		<p>In relazione alle strategie autorizzative in funzione della rilevanza media e alta, condividono lo sfruttamento della residua potenzialità dei canali irrigui, degli acquedotti montani e dei DMV degli invasi (paradossalmente molti invasi ancora non sfruttano il rilascio del DMV).</p>	<p>Si registra la coerenza con la proposta di Piano.</p>
		<p>In relazione agli obiettivi ed alle previsioni di Piano si propone una classificazione differente per individuare la taglia “a rilevanza energetica elevata/media/bassa” dei nuovi progetti e, rispettivamente, si propongono le seguenti disposizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ALTA &gt; 10 Gwh: riconoscimento specifico, nel prossimo piano di bacino, del regime di deroga in applicazione dell’art. 4.7.8.9 della Water Framework Directive (WFD);</li> <li>2. MEDIA tra 2 e 10 Gwh: esclusione di qualsiasi forma di sostegno economico a sostegno delle iniziative imprenditoriali, sia pubbliche che private;</li> <li>3. BASSA &lt; 2 Gwh: parere negativo nei procedimenti istruttori volti al rilascio di autorizzazioni o concessioni di derivazione da corsi d’acqua naturali, a meno della sussistenza di particolari condizioni di specifica rilevanza pubblica a carattere locale.</li> </ol>	<p>Osservazione non accolta poiché non si evince quale contributo positivo possa derivarne per gli obiettivi del Piano.</p>
		<p>Le aree inidonee individuate vengono contestate tutte per un motivo e per l'altro ed in particolare si evidenzia che il “set di indirizzi” per la localizzazione dei nuovi impianti, al fine anche di identificare le “aree inidonee” o le “aree di attenzione”, non porta a una precisa identificazione, chiara ed indiscutibile, di tali aree.</p>	<p>Non si è ritenuto di accogliere l’osservazione, in quanto un suo accoglimento avrebbe prodotto lo scardinamento dell’intera proposta negoziata con molti altri Settori della Regione in materia di aree inidonee.</p>
FER/Biomasse elettr	UNCEM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si propone di rivedere le indicazioni (aree inidonee) concernenti la localizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati a biomassa ligneocellulosica nelle aree agricole (limitazioni nelle aree ad elevato uso del suolo).</li> <li>- Si evidenzia la mancata citazione del cascame “biochar”, ammendante, prodotto dagli impianti che utilizzano la tecnologia della pirolisi.</li> </ul>	<p>L’osservazione non è stata accolta, in quanto la proposta inerente alle aree inidonee è stata ritenuta non modificabile nella parte d’interesse.</p>
	Sovr.za BI_NO_VCO_VC	Integrazione criteri di inidoneità.	<p>L’osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l’equilibrio raggiunto.</p>
	Sovr.za TO	Integrazione criteri di inidoneità.	<p>L’osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l’equilibrio raggiunto.</p>

	Sovr.za AL_AT_CN	Integrazione criteri di idoneità.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di idoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	Elettricità Futura	<p>- Non si concorda con l'indirizzo del PEAR, secondo cui i nuovi impianti di generazione elettrica a biomassa debbano essere eserciti in assetto cogenerativo. Tale indirizzo, infatti, costituirebbe un ulteriore vincolo allo sviluppo di tali impianti sul territorio.</p> <p>- Si ritiene opportuno favorire la microcogenerazione alimentata a biometano, quale modalità ecocompatibile ed efficiente di produzione combinata di energia, anche ad integrazione termica (rinnovabile) di reti locali di TLR, nonché per l'alimentazione elettrica delle pompe di calore.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, poiché si ritiene che, considerato il basso rendimento elettrico degli impianti a biomassa, l'assetto cogenerativo degli impianti costituisca una condizione irrinunciabile per garantire un utilizzo efficiente della risorsa.</p> <p>Si ritiene che tale osservazione sia già in parte recepita, in quanto la proposta di Piano nel promuovere la cogenerazione ad alto rendimento non fa riferimento a taglie preferenziali d'impianto, ricomprendendo cioè anche la microcogenerazione.</p>
	FIPER - CMA	<p>- Si invita a dare maggiore risalto alla molteplicità di impatti positivi dell'utilizzo del biogas per la produzione elettrica: non solo energetico, ma soprattutto ambientale ed economico</p> <p>- I dati presentati nel PEAR (fonte GSE 2015) per il biogas presentano un quadro di performance degli impianti che negli ultimi anni è migliorato in termini di ore di utilizzo e di potenza media degli impianti impiegata (ridotta)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si invita a rivedere lo scenario al 2030 per il biogas (si propone una riduzione del dato del 30%), perché il venir meno degli incentivi causerà il rallentamento di nuove installazioni e il fine esercizio degli impianti attuali. Inoltre non si condivide l'ipotesi di conversione al biometano.</li> </ul>	<p>Osservazione recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \Energia elettrica da biomassa</b>, dove è stata riconosciuta la valenza strategica di tale fattispecie di generazione.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta. Tuttavia, il mantenimento dello scenario di sviluppo al 2030 è stato esplicitamente correlato al verificarsi di condizioni incentivanti al contorno sia per gli impianti esistenti, sia per quelli nuovi.</p>
	COLDIRETTI	<p>- Non si condividono le previsioni di scenario per il biogas per il venir meno degli incentivi.</p> <p>- Si propongono incentivi regionali per il biogas per bilanciare il venir meno dei contributi nazionali. Ciò potrebbe consentire di mantenere gli scenari proposti.</p>	<p>L'osservazione è stata recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \Energia elettrica da biomassa</b>. Il mantenimento dello scenario di sviluppo al 2030 è stato esplicitamente correlato al verificarsi di condizioni incentivanti al contorno sia nazionali, sia regionali.</p>
	Federforeste	Si ritiene necessario, per mantenere inalterato il contributo del biogas agricolo/zootecnico, prevedere meccanismi incentivanti che rendano economicamente conveniente mantenere in esercizio gli impianti e/o meccanismi in grado di favorirne la riconversione in biometano.	<p>L'osservazione è stata recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \Energia elettrica da biomassa</b>, in quanto lo scenario di sviluppo al 2030 è stato condizionato al varo auspicato di incentivi nazionali e/o regionali alla produzione energetica da biogas, oppure alla riconversione degli impianti esistenti alla produzione di biometano</p>
	EGEA	Si chiede l'introduzione di forme di incentivazione regionale per impianti biogas esistenti non in assetto cogenerativo che per il venir meno degli incentivi nazionali, smetterebbero di funzionare.	L'osservazione è stata recepita nel <b>Capitolo FER \ FER elettriche \Energia elettrica da biomassa</b> .
	EDF Fenice	Mancano i riferimenti alle modalità di implementazione della filiera corta (es. scenari di sviluppo, forme di finanziamento, tecnologie oggetto di possibili agevolazioni).	L'osservazione non è stata accolta, in quanto sia la definizione dei parametri atti a identificare le caratteristiche distintive della 'filiera corta', sia le modalità di sviluppo ed eventuale incentivazione della stessa saranno sviluppate in sede di provvedimenti attuativi del Piano Forestale Regionale.

	AIEL	<p>Non appare condivisibile l'indirizzo che mira a favorire gli impianti termoelettrici &lt;1MWe collegati a rete di teleriscaldamento (TLR) in comuni montani, con sostituzione prioritaria di legna e gasolio ed una quota di gas naturale non superiore al 20%. Il patrimonio edilizio dei comuni montani è infatti frequentemente privo di quegli edifici (residenziali o terziari) di medio-grande dimensione che sono i maggiori elementi di interesse per una rete di TLR; inoltre le richieste specifiche sui combustibili di alimentazione degli impianti da sostituire limitano ulteriormente il parco edifici potenziale. Il risultato sarebbe una disponibilità limitata di edifici di dimensioni significative.</p> <p>Si propone la definizione di un vincolo alla realizzabilità e all'esercizio degli impianti termoelettrici sulla base della verifica dell'assetto cogenerativo su scala temporale breve (settimanale, mensile), imponendo lo spegnimento degli impianti nelle settimane/mesi in cui non sia garantito un assorbimento significativo della quota di produzione termica.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, in quanto si sono mantenuti allineamento e coerenza con i contenuti e le schede d'azione della proposta di Piano Regionale della Qualità dell'Aria. Un'eventuale revisione/integrazione della proposta potrà avvenire in sede di predisposizione del prossimo Piano Stralcio sulle Biomasse.</p>
FER/Fotovoltaico	Sovr.za BI_NO_VCO_VC	Integrazione criteri di inidoneità.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	Sovr.za TO	Integrazione criteri di inidoneità.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	Sovr.za AL_AT_CN	Integrazione criteri di inidoneità.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	EGEA	Si invita a rivedere il divieto assoluto e generalizzato sugli impianti a terra. L'invito è ammorbidire l'indicazione.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto l'indirizzo che si vuol far prevalere concerne la priorità di utilizzo di tetti e coperture.
	COLDIRETTI	Si contesta la previsione di crescita	L'osservazione non è stata accolta.
	Federforeste	Si ritiene necessario che il PEAR esprima una più incisiva contrarietà ad ulteriori occupazioni di suolo agricolo per lo sviluppo di questa FER.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto si ritiene che la proposta di Piano vada già nella direzione auspicata. Infatti, gli indirizzi del PEAR confermano le disposizioni vigenti sulle aree inidonee per gli impianti a terra, già concordate all'epoca con i settori competenti e che consentono di tutelare il suolo agricolo di qualità. Inoltre, è stato inserito uno specifico indirizzo teso a riconoscere la preferenza per gli impianti realizzati sui tetti e sulle coperture.

	Italia Nostra	<p>Considerata l'estensione complessiva del territorio regionale, la grande e riconosciuta opportunità di disporre di grandi superfici a tetto in ambiti industriali e commerciali sulle quali installare il solare integrato, pare assai opportuna la modifica, in sede di Piano, della deliberazione 3-1183, riconducendo tutte le aree indicate a quelle inidonee o, in estremo subordine, perlomeno quelle, ora incluse nelle attenzionate, che siano sottoposte a un vincolo di legge o inserite in ambiti comunque già oggetto di tutela. Non si pensa che una rettifica di tale portata possa peraltro incidere negativamente sui valori delle produzioni rinnovabili previste nel Piano.</p> <p>Si aggiunge infine che la tutela delle vette e dei crinali alpini e prealpini limitata alla distanza di mt. 50 sia assolutamente insufficiente e che sia opportuno una sua sostanziale estensione.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, in quanto si ritiene che l'indirizzo suggerito sia già esplicitato dalla normativa sulle aree inidonee per gli impianti a terra, che viene confermata, nonché dalla priorità attribuita all'utilizzo delle coperture di ogni tipo e dei terreni impermeabilizzati.</p>
FER/Eolico	Città Metropolitana To	Riguardo all'individuazione delle aree inidonee, si suggerisce di ricorrere al più recente e preciso dettato del Piano gestione rischio alluvioni.	L'osservazione è stata accolta, recependo le proposte di modifica/integrazione in condivisione con i Settori della Regione competenti per materia.
	Sovr.za GE	Si esprimono osservazioni in merito al Rapporto Ambientale.	
	Sovr.za BI_NO_VCO_VC	Si richiede l'Integrazione dei criteri di inidoneità alla localizzazione degli impianti eolici con ulteriori elementi di vincolo individuati dal D. lgs. 142/2004.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	Sovr.za TO	Si richiede l'Integrazione dei criteri di inidoneità alla localizzazione degli impianti eolici con ulteriori elementi di vincolo individuati dal D. lgs. 142/2004..	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	Sovr.za AL_AT_CN	Si richiede l'Integrazione dei criteri di inidoneità alla localizzazione degli impianti eolici con ulteriori elementi di vincolo individuati dal D. lgs. 142/2004	L'osservazione non è stata accolta, in quanto un suo recepimento con ulteriori criteri e vincoli di inidoneità avrebbe minato l'equilibrio raggiunto.
	Regione Lombardia	Con riferimento all'auspicato sviluppo della generazione eolica in Piemonte, si rileva la necessità che, ove i progetti interessino zone di confine regionale con la Lombardia, si sviluppi una concertazione degli approcci valutativi, mediante tavoli di cooperazione decisionale.	Ove i progetti in questione prevedano in sede di VIA il ricorso allo strumento della conferenza di servizi, si ritiene che siffatto strumento possa assolvere anche alla funzione indicata di 'tavolo di cooperazione decisionale'.



	Comitato 4P	<p>- Si rileva come, per giustificare l'esistenza in Piemonte di vaste aree ad elevato potenziale per la fonte eolica, il PEAR abbia ribassato la soglia della producibilità specifica, passando dalle 1.750-2.000 ore/anno della RPE del 2009 alle 1.500 ore/anno attuali.</p> <p>- Si evidenzia come il PEAR abbia deciso di basare le proprie assunzioni sulla base dell'Atlante Eolico di RSE, assai meno dettagliato degli omologhi austriaci, svizzeri e spagnoli. Per tali ragioni, è da respingere l'individuazione degli "ambiti strategici", così come è stata effettuata nel PEAR.</p> <p>- Si sottolinea che il beneficio derivante dall'incremento della potenza installata, consistente in un apporto minimale alla produzione elettrica (1%), appare sproporzionato rispetto all'incremento dei rischi ambientali in funzione dell'allentamento dei vincoli proposto.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta. Infatti, si è optato per il mantenimento della soglia di 1.500 ore/anno quale prima indicazione di fattibilità tecnico-economica, anche in considerazione dell'avvenuto processo di innovazione della tecnologia di riferimento dal 2009 in poi, che ha alzato il livello di producibilità atteso. Inoltre, si ribadisce che tale prima indicazione di fattibilità sarà verificata in dettaglio dai singoli proponenti, sulla base di considerazioni sito specifiche.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta. Il PEAR ha effettuato le proprie assunzioni sulla base degli strumenti noti e facilmente disponibili.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta. Infatti, il metodo che viene suggerito tende proprio a far valere una valutazione del precipuo interesse pubblico, capace di discernere, di volta in volta, l'interesse prevalente tra esigenze di produzione da FER e di tutela delle componenti paesaggistico-ambientali.</p>
	ANEV	Nella mappatura fatta degli ambiti strategici di sviluppo va aggiunta quella afferente l'area dell'Appennino settentrionale alessandrino in Comune di Fraconalto - dal Passo della Bocchetta al monte Poggio - Monte Calvo.	L'osservazione è stata recepita mediante l'inserimento di un nuovo ambito strategico per lo sviluppo della fonte eolica.
	Italia Nostra	<p>Il totale delle produzioni da tale fonte è pressoché irrisorio e certo non tale, neppure in prospettiva, da poter incidere in maniera significativa sull'abbattimento delle produzioni da fonti non rinnovabili.</p> <p>La conseguenza di tale scenario, presente e prefigurato, comparando criticità e benefici, dovrebbe quindi indurre ad abbandonare completamente e senza danno la fonte eolica dal panorama di quelle possibili.</p> <p>Se così fosse, senza alcuna conseguenza negativa sulle produzioni energetiche rinnovabili si eliminerebbe un fattore di criticità rispetto ad altri meritevoli elementi di tutela ambientale, nella fattispecie il paesaggio.</p>	L'osservazione non è stata accolta. Anche alla luce del recente Accordo tra Commissione, Consiglio e Parlamento europei, circa l'innalzamento dal 27% al 32% del target relativo alla produzione FER al 2030 negli stati membri, risulta di tutta evidenza quanto ogni contributo alla producibilità energetica nell'ambito del mix di fonti proposto sia importante.

	<p>Lega Ambiente / Val Pellice</p>	<p>L'identificazione avviene in base a due criteri: velocità vento &gt;5m/s e ore teoriche di funzionamento (1500 h/anno). Entrambi paiono poco selettivi per impianti di media taglia a carattere produttivo. La velocità vento indicata corrisponde alla velocità di attacco dei generatori e non alla velocità a cui si sviluppa potenza nominale che in genere è superiore ai 10 metri al secondo. Anche solo riferendosi alla producibilità specifica, in termini di MWh a MW installato oppure come in termini di ore equivalenti a potenza nominale, il numero di 1500 ore di funzionamento equivalente compreso nella fascia GSE 1500-2000 è inferiore al livello abituale di profittabilità economica, fissato il minimo 2000 ore/anno</p> <p>Pertanto l'entità e il costo di parchi eolici non paiono giustificare un'opzione di installazione di eolico in rapporto a quella di impianti fotovoltaici di medio-grande taglia. Questi ultimi, a fronte di una producibilità inferiore di circa il 10% non richiederebbero infrastrutture consistenti, avrebbero costi e difficoltà di manutenzione assai inferiori, garantirebbero una generazione più distribuita.</p> <p>L'installazione in quota sulle Alpi comporterebbe impatti ambientali e paesaggistici superiori a quelli dei crinali appenninici ad oggi sfruttati per tale tipologia di impianti. Si rileva peraltro come non siano note installazioni eoliche su crinali alpini per aspetti sia tecnico-economici (v. sopra) sia ambientali.</p>	<p>Le osservazioni non sono state accolte per motivi simili a quelli correlati alle osservazioni del Comitato 4P, di cui sopra.</p> <p>A titolo collaborativo, si evidenzia l'impianto realizzato presso il lago del Gries in alta Val Formazza, in territorio svizzero.</p>
--	------------------------------------	--	--

<b>FER/Biomasse term</b>	UNCEM	<p>- Si chiede l'eliminazione dell'indirizzo di piano inerente al divieto di installazione di nuovi impianti/apparecchi a biomasse solide in aree metanizzate. Viene portato l'esempio delle frazioni non metanizzate all'interno di Comuni metanizzati, che verrebbero fortemente penalizzate dall'assenza di un'alternativa ecocompatibile al metano.</p> <p>- Si chiede l'inserimento di un paragrafo dedicato alla promozione di una "filiera corta del cippatino", quale primo semilavorato nel processo produttivo del pellet.</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell'Aria.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta, in quanto anche per motivi riconducibili ai rilievi mossi dalla Commissione Europea nel Parere Circostanziato, si è optato per il rinvio della caratterizzazione della 'filiera corta' e delle relative modalità di promozione in sede di definizione degli strumenti attuativi del Piano Forestale Regionale.</p>
	Comune di Cuornè	<p>- Si evidenzia come il vincolo atto a limitare le possibilità di sostituire calore prodotto da combustione di gas (metano, gpl) con il teleriscaldamento a biomasse e a non realizzare nuovi impianti a biomassa se a distanza inferiore a 200 metri da linee del gas, sembra inutilmente ed eccessivamente restrittivo, ove il problema delle PM10 non esiste, in quanto limiterebbe lo sviluppo della filiera, senza apportare alcun vantaggio nella risoluzione delle reali criticità in termini di qualità dell'aria.</p> <p>- Si rileva, inoltre, come sarebbe auspicabile la previsione di incentivi regionali a sostegno della realizzazione di sistemi di TLR a gas naturale, ove non risultassero possibili sistemi di TLR a biomassa.</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell'Aria.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta, in quanto trattasi di previsione che apparirebbe correlata a pochi singoli casi.</p>
	Rete Imprese Italia Confartigianato	<p>Viene individuata una regolamentazione che esclude l'installazione di impianti a biomassa (solida) nel caso di comuni critici per la qualità dell'aria o a distanza minore di 200m dalla rete GN.</p> <p>Propongono di combinare i due requisiti: criticità e rete gas &lt;200m</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell'Aria.</p>
	Ordine Architetti Torino	<p>Si rileva come sia sbagliato disincentivare le biomasse, mentre occorrerebbe aumentarne l'efficienza di utilizzo.</p> <p>In termini di innovazione si propone il termo-compostaggio con recupero di calore dal processo di fermentazione anaerobica, come sperimentato nell'impianto di Edmonton (Alberta, Canada).</p>	<p>L'osservazione è parsa già in linea con quanto contenuto nelle proposte di PEAR e di PRQA.</p>
	Rete Professioni Tecniche Piemonte	<p>Si rileva come occorra superare le criticità indotte dalla SNAM per l'immissione in rete di biometano. Inoltre, si evidenzia come, per incentivare la produzione di biometano, occorra equiparare il valore di vendita (tariffa onnicomprensiva del GSE) di EE alla rete rispetto al valore del biometano tal quale.</p>	<p>L'osservazione, pur condivisibile, non è stata accolta. Si ritiene utile la definizione degli aspetti suggeriti nell'ambito dell'interlocuzione con il MiSE e la stessa Snam rete Gas.</p>

	FIPER	<p>- Si contesta il vincolo all'installazione della biomassa in aree non metanizzate. Inoltre si sottolinea che impianti di TLR alimentati a biomassa (solo termica o in assetto cogenerativo) dotati di sistemi di abbattimento, garantiscano risultati molto buoni in termini di riduzione delle emissioni di PM10.</p> <p>- Si ricorda che la Regione Piemonte ha siglato nel 2016 un Accordo interregionale dei prelievi legnosi in cui ci sono impegni prioritari non attuati e che potrebbero essere di stimolo alla filiera locale.</p> <p>- Si invita a promuovere biomassa di provenienza locale negli acquisti pubblici.</p> <p>- Si eccipisce che il sistema attuale di incentivazione per il biometano porterà lo sviluppo del comparto, che invece, a detta dell'Associazione dovrebbe rimanere abbastanza fermo. Rivedere lo scenario.</p> <p>- Si invita a non limitare l'utilizzo delle colture energetiche dedicate che, in forma residuale, potrebbero dare un buon contributo al settore agricolo in termini di diversificazione del reddito.</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell'Aria.</p> <p>Come sopra affermato, si fa presente che per motivi riconducibili ai rilievi mossi dalla Commissione Europea nel Parere Circostanziato, si è optato per il rinvio della caratterizzazione della 'filiera corta' e delle relative modalità di promozione in sede di definizione degli strumenti attuativi del Piano Forestale Regionale.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta. Si è optato per il mantenimento dello scenario di sviluppo previsto del biometano, in considerazione della sua valenza altamente strategica, condizionandolo al varo di un quadro di incentivi pubblici.</p> <p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, limitando il solo ricorso alle colture dedicate idroesigenti.</p>
	EGEA	<p>Si contesta il vincolo all'installazione della biomassa in aree non metanizzate. Si propone altresì di valutare gli impianti in base a parametri emissivi.</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell'Aria.</p>
	CONFINDUSTRIA	<p>Si contesta il vincolo all'installazione della biomassa in aree non metanizzate.</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell'Aria.</p>
	COLDIRETTI	<p>Si contesta la subalternità del PEAR al Piano qualità dell'Aria e l'indicazione di promuovere FER prive di combustione. Si richiede pari dignità tra qualità dell'aria, qualità risorse idriche e paesaggio. Queste ultime non devono essere sacrificate per favorire miglioramento della qualità dell'aria. Non si condivide lo scenario del PEAR e si invita a puntare sul rinnovamento dei generatori domestici e su progetti di filiera corta (qualità del materiale).</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta.</p>
	Lega Ambiente/ Pro Natura	<p>Nel capitolo delle FER elettriche (FER_E) e FER termiche (FER_C) da BIOMASSE non sono previste limitazioni sufficientemente stringenti contro l'utilizzo di prodotti alimentari negli impianti a biomasse.</p> <p>Chiediamo che si elimini in tempi certi e ragionevoli qualsiasi utilizzo di prodotti alimentari per la produzione di energia. In particolare riteniamo che debba al più presto essere prevista la cessazione dell'uso di granoturco per produrre biogas (e da questo elettricità).</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, laddove viene fornito l'indirizzo a limitare il ricorso a colture dedicate idroesigenti (in particolare, il mais).</p>

	Federforeste	<p>Si manifesta preoccupazione per la previsione della sensibile riduzione dell'utilizzo di biomasse solide ad uso residenziale, mentre sarebbe necessario favorire un progressivo rinnovamento dei generatori domestici verso generatori più performanti e ad alte prestazioni per ciò che attiene le emissioni, senza limitazioni all'utilizzo della "risorsa legno", nonché l'utilizzo di prodotti di qualità certificati e lo stimolo alla filiera corta/locale.</p>	<p>L'osservazione è stata parzialmente accolta <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, laddove la proposta di Piano pone con forza il tema del miglioramento dell'efficienza dei generatori domestici.</p> <p>A tale proposito, si evidenzia come gli indirizzi del PEAR sugli impianti termici a biomassa sono stati allineati alle ultime previsioni del PRQA e della d.g.r. n. 29-7538 del 14/09/2018 che tengono conto della necessità di tutelare la qualità dell'aria in ragione del rilevante contributo derivante dallo sfruttamento energetico delle biomasse.</p>
	CECED Italia	<p>a) La proposta a pag. 104 del PEAR relativa al divieto di installazione di nuovi apparecchi/impianti a biomassa nelle aree più critiche per la qualità dell'aria o servite dalla rete del GN può comportare elementi di limitazione della libera circolazione delle merci. Si propone in alternativa la prescrizione di installare, per tutto il territorio regionale, apparecchi: 1) di classe non inferiore alla A+ di cui al Reg. Delegato (UE) 1186/2015 e 2) requisiti Reg. Del. (UE) 1185/2015 Ecodesign previsti al 2022 o in alternativa classe 4 stelle ex D.M. 186/2017.</p> <p>b) Si propone una riformulazione degli indirizzi per i nuovi impianti (pag. 105 del PEAR) alla luce dell'osservazione a (proposta di requisiti classe A+ e req. ecodesign 2022 oppure requisiti classe A+ e classe 4 stelle).</p> <p>c) Si propone una riformulazione degli indirizzi per gli impianti esistenti (pag. 107 del PEAR) prevedendo un irrigidimento delle prescrizioni, modificando in particolare i requisiti dei generatori che sostituiscono quelli in opera allineandoli con quelli proposti per i nuovi (osservazione b).</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta in quanto avrebbe comportato, tra l'altro, una ulteriore complessità normativa e un onere eccessivo per i cittadini, con particolare riferimento all'esercizio di impianti esistenti. Gli indirizzi del PEAR sugli impianti termici a biomassa sono stati allineati alle ultime previsioni del PRQA e della d.g.r. n. 29-7538 del 14/09/2018.</p>

	AIEL	<p>Risulterebbe opportuno integrare delle stime di composizione della biomassa legnosa impiegata, soprattutto in relazione agli obiettivi di promozione della filiera locale.</p> <p>Generatori domestici: per quanto concerne i nuovi impianti alcuni vincoli proposti paiono legati a quanto riportato nelle prime stesure del Piano Regionale per la Qualità dell’Aria e del tutto inappropriati ed inefficaci (poiché di difficile controllo), in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- “possibilità di installare nuovi impianti, comunque caratterizzati da rendimenti energetici ed emissivi molto elevati, soltanto agli edifici che presentino l’indicatore della prestazione energetica invernale dell’involucro con qualità “Alta”, con riferimento al D.M. 26/06/2015 (pag. 104).</li> <li>- “vietare l’installazione di nuovi apparecchi/impianti a biomassa nelle aree servite dalla rete del gas naturale (con rete del gas a distanza non superiore a 200 m)” (pag.104).</li> </ul> <p>Tale indirizzo risulta del tutto inaccettabile. In primo luogo, perché l’estensione della rete di gas naturale in Italia, e Piemonte in particolare, è tale da far divenire il divieto pressoché generale.</p> <p>Porre l’antitesi gas naturale-biomassa significa non considerare che le funzionalità sostenute dal metano consentono di esercire i dispositivi a biomassa (in particolare apparecchi) in maniera migliore (pieno carico per riscaldamento, nei periodi più freddi) e che se queste dovessero essere sopperite, lo sarebbero più facilmente con altri combustibili fossili (GPL, gasolio) se non con la stessa biomassa, anziché con energia elettrica a “zero emissioni” locali.</p> <p>Inoltre si rileva che la distanza indicata non garantisce assolutamente la possibilità di allaccio alla rete, per costi e possibile necessità di attraversamento di infrastrutture.</p> <p>Inoltre, si rileva come inopportuna la completa assenza di indicazioni/prescrizioni circa le canne fumarie, elementi essenziali per il buon funzionamento stazionario dei generatori.</p> <p>In un’ottica di orientamento delle risorse e delle prescrizioni, risulterebbe allora vincente concentrarsi sul rinnovo del parco generatori, su controlli e manutenzioni dei condotti fumi e su massicce campagne informative.</p> <p>Sarebbero necessari momenti informativi per gli utenti.</p>	<p>Si ritiene che l’osservazione potrà essere recepita nell’ambito del futuro Piano Stralcio sulle Biomasse, ovvero in quello delle disposizioni attuative del Piano Forestale Regionale, insieme con la regolamentazione della ‘filiera corta’.</p> <p>L’osservazione non è stata accolta, salvaguardando la coerenza con il PRQA.</p> <p>L’osservazione è stata parzialmente accolta, nel <b>Capitolo FER \ FER termiche \ Biomassa termica</b>, in coerenza con quanto disposto nel Piano Regionale per la Qualità dell’Aria.</p> <p>Tali osservazioni, pur essendo condivisibili, non sono state accolte, ritenendo che una risposta organica possa essere meglio fornita nell’ambito del futuro Piano Stralcio sulle Biomasse.</p>
--	------	--	---

FER/solare termico	EGEA	Si dubita della possibilità di promuovere impianti solari termici ad integrazione delle reti di TLR.	
	EDF Fenice	Non sono riportati i riferimenti alle modalità di finanziamento con le quali implementare la fonte solare nella progettazione dell'edificio.	Non si ritiene di prevedere finanziamenti per installazioni di sistemi ST in edifici nuovi (per quelli esistenti sono previsti incentivi nazionali), anche alla luce degli obblighi legislativi, se non in casi di installazioni/configurazioni particolarmente innovative eventualmente a valere sulla programmazione comunitaria post 2020.
FER/PdC	Provincia di Cuneo	Con riferimento alle sonde geotermiche a circuito chiuso, si chiede che la Regione provveda a pianificarne lo sviluppo mediante la redazione di uno specifico Regolamento, ribadendo, tra le altre cose, il divieto di messa in comunicazione tra l'acquifero superficiale e gli acquiferi profondi. Per quanto riguarda i criteri ERA per gli impianti a circuito aperto, si chiede che venga aggiunta l'esclusione per le aree di salvaguardia delle captazioni utilizzate per il consumo umano che interessano l'acquifero superficiale.	Si ritiene che l'osservazione sia già recepita negli indirizzi di Piano. La redazione dello specifico Regolamento dovrà essere effettuata in sinergia con i Settori regionali competenti, tra cui Tutela delle Acque e Polizia mineraria, Cave e Miniere.  L'osservazione non si ritiene accoglibile, in quanto la riapertura del confronto con i diversi Settori regionali che hanno concorso alla definizione dei criteri appare non percorribile e rischiosa.
		Sul tema delle aree inidonee, per quanto concerne gli impianti a "ciclo aperto", soggetti al rilascio della concessione a derivare ai sensi del Reg. 10R/03 e s.m.i., si propone di inserire tra le aree di esclusione anche le aree di salvaguardia delle captazioni utilizzate per il consumo umano che interessano l'acquifero superficiale.  Relativamente alla tipologia "a ciclo chiuso" si sottolinea la necessità, di governare il processo di realizzazione e proliferazione di tali impianti, nell'ottica di tutelare la qualità delle acque sotterranee, ribadendo il divieto assoluto di messa in comunicazione tra l'acquifero superficiale e gli acquiferi profondi.  Si suggerisce l'obbligo di trasmissione delle stratigrafie alla Regione Piemonte, nonché il monitoraggio in continuo della soggiacenza per alcune tipologie di perforazioni al fine di implementare i dati della Rete Regionale (progetto PRISMAS), al fine di poter incrementare le conoscenze degli acquiferi e permettere le valutazioni previste dalla Direttiva Quadro Acque, dal PGDPO (Direttiva derivazione-acque sotterranee).	In condivisione con gli altri Settori della Regione competenti per materia, si ritiene di non accogliere l'osservazione.  Si ritiene di avere già recepito l'osservazione essendo riportata negli indirizzi del Piano.  Non si ritiene di accogliere la correzione in quanto è prassi già prevista presso il Settore di competenza e in ogni caso non è il Piano <i>de quo</i> la sede opportuna per tale recepimento.
	EGEA	Si fa emergere il conflitto di interesse tra TLR e diffusione capillare di pompe di calore: aumento carichi elettrici in generale e soprattutto d'estate e riduzione utilizzo calore TLR esistente.	L'osservazione non è stata accolta.

	<p>Politecnico di Torino - Gruppo Ingegneria degli acquiferi</p>	<p>Si avanzano correzioni di carattere tecnico che migliorano l'esposizione, la comprensione del tema, nonché la condivisione di un glossario tecnico sul tema Geotermia e pompe di calore.</p>	<p>Si è provveduto ad accogliere integralmente tutte le osservazioni <b>nel Capitolo FER \ FER termiche \ Pompe di calore</b>, eccetto la richiesta di inserire i dataset georiferiti. Infatti occorre precisare quanto segue:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• R.I.S.E: la definizione di dettaglio dei potenziali siti dovrà essere effettuata a scala locale, su proposta degli EgATO e sentite le province e la Città metropolitana di Torino, tenendo anche conto della vicinanza alla zona da rifornire e dell'interferenza con i pozzi esistenti;</li> <li>• Campi pozzi d'interesse regionale: al momento sono cartografati dai PRGC;</li> <li>• Captazioni idropotabili: copia del provvedimento di definizione è inviato ai comuni nel cui territorio ricadono le aree di salvaguardia affinché gli stessi provvedano a recepire nello strumento urbanistico generale, nonché nei conseguenti piani particolareggiati attuativi, i vincoli derivanti dalla definizione delle aree di salvaguardia; quindi sia che siano ridefinite sia che siano prive di provvedimento, le aree di salvaguardia sono cartografate negli strumenti urbanistici comunali;</li> <li>• Aree carsiche: sono cartografate negli elaborati geologici degli strumenti urbanistici comunali;</li> </ul> <p>Aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Idrogeologia – base acquifero superficiale 1: 50.000".</p>
--	--	---	---



Semplificazioni aut.	UNCEM	- Si raccomanda un maggiore coordinamento della Regione nelle procedure autorizzative.	L'osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo FER \ Le Azioni \ Azioni di semplificazione.</b>
	UNCEM	- Si richiede una forte attività di coordinamento da parte del PEAR nel prevedere forme di coordinamento nell'ambito dell'attuazione del PEAR, riconoscendo alle Unioni di Comuni la titolarità alla pianificazione in campo energetico-ambientale.	L'osservazione, condivisibile in senso lato, è stata accolta esplicitamente con riferimento ai compiti di pianificazione energetica delle Comunità energetiche, istituite dalla recente L.r. 12/2018.
Governance per l'attuazione del PEAR	Rete Professioni Tecniche Piemonte	Si richiede di inserire il settore del commercio nell'elenco dei settori ammissibili POR-FESR, vista l'attenzione Itaca (Su>4.500 m2).  Si segnala una criticità tra PEAR e PRQA, per cui sarebbe necessario eliminare la DGR 45-11967 e DGR 46-11968, riprendendo alcuni punti nel nuovo Piano.	Il Piano non costituisce la sede opportuna per tale recepimento.  Le attività previste al seguito della approvazione del PRQA e del PEAR includono la revisione dei due provvedimenti citati.
	Regione Liguria/ARPAL	Si evidenzia come tra le possibilità di ulteriore approfondimento del Piano rientrino le indicazioni di mitigazione ambientale in corrispondenza delle valutazioni di impatti negativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione delle azioni di Piano.	L'osservazione, pur condivisibile, non è stata accolta, in ragione del fatto che la proposta di Piano non localizza singoli impianti, ma si limita a stabilire, contemplato dalle norme, criteri localizzativi sotto forma di aree idonee o criteri ERA per specifiche tipologie di impianti.
Mitigazioni e compensazioni ambientali	MATTM	In generale, si evidenzia come il PEAR dovrebbe maggiormente orientare la realizzazione di nuovi impianti verso aree con suoli degradati, evitando il consumo di nuovo suolo e prevedendo nel contempo adeguate misure di compensazione commisurate all'impatto negativo prodotto.	L'osservazione è stata accolta con particolare riferimento alle tipologie di impianto, la cui ubicazione non richieda particolari condizioni fisiche, quali ad esempio il fotovoltaico, per cui l'indirizzo di Piano orienta le nuove realizzazioni sulle coperture o su terreni già impermeabilizzati.
	Rete Professioni Tecniche Piemonte	L'aumento della domanda di energia elettrica per le PDC e per la mobilità elettrica crea una nuova criticità legata alla necessità di aumentare l'accesso alle FER (prelievi da falda, installazione di eolico, ecc ...) con tutte le ricadute ambientali del caso. Si propongono le PDC ibride intelligenti come primo step sul riscaldamento: pochi svantaggi rispetto ai benefici.	Il PEAR auspica un massiccio ricorso al calore ambientale valorizzato mediante pompe di calore nel <b>Capitolo Efficienza energetica \ Uso del calore ambientale mediante pompe di calore</b> che tratta anche il tema degli impianti ibridi purtroppo, al momento, diffusi in modo poco significativo.
EE/Edifici pubblici	Rete Professioni Tecniche Piemonte	Occorre puntare sull'efficienza degli edifici nella PA, nel privato e nel terziario, facilitando finanziamenti agevolati, semplificando le regole e svolgendo poi azioni di controllo.	In linea generale, il Capitolo Efficienza Energetica è coerente con l'assunto di base dell'osservazione.
	ASSOEGE	Inserire riferimento alle ESCO, PPP e Project Financing come modalità per l'attuazione degli interventi.	L'osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo Efficienza Energetica \ Obiettivi di EE nella PA</b> , laddove è stato approfondito il ruolo esercitabile dall'applicazione degli EPC a supporto delle politiche pubbliche di riduzione dei consumi di energia.

		Nella parte in cui si citano gli EPC, si invita a segnalare l'importanza del Piano di Monitoraggio e Verifica secondo protocolli codificati.	L'osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo Efficienza Energetica \ Obiettivi di EE nella PA</b> , laddove è stato approfondito il ruolo esercitabile dall'applicazione degli EPC a supporto delle politiche pubbliche di riduzione dei consumi di energia.
	EDF Fenice	<p>Mancano riferimenti al ruolo delle Esco tramite il Partenariato Pubblico Privato. E' necessario citare anche la possibilità che la ESCo sia soggetto partner della procedura di PPP e Project financing.</p> <p>Si evidenzia come manchino riferimenti alle tecnologie BIM/BEMS e all'IoT come strumento di supporto alle decisioni (conoscenza dei dati e scambio delle informazioni)</p> <p>Si evidenzia come in tutto il paragrafo dedicato agli edifici della PA, manchi un paragrafo dedicato a Scuole, ATC, Centri Sportivi</p> <p>Si chiede di inserire tra gli strumenti principali di efficienza energetica per le ASL e le cliniche private/pubbliche l'implementazione della generazione distribuita a livello di territorio.</p>	<p>L'osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo Efficienza Energetica \ Obiettivi di EE nella PA</b>, laddove è stato approfondito il ruolo esercitabile dall'applicazione degli EPC a supporto delle politiche pubbliche di riduzione dei consumi di energia.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta.</p> <p>Le considerazioni riportate nel capitolo dedicato agli edifici nella PA valgono a livello generale per tutti gli edifici pubblici. Successivamente si procederà a diversificare l'attuazione del PEAR tra le diverse tipologie di edifici all'interno del Programma d'Azione.</p> <p>Il tema potrà essere approfondito all'interno del Programma di azioni. Si segnala che nell'ambito dell'Asse IV del POR FESR è stata dedicata una specifica misura all'efficientamento dei presidi ospedalieri che prevede una linea dedicata ai sistemi CAR.</p>
EE/Illuminaz. Pubbl.	UNCEM	- Si raccomanda l'aggregazione di piccoli Comuni, ai fini di consentire operazioni di efficientamento energetico, previo riscatto della proprietà della rete dal gestore uscente.	L'osservazione non è stata accolta in sede di Piano, ma potrà più proficuamente essere recuperata in sede di Programma d'Azione.
	EDF Fenice	Valorizzare meglio le potenzialità della connessione fra efficientamento dell'impianto e servizi orientati alle <i>smart cities</i> nonché mobilità elettrica /intelligente	Si segnala come nel PEAR sia stato inserito un riferimento al perseguimento di questo obiettivo attraverso una misura per l'efficienza energetica nella Pubblica Illuminazione approvata a valere sul POR FESR 2014-2020, con una dotazione pari a 10 Meuro. Nell'ambito di tale misura è prevista una linea dedicata ai servizi orientati alle <i>smart cities</i> .

<b>EE/Edifici residenz.</b>	Rete Imprese Italia Confartigianato	Esplicita esclusione della tinteggiatura delle facciate dalle casistiche di applicazione del dm 26/6/2015. (cfr. pag. 147)	L'osservazione è stata accolta, la frase viene modificata come di seguito riportato: "La manutenzione in sé non è necessariamente collegata ad una riqualificazione energetica ma, spesso, applicando correttamente le norme in vigore dal giugno del 2015, gli interventi sull'involucro di qualunque tipo, rendono obbligatorie le verifiche sulla prestazione energetica dell'intero edificio o della struttura disperdente interessata." Il punto 1.4.3. del DM 26/6/2015 esclude, infatti, dalla verifica degli obblighi solamente la tinteggiatura e il rifacimento di intonaco che non incida su più del 10% della superficie disperdente lorda dell'edificio."
	Rete Professioni Tecniche	La mancata applicazione della DGR 46-11968 dipende dalla totale assenza di un sistema di controllo e sanzione. (Si abbina alla OSSERVAZIONE "Criticità tra PEAR e PRQA, sarebbe necessario eliminare la DGR 45-11967 e DGR 46-11968 e riprendere alcuni punti nel nuovo piano").	Le attività previste al seguito della approvazione del PRQA e del PEAR includono la revisione dei due provvedimenti citati.
	Elettricità Futura	Si rileva come la microcogenerazione, in ragione dell'efficienza energetica correlata alla produzione combinata di energia, rappresenterebbe una soluzione vantaggiosa per il rinnovo degli impianti di riscaldamento e (qualora alimentata a biometano) una valida integrazione agli obblighi dell'impiego delle FER in edilizia, ai sensi del D. lgs. 28/2011.	Si ritiene che tale osservazione sia già in parte recepita, in quanto la proposta di Piano nel promuovere la cogenerazione ad alto rendimento non fa riferimento a taglie preferenziali d'impianto, ricomprendendo cioè anche la microcogenerazione.
	EDF Fenice	E' indispensabile per favorire obiettivi di risparmio energetico sul residenziale esistente, accompagnare la defiscalizzazione all'incentivazione sulle singole tecnologie, in particolare in presenza di impianti e sistemi di generazione distribuita con interventi sull'involucro.	L'osservazione non è stata accolta. Tale proposta non sembra riferita a potestà di intervento della Regione. In ogni caso per la riqualificazione energetica dell'esistente sono previste da tempo significative misure di incentivazione a livello nazionale

EE/Industria	EDF Fenice	<p>Si chiede di favorire (con defiscalizzazione e incentivi) azioni combinate di incremento dell'efficienza dell'edificio con installazione di impianti di generazione distribuita nelle utenze turistico/alberghiere con necessità energetiche lungo tutti i 12 mesi.</p> <p>Si segnala che è importante favorire nelle pianificazioni degli enti locali, la capacità da parte delle imprese che necessitano di generazione distribuita per la loro competitività di conferire verso l'esterno in calore-freddo, ad esempio nell'ambito TLR, con un'adeguata pianificazione territoriale</p>	<p>L'osservazione è già accolta nei fatti, laddove la programmazione <b>POR FESR 2014-2020</b> prevede nell'ambito delle misure dell'Asse IV destinate alle imprese (97 milioni di Euro) la possibilità di interventi di efficienza e generazione distribuita per le attività relative ai servizi di alloggio e ristorazione.</p> <p>L'osservazione appare in linea con le previsioni della proposta di Piano contenute nel <b>Capitolo Reti e Generazione distribuita \ Il teleriscaldamento in Piemonte.</b></p>
	ASSOEGE	<p>Si richiede di porre attenzione non solo alla Diagnosi Energetica per le PMI ma anche ai sistemi di gestione energetica (ISO 50000). Si invita a allargare la base dei destinatari al contributo previsto dal bando diretto a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche delle PMI anche per le imprese energivore (come già fatto dalla Regione Lombardia).</p>	<p>L'osservazione non è stata recepita, perché non si possono finanziare attività che rappresentano un obbligo di legge (DE e ISO 50.001 sono obbligatori per GI ed energivore, cfr. D.Lgs. 102/14).</p>
	CONFINDUSTRIA	<p>Si propone di l'introduzione di incentivi per le imprese virtuose.</p>	
EE/Trasporti	EDF Fenice	<p>Si fa presente come lo sviluppo della mobilità elettrica trovi il maggiore ostacolo nella indisponibilità di punti di approvvigionamento diffusi sul territorio. La generazione distribuita, i sistemi di stoccaggio e l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da centrali cogenerative del TLR potrebbero supportare la diffusione della mobilità elettrica anche nelle realtà territoriali più piccole.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta. Il tema potrà essere approfondito prevedendo specifiche azioni all'interno del Programma d'Azione del PEAR, in coerenza con i piani attuativi del piano regionale della mobilità e dei trasporti.</p>
	Rete Imprese Italia	<p>Si chiede l'eliminazione dell'incongruenza</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Riduzione del costo energetico non significa ridurre la mobilità (pag.167)</li> <li>• Riduzione della mobilità per ridurre i consumi (pag.168)</li> </ul> <p>- Negatività dell'e-commerce – non individuata dal PEAR – come antagonista del commercio di prossimità e quindi della minore mobilità indotta.</p> <p>- L'obiettivo di 900 ktep su 1960 ktep non individua un contesto di riferimento territoriale chiaro, tale da riequilibrare la limitazione della libertà individuale di spostamento già presente nei centri urbani rispetto alle aree periferiche.</p> <p>- Mancanza di coordinamento realistico tra le misure e gli obiettivi al 2030 dei due strumenti (PEAR e PRQA).</p> <p>- Il blocco del traffico vede solo soluzioni di razionalizzazione a lungo termine e ciò non sembra rispettoso del diritto alla mobilità.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta. Non si rileva l'incongruenza segnalata, in quanto nel Capitolo "Riduzione dei Consumi dei Trasporti" viene ampiamente argomentato come ridurre gli spostamenti di mezzi non significhi ridurre la mobilità. Un maggior uso dell ICT consente un minor uso di mezzi ed una maggior mobilità (come documentato strumenti quali il carpooling, ad esempio, permettono di aumentare la mobilità delle persone e ridurre lo spostamento di autoveicoli attraverso l'aumento del tasso di occupazione).</p> <p>Non si ritiene che la logistica dell' e-commerce, se pianificata correttamente e integrata con strumenti ICT, possa avere un significativo impatto energetico.</p> <p>Il contesto territoriale di riferimento sarà indicato nei piani attuativi per ogni azione o misura intrapresa.</p> <p>Si sottolinea come il PEAR ed il PRQA sono coerenti nel predisporre misure per il raggiungimento di obiettivi energetico ambientali conformi alla legislazione Europea e Nazionale.</p> <p>Infine, si evidenzia che il blocco del traffico <u>tout court</u> non è uno strumento contemplato dal PEAR</p>

	Rete Professioni Tecniche	Trasporti: si parla molto di riduzione del traffico ma poco del trasporto su ferro. La Regione ha chiuso intere linee ferroviarie, a favore del trasporto locale su gomma che risulta già obsoleto.	L'osservazione non è stata recepita, in quanto non inerente al PEAR, ma alla pianificazione dei trasporti di competenza del PRMT.
	Elettricità Futura	Si evidenzia come la microgenerazione potrebbe rappresentare una soluzione in grado di favorire anche la mobilità elettrica,	L'osservazione non è stata accolta, poiché si ritiene che in primo luogo tale compito, nell'ambito della generazione distribuita, possa essere assolto dalla generazione da FER.
<b>PRMT, DEGRADO URBANISTIC</b>	Rete Imprese Italia	Si chiede che il PEAR venga completato con il riconoscimento che possono dare all'efficienza energetica il governo del territorio e la rigenerazione urbana.	L'osservazione non è stata accolta. Il PEAR individua nella rigenerazione urbana un processo di riduzione efficiente dei consumi e ne rimanda la promozione a provvedimenti di settore dedicati (e.g. legge regionale 16/2018 e relativi provvedimenti attuativi).
<b>CAR e mCAR</b>	Totem energy	Il PEAR non individua la co-generazione/micro co-generazione come una possibile soluzione a tre problemi: 1) Alternativa alla sostituzione dei gruppi termici 2) Produzione di EE necessaria per alimentare le nuove PDC 3) Produzione di EE da destinare alla elettromobilità Si richiede che la Regione adegui la normativa consentendo di utilizzare la cogenerazione per ottemperare agli obblighi previsti dal dlgs 28/2011	L'osservazione non è stata accolta. La cogenerazione basata sull'uso di fonti fossili non è equiparabile a fonte rinnovabile in assenza di modifiche alla legislazione nazionale sovraordinata. La cogenerazione è una delle alternative che deve essere valutata da parte del progettista all'interno della diagnosi energetica obbligatoria nel caso di nuova installazione di impianti termici con potenza maggiore di 100 kW o della loro ristrutturazione. A livello generale, il PEAR individua la necessità di ricorrere alla cogenerazione ad alto rendimento il che non esclude la cogenerazione di piccola taglia quando sia convenientemente inserita nei contesti in cui è utilizzabile in modo vantaggioso.
	Ordine Architetti Torino	Osservano che la micro co-generazione non è stata trattata all'interno del Piano.	Si ritiene che tale osservazione sia già in parte recepita, in quanto la proposta di Piano nel promuovere la cogenerazione ad alto rendimento non fa riferimento a taglie preferenziali d'impianto, ricomprendendo cioè anche la microcogenerazione.
	Rete Professioni Tecniche	Il PEAR prevede una maggior produzione di EE ma non mediante combustioni, escludendo di fatto la CAR o mCAR alimentata da GN. Mancano le reti intelligenti e quindi è prevedibile un certo grado di sbilanciamenti sulla rete Terna. Sul PEAR mancano le analisi degli sviluppi legati allo scambio sul posto. La convenienza economica della CAR la rende appetibile, va conciliata la necessità di ridurre le emissioni ambientali a fronte dell'aumento di efficienza energetica.	Si ritiene che tale osservazione sia già stata in parte superata con la recente approvazione della legge regionale 12/2018, che consente l'istituzione sperimentale delle Comunità Energetiche. In tale provvedimento la regione promuove l'analisi dei problemi legati agli assetti legislativi sovraordinati che non favoriscono, nei fatti, la possibilità di scambio energetico tra soggetti e ostacolano la diffusione delle reti intelligenti e la conseguente innovazione che ne deriverebbe. All'interno del PEAR sono presenti i riferimenti alle smart grids e alle comunità energetiche che ne auspicano la diffusione.

RETI/En. Elettrica	UNCEM	<p>- Si propone la previsione di un intervento legislativo da parte della Regione, al fine di supportare la realizzazione in cavo interrato delle linee elettriche sia della distribuzione, sia della trasmissione, svincolando tale modalità realizzativa dalla buona volontà del proponente.</p> <p>- Per quanto concerne la realizzazione di <i>smart grid</i> si sollecita la previsione di incentivi pubblici, magari a carico del POR Fesr.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, ritenendo inopportuna la sede legislativa per disciplinare prescrizioni sito-specifiche correlabili a procedimenti autorizzativi e/o di VIA.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta.</p>
	Elettricità Futura	Si rileva come il PEAR dovrebbe dare uno specifico indirizzo allo sviluppo della microgenerazione, quale soluzione atta a favorire l'affermazione della generazione distribuita, l'elettrificazione dei consumi, senza la necessità di potenziare le infrastrutture di rete.	Si ritiene che il Piano sia già in linea con l'osservazione. Sotto il profilo tecnico si osserva come l'indirizzo ampiamente sviluppato nel PEAR a sostegno della generazione distribuita espliciti, tra le soluzioni da promuoversi, anche il ricorso alla CAR (senza specificarne la taglia) alimentata a gas naturale al servizio di utenze calore locali.
	Comitato Salviamo il Paesaggio Valdossola	Con riferimento al progetto d'interconnessione elettrica con la Svizzera, si chiede alla Regione di rivedere la posizione favorevole all'opera, accogliendo le proteste delle comunità locali.	L'osservazione non è stata accolta. Il progetto, attualmente è in fase di VIA nazionale. Una valutazione complessiva è in corso in sede di MATTM e MiBACT, oltreché di Terna ai fini di un'ottimizzazione del progetto.
	FIPER	Si invita a introdurre il concetto di smart rural grids in cui il biogas elettrico potrebbe dare un ottimo contributo, soprattutto grazie alla capacità di stoccaggio dei biogasometri. Inoltre si propongono linee di azione per supportare il comparto.	L'osservazione non è stata accolta, in quanto s'intende ricompresa negli indirizzi aventi ad oggetto lo sviluppo delle <i>smart grids</i> .
	Italia Nostra	Il Piano fa acriticamente propria la previsione relativa alla realizzazione dell'impianto di interconnessione Svizzera/Italia: All'Acqua/Pallanzeno-Pallanzeno/Baggio. Questa Associazione è già intervenuta in sede di osservazioni formulate riguardo al progetto attualmente in fase di valutazione presso il Ministero Ambiente. In questa sede si ripropongono quelle osservazioni	L'osservazione non è stata accolta. Il progetto, attualmente è in fase di VIA nazionale. Una valutazione complessiva è in corso in sede di MATTM e MiBACT, oltreché di Terna ai fini di un'ottimizzazione del progetto.
	Lega Ambiente /Pro Natura	Il problema dello "stoccaggio" non viene evidenziato nel PEAR come componente integrato nelle reti.	Non si concorda con l'osservazione, in quanto nella trattazione delle strategie finalizzate a favorire uno sviluppo armonico e intelligente della rete elettrica, lo stoccaggio è fortemente promosso, quale elemento di regolazione ed equilibrio del sistema.
RETI/TLR	Rete Professioni Tecniche	Vengono evidenziate note critiche sul TLR in relazione alle perdite di efficienza della rete, allo scarso valore di mercato dell'energia elettrica, alle accise sul gas ecc. Problematiche a cui occorrerebbe mettere mano (come regolazione).	L'osservazione non è stata accolta, in quanto si ritiene supportata da considerazioni che appartengono ad ambiti tematici propri della regolazione del servizio.
	CONFINDUSTRIA	Si invita a prevedere forme di contribuzione in c/capitale per la realizzazione di reti di TLR.	L'osservazione non è stata accolta, anche in ragione del fatto che tali incentivazioni non sono prevedibili per il POR Fesr.

	FIPER	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si evidenzia l'assenza del tema del teleraffrescamento.</li> <li>- Si invita a prevedere forme di finanziamento per sostenere la realizzazione di piccole reti di TLR alimentate a biomassa e connesse a progetti di filiera territoriale</li> <li>- Si segnala l'importanza di trattare il tema del TLR di ultima generazione che prevede una pluralità di forme di produzione/stoccaggio dell'energia e una temperatura del fluido termovettore più bassa.</li> </ul>	<p>L'osservazione non è stata accolta, ma potrà trovare adeguata trattazione nel Programma d'Azione.</p> <p>Si ritiene che l'osservazione sia già soddisfatta dall'elaborato di Piano, in cui si propone un indirizzo teso a promuovere sistemi di TLR abbinati a sistemi di generazione integrata con le FER e ampiamente supportati da sistemi di stoccaggio termico.</p>
	EGEA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Perplexità viene espressa per l'introduzione di macchine ad assorbimento per raffrescare gli utenti di TLR. Si sottolineano le basse efficienze e il calore dissipato in area urbana (isola calore).</li> <li>- Si invita a porre all'attenzione delle autorità competenti il mandato conferito all'ARERA per la promozione del TLR.</li> <li>- Si evidenziano iter autorizzativi troppo complessi per la diffusione dei sistemi (si cita il caso di Alessandria) e si invita a prevedere forme di contribuzione in c/capitale per la realizzazione di reti.</li> <li>- Per le concessioni della distribuzione di gas naturale per ambiti, si richiede il superamento della normativa.</li> </ul>	<p>L'osservazione non è stata accolta, anche in ragione del fatto che tali incentivazioni non sono prevedibili per il POR Fesr.</p> <p>L'osservazione appare non coerente con il potere legislativo della Regione.</p>
	AIEL	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il vincolo localizzativo proposto (in Indirizzi e Azioni sul teleriscaldamento pagg. 265 e 267), con restrizione delle zone di potenziale installazione ai comuni montani, appare non calibrato sul territorio piemontese. Si rileva come la dizione "comuni montani" risulti ulteriormente restrittiva.</li> </ul> <p>Il vincolo sui combustibili sostituiti (in Indirizzi e Azioni sul teleriscaldamento pagg. 265 e 267), con vincolo di sostituzione del 80% (pag. 105) o del 85% (pag. 265) di biomassa legnosa o gasolio, restringerebbe in maniera drastica il numero di utenze potenziali, soprattutto tra quelle di volumetria medio-grande, particolarmente adatte ad essere servite da teleriscaldamento, inficiando la sostenibilità economica di molti progetti potenziali. Si ritiene piuttosto che una via corretta di approccio alla problematica sia la definizione, per i generatori collegati a teleriscaldamento, di parametri energetico-emissivi molto stringenti.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, in quanto non si ritiene affatto restrittiva la calibrazione dell'indirizzo in argomento sui 'comuni montani', anche in coerenza con le disposizioni del PRQA.</p> <p>Si fa presente che l'indirizzo afferente al vincolo di sostituzione della biomassa legnosa o gasolio è stato uniformato sul valore dell'80% (la differenza segnalata era frutto di un mero errore materiale). Ciò considerato, non si ritiene di recepire l'osservazione anche in coerenza con le disposizioni del PRQA.</p>

GE/Formazione	FIPER	Si invita a promuovere campagne di comunicazione e sensibilizzazione verso la cittadinanza per prevenire forme di NIMBY.	L'osservazione non è stata accolta, ma potrà trovare spazio nel Programma d'Azione.
	CONFINDUSTRIA	Si sottolinea l'importanza della promozione di programmi di formazione per lo sviluppo del comparto.	
GE/Ricerca	ACI (Alleanza Cooperative Italiane)	Si fa presente che non è stata posta attenzione al tema dell'idrogeno anche in funzione di tecnologia per l'accumulo dell'energia prodotta da FER.	Il tema dell'idrogeno che potrebbe avere potenzialmente un forte impatto sui consumi energetici del Settore Trasporti non è stato preso in considerazione in quanto sebbene sia una tecnologia molto promettente non ha per ora prospettive di diffusione nel mercato significative nell'orizzonte temporale fissato dal PEAR



<b>GE/Sviluppo Sostenibile</b>	Lega Ambiente/Pro Natura	<p>Il PEAR va a collocarsi all'interno della SEN e non sembra affrancarsi in maniera sufficientemente decisa dalle limitazioni di quest'ultima. Discorso analogo vale per la normativa UE di riferimento. Il PEAR dovrebbe e potrebbe essere invece occasione per proporsi come capofila della transizione energetica e della nuova sensibilità ambientale a cui siamo chiamati.</p> <p>La formazione del nuovo Piano avrebbe dovuto partire dalla analisi e dalla valutazione dei risultati del PEAR 2004, in ognuno dei settori, che invece manca totalmente.</p> <p>Sarebbe opportuno inserire nel PEAR un capitolo dedicato specificamente all'abbandono della ricerca ed estrazione di fonti fossili, con esplicitata la chiara volontà da parte dell'Ente regionale di non voler fornire alcuna ulteriore nuova autorizzazione o parere positivo per prospezione, estrazione, trasporto e raffinazione di fonti fossili sul proprio territorio, siano esse sotto forma solida, liquida o gassosa, da giacimenti tradizionali o scistososi tramite fratturazione idraulica (shale oil o shale gas), procedimento quest'ultimo a elevato impatto ambientale</p> <p>Riteniamo necessario che venga inserito nel PEAR un ulteriore punto nel capitolo RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA dal titolo "Comunità Energetiche".</p> <p>Fra gli obiettivi strategici dovrebbe essere compreso anche quello della autosufficienza, ovvero l'eliminazione del delta negativo fra produzione e consumo, ma non solo nel settore elettrico, come indicato a (p 43), ma in generale, agendo prioritariamente sui consumi, attraverso l'aumento dell'efficienza e del risparmio.</p> <p>Il PEAR deve occuparsi anche dei rifiuti radioattivi "energetici". Come il precedente PEAR 2004, anche questo nuovo PEAR dovrebbe occuparsi anche della presenza sul territorio regionale -oppure nelle sue immediate vicinanze- dei rifiuti radioattivi derivanti da pregresse attività di produzione o di ricerca energetica.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, in quanto pare naturale confrontarsi con il quadro di riferimento pianificatorio/normativo comunitario e nazionale. Si è poi ritenuto di tralasciare l'analisi e la valutazione dei risultati del PEAR del 2004, considerata la diversa 'era geologica' a cui appartiene il piano in argomento.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta.</p> <p>Si ritiene che l'osservazione sia stata recepita con la trattazione del tema specifico nel <b>Capitolo \ Green Economy \ Azioni per i progetti di sviluppo territoriale sostenibile</b></p> <p>Il tema dell'autosufficienza energetica esplicitamente trattato in un sistema fondato sulle infrastrutture di rete rischia di essere trattato in modo fuorviante. La proposta di PEAR preferisce argomentarlo sotto la valenza di massimizzazione dell'utilizzo delle risorse locali, di razionalizzazione dei consumi e di evoluzione dei sistemi di rete verso il concetto di <i>smart grid</i> e di Comunità energetica.</p> <p>L'osservazione non è stata accolta.</p>
	AIEL	<p>L'ingente consumo di pellet e la sua pressoché totale importazione richiedono un'azione rilevante per favorire produzioni territoriali (in particolare da scarti di segheria o altri processi di lavorazione del legno vergine) e soluzioni tecnologiche alternative (generatori a cippato vagliato, generatori a cippato a condensazione e relative filiere dei combustibili appropriati, implementazione di soluzioni logistiche innovative per il conferimento pneumatico del cippato di qualità). Si ritiene che tali aspetti debbano trovare una linea di sviluppo propria nel PEAR.</p>	<p>L'osservazione non è stata accolta, ma potrà eventualmente trovare trattazione nel futuro Programma d'Azione.</p>

ESCO	EDF Fenice	<p>In più parti delle osservazioni presentate si suggerisce di meglio valorizzare il ruolo delle ESCo nelle azioni di efficienza energetica, anche segnalando che tra le forme di sostegno alle Esco riveste particolare importanza un supporto al risk – management, con l’implementazione di fondi per l’attenuazione da rischio default, almeno per la quota parte di tariffa fissa (ammortamento capitale e spese personale), sia in ambito pubblico, sia privato.</p>	<p>L’osservazione è stata in parte accolta, inserendo nel <b>Capitolo Efficienza energetica \ Obiettivi di EE nella PA</b> un approfondimento sull’importanza del ruolo esercitabile da parte delle ESCO e dall’applicazione dei contratti EPC ai fini del conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi energetici nell’ambito del patrimonio della PA. All’interno del Programma d’Azione potrà eventualmente essere dedicato maggiore dettaglio al tema.</p>
DATI PEAR	ACI (Alleanza Cooperative Italiane)	<p>Si fa presente la necessità di operare una rilevazione dei dati energetici necessari per la programmazione a livello regionale, alla luce del fatto che i dati riportati nel PEAR sono quasi sempre forniti da strutture sovra o extra regionali.</p>	<p>La prevista predisposizione, con periodicità annuale o biennale, di un Rapporto Statistico sull’Energia a livello regionale, riscontra questa sollecitazione e sarà inserita nel Programma d’Azione.</p>
Programmazione di Area vasta	TERNA	<p>Accanto alla dimensione verticale della pianificazione energetico-ambientale v’è anche una dimensione territoriale di Area vasta, tipicamente orizzontale. Nei diversi ambiti territoriali individuati l’attuazione delle singole azioni discendenti dal PEAR richiederà una verifica di coerenza e la coordinazione con altri Piani e Programmi in materia concorrente, e quindi la piena coerenza con il Piano di Sviluppo della RTN. <i>A tale riguardo, si esorta la Regione Piemonte, che da sempre ha manifestato una spiccata predilezione verso la pianificazione integrata e la progettazione partecipata, a cogliere e interpretare questo ambizioso e sfidante obiettivo, inserendo nel testo del PEAR un primo tentativo di introdurre l’approccio programmatico di Area vasta enunciando per il momento i principi fondanti e gli obiettivi strategici di questo nuovo processo.</i></p> <p>La metodologia operativa dell’intero processo potrà essere codificata ed attuata nel successivo “Piano d’Azione”, da adottare successivamente all’approvazione definitiva del PEAR.</p>	<p>La proposta, pur condivisa nelle suo interesse strategico, non ha trovato puntuale accoglimento anche in ragione della contingente difficoltà ad approfondirla con la Società elettrica. Si ritiene che essa possa essere recuperata nell’ambito del futuro Programma d’Azione.</p>

## **5 - INTEGRAZIONE DEGLI ESITI DEL PARERE MOTIVATO ESPRESSO CON DGR n. 29-7254 DEL 20 LUGLIO 2018**

Con deliberazione della Giunta Regionale n. 29 – 7254 del 20 luglio 2018 è stata approvata la relazione che ha costituito l'esito dell'analisi istruttoria svolta dall'Organo Tecnico Regionale (OTR) ai fini dell'espressione del parere motivato, di cui all'art. 15, comma 1 del d. lgs. 152/2006, da parte della Regione, nell'ambito della procedura di Valutazione ambientale strategica della proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale, adottata con dgr n. 10-6480 del 16 febbraio 2018.

Nel quadro sinottico di seguito rappresentato sono evidenziate le osservazioni dell'OTR con il relativo grado di accoglimento sia per quanto riguarda il Rapporto Ambientale, sia il PEAR.

## QUADRO SINOTTICO DEL RECEPIMENTO DELLE OSSERVAZIONI DELL'ORGANO TECNICO REGIONALE

Ambito RA	Ambito specifico	Osservazione	Recepimento
Analisi di coerenza esterna	Sviluppo sostenibile	MATTM: coerenza con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)	Nelle osservazioni ricevute dal MATTM era inclusa, come allegato, una verifica di coerenza degli obiettivi del PEAR con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS). L'attenta analisi svolta dal Ministero evidenzia come tutti gli obiettivi del PEAR siano coerenti con la SNSvS. In ragione di questo risultato si prende atto del documento inviato.
	Mobilità e trasporti	I settori Regionali osservano la mancanza, o la carenza di analisi, dei propri piani tra quelli oggetto di Analisi di Coerenza Esterna.	È stata integrata l'analisi di coerenza esterna orizzontale anche per dare riscontro alle osservazioni dei Settori Regionali, in quanto l'approvazione dei piani era successiva alla redazione del RA. L'analisi di coerenza rivista è riportata come documento a se stante nell'allegato A alla presente Dichiarazione di Sintesi.
	Rifiuti		
	Fauna acquatica - componente ittica		
Paesaggio e territorio	L'analisi condotta in riferimento ai due strumenti di pianificazione regionale sovraordinati (PTR e PPR) individua obiettivi strategici non completamente riconducibili al sistema delle strategie e degli obiettivi generali comuni ai due piani, nonché agli obiettivi specifici propri del PTR e del PPR articolati per quest'ultimo per ambiti di paesaggio e contenuti negli Allegati A e B alle Norme di Attuazione del medesimo PPR. Si evidenzia, a riguardo, che non risulta conseguentemente esaustiva l'analisi di coerenza esterna, in quanto non è esplicitato il confronto con le strategie e gli obiettivi generali di PTR e PPR così come gli obiettivi specifici dei medesimi.	A livello generale si ricorda che la metodologia per l'analisi di coerenza esterna è stata impostata già in fase di scoping, dove si sono scelti gli obiettivi specifici dei piani che si pensava avessero relazioni con il PEAR. Per questa ragione vi è una scelta di obiettivi specifici propri del PTR e PPR e non l'intero sistema di strategie e obiettivi dei due piani. Nel caso specifico si sono ricondotti a quelli scelti tutte le possibili ricadute degli obiettivi del PEAR, e nel rivedere l'analisi di coerenza esterna (si veda l'allegato A) la matrice di coerenza è stata adeguata alle osservazioni fatte.	
Regioni confinanti	Si rileva che non sono evidenziati gli elementi specifici relativi al patrimonio culturale ligure e alle aree di rilevanza paesaggistica, con particolare riguardo ai potenziali effetti degli impianti eolici. Si auspica, inoltre, che le analisi di coerenza del PEAR siano estese anche alla pianificazione delle Regioni confinanti, con particolare attenzione ai piani e programmi che governano e regolamentano tematiche che potrebbero essere impattate dal piano (ad es., per la Regione Lombardia, il PTUA, PTR, PRIA).	Come previsto nella revisione del PEAR, nel caso in cui si sviluppino progetti in aree di confine si propone di ricorrere all'istituzione di tavoli di cooperazione decisionale per favorire la concertazione degli approcci valutativi.	
Analisi del contesto ambientale	Paesaggio	In merito all'analisi della componente paesaggio, si rileva che i contenuti proposti per il paesaggio e beni culturali non paiono esaustivi; la componente è stata analizzata sinteticamente, non consentendo una compiuta analisi e valutazione delle possibili ricadute sulla componente stessa derivanti dall'attuazione del PEAR. Gli aspetti conoscitivi e gli approfondimenti contenuti nel PPR avrebbero potuto fornire supporto per le analisi relative al tema paesaggio e beni culturali.	In merito all'osservazione si ritiene, in linea generale, che le analisi condotte nel R.A. siano le migliori possibili rispetto alla tipologia di Piano in cui rientra il PEAR. Bisogna infatti tenere conto che il piano non presenta tipologie costruttive, localizzative e neanche stabilisce per certo quanti dovranno essere i nuovi impianti, o gli interventi di recupero per poter attuare gli obiettivi di piano. Un'analisi più approfondita che possa tenere nella giusta considerazione gli aspetti conoscitivi e gli approfondimenti contenuti nel PPR potrà essere svolta nelle procedure di valutazione ambientale dei singoli progetti quanto saranno presentati.

Obiettivi di sostenibilità ambientale	Paesaggio	<p>In merito agli obiettivi internazionali, comunitari e nazionali, il RA individua, quale riferimento in tema di paesaggio, la Convenzione Europea del Paesaggio e il d.lgs. 42/2004 “Codice dei beni culturali e del paesaggio”, assumendo tra gli obiettivi di sostenibilità ambientale “la tutela e mitigazione degli impatti visivi di infrastrutture e impianti sul paesaggio di pregio”. L’obiettivo riguarda, come indicato nel RA, gli impianti di generazione elettrica alimentati da FER e le infrastrutture di rete che hanno un impatto diffuso sul territorio. Anche in merito agli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati dal PEAR, l’armonizzazione di tali obiettivi con gli obiettivi di tutela del Ppr è affidata alla sola individuazione delle aree inidonee e di attenzione per le fonti energetiche rinnovabili e della metodologia basata sui criteri localizzativi nazionali ERPA.</p>	<p>L’analisi condotta si limita ai macroambiti FER e Reti, in quanto si ritiene che questi siano gli unici che possano avere degli effetti sul paesaggio.</p> <p>All’interno del PEAR si trovano unicamente indirizzi tecnici /localizzativi /gestionali motivo per cui non è stato possibile approfondire ulteriormente un’analisi degli effetti del piano.</p>
Alternative ed effetti ambientali		<p>Il RA non dà evidenza diretta degli effetti significativi che l’attuazione del Piano potrebbe produrre su ciascuna componente, direttamente o indirettamente impattata, e non evidenzia in modo chiaro e oggettivo la metodologia di valutazione utilizzata.</p> <p>Tali effetti, come analizzato nel capitolo 3 del RA in relazione agli obiettivi, dovrebbero riguardare ad esempio lo stato quantitativo (DMV) e qualitativo delle acque superficiali e sotterranee, gli usi sostenibili delle risorse idriche, il consumo di suolo, la tutela dei territori ad elevata capacità d’uso dei suoli, la difesa del suolo e rischio idrogeologico e sismico, la tutela e mitigazione di paesaggi di pregio, i rifiuti in riferimento alla captazione di biogas nei siti di smaltimento e all’utilizzo di energia termica prodotta dai termovalorizzatori, l’esposizione della popolazione a radiazioni non ionizzanti, la perdita di biodiversità e servizi ecosistemici, la gestione sostenibile delle foreste.</p> <p>Le analisi avrebbero dovuto permettere, inoltre, di evidenziare eventuali effetti sui territori di regioni confinanti e di individuare preventivamente valide alternative e/o azioni mitigative.</p> <p>Si ricorda che al fine di limitare gli impatti degli impianti eolici sul paesaggio e sul suolo, la Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) pone l’accento sul potenziamento degli impianti on-shore esistenti ed evidenzia che “esiste la chiara opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering su questi siti .....”.</p>	<p>All’interno del presente documento, all’allegato B, è stato inserito uno schema riassuntivo delle analisi fatte per determinare gli effetti del PEAR in relazione sia agli obiettivi di piano che quelli ambientali.</p> <p>All’interno dello stesso allegato è stata prodotta la tabella di coerenza interna, per mettere a confronto azioni e obiettivi ambientali.</p> <p>In merito a questa osservazione si ritiene, in linea generale, che le analisi condotte nel R.A. siano le migliori possibili rispetto alla tipologia di Piano in cui rientra il PEAR. Bisogna infatti tenere conto che il piano non presenta tipologie costruttive, localizzative e neanche stabilisce per certo quanti dovranno essere i nuovi impianti, o gli interventi di recupero per poter attuare gli obiettivi di piano.</p> <p>Il PEAR si limita a indicare delle quantità di energia che dovrebbero essere risparmiate e prodotte, ma tale azioni dovranno essere messe in campo da altri attori che non sono governabili da Regione Piemonte. Quindi si è scelto di valutare unicamente le scelte di piano, come ci si aspetterebbe da una VAS, senza scendere alla valutazione delle ricadute ambientali degli ipotetici impianti derivanti da tali scelte, che comunque saranno valutate nelle diverse procedure di VIA/VI dei rispettivi impianti se e quando questi verranno realizzati.</p> <p>Vale quanto scritto precedentemente sull’istituzione di tavoli di cooperazione decisionale, nel momento in cui si svilupperanno progetti con effetti sulle Regioni limitrofe</p> <p>Per quanto il repowering degli impianti esistenti, si sottolinea che in Regione Piemonte questi sono talmente limitati che l’effetto di un repowering sarebbe ininfluente sulle quantità di energia prodotta.</p>

Mitigazioni compensazioni ambientali	e	<p>Si segnala la mancanza di una sezione dedicata all'individuazione delle misure di mitigazione e compensazione ambientale atte a limitare le ricadute negative e a gestire gli effetti negativi residui non mitigabili. Tuttavia, il Piano contiene già alcune indicazioni che potrebbero rappresentare misure mitigative e che potrebbero costituire la base di partenza per una più strutturata ed organica individuazione di tali misure.</p>	<p>Il PEAR si configura come un piano che stabilisce una serie di indirizzi tecnico, localizzativi e gestionali che sono, essi stessi, un insieme di mitigazioni agli attuali effetti della gestione energetica.</p> <p>Un esempio di questa affermazione viene da quanto riportato nell'allegato 4 alla revisione del PEAR, in particolare l'ultima tabella dell'allegato in cui sono riportate gli indirizzi e le azioni previste nel PEAR che possono considerarsi azioni di adattamento al Cambiamento Climatico e che sono state messe a confronto con le azioni del PNACC (Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico)</p>
		<p>A tal proposito, si chiede di valutare la possibilità di valorizzare le misure mitigative e compensative individuate e da individuare, a livello di tipologie, inserendole, come linee di indirizzi, in un apposito paragrafo del Piano dedicato a misure per una maggiore sostenibilità ambientale degli interventi, al fine di garantirne l'attuazione e di migliorare l'integrazione ambientale del PEAR; oppure, viste le precedenti considerazioni sul futuro Programma d'azione, demandare tale operazione nei provvedimenti attuativi.</p>	<p>Per quanto riguarda le vere e proprie mitigazioni e compensazioni di un impatto causato dalla realizzazione di un'opera, queste non potranno che essere gestite in parte nei futuri Programmi d'azione e nella loro completezza solamente in fase di valutazione ambientale delle singole opere, in quanto come scritto precedentemente il PEAR non ha nessuna previsione per quanto riguarda tipologia o localizzazione di impianti.</p>
Monitoraggio		<p>Non risultano indicatori relativi al quarto obiettivo "green economy". Non sono stati inoltre proposti indicatori di contributo funzionali a monitorare le ricadute derivanti dall'attuazione del Piano sulle diverse componenti ambientali, territoriali e socio-economiche e per adottare eventuali misure correttive (art.18 e lett. i dell'All.VI del d.lgs. 152/2006).</p> <p>Per quanto riguarda gli indicatori prestazionali ambientali (o indicatori di contributo), si suggerisce di scegliere indicatori specifici rispetto agli obiettivi del PEAR che segnalino l'influenza diretta delle azioni di piano sul contesto ambientale e in correlazione, se possibile, agli indicatori ambientali dei piani regionali di recente approvazione o in corso di elaborazione (es. PRQA, PRMT, PRRS, PTA, ...).</p>	<p>Nella revisione del PEAR, parallelamente al presente documento è stato redatto il Piano di monitoraggio ambientale (PMA) in cui si troveranno risposte più approfondite alle osservazioni qui di seguito riportate.</p> <p>Per quanto riguarda gli indicatori specifici per la green economy, si ritiene che un indicatore esaustivo del comparto possa riguardare la riduzione delle emissioni di CO2.</p> <p>Per quanto riguarda gli indicatori di contributo, si rimanda alla analisi fatta nel PMA, osservando che per un piano come il PEAR è molto difficile trovare degli indicatori di contributo che possano isolare gli effetti determinati dagli indirizzi del piano dal resto delle attività effettuate sul territorio.</p>
		<p>Si ricorda che gli indicatori individuati dovrebbero essere accompagnati da informazioni relative alle modalità di raccolta e di elaborazione dei dati, alle tempistiche di aggiornamento, alla periodicità della produzione di un rapporto illustrante i risultati della valutazione degli effetti e le misure correttive da adottare, al soggetto istituzionale incaricato e, ove possibile, al valore di riferimento dell'indicatore al momento dell'approvazione del PEAR rispetto al quale valutare il progresso indotto dall'attuazione del Piano.</p> <p>Sarebbe inoltre auspicabile mantenere aggiornabile la scelta degli indicatori del Piano di monitoraggio, in modo da consentire l'inserimento di eventuali nuovi indicatori ritenuti utili, stabilendo fin d'ora la periodicità con cui sarà prodotto il rapporto di monitoraggio.</p>	<p>Tutte le risposte a queste osservazioni sono contenute nel documento del PMA.</p> <p>Per quanto riguarda il PMA, la versione prodotta in questa fase potrà essere modificata, soprattutto per quanto riguarda la scelta degli indicatori, a valle dell'adozione del Programma d'azione del PEAR.</p>
		<p>In linea generale, in considerazione dell'analisi di contesto riportata nel capitolo 2 del RA, si ritiene opportuno integrare le misure di monitoraggio con i pertinenti indicatori di contesto, valorizzati rispetto allo scenario ambientale di base. Tali indicatori dovrebbero misurare il raggiungimento degli obiettivi ambientali analizzati al capitolo 3 del RA, sui quali il PEAR può fornire un proprio contributo.</p>	

		Il Piano di Monitoraggio ambientale dovrà costituire un documento scorporabile dal RA in quanto dovrà essere pubblicato autonomamente ai sensi dell'art. 17, lettera c) del d.lgs. 152/2006.	
		Sarebbe infine opportuno individuare indicatori specifici relativamente ai criteri e alle misure di compensazione e mitigazione che saranno individuate nelle successive fasi di elaborazione del Piano e/o del Programma d'azione, per verificarne l'esecuzione, l'entità e l'efficacia delle misure proposte.	Al momento come già esplicitato in precedenza, non sono state identificate vere e proprie misure di compensazione e mitigazione, quindi anche per quanto riguarda eventuali indicatori di questi aspetti, si rimanda al successivo Programma d'azione e/o a valle dei primi interventi che eventualmente andranno a realizzarsi in seguito all'approvazione del PEAR.
	Aria	Nel capitolo "efficienza energetica" della presente relazione, al paragrafo "Aria", è stata ritenuta opportuna la produzione di documentazione tecnica a supporto degli scenari di piano al fine di evidenziare la coerenza tra il PEAR e il PRQA anche in termini quantitativi. Tale documentazione, come già evidenziato, potrebbe rappresentare una parte sostanziale per il monitoraggio del PEAR e delle politiche trasversali. A tal fine, il sistema di monitoraggio già sviluppato per il PRQA potrebbe rappresentare un elemento utile e determinante per elaborare un sistema comune alla pianificazione regionale.	Nel PMA viene dettagliato quale sarà il contributo dato al PEAR dal sistema di monitoraggio del PRQA.
	Trasporti	Per la coerenza fra pianificazioni si chiede di inserire, nel Piano di monitoraggio del PEAR, gli indicatori che il PRMT adotta (DCR n. 256 -2458 del 16.01.2018) per misurare i risultati delle azioni messe in campo nelle strategie con le quali il PEAR stesso già indica la coerenza.	Nel PMA viene dettagliato quale sarà il contributo dato al PEAR dal sistema di monitoraggio del PRMT.
	Foreste	Occorre individuare un set di indicatori che consenta la valutazione degli effetti delle strategie del PEAR anche per quanto riguarda la componente foreste e i servizi ambientali esplicitati attraverso una loro gestione sostenibile (sottrazione della CO2, protezione del suolo, prevenzione degli incendi boschivi, conservazione del paesaggio e della biodiversità, etc.).	Come già riportato per gli indicatori di contributo, si ribadisce la difficoltà di trovare indicatori che possano identificare univocamente gli effetti del PEAR sulle varie componenti ambientali. Tale problematica vale anche per quanto riguarda la componente Foreste. Un indicatore proxy (ovvero indiretto) di tale componente, già presente nel monitoraggio, è la "Quota di biomassa solida da filiera locale utilizzata"
	Rifiuti	Alla luce di quanto rilevato nel paragrafo "Analisi di coerenza esterna" della presente relazione, si suggerisce di verificare la possibilità di implementare il Piano di monitoraggio del PEAR con alcuni indicatori comuni al monitoraggio della pianificazione regionale sui rifiuti.	Nel PMA viene dettagliato quale sarà il contributo dato al PEAR dal sistema di monitoraggio del PRRS.

Ambito PEAR	Ambito specifico	Osservazione	Recepimento
Governance	Programma d'Azione	Considerata l'esigenza di articolare, indicandolo fin da subito, un percorso per il coordinamento delle politiche regionali, fra di loro e con le politiche locali, proseguendo quindi, in maniera strutturata il lavoro di confronto e collaborazione in atto tra alcune strutture regionali competenti nelle materie del Piano [...] <i>si propone di integrare il documento di Piano con un'apposita sezione nell'ambito della quale dedicare attenzione agli aspetti attuativi, demandati al programma d'Azione o comunque ai successivi provvedimenti attuativi da redigere ai sensi della L.r. 23/2002.</i>	L'osservazione è stata recepita mediante l'integrazione di un paragrafo aggiuntivo sulla "Governance del Piano e processo di definizione del Programma d'Azione" nell'ambito della " <b>Premessa: gli scenari di riferimento per il PEAR al 2020 e al 2030</b> ".
FER	Idroelettrico	<p>Per quanto riguarda gli <i>impianti idroelettrici</i>, si chiede di inserire nel Piano, nella parte relativa ai nuovi impianti e agli indirizzi di rilevanza strategica (a pag. 70 dopo la parola "montani") il seguente periodo:</p> <p><i>"In particolare, occorre chiarire in questa sede che, per quanto riguarda l'asta fluviale del Po, interamente disciplinata dal Piano d'area del Sistema delle aree protette della Fascia fluviale del Po (di seguito Piano d'area del Po), sia per le porzioni di riserva naturale che per le porzioni costituenti area contigua ai sensi della l.r. 19/2009, il presente Piano si configura come piano settoriale in materia energetica.</i></p> <p><i>Si specifica, infatti, che laddove il Piano d'area del Po, con riferimento alla categoria di attività U5.2 - attività ed impianti di produzione energetica, precisa che la stessa è consentita a condizione che l'intervento sia subordinato al preventivo inserimento in piani settoriali, tale condizione è assolta dai presenti indirizzi.</i></p> <p><i>Sono da considerarsi pertanto ammissibili le attività e gli impianti di produzione energetica, considerati "a rilevanza strategica elevata" ammessi nelle zone normative dal Piano d'area del Po previo studio di compatibilità ambientale o quelli considerati "a rilevanza strategica media" ammessi nelle zone normative dal Piano d'area del Po previo studio di compatibilità ambientale e nelle more di una valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA definita dalla Direttiva derivazioni. Sono altresì ammessi i piccoli impianti per autoconsumo, previo studio di compatibilità ambientale."</i></p>	La proposta di integrazione è stata integralmente recepita nel <b>Capitolo FER\FER elettriche\Energia idroelettrica</b>
		Riguardo agli impianti idroelettrici, la documentazione di Piano evidenzia la necessità di colmare il mancato apporto produttivo derivante dalle biomasse solide, attraverso un incremento di produzione di energia da fonti di produzione idroelettrica. <i>In merito, si ritiene debbano essere privilegiati interventi di razionalizzazione e ammodernamento dei numerosi impianti esistenti che consentano una forte riduzione delle richieste di nuove autorizzazioni, relative soprattutto ai piccoli impianti che determinano impatti considerevoli sul contesto paesaggistico regionale anche per l'effetto cumulativo lungo i corsi d'acqua soprattutto in ambito alpino.</i>	Si ritiene che l'osservazione sia in linea con la strategia di sviluppo proposta dal Piano. Essa, infatti, si declina nell'attribuzione di una dichiarata attenzione ai soli impianti "a rilevanza energetica elevata", tra gli impianti nuovi, e allo sfruttamento della potenzialità residua nei canali irrigui e negli acquedotti montani, nonché nella razionalizzazione e ammodernamento con recupero di producibilità elettrica di una parte rilevante del parco impianti esistente.



FER	Idroelettrico	<p>Con riferimento all'esigenza di tutela e salvaguardia della fauna ittica, si ritiene che la grande quantità di impianti già presenti renda insostenibili sull'intero ecosistema fluviale sia i previsti ulteriori regimi di deroga, sia la costruzione di nuovi impianti sui corsi d'acqua ancora non oggetto di artificializzazione e/o sfruttamento della risorsa. <i>Si auspica, pertanto, che gli "Indirizzi di Piano" prevedano che le reali possibilità di sviluppo della producibilità idroelettrica, che consentano di ottenere comunque le percentuali di incremento produttivo previsto, consistano esclusivamente nel miglior utilizzo, nell'ammodernamento e nell'efficientamento degli impianti già presenti, nonché nell'incremento dello sfruttamento delle potenzialità residuali derivanti dall'uso plurimo delle acque (canali irrigui, acquedotti).</i></p>	<p>L'osservazione non è stata recepita, in quanto avrebbe fortemente indebolito la strategia proposta dal Piano, in ordine al conseguimento degli obiettivi posti dall'UE al 2030 (recentemente rafforzati da un Accordo tra Parlamento, Consiglio e Commissione europea).</p>
FER	Idroelettrico	<p>Con riferimento all'Allegato 1 – Box 3 – aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione di impianti idroelettrici, in ordine alla pianificazione di bacino si richiede:</p> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Aree inidonee"</i>          Aggiungere, alle aree individuate come non idonee all'installazione e all'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte idraulica, le Aree interessate da fenomeni di dissesto frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee, l'ubicazione delle centraline.</p> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Specificazioni sulle aree inidonee"</i>, integrare, come segue, con riferimento all'aggiunta proposta al punto precedente:          "Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve) come definite e perimetrate nel PAI e negli aggiornamenti cartografici del PAI tramite gli strumenti urbanistici"</p> <p><b>Normativa di riferimento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI.</li> <li>- Direttiva contenente i criteri per la valutazione della compatibilità idraulica delle infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico all'interno delle fasce fluviali, allegato alla deliberazione del CI dell'Autorità di bacino n. 8 del 21 dicembre 2010 contenente i "Criteri integrativi per la valutazione della compatibilità di opere trasversali e degli impianti per l'uso della risorsa idrica".</li> </ul> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Aree di attenzione"</i>          Aggiungere il seguente punto: "aree a pericolosità di esondazione Eb".</p>	<p>L'osservazione è stata integralmente recepita nel <b>Box 3 dell'Allegato 1</b> al PEAR.</p>
		<p>Con riferimento all'esigenza di rendere più visibili gli indirizzi del Piano anche in qualità di misure di adattamento ai cambiamenti climatici, si chiede di evidenziare specifici indirizzi tesi a contrastare gli effetti sulla componente acqua del trend atteso di riduzione delle precipitazioni atmosferiche.</p>	<p>L'osservazione è stata accolta in generale mediante l'inserimento di un nuovo <b>Allegato 4</b> al PEAR, dedicato a "<b>Cambiamento climatico ed Energia</b>", e nello specifico mediante l'inserimento di un indirizzo nel <b>Capitolo FER\FER elettriche\Energia idroelettrica</b>, teso a promuovere la realizzazione di impianti di pompaggio alla base dei principali bacini esistenti.</p>

		<p>Considerato che il PEAR, in riferimento agli indirizzi inerenti il Solare Fotovoltaico (pag. 87), prevede di "(...) privilegiare lo sviluppo della produzione elettrica da fonte solare mediante impianti localizzati sui tetti degli edifici e delle coperture di strutture produttive e terziarie (...); si propone l'adozione di misure mirate all'incentivazione prioritaria di opere che coinvolgano la rimozione delle coperture in cemento - amianto e la successiva installazione di pannelli fotovoltaici.</p>	<p>L'osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo FER\FER elettriche\Solare fotovoltaico</b> mediante l'inserimento di uno specifico indirizzo di Piano.</p>
<p>FER</p>	<p>Fotovoltaico</p>	<p>Con riferimento all'Allegato 1 – Box 4 – aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in ordine alla pianificazione di bacino si richiede:</p> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Aree inidonee"</i></p> <p>Si conferma il punto "4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico".</p> <p>⇒ <i>Relativamente al punto 4 delle "Specificazioni sulle aree inidonee", si propone di integrare come segue:</i></p> <p>"- le aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni e M - media probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti rispettivamente, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni e 100-200 anni;</p> <p>- le aree ricadenti entro la perimetrazione delle aree a rischio significativo di alluvione (ARS) del PGRA;</p> <p>- le aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in R4, rischio molto elevato per presenza di territori modellati artificialmente, attività antropiche residenziali, produttive, ecc."</p> <p>Per quanto riguarda i riferimenti cartografici, aggiungere:</p> <p>"- elaborati del PGRA approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (mappe della pericolosità, del rischio e ARS)."</p> <p><b>Normativa di riferimento - aggiungere:</b></p> <p>"- Piano di Gestione del rischio di Alluvioni (PGRA) approvato con Deliberazione C.I. n. 2/2016 del 3 marzo 2016</p> <p>- aggiornare la dicitura come segue: "come modificata dalla DGR n. 64-7417 del 07.04.2014" recante Indirizzi procedurali e tecnici in materia di difesa del suolo e pianificazione."</p> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Aree di attenzione"</i></p> <p>Integrare il punto 3 relativo alle aree di attenzione per problematiche idrogeologiche come segue:</p> <p>"- scenario raro (L), scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi del PGRA costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno maggiore di 500 anni, o massimo storico registrato."</p> <p>Per una puntuale identificazione delle aree, nei riferimenti cartografici aggiungere:</p> <p>"- mappe della pericolosità e del rischio di alluvione del del PGRA approvato con DPCM del 27 ottobre 2016."</p>	<p>L'osservazione è stata integralmente recepita nel <b>Box 4 dell'Allegato 1</b> al PEAR.</p>

FER	Eolico	<p>Con riferimento alla fonte eolica si ritiene che debba essere meglio motivata la seguente affermazione del PEAR:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- “affinché il comparto eolico possa dare in futuro un contributo significativo alla produzione elettrica da rinnovabili vanno sicuramente rimossi o discussi alcuni vincoli normativi che ne impediscono la realizzazione in aree potenzialmente interessanti”,</li> </ul> <p>che, insieme con la proposta di attribuire una “corsia preferenziale” nelle procedure valutative “per superare i veti incrociati”, non appare adeguata per orientare le strategie di compatibilità degli impianti eolici con il territorio.</p> <p>Inoltre, il riferimento alla SEN 2017 dovrebbe essere più propriamente focalizzato sull’affermazione in essa contenuta, secondo cui la chiara opportunità di sviluppo del settore eolico in Italia, consisterebbe più nel repowering di impianti esistenti, piuttosto che nella realizzazione di nuovi impianti</p> <p>Con riferimento all’Allegato 1 – Box 1 – aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione di impianti eolici, in ordine alla pianificazione di bacino si richiede:</p> <p>⇒ <i>Relativamente alle “Aree inidonee”</i></p> <p><i>Sopprimere</i> il punto 4 relativo alle aree classificate a rischio idraulico e idrogeologico elevato (R3) e molto elevato (R4) del PAI, in quanto ormai superate.</p> <p><i>Aggiungere i seguenti punti:</i></p> <p>“- Aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1, ZONA 2 e ZONA B-PR, ZONA I) del PAI (approvato con DPCM 24 maggio 2001 e pubblicato sulla GU n.183 dell' 08 agosto 2001). Tutte le taglie d'impianto.</p> <p>- Aree comprese nello scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni individuate dal PGRA, ai sensi degli artt. 57 e 58 del Titolo V delle NdA del PAI. Tutte le taglie d'impianto.</p> <p>- Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4, rischio molto elevato ai sensi dell'art. 57 del Titolo V delle NdA del PAI. Tutte le taglie d'impianto.</p> <p>- Aree in classe IIIc nella “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica” degli strumenti urbanistici vigenti.”.</p>	<p>L’osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo FER\FER elettriche\energia eolica</b>. Infatti, è stato precisato che non viene richiesta alcuna modifica delle norme vigenti afferenti alla Valutazione ambientale degli impianti di generazione eolica, escludendo la previsione di specifiche ‘<i>corsie preferenziali</i>’ per i progetti. Inoltre, si è chiarito che l’auspicio per una ridiscussione di alcuni vincoli normativi riguarderebbe solamente ‘<i>quelli diversi dai vincoli più tradizionalmente ostativi</i>’. Infine, si è meglio chiarito che gli Ambiti strategici per lo sviluppo della generazione eolica costituiscono aree di fattibilità di prima approssimazione, in cui dovrà ancora applicarsi una verifica circa le interferenze con le <i>aree inidonee</i> e successivamente la valutazione caso per caso tesa a verificare la coerenza con le disposizioni normative e prescrittive del Ppr.</p> <p>Pur tuttavia è stata ribadita la necessità di una valutazione che, sulla scorta di strumenti quali l’analisi costi-benefici, sia in grado di individuare l’interesse pubblico di volta in volta prevalente, anche laddove lo stesso coincida con la generazione elettrica da fonte rinnovabile.</p> <p>L’osservazione non è stata accolta, poiché, considerata la scarsa diffusione di impianti sul territorio piemontese, l’indirizzo della SEN pare non essere calzante per il caso in argomento.</p> <p>L’osservazione è stata accolta nel <b>Box 1 dell’Allegato 1</b> al PEAR.</p>
-----	--------	--	---

FER	Eolico	<p>⇒ <i>Relativamente alle “Specificazioni sulle aree inidonee”, è necessario apportare i seguenti perfezionamenti:</i></p> <p><i>Togliere</i> il punto 4 relativo alle aree R3 e R4;</p> <p>Relativamente al punto n. 5. Aree in fascia A del PAI, <i>integrare</i> la normativa di riferimento come segue:</p> <p>Normativa di riferimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Artt. 29 e 38 delle Norme di Attuazione del PAI – DPCM 24 maggio 2001</li> </ul> <p><i>Aggiungere</i> i seguenti nuovi punti:</p> <p>“- Aree a <i>rischio</i> idrogeologico molto elevato RME.</p> <p>Le aree RME sono individuate sulla base della valutazione dei fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, della relativa pericolosità e del danno atteso. Tengono conto sia delle condizioni di rischio attuale sia delle condizioni di rischio potenziale anche conseguente alla realizzazione delle previsioni contenute negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica. Sono delimitate nella cartografia di cui all'Allegato 4.1 all'Elaborato 2 del PAI e ricomprendono anche le aree del Piano Straordinario PS267.”</p> <p>Normativa di riferimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Titolo IV delle NdA del PAI.</li> </ul> <p>“- Scenario <i>frequente</i> H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA.</p> <p>Tale scenario è costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni.</p> <p>Per il reticolo secondario tale scenario è costituito dai dissesti derivanti dai PRG o da valutazioni geomorfologiche.”</p> <p>Normativa di riferimento</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia</li> </ul> <p>“- Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4.</p> <p>Le aree in classe di rischio R4 sono caratterizzate da un livello di rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, tessuto urbano continuo e denso, zone industriali, commerciali e reti di comunicazione continue e dense, reti ferroviarie, reti stradali, ecc.”</p> <p>Normativa di riferimento</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia</li> </ul>	L'osservazione è stata accolta nel <b>Box 1 dell'Allegato 1</b> al PEAR.
-----	--------	---	--

FER	Eolico	<p>“- Aree in classe IIIc nella “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica.</p> <p>Secondo le indicazioni contenute nella Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP ricadono nella classe IIIc le “porzioni di territorio edificate ad alta pericolosità geomorfologica e ad alto rischio, per le quali non è proponibile un'ulteriore utilizzazione urbanistica neppure per il patrimonio esistente”.</p> <p>La DGR n.18-2555 del 09/12/2015, che modifica la Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP e successiva Nota Tecnica esplicativa, in merito alle opere infrastrutturali di interesse pubblico non altrimenti localizzabili, prevede che “<i>le norme del PRGC devono contenere indicazioni specifiche circa la tipologia di opere ammesse e, eventualmente, le modalità per la loro attuazione</i>”.</p> <p><b>Normativa di riferimento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaborati cartografici e Norme di attuazione del PRGC.</li> </ul> <p>⇒ <i>Relativamente</i> alle “Aree di attenzione”</p> <p>Aggiornare il riferimento normativo del punto 3 aggiungendo l'art.38 della NTA del PAI;</p> <p>Aggiungere i seguenti punti:</p> <p>“- Aree comprese nello scenario poco frequente M - media probabilità di alluvioni o nello scenario raro L – scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi, individuate dal PGRA, ai sensi degli artt. 57 e 58 del Titolo V delle NdA del PAI. Taglie d'impianto con potenza superiore a 20 kW.</p> <p>- Aree a rischio significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni PGRA (approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 e pubblicato sulla GU n.30 del 6 febbraio 2017). Tutte le taglie d'impianto.</p> <p>- Aree in classe IIIa nella “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica” degli strumenti urbanistici vigenti.”</p> <p>⇒ <i>Relativamente</i> alle “Specificazioni sulle aree di attenzione”:</p> <p>Con riferimento al punto n. 3. Aree in fascia B e C del PAI, <i>integrare</i> la normativa di riferimento come segue:</p> <p><b>Normativa di riferimento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• artt. 30, 31 e 38 delle Norme di Attuazione del PAI – DPCM 24 maggio 2001</li> </ul> <p>Aggiungere i seguenti punti:</p> <p>“- Aree comprese nello scenario poco frequente M e raro L del PGRA.</p> <p>Nello scenario poco frequente M rientrano, per il reticolo principale, le aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 100-200 anni.</p> <p>Nello scenario raro L rientrano, per il reticolo principale, le aree inondabili per piene maggiori di 500 anni, o del massimo storico registrato.”</p>	L'osservazione è stata accolta nel <b>Box 1 dell'Allegato 1</b> al PEAR.
-----	--------	---	--

FER	Eolico	<p><b>Normativa di riferimento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia</li> </ul> <p>“- Aree a Rischio Significativo di alluvione (ARS Distruttuali e Regionali) del PGRA.</p> <p>Le ARS sono costituite da unità territoriali dove le condizioni di rischio potenziale sono particolarmente significative, per le quali è necessaria una gestione specifica del rischio.</p> <p>Le ARS Distrettuali (n. 8) corrispondono a nodi critici di rilevanza strategica in cui le condizioni di rischio elevato o molto elevato coinvolgono insediamenti abitativi e produttivi di grande importanza, numerose infrastrutture di servizio e le principali vie di comunicazione. Le situazioni di elevata pericolosità, conseguenti a considerevoli portate di piena e rilevante estensione delle aree inondabili, richiedono complessi interventi di mitigazione del rischio che comportano effetti alla scala di intero bacino idrografico o di ampi settori del reticolo idrografico principale ed è pertanto necessario il coordinamento delle politiche di più regioni.</p> <p>Le ARS Regionali (n. 20) corrispondono a situazioni di rischio elevato e molto elevato per le quali è necessario il coordinamento delle politiche regionali alla scala di sottobacino.”</p> <p><b>Normativa di riferimento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• verificare la coerenza con le misure specifiche previste per l'ARS necessarie per il conseguimento degli obiettivi di mitigazione del rischio contenuti nel PGRA.</li> </ul> <p>“- Aree in classe IIIa nella “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica.</p> <p>Secondo le indicazioni contenute nella Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP ricadono nella classe IIIa le “porzioni di territorio inedificate che presentano caratteri geomorfologici o idrogeologici che le rendono inidonee a nuovi insediamenti (aree dissestate, in frana, potenzialmente dissestabili o soggette a pericolo di valanghe, aree alluvionabili da acque di esondazione ad elevata energia).”</p> <p><b>Normativa di riferimento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaborati cartografici e Norme di attuazione del PRGC.</li> </ul>	L'osservazione è stata accolta nel <b>Box 1 dell'Allegato 1</b> al PEAR.
FER	Energia elettrica da biomassa	<p>Relativamente alla <i>FER biogas</i>, si evidenziano alcune perplessità rispetto alla previsione del PEAR non solo di un mantenimento degli attuali impianti a biogas che producono energia elettrica, ma persino di un loro leggero aumento (+10%) al 2030.</p> <p>Dal 2022 (con picco al 2024) cominceranno, infatti, a scadere gli incentivi alle rinnovabili che finora hanno mantenuto vivace il settore (aspetto che non emerge nell'analisi SWOT). Non è detto, quindi, che il settore sarà ancora in grado di mantenere l'attuale quota di produzione tra le FER, tanto meno è presumibile possa affrontare i forti investimenti richiesti per <i>l'upgrade</i> al biometano, che non è una strada ad oggi economicamente percorribile negli impianti agricoli. Si ritiene quindi auspicabile una revisione dello scenario di sviluppo al 2030.</p>	L'osservazione non è stata recepita. Con riferimento allo scenario di sviluppo della produzione di energia elettrica da biogas al 2030 sono stati mantenuti inalterati i valori di crescita attesa, in via condizionata al varo di un quadro nazionale di incentivi.

FER	Energia elettrica da biomassa	<p>Per quanto riguarda la dieta di alimentazione degli impianti di digestione anaerobica, si propone la seguente modifica al testo del PEAR, concordata tra le strutture regionali competenti in materia di tutela delle acque e agricoltura:</p> <p><i>- in ambito agricolo, preferire la produzione di biogas/biometano in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture, sottoprodotti ed effluenti di allevamento (nel quadro di un'economia circolare e per una massima valorizzazione della sostanza organica), nonché con erbai ed altre colture di secondo raccolto (utili a mantenere la copertura del suolo limitando i fenomeni di erosione superficiale e di lisciviazione degli elementi nutritivi sotto lo strato di terreno esplorato dalle radici), vietando colture dedicate particolarmente idroesigenti o che richiedono ingenti utilizzi di prodotti fitosanitari.</i></p>	L'osservazione è stata accolta.
		<p>Con riferimento all'Allegato 1 – Box 2 – aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da biomasse, in ordine alla pianificazione di bacino si richiede:</p> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Aree inidonee"</i></p> <p><i>Integrare il punto 4.2 relativo alle "Aree in dissesto idraulico e idrogeologico" con:</i></p> <p><i>"- le aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni e M - media probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti rispettivamente, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni e 100-200 anni;</i></p> <p><i>- le aree ricadenti entro la perimetrazione delle aree a rischio significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del PGRA."</i></p> <p><i>E' inoltre necessario aggiornare i riferimenti cartografici come segue:</i></p> <p><i>"- elaborati del PGRA approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (mappe della pericolosità, del rischio e ARS)."</i></p> <p>⇒ <i>Relativamente alle "Aree di attenzione"</i></p> <p><i>Nella parte relativa alle aree di attenzione relative a foreste e a problematiche di dissesto, relativamente alle aree soggette a problematiche idrogeologiche, si suggerisce di aggiungere, tra le aree per le quali si raccomanda un'approfondita analisi nelle istruttorie, gli ambiti territoriali ricadenti nello:</i></p> <p><i>- scenario raro (L), scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi del PGRA costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno maggiore di 500 anni, o massimo storico registrato.</i></p> <p><i>Per una puntuale identificazione delle aree si suggerisce di aggiornare il riferimento alla cartografia con:</i></p> <p><i>- mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni del PGRA.</i></p>	L'osservazione è stata recepita nel <b>Box 2 dell'Allegato 1</b> al PEAR.

FER		<p>Inoltre, in ordine ai tematismi forestali sono stati proposti alcune modifiche/integrazioni relativamente alla specificazione sulle aree non idonee, sulla correlata normativa di riferimento, nonché sulle aree di attenzione relative a foreste e a problematiche di dissesto.</p> <p>Infine, si rende opportuno aggiornare il documento per quanto afferisce al tematismo della Qualità dell'Aria, rendendolo coerente con le previsioni della dgr n. 36-6882 del 18.05.2018 che individua i Comuni nei quali applicare le misure attualmente in vigore riferite alle "Zone di Piano" di cui alla l.r. 43/2000 e attuare politiche ambientali integrate finalizzate al miglioramento della qualità dell'aria.</p>	<p>Le proposte di modifica/integrazione sono state integralmente recepite nel <b>Box 2 dell'Allegato 1</b> al PEAR.</p>
	Biomassa termica	<p>Affinché la riduzione della domanda di biomassa non si traduca in un danno per l'economia e il territorio piemontese, è fondamentale sviluppare strategie mirate per i diversi tipi di combustibile e per i diversi loro utilizzi identificando, a condizioni specificate, <i>la minicogenerazione, le piccole reti di teleriscaldamento e la generazione termica a cippato come soluzioni al problema della qualità dell'aria e non come parte del problema.</i></p> <p>Quindi, se da un lato, si comprime un utilizzo inappropriato, perché inquinante, della biomassa forestale (sostanzialmente l'utilizzo della legna da ardere in apparecchi poco prestanti), dall'altro si devono costruire le opportunità per un utilizzo pulito delle biomasse (filiera corte a cippato + legna da ardere locale qualificata in apparecchi prestanti).</p> <p>Per quanto riguarda la FER biomasse legnose, <i>si possono identificare tre macro-aree di intervento e per ciascuna di esse alcune azioni da coordinare:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Impianti termici civili;</li> <li>- Impianti energetici;</li> <li>- Azioni di sistema.</li> </ul>	<p>L'osservazione, ancorché in via generale in linea con le assunzioni del Piano, non è stata accolta, in quanto per l'esigenza di coordinare uno specifico piano d'azione in materia, capace di coordinare le esigenze di natura energetica con quelle di natura economico-forestale e quelle ambientali, si è ritenuto di rinviare la trattazione al futuro Piano Stralcio Biomasse in attuazione del PRQA.</p> <p>Inoltre, in esito al <i>'parere circostanziato'</i> della Commissione Europea, emesso a seguito della notifica da parte della Regione Piemonte, sono stati stralciati dalla Proposta di Piano tutti i riferimenti a particolari requisiti di raggio chilometrico per la definizione del concetto di <i>'filiera corta'</i>, unitamente alla <i>roadmap</i> ipotizzata nella progressiva sostituzione della risorsa importata da Paesi esteri con risorsa di provenienza locale.</p> <p>Si è quindi affermato che la definizione di criteri tecnici per la specificazione del concetto di <i>'filiera corta'</i> saranno esplicitati in attuazione del Piano Forestale Regionale, e come tali notificati alla Commissione Europea.</p>
		<p>Per quanto riguarda, invece, la coerenza con il PRQA si evidenzia l'esigenza di allineare a quest'ultima pianificazione taluni indirizzi del PEAR correlati ai nuovi impianti, nonché alle tempistiche e alle modalità di attuazione dell'Accordo di programma del bacino padano sul territorio regionale.</p>	<p>L'osservazione è stata accolta, rendendo coerenti le disposizioni afferenti agli impianti nuovi ed esistenti del <b>Capitolo FER\FER termiche\Biomassa termica</b> con quelle della dgr n. 29-7538 del 14.09.018 e del PRQA, nel frattempo riadottato dalla Giunta regionale.</p>
	Geotermia	<p>In materia di tutela delle acque, si segnala che, per quanto riguarda la produzione energetica legata alla <i>geotermia a bassa entalpia</i>, si condividono le osservazioni proposte in merito dal Politecnico di Torino, Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente del Territorio e delle Infrastrutture.</p> <p>Relativamente al testo dell'Allegato 2 al PEAR <i>"Limitazioni areali all'ubicazione degli impianti geotermici"</i>, si richiede di aggiungere, nelle aree di esclusione degli impianti geotermici a circuito chiuso, il seguente punto:</p> <p>13. aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni.</p>	<p>L'osservazione è stata accolta, recependo nel <b>Capitolo FER\FER termiche\Pompe di calore</b> le proposte avanzate dal Dipartimento DIATI del Politecnico di Torino.</p> <p>L'osservazione è stata recepita nell'<b>Allegato 2</b> al PEAR.</p>



EFFICIENZA ENERGETICA	Settori residenziale e terziario	<p>Nella documentazione del PEAR si rileva una carenza informativa riferita alla sua integrazione con il PRQA, nonostante gli obiettivi in termini di riduzione emissiva e di fabbisogno energetico siano tra essi coerenti. <i>Si ritiene opportuno, dunque, che la documentazione di piano debba meglio evidenziare le congruenze tra le due pianificazioni non solo in termini di valutazioni qualitative - come già evidenziato nell'analisi di coerenza sviluppata nel Rapporto Ambientale - ma anche in termini quantitativi</i>, così come già fatto nel PRQA attraverso la documentazione tecnica prodotta a supporto degli scenari.</p> <p>Detta documentazione potrà rappresentare un utile elemento di riferimento per il Monitoraggio del PEAR e delle politiche trasversali non solo nel settore residenziale e terziario, ma anche nel settore trasporti e industria, attraverso l'individuazione di specifici indicatori ambientali che consentano di verificare il raggiungimento degli obiettivi delle altre pianificazioni regionali ad esso correlate.</p>	<p>L'osservazione non è accoglibile, in quanto non è possibile evidenziare congruenze oltre l'aspetto puramente qualitativo. Infatti, considerato il diverso approccio utilizzato dalle due pianificazioni per il calcolo delle quantità energetiche derivanti dalla attuazione delle singole misure si esprimono forti perplessità sulla possibilità di armonizzarne i relativi target, al fine di correlarne i monitoraggi. L'approccio del PRQA rispetto a quello del PEAR non risulta totalmente sovrapponibile, in quanto in alcuni casi le quantità energetiche e quelle emissive sono fortemente scorrelate.</p>
	Settore trasporti	<p>Si chiede di precisare meglio l'obiettivo attribuito al comparto trasporti e, in particolare, di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— spiegare, nella Dichiarazione di sintesi, come sono stati definiti i ktep di riduzione per il comparto trasporti e il rapporto di coerenza con i target al 2030 del PRMT, approvati dal Consiglio Regionale, che ad esso possono contribuire: rapporto accessibilità TPL e auto; rapporto domanda servita con TPL e domanda potenziale; coefficiente di occupazione auto; consumo di carburanti tradizionali in ambito urbano; rapporto consumo energetico e Km percorsi [VL e VP]; emissioni di gas serra da trasporti [CO<sub>2</sub> equivalente]; merci trasportate su strada; split modale in ambito urbano;</li> <li>— precisare, nella stesura finale del documento di Piano, in modo chiaro, che il maggior contributo del settore trasporti alla riduzione dei consumi finali riguarda i consumi da fonte fossile in coerenza a quanto enunciato a pagina 167 del PEAR, ovvero che favorire la riduzione dei consumi energetici nel settore non significa ridurre la mobilità ma pianificare in modo corretto le funzioni territoriali in relazione all'accessibilità, fisica e virtuale, e valorizzare gli spostamenti in un'ottica di efficienza energetica e di impiego delle risorse.</li> </ul>	<p>Il Settore Trasporti è il settore energivoro in cui numerosissimi studi del mondo sia accademico, sia economico concordano nel prevedere in un arco temporale medio la più significativa rivoluzione tecnologica e sistemica dei prossimi anni. Per questa ragione, unitamente alla sua pressoché costante crescita negli anni (da 2.841 ktep nel 2005 a 3.029 nel 2015), al settore è stato attribuito un contributo di riduzione dei consumi (880 ktep) superiore al suo peso specifico nel novero dei consumi energetici finali del Piemonte. Per contro, l'adozione di un simile approccio non è stata ritenuta plausibile nei confronti del settore produttivo, i cui consumi energetici si sono dimezzati nel periodo considerato (da 4.603 ktep nel 2005 a 2.229 ktep nel 2015). Pertanto, si è ritenuto di sterilizzare al 2030 i consumi del settore industriale, al netto dell'auspicata crescita del Pil nel periodo. Al pari dei trasporti anche al settore civile è stato assegnato un obiettivo di riduzione ambizioso (1.060 ktep), in ragione delle potenzialità di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici.</p>

			<p>La prevista riduzione dei consumi energetici nel comparto trasporti è organica e legata agli obiettivi proposti dal PRMT. In primo luogo entrambi i piani sono diretti ad una diminuzione degli impatti ambientali attraverso un graduale ma costante processo di transizione energetica verso l'uso di mezzi alimentati ad energia rinnovabile o ad impatto zero (senza motore). E' qui da sottolineare nuovamente la quasi totale dipendenza del sistema trasporti dai combustibili fossili (circa 94%) e la necessità di alleviare questa dipendenza attraverso un uso maggiore di fonti rinnovabili. In secondo luogo il PEAR come il PRMT ambiscono al raggiungimento dei risultati attraverso un miglioramento dell'efficienza del sistema e non attraverso una mera riduzione <i>tout court</i>.</p> <p>E' da sottolineare che , come si evince dal paragrafo "Riduzione dei consumi nei trasporti", quando nel PEAR viene auspicata una riduzione dei mezzi in mobilità si fa riferimento ai chilometri percorsi dai mezzi e non alla mobilità di mezzi e persone che, se efficientata, ha ampie potenzialità di crescita. Proprio in questa direzione gli indicatori proposti dal PRMT: coefficiente di occupazione auto; consumo di carburanti tradizionali in ambito urbano; rapporto consumo energetico e Km percorsi [VL e VP] possono costituire un valido strumento anche per il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi del PEAR.</p>
		<p>Si propone di aggiornare il <i>quadro normativo</i> del Capitolo Efficienza Energetica relativamente al tema trasporti, con riferimento ad alcuni provvedimenti normativi, tra cui la Direttiva cosiddetta DAFI, il decreto di recepimento della medesima (d.lgs. 257/2016), ... ecc.</p>	<p>L'osservazione è stata recepita, mediante l'integrazione richiesta del quadro normativo afferente al <b>Capitolo Efficienza Energetica</b>.</p>
<p>RETI e GENERAZIONE DISTRIBUITA</p>	<p>Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN)</p>	<p>Si ritiene che negli indirizzi di Piano (pag. 220) si debba prevedere la richiesta di applicare alla pianificazione elettrica e a quella urbanistica tutte le misure di mitigazione dei campi elettromagnetici che, oltre al rispetto dei limiti fissati dalla normativa, siano compatibili con il principio della <i>prudent avoidance</i>, così come raccomandato dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), al fine di ridurre l'esposizione dei ricettori per i quali sia stata valutata l'esposizione a valori di campo magnetico compresi tra 0,5 e 3 micro tesla.</p>	<p>L'osservazione è stata accolta nel <b>Capitolo RetiGenerazioneDistribuita\Rete elettrica in Piemonte\Indirizzi di Piano</b>.</p>

RETI e GENERAZIONE DISTRIBUITA	Teleriscaldamento	<p>Con la l.r. 1/2018, inoltre, si abroga la L.r. 24/2002 e quindi anche la competenza delle Province alla pianificazione in materia di rifiuti (già esclusa anche a livello nazionale dal d.lgs. 152/2006). In base a quanto sopra specificato, si propone di modificare il punto 12.3 dell'Allegato 3 nel seguente modo:</p> <p><i>"12.3 Previsione del piano d'ambito regionale, in coerenza con le indicazioni e i criteri stabiliti dal piano regionale, in ordine alla realizzazione di impianti di termovalorizzazione di rifiuti nei singoli bacini di produzione [MW]"</i>.</p>	L'osservazione è stata accolta nell' <b>Allegato 3</b> .
GREEN ECONOMY	Cambiamento climatico	<p>Se gli aspetti "emissivi" sono ben noti, e di fatto si osserva che il Piano è fortemente orientato verso una complessiva consistente riduzione delle emissioni attraverso molteplici interventi (ricorso alle energie rinnovabili, efficientamento energetico ecc.), meno noti sono gli effetti che i cambiamenti climatici possono avere sugli aspetti legati alla produzione e ai consumi; per questo si evidenzia che, nell'ipotizzare gli scenari di sviluppo, si sarebbe dovuto porre maggiore attenzione proprio a quest'ultimo aspetto.</p> <p>Ciò considerato, si richiede:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● che il Piano espliciti in modo più evidente come gli obiettivi che persegue non siano semplicemente funzionali al raggiungimento del taglio delle emissioni in atmosfera, o di una percentuale maggiore di energia rinnovabile, ma come questi obiettivi (e le azioni che ne discendono) siano coerenti con le politiche di contrasto e adattamento ai cambiamenti climatici;</li> <li>● si dovrà quindi esplicitare come, ad esempio, la spinta verso l'uso delle energie rinnovabili possa concorrere alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, arrivando, se possibile, ad una quantificazione della riduzione delle quantità di CO<sub>2</sub> emesse a seguito dell'applicazione delle azioni di Piano;</li> <li>● i documenti di Piano dovranno essere integrati con un'analisi climatica del territorio piemontese che contestualizzi gli obiettivi di piano con gli scenari climatici regionali, in grado quindi di individuare gli effetti potenziali sulla produzione, i consumi e il trasporto dell'energia;</li> <li>● gli elaborati di Piano dovranno inoltre contenere ed esplicitare le azioni di adattamento; inoltre, dovranno essere considerate le correlazioni con altri settori le cui azioni di adattamento potrebbero impattare sul piano modificando la richiesta energetica.</li> </ul>	Le osservazioni sono state recepite mediante l'integrazione del PEAR con due nuovi Allegati: l' <b>Allegato 4 "Cambiamento climatico ed Energia"</b> e l' <b>Allegato 5 "L'evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Piemonte"</b> .
	Educazione e formazione	<p>Vista la strategicità e trasversalità degli obiettivi del PEAR, si propone quindi che le azioni educative e formative che saranno dettagliate nel Programma d'azione del Piano siano individuate attraverso un percorso/tavolo interdirezionale, ad esempio nell'ambito del Protocollo "La Regione Piemonte per la Green Education", al quale partecipino diverse Direzioni regionali, ma anche soggetti, come ad esempio l'USR, sottoscrittori del citato Protocollo.</p>	L'osservazione è stata recepita, nel merito del metodo di lavoro, nel paragrafo aggiuntivo sulla "Governance del Piano e processo di definizione del Programma d'Azione" nell'ambito della " <b>Premessa: gli scenari di riferimento per il PEAR al 2020 e al 2030</b> ".

## **6 – MISURE ADOTTATE IN MERITO AL MONITORAGGIO**

L'elaborazione del PMA e il controllo degli impatti significativi derivanti dall'attuazione del PEAR è un'attività espressamente prevista dalla normativa nazionale e da quella regionale relativa alla VAS.

Il monitoraggio, attraverso la scelta di opportuni indicatori, permette di seguire nel corso degli anni l'attuazione del Piano sia relativamente agli obiettivi che si era posto, sia agli effetti sulle componenti ambientali.

Quanto riportato nel Rapporto Ambientale del PEAR al capitolo "Monitoraggio" è stato rivisto ed integrato con le risultanze dell'analisi del parere motivato dell'OTR, così come evidenziato nel "Quadro sinottico del recepimento delle osservazioni dell'OTR" del presente documento. Tali integrazioni sono confluite nel documento autonomo dal titolo "Piano di Monitoraggio Ambientale del Piano Energetico Ambientale Regionale".

In sintesi i principali adeguamenti effettuati nel PMA sono i seguenti:

- sono stati inseriti alcuni indicatori di contesto e di contributo derivanti da altre pianificazioni regionali;
- sono state effettuate modifiche nell'impostazione delle tabelle;
- sono state inserite le informazioni circa le modalità di raccolta e di elaborazione dei dati, le tempistiche di aggiornamento e la periodicità della produzione di un rapporto di monitoraggio.

## **7 - APPROVAZIONE DEL PIANO DA PARTE DEL CONSIGLIO REGIONALE**

**DICHIARAZIONE DI SINTESI  
del Piano Energetico Ambientale Regionale**

**Allegato A  
Analisi di coerenza esterna orizzontale**

## Integrazione dell'analisi di coerenza esterna

In base alle osservazioni ricevute in fase di consultazione del Rapporto Ambientale, si ripropone lo schema di analisi della coerenza esterna orizzontale, integrato con le informazioni di alcuni piani che sono stati approvati dopo la redazione del RA.

Di seguito si riporta la tabella dei macro obiettivi e obiettivi specifici del PEAR, per agevolare la consultazione dell'analisi di coerenza.

MACRO OBIETTIVI E OBIETTIVI SPECIFICI DEL PEAR	
<b>MACRO-OBIETTIVO / FAVORIRE LO SVILUPPO DELLE FER, MINIMIZZANDO L'IMPIEGO DI FONTI FOSSILI</b>	
<b>FER 1.1</b>	Incrementare l'utilizzo della risorsa solare a fini termici e per la produzione fotovoltaica sulle coperture degli edifici e sulle superfici impermeabilizzate
<b>FER 1.2</b>	Incrementare la produzione di energia da fonte eolica
<b>FER 1.3</b>	Migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse solide e favorire l'approvvigionamento di risorsa qualificata da "filiera corta"
<b>FER 1.4</b>	Favorire la produzione energetica da biometano
<b>FER 1.5</b>	Promuovere lo sviluppo della produzione idroelettrica con attenzione al rapporto costi-benefici
<b>FER 1.6</b>	Incrementare la diffusione della geotermia a bassa entalpia soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda
<b>MACRO-OBIETTIVO / RIDURRE I CONSUMI ENERGETICI NEGLI USI FINALI</b>	
<b>EE 2.1</b>	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, non residenziali di proprietà degli Enti pubblici
<b>EE 2.2</b>	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche ospedaliere-sanitarie
<b>EE 2.3</b>	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel patrimonio immobiliare privato
<b>EE 2.4</b>	Ridurre i consumi energetici nei cicli e nelle strutture produttive
<b>EE 2.5</b>	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti, favorendo la mobilità sostenibile
<b>MACRO-OBIETTIVO / FAVORIRE IL POTENZIAMENTO IN CHIAVE SOSTENIBILE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE</b>	
<b>RE 3.1</b>	Favorire lo sviluppo sostenibile delle infrastrutture della Trasmissione (RTN) e Distribuzione elettrica
<b>RE 3.2</b>	Promuovere l'affermazione del modello di sviluppo basato sulla generazione distribuita
<b>RE 3.3</b>	Favorire lo sviluppo delle <i>smart grid</i>
<b>RE 3.4</b>	Favorire lo sviluppo sostenibile del sistema di trasporto del Gas
<b>RE 3.5</b>	Promuovere la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento efficiente nelle aree urbane anche valorizzando il calore prodotto in cogenerazione da impianti alimentati da biomasse e rifiuti già esistenti
<b>MACRO-OBIETTIVO / PROMUOVERE LA GREEN ECONOMY SUL TERRITORIO PIEMONTESE</b>	
<b>GE 4.1</b>	Favorire lo sviluppo tecnologico di sistemi e componenti <i>clean</i>
<b>GE 4.2</b>	Favorire lo sviluppo delle filiere energetiche locali (agricole, manifatturiere, forestali, edilizia sostenibile)
<b>GE 4.3</b>	Promuovere la predisposizione di progetti di sviluppo territoriale sostenibile
<b>GE 4.4</b>	Sostenere la qualificazione professionale e la formazione nel settore energetico
<b>GE 4.5</b>	Favorire il cambiamento negli acquisti della Pubblica Amministrazione

OBIETTIVI VERTICALI

OBIETTIVI TRASVERSALI

Tabella 1: Obiettivi del PEAR

Al fine di effettuare l'analisi di coerenza esterna orizzontale sono stati individuati per ciascuna componente ambientale i seguenti strumenti pianificatori/programmatici regionali più significativi (Tabella 2). All'interno di ciascun strumento si sono scelti gli obiettivi principali o specifici delle diverse politiche di settore, che possono determinare delle interazioni con la strategia energetica regionale, declinata per asse nei diversi obiettivi specifici.

Rivedendo la matrice di coerenza per recepire alcune osservazioni ricevute, si è scelto di definire più precisamente la zona di coerenza nulla/incoerenza separandole, dando quindi conto separatamente dei piani che hanno coerenza nulla, da quelli che sono incoerenti. Nella tabella rivista, quindi, si troverà anche il simbolo arancione dell'incoerenza.

Nelle osservazioni ricevute dall'OTR in fase di valutazione alcune riguardavano la coerenza con il PTR e PPR. Come scritto precedentemente, per valutare la coerenza con gli altri strumenti pianificatori, si sono scelti gli obiettivi specifici dei piani che si pensava avessero relazioni con il PEAR e per questa ragione vi è una scelta di obiettivi specifici propri del PTR e PPR e non l'intero sistema di strategie e obiettivi dei due piani. Si è ritenuto pertanto che gli obiettivi scelti riconducessero a tutte le possibili ricadute degli obiettivi del PEAR. Nel rivedere l'analisi di coerenza esterna (vedi Tabella 3) la matrice di coerenza è stata adeguata alle osservazioni fatte.

Rispetto a quanto riportato dall'analisi di coerenza esterna del RA, si specifica che, per quanto attiene la pianificazione regionale in merito alla gestione dei rifiuti, i Piani regionali di riferimento sono i seguenti:

- a) Piano regionale di gestione dei rifiuti urbani e dei fanghi di depurazione (PRGRU) - DCR n. 140 - 14161 del 19 aprile 2016;
- b) Piano regionale dei Rifiuti Speciali (PRRS) - DCR n. 253 - 2215 del 16 gennaio 2018.

Inoltre, si integrano alcuni obiettivi dei due piani da confrontare con quelli del PEAR, così come suggerito nelle osservazioni pervenute dal Settore competente.

Per quanto riguarda il "Piano regionale per la tutela e la conservazione degli ambienti e della fauna acquatica e l'esercizio della pesca - stralcio relativo alla componente ittica" (PIR), approvato con DCR 29.09.2015, n. 101-33331, che non era citato nel RA si evidenzia che, nel rivedere l'analisi di coerenza esterna, tale piano è stato valutato. Sono state integrate nelle voci presenti in tabella le considerazioni derivanti dall'obiettivo di piano n. 4, così come riportato nella tabella di coerenza interna del RA, che cita: *"Coerenza con gli obiettivi di tutela rigorosa della fauna autoctona negli ambienti acquatici Ecosistemi acquatici di particolare interesse naturalistico, individuati dal Piano di Tutela delle Acque: S.I.C., Z.P.S. e Z.S.C.; Parchi Nazionali; Parchi Regionali, Riserve Naturali, Speciali, Orientate e Aree Attrezzate, di Salvaguardia e di Preparco; Parco Naturale del Lago di Candia. Ad essi si aggiungono anche ed acque stagnanti naturali."*

TABELLA – SINTESI DEGLI OBIETTIVI STRATEGICI DEFINITI DA PIANI E PROGRAMMI REGIONALI			
COMPONENTE AMBIENTALE	PIANO DI RIFERIMENTO	N.	OBIETTIVI STRATEGICI
<b>ARIA</b>	- PRQA	1	Ridurre le concentrazioni e le emissioni di inquinanti atmosferici
		2	Ridurre le emissioni di gas climalteranti
<b>ACQUA</b>	- PTA - PIR	3	Perseguire usi sostenibili delle risorse idriche
		4	Mantenere la capacità naturale di autodepurazione dei corpi idrici, nonché la capacità di sostenere comunità animali e vegetali ricche e ben diversificate
		5	Migliorare lo stato delle acque superficiali e sotterranee ed individuare adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi
		6	Gestire il bene acqua in modo collettivo
<b>SUOLO</b>	- PAI - PTR - PPR	7	Promuovere un uso sostenibile del suolo, con particolare attenzione alla prevenzione dei fenomeni di erosione, deterioramento, contaminazione, desertificazione.
		8	Bonificare le aree contaminate e proteggere il suolo dai fenomeni di inquinamento
		9	Garantire al territorio un livello di sicurezza idraulico e idrogeologico adeguato
		10	Contenere il consumo di suolo
		11	Salvaguardare le prime classi di capacità d'uso dei suoli
		12	Salvaguardare i paesaggi di pregio, le aree boscate, le aree umide e i beni paesaggistici
<b>RIFIUTI</b>	- PRGRU - PRRS	13	Ridurre la produzione e la pericolosità dei rifiuti
		14	prevedere il ricorso al recupero energetico, solo ove non sia possibile il recupero di materia
		29	promuovere, per quanto di competenza, lo sviluppo di una "green economy" regionale
<b>TERRITORIO E PAESAGGIO</b>	- PTR - PPR	15	Utilizzo razionale del territorio con conseguente contenimento dell'impermeabilizzazione dei suoli
		16	Riconoscimento e valorizzazione delle potenzialità locali dei diversi sistemi territoriali
		17	Salvaguardare e valorizzare la biodiversità e il patrimonio naturalistico-ambientale
		18	Valorizzazione del policentrismo e delle identità culturali e socio-economiche dei sistemi locali
		19	Rivitalizzare i sistemi montani e collinari
		20	Riqualificazione del contesto urbano e periurbano
<b>SALUTE UMANA</b>	- PSSR	21	Ridurre l'incidenza del carico di malattie dovuto a fattori ambientali
		22	Prevenire il verificarsi di incidenti rilevanti connessi a sostanze pericolose per l'uomo e per l'ambiente
<b>TRASPORTI</b>	- PRMT*	23	Migliorare le opportunità di spostamento e di accesso ai luoghi di lavoro, studio, servizi, ...
		24	Aumentare l'efficacia e l'affidabilità nei trasporti
		25	Ridurre i rischi per l'ambiente e sostenere scelte energetiche a minor impatto in tutto il ciclo di vita di mezzi e infrastrutture
		26	Aumentare la vivibilità del territorio e dei centri urbani e contribuire al benessere dei cittadini
<b>FORESTE</b>	- PFR	27	Aumento del valore di mercato dei prodotti forestali
		28	Sostegno alle filiere forestali con attenzione alle componenti critiche

Tabella 2: Obiettivi da confrontare con gli obiettivi del PEAR



Al fine di rappresentare in modo semplice e immediato gli esiti dell'analisi di coerenza degli obiettivi del PEAR con i principali obiettivi dei diversi strumenti di piano/programma ritenuti rilevanti a livello regionale, è di sotto rappresentata una matrice di valutazione a doppia entrata.

Tale matrice è strutturata prevedendo sulle colonne una sezione che riporta gli obiettivi del PEAR correlati nei quattro assi (macro-obiettivi) in cui è articolato il Piano, e sulle righe una sezione che comprende gli obiettivi strategici di ogni piano/programma regionale esaminato.

Rispetto alla prima versione è stata aggiunta in fondo una riga "0"- "Strategia di adattamento e mitigazione del cambiamento climatico", prevedendo che il neo-costituito gruppo di lavoro interdirezionale che si pone come obiettivo lo studio della tematica porterà all'adozione di provvedimenti in tal senso, ai quali fin d'ora il PEAR ha cercato di dare risposta, come si evince proprio dalla matrice di coerenza riportata alla pagina seguente.

Gli esiti dell'analisi di coerenza sono rappresentati qualitativamente da una casella riportante un simbolo, riportati qui di seguito, che esprime il grado di congruità tra gli obiettivi indicati, secondo la seguente legenda:

Simbolo	Denominazione	Descrizione
⊖	Incoerenza	Gli obiettivi cui tendono le due pianificazioni confliggono tra loro.
-	Indifferente	Le due pianificazioni non mostrano interferenze tra loro
⊙	Coerenza semplice	Le due pianificazioni sono coerenti tra loro, ma l'obiettivo del PEAR non ha effetti significativi sull'obiettivo ambientale.
①	Coerenza buona	Le due pianificazioni sono coerenti tra loro e l'obiettivo del PEAR ha qualche effetto positivo sull'obiettivo ambientale.
②	Coerenza alta	Le due pianificazioni sono coerenti tra loro e l'obiettivo del PEAR ha effetti sensibilmente positivi sull'obiettivo ambientale.

Tabella 3: Analisi della coerenza esterna orizzontale

MATRICE DI COERENZA ESTERNA ORIZZONTALE DEL PEAR RISPETTO AI DIVERSI ALTRI PIANI DI RIFERIMENTO REGIONALI																							
① Incoerenza - Indifferente ② Coerenza semplice ① Coerenza buona ② Coerenza alta		O B I E T T I V I D E L P E A R																					
		FER						EFFICIENZA ENERGETICA					RETI					GREEN ECONOMY					
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	
		PIANI DI RIFERIMENTO E COMPONENTI AMBIENTALI																					
O B I E T T I V I S T R A T E G I C I D E I P I A N I D I R I F E R I M E N T O	PRQA ARIA	1	2	2	①	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	1	2	2		
		2	2	2	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	0	2	0	1	2
	PTA PIR ACQUA	3	2	2	-	1	①	-	0	0	0	0	-	-	-	1	-	-	1	1	1	-	-
		4	0	2	-	0	①	-	0	0	0	0	-	-	-	0	-	-	0	0	1	-	-
		5	2	2	-	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	1	-	-	
		6	2	2	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-	0	0	1	-	-
	PAI PTR PPR SUOLO	7	2	2	2	-	①	-	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-	0	2	1	-	-
		8	-	-	-	2	0	0	0	0	0	0	-	1	0	-	-	0	0	1	-	-	
		9	-	0	2	-	0	-	0	0	0	0	0	1	0	0	-	0	2	1	-	-	
		10	2	①	2	-	-	-	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-	0	0	1	-	-
		11	2	2	0	0	-	-	0	0	0	0	0	①	1	0	①	-	0	0	1	-	-
		12	2	①	2	-	①	-	0	0	0	0	0	①	1	0	①	-	0	0	1	-	-
	PRGRU PRRS RIFIUTI	13	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	1	1	2
		14	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	2	2	1	1	2	
		29	1	2	2	-	-	-	0	0	0	0	-	-	0	1	-	0	2	2	2	2	2
	PTR PPR TERRITORIO E PAESAGGIO	15	1	2	2	-	-	-	-	-	-	1	-	0	1	-	-	2	2	1	0	-	
		16	-	1	2	1	1	-	-	-	-	1	-	1	2	-	1	2	2	2	0	-	
		17	-	①	2	-	①	-	-	-	-	-	①	0	-	①	-	1	1	1	0	-	
		18	-	1	2	-	2	-	1	1	1	1	1	-	1	1	-	1	1	1	1	0	-
		19	-	2	2	-	2	-	1	-	1	-	-	0	1	1	0	1	1	1	2	0	-
		20	2	-	-	1	-	2	2	2	2	2	2	1	2	2	1	1	1	2	2	1	-
	PSSR SALUTE UMANA	21	2	2	①	-	2	2	1	1	1	1	1	0	-	-	0	1	1	2	2	1	-
		22	-	-	0	-	-	-	1	1	1	1	1	0	-	-	0	2	1	2	2	0	-
	PRMT TRASPORTI	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	-	1	-	2	1	-	
		24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1	1	1	1	-	1	-	2	-	-	
		25	2	2	-	1	-	-	-	-	-	2	1	1	1	1	-	2	-	2	1	-	
		26	2	2	-	-	-	-	-	-	-	2	1	1	1	1	-	1	-	1	1	-	
	PFR FORESTE	27	-	-	2	-	-	-	2	2	2	2	-	-	2	-	-	1	1	2	1	1	-
28		-	-	2	-	-	-	2	2	2	2	-	-	2	-	-	2	1	2	2	1	-	
STRATEGIA ADATTAMENTO E MITIGAZIONE CAMBIAMENTO CLIMATICO	0	2	2	2	0	2	2	2	2	2	2	2	1	2	-	1	0	2	0	2	2	2	

Come già si evidenziava nel RA la proposta di PEAR risulta coerente con la maggior parte degli strumenti regionali di settore in vigore, o in corso di formazione, di cui spesso persegue i medesimi obiettivi o strategie, tra cui in particolare la riduzione dei consumi energetici a parità di servizi resi nell'edilizia (PRQA, PTR), la

pianificazione urbanistica orientata alla riqualificazione anche energetica del patrimonio esistente (PTR), la valorizzazione della filiera e dei prodotti forestali (PFR), l'incremento del recupero di energia dai rifiuti (PRGR) e la promozione dei sistemi di mobilità a basso impatto ambientale.

Si osserva innanzitutto che ad una lettura più attenta delle politiche e pianificazioni di altri ambiti, l'iniziale e ricorrente valutazione "indifferente (-)" ha in taluni casi richiesto di essere riclassificata in "coerenza", specificando di caso in caso se "semplice", "buona" o "alta".

In questo documento non viene riproposta l'intera analisi della matrice di coerenza, rimandando per questo al RA, ma si analizzeranno unicamente le macro-differenze con quella già pubblicata.

Una parte dell'analisi descrittiva mancante nel RA faceva riferimento al settore dei trasporti, e in particolare la coerenza con il PRMT. Dall'analisi della tabella risulta che il Piano regionale della mobilità e dei trasporti risulta coerente con il PEAR sia per quanto riguarda gli obiettivi a corto raggio (2020), sia per quelli a lungo raggio (2050). La coerenza riguarda sia i target specifici, sia le strategie di attuazione delle misure da intraprendere. In particolare entrambi i piani convergono sull'obiettivo della diminuzione degli impatti ambientali del sistema della mobilità regionale. Tale obiettivo si inserisce in modo organico nella strategia n.25 del PRMT "Ridurre i rischi per l'ambiente e sostenere scelte energetiche a minor impatto in tutto il ciclo di vita di mezzi e infrastrutture".

Il PRMT come il PEAR si pone l'obiettivo di una riqualificazione energetica dei trasporti che significa sia modificare il modello di mobilità verso la multi modalita', per la quale occorre garantire un'adeguata offerta dei modi più sostenibili e che utilizzano fonti di energia rinnovabile, sia un utilizzo capillare dei sistemi ITC, con il fine di rendere più efficiente il sistema e offrire alla domanda di mobilità un sistema che, oltre a consumare meno risorse, sia più veloce ed efficace. Riqualificazione energetica nei trasporti significa maggiore efficienza da perseguire non solo in termini di rendimento del motore, ma anche una promozione e facilitazione della cosiddetta "mobilità dolce" ovvero priva di motore. Il PEAR pone un particolare accento sull'opportunità della transizione verso una mobilità principalmente elettrica, tale indirizzo è coerente con gli obiettivi al 2050 del PRMT che sono diretti ad un sistema con impatti ambientali quasi nulli. Il PEAR è infatti fortemente indirizzato verso un uso sempre maggiore di fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda il comparto Rifiuti, come già riportato, sono stati integrati gli obiettivi per la componente rifiuti come di seguito riportato:

- ridurre la produzione e la pericolosità dei rifiuti;
- rivedere il ricorso al recupero energetico, solo ove non sia possibile il recupero di materia;
- promuovere, per quanto di competenza, lo sviluppo di una "green economy" regionale.

In particolare, si evidenzia la coerenza tra la Pianificazione rifiuti e il PEAR sui seguenti aspetti:

- aumentare la produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili, nello specifico da biomasse (parte biodegradabile dei rifiuti urbani) e da biogas, proveniente da discariche e da impianti di trattamento fanghi, liquami ed altri rifiuti a matrice organica, compresa la frazione organica da raccolta differenziata;
- evitare il conferimento in discarica di matrici con valore energetico;
- avviare al recupero energetico le sole frazioni di rifiuti per le quali non è possibile il recupero di materia.

In riferimento a questo ultimo punto, si evidenzia che, al fine del rispetto della gerarchia sulla gestione dei rifiuti, il recupero energetico degli stessi è subordinato a recupero di materia e, pertanto, è previsto soltanto per quei rifiuti per i quali non è tecnicamente o economicamente possibile il recupero di materia.

Inoltre, si segnala come sia il PEAR, sia la pianificazione sulla gestione dei rifiuti, diano ampio spazio alla promozione della Green Economy in tutto il territorio piemontese.

Per quanto riguarda la coerenza con la pianificazione relativa ai comparti Suolo, Territorio e Paesaggio si segnala, oltre a quanto già riportato nel RA, come siano state evidenziate nella tabella le incoerenze degli obiettivi di tali piani con quelli riguardanti le FER da fonte Eolica e Idroelettrica.

Si sottolinea anche l'ulteriore segnalazione di una coerenza positiva degli obiettivi riguardanti le FER da fonte Solare con gli obiettivi dei comparti Acque, Suolo, Territorio e Paesaggio, nonché degli obiettivi riguardanti le FER da fonte Eolica sempre con il comparto delle Acque.

Un importante fattore di coerenza positiva deriva dall'interazione tra gli obiettivi riguardanti le FER, ad esclusione di quelle da Biomasse, con quelli del PSSR. Visti gli sforzi del PEAR per spostare la produzione di energia dalle Biomasse alle fonti rinnovabili non caratterizzate da processi di combustione, si ritiene importante

sottolineare come questo obiettivo sia a tutto vantaggio di quanto richiesto dal PSSR, ovvero: *“Ridurre l’incidenza del carico di malattie dovuto a fattori ambientali”*.

**DICHIARAZIONE DI SINTESI  
del Piano Energetico Ambientale Regionale**

**Allegato B  
Approfondimento in merito alla  
valutazione ambientale**

Alcune osservazioni ricevute rilevano come il RA non darebbe evidenza diretta degli effetti significativi che l'attuazione del Piano potrebbe produrre su ciascuna componente, direttamente o indirettamente impattata, e non evidenzerebbe in modo chiaro e oggettivo la metodologia di valutazione utilizzata.

Per sintetizzare il percorso valutativo svolto all'interno del RA e dare riscontro alle osservazioni, si riportano qui di seguito alcune tabelle riassuntive utili a comprendere quali potranno essere gli effetti ambientali prodotti dal PEAR.

Nella Tabella 1 si trovano i macro obiettivi e obiettivi specifici del PEAR, mentre nella Tabella 2 sono riportati gli obiettivi ambientali identificati nel RA.

MACRO OBIETTIVI E OBIETTIVI SPECIFICI DEL PEAR	
<b>MACRO-OBIETTIVO / FAVORIRE LO SVILUPPO DELLE FER, MINIMIZZANDO L'IMPIEGO DI FONTI FOSSILI</b>	
<b>FER 1.1</b>	Incrementare l'utilizzo della risorsa solare a fini termici e per la produzione fotovoltaica sulle coperture degli edifici e sulle superfici impermeabilizzate
<b>FER 1.2</b>	Incrementare la produzione di energia da fonte eolica
<b>FER 1.3</b>	Migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse solide e favorire l'approvvigionamento di risorsa qualificata da "filiera corta"
<b>FER 1.4</b>	Favorire la produzione energetica del biometano
<b>FER 1.5</b>	Promuovere lo sviluppo della produzione idroelettrica con attenzione al rapporto costi-benefici
<b>FER 1.6</b>	Incrementare la diffusione della geotermia a bassa entalpia soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda
<b>MACRO-OBIETTIVO / RIDURRE I CONSUMI ENERGETICI NEGLI USI FINALI</b>	
<b>EE 2.1</b>	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, non residenziali di proprietà degli Enti pubblici
<b>EE 2.2</b>	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche ospedaliere-sanitarie
<b>EE 2.3</b>	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel patrimonio immobiliare privato
<b>EE 2.4</b>	Ridurre i consumi energetici nei cicli e nelle strutture produttive
<b>EE 2.5</b>	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti, favorendo la mobilità sostenibile
<b>MACRO-OBIETTIVO / FAVORIRE IL POTENZIAMENTO IN CHIAVE SOSTENIBILE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE</b>	
<b>RE 3.1</b>	Favorire lo sviluppo sostenibile delle infrastrutture della Trasmissione (RTN) e Distribuzione elettrica
<b>RE 3.2</b>	Promuovere l'affermazione del modello di sviluppo basato sulla generazione distribuita
<b>RE 3.3</b>	Favorire lo sviluppo delle <i>smart grid</i>
<b>RE 3.4</b>	Favorire lo sviluppo sostenibile del sistema di trasporto del Gas
<b>RE 3.5</b>	Promuovere la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento efficiente nelle aree urbane anche valorizzando il calore prodotto in cogenerazione da impianti alimentati da biomasse e rifiuti già esistenti
<b>MACRO-OBIETTIVO / PROMUOVERE LA GREEN ECONOMY SUL TERRITORIO PIEMONTESE</b>	
<b>GE 4.1</b>	Favorire lo sviluppo tecnologico di sistemi e componenti <i>clean</i>
<b>GE 4.2</b>	Favorire lo sviluppo delle filiere energetiche locali (agricole, manifatturiere, forestali, edilizia sostenibile)
<b>GE 4.3</b>	Promuovere la predisposizione di progetti di sviluppo territoriale sostenibile
<b>GE 4.4</b>	Sostenere la qualificazione professionale e la formazione nel settore energetico
<b>GE 4.5</b>	Favorire il cambiamento negli acquisti della Pubblica Amministrazione

OBIETTIVI VERTICALI

OBIETTIVI TRASVERSALI

Tabella 1: Obiettivi del PEAR

<b>AMB_AR1</b>	Aria	Riduzione delle emissioni in atmosfera degli inquinanti correlata ai processi di trasformazione e conservazione dell'energia (PM10, NOx) in contesto di "aree urbane" (processi di efficienza e riduzione dei consumi di fonti fossili)
<b>AMB_AR2</b>	Aria	Riduzione delle emissioni in atmosfera degli inquinanti correlata ai processi di trasformazione e conservazione dell'energia (PM10, NOx) in contesto di "aree interne" (processi di efficienza e riduzione dei consumi di fonti fossili e biomasse)
<b>AMB_AQ1</b>	Acqua	Rispetto dei target di Deflusso Minimo Vitale nei corpi idrici (DMV) per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte idraulica
<b>AMB_AQ2</b>	Acqua	Migliorare lo stato delle acque ed individuare adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi
<b>AMB_AQ3</b>	Acqua	Salvaguardia della qualità e quantità delle falde idriche
<b>AMB_AQ4</b>	Acqua	Perseguire usi sostenibili e durevoli delle risorse idriche
<b>AMB_SU1</b>	Suolo	Riduzione del consumo di suolo e tutela dei territori ad elevata capacità d'uso dei suoli
<b>AMB_SU2</b>	Suolo	Difesa del suolo e tutela dal rischio idrogeologico e sismico
<b>AMB_CL1</b>	Clima	Riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> in atmosfera da processi di trasformazioni energetica
<b>AMB_PA1</b>	Paesaggio	Tutela e mitigazione degli impatti visivi di infrastrutture e impianti sui paesaggi di pregio
<b>AMB_RI1</b>	Rifiuti	Massimizzazione della captazione di biogas per la produzione di energia nei siti di smaltimento
<b>AMB_RI2</b>	Rifiuti	Massimizzazione dell'utilizzo dell'energia termica prodotta dagli impianti di termovalorizzazione
<b>AMB_SA1</b>	Salute Umana	Minimizzazione dell'esposizione delle popolazioni alle radiazioni non ionizzanti
<b>AMB_BIO1</b>	Biodiversità	Tutela della biodiversità con particolare riferimento alle aree della Rete Natura 2000
<b>AMB_BIO2</b>	Biodiversità	Gestire in modo sostenibile le foreste, potenziandone al massimo la funzionalità

*Tabella 2: Obiettivi ambientali del PEAR*

Di seguito nella Tabella 3 vengono rappresentati schematicamente gli indirizzi del PEAR. La tabella schematizza gli obiettivi specifici e quelli ambientali del PEAR per ciascun indirizzo, rapportandolo ai presunti effetti dovuti alla sua implementazione sia per lo scenario BAU che per quello al 2030.

Vengono riprodotti in questa tabella unicamente i macroambiti delle Fonti energetiche rinnovabili (FER) e delle Infrastrutture Energetiche, in quanto le osservazioni pervenute riguardano questi macroambiti, che sono comunque quelli che potenzialmente possono creare effetti ambientali.

Si riporta, infine, la tabella di coerenza interna (*Tabella 4*) utile per verificare che gli indirizzi del PEAR e i loro effetti rispondano agli obiettivi ambientali individuati. Tale analisi svolta alla fine del processo valutativo del RA permette di vedere sinteticamente quali sono gli indirizzi del PEAR più problematici rispetto agli obiettivi ambientali. Saranno questi gli aspetti del Piano sui quali si dovrà maggiormente porre l'attenzione nel corso del monitoraggio, per far sì che i possibili impatti non portino ad alterazioni significative dell'ambiente e, nel caso, elaborare le opportune correzioni al Piano.

Tabella 3: Indirizzi del PEAR ed effetti ambientali

Macro-ambito	Comparto	Indirizzi	Descrizione	Obiettivo di riferimento	Strategia	Obiettivo Ambientale	Scenario BAU <sup>1</sup>	Effetti scenario BAU	Scenario PEAR 2030	Effetti scenario PEAR 2030
FER-E	Idroelettrico	FE_ID1	Razionalizzazione del parco-impianti esistente per incrementare la produttività degli impianti, aumentare la capacità di stoccaggio	FER 1.5	Sostituzione produzione da biomasse solide	AMB_AR2	Scarsa propensione alla razionalizzazione, necessità di nuovi stoccaggi	Possibili incrementi di effettivi negativi a causa di nuovi bacini di stoccaggio	Incremento della produzione degli impianti esistenti, incremento dell'utilizzo dell'unico bacino di stoccaggio presente in Regione	Stabili
		FE_ID2	Favorire l'insediamento di pochi impianti a rilevanza energetica elevata. Definizione di set di indirizzi per la localizzazione dei nuovi impianti			AMB_AQ1 AMB_CL1	Probabile proliferazione di piccoli impianti, con impatti distribuiti sul territorio a fronte di una capacità produttiva molto limitata.	Incremento di effetti negativi sulla risorsa acqua	Pochi impianti di maggiori dimensioni, sfruttamento a fini idroelettrici della residua potenzialità sui canali irrigui e negli acquedotti montani	Incremento di effetti negativi sulla risorsa acqua, ma più concentrati nei siti dei pochi impianti
	Biomasse	FE_BI1	Autorizzare impianti da biomasse solide e liquide che prevedano l'esercizio in assetto cogenerativo	FER 1.3 FER 1.4	Ridurre le emissioni di particolato collegate alla generazione elettrica da biomasse solide	AMB_AR2 AMB_AQ1 AMB_AQ2 AMB_AQ4 AMB_SU2 AMB_RI1 AMB_BIO2		Possibili effetti negativi derivanti dalla dissipazione del calore non riutilizzato	obbligo di esercizio in assetto cogenerativo	Aumento degli impatti sulla qualità dell'aria e riduzione degli impatti su altre componenti ambientali per il mancato utilizzo di FER_E sostitutive
		FE_BI2	Sostegno alla diffusione di piccoli impianti a cippato (taglia < 1 MWe), approvvigionati da "filiera corta", per teleriscaldamento in Comuni montani senza superamenti dei valori limite di particolato.					Possibili effetti negativi derivanti dall'utilizzo di biomassa non locale: - Impatti dei trasporti; - Mancata gestione del territorio locale	Incentivi alla produzione approvvigionata dalla filiera corta	Aumento degli impatti sulla qualità dell'aria in zone montane, effetti positivi sulla gestione del territorio e delle foreste
		FE_BI3	Conferma del set di indirizzi (dgr n. 6-3315 del 30.01.2012) per la localizzazione dei nuovi impianti, sotto forma di "aree inidonee" e di "aree di attenzione".					Conferma del set di indirizzi per la localizzazione dei nuovi impianti	Evitare impatti in aree sensibili	Come Scenario BAU
	Fotovoltaico	FE_F1	Criteri localizzativi imposti dal PEAR, sia per quanto riguarda il riutilizzo di aree già compromesse, sia per quanto riguarda la conferma la validità dei criteri localizzativi già in vigore	FER 1.1	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione	AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_SU1 AMB_CL1 AMB_PA1	Assenza di criteri localizzativi su aree già degradate	Aumento del consumo di suolo	Localizzazione degli impianti preferibilmente che non presupponga consumo di suolo	Minimizzazione degli effetti sul suolo e sul paesaggio

<sup>1</sup> Ai fini della presente comparazione, si fa riferimento allo scenario BAU del PEAR che, sebbene stimato al 2020, si ritiene conservi un'indicazione rappresentativa del trend anche nel breve periodo successivo. Il PEAR non ha ritenuto di stimare uno scenario BAU 2030, in ragione dell'estrema aleatorietà che tale esercizio avrebbe rivestito.



Macro-ambito	Comparto	Indirizzi	Descrizione	Obiettivo di riferimento	Strategia	Obiettivo Ambientale	Scenario BAU <sup>1</sup>	Effetti scenario BAU	Scenario PEAR 2030	Effetti scenario PEAR 2030
FER-E	Eolico	FE_E1	Incrementare la produzione di energia da fonte eolica	FER 1.2	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione	AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_AQ1 AMB_AQ2 AMB_AQ4 AMB_SU1 AMB_CL1	Nessuna identificazione di ambiti ottimali per la produzione	Impatti simili allo scenario PEAR, ma senza l'incremento di produttività che può evitare l'aumento di altre FER_E	Identificazione di quattro ambiti strategici in cui vi sono le condizioni per sviluppare impianti di taglia industriale, da incrociare con gli indirizzi localizzativi con le aree inidonee e di attenzione	Potenziali impatti sul paesaggio e sull'avifauna. Si tende a limitare gli impatti, massimizzando le produzioni. Inoltre il ricorso all'eolico può essere visto come effetto mitigativo dell'utilizzo di Biomasse o Idroelettrico in quanto si sostituisce a questi.
		FE_E2	Incrementare la produzione di energia da fonte eolica	FER 1.3	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione	AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_AQ1 AMB_AQ2 AMB_AQ4 AMB_SU1 AMB_CL2	Nessuna promozione del mini e micro eolico	Impatti derivanti da ipotetici impianti con maggiore produttività	Promuovere lo sviluppo del minieolico (>60<200 kW) e del microeolico (<60 kW) nei territori dei fondovalle in ambito montano	Potenziali impatti sul paesaggio e sull'avifauna. Si tende a limitare gli impatti evitando di ricorrere alla realizzazione di impianti mini-idroelettrici aventi "rilevanza energetica bassa"
FER-C	Biomasse	FC_BI1	Installazione di nuovi impianti domestici a biomasse solide con determinate classi di prestazioni emissive. Esclusione delle FER da biomasse nelle zone in cui risultano superati i valori limite di particolato.	FER 1.3 FER 1.4	Ridurre le emissioni di particolato collegate alla produzione di calore da biomasse solide	AMB_AR2 AMB_AQ1 AMB_AQ2 AMB_AQ4 AMB_SU2 AMB_BIO2	Nessun obbligo sulla tipologia di impianti, nessuna esclusione nelle zone in cui risultano superati i valori limite di particolato.	Progressivo aumento degli impatti sulla qualità dell'aria	Obblighi e/o restrizioni sulla installazione/conduzione degli impianti domestici a biomasse solide e aumento dell'utilizzo del biogas	Riduzione dell'impatto sulla qualità dell'aria e minor impiego della risorsa dovuto all'efficientamento degli impianti
		FC_BI2	Sostituzione dei generatori esistenti con generatori che abbiano una prestazione emissiva migliore. Utilizzo, nei nuovi generatori di calore a pellet, di combustibile certificato	FER 1.3 FER 1.4	Ridurre le emissioni di particolato collegate alla produzione di calore da biomasse solide	AMB_AR2 AMB_AQ1 AMB_AQ2 AMB_AQ4 AMB_SU2 AMB_BIO2	Nessun obbligo sulla tipologia di impianti	Progressivo aumento degli impatti sulla qualità dell'aria	Obblighi e/o restrizioni sulla installazione/conduzione degli impianti domestici a biomasse solide e aumento dell'utilizzo del biogas	Riduzione dell'impatto sulla qualità dell'aria per via del corretto utilizzo del pellet
		FC_BI3	Creazione di una filiera corta per l'approvvigionamento delle biomasse solide e promozione della produzione di biometano	FER 1.3 FER 1.4	Ridurre le emissioni di particolato collegate alla produzione di calore da biomasse solide	AMB_AR2 AMB_AQ1 AMB_AQ2 AMB_AQ4 AMB_SU2 AMB_RI1 AMB_BIO2	approvvigionamento prevalentemente dall'estero	Consistenti costi ambientali del trasporto, mancata gestione del territorio forestale	Sviluppo filiere locali e produzione biometano in prossimità delle reti di distribuzione del gas naturale	Effetti positivi su ecosistemi forestali, assetto idrogeologico, paesaggio, diminuzione degli impatti legati ai trasporti. Effetti positivi sul territorio (meno infrastrutture della rete gas) e sulle acque (minor consumo per colture dedicate)

Macro-ambito	Comparto	Indirizzi	Descrizione	Obiettivo di riferimento	Strategia	Obiettivo Ambientale	Scenario BAU <sup>1</sup>	Effetti scenario BAU	Scenario PEAR 2030	Effetti scenario PEAR 2030
FER-C	Solare termico	FC_ST1	Prescrivere che tutte le nuove progettazioni di edifici, che prevedano un condizionamento invernale, soddisfino, se possibile, mediante l'apporto integrativo da fonte solare, il fabbisogno di riscaldamento e di acqua calda ad uso igienico-sanitario.	FER 1.1	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione	AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_SU1 AMB_CL1 AMB_PA1	Nessuna incentivazione economica nelle strutture pubbliche e private	Stabili	Prescrizioni per l'installazione e incentivi per favorire la crescita del solare termico	Diminuzione degli effetti ambientali derivata dalla sostituzione di combustibili fossili. Impatti nulli vista la consuetudine di installazione del solare termico sulle coperture degli edifici
	Pompe di calore	FC_PC1	Azioni volte a favorire lo sviluppo delle PdC, mediante: - semplificazione delle procedure per l'utilizzo di acque sotterranee - obbligo nelle nuove costruzioni, e nelle ristrutturazioni, di valutare il ricorso a sistemi di pompe di calore supportati da impianti idro/geotermici	FER 1.1	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione	AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_CL1	Nessuna politica di incentivazione	Stabili	Prescrizioni per l'installazione e semplificazione amministrativa per favorire la crescita delle pompe di calore con o senza impianto geotermico	Diminuzione degli effetti ambientali derivata dalla sostituzione di combustibili fossili. Alterazione dello stato fisico (temperatura) delle acque sotterranee utilizzate. Possibili effetti sulla rete di distribuzione elettrica a causa di maggiori consumi derivanti dall'utilizzo di PdC.
RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA	Rete di trasmissione nazionale – RTN	RE_TR1	promuovere condizioni di maggiore sicurezza del sistema elettrico e di competitività del tessuto produttivo regionale	RE 3.1	Promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete, sfruttando nel contempo tutte le opportunità che possono porsi in termini di razionalizzazione e di riequilibrio territoriale delle infrastrutture esistenti.	AMB_SA1 AMB_PA1 AMB_SU1	Nessuna promozione di sviluppo e di razionalizzazione della RTN	Stabili	favorire lo sviluppo delle interconnessioni elettriche in programma con la Francia e la Svizzera, unitamente ai potenziamenti di rete in altissima tensione (AAT)	Possibili impatti derivanti da nuove infrastrutture da insediare sul territorio. Gli impatti potenzialmente possono insistere sulla salute umana, sul consumo di suolo, sul paesaggio e sull'ecosistema.
		RE_TR2	potenziamento della RTN in Piemonte senza aggravare lo stato dell'arte	RE 3.1		AMB_SA1 AMB_PA1 AMB_SU1	Nessuna promozione per la razionalizzazione della RTN	Possibili peggioramenti degli impatti derivanti da nuove linee	ricorrere, ove possibile, a interventi di riassetto a 400 kV della rete a 220 kV esistente	Il riutilizzo degli impianti esistenti, azzerando nuovi possibili effetti sul territorio, che rimangono quelli derivanti dalle linee in essere.

Macro-ambito	Comparto	Indirizzi	Descrizione	Obiettivo di riferimento	Strategia	Obiettivo Ambientale	Scenario BAU <sup>1</sup>	Effetti scenario BAU	Scenario PEAR 2030	Effetti scenario PEAR 2030
RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA	Rete di trasmissione nazionale – RTN	RE_TR3	Razionalizzazione della rete a 132 kV esistente e sviluppo di infrastrutture costituenti “opere connesse” agli impianti di generazione FER	RE 3.2	Migliorare le condizioni di continuità e qualità del servizio elettrico nei confronti dell’utenza e rimuovere i vincoli esistenti al ritiro della produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati da FER.	AMB_SA1 AMB_PA1 AMB_SU1	Nessuna promozione per la razionalizzazione della RTN	Possibili peggioramenti degli impatti derivanti da nuove linee	favorire il potenziamento e la “magliatura” della rete a 132 kV e sviluppo sul territorio delle infrastrutture di rete tese al ritiro della produzione elettrica	Possibili impatti derivanti da nuove infrastrutture da insediare sul territorio. Gli impatti potenzialmente possono insistere sulla salute umana, sul consumo di suolo, sul paesaggio e sull’ecosistema.
	Reti di Teleriscaldamento - TLR	RE_TL1	Favorire lo sviluppo del TLR che preveda la massimizzazione dell’utilizzo dell’energia prodotta o recuperata in impianti termoelettrici o industriali esistenti	RE 3.5	Massimizzare l’utilizzo della produzione termica negli impianti di cogenerazione esistenti.	AMB_RI2 AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_CL1	Nessuna azione volta a migliorare l’utilizzo dell’energia termica prodotta dagli impianti esistenti	Effetti stabili	Massimizzare, coordinare e razionalizzare l’utilizzo delle potenze già installate. Lo sviluppo del TLR mira all’utilizzo dei recuperi termici oltre che l’obbligo di allacciamento dell’energia prodotta dal termovalorizzatore dei rifiuti.	Effetti positivi derivanti dalla sostituzione presso gli utenti finali dei singoli impianti termici.
		RE_TL2	promuovere lo sviluppo di TLR in Comuni montani non critici per la qualità dell’aria, sottesi a centrali alimentate a biomassa (cippato) approvvigionata da filiera corta; favorire l’integrazione dell’energia termica prodotta da fonti fossili con quella da fonti rinnovabili	RE 3.5	Integrare l’energia termica prodotta convenzionalmente con quote sempre maggiori prodotte da fonti rinnovabili	AMB_RI2 AMB_AR1 AMB_AR2 AMB_CL1	Nessuna azione volta a migliorare l’utilizzo dell’energia termica prodotta	Effetti stabili	sostituzione di impianti esistenti a biomassa o gasolio, incremento dell’energia termica prodotta con fonti rinnovabili	Effetti positivi derivanti dalla sostituzione presso gli utenti finali dei singoli impianti termici.
	Rete del Gas naturale	RE_GA1	Promozione di metodologie di pre-pianificazione	RE 3.4	Semplificazione degli iter procedurali e minimizzazione dei potenziali conflitti ambientali	AMB_SU1 AMB_SU2 AMB_PA1 AMB_BIO1	Nessuna azione di pre-pianificazione	Stabili	Implementare ,d’intesa con il soggetto proponente, una metodologia di pre-pianificazione basata sull’applicazione di criteri ERA, ai fini di favorire già in fase pre-progettuale la migliore localizzazione dell’infrastruttura lineare.	Analisi degli impatti delle singole opere in fasi molto precoci della progettazione consentendo di individuare, alla luce delle valutazioni ambientali, i tracciati più consoni per limitare al minimo gli impatti.

Tabella 4: Analisi della coerenza interna

Macroambito		Obiettivi ambientali	Aria		Acqua				Suolo		Clima	Paesaggio	Rifiuti	Rifiuti	Salute Umana	Biodiversità	
			AMB_AR1	AMB_AR2	AMB_AQ1	AMB_AQ2	AMB_AQ3	AMB_AQ4	AMB_SU1	AMB_SU2	AMB_CL1	AMB_PA1	AMB_RI1	AMB_RI2	AMB_SA1	AMB_BIO1	AMB_BIO2
		Macro Azioni															
FER_E	Idroelettrico	FE_ID1	+	++	+	0	0	+	++	0	++	+	0	0	0	+	+
		FE_ID2	+	++	-	-	0	+	-	-	++	-	0	0	0	+	+
	Biomasse	FE_BI1	-	--	++	++	0	++	0	0	0	-	++	0	0	0	0
		FE_BI2	-	--	++	++	0	++	++	++	0	-	0	0	0	0	++
		FE_BI3	-	--	++	++	0	++	++	++	0	++	0	0	0	++	++
	Fotovoltaico	FE_F1	++	++	++	++	0	++	++	0	++	+	0	0	0	0	0
	Eolico	FE_E1	++	++	++	++	0	++	+	0	++	--	0	0	0	--	0
FE_E2		++	++	++	++	0	++	+	0	++	-	0	0	0	-	0	
FER_C	Biomasse	FC_BI1	-	--	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		FC_BI2	+	+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		FC_BI3	+	+	+	0	0	+	++	++	+	++	++	0	0	+	++
	Solare termico	FC_ST1	++	++	0	0	0	0	++	0	++	+	0	0	0	0	0
	Pompe di calore	FC_PC1	++	++	0	0	-	0	++	0	++	0	0	0	0	0	0
RETI	RTN	RE_TR1	0	0	0	0	0	0	-	0	+	-	0	0	-	-	0
		RE_TR2	0	0	0	0	0	0	+	0	0	+	0	0	0	0	0
		RE_TR3	0	0	0	0	0	0	0	0	+	-	0	0	-	-	0
	TLR	RE_TL1	+	+	0	0	0	0	0	0	++	0	0	+	0	0	0
		RE_TL2	+	+	0	0	0	0	0	0	++	0	0	0	0	0	+
	Gas	RE_GA1	0	0	0	0	0	0	+	+	0	+	0	0	0	+	0

LEGENDA

++	Effetti positivi
+	Minimi effetti positivi
0	Effetti nulli
-	Minimi effetti negativi
--	Effetti negativi

ALLEGATO 5

# **RAPPORTO AMBIENTALE**

**del Piano Energetico Ambientale Regionale**

## **INDICE**

<b>CAPITOLO 1</b>	<b>OBIETTIVI DEL PEAR E ANALISI DI COERENZA ESTERNA</b>
<b>CAPITOLO 2</b>	<b>ANALISI DEL CONTESTO AMBIENTALE</b>
<b>CAPITOLO 3</b>	<b>OBIETTIVI AMBIENTALI INTERNAZIONALI, COMUNITARI O NAZIONALI PERTINENTI AL PIANO</b>
<b>CAPITOLO 4</b>	<b>SINTESI DELLE MOTIVAZIONI CHE HANNO CONDOTTO ALLA FORMULAZIONE DELLE SCELTE ALTERNATIVE DI PIANO</b>
<b>CAPITOLO 5</b>	<b>RELAZIONE D'INCIDENZA</b>
<b>CAPITOLO 6</b>	<b>MONITORAGGIO</b>

## CAPITOLO 1 – OBIETTIVI DEL PEAR E ANALISI DI COERENZA ESTERNA

### Macro-obiettivi e obiettivi specifici del PEAR.

Il PEAR intende tracciare la strategia energetica regionale, individuando nel medio periodo obiettivi e target al 2020, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi energetici ed ambientali stabiliti dalla UE nell'ambito delle politiche "Europa 20-20-20" e fornendo elementi utili alla definizione delle specifiche misure ed azioni che potranno essere implementate anche nell'ambito dell'ultimo scorcio della programmazione dei Fondi Strutturali 2014-2020. Nel più lungo periodo, invece, il PEAR intende confrontarsi con gli obiettivi al 2030 in via di conclusiva definizione da parte dell'UE con una rimodulazione degli obiettivi della citata Strategia "Europa 20-20-20".

Se da un lato i contenuti del Piano fanno riferimento ad un quadro di finalità ed obiettivi stabiliti su base europea e nazionale (Strategia "Europa 20-20-20" e gli obiettivi di *Burden Sharing*), dall'altro il PEAR intende disegnare un'articolata strategia regionale volta a garantirne il conseguimento, massimizzando nel contempo le ricadute derivanti dalla sua attuazione sotto il profilo ambientale, economico, occupazionale e di salvaguardia e valorizzazione del territorio. Tale strategia regionale è opportunamente accompagnata da misure di sostegno alla filiera energetica (dalla ricerca alla formazione) e da una puntuale e ampia attività di comunicazione ed informazione indirizzata ai diversi target di interesse (imprese, associazioni di categoria, enti locali, scuole, centri di ricerca, ecc.), al fine di incidere sia in termini di capacità di innovazione del sistema, sia di cambiamento degli stili di vita dei cittadini/consumatori.

Il PEAR individua quattro macro-obiettivi (a cui dedica un capitolo per ognuno), quali pilastri della strategia energetica regionale, distinguendo tra i macro-obiettivi verticali e quelli trasversali:

#### **A. MACRO-OBIETTIVI VERTICALI:**

- favorire lo sviluppo delle FER, minimizzando l'impiego di fonti fossili;
- ridurre i consumi energetici negli usi finali.

#### **B. MACRO-OBIETTIVI TRASVERSALI:**

- favorire il potenziamento in chiave sostenibile delle Infrastrutture energetiche (anche in un'ottica di generazione distribuita e di smart grid);
- promuovere le clean technologies e la green economy per favorire l'incremento della competitività del sistema produttivo regionale e nuove opportunità lavorative.

I macro-obiettivi verticali e trasversali del Piano, nella loro successiva articolazione in obiettivi specifici (vd. Tabella di sotto rappresentata), sono analizzati sotto il profilo qualitativo e quantitativo sulla base dell'analisi della situazione attuale in Piemonte e dei possibili scenari di sviluppo e crescita, tenendo conto dei punti di forza, di debolezza, delle opportunità e minacce riportati nelle swot analysis.

E' poi opportuno evidenziare che, sotto il profilo ambientale, sono individuati e quantificati obiettivi generali di sostenibilità (più estesamente trattati nel successivo Cap. III) correlati alla progressiva sostituzione di quote crescenti di consumi finali attualmente soddisfatti con fonti fossili per mezzo di energia prodotta dalle FER, alla riduzione delle emissioni di CO2 equivalenti, nonché obiettivi specifici, il cui perseguimento è da ricercarsi in termini di minimizzazione degli impatti attesi sulle diverse componenti ambientali a seguito dell'implementazione delle scelte di Piano.

MACRO OBIETTIVI E OBIETTIVI SPECIFICI DEL PEAR	
<b>MACRO-OBIETTIVO / FAVORIRE LO SVILUPPO DELLE FER, MINIMIZZANDO L'IMPIEGO DI FONTI FOSSILI</b>	
<b>FER 1.1</b>	Incrementare l'utilizzo della risorsa solare a fini termici e per la produzione fotovoltaica sulle coperture degli edifici e sulle superfici impermeabilizzate
<b>FER 1.2</b>	Incrementare la produzione di energia da fonte eolica
<b>FER 1.3</b>	Migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse solide e favorire l'approvvigionamento di risorsa qualificata da "filiera corta"
<b>FER 1.4</b>	Favorire la produzione energetica del biometano
<b>FER 1.5</b>	Promuovere lo sviluppo della produzione idroelettrica con attenzione al rapporto costi-benefici
<b>FER 1.6</b>	Incrementare la diffusione della geotermia a bassa entalpia soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda
<b>MACRO-OBIETTIVO / RIDURRE I CONSUMI ENERGETICI NEGLI USI FINALI</b>	
<b>EE 2.1</b>	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, non residenziali di proprietà degli Enti pubblici
<b>EE 2.2</b>	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche ospedaliere-sanitarie
<b>EE 2.3</b>	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel patrimonio immobiliare privato
<b>EE 2.4</b>	Ridurre i consumi energetici nei cicli e nelle strutture produttive
<b>EE 2.5</b>	Favorire la riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti, favorendo la mobilità sostenibile
<b>MACRO-OBIETTIVO / FAVORIRE IL POTENZIAMENTO IN CHIAVE SOSTENIBILE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE</b>	
<b>RE 3.1</b>	Favorire lo sviluppo sostenibile delle infrastrutture della Trasmissione (RTN) e Distribuzione elettrica
<b>RE 3.2</b>	Promuovere l'affermazione del modello di sviluppo basato sulla generazione distribuita
<b>RE 3.3</b>	Favorire lo sviluppo delle <i>smart grid</i>
<b>RE 3.4</b>	Favorire lo sviluppo sostenibile del sistema di trasporto del Gas
<b>RE 3.5</b>	Promuovere la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento efficiente nelle aree urbane anche valorizzando il calore prodotto in cogenerazione da impianti alimentati da biomasse e rifiuti già esistenti
<b>MACRO-OBIETTIVO / PROMUOVERE LA GREEN ECONOMY SUL TERRITORIO PIEMONTESE</b>	
<b>GE 4.1</b>	Favorire lo sviluppo tecnologico di sistemi e componenti <i>clean</i>
<b>GE 4.2</b>	Favorire lo sviluppo delle filiere energetiche locali (agricole, manifatturiere, forestali, edilizia sostenibile)
<b>GE 4.3</b>	Promuovere la predisposizione di progetti di sviluppo territoriale sostenibile
<b>GE 4.4</b>	Sostenere la qualificazione professionale e la formazione nel settore energetico
<b>GE 4.5</b>	Favorire il cambiamento negli acquisti della Pubblica Amministrazione

OBIETTIVI VERTICALI

OBIETTIVI TRASVERSALI

Nella definizione del processo valutativo è fondamentale il ruolo della costruzione e della successiva verifica delle ipotesi di piano o programma, che devono essere in linea con le politiche e gli strumenti di pianificazione e programmazione elaborati ai vari livelli istituzionali e che devono raggiungere gli obiettivi prefissati. Una prima verifica di rispondenza tra gli obiettivi del PEAR e quelli di altri piani/programmi regionali afferisce alla cosiddetta analisi di coerenza esterna orizzontale. Con essa si intende verificare se strategie diverse possano coesistere sullo stesso territorio e identificare eventuali sinergie positive o negative.

#### **Analisi di coerenza esterna orizzontale.**

Al fine di effettuare l'analisi di coerenza esterna orizzontale sono individuati per componente ambientale i seguenti strumenti pianificatori/programmatici regionali più significativi e, al loro interno, gli obiettivi principali delle diverse politiche di settore, che possono determinare delle interazioni con la strategia energetica regionale, declinata per asse nei diversi obiettivi specifici.



TABELLA – SINTESI DEGLI OBIETTIVI STRATEGICI DEFINITI DA PIANI E PROGRAMMI REGIONALI

COMPONENTE AMBIENTALE	PIANI DI RIFERIMENTO	N.	OBIETTIVI STRATEGICI
<b>ARIA</b>	- PRQA	1	Ridurre le concentrazioni e le emissioni di inquinanti atmosferici
		2	Ridurre le emissioni di gas climalteranti
<b>ACQUA</b>	- PTA	3	Perseguire usi sostenibili delle risorse idriche
		4	Mantenere la capacità naturale di autodepurazione dei corpi idrici, nonché la capacità di sostenere comunità animali e vegetali ricche e ben diversificate
		5	Migliorare lo stato delle acque superficiali e sotterranee ed individuare adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi
		6	Gestire il bene acqua in modo collettivo
<b>SUOLO</b>	- PAI - PTR - PPR	7	Promuovere un uso sostenibile del suolo, con particolare attenzione alla prevenzione dei fenomeni di erosione, deterioramento, contaminazione, desertificazione.
		8	Bonificare le aree contaminate e proteggere il suolo dai fenomeni di inquinamento
		9	Garantire al territorio un livello di sicurezza idraulico e idrogeologico adeguato
		10	Contenere il consumo di suolo
		11	Salvaguardare le prime classi di capacità d'uso dei suoli
		12	Salvaguardare i paesaggi di pregio, le aree boscate, le aree umide e i beni paesaggistici
<b>RIFIUTI</b>	- PRGR	13	Ridurre la produzione di rifiuti
		14	Incrementare il recupero di materia e di energia dai rifiuti
<b>TERRITORIO E PAESAGGIO</b>	- PTR - PPR	15	Utilizzo razionale del territorio con conseguente contenimento dell'impermeabilizzazione dei suoli
		16	Riconoscimento e valorizzazione delle potenzialità locali dei diversi sistemi territoriali
		17	Salvaguardare e valorizzare la biodiversità e il patrimonio naturalistico-ambientale
		18	Valorizzazione del policentrismo e delle identità culturali e socio-economiche dei sistemi locali
		19	Rivitalizzare i sistemi montani e collinari
		20	Riqualificazione del contesto urbano e periurbano
<b>SALUTE UMANA</b>	- PSSR	21	Ridurre l'incidenza del carico di malattie dovuto a fattori ambientali
		22	Prevenire il verificarsi di incidenti rilevanti connessi a sostanze pericolose per l'uomo e per l'ambiente
<b>TRASPORTI</b>	- PTR*	23	Migliorare le opportunità di spostamento e di accesso ai luoghi di lavoro, studio, servizi, ...
		24	Aumentare l'efficacia e l'affidabilità nei trasporti
		25	Ridurre i rischi per l'ambiente e sostenere scelte energetiche a minor impatto in tutto il ciclo di vita di mezzi e infrastrutture
		26	Aumentare la vivibilità del territorio e dei centri urbani e contribuire al benessere dei cittadini
<b>FORESTE</b>	- PFR	27	Aumento del valore di mercato dei prodotti forestali
		28	Sostegno alle filiere forestali con attenzione alle componenti critiche

Al fine di rappresentare in modo semplice e immediato gli esiti dell'analisi di coerenza degli obiettivi del PEAR con i principali obiettivi dei diversi strumenti di piano/programma ritenuti rilevanti a livello regionale, è di sotto rappresentata una matrice di valutazione a doppia entrata.

Tale matrice è strutturata prevedendo sulle colonne una sezione che riporta gli obiettivi del PEAR correlati nei quattro assi (macro-obiettivi) in cui è articolato il Piano, e sulle righe una sezione che comprende gli obiettivi strategici di ogni piano/programma regionale esaminato. Gli esiti dell'analisi di coerenza sono rappresentati qualitativamente da una casella riportante un simbolo che esprime il grado di congruità tra gli obiettivi indicati (0 = coerenza nulla / incoerenza ; 1 = coerenza bassa; 2 = coerenza alta ; // = indifferente).

MATRICE DI COERENZA ESTERNA ORIZZONTALE DEL PEAR RISPETTO AI DIVERSI ALTRI PIANI DI RIFERIMENTO REGIONALI																									
(il grado di coerenza è marcato dal numerino cerchiato)																									
PIANI DI RIFERIMENTO E COMPONENTI AMBIENTALI		O B I E T T I V I D E L P E A R																							
		FER						EFFICIENZA ENERGETICA					RETI ELETTRICHE					GREEN ECONOMY							
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5			
O B I E T T I V I S T R A T E G I C I D E I P I A N I D I R I F E R I M E N T O	PRQA ARIA	1	2	2	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	2	2		
		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	2	2	
	PTA ACQUA	3	//	//	0	1	1	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	//	1	//	1	
		4	//	//	//	//	0	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	
		5	//	//	//	//	0	0	//	//	//	//	//	//	//	0	//	//	//	//	//	1	//	//	
		6	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//		
	PAI ; PTR , PPR SUOLO	7	//	0	//	//	0	//	//	//	//	//	//	0	//	//	0	//	//	//	1	//	//		
		8	//	//	//	//	0	0	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	0	1	//	//			
		9	//	0	//	//	0	//	//	//	//	//	0	//	//	0	//	//	//	1	//	//			
		10	//	0	//	//	//	//	//	//	//	//	0	//	//	0	//	//	0	1	//	//			
		11	//	0	0	0	//	//	//	//	//	//	0	//	//	0	//	//	0	1	//	//			
		12	//	0	0	//	0	//	//	//	//	//	0	0	//	//	//	//	0	//	//	//			
	PRGR RIFIUTI	13	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	1	1	1	//			
		14	//	//	1	2	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	1	1	1	1	//	//			
	PTR ; PPR TERRITORIO E PAESAGGIO	15	//	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	1	//	//	//	1	//	//				
		16	//	1	2	1	1	//	//	//	//	1	//	1	2	//	1	//	2	2	//	//			
		17	//	0	//	//	0	//	//	//	//	//	0	//	//	0	//	1	1	1	//	//			

		18	//	1	2	//	2	//	1	1	1	1	1	//	1	1	//	1	1	1	//	//	
		19	//	1	2	//	2	//	1	//	1	//	//	//	1	1	//	//	//	1	2	//	//
		20	2	//	0	1	//	2	2	2	2	2	2	//	2	2	//	1	1	//	//	1	//
	PSSR SALUTE UMANA	21	//	//	0	//	//	//	//	//	//	//	//	0	//	//	//	//	1	//	//	1	//
		22	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	//	0	//	1	//	//	//	//
	PRT TRASPORTI	23	//	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	1	//	//	1	//	//	//	//	//
		24	//	//	//	//	//	//	//	//	//	2	//	//	1	//	//	1	//	//	//	//	//
		25	//	//	//	1	//	//	//	//	//	2	//	1	2	//	//	2	//	2	//	//	//
		26	//	//	//	//	//	//	//	//	//	2	//	//	1	//	//	1	//	1	//	//	//
	PFR FORESTE	27	//	//	2	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	1	1	2	1	//	//	//
28		//	//	2	//	//	//	//	//	//	//	//	1	//	//	2	//	2	2	//	//	//	

La proposta di PEAR risulta coerente con la maggior parte degli strumenti regionali di settore in vigore o in corso di formazione, di cui spesso persegue i medesimi obiettivi o strategie, tra cui in particolare la riduzione dei consumi energetici a parità di servizi resi nell'edilizia (PRQA, PTR), la pianificazione urbanistica orientata alla riqualificazione anche energetica del patrimonio esistente (PTR), la valorizzazione della filiera e dei prodotti forestali (PFR), l'incremento del recupero di energia dai rifiuti (PRGR) e la promozione dei sistemi di mobilità a basso impatto ambientale.

Gli assi d'intervento del PEAR sui quali risulta invece opportuno focalizzare l'attenzione, in ragione della possibile incoerenza con gli obiettivi strategici di altri piani/programmi regionali sono, in particolare, quelli dedicati allo sviluppo delle FER e delle infrastrutture lineari della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) e della rete di trasporto nazionale e regionale del gas.

Con riferimento al primo asse incentrato sullo sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabili si evidenzia, in primo luogo, l'esigenza di armonizzare gli indirizzi e le prescrizioni del redigendo Piano Regionale della Qualità dell'Aria con l'ambito tematico afferente all'utilizzo a fini energetici delle biomasse agro-forestali, in ragione della grave criticità (con correlata procedura di infrazione comunitaria) gravante sul Piemonte, come del resto sulle altre regioni del bacino padano, in materia di concentrazioni di polveri sottili e di NO<sub>2</sub>. A tale riguardo, si afferma l'esigenza di concertare posizioni comuni nell'ambito di un approccio interregionale alla ricerca di soluzioni, nella consapevolezza che la natura del problema travalichi i confini amministrativi di questa o quella regione padana e che un mancato coordinamento potrebbe vanificare i provvedimenti delle singole regioni. Per contro, il PEAR e il PRQA appaiono spesso complementari nel perseguire obiettivi di sostenibilità ambientale ed energetica. A tale proposito, si sottolinea la pressoché completa coerenza degli obiettivi specifici del PEAR con il PRQA sia in materia di produzione da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa, che non prevedono processi di combustione, sia di efficienza energetica e di riduzione dei consumi nei diversi settori degli usi finali, *in primis* quello civile. Per quanto concerne il settore dei trasporti, il PRQA prevede una articolata serie di azioni, sulle quali il PEAR, in linea generale, concorda, individuando in esse anche un contributo all'evoluzione del modello energetico in atto, verso un maggior ricorso alla generazione distribuita supportata dalle *smart grids* (in cui l'auto elettrica rappresenta una delle primarie modalità di stoccaggio dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile non programmabile).

Sempre con riferimento al primo asse del PEAR si rileva ancora l'esigenza di armonizzazione degli obiettivi di sviluppo della produzione idroelettrica ed eolica (in parte chiamate, per le criticità sopra evidenziate, a sopperire alla riduzione delle previsioni del ricorso alle biomasse), con gli obiettivi del Piano di Tutela delle Acque (PTA) e del Piano Paesaggistico Regionale (PPR): armonizzazione in larga misura affidata alla proposta di

individuazione di specifiche *aree inidonee* e *aree di attenzione* per la localizzazione di tali fattispecie di impianti, nonché alla definizione di specifici indirizzi con riferimento al carattere strategico di talune tipologie e taglie d'impianto e di talune aree vocate.

Parimenti, per quanto concerne il terzo asse dedicato allo sviluppo delle infrastrutture lineari, relativamente agli obiettivi riguardanti lo sviluppo della RTN si evidenzia l'esigenza di un'armonizzazione con gli obiettivi di tutela paesaggistica di cui al PPR, nonché con l'obiettivo del PSSR di minimizzazione dell'incidenza del carico delle malattie dovute ad effetti ambientali. Nel primo caso lo sforzo di armonizzazione è affidato alla conferma della metodologia basata sui criteri localizzativi nazionali ERPA (Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione), di cui alla procedura di VAS di competenza nazionale sugli interventi previsti dal Piano di Sviluppo di TERNA. Nel secondo caso, il PEAR sottolinea l'esigenza di garantire una corretta applicazione e verifica, rispettivamente in sede di redazione dei progetti e di successiva valutazione in sede di procedure di VIA, dei requisiti e criteri di tutela della salute pubblica relativi agli effetti correlabili all'esposizione ai campi elettro-magnetici stabiliti dalla normativa nazionale e regionale vigente.

Infine, si rileva piena coerenza con il PRQA degli obiettivi di sviluppo della RTN enunciati nel PEAR, in ragione della progressiva transizione verso l'implementazione di un modello di generazione distribuita, dell'attesa riduzione delle perdite di rete, conseguente alla realizzazione degli interventi previsti, nonché di massimizzazione dell'utilizzo delle produzioni termiche in impianti esistenti, mediante ricorso al teleriscaldamento.

Con riferimento, invece, al PRGR e all'obiettivo di incrementare il recupero di energia dai rifiuti, si riscontra una piena coerenza degli obiettivi del PEAR, laddove si sottolinea l'esigenza di accelerare la valorizzazione della produzione termica derivante dal processo di incenerimento dei rifiuti nell'impianto TRM di Torino, mediante il collegamento dello stesso alle esistenti reti di teleriscaldamento dell'area metropolitana.

In linea generale, poi, trasversalmente agli obiettivi di sviluppo del PEAR si rileva una coerenza con l'obiettivo di contenimento del consumo di suolo proprio del PTR, sia per effetto della individuazione di *aree inidonee* e *aree di attenzione* sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, sia per la consolidata applicazione a livello nazionale di criteri ERPA e di indirizzi di pianificazione elettrica, comprendenti obiettivi di riequilibrio territoriale, concernenti lo sviluppo della RTN.

In ultimo, si evidenzia come gli obiettivi del PEAR riguardanti il quarto Asse dedicato allo sviluppo della *Green Economy*, in ragione della valenza ambientale intrinseca all'incremento delle politiche della ricerca, innovazione, formazione e diffusione dei *green jobs*, siano coerenti con il quadro degli obiettivi strategici dei Piani/Programmi regionali presi in esame.

Una seconda verifica di rispondenza correlata agli obiettivi del PEAR è quella da effettuarsi rispetto a norme, piani e programmi afferenti alla politica energetico-ambientale internazionale, comunitaria e nazionale. In particolare, l'Unione Europea, molto attiva in materia energetica e ambientale, ha prodotto sulle tematiche trattate nel PEAR una normativa molto articolata, che in molti casi è già stata oggetto di recepimento nell'ordinamento giuridico nazionale, in particolare nei settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e del mercato unico dell'energia elettrica e del gas. Tale verifica di rispondenza attiene alla cosiddetta analisi di coerenza esterna verticale, di cui al paragrafo seguente.

### **Analisi di coerenza esterna verticale.**

Al fine di effettuare l'analisi di coerenza esterna verticale, nella tabella che segue sono elencati i principali provvedimenti internazionali, comunitari e nazionali a cui gli obiettivi del PEAR si rapportano, con l'aggiunta di una sintetica valutazione argomentata di coerenza.

TABELLA DI COERENZA VERTICALE	
TIPOLOGIA DI DOCUMENTI	COERENZA DEL PEAR
<b>Documenti INTERNAZIONALI</b>	
1. <a href="#">PROTOCOLLO DI KYOTO</a> 11 dicembre 1997	Il PEAR è orientato al soddisfacimento del Protocollo, infatti gli interventi per l'incremento delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica contribuiscono alla riduzione dell'utilizzo di fonti fossili, che concorre alla riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> . Il raggiungimento di tale obiettivo in ambito regionale costituisce un contributo dei territori agli obiettivi di scala nazionale ed europea.
<b>Documenti COMUNITARI</b>	
2. Burden Sharing agreement, Decisione 17 giugno 1998	Coerente in quanto gli interventi previsti sono volti al soddisfacimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni derivante dallo sfruttamento delle fonti fossili.
3. <a href="#">Direttiva 2003/87/CE</a> (ETS) che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità	Coerente in quanto gli interventi previsti sono volti al soddisfacimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni derivante dallo sfruttamento delle fonti fossili.
4. <a href="#">Libro verde sull'efficienza energetica</a>	Coerente per quanto riguarda il livello regionale.
5. <a href="#">Libro verde dell'energia</a> 2006 "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura"	Coerente per quanto riguarda il livello regionale.
6. <a href="#">Pacchetto energia</a> 2007	Coerente in quanto gli elementi del Piano contribuiscono direttamente al soddisfacimento dei suoi contenuti.
7. <a href="#">SET PLAN</a> (Strategic Energy Technology), 2008	Coerente in quanto gli interventi previsti dal Piano rispondono direttamente ai contenuti della Direttiva in materia di priorità tecnologiche.
8. <a href="#">Direttiva 2009/28/CE</a> sulla promozione dell'uso dell'energia da FER	Coerente in quanto gli interventi previsti dal Piano per l'incremento e la diversificazione delle fonti rinnovabili rispondono direttamente ai contenuti della Direttiva.
9. <a href="#">Direttiva 2009/29/CE</a>	Coerente a livello regionale
10. <a href="#">Direttive 2009/72/CE</a> e <a href="#">2009/73/CE</a> sul mercato interno e dell'energia elettrica e gas naturale	Coerente in quanto promuove lo sviluppo di tipologie di interventi previste nel Piano.
11. <a href="#">Direttiva 2010/31/UE</a> sulla Prestazione energetica nell'edilizia	Parzialmente coerente con la normativa regionale. Va sottolineato che questa è attualmente in fase di revisione per una completa armonizzazione.
12. <a href="#">Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica</a> (PAEE), 2011	Coerente in quanto promuove lo sviluppo di tipologie di interventi previste nel Piano.
13. <a href="#">Direttiva 2012/27/UE</a> del 25.10.2012 sull'efficienza energetica	Coerente in quanto tale Direttiva promuove interventi che saranno previsti nel Piano.
<b>Documenti NAZIONALI</b>	
14. <a href="#">D.Lgs. 102/2014</a> "Attuazione della <a href="#">Direttiva 2012/27/UE</a> sull'efficienza energetica"	Coerente in quanto il decreto legislativo promuove interventi che saranno previsti nel Piano
15. <a href="#">D.Lgs. 30/2013</a> "Attuazione della <a href="#">Direttiva 2009/29/CE</a> che modifica la <a href="#">Direttiva 2003/87/CE</a> al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra".	Coerente per quanto riguarda il livello regionale
16. D.L. 63/2013 convertito dalla <a href="#">L.90/2013</a> , "Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del 19.05.2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla CE, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale". Il	Parzialmente coerente con la normativa regionale. Va sottolineato che questa è attualmente in fase di revisione per una completa armonizzazione.

D.L. 63/2013 modifica il D.Lgs. 192/2005, in materia di rendimento energetico nell'edilizia.	
17. <a href="#">D.P.R. 16.04.2013, n.74</a> "Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'art. 4, co.1, lett. a) e c), del D.Lgs.19.08.2005, n.192".	Parzialmente coerente con la normativa regionale. Va sottolineato che questa è attualmente in fase di revisione per una completa armonizzazione.
18. D.M. (MiSE), 15.03.2012 "Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili" (c.d. Burden Sharing)	Coerente con il Decreto, che riporta, per ogni regione italiana, la quantificazione della quota di consumi energetici che deve essere soddisfatta da fonti rinnovabili.
19. D.Lgs. n. 93 del 1.06.2011 "Attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica", cd. "Terzo pacchetto energia"	Coerente con il Piano poiché promuove interventi nell'ambito delle finalità dello stesso.
20. D.Lgs. 28/2011, Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.	Coerente in quanto gli interventi previsti per l'incremento e la diversificazione delle fonti rinnovabili rispondono direttamente ai contenuti della Direttiva.
21. D.M. 10.09.2010, emanato in attuazione del D.Lgs. 29.12.2003, n.387, recante Attuazione della Direttiva 2007/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da FER nel mercato interno dell'elettricità, art. 12 (Razionalizzazione e semplificazione delle procedure).	Coerente in quanto sono state recepite le indicazioni presenti nel Decreto.
22. D.M. (MiSE)) 26.06.2009 e s.m.i. "Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici"	Coerente per quanto riguarda il livello regionale
23. D.Lgs. 115/2008 "Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CE"	Coerente in quanto la tematica trattata è oggetto del Piano.
24. D.Lgs. 387/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da FER nel mercato interno dell'elettricità"	Coerente con tale norma poiché il PEAR promuove interventi nell'ambito delle finalità del Decreto.
25. Strategia Energetica Nazionale - SEN, 2013 approvato dal Decreto interministeriale dell'8.03.2013	Coerente in quanto vengono tenute in considerazione le priorità della SEN.
26. Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica – PAEE, 2014 predisposto da ENEA e dal MiSE contiene una serie di misure e obiettivi per ridurre i consumi energetici del 20% entro il 2020.	Coerente per quanto riguarda il livello regionale.
27. Piano di Azione Nazionale - PAN, 2010 - per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla Direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30.06.2009)	Coerente con il Piano poiché promuove interventi nell'ambito delle finalità dello stesso.

## **CAPITOLO 2 – ANALISI DEL CONTESTO AMBIENTALE**

L'analisi del contesto territoriale di riferimento è finalizzata sia a valutare il livello di qualità sul territorio regionale delle diverse componenti ambientali, sia a individuare gli elementi di criticità e vulnerabilità da mettere successivamente in relazione alle pressioni specifiche che possono intervenire o essere indotte dall'attuazione del Piano Energetico Ambientale Regionale. L'analisi di contesto verrà trattata dal punto di vista ambientale e territoriale, prendendo in considerazione i temi ambientali che interagiscono con il Piano e che sono elencati nell'Allegato 1 della Direttiva 2001/42/CE24 (Atmosfera, Acqua, Suolo e sottosuolo, Natura e biodiversità, Paesaggio).

Tale analisi di contesto ambientale costituirà un riferimento per l'individuazione degli impatti ambientali potenziali diretti ed indiretti del Piano Energetico Ambientale Regionale. Per quanto riguarda i dati relativi alle componenti ambientali si utilizzeranno sia quelli disponibili sul Rapporto sullo stato dell'ambiente in Piemonte (RSA) 2017, per le componenti comuni, quelli relativi ad altri piani regionali già elaborati, prendendo come riferimento i più recenti e verificando l'eventuale necessità/opportunità di elaborazioni specifiche da affiancare a quelle già contenute in altri documenti. Tale scelta risulta coerente con quanto riportato nell'articolo 13 comma 4 del D.Lgs. n.152/200626 "...per evitare duplicazioni della valutazione, possono essere utilizzati, se pertinenti, approfondimenti già effettuati ed informazioni ottenute nell'ambito di altri livelli decisionali o altrimenti acquisite in attuazione di altre disposizioni normative...".

Nel presente paragrafo viene inoltre tracciato lo scenario ambientale di riferimento, per il quale è stata effettuata l'analisi del contesto ambientale regionale che contiene la descrizione del territorio regionale e delle diverse componenti e tematiche ambientali; per ciascun tema ambientale sono state descritte le caratteristiche significative.

## QUALITÀ DELL'ARIA

Il Piemonte dispone di un articolato sistema di conoscenze a servizio degli amministratori e dei cittadini, che consente di svolgere l'attività di valutazione della qualità dell'aria su tutto il territorio regionale, nell'ottica di una progressiva integrazione dei tre principali strumenti informativi disponibili: la base dati delle misure rilevate dal Sistema Regionale di Rilevamento della Qualità dell'Aria (S.R.R.Q.A), l'Inventario Regionale delle Emissioni in Atmosfera (IREA) e sistemi modellistici di dispersione degli inquinanti in linea con i criteri stabiliti nell'allegato X.II. del D.M. 60/2002 e l'allegato VII.II del D.Lgs. 183/2004.

Nel dettaglio, il Sistema Regionale di Rilevamento della Qualità dell'Aria (S.R.R.Q.A) rappresenta la struttura deputata alla raccolta ed all'elaborazione dei dati provenienti dalle stazioni di misura, mentre l'Inventario Regionale delle Emissioni in Atmosfera (IREA), contiene, per ogni Comune piemontese, le stime delle quantità annuali di emissioni, relative a nove sostanze inquinanti generate da una articolata serie di attività. In Piemonte, come riportato nel rapporto sullo stato dell'ambiente 2017, sul lungo periodo è stato osservato un miglioramento della qualità dell'aria, nonostante le oscillazioni legate ai fattori meteorologici. Infatti per quanto riguarda il particolato l'analisi della serie storica dei dati mostra come nel periodo 2001-2016, a livello regionale, la concentrazione media annua di PM10 si sia ridotta in modo evidente. I valori mostrano tuttavia oscillazioni a breve termine, da un anno all'altro, dovute alle differenti condizioni meteorologiche.

Il 2016 è risultato - sia per gli inquinanti invernali, come il PM10, sia per quelli estivi, come l'ozono - un anno con valori leggermente inferiori a quelli misurati nel 2015, ma non come quelli misurati nell'anno 2014 che ha rappresentato una peculiarità positiva in termini di qualità dell'aria. Il PM10, direttamente come tale dalle sorgenti (traffico, riscaldamento, attività produttive ecc.) e indirettamente dalla trasformazione di composti gassosi (come gli ossidi azoto), ha evidenziato nel 2014 una ulteriore diminuzione rispetto l'anno precedente, riportandosi su valori prossimi o inferiori a quelli misurati nel 2010, pur manifestando in alcune stazioni criticità e numerosi superamenti del valore limite giornaliero. L'anno 2014 è stato caratterizzato infatti da una meteorologia particolarmente favorevole alla dispersione degli inquinanti che ha contribuito a diminuire i valori misurati in quasi tutte le stazioni della rete. In particolare è da rilevare che, a differenza degli anni precedenti, in nessuna stazione della rete è stato superato il valore limite annuale per la protezione della salute.

Per il particolato l'analisi della serie storica dei dati mostra come nel periodo 2003-2016, a livello regionale, la concentrazione media annua di PM10 si sia complessivamente ridotta. Tale fenomeno è particolarmente evidente nella stazione Torino - Consolata dove la media annuale si è più che dimezzata.

L'ozono, tipico inquinante secondario la cui presenza deriva dalla trasformazione di altri composti - antropici o naturali - presenti in atmosfera, a differenza degli altri inquinanti raggiunge le concentrazioni più elevate generalmente nelle stazioni rurali e in quelle di alta quota, nei mesi più caldi dell'anno e nelle ore di massimo irraggiamento solare. Il valore obiettivo a lungo a termine per la protezione della salute umana ( $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ) da non superare più di 25 giorni per anno civile, tra i riferimenti definiti dalla normativa, è quello che meglio descrive situazioni di inquinamento e di esposizione della popolazione mediate nel tempo. Nel 2016 si è registrato un lievissimo miglioramento della percentuale di stazioni interessate dai superamenti, passata da quasi il 100% del 2015 a quasi il 90% del 2016, che non può essere tuttavia considerata sostanziale ai fini di una riduzione dell'inquinante. Negli ultimi anni solo il 2014 si è distinto positivamente per una significativa diminuzione di questo indicatore causata da una peculiare situazione meteorologica estiva.

Per il biossido di azoto, principalmente prodotto dal traffico e dalla produzione di energia termica, prosegue nella riduzione dei valori pur evidenziando criticità e superamenti nelle maggiori aree urbane



piemontesi. I valori di NO<sub>2</sub> misurati nel 2016 sono stati in genere inferiori, con qualche eccezione, a quelli riscontrati nel 2015. Il maggior contributo a questo inquinante deriva dal settore energetico, seguito da quello stradale.

Per quanto riguarda i dati del 2016 i valori più elevati di NO<sub>2</sub> sono stati misurati quasi sempre nelle stazioni di traffico. I superamenti del valore limite annuale per la protezione della salute umana (40 µg/m<sup>3</sup>) sono avvenuti nelle stazioni di Alessandria - D'Annunzio; Novara - Roma; Cerano (NO); Beinasco (TO); Collegno(TO); Torino - Consolata; Torino - Rebaudengo. Tali punti sono collocati generalmente in contesti caratterizzati da un intenso traffico veicolare e/o da un'intensa antropizzazione del territorio. Per quanto riguarda il valore limite orario, pari a 200 µg/m<sup>3</sup>, solo nella stazione urbana di traffico di Torino - Rebaudengo è stato superato per più di 18 volte nel 2016.

Il benzo(a)pirene mostra i valori più elevati nelle zone in cui è verosimilmente più consistente il ricorso alla legna per riscaldare gli ambienti e nelle stazioni caratterizzate da intenso traffico veicolare. Le principali fonti degli idrocarburi policiclici aromatici (IPA) sono infatti il traffico veicolare diesel e la combustione incompleta di materiali organici contenenti carbonio (legno, carbone). Nel 2016 le stazioni nelle quali i valori misurati sono stati inferiori a quelli dell'anno precedente sono state circa il 50% del totale e il valore obiettivo è stato superato in tre stazioni, Settimo T. - Vivaldi; Torino - Rebaudengo e Domodossola - Curotti, mentre nell'anno precedente erano state sei. Da notare comunque che in circa il 30% delle stazioni il valore è compreso tra il valore obiettivo (1,0 ng/m<sup>3</sup>) e il valore della soglia superiore di valutazione (0,6 ng/m<sup>3</sup>).

Nel 2016 sono continuate le misure delle concentrazioni del biossido di zolfo rilevando, come negli anni precedenti, nessun superamento dei valori limite per la protezione della salute umana sia a livello orario che giornaliero.

Così come negli anni precedenti, anche nel 2016 le misure delle concentrazioni del monossido di carbonio non hanno rilevato nessun superamento dei valori limite per la protezione della salute umana calcolato come media massima giornaliera calcolata su 8 ore e pari a 10 mg/m<sup>3</sup>.

Il contributo delle diverse sorgenti all'inquinamento complessivo è valutato sulla base dei dati dell'Inventario Regionale delle Emissioni in Atmosfera (IREA) predisposto dalla Regione Piemonte nell'ambito del Piano di Risanamento e Tutela della Qualità dell'Aria.

Si tratta di uno strumento conoscitivo di fondamentale importanza per la gestione della qualità dell'aria, in quanto permette di individuare i settori maggiormente sensibili su cui indirizzare le misure e gli interventi per la riduzione delle emissioni inquinanti. Le stime elaborate seguendo i principi della metodologia CORINAIR, messa a punto dalla *European Environmental Agency* (EEA), riguardano le sorgenti classificate secondo la nomenclatura SNAP (Selected Nomenclature for Air Pollution, revisione dell'anno 1997) e sono riferite agli inquinanti metano (CH<sub>4</sub>), monossido di carbonio (CO), anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), ammoniaca (NH<sub>3</sub>), composti organici volatili non metanici (COVNM), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) e polveri sottili (PM<sub>10</sub>) e PM 2,5.

I macrosettori considerati sono 11, tra questi il n°1 è relativo al "Produzione energia e trasformazione di combustibili"

01	Produzione energia e trasformazione combustibili
02	Combustione non Industriale
03	Combustione nell'Industria
04	Processi Produttivi
05	Estrazione e Distribuzione di Combustibili Fossili
06	Uso di Solventi
07	Trasporto su Strada
08	Altre Sorgenti Mobili e Macchinari
09	Trattamento e Smaltimento Rifiuti
10	Agricoltura
11	Altre Sorgenti e Assorbimenti

Il rapporto sullo stato dell'ambiente 2017 riporta che per la maggior parte degli inquinanti atmosferici, la riduzione dei valori è connessa anche alla loro diminuzione nelle emissioni industriali/civili avvenuta negli ultimi decenni, anche se non sempre sufficiente a determinare il rispetto dei valori limite o dei valori obiettivo indicati dalla normativa. Per le emissioni in atmosfera i comparti più critici risultano essere quelli relativi al trasporto stradale, al riscaldamento e alle attività produttive, anche se con differente distribuzione percentuale per i diversi inquinanti. È da rilevare che la combustione del legno, e più in generale delle biomasse, negli ultimi anni ha assunto, e continua ad assumere, un'importanza crescente, in particolare per le emissioni di particolato e di benzo(a)pirene.

Poiché a scala locale la conoscenza delle pressioni emissive che gravano sul territorio risulta un supporto informativo indispensabile per sviluppare strategie di abbattimento dell'inquinamento e individuare priorità, le informazioni sul totale degli inquinanti emessi annualmente (IREA) vanno integrate con indicazioni sulla modulazione temporale di tali emissioni nel corso dell'anno.

Esiste infatti una elevata variabilità stagionale delle emissioni inquinanti: i superamenti dei valori limite si riscontrano per lo più nel periodo invernale, durante il quale da una parte sono attivi gli impianti di riscaldamento e dall'altra sono ridotte le capacità dispersive dell'atmosfera. Per tale motivo le emissioni regionali annuali di NOx e di PM10 sono state ripartite mensilmente sulla base di profili di modulazione temporale specifici per ciascun comparto emissivo: le emissioni di PM10 si concentrano nel periodo invernale e sono rappresentate per più del 75% dal riscaldamento domestico; le emissioni di NOx risultano invece quasi uniformemente distribuite nel corso dell'anno, in particolare per quanto riguarda le loro fonti principali (traffico e combustione industriale).

## **Gas serra**

La necessità di recepire gli obiettivi del protocollo di Kyoto per la lotta all'effetto serra e al cambiamento climatico, è diventata un requisito imprescindibile nella definizione della politica ambientale. L'attività umana sta incrementando la concentrazione in atmosfera dei gas serra con la conseguente previsione di un significativo riscaldamento della superficie terrestre e di altre modifiche al clima nei prossimi decenni. I gas serra che contribuiscono al riscaldamento globale sono la CO<sub>2</sub>, il metano CH<sub>4</sub> e l'ossido nitroso (N<sub>2</sub>O).

Il settore energetico contribuisce all'effetto serra principalmente con emissione diretta di CO<sub>2</sub>, mentre le emissioni degli altri composti è meno dipendente dal tale settore.

Nell'ambito delle politiche energetiche l'obiettivo di aumentare l'energia prodotta da FER va nella direzione di una sostanziale riduzione delle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> eliminando l'emissione nella maggior parte dei

casi (solare, idroelettrico, eolico) o, nel caso delle biomasse, convertendola in l'emissione di CO<sub>2</sub> derivante da combustibile organico e quindi nulla dal punto di vista del bilancio generale dell'emissione.

<b>Emissioni di gas serra</b>						
<b>Ripartizione per inquinante</b>						
<b>Inquinante</b>	<b>1997</b>	<b>2001</b>	<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>
	<b>Contributo percentuale * (%)</b>					
CO <sub>2</sub>	77	67	73	73	80	0
CH <sub>4</sub>	19	12	10	10	11	65
N <sub>2</sub> O	4	21	17	17	9	35
<b>Ripartizione per comparto emissivo</b>						
<b>Comparto</b>	<b>1997</b>	<b>2001</b>	<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>
	<b>Contributo percentuale * (%)</b>					
Trasporto su strada	25	20	22	22	20	1
Industria	22	37	22	28	29	9
Energia	20	16	22	18	19	0
Agricoltura e natura	13	9	9	10	10	56
Riscaldamento	10	7	7	2	16	4
Rifiuti	5	7	15	15	2	19
Altro	5	4	3	5	4	11
<b>Ripartizione per macrosettore - anno 2010</b>						
<b>Macrosettore</b>	<b>t/anno*</b>					
01 - Combustione: Energia e Industria di Trasformazione	27.455					
02 - Combustione non Industriale	327.299					
03 - Combustione nell'Industria	54.716					
04 - Processi Produttivi	579.926					
05 - Estrazione e Distribuzione di Combustibili Fossili / Geotermia	806.033					
07 - Trasporto su Strada	101.605					
08 - Altre Sorgenti Mobili e Macchinari	17.492					
09 - Trattamento e Smaltimento Rifiuti	1.409.976					
10 - Agricoltura	4.058.250					
11 - Altre Sorgenti e Assorbimenti - Natura	30.167					
<b>Piemonte</b>	<b>7.412.918</b>					
<i>Fonte: Regione Piemonte</i>						
* Il contributo - sia in termini assoluti che percentuali - è stato calcolato combinando le emissioni dei singoli gas serra con opportuni fattori-peso elaborati dall'Agenzia Europea per l'Ambiente.						

## QUALITÀ DELLE ACQUE

### Qualità delle Acque superficiali

Nel 2015 è stato avviato il primo ciclo triennale di monitoraggio relativo al quinquennio 2015-2019 nell'ambito del secondo Piano di Gestione distrettuale del Po come previsto dalla Direttiva 2000/60/CE (WFD). L'anno 2014 verrà utilizzato come anno in comune tra l'ultimo ciclo del sessennio 2009-2014 e il primo del sessennio 2014-2019. L'analisi degli indici di stato relativi sia agli elementi chimici (indice LIMeco, verifica degli SQA) sia biologici (Indici STAR\_ICMi, ICMi, IBMR) dell'anno 2015 hanno consentito una valutazione dello stato di qualità rispetto a valori normativi definiti attraverso l'attribuzione di 5 classi di qualità previste (da Elevato a Cattivo), non dimenticando che la valutazione dello stato ufficiale ai sensi della direttiva sarà quella del triennio 2014-2016. Attraverso la revisione dell'Analisi delle Pressioni iniziata nel 2014 e terminata nel 2015, applicando la metodologia definita a livello distrettuale, sono state individuate le pressioni antropiche più significative sui corpi idrici, cioè quelle potenzialmente in grado di pregiudicarne il raggiungimento o il mantenimento degli obiettivi di qualità. Tra queste risultano più significative le alterazioni morfologiche, in particolar modo relative alle modificazioni della zona ripariale, i prelievi, gli scarichi di acque reflue urbane e l'agricoltura.

Lo stato delle acque superficiali è sintetizzato da due indici calcolati sul triennio di monitoraggio: lo Stato Ecologico e lo Stato Chimico.

Al termine del primo sessennio di monitoraggio, relativamente ai fiumi, emerge come il 55% dei corpi idrici presenti uno Stato Ecologico Buono o superiore e il 45% Sufficiente o inferiore. Per quanto riguarda lo Stato Chimico il 95% dei corpi idrici risulta Buono. Dal confronto complessivo dei risultati dei due trienni di monitoraggio risulta come vi sia una quota di corpi idrici fluviali che stabilmente risulti in una classe di Stato Buono e una quota invece stabilmente in una classe di Stato inferiore al Buono. Sul mancato raggiungimento dell'obiettivo di qualità influisce in modo predominante il risultato della valutazione dello Stato Ecologico rispetto allo Stato Chimico.

Lo Stato Chimico (SQA) è un indice che valuta la qualità chimica dei corsi d'acqua. La valutazione dello Stato Chimico è stata definita a livello comunitario in base a una lista di 33+8 sostanze pericolose o pericolose prioritarie per le quali sono previsti SQA europei fissati dalla Direttiva 2008/105/CE recepiti dal DLgs 219/10.

La verifica degli SQA è effettuata sul valore medio annuo delle concentrazioni. È determinato sulla base della valutazione del dato peggiore di un triennio per il monitoraggio Operativo e di un anno per il monitoraggio di Sorveglianza. L'indice è costituito da 2 classi: Buono e Non Buono.

Classi	Numero CI
Buono	121
Non buono	7

I dati del 2015 evidenziano come il 95% dei corpi idrici monitorati ricadano nella classe Buono dell'indice SQA stato chimico e il restante 5% nella classe Non Buono. Nei corpi idrici ricadenti nella classe Non Buono il superamento degli SQA è stato verificato per il parametro metalli, la cui presenza nelle acque può essere determinata sia da un contributo naturale che dall'attività antropica, generalmente riconducibile ad esempio alla presenza di insediamenti produttivi.

Lo stato ecologico dei corpi idrici fluviali è definito dalla valutazione integrata degli indici STAR\_ICMi - macrobenthos, ICMi - diatomee, IBMR - macrofite, ISECI - fauna ittica, LIMeco e dalla verifica degli Standard di Qualità Ambientali (SQA) per gli inquinanti specifici. È prevista la conferma dello Stato Elevato attraverso i parametri idromorfologici. Lo Stato Ecologico viene espresso in cinque classi: Elevato, Buono, Sufficiente, Scarso e Cattivo.

I dati del triennio 2012-2014 evidenziano come poco più 57% dei corpi idrici monitorati ricada in classe Elevato e Buono, e quindi abbia raggiunto gli obiettivi di qualità previsti dalla direttiva per il 2015, il 31% sia in classe Sufficiente e il restante 12% nelle classi Scarso e Cattivo. In più dell'80% dei CI risultati in una classe di Stato Ecologico inferiore al Buono, il declassamento è determinato da uno o più degli Elementi di Qualità Biologica monitorati; nel 20% il declassamento è imputabile anche al superamento degli SQA o al valore del LIMeco.

Il LIMeco (Livello di Inquinamento dai Macrodescrittori per lo stato ecologico) è un indice sintetico che descrive la qualità delle acque correnti per quanto riguarda i nutrienti e l'ossigenazione. I parametri considerati per la definizione del LIMeco sono: Ossigeno in % di saturazione (scostamento rispetto al 100%), Azoto ammoniacale, Azoto nitrico e Fosforo totale. L'indice LIMeco concorre insieme a STAR\_ICMi (macrobenthos), ICMi (diatomee), IBMR (macrofite), ISECI (fauna ittica), SQA inquinanti specifici, alla definizione dello Stato Ecologico del Corpo Idrico Superficiale (CI).

Classi	Numero CI
Elevato	76
Buono	30
Sufficiente	16
Scarso	6
Cattivo	-

I dati del triennio 2012-2014 evidenziano come il 72% dei CI monitorati ricada classe Elevato di LIMeco, il 18% nella classe Buono e il restante 10% si distribuisca nelle classi Sufficiente e Scarso. La classe di LIMeco triennale deriva dalla media dei valori calcolati annualmente riferiti ai corpi idrici.

Relativamente ai Laghi, 6 su 13 monitorati presentano uno Stato Ecologico Buono, mentre tutti mostrano uno Stato Chimico Buono. Per i corpi idrici lacustri lo Stato risulta più stabile nell'ambito dei 2 trienni rispetto a quello dei fiumi, tuttavia nel nuovo sessennio verrà consolidato il monitoraggio degli EQB macroinvertebrati e macrofite che quindi potranno fornire elementi conoscitivi ulteriori.

## **Qualità delle Acque sotterranee**

La Rete di Monitoraggio delle Acque Sotterranee (RMRAS), che è stata riesaminata all'interno della predisposizione del nuovo Programma di Monitoraggio 2015-2019, rimane sostanzialmente invariata, ad esclusione di alcuni punti eliminati per problemi legati all'accessibilità; vi è inoltre l'introduzione del monitoraggio di 5 GWB afferenti ai complessi idrogeologici collinare e montano nei quali sono ubicate le sorgenti. L'area di monitoraggio è composta da 17 corpi idrici sotterranei (GWB) attinenti al sistema idrico sotterraneo superficiale di pianura e fondovalle, da 6 relativi a quello profondo e da 5 riguardanti il sistema idrico montano e collinare. Fanno parte della rete anche 116 piezometri strumentati.

Il protocollo analitico per il monitoraggio chimico è stato aggiornato introducendo nuovi parametri chimici quali ad esempio IPA, PCB, Diossine, in linea con quanto previsto dal DM 260/2010, differenziandolo in funzione della rete di monitoraggio, Operativa o di Sorveglianza. Il monitoraggio di Sorveglianza viene effettuato su tutti i corpi idrici, sia a rischio, sia non a rischio di raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale, e si applica un protocollo analitico che comprende tutti i parametri, mentre il monitoraggio Operativo, previsto sui corpi idrici a rischio, si effettua negli anni in cui non viene eseguito il monitoraggio di Sorveglianza e si applicano protocolli sito specifici sulla base delle pressioni insistenti sul GWB e dell'esito del primo ciclo di monitoraggio. Lo Stato Chimico è un indice che valuta la qualità chimica delle acque sotterranee a livello di singolo punto di monitoraggio. Lo Stato Chimico è determinato sulla base di Standard di Qualità Ambientale (SQA) per Nitrati e Pesticidi definiti a livello comunitario dalla Direttiva 2006/118/CE (recepiti dal DLgs 30/09), e di valori soglia nazionali per altre categorie di contaminanti. Lo Stato Chimico può essere Buono/Scarso in base al superamento o meno degli SQA o dei VS previsti.

### **Falda superficiale**

La falda superficiale nel 2015 mostra una situazione non dissimile da quanto osservato negli anni precedenti, con 15 GWB in Stato Chimico Scarso e solo 3 in stato Buono, pari al 17%. Le principali sostanze causa di contaminazione della falda superficiale nel territorio piemontese sono risultate: Nitrati, Pesticidi e VOC (composti organici volatili). Per quanto riguarda i metalli, i più significativi a scala regionale sono risultati Nichel e Cromo (in particolare nella forma esavalente); tuttavia, per una precisa valutazione delle rispettive anomalie, appare fondamentale tenere conto dei valori di fondo naturale (VF).

### **Falde profonde**

Le falde profonde evidenziano una situazione migliore rispetto alla falda superficiale, anche in funzione del loro ambito di esistenza e circolazione idrica sotterranea, potenzialmente più protetto rispetto al sistema acquifero superficiale. Nel 2015 solo un GWB evidenzia uno stato chimico Scarso mentre gli altri presentano uno stato Buono, pari all'83%. Le principali sostanze, causa di contaminazione delle falde profonde nel territorio piemontese, sono risultate essenzialmente i VOC (composti organici volatili) e il Cromo nella forma esavalente, mentre gli altri contaminanti (Nitrati, Pesticidi e Nichel) hanno evidenziato anomalie locali e occasionali.

### **Scarsità d'acqua**

Per siccità si intende una diminuzione temporanea della disponibilità di acqua, mentre scarsità di acqua è una condizione costante in cui la domanda supera le risorse disponibili in modo sostenibile. La domanda

idrica, divenuta maggiore e più variabile nel tempo, si scontra con episodi di scarsità di acqua derivanti dalla minore ricarica delle falde, dalla scarsa portata dei corsi d'acqua e dai maggiori fenomeni di evaporazione. Poiché il problema si sta facendo sempre più evidente anche a causa delle conseguenze del cambiamento climatico in atto, in una comunicazione del 2007 sulla carenza idrica e della siccità nell'UE, la Commissione europea ha invitato gli Stati membri a sviluppare piani di gestione dei rischi di siccità al fine di integrare i propri piani relativi ai bacini idrografici.

La scarsità di acqua, ormai sempre più spesso evidenziata anche nei corsi d'acqua del Piemonte, dovuta sia a criticità ambientali sia agli ingenti prelievi per gli usi antropici, oltre a creare difficoltà per gli approvvigionamenti, che sempre di più, quando possibile, si orientano verso fonti alternative (es: acque sotterranee), rappresenta un problema per lo stato di salute dell'ecosistema fluviale e del suo equilibrio ecologico.

La riduzione delle portate modifica i processi di scambio tra falde e acque superficiali, interrompendo la continuità longitudinale e laterale del corpo idrico, ne viene alterato il naturale assetto morfologico e si evidenziano severi effetti negativi sulle componenti biologiche di tali ecosistemi. È fortemente impattata la condizione di equilibrio dei corsi d'acqua che così modificati manifestano una minore resilienza alle pressioni esterne con conseguente incapacità di rispondere e adeguarsi alle diverse sollecitazioni mettendo a rischio anche la sicurezza dei territori.

In Piemonte è presente da tempo una strategia di azione con valenza regionale per fronteggiare le problematiche di criticità idriche strettamente connesse al tema dei cambiamenti climatici.

A partire dal 2003 si è operato d'intesa con le altre regioni del bacino padano, nell'ambito dell'Autorità di Bacino del fiume Po, per monitorare l'evolversi dello stato quantitativo delle risorse idriche e nel 2006 è stato sottoscritto un Protocollo d'Intesa finalizzato all'attività unitaria conoscitiva e di controllo del bilancio idrico rivolta alla prevenzione degli eventi di magra eccezionale del bacino del Fiume Po. Inoltre, allo scopo di disporre di un quadro conoscitivo sull'evoluzione dello stato idrologico dei corsi d'acqua nelle principali sezioni di bacino, la situazione meteo-idrometrica e delle falde acquifere è oggetto di un monitoraggio automatico in continuo.

Il 2016 è risultato solo il 37esimo più piovoso dal 1913: la sua particolarità è stato, senza dubbio, l'evento alluvionale avvenuto a fine novembre. La pioggia caduta nel corso dell'anno 2016, sulla parte del bacino del fiume Po chiuso alla confluenza con il Ticino, è stata pari a circa 1.100 mm: tale dato è superiore del 12 % rispetto al valore storico di riferimento (anni 60-90). Nel 2016, la siccità meteorologica è stata praticamente inesistente e il contributo positivo degli ultimi due mesi (novembre e dicembre) è stato appena sufficiente ad influenzare l'annata nel suo complesso, bilanciando di fatto, la parte finale del lungo periodo siccitoso osservato tra ottobre 2015 ad inizio anno 2016.

Negli ultimi 4 anni (2013-2016), in generale, il fenomeno della siccità non è mai stato prolungato né diffuso o intenso e non è riuscito ad influenzare l'anno intero. È interessante notare come, nel nuovo millennio, a partire dal 2007, non si sia mai osservata un'annata in cui mediamente il Piemonte abbia sofferto di condizioni siccitose estese e prolungate ad esclusione del 2012.

## Stato delle prese idroelettriche

Le derivazioni dai corsi d'acqua per scopi diversi sono da considerarsi un fattore rilevante tra quelli che determinano la scarsità di acqua.

In particolare di seguito si fornisce un quadro delle prese a scopo idroelettrico e della loro distribuzione nelle Province e rispetto ai corpi idrici.

I dati di riferimento sono desunti da quanto riportato nel dbase Arpa (\\storage\asti\QualitaAcqueCONDIVISA\DatiMonitoraggiAcque\DB\_e\_SHAPES\_PRESSIONI\_e\_Priorità\_Scarichi\MONOGRAFIE PRESSIONI-STATO).

Si evidenzia che le province con il maggior numero di prese idroelettriche sono Torino, Cuneo e il Verbano Cusio Ossola, che sono caratterizzate dalla presenza di ampie porzioni di territorio montano e sono quindi naturalmente vocate.

Provincia	Numero di prese
AL	45
AT	4
BI	40
CN	297
NO	22
TO	350
VB	353
VC	43
Totale complessivo	1154

Nella tabella successiva si riporta il numero di prese suddivise per corso d'acqua e ripartite nei diversi corpi idrici. La tabella offre un primo quadro della ripartizione delle prese idroelettriche rispetto ai corpi idrici piemontesi mettendo in evidenza i corpi idrici maggiormente interessati dalla presenza di prese idroelettriche



Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
55250S.N.	55250S.N. 1-Scorrimento superf 5_2	5	2
AGNELLASCA	AGNELLASCA 64-Scorrimento superficiale-Piccolo 9_2	9	2
AGOGNA	AGOGNA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_17_1	17	1
	AGOGNA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_1	12	1
	AGOGNA_56-Scorrimento superficiale-Medio-Debole1_33_4	33	4
			6
ALBEDOSA	ALBEDOSA 64-Scorrimento superficiale-Piccolo 28_2	28	2
ANGROGNA	ANGROGNA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo 14_3	14	3
ANTOLINA	ANTOLINA_1-Scorrimento superfi 5_2	5	2
ANZA	ANZA_1-Scorrimento superficiale-Medio_9_3	9	3
	ANZA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_6_6	6	6
	ANZA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_32_13	32	13
			22
ARSA	ARSA_1-Scorrimento superficial 7_3	7	3
ARZOLA DI MURAZZANO	ARZOLA DI MURAZZANO 63-Scorrimento superficiale-Piccolo 18_1	18	1
BEDALE DEL CORSO-RIO TORTO	BEDALE DEL CORSO-RIO TORTO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo 17_6	17	6
BELBO	BELBO 62-Scorrimento superficiale-Medio 31_1	31	1
BENDOLA	BENDOLA 56-Scorrimento superficiale-Piccolo 66_1	66	1
BORBERA	BORBERA 64-Scorrimento superficiale-Medio 17_2	17	2
BORMIDA DI MILLESIMO	BORMIDA DI MILLESIMO_63-Scorrimento superficiale-Grande_27_1	27	1
	BORMIDA DI MILLESIMO_63-Scorrimento superficiale-Medio_40_1	40	1
			2
BORMIDA DI SPIGNO	BORMIDA DI SPIGNO 63-Scorrimento superficiale-Medio 10_3	10	3
Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
BORMIDA	BORMIDA_56-Scorrimento superficiale-Grande 34_1	34	1
	BORMIDA_56-Scorrimento superficiale-Grande 9_1	9	1
	BORMIDA_63-Scorrimento superficiale-Grande_29_3	29	3
			5
BROBBIO	BROBBIO 107-Scorrimento superficiale-Piccolo 26_3	26	3
CAIRASCA	CAIRASCA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo 14_11	14	11
CAMPIGLIA	CAMPIGLIA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo 9_1	9	1
CANALE LANZA	CANALE LANZA 56-Scorrimento superficiale-Piccolo 17_2	17	2
CANNERO DI R.	CANNERO DI R._1-Scorrimento su_6_1	6	1

CANNOBINO	CANNOBINO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_13_1	13	1
CANTARANE R.	CANTARANE R. 107-Scorrimento s_6_1	6	1
CARAMAGNA	CARAMAGNA_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_23_1	23	1
CASOTTO	CASOTTO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_26_3	26	3
CENISCHIA	CENISCHIA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_25_19	25	19
CERONDA	CERONDA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_51_2	51	2
CERVO	CERVO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_16_10	16	10
	CERVO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_6_3	6	3
	CERVO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Debole1_15_3	15	3
			16
CEVETTA	CEVETTA_63-Scorrimento superficiale-Piccolo_14_1	14	1
CHISONE	CHISONE_107-Scorrimento superficiale-Medio_24_20	24	20
	CHISONE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_11_1	11	1
	CHISONE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_21_11	21	11
	CHISONE_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_14_2	14	2
			34

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
CHIUSELLA	CHIUSELLA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_18_3	18	3
	CHIUSELLA_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte1_20_3	20	3
			6
CLAREA	CLAREA_107-Scorrimento superfi_6_2	6	2
COLLA	COLLA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_21_2	21	2
COMBAMALA	COMBAMALA_107-Scorrimento supe_7_1	7	1
CORSAGLIA	CORSAGLIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_17_3	17	3
	CORSAGLIA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_22_5	22	5
			8
CROT	CROT_1-Scorrimento superficial_6_2	6	2
CURONE	CURONE_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_22_1	22	1
DEVERO	DEVERO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_21_16	21	16
DIVERIA	DIVERIA_1-Scorrimento superficiale-Medio_11_3	11	3
	DIVERIA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_7_5	7	5
			8
DORA BALTEA	DORA BALTEA_1-Da ghiacciai-Grande_10_8	10	8
	DORA BALTEA_56-Da ghiacciai-Grande-Forte1_28_1	28	1
	DORA BALTEA_56-Da ghiacciai-Grande-Forte1_29_2	29	2
			11
DORA DI BARDONECCHIA	DORA DI BARDONECCHIA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_46_5	46	5
DORA RIPARIA	DORA RIPARIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_16_1	16	1
	DORA RIPARIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_18_13	18	13
	DORA RIPARIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_19_7	19	7
	DORA RIPARIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_20_12	20	12
	DORA RIPARIA_56-Scorrimento superficiale-Grande-Forte107_34_10	34	10
			43

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
EGUA	EGUA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_4	11	4
ELLERO	ELLERO_107-Scorrimento superficiale-Medio_7_3	7	3
	ELLERO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_19_4	19	4
	ELLERO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_12_4	12	4
			11
ELVO	ELVO_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_4_1	4	1
	ELVO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_17_2	17	2

			3
ERMENA T.	ERMENA T._107-Scorrimento supe_9_1	9	1
ERNO	ERNO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_14_3	14	3
ERRO	ERRO_63-Scorrimento superficiale-Medio_13_1	13	1
	ERRO_64-Scorrimento superficiale-Medio_14_3	14	3
			4
EUGIO	EUGIO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_6_2	6	2
FIUMETTA	FIUMETTA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_9_8	9	8
GALLENCA	GALLENCA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_15_4	15	4
GELASSA	GELASSA_107-Scorrimento superf_7_1	7	1
GERARDO	GERARDO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_9_1	9	1
GERMANASCA DI MASSELLO	GERMANASCA DI MASSELLO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_22_3	22	3
GERMANASCA	GERMANASCA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_43_11	43	11
GISSO DELLA VALLETTA	GISSO DELLA VALLETTA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_27_5	27	5
GISSO DI ENTRACQUE	GISSO DI ENTRACQUE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_42_7	42	7

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
GESSO	GESSO_107-Scorrimento superficiale-Medio_11_1	11	1
	GESSO_107-Scorrimento superficiale-Medio_15_2	15	2
			3
GHIANDONE	GHIANDONE_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_24_1	24	1
GHIDONE	GHIDONE_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_1	11	1
GILBA	GILBA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_3	12	3
GORZENTE	GORZENTE_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_17_1	17	1
GRANA MELLEA	GRANA MELLEA_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_24_3	24	3
	GRANA-MELLEA_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_5_4	5	4
	GRANA-MELLEA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_29_8	29	8
	GRANA-MELLEA_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_16_7	16	7
			22
GRAVIO DI CONDOVE	GRAVIO DI CONDOVE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_14_9	14	9
GRAVIO	GRAVIO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_1	11	1
ISORNO	ISORNO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_32_11	32	11
LAUX	LAUX_107-Scorrimento superfici_6_1	6	1
LEMME	LEMME_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte64_18_2	18	2
	LEMME_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_26_3	26	3
			5
LOANA	LOANA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_10_4	10	4
LUSERNA	LUSERNA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_5	11	5
MAIRA	MAIRA_107-Scorrimento superficiale-Medio_17_5	17	5
			20

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
MALONE	MALONE_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_7_4	7	4
	MALONE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_14_2	14	2
	MALONE_56-Scorrimento superficiale-Medio-Debole1_27_5	27	5
			11
MARMORA	MARMORA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_14_5	14	5
MASTALLONE	MASTALLONE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_41_7	41	7
MAUDAGNA	MAUDAGNA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_23_3	23	3
MELETTA	MELETTA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_62_1	62	1
MELEZZO OCCIDENTALE	MELEZZO OCCIDENTALE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_15_4	15	4
MELEZZO ORIENTALE	MELEZZO ORIENTALE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_30_4	30	4
MELLE T.	MELLE T._107-Scorrimento super_5_1	5	1
MOLETTA	MOLETTA_107-Scorrimento superf_5_1	5	1
MOLLASCO	MOLLASCO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_8_1	8	1
MONDALAVIA	MONDALAVIA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_26_1	26	1
NAVIGLIO DI IVREA	NAVIGLIO DI IVREA_56-Scorrimento superficiale-Medio_71_1	71	1
NAVIGLIO LANGOSCO	NAVIGLIO LANGOSCO_56-Scorrimento superficiale-Medio_44_3	44	3
NEGRONE	NEGRONE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_15_4	15	4
NEIRONE	NEIRONE_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_6_1	6	1
OLOCCHIA	OLOCCHIA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_4	11	4
ORBA	ORBA_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte64_35_2	35	2
	ORBA_64-Scorrimento superficiale-Medio_26_1	26	1
			3

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
ORCO	ORCO_1-Da ghiacciai-Molto piccolo_9_5	9	5
	ORCO_1-Scorrimento superficiale-Medio_17_5	17	5
	ORCO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_17_5	17	5
	ORCO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte1_28_6	28	6
			21
OROPA	OROPA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_13_6	13	6

OVESCA	OVESCA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_35_37	35	37
PASCONE	PASCONE_1-Scorrimento superfic_5_1	5	1
PELLICE	PELLICE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_3_2	3	2
	PELLICE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_52_9	52	9
	PELLICE_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_15_1	15	1
			12
PELLINO	PELLINO_1-Scorrimento superfic_6_3	6	3
PESCONI	PESCONI_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_10_5	10	5
PESIO	PESIO_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_6_2	6	2
	PESIO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_23_8	23	8
	PESIO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_18_11	18	11
			21
PIANTONETTO	PIANTONETTO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_8	12	8
PIOTA	PIOTA_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_21_2	21	2
PISSAGLIO DI BRUZOLO	PISSAGLIO DI BRUZOLO_107-Scorr_8_2	8	2

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
PO	PO_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_48_16	48	16
	PO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_58_6	58	6
	PO_56-Scorrimento superficiale-Grande_24_1	24	1
	PO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Debole107_14_2	14	2
	PO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Debole107_17_4	17	4
	PO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Debole107_34_1	34	1
	PO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Debole107_37_1	37	1
			31
POGLIOLA	POGLIOLA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_16_2	16	2
PREIT	PREIT_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_2	12	2
R. COLOBIASCA	R. COLOBIASCA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_7_1	7	1
R. POGALLO	R. POGALLO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_23_13	23	13
R. QUALBA	R. QUALBA_1-Scorrimento superf_6_3	6	3
R. SAULERA	R. SAULERA_1-Scorrimento super_5_1	5	1
RIALE SAN CARLO	RIALE SAN CARLO_1-Scorrimento_6_3	6	3
RIBORDONE	RIBORDONE_1-Scorrimento superf_9_2	9	2
RICCHIAGLIO	RICCHIAGLIO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_7_1	7	1
RIO CLAPIER	RIO CLAPIER_107-Scorrimento su_6_2	6	2
RIO D`ANZUNO	RIO D`ANZUNO_1-Scorrimento sup_7_2	7	2
RIO FALMENTA	RIO FALMENTA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_8_1	8	1
RIO GALAMBRA	RIO GALAMBRA_107-Scorrimento s_6_3	6	3
RIO OLLASIO	RIO OLLASIO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_19_1	19	1
RIO VALLUNGO	RIO VALLUNGO_1-Scorrimento sup_6_1	6	1
RIPA	RIPA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_26_2	26	2



Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
RISAGLIARDO	RISAGLIARDO_107-Scorrimento su_5_1	5	1
ROCCIA	ROCCIA_56-Scorrimento superfic_6_1	6	1
ROCHEMOLLES	ROCHEMOLLES_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_24_4	24	4
ROGGIA MORA	ROGGIA MORA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_31_2	31	2
S.GIOVANNI DI INTRA	S.GIOVANNI DI INTRA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_28_11	28	11
SANGONE	SANGONE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_6_1	6	1
	SANGONE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_47_16	47	16
			17
SCRIVIA	SCRIVIA_64-Scorrimento superficiale-Medio_21_2	21	2
SEGNARA	SEGNARA_1-Scorrimento superfic_8_1	8	1
SERMENZA	SERMENZA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_21_2	21	2
SESIA	SESIA_1-Da ghiacciai-Molto piccolo_13_9	13	9
	SESIA_1-Scorrimento superficiale-Medio_27_10	27	10
	SESIA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_40_2	40	2
	SESIA_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte1_27_8	27	8
			29
SESSERA	SESSERA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_11_3	11	3
	SESSERA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_33_8	33	8
			11
SESSI	SESSI_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_1	11	1
SISOLA	SISOLA_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_9_3	9	3
SOANA	SOANA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_15_14	15	14
SORBA	SORBA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_1	12	1
SPINTI	SPINTI_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_21_1	21	1
Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza Corpo idrico	Numero prese
STELLONE	STELLONE_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_29_1	29	1
STRONA DI CAMANDONA	STRONA DI CAMANDONA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_9_4	9	4
STRONA DI OMEGNA	STRONA DI OMEGNA_1-Scorrimento superficiale-Medio_9_22	9	22
	STRONA DI OMEGNA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_7_1	7	1
	STRONA DI OMEGNA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_28_23	28	23
			46
STRONA DI VALDUGGIA	STRONA DI VALDUGGIA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_11_4	11	4

STURA DI ALA	STURA DI ALA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_32_8	32	8
STURA DI DEMONTE	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Medio_18_11	18	11
	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Medio_27_2	27	2
	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_11_3	11	3
	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_47_12	47	12
	STURA DI DEMONTE_56-Scorrimento superficiale-Grande-Forte107_45_13	45	13
			41
STURA DI LANZO	STURA DI LANZO_1-Scorrimento superficiale-Medio_12_7	12	7
	STURA DI LANZO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_24_21	24	21
			28
STURA DI OVADA	STURA DI OVADA_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_1	12	1
STURA DI VALLEGRANDE	STURA DI VALLEGRANDE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_32_4	32	4
STURA DI VIU'	STURA DI VIU'_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_39_17	39	17
T. CORBORANT	T. CORBORANT_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_6	12	6
T. MALESINA	T. MALESINA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_22_1	22	1
T. MESSA	T. MESSA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_15_3	15	3

Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza idrico	Corpo idrico	Numero prese
T. PIOVA	T. PIOVA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_13_2		13	2
TALLORIA DI SINIO	TALLORIA DI SINIO_63-Scorrimento superficiale-Piccolo_15_1		15	1
TANARO	TANARO_122-Scorrimento superficiale-Medio_24_4		24	4
	TANARO_122-Scorrimento superficiale-Piccolo_56_18		56	18
	TANARO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Forte107_59_9		59	9
	TANARO_56-Scorrimento superficiale-Molto grande_26_2		26	2
	TANARO_62-Scorrimento superficiale-Grande_14_1		14	1
	TANARO_62-Scorrimento superficiale-Grande_28_4		28	4
				38
TAONERE	TAONERE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_8_1		8	1
TESSO	TESSO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_23_2		23	2
TICINO	TICINO_56-Da Grande Lago-Molto grande_19_1		19	1
TOCE	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Grande_26_11		26	11
	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Grande_30_5		30	5
	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Medio_19_24		19	24
	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_29_52		29	52
				92
TORRENTE BOGNA	TORRENTE BOGNA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_24_23		24	23
TORTO DI ROLETTO	TORTO DI ROLETTO_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_18_1		18	1
V.NE DEL ROC	V.NE DEL ROC_1-Scorrimento sup_5_1		5	1
V.NE DI BORSETTO	V.NE DI BORSETTO_107-Scorrimen_7_1		7	1
V.NE DI NOASCHETTA	V.NE DI NOASCHETTA_1-Scorrimen_7_2		7	2
VAL GRANDE	VAL GRANDE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_18_2		18	2
Fiume	Nome corpo idrico	Lunghezza idrico	Corpo idrico	Numero prese
VALLA	VALLA_63-Scorrimento superficiale-Piccolo_20_1		20	1
VALLE GRANDE	VALLE GRANDE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_10_2		10	2
VALLONE D'ELVA	VALLONE D'ELVA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_10_1		10	1
VALLONE DELLA VALLETTA	VALLONE DELLA VALLETTA_107-Sco_8_2		8	2
VALLONE DELL'ARMA	VALLONE DELL'ARMA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_19_10		19	10
VALLONE DI S.ANNA	VALLONE DI S.ANNA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_6_3		6	3
VALLONE RIO FREDDO	VALLONE RIO FREDDO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_2		12	2

VARAITA DI BELLINO	VARAITA DI BELLINO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_8	12	8
VARAITA DI CHIANALE	VARAITA DI CHIANALE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_20_7	20	7
VARAITA	VARAITA_107-Scorrimento superficiale-Medio_16_5	16	5
	VARAITA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_17_4	17	4
			9
VERMENAGNA	VERMENAGNA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_35_5	35	5
VOGNA	VOGNA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_12_2	12	2
	Totale complessivo		1147

## RISCHIO NATURALE

Il Piemonte, situato al margine occidentale della pianura padana, è occupato per circa il 49% del suo territorio dai rilievi montuosi delle Alpi e degli Appennini, che lo delimitano su tre lati come un arco. Tale struttura morfologica rende peculiare il clima della regione, che risulta zona di scontro delle masse d'aria continentali provenienti dalla piana del Po, dell'umidità proveniente dal Mediterraneo e delle correnti atlantiche nord-occidentali. I rilievi favoriscono i processi di convezione delle masse umide e la conseguente intensificazione delle precipitazioni che a loro volta determinano fenomeni di allagamento nelle aree fluviali, di piene torrentizie e l'insacco di frane lungo i versanti.

Analizzando i dati storici del periodo 1850-2000, la regione è statisticamente colpita in settori diversi da eventi alluvionali (intendendo come tali quelli che interessano almeno due bacini idrografici) con ricorrenze medie di un evento ogni 18 mesi circa. Nel settore Alpino, particolari condizioni nivometeorologiche possono inoltre causare un'altra tipologia di processi d'instabilità naturale: le valanghe.

Il territorio regionale è altresì soggetto a terremoti: il contesto tettonico e i regimi geodinamici tuttora attivi portano la regione ad essere interessata da una sensibile attività sismica, generalmente modesta come intensità ma di notevole frequenza. I terremoti si manifestano principalmente lungo due direttrici che riflettono chiaramente l'assetto tettonico regionale essendo pressoché coincidenti, entro un ragionevole margine di distribuzione, l'uno con il fronte Pennidico e l'altro con il limite fra le unità pennidiche e la pianura padana.

In tale ambito particolare importanza assume, per il territorio piemontese, l'analisi delle aree in frana, che fornisce informazioni sull'estensione e sulla distribuzione dei fenomeni franosi noti. In base ai dati riportati nel sistema informativo regionale, il confronto delle aree in frana, effettuato sulla porzione di territorio collinare/montano, evidenzia valori molto alti nelle province di Torino, Verbania e Cuneo, che presentano estesi movimenti franosi. Ancora rilevante è l'area collinare/montana occupata da scivolamenti nelle province di Cuneo e Asti in gran parte localizzate nelle aree collinari delle Langhe e del Monferrato.

## RISCHIO INDUSTRIALE

Dal giugno 2016 è entrato a pieno regime il Decreto Legislativo n. 105 del 26.06.2015, che ha dato tempo ai gestori degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante di trasmettere, entro tale data, la notifica relativa ai massimi quantitativi di sostanze e miscele pericolose presenti.

Gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante (RIR) sono classificati di soglia inferiore o superiore sulla base dei massimi quantitativi di sostanze e miscele pericolose presenti, elencate nell'Allegato 1 al DLgs 105/2015, e delle rispettive soglie di assoggettabilità.

Dall'ultimo aggiornamento del Registro delle Aziende a Rischio di incidente Rilevante (marzo 2017), consultabile sul sito della Regione Piemonte, risultano censiti complessivamente 78 stabilimenti RIR, di cui 43 di soglia superiore. Nel panorama nazionale il Piemonte si conferma una tra le regioni con maggior presenza di stabilimenti RIR. La provincia di Alessandria risulta quella con il maggior numero di stabilimenti RIR (pari a 21); seguono le province di Novara e Torino, rispettivamente con 20 e 18 stabilimenti ciascuna.

Province	Soglia inferiore	Soglia superiore	Totale
	numero		
AL	7	14	21
AT	0	1	1
BI	0	1	1
CN	7	2	9
NO	8	12	20
TO	10	8	18
VB	1	2	3
VC	2	3	5
Piemonte	<b>35</b>	<b>43</b>	<b>78</b>
<i>Aggiornamento 31 maggio 2017</i>			

### Stabilimenti a rischio di incidente rilevante

Si conferma pertanto la diminuzione del numero di stabilimenti avvenuta a seguito dell'entrata in vigore del DLgs 105/15, imputabile principalmente all'esclusione di numerose aziende galvaniche, in seguito alla nuova classificazione del triossido di cromo e delle sue soluzioni, introdotta dal Regolamento CE n.1272/2008 e s.m.i. (cosiddetto CLP).

Le aziende soggette alla normativa Seveso appartengono a comparti produttivi e merceologici piuttosto diversificati; le attività più presenti su territorio regionale risultano essere quelle di stoccaggio/movimentazione del GPL, seguite dalle attività di deposito e/o trattamento di prodotti petroliferi e dalla produzione di chimica di base/intermedi.

La tipologia di sostanze pericolose più diffusa sul territorio piemontese è quella relativa alle "pericolose per l'ambiente" (circa 2.400.000 t), rappresentate per lo più dagli oli minerali, generalmente presenti in depositi (oltre che nella raffineria del polo petrolchimico di Trecate); segue la macrocategoria

“infiammabili” che comprende anche le sostanze comburenti e le esplosive (circa 1.000.000 t), rappresentate per oltre il 70% da GPL e benzina e infine le “tossiche” (circa 25.000 t). Tra le fonti di pressione che possono alterare lo stato del territorio, i siti contaminati rappresentano di certo uno dei fattori antropici più consistente.

Attualmente i siti presenti nell’Anagrafe Regionale dei Siti Contaminati sull’intero territorio regionale sono 1.500. La provincia di Torino, in rapporto all’estensione, concentrazione e qualità delle attività insediate possiede da sola quasi la metà dei siti presenti in banca dati; a seguire Novara e Alessandria. La famiglia di contaminanti principalmente responsabile della contaminazione dei suoli è senza dubbio rappresentata dagli idrocarburi, seguita dalla combinazione contaminanti inorganici più idrocarburi e dai soli contaminanti inorganici.

## SUOLO

### Consumo di suolo

La Giunta regionale, dando seguito all'attività sperimentale iniziata nel 2011, ha approvato con DGR 34-1915 del 27/07/2015, un glossario comune, gli indicatori di rilevamento e la metodologia di analisi, che consentono di rappresentare in modo sintetico e standardizzato il fenomeno del consumo di suolo per l'intero territorio regionale.

La metodologia e i contenuti del monitoraggio del consumo di suolo costituiscono, quindi, dal luglio 2015, strumento di riferimento per la valutazione delle trasformazioni proposte dagli strumenti di pianificazione locale, anche in relazione e in attuazione delle norme di tutela previste dal Piano territoriale regionale approvato nel 2011. La campagna regionale di rilevamento del consumo di suolo ha periodicità quinquennale. I dati qui riportati sono relativi al periodo 2008-2013 e sono stati pubblicati nel 2015. Il prossimo aggiornamento sarà presumibilmente pubblicato nel 2019.

L'arco temporale preso a riferimento pone in rilievo un complessivo rallentamento del trend di crescita del fenomeno, che registra un aumento di circa lo 0,30% del consumo di suolo della superficie urbanizzata (dal 5,50% al 5,80%), corrispondente a un tasso di incremento pari al 5,76%; in termini di superficie ciò equivale a dire che in tale periodo il consumo di suolo urbanizzato ha raggiunto il valore di 147.316 ettari.

Le ragioni di questo rallentamento appaiono determinate principalmente dagli effetti recessivi della congiuntura economica sul settore edilizio e, in parte, dall'affermarsi di una maggiore attenzione verso un modello di crescita attento ai principi della sostenibilità ambientale e di politiche regionali e provinciali finalizzate alla definizione di strumenti utili al controllo di tale fenomeno.

La provincia di Torino si conferma come l'ambito che incide in modo prevalente sul consumo complessivo di suolo regionale (34,00%), seguono, nell'ordine, Cuneo (20,50%), Alessandria (13,76%), Novara (9,22%), Asti (6,83%), Vercelli (5,67%), Biella (5,05%) e Verbania (4,97%).

È interessante evidenziare come il consumo di suolo agricolo ad elevata potenzialità produttiva è pari al 4,68% del territorio regionale con un incremento, rispetto al dato 2008, dello 0,05%, suddiviso sostanzialmente tra suoli agricoli di I, II e III classe d'uso, i dati evidenziano che il maggior consumo dei suoli di tale natura, in termini assoluti, riguarda le province di Novara (CSPa pari 9,49%), di Torino (CSPa pari al 6,87) e Biella (CSPa pari al 6,08), mentre l'incidenza del consumo di suolo complessivo rispetto all'effettiva dotazione di suoli agricoli di pregio di ciascuna provincia, il Verbania-Cusio-Ossola (CSPr pari al 25,69%), Torino (CSPr pari al 19,20%) e Biella (CSPr pari al 18,57%) risultano gli ambiti a maggior concentrazione del fenomeno.

Dal settembre 2015 i dati sul consumo di suolo sono stati pubblicati sul Geoportale Piemonte. I dati sono stati prodotti a partire da una aggregazione automatica di elementi derivati dalla BDTRE - Base Dati Territoriale di Riferimento degli Enti e successiva elaborazione geografica (buffer). I poligoni delimitanti le aree consumate sono poi stati suddivisi nei comuni di appartenenza, per consentire elaborazioni statistiche a livello comunale e/o provinciale.

Le esigenze di miglioramento dei dati cartografici della BDTRE, in particolare per il calcolo del consumo di suolo, ha spinto a lavorare al miglioramento del dato dell'edificato utilizzando come fonte il dato catastale. Nel corso del 2014 quest'obiettivo è stato perseguito per le provincie di Asti, Biella, Cuneo, Verbania-Cusio-Ossola e Vercelli senza modifica del dato catastale. Questi dati sono già stati utilizzati nelle elaborazioni per



il Monitoraggio 2015. Nel 2015, lavorando alle province di Torino, Novara e Alessandria si è definito una metodologia di riposizionamento del dato catastale che ha consentito di ottenere risultati di gran lunga superiori nell'edizione 2016 della BDTRE. In questo contesto sono state condotte prime sperimentazioni per impiantare un progetto di più ampio respiro per perseguire la realizzazione di una Cartografia Catastale di Riferimento mosaicata e coerente con la BDTRE. Questo progetto potrà consentire di fare un grosso salto in avanti nella valutazione del suolo consumato e, auspicabilmente, consentirà di migliorare il dialogo con i comuni nel quadro dei processi di copianificazione urbanistica

### **Contaminazione del suolo**

Il suolo è una risorsa limitata e non rinnovabile, indispensabile per la vita sulla terra, in quanto svolge molteplici funzioni per l'ecosistema e per l'uomo, prima tra tutte la produzione di alimenti. Il suolo può essere contaminato da fonti puntuali, che agiscono su una superficie limitata e sono attribuibili ad un soggetto giuridico chiaramente individuabile, o da fonti diffuse, che agiscono su ampie superfici e sono attribuibili alla società indifferenziata.

La contaminazione diffusa del suolo è un fenomeno meno evidente ed eclatante rispetto a quella dell'acqua o dell'aria, ma non per questo meno grave per le conseguenze che può indurre sulla qualità dell'ambiente, sulla salute dell'uomo e sull'economia.

I contaminanti presenti nel suolo possono essere pericolosi anche in concentrazioni molto basse sia per la salute umana, perché sono assorbiti dai prodotti coltivati nei campi, sia per l'ambiente. Inoltre la presenza contemporanea di più contaminanti al suolo può determinare effetti di interazione e amplificare il loro effetto negativo.

Le attività industriali, il traffico automobilistico, gli impianti di produzione energetica e di trattamento dei rifiuti, il riscaldamento domestico e tante altre attività umane, immettono nell'atmosfera inquinanti che si depositano al suolo e permangono per lunghi periodi prima di essere degradati o trasportati dall'acqua.

Inoltre l'utilizzo prolungato in agricoltura di concimi, antiparassitari, liquami zootecnici e fanghi di depurazione delle acque porta al suolo metalli pesanti e altre sostanze nocive che con il tempo possono raggiungere concentrazioni rilevanti.

Il programma di monitoraggio dei suoli del territorio piemontese ha lo scopo principale di valutare la presenza, l'origine, l'intensità e la distribuzione spaziale della contaminazione diffusa del suolo, fornire indicazioni a grande scala relative ai valori di fondo dei contaminanti e identificare sul territorio la presenza di aree critiche caratterizzate da elevate probabilità di superamento dei limiti di legge stabiliti DLgs 152/06.

Il monitoraggio dei suoli è effettuato in corrispondenza di stazioni di monitoraggio distribuite su tutto il territorio

Il monitoraggio analizza:

- contaminanti di prevalente origine naturale: Metalli pesanti (Cromo, Nichel, Cobalto, Arsenico, Vanadio) e metalloidi (Arsenico) presentano aree critiche molto estese e ben delimitate sul territorio, con concentrazioni medie e valori di fondo molto elevati rispetto ai limiti di legge. L'origine è principalmente attribuibile al substrato litologico e/o ai sedimenti che hanno contribuito alla formazione del suolo. Ad esempio le elevate concentrazioni di Cromo, Nichel e Cobalto riscontrate prevalentemente nelle zone del Canavese, Torinese e arco alpino Alessandrino, sono attribuibili in prevalenza alla presenza di affioramenti di rocce ultramafiche naturalmente ricche di questi elementi.

- contaminanti di prevalente origine antropica: Metalli pesanti (Piombo, Rame, Zinco, Antimonio, Stagno, Berillio) che presentano aree critiche di dimensioni ridotte, concentrazioni più elevate in corrispondenza degli orizzonti superficiali a indicare deposizione da contaminazione diffusa e valori di fondo leggermente superiori ai limiti di legge. L'origine dell'inquinamento diffuso è attribuibile a deposizioni atmosferiche (traffico stradale, riscaldamento domestico, attività industriali, inceneritori etc...) e attività legate all'agricoltura intensiva (utilizzo di concimi, fitofarmaci, fanghi di depurazione, liquami zootecnici etc.) Diossine - furani (PCDD/DF), i policlorobifenili (PCB) e gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA), derivanti da processi di combustione di idrocarburi, attività industriali, incenerimento di rifiuti etc..., che presentano forme lievi di contaminazione diffusa su tutto il territorio con concentrazioni medie e valori di fondo ampiamente al di sotto dei limiti di legge. Non sono state individuate zone critiche, mentre i pochi superamenti riscontrati sono da attribuire a casi isolati di contaminazione puntuale.

## PAESAGGIO E BENI CULTURALI

Per quanto concerne la valorizzazione del Patrimonio Storico Culturale, il territorio regionale piemontese si contraddistingue per una presenza diffusa di emergenze architettoniche, urbanistiche ed archeologiche, particolarmente concentrate nelle province di Asti, Cuneo e Torino sia nell'area metropolitana che nel Canavese. Il territorio regionale è poi generalmente caratterizzato dall'esistenza di aree che necessitano una forte rivitalizzazione qualitativa del turismo locale, anche in relazione alla rilevante presenza di beni architettonici cui si è fatto riferimento.

Il territorio si caratterizza per un settore alpini e appenninico che articola la chiostra montuosa che cinge il territorio regionale. Qui la configurazione orografica che, soprattutto in passato, è prevalsa nettamente sugli altri fattori di evoluzione del territorio e li ha condizionati, ha costituito il primo indice per rilevare differenti caratterizzazioni paesaggistiche. Confinata entro le principali dorsali intervallive, si sono consolidate comunità locali ben definite, con culture autonome che hanno plasmato il paesaggio e permangono in specifici modelli insediativi (le valli canavesane), culturali (gli Escarton, i Valdesi), linguistici ed etnici (i Walser, gli Occitani).

I settori collinari interessano il nucleo centrale della regione che, al di là delle origini geologiche comuni, si presenta oggi con caratteri paesaggistici multiformi, in funzione dei fattori naturali (tettonica, substrato geologico, azione erosiva delle acque meteoriche) e di quelli legati alle relazioni fra l'uomo e l'ambiente. Il paesaggio di questa porzione di territorio si riconosce in perimetrazioni già consolidate e notoriamente riconosciute (Roero, Alta Langa, Bassa Langa, Monferrato, ecc.) che, sulla base di un substrato geomorfologico abbastanza riconoscibile, sottendono una discreta ricorrenza dei fattori di costruzione del paesaggio: diffusione di usi del suolo caratteristici e di colture specifiche, di sistemi insediativi precisi, di modelli culturali e produttivi (eno-gastronomici) peculiari.

Nel paesaggio di pianura, dove le caratteristiche geomorfologiche del territorio non costituiscono più segni forti e delimitanti e dove le vicende dell'insediamento hanno intrecciato storie e culture diverse, il paesaggio è caratterizzato da una maggiore impronta dell'attività antropica. Assumono così importanza, nel riconoscere le differenze strutturali del paesaggio fisico e culturale, le attività dominanti, le specifiche produzioni (la viticoltura, l'arboricoltura, la risaia), la convergenza storicamente consolidata verso i capoluoghi.

Il settore pedemontano articola l'ampia zona di transizione che funge da cerniera tra i sistemi montuosi delle valli alpine e il sistema della pianura. Si tratta di porzioni di territorio che svolgono un ruolo di mediazione visiva e funzionale tra due realtà distinte nettamente identificabili, dalla cui opposizione ricevono forma propria. In queste aree l'identità locale è determinata proprio dalla percezione di appartenenza a più sistemi di paesaggio differenti, ma al tempo stesso interferenti. Le aree fluviali e lacuali e le aree urbanizzate della piana e della collina di Torino individuano territori connotati rispettivamente da speciali morfologie o da rilevanti complessità metropolitane.

## RADIAZIONI NON IONIZZANTI

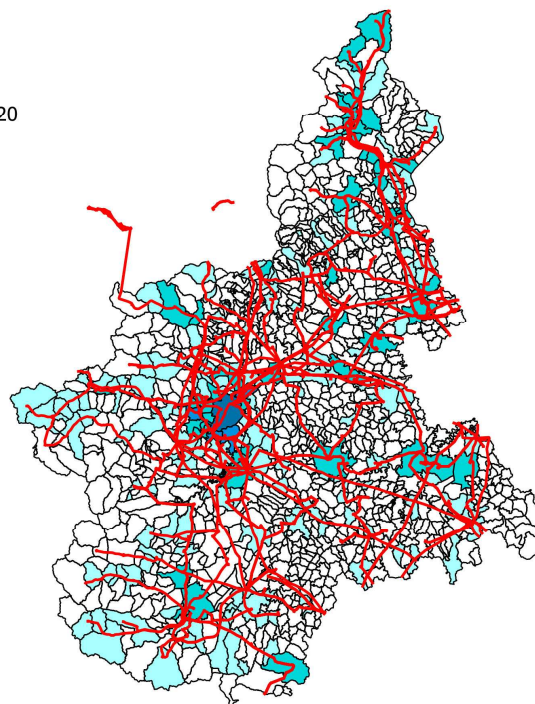
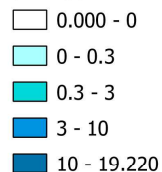
### Sviluppo in chilometri delle linee elettriche in rapporto all'area

I chilometri di linee elettriche ad alta tensione sul territorio piemontese dovrebbero essere definiti sulla base del catasto degli elettrodotti, formalmente istituito con la DGR 86-10405 del 22/12/2008. Tale catasto non è però ancora ad oggi operativo, pertanto l'analisi che segue è fondata sulla base dati a disposizione di Arpa, aggiornata grazie alla partecipazione ai procedimenti di Valutazione d'Impatto Ambientale e/o autorizzativi per i nuovi elettrodotti.

L'indicatore resta globalmente quasi invariato rispetto agli anni precedenti (con un valore medio di 0,07 km di linea per km<sup>2</sup> di superficie). In effetti, la realizzazione di nuove linee è quasi sempre associata allo smantellamento di vecchie porzioni di rete all'interno di progetti di ammodernamento e razionalizzazione, per cui mediamente il bilancio rimane costante.

La mappa riporta la distribuzione sul territorio delle linee ad alta e altissima tensione (da 130 kV in su), sovrapposta ad una mappa dei comuni colorata in base al valore di un punteggio di criticità. Tale punteggio è stato ricavato calcolando i km di linee che, per ciascun comune, attraversano aree edificate. Esso risulta pertanto basso sia nei comuni in cui vi sono poche linee, sia in quelli in cui transitano diverse linee che restano però fuori dalle zone abitate. È invece più elevato, ad indicare la potenziale esposizione ai campi elettrici e magnetici di un maggior numero di persone, laddove le linee transitano in molte aree edificate nel territorio comunale.

punteggio di criticità dei comuni

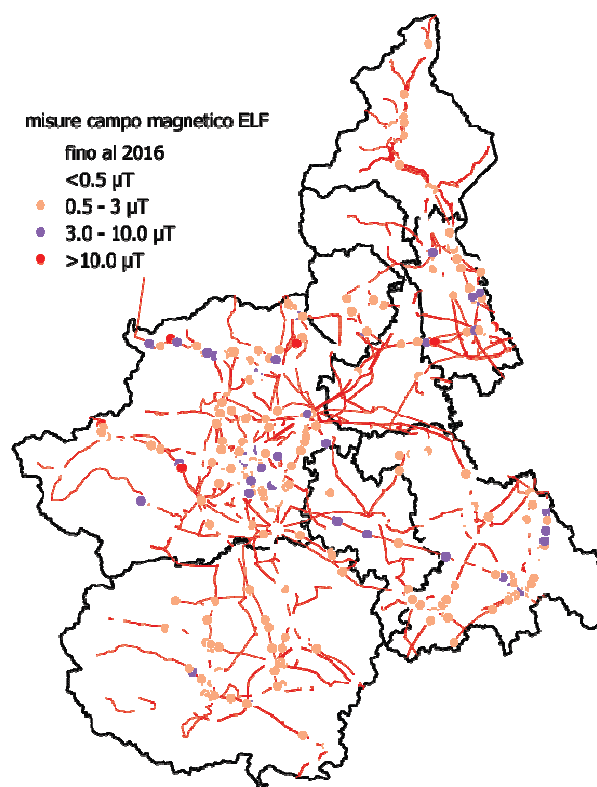


L'analisi della mappa evidenzia come, pur essendo la rete elettrica ad alta tensione abbastanza uniformemente distribuita sul territorio regionale, le aree maggiormente impattate dalla rete ad alta tensione siano le grandi aree urbane e alcune valli montane, dove il passaggio delle linee in prossimità di aree edificate è in qualche modo "forzato" dalle caratteristiche del territorio.

### **Livelli di campo elettromagnetico misurati**

Sono stati misurati i livelli di campo magnetico e di campo elettrico su tutto il territorio regionale in prossimità degli elettrodotti e degli impianti di telecomunicazione per valutare il livello di esposizione al quale è esposta la popolazione piemontese.

Per la parte relativa agli elettrodotti si riporta la figura che illustra le misure di campo magnetico effettuate fino a fine 2016



Fonte: Arpa Piemonte

Dalla mappa con i punti di misura del campo magnetico a bassa frequenza generato da elettrodotti si può osservare come Arpa abbia concentrato l'attività di monitoraggio e controllo nelle aree maggiormente impattate dalla presenza della rete ad alta e altissima tensione.

Per quanto riguarda i livelli di campo magnetico misurati, v ad oggi, il 44% circa delle misure ha rilevato valori sostanzialmente non significativi di esposizione ( $<0.5\mu\text{T}$ ), mentre l'88% delle misure ha rilevato valori di campo magnetico inferiori all'obiettivo di qualità fissato dal DPCM 08/07/2003 ( $3\mu\text{T}$ ). Resta un 11% circa di livelli di esposizione significativi, pur essendo tutte le misure effettuate in aree in prossimità delle sorgenti.

La situazione è rimasta pressoché invariata in rapporto ai risultati delle misure negli anni precedenti.

Per quanto riguarda i livelli di campo elettrico misurati, nel corso del 2016 non sono stati riscontrati superamenti del limite. La situazione resta perciò la stessa rilevata l'anno precedente.

## **CAPITOLO 3 - OBIETTIVI AMBIENTALI INTERNAZIONALI, COMUNITARI O NAZIONALI PERTINENTI AL PIANO**

### **PREMESSA**

L'integrazione della componente ambientale negli strumenti di programmazione scaturisce quale obbligo irrinunciabile dalle direttive comunitarie. In questo capitolo si analizzano gli obiettivi ambientali presenti nella normativa suddivisi per matrici ambientali prendendo in considerazione tutte le matrici che possano subire effetti in seguito all'attuazione delle azioni del PEAR.

### *Aria*

Nell'ambito del miglioramento della qualità dell'aria già a partire dalla Direttiva 2008/50/CE vengono istituite misure volte a:

- 1) definire e stabilire obiettivi di qualità dell'aria ambiente al fine di evitare, prevenire o ridurre gli effetti nocivi per la salute umana e per l'ambiente nel suo complesso;
- 2) valutare la qualità dell'aria ambiente negli Stati membri sulla base di metodi e criteri comuni;
- 3) ottenere informazioni sulla qualità dell'aria ambiente per contribuire alla lotta contro l'inquinamento dell'aria e gli effetti nocivi e per monitorare le tendenze a lungo termine e i miglioramenti ottenuti con l'applicazione delle misure nazionali e comunitarie;
- 4) garantire che le informazioni sulla qualità dell'aria ambiente siano messe a disposizione del pubblico;
- 5) mantenere la qualità dell'aria ambiente, laddove sia buona, e migliorarla negli altri casi;
- 6) promuovere una maggiore cooperazione tra gli Stati membri nella lotta contro l'inquinamento atmosferico.

I principi enunciati nella Direttiva del 2008 sono ribaditi e integrati nel 2013 con il Programma "Aria pulita per l'Europa" che mira a ridurre sostanzialmente l'inquinamento atmosferico in tutta l'UE. La strategia proposta stabilisce obiettivi per ridurre gli impatti dell'inquinamento atmosferico sulla salute e sull'ambiente entro il 2030 e contiene proposte legislative volte ad attuare norme più severe in materia di emissioni e di inquinamento atmosferico.

Il pacchetto è stato pubblicato dalla Commissione il 18 dicembre 2013 ed è composto da vari elementi:

- delinea le misure volte a garantire il raggiungimento degli obiettivi esistenti e stabilisce nuovi obiettivi in materia di qualità dell'aria per il periodo fino al 2030
- definisce una revisione della direttiva sui limiti di emissione nazionali, con limiti di emissione rigorosi per le sei principali sostanze inquinanti
- una proposta di direttiva volta a ridurre l'inquinamento originato da impianti di combustione medi
- una proposta di approvazione delle norme internazionali modificate sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a grande distanza (protocollo di Göteborg) a livello di UE

Sempre nel 2013 viene emanata la Decisione n. 1386/2013/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio su un programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020 «Vivere bene entro i limiti del nostro pianeta».

Il programma enuncia principi più generali che riguardano le azioni ambientali da intraprendere e si occupa in più punti di qualità dell'aria; in particolare gli obiettivi prioritari 2 e 3 che si occupano rispettivamente di trasformare l'Unione in un'economia a basse emissioni di carbonio e di proteggere i cittadini dell'Unione da pressioni legate all'ambiente.

	<b>Normativa</b>	<b>Obiettivi</b>
	Direttiva 2008/50/CE del 21 maggio 2008 relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>– livelli di biossido di zolfo, PM10, piombo e monossido di carbonio presenti nell'aria / ambiente non superino i valori limite stabiliti nell'allegato XI.</li> <li>– per il biossido di azoto e il benzene, i valori limite fissati nell'allegato XI non possono essere superati a decorrere dalle date indicate nel medesimo allegato XI.</li> <li>– per l'ozono raggiungere i valori obiettivo a decorrere dalla data indicata nell'allegato VII, punto B</li> </ul>
	Programma "Aria pulita per l'Europa" (2013)	Si pone l'obiettivo di concorrere al "miglioramento della qualità dell'aria" a livello europeo. Le misure di questa nuova strategia si basano su quelle proposte dalla strategia tematica del 2005 sull'inquinamento atmosferico e consentiranno di progredire ulteriormente nel conseguimento degli obiettivi di più lungo termine del 7° programma di azione ambientale.
	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020 (2013)	<p><i>Entro il 2020:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– gli impatti dell'inquinamento atmosferico sugli ecosistemi e la biodiversità siano ulteriormente ridotti (ob.1)</li> <li>– sia garantito un significativo miglioramento della qualità dell'aria nell'UE (ob.3)</li> </ul>

In questo contesto normativo si inseriscono l'obiettivo di sostenibilità ambientale che il PEAR fa proprio di riduzione delle emissioni in atmosfera degli inquinanti correlata ai processi di trasformazione e conservazione dell'energia (PM10, NOx, CO2, SO2) sia in un contesto di "aree urbane" (processi di efficienza e riduzione dei consumi di fonti fossili), sia di "aree interne" (processi di efficienza e riduzione dei consumi di fonti fossili e biomasse).



## Acqua

Nel 2000 la Direttiva quadro sulle acque ha stabilito una base giuridica per proteggere e ripristinare acque pulite in tutta Europa e per garantirne un uso sostenibile a lungo termine. L'obiettivo generale della direttiva quadro è il raggiungimento di un buono stato di tutte le acque, compresi laghi, fiumi, torrenti e falde acquifere, entro il 2015.

A questo scopo ha definito tra gli obiettivi da raggiungere:

- Evitare il deterioramento dello stato di acque superficiali e sotterranee e proteggere, migliorare e ripristinare tutti i corpi idrici, al fine di raggiungere un buono stato ecologico e chimico per i corpi idrici superficiali e un buono stato chimico e quantitativo per i corpi idrici sotterranei.

Tuttavia la realizzazione degli obiettivi di politica idrica dell'UE è resa complessa a causa di problematiche che si è cercato di risolvere con la redazione del Piano per la salvaguardia delle risorse idriche europee del 2012. Tale Piano rappresenta la risposta politica dell'UE alla sfida costante di raggiungere gli obiettivi di politica idrica.

Anche il 7° Programma di azione riprende la tematica acque focalizzando l'attenzione sulla riduzione dello stress idrico.

	<b>Normativa</b>	<b>Obiettivi</b>
<b>Acqua</b>	Direttiva 2000/60/CE --- Direttiva quadro per l'azione comunitaria in materia di acque	Si pone l'obiettivo di prevenire il deterioramento qualitativo e quantitativo della risorsa, migliorare lo stato delle acque e assicurarne un utilizzo sostenibile
	Piano per la salvaguardia delle risorse idriche europee (2012)	– Prezzi delle acque che incentivino l'efficienza – Riduzione dell'uso di acqua nel settore agricolo – Ridurre l'inquinamento
	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	Entro il 2020: – gli impatti delle pressioni sulle acque dolci, di transizione e costiere siano considerevolmente ridotti per raggiungere, preservare o migliorare il buono stato così come definito nella direttiva quadro sulle acque (ob.1) – si prevenga o si riduca significativamente lo stress idrico nell'UE (ob.2)

Da questo quadro generale derivano gli obiettivi di sostenibilità ambientale fatti propri dal PEAR che richiamano tutte le principali indicazioni riportate dalla normativa e possono essere così riassunti:

- rispetto dei target di Deflusso Minimo Vitale nei corpi idrici (DMV) per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte idraulica;
- migliorare lo stato delle acque ed individuare adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi;
- salvaguardia della qualità e quantità delle falde idriche;
- perseguire usi sostenibili e durevoli delle risorse idriche.

## Suolo

L'UE si occupa della tematica suolo in relazione a diverse problematiche che possono interessare la matrice. Nel 2006 data la necessità di evitare l'ulteriore degrado del suolo, il sesto programma d'azione per

l'ambiente ha previsto che venisse formulata una strategia tematica per la protezione del suolo che rappresenta un primo quadro normativo unitario in materia.

In seguito il 7° programma di azione ribadisce i concetti e sottolinea che "l'uso non sostenibile dei terreni porta a un consumo di suolo fertile, e il degrado del suolo continua, con risvolti sul piano della sicurezza alimentare globale e del raggiungimento degli obiettivi in favore della biodiversità. " "Le considerazioni ambientali ... dovrebbero essere integrate nelle decisioni che riguardano la pianificazione dell'uso dei terreni in modo da renderli più sostenibili, per progredire verso il conseguimento dell'obiettivo del «consumo netto di suolo pari a zero» entro il 2050."

	<b>Normativa</b>	<b>Obiettivi</b>
<b>Suolo</b>	Strategia tematica UE per la protezione del suolo (COM(2006) 231 def)]	Proteggere il suolo e garantirne un utilizzo sostenibile, prevenendo l'ulteriore degrado del suolo e mantenendone le funzioni e riportando i suoli degradati ad un livello di funzionalità corrispondente almeno all'uso attuale e previsto
	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	Fare in modo che entro il 2020: – i terreni siano gestiti in maniera sostenibile all'interno dell'UE, il suolo sia adeguatamente protetto e la bonifica dei siti contaminati sia ben avviata (ob.1)

Il PEAR fa proprio l'obiettivo di riduzione del consumo di suolo tenendo presente questo obiettivo di sostenibilità ambientale nei processi localizzativi di infrastrutture e impianti e di sviluppo edilizio. Sempre seguendo le medesime indicazioni normative si aggiungono due obiettivi più specifici

- tutela dei territori ad elevata capacità d'uso dei suoli
- difesa del suolo e tutela dal rischio idrogeologico e sismico

## Clima

L'attenzione della normativa comunitaria ai cambiamenti climatici è molto alta ormai da diversi anni e si incentra su obiettivi via via più sfidanti riguardanti la riduzione della produzione di gas serra.

Negli anni 2000 gli obiettivi erano più generici come quelli riportati nella Strategia tematica sull'ambiente urbano (COM(2005) 718 def) " Migliorare la qualità dell'ambiente urbano, rendendo la città un luogo più sano e piacevole dove vivere, lavorare e investire e riducendo l'impatto ambientale negativo della stessa sull'ambiente nel suo insieme, ad esempio in termini di cambiamenti climatici

Nel 2013 è stata elaborata la specifica Strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici (COM(2013) 216 def) in cui obiettivi e azioni sono sistematizzati e definiti con maggiore precisione. mantenendo come obiettivo generale " Trasformare l'Unione Europea in un'economia a basse emissioni di carbonio, efficiente nell'impiego delle risorse, verde e competitiva" e "Contribuire a rendere l'Europa più resiliente ai cambiamenti climatici

	Normativa	Obiettivi
Clima	Direttiva 2009/29/CE del 23 aprile 2009 che modifica la direttiva 2003/87/CE sullo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra	Ridurre le emissioni di gas serra del 20 %
	Strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici (2013)	Rendere l'Europa più resiliente ai cambiamenti climatici
	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	Entro il 2020: – siano raggiunti gli obiettivi EU sul clima (ob.2) – gli obiettivi delle politiche in materia di ambiente e clima siano ottenuti in modo efficiente sotto il profilo dei costi e siano sostenuti da finanziamenti adeguati (ob.6) – aumentino i finanziamenti provenienti dal settore privato destinati alle spese collegate all'ambiente e al clima (ob.6) – le politiche settoriali a livello di UE e Stati membri siano sviluppate e attuate in modo da sostenere obiettivi e traguardi importanti in relazione all'ambiente e al clima (ob.7) <i>Entro il 2050:</i> – siano ridotte le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990 (ob. 2)

Il PEAR fa proprio l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera da combustibili fossili e su questo obiettivo è incentrato tutto il set di obiettivi del piano che incentivano la produzione di energia da FER e l'efficienza energetica.

## Paesaggio

Il quadro comunitario sul paesaggio è rappresentato dalla Convenzione europea del paesaggio del 2000 dalla quale emerge l'obiettivo generale di promuovere la salvaguardia, la gestione e la pianificazione dei paesaggi, al fine di conservarne o di migliorarne la qualità

Tali concetti vengono ripresi ed ampliati nel Codice dei beni culturali e del paesaggio, d.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 che specifica gli obiettivi "Assicurare e sostenere la conservazione del patrimonio culturale e favorirne la pubblica fruizione e la valorizzazione".

	<b>Normativa</b>	<b>Obiettivi</b>
<b>Paesaggio</b>	Convenzione Europea del Paesaggio <sup>14</sup>	Si prefissa di promuovere la protezione, la gestione e la pianificazione dei paesaggi europei e di favorire la cooperazione europea. Oltre a dare una definizione univoca e condivisa di paesaggio, la convenzione dispone i provvedimenti in tema di riconoscimento e tutela, che gli stati membri si impegnano ad applicare. Vengono definite le politiche, gli obiettivi, la salvaguardia e la gestione relativi al patrimonio paesaggistico, riconosciuta la sua importanza culturale, ambientale, sociale, storica quale componente del patrimonio europeo ed elemento fondamentale a garantire la qualità della vita delle popolazioni.

Il PEAR ha tra i propri obiettivi di sostenibilità ambientale la tutela e mitigazione degli impatti visivi di infrastrutture e impianti sui paesaggi di pregio. Questo obiettivo riguarda soprattutto gli impianti di generazione elettrica alimentati da FER e le infrastrutture di rete che hanno un impatto sul paesaggio diffuso sul territorio. Il piano risponde a questo obiettivo con la definizione di *aree inidonee* e *di attenzione* per gli impianti FER, nonché rifacendosi all'applicazione dei criteri nazionali ERPA che regolano la pianificazione e la localizzazione delle infrastrutture sul territorio tutelando a livelli crescenti le diverse porzioni di territorio.

## Rifiuti

Gli obiettivi di sostenibilità del PEAR riprendono, limitatamente alla tematica energetica, le priorità di gestione dei rifiuti previste sia dalla Direttiva quadro 2008/98/CE, sia dal 7° programma di azione in materia di ambiente.

In particolare evidenziano le due modalità di produzione di energia dai rifiuti che potranno essere incrementate:

- massimizzazione della captazione di biogas per la produzione di energia nei siti di smaltimento.
- massimizzazione dell'utilizzo dell'energia termica prodotta dagli impianti di termovalorizzazione.

	Normativa	Obiettivi
	Direttiva quadro 2008/98/CE	Stabilisce la gerarchia nell'ambito delle operazioni di gestione dei rifiuti e fissa obiettivi di riciclaggio da raggiungere entro il 2020
<b>Rifiuti</b>	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	Entro il 2020: i rifiuti siano gestiti responsabilmente alla stregua di una risorsa, i rifiuti procapite siano in declino in valori assoluti, il recupero energetico sia limitato ai materiali non riciclabili e le discariche per materiali riciclabili e sottoposti a compostaggio non siano più operative (ob.2) Applicare il seguente ordine di priorità della normativa e della politica in materia di prevenzione e gestione dei rifiuti: a) prevenzione; b) preparazione per il riutilizzo; c) riciclaggio; d) recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia; e) smaltimento.

## Salute umana

La tematica della protezione della popolazione dai campi elettromagnetici viene affrontata nel dettaglio nella Raccomandazione 1999/512/CE "Raccomandazione del Consiglio relativa alla limitazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici da 0 Hz a 300 GHz".

La Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici, l. 22 febbraio 2001, n. 36 definisce il quadro normativo di riferimento nazionale per la tematica ponendo come obiettivo prioritario "Assicurare la tutela della salute dei lavoratori e della popolazione dagli effetti dell'esposizione a determinati livelli di campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"

Le aree urbane o densamente popolate sono tra le principali aree di esposizione dei criteri ERA. Il PEAR risponde con queste politiche all'obiettivo "minimizzazione dell'esposizione delle popolazioni alle radiazioni non ionizzanti"

## Biodiversità

Il tema è trattato in modo organico nel 2011 nella "Strategia dell'UE sulla biodiversità fino al 2020" dove si enuncia l'obiettivo primario di porre fine alla perdita di biodiversità e al degrado dei servizi ecosistemici

entro il 2020 e ripristinarli nei limiti del possibile. La stessa tematica viene ripresa e ribadita nel 7° PAA dove si sottolinea la necessità di raggiungere gli obiettivi entro il 2020.

Il 7° PAA riprende anche le indicazioni del Piano d'azione UE a favore delle foreste del 2006 che definiva la necessità di gestire in modo sostenibile le foreste, potenziandone al massimo la multifunzionalità.

	<b>Normativa</b>	<b>Obiettivi</b>
<b>Biodiversità</b>	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	Garantire che entro il 2020 la perdita di biodiversità e il degrado dei servizi eco sistemici siano stati debellati e gli ecosistemi e i relativi servizi siano preservati e migliorati (ob.1)
	strategia dell'UE sulla biodiversità fino al 2020 <sup>8</sup>	Obiettivo 1: attuazione integrale delle Direttive Habitat e Uccelli Obiettivo 2: preservare e ripristinare gli ecosistemi e i loro servizi Obiettivo 3: incrementare il contributo dell'agricoltura e della silvicoltura al mantenimento e al rafforzamento della biodiversità* Obiettivo 5: combattere le specie esotiche invasive Obiettivo 6: contribuire a evitare la perdita di biodiversità su scala mondiale
<b>Risorse naturali</b>	7° PAA – Programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	Fare in modo che entro il 2020: – il ciclo dei nutrienti (azoto e fosforo) sia gestito in maniera più sostenibile ed efficiente nell'impiego delle risorse (ob.1) – l'impatto ambientale globale della produzione e del consumo sia stato ridotto, in particolare nei settori dell'alimentazione dell'edilizia e della mobilità (ob.2) – le foreste e i servizi che offrono siano protette e la loro resilienza verso i cambiamenti climatici e gli incendi sia migliorata (ob.1)

Con il riferimento ai criteri nazionali ERPA, il PEAR fa proprio il processo metodologico della VAS statale del Piano di Sviluppo della RTN per la localizzazione delle infrastrutture di rete. In esso, le aree Natura 2000 sono definite come aree in "repulsione", rispondendo in questo modo al proprio obiettivo di sostenibilità ambientale "tutela della biodiversità con particolare riferimento alle aree della Rete Natura 2000".

Per quanto attiene alla produzione energetica da biomasse, il PEAR promuove le centrali sostenute da una filiera forestale corta e, come tale, locale. Tale indirizzo risponde all'obiettivo di sostenibilità ambientale "gestire in modo sostenibile le foreste, potenziandone al massimo la funzionalità".

## **CAPITOLO 4 - SINTESI DELLE MOTIVAZIONI CHE HANNO CONDOTTO ALLA FORMULAZIONE DELLE SCELTE ALTERNATIVE DI PIANO**

Nel presente capitolo si procederà al confronto tra gli Scenari di Piano proposti per ciascuno dei quattro macro-obiettivi del Piano, organizzati in altrettanti capitoli del documento, con alcune Alternative che comprenderanno lo Scenario "Business As Usual" (BAU), il quale costituisce lo scenario di riferimento. Tale scenario è costituito dallo stato attuale delle risorse e dalla loro possibile evoluzione in assenza di Piano. Gli scenari, suddivisi nei quattro capitoli del Piano, vengono confrontati descrivendo i possibili effetti ambientali determinati dalle scelte della pianificazione.

Il confronto sarà effettuato nell'ambito di una tabella nella quale per ogni scenario proposto per ciascun macro-obiettivo (capitolo) vengono evidenziati i potenziali effetti ambientali e le motivazioni che, al termine dell'analisi, hanno definito la scelta dello scenario di Piano.

Nel prossimo capitolo si illustreranno le interconnessioni tra i due primi capitoli del PEAR e le scelte che determinano il raggiungimento dell'obiettivo congiunto di riduzione dei consumi e di loro crescente soddisfacimento mediante energia prodotta da FER.

### **Scenari di sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e di riduzione del Consumo Finale Lordo per il Piemonte**

#### **Premessa**

A seguito dell'adozione da parte dell'Unione Europea del primo pacchetto di misure per il clima e l'energia nel 2008, sono stati ottenuti notevoli risultati. A livello europeo si è vicini al raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020. Paesi Membri e Regioni hanno concentrato risorse, politiche ed azioni verso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e la promozione delle energie rinnovabili. L'ultimo decennio è stato però segnato anche dal prolungato impatto della crisi economica e finanziaria, che ha inciso, in particolare in Italia, sulla capacità d'investimento del settore pubblico e privato. La combinazione del rafforzamento delle politiche per l'efficienza energetica e della promozione delle fonti rinnovabili con la contrazione della domanda di energia (principalmente nei comparti produttivi) hanno portato a registrare una situazione molto peculiare per il Piemonte:

- nel 2015 la percentuale di consumi finali lordi (CFL) da energie rinnovabili è arrivata al 17,8%, anticipando di fatto, come del resto avvenuto in molte altre regioni italiane, l'obiettivo fissato a livello regionale dal sistema di *burden sharing* nazionale;
- nel 2015 la produzione lorda di energia elettrica da fonte rinnovabile è stata pari al 43%;
- l'intensità energetica dell'economia regionale è scesa da 0,111 a 0,105 kep/€1 nel periodo compreso tra il 2005 ed il 2015.

---

<sup>1</sup> Il calcolo dell'intensità energetica è frutto del rapporto tra Consumi Interni Lordi (dati ENEA) e Prodotto Interno Lordo (dati ISTAT). Per il denominatore (PIL) è stato utilizzato il dato a prezzi di mercato con valori concatenati con anno di riferimento 2010.

Alla luce di questi segnali incoraggianti ne esistono altri di segno opposto che richiedono un'intensificazione delle politiche e delle azioni nei prossimi anni, per rafforzare il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio. In particolare, va ribadito il fatto che gran parte della riduzione dei consumi registrata negli ultimi anni deriva da un calo strutturale della domanda di energia del comparto industriale e quindi difficilmente ascrivibile a un vero incremento di efficienza energetica strutturale del sistema Piemonte, nonostante si rilevi comunque un calo del 10% dell'intensità energetica dell'economia regionale. Inoltre, va richiamata l'esigenza di contrastare con forza la concentrazione degli inquinanti atmosferici locali, che hanno fatto registrare situazioni allarmanti sul territorio regionale e che quindi impongono un cambiamento di marcia nella modalità, quantità e qualità di energia consumata. La transizione energetica auspicata deve quindi contribuire ad assicurare energia a prezzi ragionevoli, creare nuove opportunità di crescita e occupazione, garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre la dipendenza dalle importazioni dai territori limitrofi.

E' pertanto utile definire, accanto alle analisi di maggiore dettaglio sviluppate per il 2020, uno scenario di medio-lungo periodo al 2030 che sia in linea con quanto definito a livello europeo per quell'anno e con le tabelle di marcia per il 2050.

L'Unione Europea ha definito, infatti, per il 2050, un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra di circa l'80-95% rispetto ai valori del 1990. La Road Map per il 2050 definisce un percorso di transizione che garantisce sia la riduzione delle emissioni sia l'aumento della competitività del sistema economico e la sicurezza degli approvvigionamenti. In linea con gli scenari per il 2050 sono stati definiti concreti obiettivi al 2030, di seguito sintetizzati:

1. riduzione complessiva di almeno il 40% delle emissioni di gas climalteranti rispetto ai valori del 1990, con obiettivi differenziati tra settori sottoposti allo schema di Emission Trading e settori esclusi;
2. una percentuale di consumi finali lordi di energia soddisfatti con fonti rinnovabili, pari ad almeno il 27%;
3. una riduzione dei consumi finali lordi (CFL) di energia pari ad almeno il 30% rispetto allo scenario tendenziale dei consumi interni lordi (CIL).

I principali destinatari degli obiettivi europei sono gli Stati membri, che, con adeguate forme di flessibilità, dovranno garantire il raggiungimento degli obiettivi fissati, con uno sforzo congiunto con il livello regionale e locale. A tal fine, si rende necessaria la definizione di un percorso di medio-lungo periodo anche per la Regione Piemonte, sapendo che le considerazioni e analisi riportate nel seguito dovranno essere soggette a periodiche attività di monitoraggio e revisione per essere coerenti con il mutevole contesto istituzionale, legislativo ed economico.

In tale direzione di marcia, la Regione Piemonte ha aderito nel novembre 2015 alla sottoscrizione del Protocollo Under 2 MOU – Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding, con cui si è impegnata entro il 2050 a ridurre le proprie emissioni climalteranti tra l'80 al 95% mediante l'adozione di politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica nei diversi settori degli usi finali, nonché della mobilità sostenibile.

#### *Analisi di scenario*



*Per quanto attiene alle politiche e alle azioni per la riduzione dei consumi di energia nei diversi settori e comparti, nonché per la progressiva sostituzione di quote sempre maggiori di energia da fonte fossile con quote da fonte rinnovabile, il PEAR riguarda i propri obiettivi opportunamente quantificati, sia in un orizzonte temporale di breve periodo (2020), confrontandosi con un'ipotesi di scenario tendenziale business as usual (BAU), sia di lungo periodo (2030), individuando così le traiettorie verso il conseguimento degli obiettivi correlati ai target in via di conclusiva definizione da parte dell'UE con la revisione al 2030 della Strategia 20-20-20.*

- **Lo scenario al 2020**

Lo scenario al 2020 può essere considerato quale scenario di breve periodo, poiché, rispetto agli ultimi dati disponibili sui Consumi Finali Lordi e sulla diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili, aggiornati dal GSE al 2014, intercorre solamente un quinquennio all'obiettivo del 2020. Questo scenario deve necessariamente considerare due differenti traiettorie: la prima, legata alle previsioni del decreto Burden Sharing, avente valore normativo; la seconda, legata alla costruzione dello scenario PEAR al 2030, avente viceversa caratteristiche previsionali più aggiornate e, come tali, attendibili per la finalità pianificatoria.

- **L'obiettivo di riduzione del CFL al 2020**

Decreto Burden Sharing. Il decreto 15 marzo 2012 cosiddetto Burden Sharing ha declinato a livello regionale un obiettivo di soddisfacimento del CFL con fonti rinnovabili termiche ed elettriche al 2020 pari al 15,1%. Per giungere alla definizione di questo obiettivo, il decreto ha ipotizzato un andamento per il CFL: la traiettoria indica una lieve riduzione rispetto all'anno base di riferimento (-2,3%) ed una tendenziale stazionarietà dei Consumi tra il 2012 ed il 2020 (+0,6).

Scenari BAU2020 e PEAR2020. La definizione di valori di CFL da attribuirsi allo scenario di Piano al 2020 ha rappresentato un passaggio intermedio del processo di calcolo degli obiettivi al 2030, descritto nel paragrafo successivo. In tale processo, infatti, sulla base di una curva di interpolazione lineare avente origine dal dato effettivo di Consumo Finale Lordo nel 2015 in Regione Piemonte (GSE) e termine nell'obiettivo del PEAR stimato per il 2030, si è potuto ipotizzare al 2020 un valore di CFL pari a 9.952 ktep, con una riduzione del 6,2% rispetto al valore registrato nel 2015. Questo scenario è stato confrontato con uno scenario BAU, calcolato attraverso l'applicazione di riduzioni tendenziali dei Consumi Finali Lordi per ciascun settore economico. Per il 2020 l'obiettivo dello scenario BAU è di 10.277 ktep.

Per quanto concerne lo scenario BAU, la riduzione del CFL è determinata principalmente dall'incremento di efficienza degli usi termici nel settore residenziale (sia per effetto dell'installazione e del corretto utilizzo delle termovalvole, sia per effetto degli interventi di efficientamento degli involucri e degli impianti; -264 ktep). Da rilevare anche una cospicua riduzione attesa nel settore dei trasporti (-59 ktep). Nello scenario PEAR la riduzione dei consumi nel settore residenziale è sensibilmente più alta, anche se leggermente controbilanciata dall'incremento dei consumi elettrici nel comparto civile (-293 ktep). Si prevede inoltre un miglioramento delle prestazioni energetiche delle utenze pubbliche (edifici, Illuminazione ed ospedali, -21,5 ktep) ed un calo più marcato del settore dei trasporti (-338,5 ktep).

## L'obiettivo del CFL al 2020

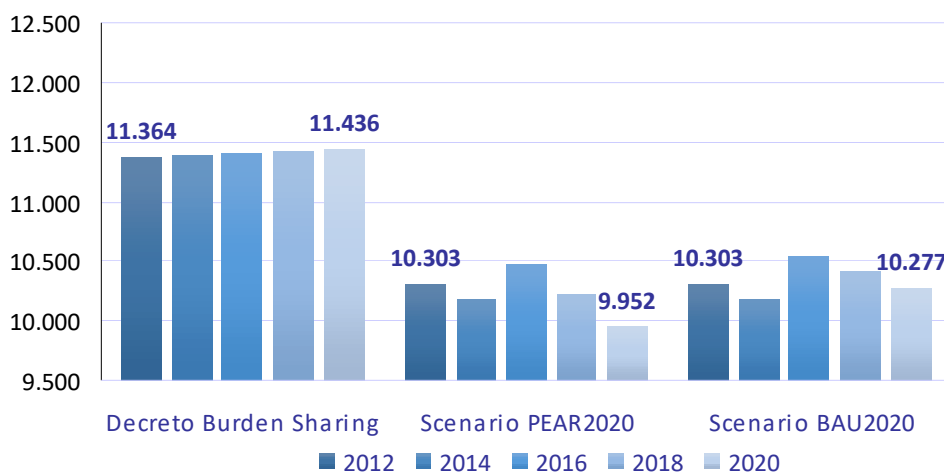


Figura 1 – L'obiettivo del CFL al 2020 (scenari BS, BAU e PEAR)

Il confronto tra lo scenario del Burden Sharing e gli scenari PEAR e BAU evidenzia una certa divergenza di obiettivi. Il decreto Burden Sharing risulta molto cautelativo sull'effettivo incremento di efficienza del sistema territoriale, ipotizzando addirittura una lieve crescita dei consumi tra il 2012 ed il 2020. Viceversa, nello scenario PEAR2020 ed anche dello scenario BAU2020, il Consumo Finale Lordo atteso al 2020 è inferiore a quanto rilevato nel 2012, con un andamento tuttavia altalenante.

### Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020

Il calcolo della percentuale di CFL soddisfatto con Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020 è nuovamente ripartito tra lo scenario indicato nel Decreto Burden Sharing ed uno scenario ipotizzato sulla base dell'implementazione delle misure stabilite dal PEAR. A tali valori si aggiunge, poi, un'ipotesi tendenziale calcolata in base all'analisi dei trend attuali di mercato (BAU).

Decreto Burden Sharing. Il consumo di energia rinnovabile, per rispettare la percentuale attribuita al Piemonte del 15,1% (rispetto ad un valore di CFL stimato in 11.436 ktep), sarebbe dovuto passare da un valore di circa 1.100 ktep registrato nell'anno base di riferimento al valore di circa 1.720 ktep al 2020, con una crescita percentuale del 58%. La crescita complessiva, nelle previsioni ministeriali, doveva essere trascinata dal forte incremento del consumo di energia termica da fonte rinnovabile (FER-C). Infatti, tale consumo avrebbe dovuto subire un incremento del 103%, passando da un valore di circa 500 ktep ad un valore prossimo ai 1.000 ktep. Anche il valore del consumo di energia elettrica rinnovabile (FER-E) sarebbe dovuto aumentare, con una crescita percentuale "limitata" al 22%.

Scenari BAU2020 e PEAR2020. Il valore obiettivo indicato nel decreto Burden Sharing è stato tuttavia già raggiunto e superato sia per effetto di un'inattesa riduzione del CFL, sia di un incremento più marcato della produzione da FER. Il GSE, nel monitoraggio del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 (avente carattere di cogenza), ha evidenziato un consumo di energia da fonti energetiche rinnovabili pari a 1.888 ktep già nel 2015. Negli scenari BAU e PEAR, pertanto, si è deciso di ipotizzare nuovi obiettivi al 2020, frutto dell'analisi dei trend di mercato delle singole fonti, dei vincoli e potenziali ancora inespressi e delle politiche di supporto che verranno implementate attraverso l'attuazione del Piano. Si è giunti pertanto alla definizione di un target di consumi da FER di circa 2.153 ktep nello scenario tendenziale (scenario BAU2020) e di 2.139 ktep nello scenario di Piano (scenario PEAR), con una crescita percentuale rispetto al 2015 rispettivamente del 14% e del 13.3%. Il rapporto di tali valori di produzione con il CFL stimato nei due scenari evidenzia come il sistema Piemonte, in entrambi i casi, riesca a superare la quota-obiettivo del 15,1% inizialmente stabilita:

21,0% nel caso dello scenario BAU2020 e 21,5% nello scenario PEAR 2020. Per quanto attiene poi ad una caratterizzazione dell'obiettivo PEAR2020, esso si connota per una prevalenza di consumi termici (1.117 ktep al 2020); ciò è determinato soprattutto dal forte incremento nel numero di installazioni di pompe di calore, dalla crescita nel consumo di calore distribuito nelle reti del teleriscaldamento e della biomassa ad uso climatizzazione. I consumi elettrici da FER, subiscono ugualmente un incremento (raggiungono i 1.022 ktep nel 2020), con una crescita rilevante del fotovoltaico e un aumento più contenuto per l'idroelettrico e la biomassa. L'idroelettrico dovrebbe subire infatti un effetto di compressione del proprio sviluppo potenziale per effetto di una saturazione fisica della risorsa, mentre la biomassa dovrebbe risentire delle limitazioni imposte dalle azioni di miglioramento della qualità dell'aria.

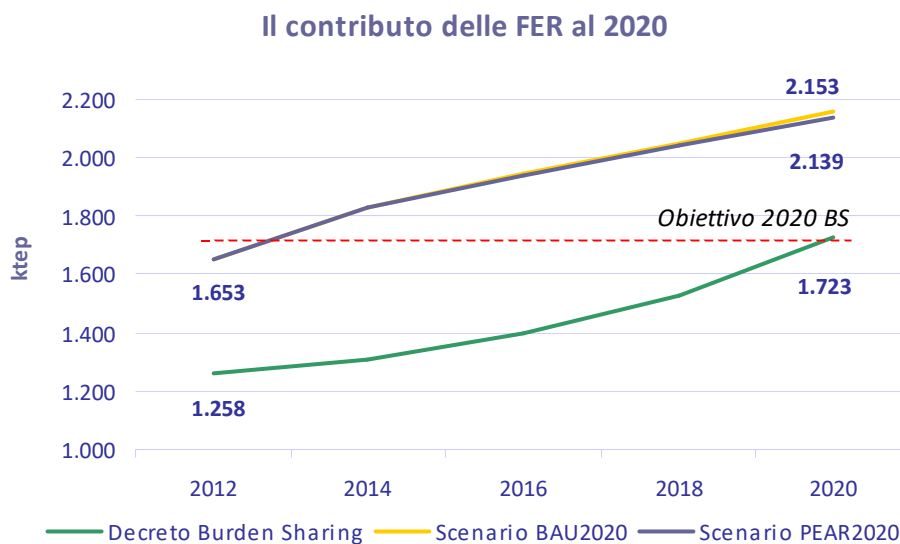


Figura 2 – Il contributo delle FER al 2020

Gli scenari al 2020 (BAU e PEAR) sono molto allineati tra loro. Le due curve quasi si sovrappongono. Nel 2020 l'obiettivo di sviluppo delle FER è addirittura superiore per lo scenario BAU rispetto allo scenario

PEAR: ciò è determinato in particolare dalla forte limitazione imposta al trend della biomassa ad uso termico (-48 ktep rispetto allo scenario BAU).

- Lo scenario al 2030

Definire uno scenario al 2030 e quindi per un periodo superiore ai dieci anni non è semplice, non avendo l'opportunità di internalizzare tutte le variabili socio-economiche necessarie alle analisi. Le stesse previsioni definite per il 2020 per le regioni, relativamente al consumo finale di energia, nella definizione degli obiettivi di Burden Sharing, sono state infatti ampiamente superate dagli shock seguiti alla crisi economico-finanziaria della seconda metà del decennio scorso.

In ogni caso, è utile definire delle traiettorie che possano evidenziare lo sforzo necessario al raggiungimento degli obiettivi definiti a livello europeo. Pertanto, si è cercato di applicare tali obiettivi al livello regionale, pur sapendo che in un'ottica di flessibilità, sia a livello nazionale sia successivamente a livello regionale, gli stessi potranno essere declinati in modo differenziato (aggiornamento del Burden Sharing). Si procederà quindi ad illustrare la quantificazione dell'obiettivo di riduzione dei Consumi Finali Lordi di energia a livello regionale, in funzione di uno scenario di riferimento basato sull'andamento dei Consumi Interni Lordi. In seguito, si descriverà lo scenario di sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche al 2030, le quali dovranno comunque soddisfare almeno il 27% del CFL nello stesso anno.

Il calcolo di uno scenario di riferimento non costituisce di per sé un'operazione univoca. Infatti, le scelte e le ipotesi di partenza possono determinare risultati tra loro completamente diversi. In considerazione del fatto che gli obiettivi fissati al 2030 sono una prosecuzione della politica europea avviata a partire dal 2008 con la strategia 20-20-20, è importante che lo scenario di riferimento sia costruito sulla base di quanto accaduto anche prima della crisi economica. Questo approccio viene seguito dall'Unione Europea in tutti i documenti e le analisi di scenario<sup>2</sup>. A tal fine è sembrato utile utilizzare come approccio metodologico per la definizione dello scenario di riferimento al 2030 il valore medio dei Consumi Interni Lordi di energia registrati nel periodo compreso tra il 2000 e il 2015. In questo modo il dato al 2030 è stato ipotizzato in circa 14,2 Mtep. I dati di CIL sono stati desunti dai Bilanci Energetici Regionali redatti e validati da ENEA. Il dato di CIL del 2015, viceversa, è una stima realizzata a partire dai dati di CFL dello stesso anno (rilevati da GSE) in funzione del loro rapporto medio (CIL/CFL) nelle annualità precedenti.

#### L'obiettivo di riduzione del CFL al 2030

Fissato il dato tendenziale di CIL al 2030 (scenario di riferimento), pari a 14,2 Mtep, è necessario individuare dapprima il suo valore-obiettivo, calcolato applicando una riduzione del 30% sul dato tendenziale, ottenendo un Consumo Interno Lordo di circa 9,9 Mtep e successivamente calcolare il CFL atteso nello stesso anno.

L'andamento del CFL rispetto al CIL è variato molto negli ultimi quindici anni. In una prima fase, durata fino al 2004, il Consumo Interno Lordo era decisamente superiore al Consumo Finale Lordo, con un rapporto tra le due grandezze pari mediamente al 138%. Successivamente i due valori si sono man mano avvicinati. Nella costruzione dello scenario al 2030 si ipotizza pertanto che il rapporto tra il Consumo Interno Lordo e Consumo Finale Lordo si riduca ulteriormente in proiezione al 2030, per effetto di:

---

<sup>2</sup> Vedasi, ad esempio "2030 Framework for energy&climate: Outcome of the October 2014 European Council"  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/docs/2030\\_euco\\_conclusions\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf)

una progressiva diffusione di sistemi di produzione dell'energia con valori di rendimento di trasformazione sempre più elevato,

un progressivo incremento delle fonti rinnovabili elettriche in sostituzione delle fonti fossili,

una riduzione delle perdite di distribuzione.

Si ipotizza quindi che il rapporto tra CIL e CFL raggiunga un valore pari al 115% (rispetto ad una media degli ultimi 5 anni assestata attorno al 119%), ottenendo un valore-obiettivo di CFL al 2030 pari all'incirca a 8,6 Mtep. Si assume che tale valore-obiettivo rappresenti lo scenario PEAR2030.

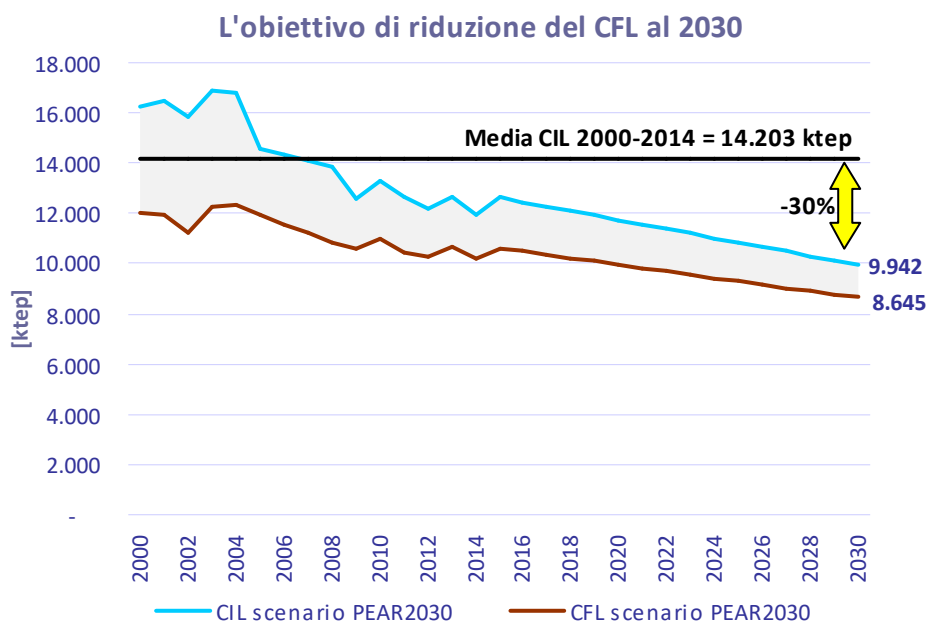


Figura 3 – L'obiettivo di riduzione del CIL e del CFL al 2030

L'incremento di efficienza del sistema si concretizza principalmente nel settore civile e nel settore dei trasporti (che dovrebbero ridurre rispettivamente di 1.059 ktep e 900 ktep il proprio CFL). Nell'ambito della riduzione dei consumi del settore civile, un significativo contributo dovrebbe provenire anche dal comparto pubblico (-90 ktep).

#### Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili al 2030

Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) al 2030, secondo quanto definito dalle strategie europee, dovrà garantire il soddisfacimento di almeno il 27% del CFL. L'andamento in proiezione al 2030, per le singole fonti, è stato ipotizzato in funzione di una valutazione quali-quantitativa dello sviluppo e della maturità del mercato delle FER, nonché dei vincoli esistenti e/o ipotizzati, che potrebbero limitarne l'applicazione.

Per quanto concerne le rinnovabili elettriche si stima una crescita al 2030 per tutte le fonti, con un incremento significativo per il fotovoltaico (+ 157 ktep tra il 2015 e il 2030) e più contenuto per l'idroelettrico (+81 ktep) e la biomassa (+31 ktep). Si ipotizza uno sviluppo anche per il comparto eolico, che dovrebbe portare un contributo aggiuntivo attorno ai 20 ktep di produzione elettrica annua (valore normalizzato). Al 2030 il contributo complessivo delle rinnovabili elettriche è stimato in 1.218 ktep (+31,1% sul 2015).

Per quanto riguarda le rinnovabili termiche, il trend di crescita stimato, sebbene inferiore a quello registrato per il comparto elettrico, è altrettanto significativo; si ipotizza infatti un incremento di circa il 21,5% tra il 2015 ed il 2030. La crescita dovrebbe essere trascinata principalmente dalle pompe di calore, per le quali si prevede un forte sviluppo (+230 ktep al 2030 rispetto al 2015), dal calore immesso nelle reti di teleriscaldamento, prodotto da fonti rinnovabili e dal solare termico (si ipotizza rispettivamente un incremento attorno di 48 ktep e 40 ktep). Tra le rinnovabili termiche, è stato elaborato uno scenario che fa registrare un calo per le biomasse solide, sia per effetto di un progressivo efficientamento del parco impianti (a parità di volumetria riscaldata si prevede un minore utilizzo di risorsa), sia per una limitazione del loro uso previsto dal Piano di Qualità dell'Aria, mentre si ipotizza una produzione incrementale di biometano. Al 2030 il contributo complessivo delle rinnovabili termiche è stimato in 1.164 ktep.

Globalmente, considerando il contributo sia delle rinnovabili elettriche, sia di quelle termiche, si ipotizza, nello scenario PEAR al 2030, una produzione di energia di circa 2.382 ktep. Tale valore, se confrontato con l'obiettivo del CFL di 8.645 ktep, evidenzia un tasso di penetrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili del 27,6%.

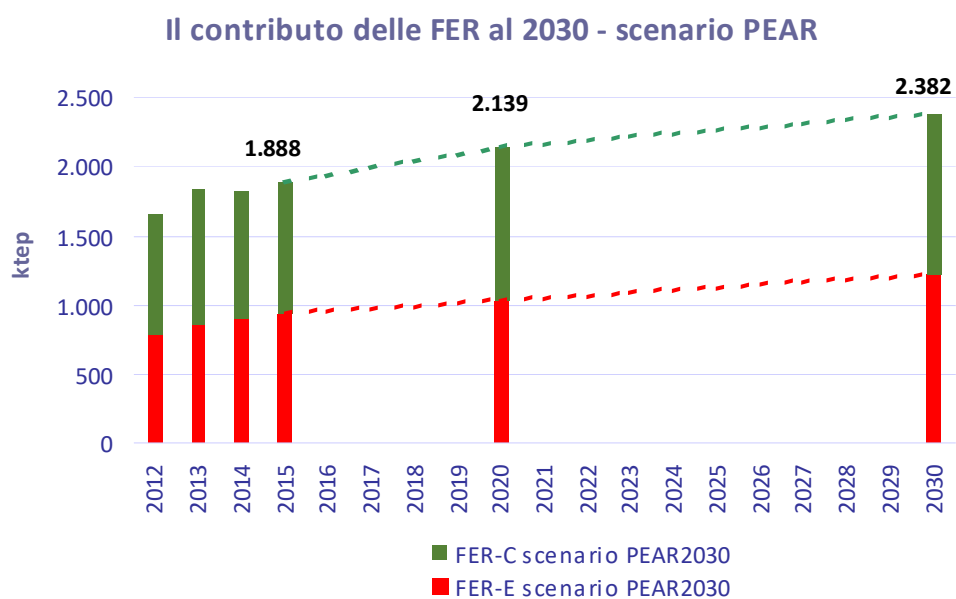
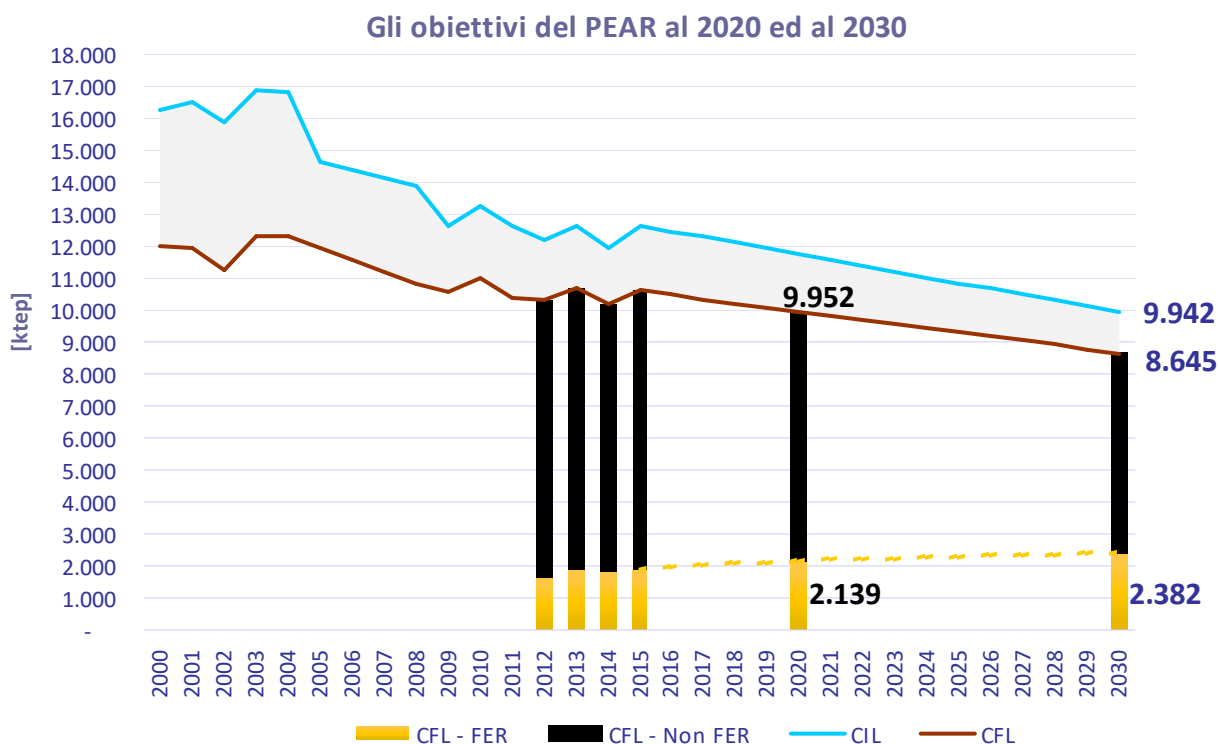


Figura 4 – Il contributo delle FER al 2030

#### Sintesi degli obiettivi del PEAR al 2020 ed al 2030

Il grafico riportato in figura 5 rappresenta la situazione attesa al 2020 ed al 2030 nello scenario PEAR, legato alla piena attuazione delle misure indicate nel Piano.

	Dati espressi in ktep				
	2015	2020 - PEAR	2030 - PEAR	Δ 2015-2020	Δ 2015-2030
CFL scenario PEAR	10.605	9.952	8.645	-653	-1.960
FER scenario PEAR	1.888	2.139	2.382	+251	+494
FER/CFL (%)	17,8%	21,5%	27,6%	+3,7%	+9,8%



Tab. 1 e Fig. 5- Scenari tendenziali e di riduzione dei consumi finali lordi di energia al 2030 e soddisfacimento con fonti rinnovabili

Tornando a considerare i dati regionali relativi al Consumo Finale Lordo di energia, ambito rispetto al quale il livello di governo regionale può incidere maggiormente con politiche attive, rispetto al dato registrato nel 2015, lo scenario di riduzione del 30% implica un calo della domanda finale di circa 1.960 ktep al 2030. L'obiettivo appare sicuramente sfidante per l'Amministrazione e raggiungibile solo con un mix di interventi che coinvolgano tutti i settori d'attività ed in particolare i due settori più energivori del territorio regionale, ovvero il settore civile ed i trasporti, che complessivamente rappresentano il 77% del CFL al 2014 (dati BER). Nei capitoli successivi viene descritto il contributo che ciascun settore di consumo finale dovrà garantire per raggiungere la riduzione di 1.960 ktep al 2030. Per quanto concerne, viceversa, l'incremento del contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili, l'obiettivo fissato al 2030 implica una crescita di circa 494 ktep rispetto al dato registrato nel 2015. Il contributo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche dovrebbe essere piuttosto equiripartito: si stima, infatti, rispettivamente un peso del 51% e del 49% al 2030 sul totale delle FER.

### **Confronto tra gli scenari**

Di seguito si riporta, per ogni capitolo del PEAR, la descrizione delle scelte e delle loro interazioni per il raggiungimento degli obiettivi prefissati.



Le tabelle dettagliano le scelte proposte, le strategie sottese e gli effetti ambientali prevedibili in seguito all'attuazione delle scelte e degli indirizzi di Piano.

## **FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI**

Lo scenario PEAR 2020 di crescita delle FER, frutto dell'analisi dei trend di mercato, dei vincoli e dei potenziali ancora inespressi, nonché delle politiche di sostegno, si attesta su un valore di produzione pari a 2.139 ktep (con un incremento di 251 ktep sul 2015 e un rapporto FER/CFL pari a 21,5%), e si rapporta con uno scenario BAU 2020 caratterizzato da un valore di 2.153 ktep.

Il valore dello scenario di Piano, ampiamente al di sopra del valore obiettivo di Burden Sharing (15,1%), risulta inferiore a quello dello scenario BAU per effetto delle politiche di contenimento della prevista crescita dell'utilizzo delle biomasse, non ancora compensato dal surplus di crescita delle altre FER.

Lo scenario PEAR 2030 di crescita delle FER, a fronte di un valore obiettivo del Consumo Finale Lordo (CFL) di 8.645 ktep, si attesta su un valore di produzione pari a 2.382 ktep (con un rapporto FER/CFL pari al 27,6%, superiore al valore obiettivo del 27% anticipato nel Winter Package comunitario, e di poco inferiore al valore medio pari al 28% stabilito dalla SEN 2017). Il raggiungimento di tale scenario comporterà un incremento della produzione da FER pari a 494 ktep rispetto al 2015, al netto di una significativa riduzione del contributo delle biomasse solide

La linea portante delle scelte riguardanti le FER si basa sulla priorità di miglioramento della qualità dell'aria che risulta imprescindibile, a causa della complessa situazione presente nella Pianura Padana, in relazione a tale matrice ambientale.

Per far fronte a tale situazione, le politiche regionali si stanno adeguando per trovare soluzioni volte a raggiungere tale obiettivo prioritario. In questa ottica, il PEAR ha modificato i propri orientamenti in materia di FER disincentivando le produzioni energetiche da biomasse e orientando le produzioni da FER, indispensabili per raggiungere gli obiettivi di piano, verso fonti che non abbiano impatto sulla componente aria.

Questa scelta strategica determina la necessità di ridiscutere e coordinare alcune delle limitazioni che derivano da altri Piani regionali i quali, nell'attuale formulazione, limitano lo sviluppo di altre fonti rinnovabili quali l'idroelettrico o l'eolico. Tali fonti, in seguito a questo orientamento strategico, diventano di rilevanza imprescindibile per il raggiungimento degli obiettivi.

Diventa quindi una strategia prioritaria favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, anche con misure tese a limitare parzialmente le attuali tutele ambientali e paesaggistiche nello spirito di perseguire l'interesse pubblico prevalente, assecondando il contrasto (richiesto dalle politiche per la Qualità dell'Aria) al consumo di biomassa solida per la produzione termoelettrica e termica. Nelle pagine seguenti saranno trattate, con uno schema di dettaglio, le FER elettriche (FER\_E) e le FER termiche (FER\_C).

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_E - idroelettrico (scenari)	<p>Nel breve periodo (2020) lo scenario di Piano prevede una crescita della produzione superiore a quella del trend atteso con il venir meno degli effetti incentivanti del DM 6 luglio 2012 e s.m.i., con attestamento su un valore di <b>639 ktep</b> rispetto ai 628 ktep dello scenario BAU.</p> <p>Nel lungo periodo lo scenario PEAR 2030 prevede che la produzione si attesti su <b>695 ktep</b>, mantenendo un trend annuo di crescita (+ 0,4%) , sebbene dimezzato rispetto allo scenario 2020, in ragione dell'oggettiva saturazione delle nuove opportunità di sfruttamento.</p>	<p>Sostituire parte dell'apporto produttivo delle biomasse solide, a cui si è dovuto rinunciare per problemi inerenti alla qualità dell'aria, con un surplus di produzione idroelettrica sia nel breve, sia nel lungo termine..</p>	<p><b>PEAR</b> : incremento contenuto e pianificato, raggiungendo un compromesso con il PdGPo.</p> <p>L'incremento dell'idroelettrico malgrado la situazione prossima alla saturazione sarà garantito soprattutto grazie ad una razionalizzazione delle nuove autorizzazioni e dell'esistente. La scelta determinerà un aumento degli effetti ambientali sulla componente acqua a causa della scelta obbligata di dare priorità alla componente aria che viene ritenuta al momento più pesantemente compromessa.</p> <p><b>BAU</b>: regolamentazione in base al PdGPo, nessuna modifica dell'assetto attuale, con forte riduzione anche delle razionalizzazioni.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_E - idroelettrico	<p><u>Per i nuovi impianti.</u></p> <p>In base all'analisi delle 320 istanze autorizzative pendenti presso le province piemontesi al 31.07.2016,</p>	<p>Favorire lo sviluppo di nuovi impianti idroelettrici, attribuendo al settore una valenza strategica nel contribuire al</p>	<p><b>PEAR</b>: pochi impianti di maggiori dimensioni limitano gli impatti ambientali delle</p>

	<p>che rivela come il 50% della producibilità attesa dai nuovi progetti sia in realtà coperta dal 7% degli stessi, si propone la seguente classificazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sono da considerarsi progetti <b>“a rilevanza energetica elevata”</b> tutti i nuovi progetti che prevedano una producibilità annua pari o superiore a 8 GWh. Per tale nuova progettualità si propone il regime di deroga in applicazione dell’art. 4.7 della <i>Water Framework Directive (WFD)</i>.</li> <li>• sono da considerarsi progetti <b>“a rilevanza energetica media”</b> tutti i nuovi progetti che prevedano una producibilità annua compresa tra 1,5 e 8 GWh. Per tale nuova progettualità si propone il permanere di un livello di attenzione strategico per la produzione energetica, in assenza dell’attivazione della sopraccitata deroga;</li> <li>• sono da considerarsi progetti <b>“a rilevanza energetica bassa”</b> tutti i nuovi progetti che prevedano una producibilità annua inferiore a 1,5 GWh. Per tale nuova progettualità non si esprime un interesse strategico della Regione, a meno della sussistenza di particolari condizioni di rilevanza di carattere locale.</li> </ul> <p>Si propone, poi, di considerare d’interesse energetico per il Piano lo sfruttamento a fini idroelettrici della residua potenzialità sui canali irrigui e negli acquedotti montani.</p> <p>Viene proposto un <i>set</i> di indirizzi per la localizzazione dei nuovi impianti, sotto forma di <i>“aree inidonee”</i> e di <i>“aree di attenzione”</i>, che contempera l’esigenza di sviluppo della produzione idroelettrica con le esigenze di tutela dell’ambiente, oggetto di negoziazione con le diverse Direzioni regionali.</p>	<p>raggiungimento degli obiettivi energetici al 2020 e 2030, accordando una corsia preferenziale nei processi di valutazione ambientale ai progetti aventi un effettiva rilevanza strategica sotto il profilo della producibilità energetica, e limitando nel contempo la penetrazione indiscriminata dei piccolissimi impianti, il cui contributo energetico è pressoché nullo.</p>	<p>infrastrutture di rete. A parità di energia prodotta gli effetti indotti sul territorio sono meno consistenti anche se più concentrati.</p> <p>L’interesse strategico sulle potenzialità residue dei canali incentiva una tendenza già in atto con probabile effetto ambientale paragonabile tra PEAR e BAU.</p> <p><b>BAU:</b> probabile proliferazione di piccoli impianti che determinano impatti distribuiti sul territorio a fronte di una capacità produttiva molto limitata. Le infrastrutture per connettere alla rete i piccoli impianti sono spesso sproporzionate rispetto all’energia immessa.</p>
--	--	--	---

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
<p>FER_E - idroelettrico</p>	<p><u>Per gli impianti esistenti.</u>            Si intende favorire un processo di razionalizzazione del parco-impianti esistente, spesso bisognoso di importanti interventi di manutenzione straordinaria capaci di determinare significativi recuperi di producibilità (10-15%) a parità di risorsa turbinata. Poiché si ritiene che per gli attuali operatori del settore un elemento di freno a tale attività sia rappresentato dalla scadenza programmata delle concessioni, unitamente alla previsione di rinnovo mediante procedure di gara, si propone di riallineare la soglia delle grandi derivazioni a quella in vigore nella maggior parte degli Stati membri (pari o superiore a 10 MW).            Si otterrebbe così sia l'effetto di equiparare le condizioni di competizione all'interno degli Stati membri oggi fortemente penalizzante per gli operatori italiani, sia di liberare la propensione all'investimento negli impianti caratterizzati da potenza compresa tra 3 e 10 MW, polarizzando l'attenzione sulle definizioni di criteri per la gestione delle gare di rinnovo sopra la soglia dei 10 MW.            Si propone, infine, un rilancio dell'esercizio dell'unico impianto di pompaggio puro esistente in territorio piemontese (impianto Enel di Entracque di potenza pari a 1.065 MW) oggi fortemente sottoutilizzato, mediante una revisione al ribasso degli oneri collegati ai sovracani e, quindi, alla fiscalità correlata alla produzione idroelettrica.</p>	<p>Contemperare le esigenze di sviluppo della produzione da fonte rinnovabile con quelle di tutela dell'ambiente, paesaggio e biodiversità.            Favorire il processo di efficientamento del parco- impianti idroelettrici esistente, recuperando producibilità elettrica a parità di risorsa idrica utilizzata.</p> <p>Valorizzare un impianto d'interesse strategico, in ragione del ruolo di modulazione e regolazione del sistema elettrico rivestito dallo stoccaggio di energia elettrica (sotto forma di risorsa idrica) nell'ambito di un sistema sempre più pervaso dalla generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili.</p>	<p>PEAR: la modifica della soglia sui grandi impianti modifica la propensione agli investimenti in innovazione che determinano un miglioramento della produttività a parità di acqua derivata, su una fascia di impianti piuttosto consistente.</p> <p>BAU: situazione più statica con scarsa propensione all'innovazione degli impianti.</p> <p>PEAR: L'utilizzo a pieno regime di un impianto esistente consente di trarre i massimi vantaggi da un insieme di impatti sul territorio che sono già esistenti, a prescindere dall'intensità di utilizzo. Con riferimento alla funzione specifica dell'impianto, questo consentirà di avvalersi di uno stoccaggio di area vasta per la produzione non programmabile fda FER che determinerà una notevole valorizzazione delle produzioni da FER.</p> <p>BAU: necessità di individuare altre modalità di stoccaggio dell'energia da FER con previsione di altri impianti e relativi impatti ambientali</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_E - biomasse (scenari)	<p>Nel breve periodo con lo scenario PEAR 2020 s'iniziano ad evidenziare gli effetti attesi dall'attuazione delle misure per la qualità dell'aria congiuntamente alla progressiva rarefazione degli incentivi statali per la produzione di energia elettrica. A fronte di uno scenario BAU in cui il trend di crescita nell'utilizzo delle biomasse solide, gassose e liquide per la generazione elettrica si attesta su 204 ktep complessivi (di cui 65 ktep per le biomasse solide), lo scenario di Piano prevede una sensibile riduzione a 183 ktep (di cui 51 ktep per le biomasse solide).</p> <p>Nel lungo periodo lo scenario PEAR 2030, internalizzando gli effetti delle politiche per la qualità dell'aria, sterilizza lo sviluppo dell'utilizzo delle biomasse solide sui valori del 2020, mentre prevede un sensibile aumento dell'utilizzo del biogas, attestando il valore complessivo su 195 ktep.</p>	<p>Ridurre le emissioni di particolato collegate alla generazione elettrica da biomasse solide, rinunciando a parte del contributo derivante dal loro completo utilizzo ( -25% nel 2030 rispetto allo scenario BAU 2020).</p> <p>Favorire un modesto incremento della generazione da biogas, in ragione del minore impatto sulla qualità dell'aria, pur promuovendo maggiormente la produzione di biometano.</p>	<p>PEAR: riduzione dell'impatto sulla qualità dell'aria che determina però un incremento degli impatti su altre componenti ambientali sulle quali incidono le FER sostitutive.</p> <p>BAU: sviluppo di centrali a biomasse con progressivo aumento degli impatti sulla qualità dell'aria, incompatibili con i limiti imposti dalle normative.</p> <p>La necessità di risanamento della qualità dell'aria ha modificato profondamente la pianificazione energetica .</p> <p>In assenza di questo criterio la pianificazione si sarebbe orientata più decisamente sulle biomasse.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_E - biomasse	<p>Si propone che l'autorizzazione di impianti termoelettrici alimentati da biomasse solide e liquide possa essere rilasciata solo per progetti che prevedano l'esercizio in assetto cogenerativo, ove la generazione semplice non viene più ritenuta compatibile con l'attuale quadro della qualità dell'aria.</p> <p>Nell'ambito degli impianti eserciti in assetto cogenerativo, gli indirizzi di Piano sostengono la diffusione di piccoli impianti alimentati a cippato di taglia &lt; a 1 MWe, approvvigionati da "filiera corta" (&lt;50 km), a servizio di reti locali di teleriscaldamento in Comuni montani, in cui non risultino superati i valori limite di particolato.</p> <p>Viene confermato, con gli opportuni aggiornamenti, il set di indirizzi (dgr n. 6-3315 del 30.01.2012) per la localizzazione dei nuovi impianti, sotto forma di "aree inidonee" e di "aree di attenzione", che contempera l'esigenza di sviluppo con quelle di tutela ambientale.</p>	<p>Riduzione delle emissioni di particolato per unità di energia prodotta dai nuovi impianti a biomasse solide e liquide.</p>	<p>PEAR: L'obbligo di esercizio in assetto cogenerativo riduce notevolmente l'impatto generale poiché evita il consistente spreco della risorsa calore, che, se riutilizzata, sostituisce la produzione da altre fonti.</p> <p>BAU: Il calore non veicolato in sistemi di cogenerazione dovrebbe essere dissipato, creando potenzialmente altri impatti oltre allo spreco della risorsa.</p>
FER_E - fotovoltaico (scenari)	<p>Nel breve periodo lo scenario PEAR 2020 ipotizza una produzione da fonte fotovoltaica pari a 190 ktep, leggermente superiore allo scenario BAU (181 ktep), con uno sviluppo annuo pari al 5% della potenza installata.</p> <p>Nel più lungo termine, sulla base di diverse elaborazioni nazionali ed europee di sviluppo tendenziale della fonte, lo scenario PEAR 2030 ipotizza una più marcata crescita (+ 6% annuo), attestandosi su un valore di produzione di 306 ktep.</p>	<p>Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, anche in un'ottica di compensazione della minore produzione da biomasse.</p>	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_E - fotovoltaico	<p>La proposta di Piano esprime la propria preferenza per gli impianti, la cui localizzazione non presupponga consumo di suolo (impianti sui tetti degli edifici, sulle coperture delle strutture produttive e terziarie, ecc.), ad eccezione di quelli che prevedano il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione, quali ad esempio le discariche di rifiuti in fase di gestione post mortem, e quelle già impermeabilizzate e abbandonate, quali le aree industriali dismesse.</p> <p>Ai fini della realizzazione di impianti collocati a terra, si conferma la validità dei criteri localizzativi già approvati con dgr n. 3-1183 del 14.12.2010, atti a definire specifiche “aree inidonee” e “aree di attenzione”.</p>		<p>PEAR: un incremento del FTV determina effetti ambientali nulli sulle componenti aria e acqua. I criteri localizzativi imposti dal PEAR riducono in modo consistente anche l'impatto sulla componente suolo</p> <p>BAU: l'assenza dei criteri PEAR potrebbe determinare, a parità di KW installati, un più consistente consumo di suolo, anche in zone ad elevata fertilità come già avvenuto prima della definizione dei primi criteri localizzativi.</p>
FER_E - eolico (scenari)	<p>Per rapporto ad uno scenario BAU 2020 che ipotizza, sulla base di un invariato trend di sviluppo, un valore di produzione della fonte eolica pari a 4 ktep, gli scenari PEAR 2020 e 2030 prevedono una più significativa accelerazione della crescita, attestandosi rispettivamente su 8 ktep al 2020 e su 22 ktep al 2030.</p>	<p>Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, anche in un'ottica di compensazione della minore produzione da biomasse.</p>	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_E - eolico	<p>La proposta di PEAR, sovrapponendo la cartografia delle aree regionali caratterizzate dalla presenza di condizioni minime di fattibilità tecnico-economica per gli impianti eolici con quella dei principali vincoli ostativi, ricava per differenza le aree di sviluppo della fonte eolica in cui è possibile immaginare uno sfruttamento del vento a fini energetici in impianti di taglia industriale (&lt; 200 kW). Tali aree sono “clusterizzate” in quattro ambiti strategici per l’eolico in Piemonte rispettivamente denominati: “1-Appennino settentrionale”, “2-Alpi Marittime”, “Alpi Marittime e Cozie” e “Alpi Cozie”. Complessivamente tali estensioni territoriali posizionate sui crinali montani hanno una superficie di circa 97.000 Ha.</p> <p>Oltre alle aree di crinale sopra citate, la proposta di PEAR intende promuovere lo sviluppo del minieolico (&gt;60&lt;200 kW) e del microeolico (&lt;60 kW) nei territori dei fondovalle che caratterizzano il territorio regionale montano. Dal combinato disposto delle potenzialità illustrate, si ritiene che possa derivare per il Piemonte un contributo in termini di produzione di energia elettrica pari all’1% del proprio fabbisogno annuo (circa 250-270 GWh).</p> <p>Si propone con forza il tema dell’interesse pubblico prevalente, anche di valenza ambientale, correlato alla generazione eolica in Piemonte. In tal senso, si salutano con soddisfazione le dichiarazioni contenute nella proposta di SEN 2017 che richiamano l’esigenza di un riesame dei contenuti delle Linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio.</p> <p>Viene proposto un set di indirizzi per la localizzazione dei nuovi impianti, sotto forma di “aree inidonee” e di “aree di attenzione”, che contempera l’esigenza di sviluppo della generazione eolica con le esigenze di tutela del territorio, oggetto di negoziazione con le diverse Direzioni regionali.</p>	<p>Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, anche in un’ottica di compensazione della minore produzione da biomasse.</p> <p>Offrire una prima indicazione di massima delle principali localizzazioni dove si può immaginare uno sviluppo della fonte eolica, volta anche a contrapporsi alla tesi imperante, secondo cui il Piemonte non presenta aree appetibili per tale generazione.</p> <p>Favorire il pieno sfruttamento delle potenzialità esistenti correlate alla fonte eolica, offrendo altresì una valida alternativa alla realizzazione di impianti mini-idroelettrici aventi “rilevanza energetica bassa”.</p>	<p>PEAR: l’identificazione di aree circoscritte nelle quali non sono presenti vincoli rilevanti consente di tutelare a priori i territori con maggiore vocazione paesaggistica e faunistica, consentendo lo sviluppo della risorsa. Il Piano prevede di adottare criteri gestionali sito-specifici.</p> <p>BAU: senza i criteri del PEAR si può prevedere che saranno presentate proposte di impianti in aree meno vocate, meno performanti a parità di impatto ambientale.</p>



Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_C - biomasse (scenari)	<p>Nel breve periodo con lo scenario PEAR 2020 s'iniziano ad evidenziare gli effetti attesi dall'attuazione delle misure per la qualità dell'aria. A fronte di uno scenario BAU 2020, in cui il trend di crescita nell'utilizzo delle biomasse solide e gassose si attesta complessivamente su 878 ktep (di cui 690 ktep per le biomasse solide ad uso residenziale), lo scenario PEAR 2020 prevede una sensibile riduzione a 830 ktep (di cui 630 ktep per le biomasse solide ad uso residenziale).</p> <p>Nel lungo periodo lo scenario PEAR 2030, internalizzando a pieno gli effetti delle politiche per la qualità dell'aria, prevede una forte riduzione (-35%) del consumo di biomasse solide ad uso residenziale (450 ktep), mentre prevede un sensibile aumento dell'utilizzo del biometano (50 ktep), e del calore derivato mediante reti (175 ktep).</p>	<p>Ridurre le emissioni di particolato collegate alla generazione termica da biomasse solide, rinunciando a parte del contributo derivante dal loro completo utilizzo (-35% nel 2030 rispetto allo scenario BAU 2020).</p> <p>Favorire, nel contempo, l'incremento della produzione di biometano da immettere nella rete del gas, in ragione del maggiore sfruttamento del potenziale energetico della risorsa per rapporto alla combustione del biogas, nonché del calore derivato in reti di teleriscaldamento.</p>	<p>PEAR: Tutte le scelte di riduzione dell'uso delle biomasse derivano dall'obiettivo di riduzione delle emissioni in atmosfera. Tale principio ha determinato lo spostamento di previsioni di produzione dalle biomasse ad altre FER, spostando le previsioni di impatto su altre componenti ambientali.</p> <p>Si è disposto un progressivo rinnovamento dei generatori domestici verso generatori più performanti e meno emissivi che perseguono la duplice finalità di migliorare la qualità dell'aria e di ridurre l'uso della risorsa legno a parità di energia prodotta.</p> <p>L'individuazione dei Comuni nei quali siano stati superati i limiti emissivi, ed la conseguente riduzione dell'uso delle biomasse in aree definite consente anche una riduzione degli impatti a livello locale.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_C - biomasse	<p>Per i nuovi impianti. In coerenza con l'Accordo di Programma per l'adozione coordinata di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano, si propongono i seguenti obblighi: A partire dal 9.12.2017 e fino al 31.12.2019, salvo diverse disposizioni stabilite da specifico provvedimento, installazione di nuovi generatori caratterizzati da una prestazione emissiva non inferiore alla classe "3 stelle". A partire dal 31.12.2019, tale obbligo sarà elevato alla classe "4 stelle"; nelle zone in cui risultano superati i valori limite di particolato, gli obblighi dettati dall'art. 11, c. 6 del D. lgs. 28/2011, in ordine alla quota di fabbisogno energetico degli edifici da soddisfarsi mediante FER, dovranno essere garantiti tramite fonti rinnovabili diverse dalle biomasse; divieto di incentivazione di interventi di installazione di impianti termici a biomassa nelle zone in cui risultano superati i valori limite di particolato; utilizzo, nei nuovi generatori di calore a pellet, di combustibile certificato come conforme alla classe A1 della norma UNI EN ISO 17225-2. Inoltre, per gli impianti alimentati a cippato e asserviti a reti locali di teleriscaldamento, si propone l'obbligo di prevedere l'allaccio di volumetrie edificate prioritariamente servite da impianti alimentati a biomassa o gasolio in Comuni montani, in cui non risultino superati i valori limite di particolato.</p>	<p>Consentire l'installazione di nuovi impianti/apparecchi a biomassa solamente in presenza di condizioni performanti degli stessi e in aree in cui non risultino superati i valori limite di particolato.</p>	<p>BAU: La necessità di risanamento della qualità dell'aria ha modificato profondamente la pianificazione energetica. In assenza di questo criterio la pianificazione si sarebbe orientata più decisamente sulle biomasse. L'accordo di Programma per l'adozione coordinata di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano adottato indipendentemente dal PEAR dispone, anche in questo caso, un progressivo rinnovamento dei generatori domestici verso generatori più performanti e meno emissivi che perseguono la duplice finalità di migliorare la qualità dell'aria e di ridurre l'uso della risorsa legno a parità di energia prodotta.  L'assenza della restrizione riguardante i territori che presentano costanti superamenti dei limiti, non consentirebbe la riduzione degli impatti a livello locale.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
	<p>Per gli impianti esistenti.</p> <p>In coerenza con l'Accordo di Programma per l'adozione coordinata di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano, si propongono i seguenti obblighi:</p> <p>A partire dal 9.12.2017 e fino al 31.12.2019, salvo diverse disposizioni stabilite da specifico provvedimento, esercizio di generatori esistenti con classe di prestazione emissiva non inferiore al "2 stelle" ("3 stelle" a partire dal 31.12.2019).</p> <p>Sostituzione dei generatori che non rispettano tale requisito con generatori con prestazione emissiva almeno pari a "3 stelle" ("4 stelle" a partire da 31.12.2019);</p> <p>utilizzo, nei nuovi generatori di calore a pellet, di combustibile certificato come conforme alla classe A1 della norma UNI EN ISO 17225-2.</p>	<p>Favorire il processo di efficientamento sotto il profilo energetico ed emissivo del parco-impianti/apparecchi esistente, riducendo i consumi di biomassa solida a parità di volumetria riscaldata.</p>	<p>Gli obblighi previsti dall'Accordo di Programma per l'adozione coordinata di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano, riguardanti i requisiti minimi degli impianti/apparecchi esistenti, consentiranno di rinnovare il parco impianti con caratteristiche sempre più basso emissive e di elevato rendimento energetico. Questo avrà degli effetti positivi sia sulla riduzione di emissioni inquinanti in atmosfera, che di riduzione di utilizzo delle risorse.</p> <p>Anche l'utilizzo di pellet certificato, porterà ad un abbassamento della quantità di inquinanti rilasciati in atmosfera.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
	<p>La creazione di una filiera locale per l'approvvigionamento. La proposta di PEAR intende favorire il processo di qualificazione della risorsa forestale utilizzata, sia sotto il profilo della provenienza entro un raggio di 50 km dall'utilizzo ("filiera corta"), sia delle caratteristiche di umidità e, quindi, di potere calorifico del combustibile. In tal senso, propone che a partire dal 1.01:2020 la compravendita di legna da ardere sia tracciata, secondo le modalità che saranno definite in attuazione del Piano Forestale Regionale, e che la quota-parte importata da Stati esteri si riduca progressivamente, essendo compensata da volumi di risorsa derivante dalla gestione forestale locale con specifiche caratteristiche qualitative. Si ritiene infatti che, appellandosi alle disposizioni dell'art. 40 della "Direttiva Bolkenstein", i principi di lesione della libera concorrenza nel mercato unico non potrebbero evidenziarsi nel caso in argomento, sussistendo motivazioni ambientali e di salute pubblica di ordine superiore. Tali motivazioni sono correlate all'esigenza di garantire la minore movimentazione della risorsa e, conseguentemente, il minor impatto emissivo sulla qualità dell'aria, oltre che la valorizzazione di una risorsa locale in una logica di km "quasi zero".</p> <p>Il biometano.</p> <p>La proposta di PEAR intende:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• promuovere la produzione di biometano in prossimità delle reti di distribuzione del gas naturale;</li> <li>• preferire la produzione di biometano in impianti alimentati dalla frazione umida del rifiuto (FORSU) o da scarti agricoli, in un'azione che chiuda un ciclo produttivo sostenibile;</li> <li>• favorire l'abbandono della coltura del mais e di altre specie dedicate, nonché l'utilizzo di tale combustibile in impianti che non siano caratterizzati da rendimenti tali da valorizzare il carattere rinnovabile del combustibile.</li> </ul>	<p>Favorire la riduzione del trasporto su lunghe distanze di immensi quantitativi di biomassa legnosa d'importazione, capace di vanificare la natura rinnovabile del combustibile, con indubbi vantaggi sotto il profilo della riduzione delle emissioni inquinanti, nonché della valorizzazione della risorsa forestale locale.</p>	<p>PEAR: le filiere locali riducono l'incidenza dei trasporti sul costo ambientale totale dei combustibili. La gestione corretta delle foreste incentivata da un mercato locale attivo, porta con sé un miglioramento dei popolamenti forestali che si manifesta, nel lungo periodo, in un effetto positivo sulle diverse componenti degli ecosistemi forestali e delle loro esternalità, come ad esempio il miglioramento sull'assetto idrogeologico del territorio o sulla qualità del paesaggio.</p> <p>BAU: approvvigionamento prevalentemente dall'estero. Tale pratica, con i consistenti costi ambientali del trasporto, riduce la componente rinnovabile della risorsa</p> <p>PEAR: gli indirizzi sugli impianti di produzione del biometano intendono rendere più efficiente e meno impattante la filiera, sia minimizzando l'estensione della rete gas, sia riducendo gli impatti nei consumi idrici legati alle colture dedicate idroesigenti</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_C - solare termico (scenari)	Nel breve periodo lo scenario PEAR 2020 prevede una crescita della produzione termica da fonte solare molto più significativa (35 ktep), rispetto allo scenario BAU 2020 (22 ktep), in ragione delle incentivazioni elargite dai Fondi strutturali e dal ricorso agli EPC nelle strutture pubbliche e private. Nel lungo periodo si prevede che il trend di crescita rallenti per attestarsi su un valore di 57 ktep.	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, anche in un'ottica di compensazione della minore produzione da biomasse.	
FER_C - solare termico	In linea con le disposizioni del D. lgs. 28/2011, la proposta di PEAR intende prescrivere che in tutte le nuove progettazioni di edifici che prevedano un condizionamento invernale (in primis, negli edifici ospedalieri, alberghieri e residenziali) sia valutata e, ove possibile, valorizzata l'opzione di soddisfare, mediante l'apporto integrativo da fonte solare, il fabbisogno di riscaldamento degli ambienti, oltre a quello di acqua calda ad uso igienico-sanitario. Si propone, inoltre, l'integrazione con la fonte solare anche per i servizi erogati a mezzo di teleriscaldamento, soprattutto nel periodo estivo in cui il fabbisogno termico è confinato al soddisfacimento di esigenze di acqua calda ad uso igienico-sanitario.		PEAR: l'apporto integrativo da fonte solare consentirebbe in molti casi l'eliminazione di generatori da fonti fossili. L'installazione sulle coperture degli edifici é pratica diffusa per il solare termico che determina quindi un effetto ambientale molto contenuto.

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_C - pompe di calore (scenari)	Lo scenario BAU 2020 prevede una produzione pari a 234 ktep secondo un trend di crescita costante rispetto agli anni precedenti. Gli scenari PEAR 2020 e 2030 prevedono invece una crescita più accentuata, rispettivamente pari a 250 ktep e 400 ktep , peraltro in linea con le previsioni di futura parziale elettrificazione del soddisfacimento dei fabbisogni termici avanzate dalla proposta di SEN 2017.	Favorire il trend di crescita delle FER non caratterizzate da processi di combustione, anche in un'ottica di compensazione della minore produzione da biomasse.	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
FER_C - pompe di calore	<p>La proposta di PEAR attribuisce una forte valenza allo sviluppo della geotermia a bassa entalpia mediante pompe di calore idrotermiche con scambio termico con l'acqua della falda superficiale. Soprattutto nelle aree non metanizzate risulta preferibile il ricorso alla geotermia, piuttosto che alle biomasse forestali, a causa del notevole impatto di queste ultime sulla qualità dell'aria.</p> <p>Per quanto attiene alle autorità competenti al rilascio delle autorizzazioni allo sfruttamento della risorsa geo/idrotermica, la proposta di PEAR richiede la rimozione degli ostacoli allo sfruttamento delle acque sotterranee, la riduzione dei tempi del procedimento, non sussistendo limitazioni di carattere normativo, ove si escluda la verifica dell'impatto termico sugli impianti preesistenti e l'eventuale presenza di pozzi ad uso potabile.</p> <p>Per quanto attiene invece ai soggetti privati (progettisti, imprese, cittadini,...), la proposta di PEAR sostiene:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>in caso di nuove costruzioni, l'obbligo di valutazione del ricorso a sistemi di pompe di calore in abbinamento con altri sistemi di recupero del calore dalle matrici ambientali;</li> <li>in caso di ristrutturazione di edifici, l'obbligo di valutazione della sostituzione degli impianti termici esistenti con sistemi di pompe di calore supportati da impianti idro/geotermici associati a terminali di distribuzione a bassa temperatura;</li> <li>nei casi di cui sopra, in assenza dell'acqua di falda, l'opportunità di una valutazione comparativa tra un impianto a pompa di calore a gas e un sistema geotermico integrato con il solare termico;</li> <li>in caso di propensione per la scelta di un sistema idrotermico, l'opportunità di optare per i più efficienti sistemi a "circuito aperto".</li> </ul> <p>A supporto della pianificazione di settore si propone l'effettuazione a scala regionale di una mappatura della producibilità distinta tra geotermia a circuito chiuso e aperto, unitamente alla realizzazione del catasto delle sonde geotermiche.</p> <p>Infine, vengono proposti alcuni specifici indirizzi localizzativi per le installazioni geotermiche sotto forma di criteri ERA (Esclusione-Repulsione-Attrazione).</p>		<p>PEAR: l'incentivazione dell'idrotermia determina un incremento dell'uso delle acque sotterranee.</p> <p>Tali acque vengono prelevate e reimmesse da un sistema chiuso che non presuppone alcun prelievo né contatto diretto se non per lo scambio di calore. L'acqua reimpressa in falda ha una temperatura più bassa, ma non cambia lo stato chimico. L'ampia diffusione delle pompe di calore può determinare un aumento dei consumi elettrici, ma in misura minima rispetto al vantaggio ambientale della produzione di calore con un sistema con effetti minimi sulle altre componenti ambientali. Un possibile effetto, sebbene non prettamente ambientale, si potrebbe avere sulla rete elettrica. In caso di un'ampia diffusione delle pompe di calore, l'aumento dei consumi potrebbe entrare in crisi il sistema di distribuzione della rete elettrica.</p>

## **EFFICIENZA ENERGETICA**

Lo scenario PEAR 2020 di riduzione del consumo finale lordo per effetto del miglioramento dell'efficienza energetica del sistema Piemonte è stato analizzato per comparti tenendo conto delle analisi disponibili sui dati relativi.

Per la definizione dello scenario di riferimento sono stati indagati i trend in atto e le ricadute delle politiche già attive relativamente al contesto normativo, alle possibili incentivazioni disponibili e all'evoluzione tecnologica e alla penetrazione commerciale di alcune opzioni disponibili all'utente finale.

Lo scenario BAU evidenzia un lento ma costante progresso sostenuto dal normale processo di conservazione degli immobili e dalle sostituzioni tecnologiche per obsolescenza delle apparecchiature con una riduzione totale di 328,2 ktep previsti al 2020.

Nello scenario PEAR2020 i trend sono potenziati per effetto della maggiore efficacia dell'applicazione delle norme di contesto, della ottimizzazione di alcuni aspetti legati all'utilizzo delle risorse nel comparto della PA e della espansione della rete di TLR in ambito urbano.

Il rafforzamento di tali politiche comporta il raggiungimento di un obiettivo complessivo di riduzione pari ai 653 ktep per lo scenario PEAR2020, di cui circa la metà attribuibile a politiche nel settore dei trasporti.

Gli obiettivi descritti per lo scenario al 2020 potranno essere raggiunti tramite l'applicazione a tappeto delle norme già in vigore (soprattutto nel comparto della Nuova costruzione e della riqualificazione di edifici esistenti) laddove la metabolizzazione delle prescrizioni di tali norme non è ancora avvenuta.

Nello scenario PEAR2030 il beneficio totale sale a 1959,2 ktep in ordine al raggiungimento degli obiettivi sul lungo termine.

Il 45% circa di tale obiettivo (900 ktep) risulta condizionato alla modifica del paradigma della mobilità, che verrà definito con piani d'azione attuativi del Piano Strategico dei Trasporti, a cura della Direzione competente.

Il considerevole sforzo di riduzione dei consumi energetici tecnicamente argomentato al 2030 è sufficiente a garantire il conseguimento dell'obiettivo complessivo pari a circa 1.960 ktep (rapportato al dato di CFL al 31.12.2015 pari a 10.605 ktep pubblicato dal GSE).

Il raggiungimento degli obiettivi previsti al 2030 sarà possibile solo con l'estensione, nel medio periodo, di una rilevante quota dell'obiettivo di miglioramento al settore dei trasporti.



Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Edifici Pubblici (scenari)	<p>Il potenziale di risparmio stimato è percentualmente alto ma non adeguatamente supportato da un sistema di conoscenza. Le ricadute potenziali (riduzione dei costi gestionali e ruolo di esempio) sono altrettanto interessanti ma il processo di efficientamento procede lentamente non solo per la mancanza di risorse economiche.</p> <p>Il potenziale di settore previsto come attuazione del PEAR2030 consiste in 45 ktep con una riduzione di ulteriori 4,6 ktep di minori consumi elettrici. Tale risultato è conseguibile mediante la promozione dell'approccio integrato e molteplice a diverse opzioni di intervento e di finanziamento al fine di rendere la sostenibilità economica degli investimenti migliore che in passato.</p>	<p>Aumentare i livelli di conoscenza degli attori coinvolti e promuovere in modo più incisivo le iniziative pilota (diagnostica, contrattualistica, utilizzo delle ESCo, accesso a incentivazioni ecc.)</p>	<p>PEAR: l'effetto ambientale dell'efficientamento degli edifici riguarda la riduzione dei consumi che agisce a monte della creazione stessa degli impatti. A prescindere dalla fonte di produzione, la riduzione della domanda di energia costituisce un risparmio di risorse ed un impatto ambientale evitato. L'attuazione dell'azione presuppone un grande uso di risorse e potenzialmente una consistente produzione di rifiuti. Nel complesso, i vantaggi ambientali che sarebbero indotti dal raggiungimento degli obiettivi in campo di efficientamento degli edifici compenserebbero ampiamente le ricadute ambientali.</p>
Illuminazione pubblica (scenari)	<p>Settore in profonda trasformazione favorito da un salto tecnologico. L'illuminazione a LED e le logiche gestionali smart ad essa connessa sono vincenti sotto il profilo dell'investimento.</p> <p>Il risparmio in termini potenziali dello scenario PEAR 2030 è pari a 12,5 ktep, e richiede l'accompagnamento dell'introduzione di tecnologie smart (LED+Smart City).</p>	<p>Favorire e accompagnare il processo in atto ottimizzando la penetrazione della tecnologia e la corretta distribuzione del vantaggio economico.</p>	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Ospedaliero (scenari)	La proposta di PEAR prevede che il comparto ospedaliero, per effetto dell'implementazione di investimenti di efficienza energetica sostenuti da incentivazioni pubbliche e dal massivo ricorso all'applicazione degli Energy Performance Contract (EPC), riduca i propri consumi energetici del 30% sulla parte termica e del 15% sulla parte elettrica per complessivi 27 ktep all'orizzonte del 2030.	Conseguire nel comparto ospedaliero, costituente un importante polo concentrato di domanda energetica, un significativo risultato di efficientamento dei propri consumi di energia.	
Residenziale. Nuova Costruzione e Riqualificazione (scenari)	L'incidenza dei consumi del settore residenziale e dei conseguenti impatti ambientali è alta. L'analisi dei dati riguardanti le basi dati regionali e quelli delle detrazioni fiscali consentono di stimare un sensibile margine di miglioramento in un settore prevalentemente alimentato da fossile che rappresenta oltre il 40% dei consumi finali lordi regionali soprattutto se accompagnato dalla massima diffusione delle conoscenze in tutti i settori coinvolti. L'impatto delle misure di razionalizzazione degli interventi PEAR2030 comporta un potenziale di riduzione del CFL di circa 452 ktep.	L'andamento delle riqualificazioni e della nuova costruzione denotano un miglioramento diffuso della prestazione energetica. Tale processo nonostante sia, nel caso della riqualificazione, adeguatamente sostenuto dalle politiche fiscali nazionali, ha un'incidenza complessivamente insoddisfacente. I processi fisiologici in corso devono essere sostenuti da una più capillare e corretta applicazione delle norme statali esistenti e da una semplificazione delle norme urbanistiche.	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Civile (non residenziale). (scenari)	In questo settore è prevedibile uno svecchiamento tecnologico degli impianti favorito dall'elevata incidenza dei costi gestionali tipicamente elevati della climatizzazione estiva e sostenuti dalle incentivazioni nazionali (TEE e Conto Termico). Le stime di miglioramento sono di circa 120 ktep.	La elevata domanda di energia per la climatizzazione in presenza di carichi endogeni (ad es. nel commerciale e negli uffici) avvantaggia, in questo caso, il settore del freddo. Le pompe di calore polivalenti di grande taglia geo o idrotermiche e gli impianti di illuminazione a LED possono rappresentare un'opzione di massima efficienza e di riduzione dei costi gestionali.	
Riduzione fabbisogno edifici alimentati a biomasse. (scenari)	La riduzione del fabbisogno di energia per il riscaldamento di edifici, identificata dalle politiche di riduzione delle PTS come una priorità, comporta una riduzione del CFL pari ad almeno 90 ktep derivanti dall'imposizione legislativa dell'isolamento obbligatorio dei fabbricati alimentati da biomasse.	Tale misura comporta un indubbio beneficio sulla qualità dell'aria in termini di riduzione delle Polveri Totali Sospese, contestualmente riduce il CFL e la quantità di FER utilizzata.	
Riqualificazione edifici civili esistenti. (scenari)	Il settore degli edifici (fabbricati + impianti) esistenti non sottoposti a interventi può essere oggetto della definizione di livelli minimi o obiettivi a medio termine di efficienza. L'imposizione di misure di efficienza in particolari momenti (compravendita, locazione, demolizione e ricostruzione con bonus volumetrici) potrebbe garantire un miglioramento di 100 ktep al 2030.	Definizione di politiche incentivanti per la sostituzione degli edifici. Inserimento di norme cogenti con minimi di efficienza per la compravendita e la locazione. Almeno 46 ktep potrebbero derivare dalla applicazione rigida delle norme sul livello minimo di efficienza emissiva degli impianti termici installati.	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
<p>Installazione T&amp;C (scenari)</p>	<p>L'installazione della termoregolazione e contabilizzazione, obbligatoria per legge a valle del giugno 2017, rappresenta un sensibile bonus in termini di aumento dell'efficienza.</p> <p>La regolazione degli impianti centralizzati e la responsabilizzazione di ogni singolo utente consentono, con investimenti bassi, di ottenere benefici globali molto elevati, stimabili in 110 ktep al 2030.</p> <p>L'ottimizzazione delle riduzioni di consumo avviene mediante la diffusione delle conoscenze tecniche e legislative a tutti i livelli e l'allineamento delle procedure di gestione degli impianti.</p>	<p>Il processo di installazione delle tecnologie di misurazione individuale dei consumi è in fase di completamento nonostante un quadro normativo non completamente chiaro e ancora in divenire per la parte di norma tecnica.</p>	
<p>Installazione di Pompe di Calore (scenari)</p>	<p>Nell'ambito della diffusione di tecnologie elettroenergetiche efficienti le pompe di calore rappresentano un salto tecnologico che consente l'utilizzazione massiva della fonte rinnovabile priva di emissioni locali.</p> <p>Il solo aumento di efficienza porta ad una stima di circa 60 ktep allo scenario PEAR2030 ottenibili mediante una promozione dell'uso delle tecnologie e, in alcuni casi, l'obbligo di ricorrervi.</p>	<p>Tale processo è proprio delle ristrutturazioni importanti e della nuova costruzione. Ne può essere tuttavia sostenuta la diffusione ad integrazione degli impianti esistenti (sistemi bivalenti). Ciò consente di integrare, con fonti rinnovabili e riducendo le emissioni locali, i fabbisogni energetici per la climatizzazione esistenti</p>	<p>PEAR: Spostare una parte dei consumi di energia per la climatizzazione sulla pompa di calore comporta innegabili vantaggi sistemici. Sono tuttavia macchine più complesse e costose. L'introduzione massiva comporta inoltre un aumento di consumi elettrici le cui ricadute sul sistema elettrico devono essere valutate.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Massimizzazione del TLR (scenari)	<p>La già elevata diffusione del teleriscaldamento in area urbana può essere ulteriormente ottimizzata e le reti estese a servire nuove volumetrie.</p> <p>Il nuovo allacciamento di volumetrie preesistenti comporta un vantaggio in termini di maggiore efficienza stimabile in 58 ktep nello scenario PEAR2030 ottenibile favorendo contrattualistiche più vantaggiose, fornitura di servizi di efficienza e razionalizzazione delle forniture.</p>	<p>Sostenere, in accordo con le politiche della qualità dell'aria, l'estensione del servizio a nuova volumetria esistente, a parità di potenza installata, mediante la riqualificazione energetica delle utenze già allacciate e la razionalizzazione dei profili temporali di servizio.</p>	
Consumi elettrici settore civile. (scenari)	<p>I consumi elettrici sono in costante aumento, vi sono evidenze della maggiore efficienza degli elettrodomestici e delle apparecchiature di illuminazione che contrastano la tendenza ma, innegabilmente vi è una transizione a tutti i livelli verso l'elettrico. Nel terziario pubblico e privato l'automazione e la climatizzazione vanno in questa direzione. Nelle analisi tendenziali al 2030 il consumo, controbilanciato dalla maggiore efficienza, aumenta di 19 ktep</p>	<p>Non vi sono elementi di politica regionale da considerare, l'efficienza delle sostituzioni è già garantita dalle norme di prodotto.</p>	
Mobilità (scenari)	<p>Il piano attribuisce al settore della Mobilità un onere di riduzione del CFL pari a 900 ktep per effetto dell'implementazione delle misure di efficientamento, modernizzazione e governance del sistema della mobilità regionale che dovranno essere implementati nelle politiche settoriali negli anni a venire.</p>	<p>Le strategie per l'ottenimento del risultato si declinano in: diffusione e promozione della mobilità elettrica e della rete delle colonnine di ricarica, potenziamento del trasporto pubblico locale (con corsie riservate e vie preferenziali), sistemi di integrazione tariffaria, strumenti per l'infomobilità) e l'adozione di specifici strumenti di pianificazione, come ad esempio il Piano Urbano della Mobilità, rivolti alla cosiddetta "mobilità dolce"</p>	<p>PEAR: L'effetto ambientale dell'efficientamento degli effettivi riguarda la riduzione dei consumi che agisce a monte della creazione stessa degli impatti. A prescindere dalla fonte di produzione, la riduzione della domanda di energia costituisce un risparmio di risorse e un impatto ambientale evitato.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
<p>Industria (scenari)</p>	<p>Il settore dell'industria sconta una gravissima crisi che ha comportato la eliminazione di molti processi ad alta intensità energetica. Il riavvio della produzione sarà prevalentemente orientato a lavorazioni a minor intensità energetica e più complesse sotto il profilo dell'innovazione. La ripresa, auspicabilmente, non comporterà vantaggi sostanziali in termini di minori consumi ma sposterà la crescita verso altri profili di utilizzo con maggiore ottimizzazione o a diversa matrice tecnologica.</p> <p>Lo scenario 2030 prevede un sostanziale equilibrio tra ripresa dei consumi legati ai cicli produttivi e un minore consumo specifico. Esso prevede una sostanziale invarianza del CFL all'orizzonte temporale del 2030, sulla base del pareggio tra i consumi energetici incrementali correlati all'attesa ripresa economica e la riduzione degli stessi per effetto della continuazione del trend in atto di efficientamento dei consumi.</p>	<p>Favorire e sostenere la transizione verso l'innovazione dei sistemi energetici nelle imprese mediante strumenti di conoscenza e di sostegno finanziario.</p>	

## RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA

### Rete di Trasmissione Nazionale – RTN

I quattro fattori capaci di condizionare la pianificazione elettrica sono:

1. stato della domanda elettrica e previsione della sua evoluzione nel medio e lungo periodo;
2. stima di domanda di potenza alla punta e previsione della sua evoluzione nel tempo;
3. stato ed evoluzione attesa della generazione elettrica da fonte convenzionale e rinnovabile;
4. stato ed evoluzione attesa dell'interconnessione elettrica con l'estero e variazione degli scambi.

\*Per quanto riguarda il primo fattore d'influenza, il persistere in Piemonte di una situazione di relativa debolezza della domanda elettrica (la richiesta nel 2016 sulla rete ha segnato una significativa riduzione [-11%] rispetto al 2007), unitamente alla previsione adottata dal PEAR su base dati Terna di un moderato incremento al 2021 (26.305 GWh, cioè + 2% rispetto al 2016) e al 2026 (26.834 GWh, cioè + 4% circa rispetto al 2016), consente di prevedere per lo meno nel medio periodo valori di relativo sottocarico della rete.

\*Per quanto concerne il secondo fattore, la stima evolutiva della domanda di potenza alla punta lascia prevedere la permanenza di criticità della rete soprattutto in condizioni di estate torrida.

\*Con riferimento al terzo fattore, l'impetuoso incremento della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) negli ultimi anni (soprattutto correlata alla fonte fotovoltaica e idroelettrica ad acqua fluente), unitamente alla previsione stimata da Terna di un ulteriore significativo sviluppo (+ 270 MW) al 2025, rappresenta un elemento di forte perturbazione e criticità della rete soprattutto nei momenti di bassa domanda e elevata produzione.

\* Infine, le previsioni operate da Terna di realizzazione di due nuove interconnessioni elettriche, rispettivamente con la Francia (Grand'Île-Piovasco) e con la Svizzera (All'Acqua-Pallanzeno-Baggio), capaci di riversare nel lungo periodo circa 11.000 nuovi GWh sulla rete piemontese, rappresentano un ulteriore fattore di criticità che evidenzia esigenze di potenziamento della stessa.

Allo stato attuale, per effetto degli scompensi determinati in certi periodi tra la generazione da FRNP e la domanda locale di energia elettrica, è il segmento di rete a 132 kV (subprimaria) a rilevare i maggiori elementi di sofferenza nell'interfaccia tra il consumo e la generazione distribuita.

Il PEAR si pone quindi come obiettivo prioritario di favorire il definitivo affermarsi di un modello di sviluppo elettrico basato sulla generazione distribuita sia da fonte convenzionale, sia da fonte rinnovabile, promuovendo il progressivo adattamento della struttura di rete alle nuove funzioni richieste, tese a consentire il più possibile di consumare localmente ciò che viene prodotto a livello locale.

Gli interventi che consentono maggiormente di implementare il modello di generazione distribuita sono il potenziamento e la "magliatura" della rete a 132 kV, accompagnati dall'evoluzione delle reti distributive in media e bassa tensione nel verso delle "reti intelligenti".

## **Sviluppo dei sistemi e reti di teleriscaldamento –TLR**

### **Area metropolitana di Torino**

Rispetto alla situazione rilevata al 31.12.2015, in cui la volumetria allacciata al teleriscaldamento presente nei Comuni di Torino, Moncalieri, Nichelino, Collegno, Grugliasco, Rivoli e Settimo T.se ha raggiunto la soglia dei 66 milioni di mc, la progettualità degli operatori economici del settore (IREN Energia S.p.A, Gruppo SEI Energia, ENGIE S.p.A) consente di raggiungere al 2025 un obiettivo complessivo di circa 82 milioni di mc, con un incremento di circa il 16%. Rispetto a tali obiettivi di crescita che vengono fatti propri dalla pianificazione regionale, il PEAR stabilisce una soglia di volumetria aggiuntiva (+15%), quale obiettivo posto dal PEAR (circa 1,5-2 milioni di mc).

Il PEAR si pone quindi come obiettivi prioritario in questo ambito di massimizzare l'utilizzo della produzione termica negli impianti di cogenerazione esistenti, saturando le volumetrie allacciabili nelle aree urbane in cui il servizio del TLR è già presente, con benefici sia di carattere energetico, sia di riduzione degli inquinanti in atmosfera e di conseguente miglioramento della qualità dell'aria nell'area metropolitana

### **Resto del Piemonte**

Al netto dei sistemi sopra citati che interessano l'area metropolitana torinese, la volumetria edificata servita da sistemi di TLR nella restante parte del territorio regionale al 31.12.2015 ha raggiunto la soglia di circa 30 milioni di mc.. A fronte di tale stato dell'arte, la progettualità a tutt'oggi nota e concernente principalmente la realizzazione di nuovi sistemi di TLR in alcuni capoluoghi di provincia (Cuneo, Alessandria, Novara e Asti) consente di raggiungere al 2025 un obiettivo complessivo di circa 45 milioni di mc con un incremento pari al 50% della volumetri attualmente allacciata.

### **Rete di trasporto del gas naturale.**

A fronte della previsione operata da Snam ReteGas di sostanziale stabilità della domanda di gas nel lungo periodo sulla rete piemontese (7,5 Sm<sup>3</sup>/anno), non si prevedono rilevanti interventi di sviluppo della rete di trasporto nazionale e regionale, fatto salvo il potenziamento della Derivazione Pinerolo-Villar Perosa in fase di progettazione.

Viceversa, continua ad essere costante l'attenzione per il mantenimento in buono stato di efficienza delle condizioni di esercizio della rete di trasporto regionale, mediante la previsione di un cospicuo numero di interventi discendenti dal Piano di mantenimento. Tali interventi rispondono, inoltre, anche a esigenze di razionalizzazione dei tracciati e di adeguamento tecnico dei gasdotti.

Il PEAR si pone come linea di indirizzo favorire lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto regionale e nazionale dei gasdotti in condizioni di sicurezza e affidabilità, al fine di garantire la qualità del servizio erogato



Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
<p>Rete di Trasmissione Nazionale – RTN (scenari)</p> <p>Criticità evidenziate dal PEAR</p>	<p>Con riferimento alla situazione esistente della RTN, la proposta di PEAR evidenzia le seguenti criticità: progressiva riduzione dell'affidabilità nella gestione del sistema elettrico;</p> <p>scarsa modulabilità dell'attuale parco di generazione regionale a ciclo combinato, caratterizzato da tecnologie poco flessibili e versatili nelle condizioni di esercizio, nonché da bruschi cali di rendimento elettrico in condizioni di carico parziale;</p> <p>trasporto di quantità crescenti di energia a distanze considerevoli, pur di consentire il ritiro e l'utilizzo di elettricità generata da FER in aree spesso caratterizzate dalla mancata contemporaneità di domanda e offerta;</p> <p>incremento delle perdite di rete e delle diseconomie nella gestione del sistema anche correlate al progressivo aggravarsi dei fenomeni di sovraccarico della stessa, nonché di "risalita" nelle trasformazioni del livello di tensione (dalla bassa e media tensione verso l'alta e altissima tensione) per consentire il trasporto della produzione locale in aree di consumo lontane;</p> <p>progressiva insufficienza della rete a 132 kV nel garantire il ritiro dell'energia prodotta da impianti FER.</p>		

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
<p>Opportunità evidenziate dal PEAR</p>	<p>A fronte delle previsioni di cui sopra e della lettura del livello di stress della RTN atteso nel medio e lungo periodo, il PEAR evidenzia come sussistano importanti opportunità da cogliere, ai fini di rimodellare il sistema elettrico verso una definitiva affermazione di un modello di generazione distribuita. Le principali sono le seguenti: incremento della flessibilità di esercizio del parco-centrali regionale a ciclo combinato mediante interventi atti a consentire la modulazione del carico, senza eccessive perdite di rendimento; crescita della generazione da FER in presenza di condizioni più favorevoli al ritiro della generazione elettrica concernenti la rete a 132 kV; diffusione anche a livello regionale di modelli di rete intelligente supportati da sistemi locali di accumulo e dalle tecnologie abilitanti; forte rilancio delle condizioni di esercizio dell'impianto di pompaggio di Entracque con funzione di stoccaggio della produzione da FRNP di area vasta, nonché di modulazione e regolazione del sistema.</p>	<p>Ridurre le congestioni di rete presenti allo stato attuale sia nei collegamenti in altissima tensione (AAT), sia in quelli in alta tensione (AT), al fine di favorire il transito di ingenti quantità di energia sia in ambito regionale, sia extraregionale, minimizzando i rischi di distacco dei carichi, di limitazione della produzione e di diseconomie del sistema.</p>	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Indirizzi generali del PEAR	<p>La proposta di PEAR esprime i seguenti indirizzi di carattere generale:</p> <p>favorire lo sviluppo della RTN sul territorio piemontese, massimizzando le opportunità di razionalizzazione della rete esistente e riducendo le attuali pressioni territoriali;</p> <p>promuovere l'accelerazione della presentazione degli iter autorizzativi non ancora avviati da Terna concernenti le opere di riequilibrio territoriale della rete oggetto di specifici accordi con la Regione Piemonte;</p> <p>implementare e aggiornare la banca dati inerente allo stato della RTN in Piemonte, quale importante strumento conoscitivo utile a massimizzare l'efficacia del processo di valutazione delle scelte di pianificazione inerenti al territorio regionale.</p>	<p>Promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete, sfruttando nel contempo tutte le opportunità che possono porsi in termini di razionalizzazione e di riequilibrio territoriale delle infrastrutture esistenti.</p>	<p>L'attuazione del PEAR determina:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• razionalizzazione ed eliminazione delle criticità date dalla sovrapposizione di edificato e rete elettrica.</li> </ul>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Indirizzi specifici del PEAR	<p>La proposta di PEAR esprime i seguenti indirizzi di carattere specifico: favorire lo sviluppo delle interconnessioni elettriche in programma con la Francia (già autorizzata) e la Svizzera (in fase di autorizzazione) che interessano il territorio piemontese, unitamente ai potenziamenti di rete in altissima tensione (AAT), che si rendono necessari al vettoriamento della maggiore potenza in ingresso sul sistema di rete regionale, nell'ottiva di promuovere condizioni di maggiore sicurezza del sistema elettrico e di competitività del tessuto produttivo regionale.;</p> <p>ricorrere, ove possibile, agli interventi di riclassamento a 400 kV della rete a 220 kV esistente, al fine di soddisfare le esigenze di potenziamento della RTN in Piemonte senza aggravare lo stato dell'arte relativo al consumo di suolo e alle interferenze in atto con l'edificato;</p> <p>favorire il potenziamento e la "magliatura" della rete a 132 kV, nonché il necessario processo di revisione di alcune attuali "isole di carico" troppo estese, favorendo soluzioni che privilegino una razionalizzazione della rete esistente;</p> <p>favorire la diffusione di modelli di smart grid sulla rete distributiva (MT) tesi a coniugare l'implementazione di tecnologie abilitanti con soluzioni di mobilità sostenibile e interventi di efficienza energetica. A tale riguardo, la proposta di PEAR intende porsi l'obiettivo al 2025 di estendere la sperimentazione ad almeno il 10% del territorio regionale;</p> <p>favorire lo sviluppo sul territorio delle infrastrutture di rete a 132 kV, costituenti "opere connesse" agli impianti di generazione FER, tese al ritiro della produzione elettrica da una pluralità di impianti (artt. 4 e 16 del D. lgs. 28/2011);</p> <p>rilanciare il processo di concertazione localizzativi delle infrastrutture programmate annualmente nel Piano di sviluppo della RTN.</p>	<p>Incrementare la capacità di scambio con l'estero, favorendo lo sviluppo e il potenziamento delle interconnessioni internazionali, al fine di agevolare la piena affermazione del mercato unico dell'energia elettrica.</p> <p>Migliorare le condizioni di continuità e qualità del servizio elettrico nei confronti dell'utenza.</p> <p>Incrementare la sicurezza nell'esercizio della rete in condizioni N-1 (al venir meno di uno degli elementi di rete al contorno).</p> <p>Rimuovere i vincoli esistenti al ritiro della produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati da FER.</p>	<p>PEAR: Tutti gli interventi di potenziamento e razionalizzazione della rete esistente tendono a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ridurre le perdite di trasporto;</li> <li>• razionalizzare/eliminare le criticità date dalla sovrapposizione di edificato e rete elettrica;</li> <li>• valorizzare la produzione elettrica da FER;</li> <li>• evitare inefficienze, che possono creare impatti imprevisti, migliorando la qualità e la sicurezza del servizio.</li> </ul> <p>Una importante criticità delle reti di trasporto riguarda le perdite lungo le linee. Azioni mirate alla riduzione delle distanze percorse dall'energia determinano il maggiore effetto ambientale positivo dello sviluppo della rete, garantendo una consistente riduzione dell'energia prodotta in relazione al consumo.</p> <p>In questa direzione si muove anche l'azione di incentivazione delle smart grid che favoriscono l'utilizzo dell'energia in prossimità dei luoghi di produzione.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
<p data-bbox="129 228 376 363">Sviluppo dei sistemi e reti di teleriscaldamento – TLR</p> <p data-bbox="129 405 376 469">Indirizzi generali del PEAR</p>	<p data-bbox="383 228 1227 756">La proposta di PEAR esprime i seguenti indirizzi di carattere generale:  favorire lo sviluppo del TLR che preveda la massimizzazione dell'utilizzo dell'energia prodotta o recuperata in impianti termoelettrici o industriali esistenti;  favorire uno sviluppo del TLR che, oltre a essere orientato nel verso della massimizzazione della volumetria allacciata, persegua altresì l'obiettivo di integrare la produzione termica da fonti convenzionali con quella da fonti rinnovabili, in particolare il solare termico e la geotermia;  promuovere la redazione dei piani di sviluppo del TLR ai sensi dell'art. 22 del D. lgs. 28/2011 nei Comuni di popolazione superiore a 50.000 abitanti, con particolare riferimento all'area metropolitana torinese, anche sulla base dello schema di Linee guida costituente allegato alla proposta di PEAR.</p>	<p data-bbox="1227 300 1559 435">Massimizzare l'utilizzo della produzione termica negli impianti di cogenerazione esistenti.</p> <p data-bbox="1227 480 1559 863">Integrare l'energia termica prodotta convenzionalmente con quote sempre maggiori prodotte da fonti rinnovabili, sia ai fini di favorire il conseguimento dell'obiettivo correlato alle FER, sia per la riduzione delle emissioni di inquinanti, sia di CO<sub>2</sub>.</p>	

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Indirizzi specifici del PEAR	<p>La proposta di PEAR esprime i seguenti indirizzi di carattere specifico.</p> <p>Impianti esistenti:</p> <p>promuovere l'incremento dell'utenza termica allacciata al TLR a parità di potenza termica installata;</p> <p>favorire la massimizzazione dello sfruttamento delle reti in esercizio, unitamente all'interconnessione di reti di operatori diversi;</p> <p>promuovere lo sviluppo dello stoccaggio termico per spianare la punte di domanda, evitare l'accensione delle centrali di integrazione ed estendere il servizio ad una maggiore volumetria;</p> <p>obbligo di utilizzo del calore di recupero dagli impianti di termovalorizzazione esistenti;</p> <p>favorire l'adozione della termoregolazione;</p> <p>promuovere l'erogazione del servizio di TLR nelle 24 ore giornaliere, al fine di spianare le punte di domanda e liberare potenza per l'allaccio di nuova volumetria.</p> <p>Impianti nuovi:</p> <p>favorire l'integrazione dell'energia termica prodotta da fonti fossili con quella da fonti rinnovabili;</p> <p>promuovere lo sviluppo di sistemi locali di TLR in Comuni montani non critici per la qualità dell'aria, sottesi a centrali alimentate a biomassa (cippato) approvvigionata integralmente da filiera corta (&lt;50 km), in prevalente sostituzione di impianti esistenti a biomassa o gasolio;</p> <p>favorire la realizzazione di nuovi sistemi di TLR in centri urbani, previa valutazione comparativa della convenienza energetica del progetto rispetto a soluzioni alternative.</p>	<p>Massimizzare l'efficienza dei sistemi di TLR in esercizio, favorendone l'ulteriore sviluppo nei limiti di una ragionevole fattibilità tecnico-economica.</p> <p>Estendere il servizio del TLR in taluni centri urbani che attualmente ne sono sprovvisti, previa attenta valutazione della convenienza economica.</p> <p>Riduzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera.</p> <p>Valorizzazione del combustibile rinnovabile da filiera corta in alcune realtà del territorio montano.</p>	<p>PEAR: la maggior parte delle azioni previste dal PEAR mirano a massimizzare, coordinare e razionalizzare l'utilizzo delle potenze già installate. Lo sviluppo del TLR mira all'utilizzo dei recuperi termici che, nella presente configurazione, non sono utilizzabili e quindi costituiscono uno spreco del sistema. In questa ottica si pone anche l'obbligo di allacciamento dell'energia prodotta dal termovalorizzatore dei rifiuti.</p> <p>PEAR: L'incentivazione delle reti di TLR da centrali a biomassa nei comuni montani si inserisce nella promozione della filiera corta del legname da foreste locali, con utilizzo della risorsa legno in modo efficace in impianti con impatti sull'atmosfera sensibilmente inferiori rispetto all'insieme dei singoli generatori a legna domestici.</p>

<b>Tema trattato</b>	<b>Scelte tecniche di PEAR</b>	<b>Strategia</b>	<b>Effetti ambientali</b>
<p>Rete di trasporto del gas naturale.</p> <p>Indirizzi generali del PEAR</p>	<p>Al fine di ridurre i tempi nel rilascio delle autorizzazioni di competenza provinciale e dei pareri nell'ambito delle procedure di VIA nazionali e delle intese all'autorizzazione dei progetti di sviluppo della rete di trasporto nazionale, il PEAR propone di implementare, d'intesa con il soggetto proponente, una metodologia di pre-pianificazione basata sull'applicazione di criteri ERA (Esclusione-Repulsione-Attrazione), ai fini di favorire già in fase pre-progettuale la migliore localizzazione dell'infrastruttura lineare.</p>	<p>Semplificazione degli iter procedurali e minimizzazione dei potenziali conflitti ambientali concernenti gli interventi sulla rete di trasporto del gas.</p>	<p>PEAR: la promozione di metodologie di pre-pianificazione consente di analizzare gli impatti delle singole opere in fasi molto precoci della progettazione consentendo di individuare, alla luce delle valutazioni ambientali, i tracciati più consoni per limitare al minimo gli impatti.</p>

## GREEN ECONOMY

Il contributo del PEAR alla green economy ed allo sviluppo sostenibile si realizzerà anche attraverso la realizzazione degli obiettivi descritti nei capitoli precedenti. Il raggiungimento di tali obiettivi può infatti avere ricadute significative di natura socio-economica sul territorio piemontese, contribuendo a favorire lo sviluppo di tecnologie e buone pratiche relative alla green economy.

La domanda di tecnologie per l'efficienza energetica, la produzione di energia da fonti rinnovabili, la riqualificazione urbana sostenibile, la riconversione green delle produzioni e l'efficientamento dei cicli produttivi, possono agevolare la transizione verso un nuovo paradigma economico dalle significative opportunità di investimento, crescita e occupazione per l'intero sistema produttivo.

Il PEAR intende conseguire risultati non solo di tipo energetico-ambientale, ma anche di sviluppo socio-economico finalizzati a creare nuove opportunità per le imprese operanti nei settori della Green economy.

A questo scopo si propone di creare nuova occupazione di qualità, valorizzare le risorse e le competenze del territorio, riqualificare la manodopera e di stimolare lo sviluppo, l'applicazione e l'accesso alle tecnologie a basso tenore di carbonio.

Le azioni del PEAR per lo sviluppo della Green economy saranno finalizzate a creare le condizioni per rafforzare e stimolare l'innovazione tecnologica per la realizzazione di contesti eco-compatibili, attivando anche specifici programmi di formazione per la qualificazione delle professionalità operanti sulla filiera della Green economy.

Nel complesso il piano si propone di operare al fine di:

favorire la transizione produttiva di settori tradizionali verso settori emergenti e consolidare asset territoriali che rendano il territorio attrattivo per nuovi investimenti di impresa nel settore delle clean technologies, in coerenza con la S3 regionale;

incrementare la capacità del sistema regionale di apertura verso i mercati internazionali delle imprese, la capacità di innovazione di processi e prodotti eco-compatibili, la crescita di volumi di vendita di prodotti e servizi sostenibili;

creare nuova occupazione di qualità anche attraverso la valorizzazione delle risorse e delle competenze presenti sulle filiere del territorio e la riqualificazione della manodopera esistente.

Nella tabella seguente saranno descritti le seguenti azioni specifiche previste dal PEAR:

Green economy e il sistema della ricerca e innovazione

Sostegno alle filiere locali

Progetti di sviluppo territoriale sostenibile

Green jobs e qualificazione del sistema produttivo

Acquisti della pubblica amministrazione

Accesso al credito e finanziabilità di iniziative nel settore energetico.



Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Green economy e il sistema della ricerca e innovazione	POR-FESR Strategia di Specializzazione intelligente (S3): Green chemistry/clean tech: Utilizzo di biomasse per la produzione di sostanze chimiche alternative Recupero di materie seconde, chemicals ed energia da processi di trattamento dei rifiuti Automotive: sistemi di trazione alternativi alimentazione e accumulo di energia tecnologie per fine vita dei veicoli Meccatronica: eco-efficienza ed eco-compatibilità dei processi produttivi Agrifood: riutilizzo dei sottoprodotti razionalizzazione dei processi produttivi e distributivi della filiera alimentare.	L'individuazione di processi innovativi per la produzione o il risparmio dell'energia deve essere considerata come un investimento sulla riduzione degli impatti futuri, che sarà resa possibile dall'applicazione nei processi produttivi e industriali dei risultati della ricerca promossa oggi.	PEAR: l'individuazione di processi innovativi per la produzione o il risparmio dell'energia deve essere considerata come un investimento sulla riduzione degli impatti futuri, che sarà consentita dall'applicazione nei processi produttivi ed industriali della ricerca promossa oggi. Possono essere considerate azioni con effetto nullo nel breve periodo, da valutarsi nel medio-lungo periodo.

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Sostegno alle filiere locali	<p>Mediante azioni da intraprendersi nell'ambito dell'attuazione del Piano di Sviluppo Rurale 2014-2020 (PSR) s'intende promuovere il</p> <p>Sostegno alla filiera delle biomasse per usi energetici: sostegno a nuove forme di cooperazione; progetti specifici per la produzione di energia e processi industriali; integrazione fra produttori di biomassa e produttori di energia.</p>	<p>L'implementazione di una filiera corta (&lt; 50 km) nell'approvvigionamento della biomassa ad uso energetico corrisponde ad un primario obiettivo del PEAR, sia per rilanciare le economie locali in ambiente montano, sia per abbattere l'impatto ambientale (in primis, sulle emissioni in atmosfera) correlato al trasporto della biomassa.</p>	<p>PEAR: le azioni di sostegno alla filiera delle biomasse hanno un effetto tangibile nell'immediato perché sono volte a rendere economicamente sostenibili, e quindi realizzabili, le filiere corte per il cippato. In assenza di sostegno specifico a tali filiere, si rischia di incrementare le importazioni di materia prima dall'estero perdendo gli indubbi vantaggi sotto il profilo della riduzione delle emissioni inquinanti, nonché della valorizzazione della risorsa forestale locale</p>
Progetti di sviluppo territoriale sostenibile	<p>Legge 221/2015 art 71</p> <p>Oil free zone</p> <p>Green community</p> <p>Strategia nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici</p> <p>Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile</p> <p>Strategia nazionale della Green community</p>	<p>Favorire, mediante i progetti di sviluppo territoriale sostenibile, la creazione di realtà sperimentali utili a dimostrare che le pratiche sostenibili sono realizzabili.</p>	<p>PEAR: i progetti di sviluppo territoriale sostenibile creano realtà sperimentali utili a dimostrare che le pratiche sostenibili sono realizzabili.</p>

Tema trattato	Scelte tecniche di PEAR	Strategia	Effetti ambientali
Green jobs e qualificazione del sistema produttivo	<p>In sinergia con le Misure attivabili a valere sul POR-FSE 2014-2020 s'intendono privilegiare i seguenti ambiti tematici:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>formazione in campo FER e efficienza energetica;</li> <li>creazione di nuovi profili professionali della green economy;</li> <li>competenze professionali nella PA;</li> <li>supporto alla certificazione ESCO e EGE;</li> <li>sviluppo reti di soggetti attivi nella formazione supporto certificazioni ambientali.</li> </ul>	<p>Lo sviluppo dei Green Jobs unitamente all'incremento della qualificazione professionale nei settori delle FER e dell'efficienza energetica consente, di rendere più competitivo il sistema del lavoro, di migliorare le competenze degli operatori, nonché di allargare la conoscenza della sostenibilità dei processi determinando, in generale, un aumento della cultura ambientale</p>	<p>PEAR: lo sviluppo dei Green Jobs consente, oltre a migliorare le competenze degli operatori, di allargare la conoscenza della sostenibilità dei processi determinando, in generale, un aumento della cultura ambientale</p>
Acquisti della pubblica amministrazione	<p>In coerenza con il Piano d'Azione Nazionale (PAN) per la sostenibilità negli acquisti della PA, si pongono i seguenti ambiti tematici d'azione:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Strumenti di supporto per la PA nel conseguimento degli obiettivi del PAN;</li> <li>formazione dipendenti PA;</li> <li>promozione della certificazione di aziende fornitrici della PA;</li> <li>informazione agli operatori sul mercato green;</li> <li>favorire utilizzo del sistema per la valutazione energetico-ambientale (ITACA);</li> <li>consolidare uso EPC (energy performance contracts) tramite il sistema delle ESCO.</li> </ul>	<p>Promuovere l'orientamento della spesa della pubblica amministrazione verso i prodotti ecosostenibili, oltre a costituire un importante volano per tali produzioni, orienta la crescita economica verso target di sostenibilità.</p>	<p>PEAR: l'orientamento verso i prodotti ecosostenibili della spesa della pubblica amministrazione costituisce un importante volano per tali prodotti. Si crea un incremento del mercato che determina, di fatto, un sostegno alla produzione.</p>

## CAPITOLO 5 - RELAZIONE DI INCIDENZA

La Valutazione di Incidenza Ambientale è il procedimento di natura preventiva per il quale vige l'obbligo di verifica di qualsiasi piano o progetto che possa avere incidenze significative su un sito della Rete Natura 2000, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti e tenuto conto degli obiettivi posti di conservazione del sito.

Tale procedura è stata introdotta dalla direttiva "Habitat" (Direttiva 92/43/CEE del Consiglio, relativa alla "Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche") con lo scopo di salvaguardare l'integrità dei siti attraverso l'esame delle interferenze di piani e progetti, non finalizzati alla conservazione degli habitat, ma potenzialmente in grado di condizionarne l'equilibrio ambientale.

La direttiva 92/43/CEE "Habitat" agli articoli 6 e 7, prevede la valutazione d'incidenza dei piani e progetti che possono avere incidenze significative sulle Zone Speciali di Conservazione (Z.S.C.) e sui Siti di Importanza Comunitaria (S.I.C.), individuati ai sensi della direttiva 92/43/CEE "Habitat", e sulle Zone di Protezione Speciale (Z.P.S.) individuate ai sensi della direttiva 79/409/CEE "Uccelli".

A livello regionale la VI è disciplinata dal Regolamento regionale recante "Disposizioni in materia di procedimento di valutazione d'incidenza" D.P.G.R. del 16 novembre 2001, n. 16/R e dall'art. 42 L.R. 19/2009 "Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità".

La direttiva 2001/42/CE (VAS) del Parlamento e del Consiglio Europeo "concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente" ha come obiettivo principale quello di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione delle considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi, al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile; individua specificatamente una serie di piani e programmi che devono essere sottoposti sistematicamente a Valutazione Ambientale Strategica (art. 3 paragrafo 2) escludendone altri (art. 3 paragrafo 8); in particolare prevede la Valutazione Ambientale Strategica dei piani e programmi per i quali si ritiene necessaria una valutazione, ai sensi degli articoli 6 e 7 della direttiva 92/43/CEE, a seguito dei possibili effetti sui siti.

La vigente normativa, sia comunitaria (Direttiva 2001/42/CE) che nazionale (D.lgs.152/2006, art.6, comma 2 lett. b) prevede, per i Piani già assoggettati alla procedura di VAS, che la Valutazione di Incidenza Ambientale debba essere ricompresa all'interno della procedura di VAS stessa.

## Caratterizzazione dello stato attuale della Rete Natura 2000 in Piemonte

Una descrizione dettagliata dello stato di fatto della rete Natura 2000 in Piemonte è stata redatta nel rapporto ambientale del PSR della regione Piemonte. Poiché tale descrizione risale al giugno 2015 e non ci sono stati aggiornamenti della rete da tale data, si riporta integralmente quanto prodotto dal Settore Agricoltura in quell'occasione, limitatamente agli aspetti generali di descrizione dello stato di fatto.

### **Aree protette e rete Natura 2000**

Le aree protette e Natura 2000 interessano una parte importante del territorio regionale. L'indicatore di contesto UE è il CI 34 – Territory under Natura 2000, articolato nei sottoindicatori riportati in tabella 1.

Tabella 1– Piemonte, territorio in Natura 2000

<b>PIEMONTE. Indicatore comune CI 34 - Territory under Natura 2000. Fonti: EEA, DG ENV, anno 2011</b>			
<b>Unità di Misura</b>	<b>Sotto Indicatore</b>	<b>Valore UE</b>	<b>Fonte Valore UE</b>
% of forest area	Forest area under Natura 2000- Forest area	15,38	EEA
% of forest area	Forest area under Natura 2000- Forest area (including transitional woodland-shrub)	18,01	EEA
% of territory	Territory under Natura 2000's network	15,6	DG ENV
% of territory	Territory under Natura 2000's Sites of Community Importance (SCIs)	11,11	DG ENV
% of territory	Territory under Natura 2000's Special Protection Areas (SPAs) = ZPS	12,09	DG ENV
% of territory	Total Territory under Natura 2000	38,8	DG ENV
% of UAA	Total UAA under Natura 2000	13,5	EEA
% of UAA	UAA under Natura 2000- Agricultural area	3,66	EEA
% of UAA	UAA under Natura 2000- Agricultural area (including natural grassland)	9,84	EEA

I dati riportati sopra trovano riscontro nelle estrazioni del Sistema informativo della Regione Piemonte per quanto riguarda le percentuali di territorio in Natura 2000, dei SIC e delle ZPS, non per la somma (Total territory under Natura 2000 = 38,8%), poiché è calcolato come semplice somma e non tiene conto delle sovrapposizioni SIC-ZPS (vedere tabella 2.5.2 – estratti 2012 per la Relazione Annuale di Esercizio del Psr).

La superficie (al netto delle sovrapposizioni tra SIC, ZPS e Aree protette) era di 446.822 ettari, pari a circa il 18% dell'intero territorio regionale (2.538.707 ha).

Tabella 2 Superficie dei siti Natura 2000 e aree protette. Fonte: Regione Piemonte, sistema informativo

Tipo di area		Numero di siti	Superficie ettari	% su Piemonte
Siti Natura 2000	Siti di importanza comunitaria (SIC)	127	284.395.08	11.2%
	Zone di protezione speciale (ZPS)	51	308.075.10	12.1%
<i>Totale Natura 2000</i>		<i>146</i>	<i>398.660.47</i>	<i>15.6%</i>
Aree protette (compresi parchi nazionali, aree contigue e zone naturali di salvaguardia)		111	233.263.72	9.2%
<i>Sovrapposizione Aree protette e siti Natura 2000</i>			<i>184.316</i>	<i>7.3%</i>
<b>Totale siti Natura 2000 e aree protette</b>		<b>257</b>	<b>447.657.79</b>	<b>17.6%</b>

### ***I Siti di Importanza Comunitaria (SIC) (Direttiva Habitat)***

La descrizione di 123 SIC del Piemonte su 127 è dettagliata nel volume edito dal Settore Parchi "La rete Natura 2000 in Piemonte - I Siti di Importanza Comunitaria" (Sindaco et al., 2009), mentre informazioni relative alle specie inserite negli allegati della Direttiva Habitat per la cui tutela i siti sono riassunte nel volume "Guida al riconoscimento di ambienti e specie della Direttiva Habitat in Piemonte" (Sindaco et al. 2003).

Si riporta in questo paragrafo un elenco delle specie tutelate inserite negli allegati II e IV della Direttiva Habitat. A seguire, una breve descrizione dei siti.

#### *Specie vegetali e animali in pericolo di estinzione*

In Piemonte sono conosciute 112 specie inserite negli allegati II e IV della direttiva Habitat. Altre sono estinte certamente (orso, lontra, gatto selvatico, lampreda di mare, lo storione *Acipenser sturio*) o probabilmente (*Caldesia parnassifolia*, *Aldrovanda vesiculosa*, *Trifolium saxatile*), non essendo più state ritrovate negli ultimi 50 anni. Un'altra specie estinta, la linca, ricompare irregolarmente dalla Svizzera dove fu reintrodotta negli anni '60 del secolo scorso.

Tra le specie tuttora presenti, 6 sono considerate di interesse prioritario: i coleotteri *Carabus olympiae*, *Osmoderma eremita* e *Rosalia alpina*, il lepidottero *Callimorpha quadripunctaria*, lo storione (*Arcipenser naccarii*), il pelobate (*Pelobates fuscus insubricus*) e il lupo (*Canis lupus*).

Come si osserva nelle tabelle che seguono, la rete «Natura 2000» regionale tutela gran parte delle specie inserite nella direttiva Habitat. La rete dovrà essere integrata in futuro per tutelare gli habitat di alcune specie inserite nell'allegato II, scoperte in regione in tempi recenti: il coleottero *Stephanopachys substriatus*, il lepidottero *Hypodryas* (o *Euphydryas*) *maturna*, il mollusco *Anisus vorticulus*, la libellula *Coenagrion mercuriale* e l'orchidea *Himantoglossum adriaticum*, che attualmente non hanno alcuna popolazione all'interno dei SIC istituiti. Per il mollusco *Vertigo angustior*, segnalato in passato, non sono noti dati recenti di presenza in Piemonte, e di conseguenza non sono stati individuati siti ove proteggerlo efficacemente. Anche per *Myosotis rehsteineri* mancano conferme di presenza in regione da molti decenni.

Il monitoraggio dello stato di conservazione delle specie inserite negli allegati della D.H. è obbligatorio e prevede un report ogni 6 anni. Finora sono stati realizzati tre rapporti. Le regioni valutano lo stato di conservazione di tutte le specie presenti sul loro territorio. Per ogni specie è fatta una valutazione per ognuna

delle regioni biogeografiche (che in Piemonte sono tre: Alpina, Continentale e Mediterranea) in cui la specie è presente. Ne consegue che per ogni specie sono fatte da 1 a 3 valutazioni.

Le Regioni trasmettono le loro valutazioni al Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare (MATTM) che, con l'aiuto di ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca ambientale) e di esperti nazionali, le valutano, integrano e trasmettono a loro volta un report nazionali, l'ultimo dei quali (relativo al periodo 2007-2012) è stato pubblicato recentemente da ISPRA

([http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rapporto-94/Rapporto\\_2014\\_194.pdf](http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rapporto-94/Rapporto_2014_194.pdf)).

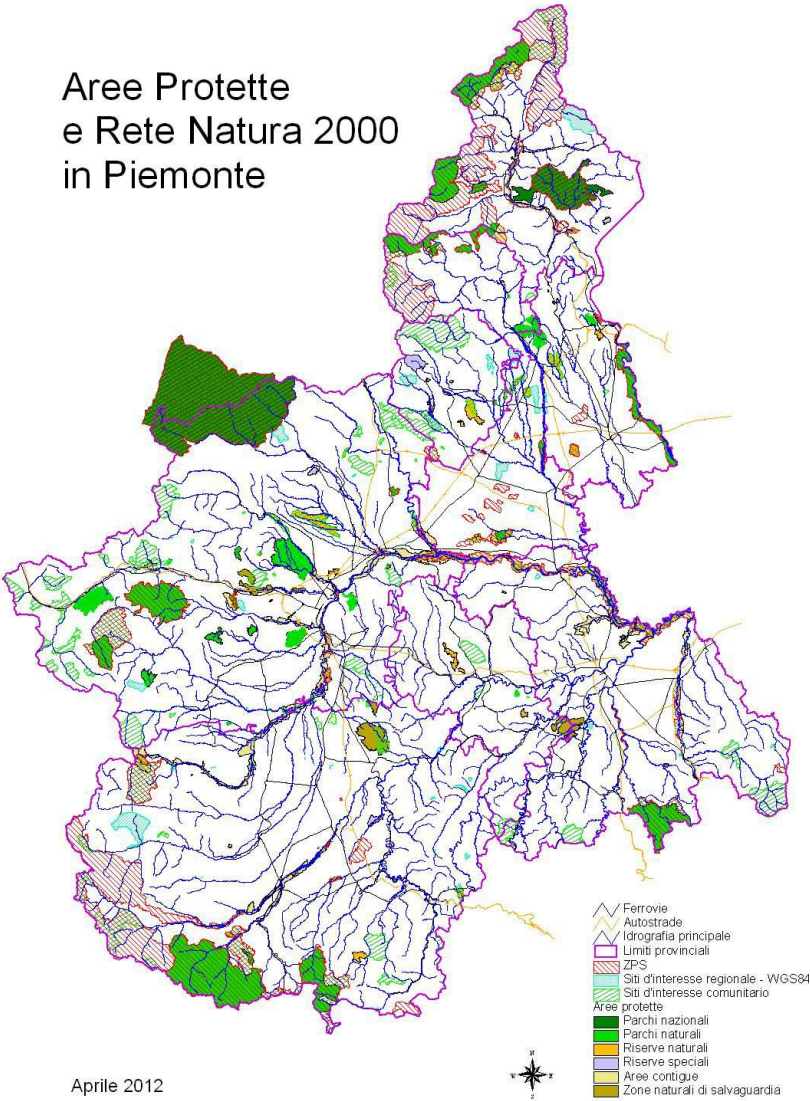
Purtroppo, nonostante siano ormai stati effettuati tre rapporti, non esiste in Piemonte un disegno di monitoraggio nemmeno per le specie di particolare rilevanza, per cui il resoconto, per quasi tutte le specie, si basa su dati raccolti in maniera non finalizzata e su dati pubblicati, per cui essa ricorre in larga misura sul giudizio di esperti, e di conseguenza ha un elevato margine di soggettività.

Tabella 3. Elenco degli habitat di importanza comunitaria nella rete «Natura 2000» del Piemonte

Codice	Breve descrizione	Prior.	Numero siti di presenza	Percentuale siti di presenza (%)
3110	Acque basse oligotrofiche		3	2.4
3130	Vegetazione annuale spondale delle acque ferme		8	6.5
3140	Acque calcaree con alghe del genere <i>Chara</i>		12	9.8
3150	Laghi e stagni eutrofici		41	33.3
3160	Laghi e stagni distrofici		1	0.8
3220	Greto dei torrenti alpini con vegetazione erbacea		16	13.0
3230	Vegetazione riparia a <i>Myricaria germanica</i>		5	4.1
3240	Vegetazione riparia alpina a <i>Salix eleagnos</i>		40	32.5
3250	Fiumi mediterranei con <i>Glaucium flavum</i>		1	0.8
3260	Fossi e canali con vegetazione acquatica		23	18.7
3270	Fiumi con vegetazione dei banchi fangosi		17	13.8
4030	Brughiere di Baragge e Vauda		13	10.6
4060	Arbusteti alpini		33	26.8
4070	Boscaglie di <i>Pinus mugo</i> ad <i>Arctostaphylos</i>		8	6.5
4080	Saliceti alpini d'altitudine		15	12.2
5130	Arbusteti di <i>Juniperus communis</i>		4	3.3
5210	Arbusteti con <i>Juniperus arborescens</i>		2	1.6
6110	Formazioni dei detriti calcarei dell' <i>Alyssum-Sedum album</i>		4	3.3
6150	Formazioni erbose boreo-alpine silicee		5	4.1
6170	Praterie basifile alpine e subalpine		33	26.8
6210	Praterie secche su calcare a <i>Bromus erectus</i>		37	30.1
6230	Praterie acidofile a <i>Nardus stricta</i> ricche di specie		25	20.3
6410	Molinieti su suoli calcarei, argillosi o neutro-acidi		8	6.5
6430	Praterie umide di bordo ad alte erbe		39	31.7
6510	Praterie magre da fieno a bassa altitudine		47	38.2
6520	Praterie montane da fieno		30	24.4
7140	Comunità di transizione tra cariceti e torbiere		11	8.9
7150	Vegetazione palustre a <i>Rhynchospora</i>		14	11.4
7210	Paludi alcaline a <i>Cladium mariscus</i>		4	3.3
7220	Formazioni igrofile di muschi calcarizzanti		10	8.1
7230	Torbiere basse alcaline		17	13.8
7240	Formazioni pioniere del <i>Caricion bicoloris-atrofuscae</i>		9	7.3
8110	Ghiaioni alpini silicei		25	20.3
8120	Ghiaioni alpini calcarei e di calcescisti		22	17.9
8130	Ghiaioni xerofili calcarei e di calcescisti		11	10.5
8210	Pareti rocciose calcaree con vegetazione rupicola		22	17.9
8220	Pareti rocciose silicee con vegetazione rupicola		29	23.9
8230	Rocce con vegetazione dell'alleanza <i>Sedum-Scleranthion</i>		8	6.5
8240	Pavimenti calcarei		2	1.6
8310	Grotte non attrezzate		13	10.6
8340	Ghiacciai		9	7.3
9110	Faggete acidofile		33	26.8
9120	Faggete acidofile con <i>Ilex</i>		1	0.8
9130	Faggete eutrofiche		19	15.4
9140	Faggete altimontane ad acero di monte e alte erbe		2	1.6
9150	Faggete basifile mesoxerofile		7	5.7
9160	Querceto-carpineti di pianura e degli impluvi collinari		52	42.3
9180	Acero-tiglio-frassineti di ghiaioni e d'impluvio		29	23.6
91E0	Boschi di ontano nero e bianco e di salice bianco		90	73.2
91F0	Boschi misti ripari dei grandi fiumi di pianura		11	8.9
9210	Faggete appenniniche con <i>Taxus</i> ed <i>Ilex</i>		1	0.8
9260	Boschi di castagno		51	41.5
9410	Boschi di abete rosso		15	12.2
9420	Boschi di larice e/o pino cembro		43	35.0
9430	Boschi di <i>Pinus uncinata</i>		13	10.6
9540	Pinete mediterranee di pini mesogeni endemici		2	1.6



# Aree Protette e Rete Natura 2000 in Piemonte



Aprile 2012

Figura 1 - Cartografia generale della rete Natura 2000 in Piemonte

## Descrizione dello stato attuale: rapporto Piano Energetico Ambientale Regionale e siti Natura 2000

### *Elettrodotti e rete Natura 2000*

Le linee elettriche interessano tutto il territorio regionale e percorrono quindi in modo abbastanza regolare anche le aree della rete Natura 2000.

Nelle tabelle successive si riportano i Km di reti di trasmissione elettrica presenti nella Rete Natura 2000 divisi per potenza. In questo modo si può evidenziare la pressione derivante dalle linee elettriche già presente in ciascun sito. Questa informazione potrà essere un interessante riferimento per la nuova programmazione; infatti, anche se il presente piano non prevede alcuna localizzazione, la tabella fornisce un quadro della situazione attuale della rete elettrica rispetto alle aree Natura 2000. I dati di partenza per l'elaborazione della tabella derivano dalla cartografia regionale (bdtre 2015).

Tabella 4

Codice SIC	Nome SIC	Tensione elettrodotti	Lunghezza (Km)
IT1110018	Confluenza Po - Orco - Malone	132 kvolt	0,43
IT1110019	Baraccone (confluenza Po - Dora Baltea)	132 kvolt	1,92
IT1110020	Lago di Viverone	132 kvolt	1,66
IT1110025	Po morto di Carignano	220 kvolt	2,88
		380 kvolt	1,45
		Totale	4,33
		132 kvolt	2,24
IT1110070	Meisino (confluenza Po-Stura)	220 kvolt	0,90
		Totale	3,14
		IT1120002	Bosco della Partecipanza di Trino
IT1120005	Garzaia di Carisio	220 kvolt	0,22
		380 kvolt	0,93
		Totale	1,15
IT1120008	Fontana Gigante (Tricerro)	220 kvolt	1,61
		380 kvolt	1,42
		Totale	3,03
IT1120013	Isolotto del Ritano (Dora Baltea)	132 kvolt	0,25
		220 kvolt	0,67
		Totale	0,92
IT1120029	Paludi di San Genuario e San Silvestro	132 kvolt	2,58
		220 kvolt	3,29
		Totale	5,87
IT1140001	Fondo Toce	132 kvolt	3,99
		220 kvolt	0,27
		Totale	4,26
IT1140016	Alpi Veglia e Devero - Monte Giove	132 kvolt	1,80
		220 kvolt	0,74
		Totale	2,54

Codice SIC	Nome SIC	Tensione elettrodotti	Lunghezza (Km)
IT1140017	Fiume Toce	132 kvolt	71,58
		220 kvolt	18,20
		50 kvolt	31,14
		Totale	120,91
IT1140018	Alte Valli Anzasca, Antrona, Bognanco	220 kvolt	3,68
IT1140021	Val Formazza	132 kvolt	1,13
		220 kvolt	9,81
		Totale	10,93
		132 kvolt	12,73
IT1150001	Valle del Ticino	220 kvolt	5,24
		380 kvolt	10,93
		50 kvolt	1,61
		Totale	30,50
IT1150003	Palude di Casalbertrame	132 kvolt	2,09
IT1150010	Garzaie novaresi	132 kvolt	1,30
IT1160036	Stura di Demonte	132 kvolt	9,75
IT1160054	Fiume Tanaro e Stagni di Neive	132 kvolt	1,14
IT1160056	Alpi Marittime	132 kvolt	0,67
		380 kvolt	17,96
		Totale	18,63
		132 kvolt	14,13
IT1160060	Altopiano di Bainale	380 kvolt	15,74
		Totale	29,87
		132 kvolt	31,26
IT1160062	Alte Valli Stura e Maira	132 kvolt	31,26
IT1180002	Torrente Orba	132 kvolt	0,32
		220 kvolt	0,16
		Totale	0,49
		132 kvolt	2,42
IT1180004	Greto dello Scrivia	132 kvolt	2,42
IT1180028	Fiume Po - tratto vercellese alessandrino	132 kvolt	15,97
		220 kvolt	3,65
		380 kvolt	4,21
		Totale	23,83
IT1201000	Gran Paradiso	132 kvolt	6,68
		220 kvolt	31,85
		380 kvolt	3,62
		Totale	42,15

La tabella 4 evidenzia che i siti Natura 2000 che sono interessati dal maggior numero di Km di linee elettriche rappresentano, di fatto, aree che sono predisposte ad essere interessate da molte linee sia per collocazione geografica, sia per dimensione.

I siti lungo i corsi d'acqua, che includono parte delle piane o dei fondovalle alluvionali, sono spesso percorsi da linee. In questi casi, nelle fasi di pianificazione di maggior dettaglio, sarà necessario approfondire la collocazione delle linee rispetto al corso d'acqua. Le linee che attraversano trasversalmente il corso d'acqua determinano un'incidenza più accentuata e potenzialmente più impattante sull'avifauna rispetto a quelle longitudinali.

La seconda tipologia rappresenta i siti in quota e di confine che sono spesso interessati dalla presenza delle grandi interconnessioni con gli Stati confinanti.

Il dato relativo alla sola lunghezza degli elettrodotti inclusi nella rete Natura 2000 è un dato che fornisce un'indicazione del potenziale impatto cumulativo legato a queste infrastrutture presente in ciascun sito.

La tabella n. 5 evidenzia la lunghezza dei tratti di elettrodotti che incidono sulle ZPS. Si è ritenuto utile scorporare questo dato in considerazione del prevalente impatto che queste infrastrutture hanno sull'avifauna.

Tabella 5

ZPS		Tensione elettrodotti	Lunghezza (Km)
IT1140017	Fiume Toce	132 kvolt	27,48
		220 kvolt	7,87
		50 kvolt	11,71
		Totale	47,06
IT1160056	Alpi Marittime	132 kvolt	0,34
		380 kvolt	8,98
		Totale	9,32
IT1160062	Alte Valli Stura e Maira	132 kvolt	6,25
IT1180028	Fiume Po - tratto vercellese alessandrino	132 kvolt	10,74
		220 kvolt	1,83
		380 kvolt	2,28
		Totale	14,85

### ***Prese idroelettriche e rete Natura 2000***

La distribuzione delle prese idroelettriche nell'ambito della rete Natura 2000 può dare un'indicazione delle pressioni già attualmente presenti sui siti.

La tabella 6 descrive, per ogni SIC, il numero di prese presenti. Nella tabella è riportata anche la superficie totale del SIC e i Km di corsi d'acqua presenti in base al grafo dell'idrografia della carta tecnica regionale (bdtre 2015). Nell'ultima colonna si riportano anche i Km di corpi idrici identificati ai sensi della Direttiva 60/2000.

È interessante notare che alcuni SIC sono interessati da un numero elevato di prese che talvolta, rapportati alla superficie del SIC stesso, evidenziano una pressione già molto alta sul sito. Il numero di prese rapportato alla superficie del sito dà un'indicazione dell'effetto cumulativo delle opere accessorie degli impianti che gravano sul territorio e quindi sugli habitat anche non direttamente connessi con il corso d'acqua. L'indicazione della lunghezza dei corsi d'acqua presenti nel SIC offre invece un quadro della potenziale pressione diretta sui corsi d'acqua.

Tabella 6

Codice SIC	Denominazione	superficie SIC (ha)	numero di prese idroelettriche per sito	Km di corsi d'acqua nel SIC	Km di corpi idrici nel SIC
IT1110006	Orsiera Rocciavré	10955,40	4	274,82	67,25
IT1110014	Stura di Lanzo	687,90	4	28,21	4,27
IT1110017	Lanca di Santa Marta (Confluenza Po - Banna)	164,09	2	6,34	5,35
IT1110027	Boscaglie di Tasso di Giaglione (Val Clarea)	339,74	1	14,96	0,86
IT1110029	Pian della Mussa (Balme)	3552,98	3	104,35	3,36
IT1110030	Oasi xerothermiche della Val di Susa - Orrido di Chianocco	1249,94	2	30,88	3,15
IT1110032	Oasi del Pra - Barant	4117,26	3	87,35	4,09
IT1110040	Oasi xerothermica di Oulx - Auberge	1070,10	3	26,18	19,03
IT1110050	Mulino Vecchio (Fascia Fluviale del Po)	413,82	1	13,31	5,62
IT1110079	La Mandria	3378,60	1	77,05	2,21
IT1110080	Val Troncea	10129,80	2	264,67	74,09
IT1120028	Alta Val Sesia	7523,32	4	157,50	13,54
IT1130002	Val Sessera	10786,70	5	312,49	0,41
IT1140004	Rifugio M.Luisa (Val Formazza)	3142,13	14	130,94	2,44
IT1140006	Greto T.te Toce tra Domodossola e Villadossola	745,97	2	38,34	2,63
IT1140011	Val Grande	11855,60	3	374,87	27,88
IT1140016	Alpi Veglia e Devero - Monte Giove	15118,70	20	478,23	94,83
IT1150001	Valle del Ticino	6596,88	4	216,69	27,93
IT1160003	Oasi di Crava Morozzo	292,91	1	5,72	2,24
IT1160018	Sorgenti del Maira, Bosco di Saretto e Rocca Provenzale	714,65	1	5,72	3,80
IT1160021	Gruppo del Tenibres	5336,05	4	87,62	0,20
IT1160023	Vallone di Orgials - Colle della Lombarda	529,72	1	6,13	0,20
IT1160024	Colle e Lago della Maddalena - Val Furiac	1274,41	1	6,13	28,40
IT1160036	Stura di Demonte	1173,64	1	42,34	5,99
IT1160056	Alpi Marittime	33672,50	10	615,51	20,52
IT1160057	Alte Valli Pesio e Tanaro	11277,90	2	241,27	80,10
IT1160058	Gruppo del Monviso e Bosco dell'Alevé	7232,23	4	161,25	19,43
IT1180002	Torrente Orba	505,69	1	18,37	4,21
IT1180011	Massiccio dell'Antola, M.te Carmo, M.te Legna	5984,86	2	18,37	5,13
IT1180017	Bacino del Rio Miseria	2093,29	1	165,92	11,80
IT1180026	Capanne di Marcarolo	9551,84	2	298,30	8,37
IT1201000	Gran Paradiso	33972,70	19	997,18	68,96

Nella tabella 7 le prese presenti nei SIC sono divise in base al corpo idrico al quale sono riferiti. Questa tabella consente di avere indicazioni sulla distribuzione delle prese rispetto ai corpi idrici che percorrono il sito e quindi delle pressioni sui corpi idrici.

I dati danno un'informazione generica sulla distribuzione e non sono un indicatore specifico poiché, a causa di alcune caratteristiche dei dati geografici, la lunghezza dei corpi idrici inclusi nei siti non è sempre adeguatamente calcolabile.

Tabella 7

Codice SIC	Denominazione	codice corpo idrico	Nome e descrizione	Numero di prese idroelettriche per CI
IT1110006	Orsiera Rocciavré	04SS2N119PI	CHISONE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	3
		04SS2N704PI	SANGONE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	1
IT1110014	Stura di Lanzo	06SS3F760PI	STURA DI LANZO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_2	4
IT1110017	Lanca di Santa Marta (Confluenza Po - Banna)	06SS4D383PI	PO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Debole107_5	2
IT1110027	Boscaglie di Tasso di Giaglione (Val Clarea)	04SS3N170PI	DORA RIPARIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_2	1
IT1110029	Pian della Mussa (Balme)	01SS2N765PI	STURA DI VIU`_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	3
IT1110030	Oasi xerothermiche della Val di Susa - Orrido di Chianocco	04SS1N314PI	LEMINA_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	1
		04SS3N171PI	DORA RIPARIA_107-Scorrimento superficiale-Medio_3	1
IT1110032	Oasi del Pra - Barant	04SS1N361PI	PELLICE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	2
		04SS2N362PI	PELLICE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	1
IT1110040	Oasi xerothermica di Oulx - Auberge	04SS2N169PI	DORA DI BARDONECCHIA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	3
IT1110050	Mulino Vecchio (Fascia Fluviale del Po)	06GH4F168PI	DORA BALTEA_56-Da ghiacciai-Grande-Forte1_3	1
IT1110079	La Mandria	06SS2T103PI	CERONDA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
IT1110080	Val Tronca	04SS1N118PI	CHISONE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	1
		04SS2N219PI	GERMANASCA DI MASSELLO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
IT1120028	Alta Val Sesia	01GH1N719PI	SEZIA_1-Da ghiacciai-Molto piccolo_1	4
IT1130002	Val Sessera	01SS1N725PI	SESSERA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	3
		01SS2N726PI	SESSERA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	2

Codice SIC	Denominazione	codice corpo idrico	Nome e descrizione	Numero di prese idroelettriche per CI
IT1140004	Rifugio M.Luisa (Val Formazza)	01SS2N827PI	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	14
IT1140006	Greto T.te Toce tra Domodossola e Villadossola	01SS3N018PI	ANZA_1-Scorrimento superficiale-Medio_3	1
		01SS4N829PI	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Grande_3	1
IT1140011	Val Grande	01SS2N462PI	R. POGALLO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
		01SS2N868PI	VAL GRANDE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	2
IT1140016	Alpi Veglia e Devero - Monte	01SS2N081PI	CAIRASCA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	4
		01SS2N162PI	DEVERO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	8

	Giove	01SS2N827PI	TOCE_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	8
IT1150001	Valle del Ticino	06SS3N990PI	NAVIGLIO LANGOSCO_56-Scorrimento superficiale-Medio_0	3
		N0080984IR	SCRIVIA_64-Scorrimento superficiale-Medio_2	1
IT1160003	Oasi di Crava Morozzo	06SS3F370PI	PESIO_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte107_3	1
IT1160018	Sorgenti del Maira, Bosco di Saretto e Rocca Provenzale	04SS2N287PI	MAIRA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
IT1160021	Gruppo del Tenibres	04SS2N754PI	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	3
		04SS2N772PI	T. CORBORANT_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
IT1160023	Vallone di Orgials - Colle della Lombarda	04SS2N909PI	VALLONE DI S.ANNA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
IT1160024	Colle e Lago della Maddalena - Val Puriac	04SS1N753PI	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	1
IT1160036	Stura di Demonte	04SS3N756PI	STURA DI DEMONTE_107-Scorrimento superficiale-Medio_4	1
IT1160056	Alpi Marittime	04SS2N223PI	GESSO DELLA VALLETTA_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	5
		04SS2N224PI	GESSO DI ENTRACQUE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	5
IT1160057	Alte Valli Pesio e Tanaro	04SS1N368PI	PESIO_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	2



<b>Codice SIC</b>	<b>Denominazione</b>	<b>codice corpo idrico</b>	<b>Nome e descrizione</b>	<b>Numero di prese idroelettriche per CI</b>
IT1160058	Gruppo del Monviso e Bosco dell'Alevé	04SS1N379PI	PO_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	2
		04SS2N919PI	VARAITA DI CHIANALE_107-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	2
IT1180002	Torrente Orba	06SS3F277PI	LEMME_56-Scorrimento superficiale-Medio-Forte64_3	1
IT1180011	Massiccio dell'Antola, M.te Carmo, M.te Legna	10SS2N003PI	AGNELLASCA_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	2
IT1180017	Bacino del Rio Miseria	10SS3N186PI	ERRO_64-Scorrimento superficiale-Medio_1	1
IT1180026	Capanne di Marcarolo	10SS2N237PI	GORZENTE_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
		10SS2N376PI	PIOTA_64-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	1
IT1201000	Gran Paradiso	01GH1N345PI	ORCO_1-Da ghiacciai-Molto piccolo_1	5
		01SS1N858PI	V.NE DEL ROC_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	1
		01SS1N862PI	V.NE DI NOASCHETTA_1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	2
		01SS2N082PI	78628S.N._1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	1
		01SS2N188PI	78628S.N._1-Scorrimento superficiale-Molto piccolo_1	2
		01SS2N346PI	ORCO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_2	3
		01SS2N374PI	PIANTONETTO_1-Scorrimento superficiale-Piccolo_1	5

## **Valutazione degli effetti delle tipologie di impianto/infrastruttura di natura energetica sui Siti della Rete Natura 2000 in Piemonte**

Dal momento che il Piano non prevede la specifica localizzazione sul territorio regionale di impianti e infrastrutture energetiche, l'analisi dell'incidenza sarà condotta valutando, per singola tipologia di impianto/infrastruttura, quali potrebbero essere gli elementi di Rete Natura 2000 che, per le loro caratteristiche, potrebbero essere soggetti a impatti tali da comprometterne lo stato di conservazione. Verranno valutati, per ciascuna tipologia di impianto/infrastruttura energetica, le potenziali interferenze con le macro-tipologie ambientali e le specie di interesse comunitario che caratterizzano i siti della Rete Natura 2000 in Piemonte. L'obiettivo della valutazione di incidenza sarà di stabilire a priori quali tipologie di impianto/infrastruttura di natura energetica possano compromettere gli obiettivi di conservazione degli elementi di Rete Natura 2000, laddove interferiti, fermi restando gli obblighi e i divieti stabiliti dalle "Misure di conservazione per la tutela della rete natura 2000 del Piemonte" poi modificate con la D.G.R. n. 22-368 del 29/09/2014, con la D.G.R. n. 17-2814 del 18/01/2016 e con la D.G.R. 24-2976 del 29/02/2016 e dalle Misure sito specifiche relative ad ogni sito ed approvate con apposita D.G.R., nonché dalle indicazioni contenute nei Piani di Gestione laddove vigenti.

In termini generali tutti gli impianti che determinano consumo di suolo possono avere un'incidenza su tutti gli habitat intercettati. Tali habitat, in particolare quelli di interesse prioritario, devono quindi essere identificati nelle fasi di progettazione al fine di evitare una loro riduzione areale.

Determinano perdita permanente di habitat tutte le opere che prevedono la costruzione di edifici e di nuova viabilità, il posizionamento di basamenti di sostegno e gli impianti idroelettrici a bacino nel momento della creazione.

Anche il disturbo, di per sé temporaneo, delle fasi di cantiere (presente per tutte le tipologie analizzate) può determinare, la perdita definitiva o la degradazione di habitat.

Per gli impianti idroelettrici nella parte generale dello studio di incidenza si è descritto lo stato attuale delle prese a scopo idroelettrico presenti nei SIC. Questo punto di partenza dovrebbe essere preso in considerazione per la valutazione degli impatti cumulativi che queste opere possono avere sui corpi idrici evidenziando, in alcuni casi, situazioni di criticità già abbastanza importanti.

Di seguito si evidenziano alcuni impatti specifici relativi alle tipologie di impianto analizzate; nelle tabelle si evidenzia la potenziale incidenza su habitat e specie.

## Impianti di produzione

Tabella8 - Matrice d'incidenza degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER

	Impianti idroelettrici fluente con derivazione di portata	Impianti Idroelettrici bacino	Impianti FTV	Impianti eolici	Impianti cogenerazione a biomassa Pn > 10 MW
Mammiferi			+		
Mamm. Chiroteri				+++	
Rettili					
Anfibi	++	++			
Pesci	+++	+++			
Odonati					
Lepidotteri					
Coleotteri					
Piccola fauna di acqua dolce	++				
Avifauna rapaci			+	+++	
Avifauna altri			+	+++	
AMBIENTI FORESTALI*	++	++	+	+	+
AMBIENTI APERTI*	+	+	++	+	+
AMBIENTI DELLE ACQUE FERME, PALUDI E TORBIERE*	+	+	+	+	+
AMBIENTI DELLE ACQUE CORRENTI*	+++	+++	+	+	+
AMBIENTI AGRICOLI*	+	+	+	+	+
ALTRI HABITAT*	+	+	+	+	+

\* per l'individuazione delle macro-tipologie ambientali che caratterizzano i siti della rete natura 2000 in piemonte si veda l'allegato a alle "misure di conservazione per la tutela della rete natura 2000 del piemonte" approvate con d.g.r. n. 54-7409 del 7/4/2014 modificata con d.g.r. n. 22-368 del 29/9/2014.

Scala d'incidenza: + = bassa      ++ = moderata      +++ = importante

Per tutte le tipologie di habitat esiste una potenziale incidenza comune per tutti gli impianti legata al consumo di suolo determinato dalle opere direttamente connesse alla realizzazione degli impianti ed alle opere connesse. L'indicazione dell'incidenza su tutti gli habitat si riferisce alla potenziale sottrazione di habitat

## ***Impianti idroelettrici ad acqua fluente con derivazione di portata***

Gli impianti, in generale, determinano un rallentamento della corrente, un innalzamento del livello a monte, una riduzione della portata e dell'alveo bagnato e talora una discontinuità sul corso d'acqua.

### **Anfibi**

Se nell'area di rigurgito a monte ci sono lanche o stagni a lato del corso d'acqua, l'innalzamento del livello idrico può incrementare il rischio di piena con introduzione di specie ittiche che possono determinare l'estinzione locale degli Anfibi.

### **Pesci**

In questi impianti lo sbarramento comporta un'interruzione della continuità fluviale che determina una riduzione delle possibilità di movimento. Questo impatto viene mitigato con la previsione delle scale di rimonta che devono essere realizzate per risolvere questa problematica.

L'efficacia di questi manufatti è strettamente connessa ad una fase di progettazione che può essere resa complessa dalla varietà delle esigenze e delle caratteristiche delle specie.

La sottrazione di portata determina una modifica dei parametri idraulici (velocità della corrente, altezza del battente, area bagnata) con una conseguente riduzione, più o meno marcata in funzione dell'entità del prelievo e della morfologia, dell'idoneità ambientale dei tratti sottesi per le specie ittiche presenti

### **Piccola fauna di acqua dolce**

Per la fauna macroinvertebrata bentonica il rallentamento a monte della corrente idrica, la deposizione di sedimenti sul fondo del bacino e la riduzione dell'alveo bagnato a valle, possono generare una perdita delle specie più reofile ed una riduzione dell'habitat disponibile.

### **Ambienti delle acque correnti**

Oltre a quanto già detto su pesci, rettili ed anfibi un impianto di questa natura può provocare anche la perdita o la degradazione (con alterazione del corteggio floristico) di formazioni erbaceo-arbustive ripariali (comprese quelle legate ai bracci secondari a lento corso) a causa delle alterazioni al regime idrologico e delle naturali dinamiche fluviali

### **Ambienti forestali**

La fase di cantiere può generare un'interferenza diretta con habitat forestali, determinando, oltre ad una sottrazione di superficie (temporanea o permanente), fenomeni di frammentazione e incrementando il rischio di insediamento di specie della flora alloctona. Inoltre, la sottrazione di portata, riducendo la disponibilità idrica, può causare l'alterazione del corteggio floristico dei popolamenti igrofilo (molti dei quali sono di interesse prioritario) e, conseguentemente, un peggioramento del loro stato di conservazione

### **Specie floristiche**

Perdita di stazioni di specie di interesse conservazionistico durante la fase di cantiere, o ancora, a causa delle alterazioni indotte dalla realizzazione dell'impianto lungo il tratto sotteso

Limitatamente agli impianti in corpo traversa si sottolinea che talvolta i progetti sono realizzati nel corpo di traverse esistenti e possono portare un vantaggio rispetto all'opzione zero, se prevedono la costruzione di rampe di risalita.

Qualora si utilizzino sbarramenti mobili, ovvero regolabili, attraverso i quali l'ambiente di acqua corrente si modifica passando a quello di allagamento temporaneo, si verifica un impatto aggiuntivo determinato da un effetto di lacustrizzazione a monte particolarmente marcato.

### ***Impianti idroelettrici bacino***

Questo tipo di impianti determina una perdita di habitat per la creazione del bacino che può influire su tutte le tipologie di habitat precedentemente elencate.

La sommersione di aree naturali o seminaturali più o meno vaste, a prescindere dal fatto che queste siano occupate da habitat tutelati dalla Direttiva 92/43, può determinare una riduzione degli "habitat di specie", con effetti negativi su molte specie animali di interesse conservazionistico

#### ***Pesci e anfibi***

Uno dei principali impatti è legato alla riduzione della portate nei corsi d'acqua derivati ed è correlabile alla lunghezza del tratto derivato.

Tale impatto è uno degli aspetti che deve essere indagato più nel dettaglio nella programmazione di nuovi impianti. Anche la lacustrizzazione degli affluenti che alimentano il bacino può determinare una severa riduzione dell'idoneità ambientale per le specie reofile. Lo sbarramento è inoltre generalmente invalicabile e provoca l'isolamento dei tratti a monte, interrompendo la continuità longitudinale dei corsi d'acqua interessati.

#### ***Ambienti forestali***

La cantierizzazione qualora interessi un'area boscata genera la necessità di taglio di porzioni più o meno estese di habitat forestale, con frammentazione e incremento del rischio di introduzione di specie invasive.

La sommersione di porzioni di habitat può determinare un "effetto margine" più o meno marcato in popolamenti prima chiusi

#### ***Ambienti delle acque correnti***

Gli impatti sono analoghi a quelli descritti per gli impianti ad acqua fluente

#### ***Specie floristiche***

Perdita di stazioni di specie di interesse conservazionistico per sommersione dei siti o durante la fase di cantiere, o ancora, a causa delle alterazioni indotte dalla realizzazione dell'impianto lungo il tratto sotteso

### ***Impianti FTV***

Premesso che le Misure di conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte all'art.3 lettera x prevedono il divieto di "realizzare nuovi impianti di pannelli fotovoltaici su terreni occupati da habitat naturali o seminaturali, incluse le praterie e i prati permanenti; sono esclusi dal divieto i piccoli impianti funzionali all'attività delle aziende agricole o alle strutture ricettive di montagna, aventi dimensioni fino a 10 chilowatt", si evidenziano i potenziali impatti possibili determinabili dagli impianti consentiti.

#### Mammiferi

La realizzazione di una recinzione che può alterare il transito della fauna selvatica di piccola e grande taglia e l'esigenza di illuminazione perimetrale dell'impianto possono alterare la distribuzione dei mammiferi nella zona interessata.

#### Avifauna

Uno dei possibili impatti derivanti dall'installazione dei pannelli fotovoltaici è che gli uccelli di passaggio collidano con i pannelli attirati dai riflessi. Tra i possibili fenomeni che possono portare alla collisione di un uccello in volo su queste strutture vi è la trasparenza. Questo fenomeno si accentua in caso di cattive condizioni meteorologiche.

Sono stati documentati su anatidi e altri uccelli acquatici anche casi di attrazione da superfici polarizzanti causati da pannelli solari che hanno inciso sul comportamento migratorio.

#### Ambienti aperti

Negli ambienti prativi la creazione di piste in fase di costruzione e di manutenzione, la fase di posizionamento dei pannelli con necessità di realizzare fondazioni mediante trivellazione, la posa di cavidotti possono determinare l'alterazione dell'habitat.

Inoltre la presenza di fondazioni e la copertura delle superfici prative da parte dei pannelli provoca l'alterazione delle caratteristiche chimico-fisico-biologiche della parte più superficiale dei suoli rendendo difficile gli interventi di ripristino una volta concluso lo sfruttamento dell'impianto.

L'impovertimento dei suoli determina anche un'alterazione della componente vegetazionale con l'arricchimento in specie ruderali e invasive.

### ***Impianti eolici***

Premesso che le Misure di conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte all'art.8 lettera g prevedono il divieto, all'interno delle ZPS, di "realizzare nuovi impianti eolici, fatti salvi gli impianti per l'autoproduzione con potenza non superiore a 20 chilowatt sottoposti a procedura di valutazione d'incidenza, ai sensi dell'articolo 43 della l.r. 19/2009", si evidenziano i potenziali impatti possibili determinabili dagli impianti consentiti.

#### Mammiferi chiroteri

Studi e monitoraggi hanno appurato il fatto che gli impianti eolici possono effettivamente costituire un'importante sorgente di mortalità aggiuntiva rispetto a quella naturale dei Chiroteri. I tassi di mortalità registrati vanno da 15,3 a 53,3 chiroteri/MW/anno (Fiedler, 2004; Fiedler et al., 2007) e il maggior numero di collisioni ha riguardato in particolare specie migratrici su lunga distanza.

La mortalità è dovuta essenzialmente a collisione con le pale in movimento o a barotraumi

Sulle motivazioni per spiegare le collisioni di Chiroteri con i rotori delle torri eoliche ed i meccanismi che impediscono a queste specie di ecolocalizzare per tempo i rotori si sono concentrati vari sforzi di ricerca che hanno apportato diverse ipotesi da non considerare mutualmente esclusive, ma al contrario, potenzialmente

interagenti nel determinare l'evento di collisione, tra cui prende sempre più piede l'ipotesi della decompressione per cui gli individui che volano in prossimità di impianti eolici potrebbero sperimentare una forte decompressione dovuta al cambio di pressione atmosferica associato al movimento della pala. Tale ipotesi sarebbe compatibile con l'assenza di contusioni esterne rilevata in diverse carcasse di pipistrelli raccolti in prossimità di impianti eolici. La morte dei Chiropteri, nella maggior parte dei casi, viene provocata da un trauma polmonare. Le sacche polmonari dei Chiropteri si espandono eccessivamente quando la pressione cala improvvisamente a causa del movimento delle pale, facendo esplodere i capillari nei pressi dei polmoni e portando così alla morte dell'individuo.

Oltre alla mortalità diretta devono essere annoverati tra gli impatti anche la riduzione dell'idoneità ambientale delle aree interessate da impianti eolici (per perdita di aree di foraggiamento o siti rifugio) e la riduzione/interruzione di corridoi di transito abituali

### Avifauna

La mortalità a carico dei grandi rapaci veleggiatori è ampiamente documentata dalla letteratura scientifica ed è particolarmente grave dal momento che si tratta di specie molto longeve e con un basso tasso riproduttivo, fatto che rende le popolazioni particolarmente vulnerabili anche alla perdita di pochi esemplari. La mortalità per collisione degli uccelli è legata non solo ad impatti con i rotori, ma anche con strutture associate all'impianto eolico. Le specie di maggiori dimensioni, con limitate capacità di manovra sono quelle maggiormente a rischio di collisione, così come le specie che volano di notte o al crepuscolo sono meno in grado di individuare ed evitare le strutture degli impianti.

Il rischio di collisione con strutture di impianti eolici dipende da una vasta gamma di possibili fattori tra cui specie, numero e comportamento degli individui, condizioni meteorologiche, topografia, tipologia di impianto. Alcune conformazioni topografiche, quali i valichi o i versanti usati per salire in quota da alcune specie veleggiatrici possono essere particolarmente a rischio ed essere considerate dei "colli di bottiglia" (bottleneck) topografici, talora interessate anche da importanti rotte migratorie. L'effetto cumulativo di grandi impianti può risultare significativo portando all'interruzione dei collegamenti ecologici tra aree di alimentazione, nidificazione, muta o posatoi comuni. Alcune condizioni meteorologiche (ad esempio nebbia, pioggia, vento contrario) innalzano i rischi di collisione, limitando la visibilità degli uccelli o costringendoli ad abbassare le quote di volo.

Il dislocamento dovuto al disturbo può essere causato dalla presenza delle turbine stesse attraverso impatti visivi o acustici, oppure dai movimenti di veicoli e personale legati al mantenimento della struttura.

### Ambienti aperti/forestali

La perdita cumulativa di habitat di interesse conservazionistico può essere significativa, soprattutto se impianti molto grandi o più impianti sono allocati nello stesso sito.

Le infrastrutture legate agli impianti possono anche essere considerevoli, e portare frammentazione e perdita di habitat disponibile (in particolare a causa della realizzazione della viabilità di servizio all'impianto).

## Infrastrutture di rete

Tabella 9 - Matrice d'incidenza delle infrastrutture di rete

	Elettrodotti in MT	Elettrodotti in AT	Elettrodotti in AAT	Stazioni elettriche MT/AT – AT/AAT	Gasdotti rete di trasporto nazionale e regionale / oleodotti
Mammiferi					
Mamm. Chiroteri					
Rettili					
Anfibi					
Pesci					
Odonati					
Lepidotteri					
Coleotteri					
Piccola fauna di acqua dolce					
Avifauna rapaci	+++	+++	+++		
Avifauna altri	++	++	++		
AMBIENTI FORESTALI*	+	+	+	+	+
AMBIENTI APERTI*	+	+	+	+	+
AMBIENTI DELLE ACQUE FERME, PALUDI E TORBIERE*	+	+	+	+	+
AMBIENTI DELLE ACQUE CORRENTI*	+	+	+	+	+
AMBIENTI AGRICOLI*	+	+	+	+	+
ALTRI HABITAT*	+	+	+	+	+

\* per l'individuazione delle macro-tipologie ambientali che caratterizzano i siti della rete natura 2000 in piemonte si veda l'allegato a alle "misure di conservazione per la tutela della rete natura 2000 del piemonte" approvate con d.g.r. n. 54-7409 del 7/4/2014 modificata con d.g.r. n. 22-368 del 29/9/2014.

Scala d'incidenza: + = bassa      ++ = moderata      +++ = importante

Anche per le infrastrutture di rete esiste una potenziale incidenza comune su tutti gli habitat legata al consumo di suolo e quindi alla sottrazione di habitat determinata dal posizionamento di basamenti di sostegno o alle opere di scavo in fase di cantiere.

### Elettrodotti in MT

Avifauna rapaci:

I rapaci stanziali, sia diurni che notturni, per le caratteristiche del volo in inseguimento della preda sono esposti al rischio di collisioni e nel caso di specie ad elevata apertura alare anche al rischio di elettrocuzione. Per la collisione il cavo di guardia, essendo meno visibile, risulta l'elemento più critico. Anche l'utilizzo dei sostegni come posatoi risulta un elemento che predispone alla folgorazione per contatto con gli isolatori punto dove spesso avvengono incidenti con l'avifauna.

Nel caso di discontinuità di formazioni boscate o arboree la presenza dei cavi può costituire un effetto barriera per i rapaci.

I rapaci in migrazione, specie nelle zone vallive e di valico, seguono corridoi di volo che possono coincidere con l'altezza media dei cavi e pertanto la frequenza di collisione risulta incrementata specialmente nei tratti di attraversamento trasversale vallivo delle linee, nei tratti con compresenza di più linee



La presenza di siti riproduttivi nei territori montani a breve distanza dalle linee costituisce un fattore di incremento del rischio in fase di costruzione per la tesatura dei cavi con l'elicottero che può disturbare delicati momenti biologici quali la parata nuziale, allestimento del nido o la cova, allontanando la coppia da zone tradizionalmente insediate, mentre in fase di esercizio aumenta la probabilità di intercettazione del territorio di caccia della specie.

#### Avifauna altri

Tra le varie famiglie di uccelli risultano più sensibili gli ardeidi e le specie con ecologia affine (es. in pianura risicola cicogna bianca, ibis sacro, cormorano), in quanto il tipico volo di questi uccelli con battute alari larghe e lente li rende poco agili nei cambi di direzione in presenza di ostacoli ed inoltre essi utilizzano a scopo trofico territori molto ampi.

Per le altre famiglie il rischio di collisione sussiste, sia in fase di spostamento in gruppo in fase riproduttiva che di voli di fuga dalla predazione.

La compresenza di diverse linee elettriche o il passaggio in aree di bosco con conseguente necessità di frammentazione della continuità boschiva per esigenze di manutenzione e delle distanze di sicurezza dagli alberi incrementa la possibilità di collisione.

#### Ambienti agricoli

La dimensione dei sostegni non impegna grosse estensioni in fase di cantiere pertanto sia la fase di allestimento del cantiere, uniti alla minore presenza nelle colture di specie di interesse, non generano solitamente grossi impatti da sottrazione di habitat. Possono risultare però intercettate piccoli habitat funzionali al paesaggio agrario quali siepi, stagni, radure incolte con vegetazione spontanea.

Nel caso dei settori a paesaggio agrario eterogeneo, ricchi dell'avifauna associata all'ecosistema agricolo possono esserci rischi sia nella fase di posa dei sostegni che di collisione con i cavi in volo.

#### Ambienti delle acque ferme

Particolarmente esposti agli impatti originati dalla realizzazione dei sostegni sono piccoli habitat di elevata sensibilità come torbiere, piccole aree umide che possono essere sottratte definitivamente o modificate dalla presenza dei sostegni dei tralicci e delle opere connesse (piste ecc..)

#### Ambienti forestali

Oltre a determinare una perdita diretta di habitat o, quanto meno, una sua degradazione nella fascia di rispetto e nelle sue vicinanze (effetto margine), il taglio generato dal passaggio di una linea aerea in un bosco si ripercuote su tutte le componenti animali in termini di frammentazione che espone gli animali più piccoli alla predazione, altri alla diminuzione dell'home range, all'insediamento di specie invasive.

### ***Elettrodotti in AT e AAT***

Gli impatti generati sono i medesimi descritti per gli elettrodotti MT, con minor rischio per l'elettrocuzione per la maggior distanza tra i cavi

### ***Stazioni elettriche MT/AT-AAT/AAT***

Si tratta di strutture con estensioni già di un certo livello, che possono quindi generare sia in fase costruttiva che di esercizio, modifiche permanenti al territorio, sottraendo habitat di interesse.

### ***Gasdotti rete di trasporto nazionale e regionale/oleodotti***

#### Pesci

Negli attraversamenti di corpi idrici la costruzione dell'infrastruttura induce la creazione di torbidità ed un'interruzione temporanea della continuità ecologica che si ripercuote sulla fauna ittica a valle, ma anche a monte per l'interruzione dei movimenti di risalita o discesa sia a scopo trofico, ma soprattutto riproduttivo. L'attraversamento inoltre può indurre la costruzione di una briglia antiersiva che può talvolta determinare un salto che in funzione dell'altezza può costituire una barriera più o meno sormontabile.

#### Piccola fauna di acqua dolce

Per i motivi di cui sopra, particolarmente la fase di torbidità genera disturbo sulle comunità di macroinvertebrati, particolarmente intenso nei tratti a forte presenza di gambero d'acqua dolce. Anche dopo la costruzione generalmente rimane nel tratto di passaggio un'artificializzazione del fondo che si traduce in una discontinuità e in un minor habitat disponibile.

#### Lepidotteri

La realizzazione preferenziale di metanodotti e oleodotti in ambienti aperti prativi, più facilmente accessibili comporta un elevato grado di intercettazione con ambienti ricchi di lepidotteri e con bordure di siepi che ospitano le piante nutrici di molte specie, a volte con rischio di eliminare anche popolazioni estremamente rarefatte. In questi casi è opportuno uno studio approfondito delle caratteristiche dei microhabitat in queste porzioni di territorio al fine di verificare la possibilità di mantenere vitale le popolazioni del lepidottero interessato

#### Avifauna altri

L'attraversamento di habitat sia forestali che prativi può disturbare l'habitat di alcune specie mentre altre traggono giovamento dagli habitat secondari nel frattempo evolutisi nella fascia di territorio cantierizzata, assumendo una valenza come habitat vicarianti per alcune specie di avifauna in direttiva che si giovano delle interruzioni dell'habitat boschivo e delle manutenzioni che periodicamente vengono effettuate sulla vegetazione.

#### Ambienti aperti e forestali

In generale per quanto detto prima per avifauna e lepidotteri, ma anche per la flora l'attraversamento di habitat prativi seminaturali presenta un alto rischio di intercettazione di specie di pregio e, benché ripristinabile, spesso una modifica dello stato dell'habitat originario con conseguente possibile perdita di habitat di specie animali e vegetali.

Il cantiere di costruzione, solitamente ampio (circa 20-25 m) arreca danni o disturbi al patrimonio faunistico terrestre della zona a causa di sottrazione di risorse trofiche, produzione di rumore e di inquinanti atmosferici quali polveri e gas di scarico, intorbidamento delle acque.

## Indicazioni per la programmazione/realizzazione di nuove opere

Nella realizzazione di nuove opere si dovranno applicare tutte le indicazioni ed i divieti contenuti nelle "Misure di conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte" e nelle Misure sito specifiche relative ai singoli siti, ai sensi dell'articolo 40 della l.r. 19/2009 "Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità" e in attuazione delle Direttive 92/43/CEE e 2009/147/CE, del Decreto del Presidente della Repubblica 357/1997 e s.m.i. e del Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare del 17/10/2007 e s.m.i., nonché ai disposti contenuti nei Piani di Gestione dei relativi siti laddove vigenti.

Oltre a quanto previsto nelle Norme citate, si propongono le seguenti indicazioni:

- all'interno dei siti della RN2000 non realizzare impianti idroelettrici che determinino alterazioni del regime di portata del corso d'acqua in presenza di specie legate all'acqua o di ambienti igrofilo o dipendenti dalle naturali dinamiche fluviali/torrentizie incluse negli allegati I, II e/o IV della Direttiva 92/43/CEE o I della Direttiva 2009/147/CE; L'indicazione è valida soprattutto per gli impianti con derivazione e tratti sottesi, mentre gli impianti ad acqua fluente in corpo traversa potrebbero avere impatti complessivi meno significativi.
  - Incentivare la realizzazione di impianti idroelettrici ad acqua fluente in canali artificiali e irrigui;
- non realizzare impianti eolici, oltre che all'interno delle ZPS, in zone di "passo" dell'avifauna migratrice;
- benché già di fatto vietato dall'art. 2 comma 1 delle MdC si sottolinea l'importanza di non realizzare i bacini in aree umide (torbiere ecc). Tali aree sono sicuramente appetibili per una naturale capacità di accumulo dell'acqua, ma ne comprometterebbero l'habitat;

si auspica un progressivo procedimento di interrimento delle linee elettriche esistenti in aree sensibili per l'avifauna/chiroterofauna.

## CAPITOLO 6 - MONITORAGGIO

Il Piano è da considerarsi un documento dinamico, che nei prossimi anni sarà soggetto ad aggiornamento ed approfondimento, tenuto conto dell'evoluzione continua delle tecnologie e delle risposte del territorio alle politiche energetiche messe in atto a livello regionale; ciò consentirà, in una logica di pianificazione circolare, di apportare delle rimodulazioni alla luce dei risultati ottenuti e degli esiti del percorso di monitoraggio del *Burden Sharing*, attuato sulla base della metodologia approvata a livello ministeriale.

Eventuali retroazioni saranno dirette a ricalibrare gli obiettivi e gli scenari in funzione dei risultati effettivamente conseguiti, dell'evoluzione dei consumi in funzione dell'andamento dell'economia piemontese nonché delle opportunità offerte dall'innovazione delle tecnologie, e delle altre variabili endogene ed esogene che ne possono influenzare l'efficacia.

Al monitoraggio di efficacia delle scelte di Piano sarà affiancata la verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale.

Gli indicatori per la misura dei target quantitativi o qualitativi del PEAR sono stati definiti tra quelli che potranno essere significativi per verificare il raggiungimento degli obiettivi rispetto alle variabili energetiche, ambientali e socio economiche e a leggere sia direttamente che indirettamente, gli effetti del piano sull'ambiente.

Nell'ottica di valorizzare indicatori rispondenti alle azioni che saranno dettagliate nel *Programma d'azione* da approvarsi ai sensi della L.r. n. 23/2002 entro 180 giorni dall'approvazione del PEAR e che diano riscontro del raggiungimento degli obiettivi di Piano e del buon funzionamento delle azioni del Piano si prevede di proporre l'utilizzo degli indicatori di sotto riportati.

**Macro-obiettivo: FAVORIRE LO SVILUPPO DELLE FER, MINIMIZZANDO L'IMPIEGO DI FONTI FOSSILI**

<b>Indicatori generali</b>	
$k_{tep_{FER\_E}}$ /anno	
$k_{tep_{FER\_C}}$ /anno	
% di FER / CFL	incremento rispetto all'anno precedente
<b>Indicatori specifici FER_E</b>	
mc H <sub>2</sub> O der./ktep	rapporto tra la quantità di risorsa idrica derivata e l'energia elettrica prodotta
GWh/anno	Energia elettrica destinata ai pompaggi
n°	Incremento del numero di accumuli (invasi)
$k_{tep_{eolico}}$ /anno	
% <sub>eolico</sub>	Incremento percentuale rispetto all'obiettivo assegnato dal PEAR nelle aree strategiche per l'eolico
$k_{tep_{FTV}}$ /anno	
$k_{tep_{BIOMtot}}$ /anno	
Kmq <sub>rete</sub> / Kmq <sub>regione</sub>	porzioni territoriali infrastrutturate da smart grids
<b>Indicatori specifici FER_C</b>	
$k_{tep_{termici}}$ /anno	
$k_{tep_{solareth}}$ /anno	
$k_{tep_{pompecalore}}$ /anno	
$k_{tep_{geotermia}}$ /anno	
$k_{tep_{BIOMsolide}}$ /anno	
$k_{tep_{calorederivato}}$ /anno	
$K_{tep_{biomlocale}}$ /anno	Quota di biomassa solida da filiera locale
<b>Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub></b>	
Ton CO <sub>2</sub> /anno	Limitatamente ai comparti, sui quali il PEAR può avere un'influenza sostanziale es. PA

**Macro-obiettivo: RIDURRE I CONSUMI ENERGETICI NEGLI USI FINALI.**

<b>Indicatori generali</b>	
ktep/anno	riduzione del CFL regionale
Indicatori specifici EE	
ktep <sub>civile</sub> /anno	riduzione del CFL nel settore civile
ktep <sub>PA</sub> /anno	riduzione del CFL nel comparto della Pubblica Amministrazione
ktep <sub>IP</sub> /anno	riduzione del CFL nel settore dell'Illuminazione Pubblica comunale
ktep <sub>ospedali</sub> /anno	riduzione del CFL nel comparto ospedaliero-sanitario
ktep <sub>trasporti</sub> /anno	riduzione del CFL nel settore dei trasporti
ktep <sub>produttivo</sub> /anno	riduzione del CFL nel settore produttivo
n°	incremento delle ESCO certificate UNI 11352 con sede legale in Piemonte

**Macro-obiettivo: FAVORIRE IL POTENZIAMENTO IN CHIAVE SOSTENIBILE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE.**

<b>Indicatori generali</b>	
Kmq <sub>rete</sub> /Kmq <sub>regione</sub>	porzioni territoriali infrastrutturate da smart grids
n° intese <sub>elementiRTN</sub>	intese regionali rilasciate all'autorizzazione di progetti sviluppo RTN
n° impianti accumulo	
mc di fluido vettore termico	stoccato negli accumuli, Incremento della capacità di stoccaggio dell'energia termica per il TLR nell'area metropolitana di Torino