

deliberazione n. 42

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR 2020).
DECRETO LEGISLATIVO 3 MARZO 2011, N. 28.
DECRETO DEL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO 15 MARZO 2012

ESTRATTO DEL PROCESSO VERBALE
DELLA SEDUTA DEL 20 DICEMBRE 2016, N. 51

Il Presidente pone in discussione il seguente punto all'o.d.g.: proposta di atto amministrativo n. 28/16, a iniziativa della Giunta regionale "Piano energetico ambientale regionale (PEAR 2020). Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 marzo 2012" dando la parola al consigliere di maggioranza Andrea Biancani e al consigliere di minoranza

Peppino Giorgini, relatori della III Commissione assembleare permanente;
omissis

Al termine della discussione, il Presidente pone in votazione la seguente deliberazione:

L'ASSEMBLEA LEGISLATIVA REGIONALE

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";

Visto il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 marzo 2012 "Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)";

Vista la proposta della Giunta regionale;

Visto il parere favorevole di cui all'articolo 16 bis della l.r. 15 ottobre 2001, n. 20 in ordine alla regolarità tecnica e sotto il profilo di legittimità del Dirigente della posizione di funzione rete elettrica regionale, autorizzazioni energetiche, gas ed idrocarburi, nonché l'attestazione dello stesso che dalla deliberazione non deriva né può comunque derivare un impegno di spesa a carico della Regione, resi nella proposta della Giunta regionale;

Preso atto che la predetta proposta è stata preventivamente esaminata, ai sensi del comma 1 dell'articolo 22 dello Statuto regionale, dalla

Commissione assembleare permanente competente in materia;

Visto il parere espresso, ai sensi dell'articolo 4, comma 1, della l.r. 26 giugno 2008, n. 15, dal Consiglio regionale dell'economia e del lavoro, nel termine ridotto dal Presidente dell'Assemblea legislativa ai sensi dell'articolo 9, comma 2, lettera b), della citata legge;

Visto l'articolo 21 dello Statuto regionale;

DELIBERA

di approvare il Piano energetico ambientale regionale (PEAR 2020) di cui all'allegato A che costituisce parte integrante e sostanziale della presente deliberazione e che si compone dei seguenti elaborati:

- Relazione di Piano;
- Allegato 1) Disciplinare di attuazione;
- Allegato 2) Criteri e Misure di Mitigazione ambientale;
- Allegato 3) Bilancio Energetico Ambientale Regionale (BER);
- Allegato 4) Dichiarazione di sintesi del procedimento di VAS.

Avvenuta la votazione, il Presidente ne proclama l'esito: "l'Assemblea legislativa regionale approva"

IL PRESIDENTE

f.to Antonio Mastrovincenzo

IL CONSIGLIERE SEGRETARIO

f.to Boris Rapa

Allegato A

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PEAR 2020

Adeguamento al DM 15 marzo 2012

INDICE
RELAZIONE DI PIANO

1	INTRODUZIONE	5
1.1	Obiettivi e contenuti.....	5
1.1.1	Struttura dell'aggiornamento del PEAR	5
1.1.2	Burden Sharing	6
2	EVOLUZIONE DEL CONTESTO ECONOMICO E NORMATIVO	9
2.1	Evoluzione del contesto: prospettive e scenari al 2020	9
2.1.1	Il contesto mondiale	9
2.1.2	Il prezzo del petrolio	10
2.1.3	La politica UE in materia di energia e clima	11
2.1.4	Scenari italiani	12
2.1.5	Produzione sostenibile di idrocarburi	16
2.1.6	Raffinazione di carburanti	20
2.1.7	Approvvigionamento di gas naturale	24
2.1.8	Stoccaggio di gas naturale	26
2.1.9	Eolico off-shore.....	27
2.1.10	Fattori che possono influenzare la domanda di energia nelle Marche	29
2.2	Aggiornamenti normativi.....	33
2.2.1	Riduzione delle emissioni di gas climalteranti.....	33
2.2.2	Sviluppo e incentivazione delle energie rinnovabili	35
2.2.3	Efficienza energetica	41
2.2.4	Il nuovo decreto Conto Energia Termico 2.0.....	42
2.2.5	Efficienza energetica in edilizia	43
2.2.6	Il Burden Sharing	45
3	SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE (BER).....	49
3.1	Consumi di Energia	49
3.1.1	Sintesi dei consumi finali per settore di utilizzo e fonte energetica	49
3.1.2	Consumi di Energia Elettrica.....	52
3.1.3	Consumi di Gas Naturale	54
3.1.4	Consumi di Derivati del Petrolio	55
3.2	Produzione di energia elettrica	56
3.2.1	Produzione di energia elettrica da fonti fossili.....	57
3.2.2	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.....	60
3.3	Produzione di energia termica da fonti rinnovabili	69
3.4	Stato del deficit elettrico	70
4	STATO DI ATTUAZIONE DEL PEAR	72
4.1	Domanda di energia: l'efficienza energetica	72
4.1.1	Efficienza energetica in edilizia	73
4.1.2	L'efficienza energetica nei diversi settori.....	82
4.2	Offerta di energia.....	85
4.2.1	Le fonti rinnovabili elettriche	85
4.2.2	Lo sviluppo della cogenerazione	89
4.3	Le iniziative promosse dalla Regione.....	90

4.3.1	Interventi normativi: leggi, delibere e altro	90
4.3.2	Iniziative di promozione delle linee di attuazione del PEAR	93
4.4	Individuazione dei settori critici	97
5	SCENARI E OBIETTIVI REGIONALI AL 2020 IN ADEGUAMENTO AL BURDEN SHARING	99
5.1	Note metodologiche per la definizione degli scenari	99
5.1.1	Definizione dell'anno base e dei relativi valori iniziali	101
5.2	Domanda di energia (CFL): proiezioni al 2020	102
5.2.1	Industria.....	102
5.2.2	Trasporti	104
5.2.3	Terziario.....	106
5.2.4	Domestico.....	107
5.2.5	Agricoltura	109
5.2.6	Considerazioni conclusive relative ai CFL	110
5.3	Fonti di Energia Rinnovabile Elettrica (FER-E): proiezioni al 2020.....	114
5.3.1	FER-E: idroelettrico.....	115
5.3.2	FER-E: biomasse.....	117
5.3.3	FER-E: produzione da fonte solare	118
5.3.4	FER-E: eolico	120
5.3.5	FER-E: sintesi degli scenari	122
5.4	Fonti di Energia Rinnovabile Termica (Calore) (FER-C): proiezioni al 2020	125
5.4.1	FER-C: settore industriale	127
5.4.2	FER-C: settore terziario e domestico	128
5.4.3	FER-C: agricoltura	129
5.4.4	FER-C: sintesi degli scenari	131
5.5	Confronto fra gli obiettivi del D.M. Burden Sharing e gli scenari delineati	134
5.5.1	Consumi finali lordi.....	134
5.5.2	Rinnovabili elettriche.....	134
5.5.3	Rinnovabili termiche.....	135
5.6	Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012	136
6	STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE AL 2020 E LINEE GUIDA AL 2030	138
6.1	Contesto.....	138
6.2	Risparmio ed Efficienza energetica.....	140
6.3	Diversificazione equilibrata delle fonti di energia	141
6.4	Produzione di energia elettrica e generazione distribuita in autoconsumo	143
6.4.1	Raggiungimento del pareggio tra produzione e consumi di energia elettrica....	144
6.4.2	Generazione distribuita	146
6.5	Sviluppo ed efficientamento delle infrastrutture energetiche di rete	149
6.5.1	Stato della rete di trasmissione – Smart Grids (Terna)	150
6.5.2	Miglioramento della Rete di Trasmissione dell'energia elettrica.....	159
6.5.3	Smart Grid	164
6.5.4	Reti di teleriscaldamento	165
6.5.5	Reti per la mobilità elettrica	166
6.6	Linee guida al 2030	167

7	SISTEMA DI AZIONI E MONITORAGGIO	171
7.1	Sistema di azioni per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing	171
7.1.1	Programmazione comunitaria 2014-2020.....	173
7.1.2	Azioni di contenimento dei CFL e di sviluppo delle FER-C.....	180
7.1.3	Azioni di sviluppo delle FER-E.....	186
7.1.4	Dettaglio delle principali azioni regionali	188
7.1.5	Dettaglio delle principali azioni regionali per la Pubblica Amministrazione.....	191
7.1.6	Indirizzi per lo sviluppo di biometano e syngas.....	201
7.1.7	Iniziative di ricerca e sviluppo	202
7.2	Monitoraggio.....	203
8	ALLEGATI.....	207
	Allegato 1) Disciplinare di attuazione	
	Allegato 2) Criteri e Misure di mitigazione ambientale	
	Allegato 3) Bilancio Energetico Ambientale Regionale (BER)	
	Allegato 4) Dichiarazione di sintesi del procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS)	

RELAZIONE DI PIANO

1 INTRODUZIONE

Il presente Documento rappresenta l'aggiornamento del Piano Energetico-Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Marche. Il PEAR, approvato dal Consiglio regionale il 16 febbraio 2005, costituisce il punto di partenza per ogni analisi e verrà citato nel seguito, a scanso di equivoci, come **PEAR2005**¹.

I motivi che rendono necessario l'aggiornamento del PEAR sono principalmente due:

- ✓ la regionalizzazione degli obiettivi del "Piano europeo per l'Energia e il Clima", approvato con Decisione n. 406/2009/CE² e Direttiva 2009/28/CE³, denominato "Strategia 20.20.20" e recepito con D.lgs. 28/2011⁴. In Italia gli obblighi assegnati dall'Unione Europea sono stati suddivisi tra le diverse Regioni con il D.M. 15 marzo 2012⁵, noto come Decreto "Burden Sharing" (letteralmente: condivisione dell'onere), e sono diventati cogenti per le Regioni stesse.
- ✓ il mutato contesto socio-economico, il quale modifica di fatto, rispetto al PEAR2005, parte degli obiettivi e le modalità per raggiungerli. Ciò impone una revisione di alcune delle azioni del PEAR2005 e un'analisi critica delle linee strategiche che costituivano le fondamenta applicative di quello strumento di pianificazione, per capire se possa essere ribadita la loro validità e attualità o se esse vadano riviste alla luce delle mutazioni intervenute nel contesto.

1.1 Obiettivi e contenuti

Gli obiettivi che questo aggiornamento del PEAR persegue sono pertanto:

- ✓ la definizione delle modalità con cui la Regione Marche intende far fronte agli obblighi cogenti previsti dal D.M. 15 marzo 2012 in termini di adeguamento della percentuale di energia rinnovabile sui consumi finali lordi;
- ✓ la revisione della Strategia Energetica Regionale al 2020, alla luce del mutato contesto socio-economico.

1.1.1 Struttura dell'aggiornamento del PEAR

Le modalità per il raggiungimento degli obiettivi elencati al punto precedente verranno dettagliate nel presente documento, organizzato secondo la seguente articolazione in capitoli:

- 1) INTRODUZIONE: contiene le motivazioni che hanno reso necessario l'aggiornamento del PEAR, i suoi obiettivi e la sua articolazione, nonché i contributi che ne hanno reso possibile la redazione.

¹ Piano Energetico-Ambientale Regionale della Regione Marche (PEAR2005) approvato con Deliberazione Amministrativa del Consiglio Regionale n. 175 del 16 febbraio 2005 e pubblicato sul B.U.R. n. 24 del 9 marzo 2005, reperibile su:

<http://www.ambiente.regione.marche.it/Energia/PianoEnergeticoAmbientaleRegionale.aspx>

² Decisione 406/2009/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020, reperibile su:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:IT:PDF>

³ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, reperibile su: [http://eur-](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2009L0028:20090625:IT:PDF)

[lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2009L0028:20090625:IT:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2009L0028:20090625:IT:PDF)

⁴ Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" pubblicato sulla G.U. n. 71 del 28 marzo 2011, Suppl. Ordinario n. 81

⁵ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012 "Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)" pubblicato sulla G.U. n. 78 del 2 aprile 2012 e succ. mod.

- 2) ANALISI DELL'EVOLUZIONE DEL CONTESTO ECONOMICO E NORMATIVO: vengono riassunte l'evoluzione del contesto socio-economico che ha dettato la necessità di revisione del PEAR e l'evoluzione del contesto normativo che pone i vincoli sulle modalità di realizzazione delle linee di indirizzo della politica regionale in tema di energia.
- 3) SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE (BER): il Bilancio Energetico Regionale costituisce il punto di partenza per ogni analisi e per ogni esercizio di pianificazione. Qui verrà riportata una sintesi del Bilancio Energetico relativo agli ultimi anni; il documento nella sua interezza appare in allegato.
- 4) SINTESI DELLO STATO DI ATTUAZIONE DEL PEAR: a undici anni di distanza dalla approvazione del PEAR2005 vengono elencate le misure adottate dalla Regione Marche per la sua attuazione.
- 5) BURDEN SHARING: viene presentata l'esposizione organica, specifica per la Regione Marche, di tutte le grandezze che concorrono alla definizione del quoziente imposto dal "Burden Sharing". La stima relativa alle Marche al 2020 sarà poi confrontata con le proiezioni riportate nel D.M. 15 marzo 2012 per verificare se è fattibile l'effettivo raggiungimento degli obiettivi cogenti.
- 6) STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE: sulla base degli elementi emersi nei capitoli precedenti e dell'analisi critica dei risultati positivi e negativi del PEAR2005 viene delineata, al fine di perseguire gli obiettivi "burden sharing", la Strategia Energetica Regionale al 2020 per ciò che riguarda: il risparmio e l'efficienza energetica, la produzione di energia elettrica e la generazione distribuita, lo sviluppo e l'efficientamento delle infrastrutture energetiche di rete. Viene, inoltre, presentata una sorta di Road Map al 2030 con l'obiettivo di stabilire una serie di indicazioni per la politica energetica regionale con orizzonte temporale più lungo di quello del presente Piano, capace di adeguare il sistema regionale agli obiettivi perseguiti dall'Unione Europea con la propria strategia al 2030 (cfr. § 2.1.3).
- 7) SISTEMA DI AZIONI E MONITORAGGIO: viene proposto il sistema delle azioni che si intende mettere in atto per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing e viene introdotto il piano per il monitoraggio dei risultati conseguiti.
- 8) ALLEGATI (Disciplinare di Attuazione, Misure e Criteri di Mitigazione ambientale, Bilancio Energetico Regionale, Dichiarazione di Sintesi del procedimento di Valutazione Ambientale del Piano)

1.1.2 Burden Sharing

Il "Piano europeo per l'Energia e il Clima", meglio noto come "Strategia 20.20.20" e recepito con D.lgs. 28/2011, ha assegnato all'Italia i seguenti obiettivi vincolanti:

- ✓ ridurre del 13% le emissioni di gas effetto serra entro il 2020 rispetto al 2005;
- ✓ portare al 17% la quota dei consumi da fonti rinnovabili/consumi finali;
- ✓ ridurre del 20% i consumi di energia entro il 2020 rispetto al 2005;

L'obiettivo italiano del 17% è stato ripartito a livello regionale con il D.M. 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing). Il Decreto "Burden Sharing" stabilisce la ripartizione tra le Regioni e le Province Autonome della **quota minima di consumo di energia da fonti rinnovabili al 2020**. In particolare, il D.M. assegna alla Regione Marche la quota del **15,4%**. Tale percentuale esprime il rapporto tra i consumi di energia da fonti rinnovabili (elettrica FER E + termica FER C) e i consumi finali lordi di energia (CFL), come illustrato in Tabella 1.

Il perseguimento dell'obiettivo al 2020, richiede alla Regione Marche indicativamente:

- ✓ di incrementare del **124%** il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili passando da 60 ktep a 134 ktep (FER E);
- ✓ di incrementare del **1095%** il consumo di energia termica da fonti rinnovabili passando da 34 a 406 ktep (FER C);

Tabella 1: obiettivi del Burden Sharing per le Marche⁶

		valore di partenza assegnato*	obiettivo minimo Marche 2020
CFL ⁷	[ktep] ⁸	3.622	3.513
FER-E ⁹	[ktep]	60	134
FER-C ¹⁰		34	406
(FER-E+FER-C)/CFL	%	2,6	15,4

* valore medio calcolato su diversi anni di riferimento, stima MISE

Gli obiettivi di settore sopra indicati e le relative percentuali di incremento costituiscono una mera linea d'indirizzo, in quanto il **D.M. Burden Sharing vincola la Regione esclusivamente al perseguimento dell'obiettivo del 15,4%** e attribuisce alla pianificazione regionale in materia di energia, in quanto materia concorrente Stato-Regioni, la competenza all'individuazione e all'articolazione delle singole componenti. In definitiva l'obiettivo vincolante è semplicemente quello rappresentato dall'equazione (1) qui di seguito:

$$\frac{\text{FER-E} + \text{FER-C}}{\text{CFL}} = 0,154 \quad (1)$$

Spetta quindi al Piano Energetico Ambientale Regionale articolare l'obiettivo del 15,4% in:

- ✓ consumo di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2020 per fonte (eolica, idroelettrica, fotovoltaica e biomasse);
- ✓ consumo di energia termica da fonte rinnovabile al 2020 per fonte (biomasse, geotermia, e solare termico) per uso (uso diretto, teleriscaldamento e biometano immesso in rete) per settore (residenziale, terziario, agricoltura e industria);
- ✓ consumo finale lordo.

L'obiettivo minimo del **15,4%** d'incremento del consumo di energia da fonte rinnovabile è inoltre ripartito su scala temporale, come indicato dalla Tabella 2.

Tabella 2: obiettivi minimi del Burden Sharing per le Marche, ripartiti su scala temporale¹¹

	Obiettivo minimo regionale per l'anno (%)					
	anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4

Il perseguimento dei sopra indicati obiettivi minimi è vincolante a partire dal 2016, e in caso di mancato rispetto a partire dal 2017 è previsto l'avvio della procedura di commissariamento. Atteso che l'obiettivo vincolante per la Regione Marche è il raggiungimento del rapporto del 15,4% tra l'energia da fonte rinnovabile prodotta in Regione (calcolata come somma dell'Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile, FER-E, e dell'Energia come Calore da Fonte Rinnovabile, FER-C), ed i Consumi

⁶Allegato 1 al D.M. 15 marzo 2012

⁷CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al successivo § 2.2.4

⁸[ktep], migliaia di tep, tonnellate equivalenti di petrolio (1 tep è pari a 41,87 GJ, o 11,63 MWh)

⁹FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite al successivo § 2.2.4

¹⁰FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite al successivo § 2.2.4

¹¹D.M. 15 marzo 2012, Tabella A

Finali Lordi (CFL), occorre studiare preventivamente i 3 contributi in maniera separata per capire come si formano e per individuare una strategia al 2020:

- ✓ valida per ciascuno di essi presi singolarmente, e
- ✓ capace, nel suo complesso, di raggiungere l'obiettivo vincolante.

Nel seguito i 3 contributi (CFL, FER-E, FER-C) verranno analizzati separatamente utilizzando come riferimento i valori riportati nell'allegato 1 del D.M. 15 marzo 2012 e anche i valori che il MISE ha utilizzato per ripartire gli obiettivi a livello regionale, ottenuti attraverso una metodologia elaborata da RSE (Società pubblica di ricerca sul sistema energetico), che disaggrega gli obiettivi per fonte¹². I risultati stimati con tale metodologia verranno confrontati con i risultati ottenuti nel seguito del presente Documento per il tramite di una metodologia che, partendo dalla situazione attuale, consente di stimare le proiezioni al 2020 per la Regione Marche attraverso lo studio specifico delle diverse situazioni (disaggregate per fonte e per settore di utilizzo) nel contesto marchigiano. L'obiettivo è, naturalmente, quello di costruire un percorso che sia al tempo stesso:

- ✓ capace di raggiungere e mantenere l'obiettivo minimo del 15,4%, e
- ✓ quanto più possibile ritagliato sulle reali condizioni del territorio regionale e sulla reale fattibilità delle misure ipotizzate per il conseguimento del risultato.

¹²Allegato 2 al D.M. 15 marzo 2012

2 EVOLUZIONE DEL CONTESTO ECONOMICO E NORMATIVO

2.1 Evoluzione del contesto: prospettive e scenari al 2020

Gli anni dal 2006 al 2016 sono stati del tutto particolari sotto molti aspetti, non da ultimo quello energetico. Tutti gli scenari elaborati prima del 2008 sono infatti da considerarsi superati a causa del manifestarsi di una crisi economica che ha prodotto anche un chiarissimo ed evidente calo della domanda complessiva di energia; il legame fra energia ed economia è così stretto che l'intervento di variabili economiche imprevedute conduce inevitabilmente anche a modifiche nelle previsioni energetiche.

Per questa ragione risulta ancora limitato il numero di fonti che possano essere prese come base di analisi per identificare possibili scenari energetici al livello regionale, in quanto tutte quelle che non tengono conto di quanto avvenuto dal 2008 sono da escludere in quanto obsolete;

d'altra parte, visto che il tempo di reazione dei sistemi di monitoraggio e analisi dei dati energetici su scala internazionale o nazionale è nell'ordine delle decine di mesi ne consegue che l'elaborazione di previsioni e scenari è al momento una attività soggetta ad elevate incertezze ma necessaria in quanto tutte le valutazioni riferite alla implementazione di politiche o azioni che mirino a intervenire sull'assetto energetico devono necessariamente essere valutate alla luce di ipotesi e proiezioni su ciò che avverrà in futuro.

In questo momento tale necessità emerge con inconsueta urgenza anche per via delle implicazioni della cosiddetta "Strategia europea 20-20-20"¹³¹⁴¹⁵, nell'ambito della quale la Direttiva Europea 28/2009/CE costituisce il pilastro portante per il perseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili. La direttiva, che è stata recepita dalla legislazione nazionale italiana con D.lgs. 28/2011, è attuata con diversi provvedimenti ministeriali, ed in particolare con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012¹⁶ (DM Burden Sharing), il quale, come si è già visto, ha forti ricadute a tutti i livelli territoriali compreso il livello regionale.

2.1.1 Il contesto mondiale

In realtà non ci sono molti legami diretti fra ciò che avviene al livello globale e la domanda di energia di un particolare territorio quale la Regione Marche. Il nesso più diretto è quello legato al prezzo del petrolio, i cui effetti, però, sono ridotti per via del fatto che in generale esso insiste su voci energetiche poco elastiche, quali in particolare il riscaldamento degli ambienti e i trasporti. Inoltre le voci legate al prezzo del petrolio sono nelle Marche ancor meno comprimibili che nel resto d'Italia, in quanto le tipologie di industrie presenti mostrano tassi di consumo di energia termica inferiori alla media nazionale.

Uno sguardo al contesto mondiale è sempre utile, comunque, per identificare tendenze di lungo periodo i cui effetti non sono quasi mai immediati, ma spesso consentono di anticipare eventi o tendenze future.

¹³Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, reperibile su: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2009L0028:20090625:IT:PDF>

¹⁴ Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" pubblicato sulla G.U. n. 71 del 28 marzo 2011, Suppl. Ordinario n. 81

¹⁵ Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" pubblicato sulla G.U. n. 71 del 28 marzo 2011, Suppl. Ordinario n. 81

¹⁶ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012 "Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)" pubblicato sulla G.U. n. 78 del 2 aprile 2012 e succ. mod.

Il documento più autorevole al riguardo è il World Energy Outlook¹⁷, che ogni anno viene redatto dall'International Energy Agency. Esso contiene dei dati consuntivi di consumo e degli scenari e tendenze per il futuro. Alcune delle previsioni esposte sono riprese in premessa dalla “**Strategia Energetica Nazionale**”¹⁸, (approvata con Decreto Interministeriale dell’8 marzo 2013¹⁹, nel seguito abbreviata con l’acronimo “**SEN**”).

Va osservato come il principale documento nazionale di pianificazione energetica sia stato redatto con il prezzo del barile di petrolio a 110\$, questo ha sicuramente influenzato la redazione della SEN²⁰: gli obiettivi al 2020, in chiave di risparmi stimati in 5 mld di € annui, derivanti dal raddoppio della produzione nazionale di idrocarburi, ottenuta portando dal 7% al 14% il contributo nazionale sul fabbisogno energetico totale, sono stati più che raddoppiati solo grazie al crollo del prezzo del barile. Ad oggi l'Unione Petrolifera italiana ha stimato, per il 2014 e per il 2015, in 11mld di € i risparmi annui sulla bolletta energetica nazionale derivanti dall'attuale prezzo del barile di petrolio inferiore ai 40 - 50 US\$ a barile.

Vengono qui riportate alcune delle indicazioni di maggior momento offerte dall’Outlook e riprese dalla SEN:

- ✓ la domanda mondiale di energia viene prevista in aumento (+35% al 2035) ma con andamento fortemente differenziato (Paesi in via di sviluppo con +60%);
- ✓ si registra un miglioramento globale dell’efficienza energetica, con intensità energetica in diminuzione dell’1.8%. Tale dato è messo in relazione al fatto che l’aumento del prezzo di molte risorse energetiche ha indotto a logiche “di mercato” anche nell’efficientamento energetico;
- ✓ tra le fonti di energia il gas e le rinnovabili sono sempre più in espansione a scapito soprattutto del petrolio. Questa forte espansione delle rinnovabili è accompagnata da un’importante espansione economica del mercato ad esse collegato e da una conseguente riduzione dei costi delle tecnologie.

Per quel che riguarda le prospettive future è sempre da rimarcare il fatto che le previsioni indicano che i combustibili fossili continueranno ad essere la principale fonte per il soddisfacimento della domanda mondiale di energia sicuramente fino al 2035.

Al riguardo, fra l’altro, anche la crescita esponenziale nello sfruttamento dello shale-gas rappresenta un fattore importante che ripositiona tutte le pedine nel complesso scacchiere energetico mondiale: infatti la possibilità di attingere a tale risorsa in maniera economicamente vantaggiosa da parte degli Stati Uniti è uno dei fattori che nell’immediato ha contribuito alla ripresa economica dell’America del Nord, e che sul lungo periodo riduce le necessità di approvvigionamento estero per gli Stati Uniti. Ciò ha provocato notevoli conseguenze su tutta la politica energetica del pianeta: il boom dello shale americano è infatti tra le cause dell'attuale "guerra" sul prezzo del barile, scatenata dai Paesi Opec, Arabia Saudita in testa, preoccupati per la perdita di quote di mercato.

2.1.2 Il prezzo del petrolio

Se il prezzo del petrolio stazionerà a lungo al di sotto dei 50 dollari a barile, alcune delle azioni di green economy e di contrasto al Climate Change, che il nostro Paese si è impegnato ad adottare, rischiano di subire delle ripercussioni soprattutto nel medio-breve periodo. Il basso prezzo del petrolio rischia di rendere meno appetibile ogni scelta a favore della mobilità elettrica e sostenibile e di porre ostacoli alla diffusione dell'Economia Circolare. L'attuale prezzo del petrolio ha drammaticamente penalizzato il mercato delle auto a gas, che è crollato negli ultimi 2 anni, essendo per i consumatori, abituati a ragionare con il portafoglio e nell'immediato, più conveniente al

¹⁷reperibile su: <http://www.worldenergyoutlook.org/>

¹⁸reperibile su: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf

¹⁹ Decreto Interministeriale MISE-MATTM dell’8 marzo 2013, reperibile su: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/decreto-8marzo2013-sen.pdf>

²⁰ cap. 4.6 Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali

momento acquistare un'auto a benzina o a diesel. A maggior ragione è a rischio lo sviluppo del mercato delle auto elettriche, da cui si aspetta un sostanziale contributo nei prossimi anni, anche in chiave di storage domestico.

Gli stessi investimenti in ricerca sui biocarburanti di seconda generazione ed il conseguente loro utilizzo rischierebbero di essere pesantemente messi in crisi.

Un aspetto rilevante è l'elevato utilizzo dei depositi esistenti di stoccaggio degli idrocarburi: essi, infatti, in attesa di prezzi del petrolio più alti, sono diventati la naturale risposta al mancato taglio di produzione dell'OPEC ed al conseguente surplus di prodotto.

A gennaio 2016 "l'indicatore ARA²¹", che rappresenta la quantità di idrocarburi stoccati nel triangolo Amsterdam-Rotterdam-Anversa, è ai massimi da gennaio 2014, segnale abbastanza inequivocabile che il prezzo del barile nel 2016 difficilmente supererà in modo stabile i 50US\$ e che le vendite di auto a benzina caratterizzerà il mercato dell'auto anche nei prossimi mesi. Non a caso, anche le previsioni sul prezzo medio del barile di greggio elaborate della Banca Mondiale e diffuse a gennaio 2016 con il "Commodity Markets Outlook" sono state riviste al ribasso.

Il rallentamento dell'economia cinese, confermato ad inizio 2016 dall'ultimo piano quinquennale di Pechino, non fa, inoltre, prevedere una ripresa dei consumi petroliferi da parte del gigante asiatico, da qui la soluzione paventata per aumentare la capacità mondiale di stoccare riserve di greggio estratto a prezzi di mercato così bassi è quella di mantenere in vita la vetusta flotta mondiale di petroliere per usarle per stoccaggi in mare aperto.

2.1.3 La politica UE in materia di energia e clima

La politica della Unione Europea in materia di energia ha visto una ridefinizione del quadro generale con l'approvazione del pacchetto "Unione dell'Energia" (COM(2015)80final, 25/2/2015)²².

Viene lanciato uno schema per una politica più ambiziosa anche per il clima secondo i tre assi portanti dell'energia sicura, sostenibile e competitiva.

Per ottenere questi risultati si propone una drastica trasformazione del sistema energetico europeo con una strategia articolata sulle seguenti cinque dimensioni:

1. sicurezza degli approvvigionamenti;
2. integrazione dei mercati;
3. efficienza per contenere la domanda;
4. decarbonizzazione dell'economia;
5. ricerca e sviluppo per la competitività.

E' soprattutto la terza dimensione che contiene utili raccomandazioni per i governi locali, mentre le altre dimensioni interpellano principalmente attori nazionali.

Infatti nella terza dimensione, che declina l'obiettivo UE di miglioramento della efficienza di almeno il 27% entro il 2030, viene data enfasi a temi quali progettazione ecocompatibile, smart cities, ZEB, Patto dei Sindaci, elettrificazione dei trasporti, smart grids.

In sequenza logica a novembre 2015 la CE ha presentato lo "Stato dell'Unione dell'Energia" (COM(2015)572final, 18/11/2015)²³ che analizza i progressi compiuti dai vari stati e delinea azioni future; di particolare interesse appare l'Annex 2 che contiene orientamenti destinati agli stati per i piani nazionali per l'energia e il clima.

Per l'Italia il documento certifica il raggiungimento del 17% di energia da Fonti Rinnovabili entro il 2020 (confermato ufficialmente da EUROSTAT il 10/2/2016). Tuttavia la Commissione segnala che sono necessari ulteriori sforzi per l'efficienza energetica per mantenere la tendenza al ribasso della domanda anche in presenza di auspicabili prossimi aumenti del PIL.

²¹<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=25132>

²²reperibile su: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0018.01/DOC_1&format=PDF

²³reperibile su: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/IT/1-2015-572-IT-F1-1.PDF>

Di interesse per la pianificazione a livello locale è che per centrare gli obiettivi al 2030 (fissati dal Consiglio nel documento EUCO169/14 del 24/1/2014)²⁴, la Commissione si impegna a presentare entro il 2016 una serie di proposte legislative per allineare la direttiva sulla efficienza energetica. Anche per le FER la Commissione nel 2016 proporrà un nuovo pacchetto che comprenderà anche una nuova politica per le biomasse e i biocombustibili sostenibili.

Infine nella comunicazione “Dopo Parigi...” (COM(2016)110final del 2/3/2016)²⁵, si riportano le valutazioni delle implicazioni sulla politica energetica-ambientale dell’accordo di Parigi. Dato il rilievo si propone che la UE notifichi al più presto possibile, anche i dibattiti nei Parlamenti nazionali, firmando l’accordo a New York a partire dal 22 aprile 2016. Infatti l’Accordo non solo è opportunità di trasformazione economica, crescita e creazione di posti di lavoro, ma è anche elemento cruciale per la realizzazione di obiettivi di sviluppo sostenibile e delle priorità della UE in tema di investimenti, competitività economia circolare, ricerca, innovazione e transizione energetica.

Dunque l’impegno della UE a favore della transizione verso una energia pulita è “irreversibile e non negoziabile” e per questo il ruolo delle città, della società civile e delle parti sociali sarà decisivo e le smart cities e le comunità urbane sono i luoghi in cui si realizzeranno le maggiori trasformazioni con un rafforzamento del Patto dei Sindaci e la creazione di “one stop shops” (sportello unico) per le autorità locali.

2.1.4 Scenari italiani

Vengono qui sinteticamente presentati alcuni scenari che mostrano le proiezioni della domanda complessiva di energia in Italia fino al 2020 o al 2030.

I primi scenari che si possono esaminare sono quelli contenuti nel “**Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell’Italia**” (PAN)²⁶. Tale documento riveste una importanza particolare: infatti esso contiene una serie di scenari che sono stati elaborati nel 2010 dal Ministero dello Sviluppo Economico in conformità alla direttiva 2009/28/CE ed alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009 che prevedono, appunto, l’implementazione al livello nazionale degli obiettivi europei.

Nonostante gli scenari siano stati elaborati partendo da una base dati che non va oltre il 2008-2009 e che quindi tiene conto solo dei primi effetti della crisi economica²⁷, essi costituiscono di fatto il riferimento più importante per due ragioni:

- ✓ sono alla base del DM 15 marzo 2012 “DM Burden Sharing” che ha poi fissato gli obiettivi regionali;
- ✓ sono redatti in conformità alle disposizioni di cui all’articolo 5 della direttiva 2009/28/CE.

Riguardo al secondo punto ci sono alcune novità nella redazione e nella esposizione di tali dati. Innanzitutto non si parla più di consumi totali di energia primaria, bensì di consumi finali lordi (si vedano la Figura 1 e il paragrafo 2.2.6 per dettagli); inoltre i settori di consumo vengono così rivisti e distinti in consumi di energia nei settori elettricità, riscaldamento e raffrescamento e trasporti²⁸ (si veda la Figura 2).

²⁴reperibile su: http://italia2014.eu/media/3310/conclusioni_23-e-24-ottobre-2014.pdf

²⁵reperibile su: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/IT/1-2016-110-IT-F1-1.PDF>

²⁶pubblicato in data 30 giugno 2010, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

²⁷ Per lo scenario di riferimento sono stati interpolati i valori 2010, 2015 e 2020 dello scenario Baseline dello studio “Primes Modelbased Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables” nel suo aggiornamento 2009. Per lo scenario a efficienza energetica supplementare, per i consumi finali lordi nei settori Riscaldamento e raffreddamento, Elettricità e Trasporti ai sensi dell’art.3, par.4, lett.a), si è supposto un andamento lineare tra i valori 2008 e il 2020. Il consumo finale totale è dato, per ogni anno, dalla somma dei consumi finali nel settore Riscaldamento e raffreddamento e nel settore Elettricità calcolati come sopra più i consumi finali del settore Trasporti calcolati nel complesso, esclusa l’elettricità, e non ai sensi dell’art.3, par.4, lett.a).

²⁸ Ci sono poi i trasporti aerei che sono scorporati, ma che comunque sono da considerare come parte della voce complessiva dei trasporti

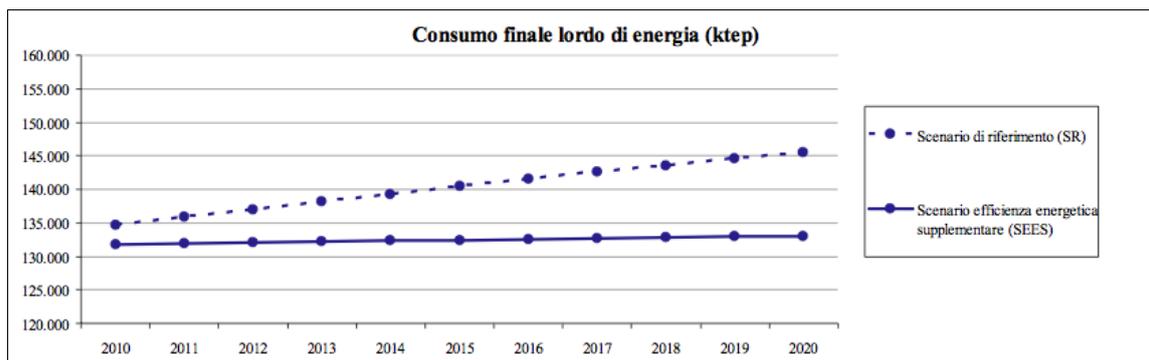


Figura 1: scenari di evoluzione dei consumi finali lordi di energia in Italia²⁹

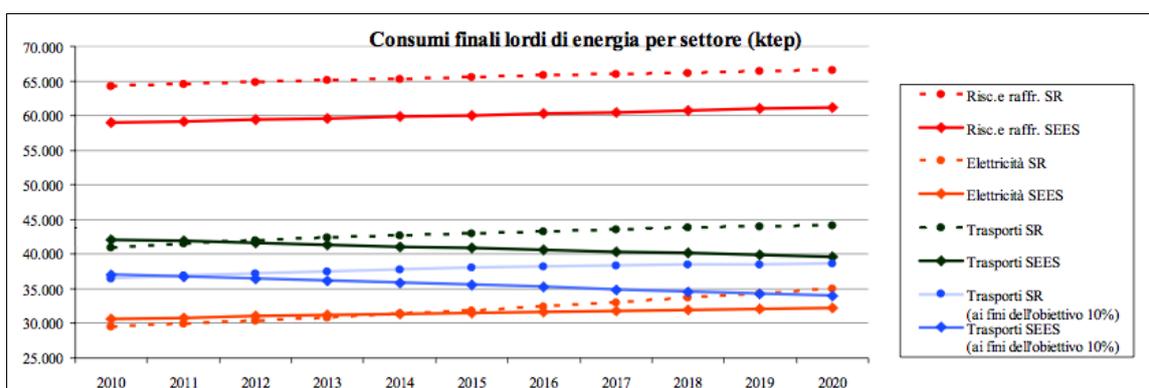


Figura 2: scenari di evoluzione dei consumi finali lordi di energia per settore in Italia³⁰

La ragione di questa nuova modalità di aggregazione sta nel fatto che essa è funzionale ad evidenziare la quota di energia rinnovabile introdotta nel sistema e consumata su ciascuna di queste voci; non a caso, infatti, il totale dell'energia rinnovabile consumata è distinto proprio nelle stesse tre voci qui identificate.

Le traiettorie presentate sono sempre due: una è lo scenario "consumo di energia atteso", che è sostanzialmente un "business as usual", denominato SR (scenario di riferimento); esso contiene le misure adottate fino al 2009.

L'altro, invece, è definito SEES (scenario efficienza energetica supplementare) e contiene tutte le ulteriori misure che saranno intraprese per raggiungere gli obiettivi fissati in sede europea: infatti i punti di arrivo di questo scenario sono in pratica ottenuti partendo dagli impegni definiti nella "Strategia 20-20-20".

I numeri esposti sono piuttosto interessanti; in riferimento in particolare alla Figura 3, si vede subito, infatti, come tanto nel caso dei trasporti, quanto nel caso del riscaldamento e raffrescamento si abbiano traiettorie che in meno di dieci anni vedono le quantità di energia più che raddoppiare; considerati i dati più recenti non è altrettanto ambizioso l'obiettivo per le rinnovabili elettriche.

²⁹ PAN energie rinnovabili, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

³⁰ PAN energie rinnovabili, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

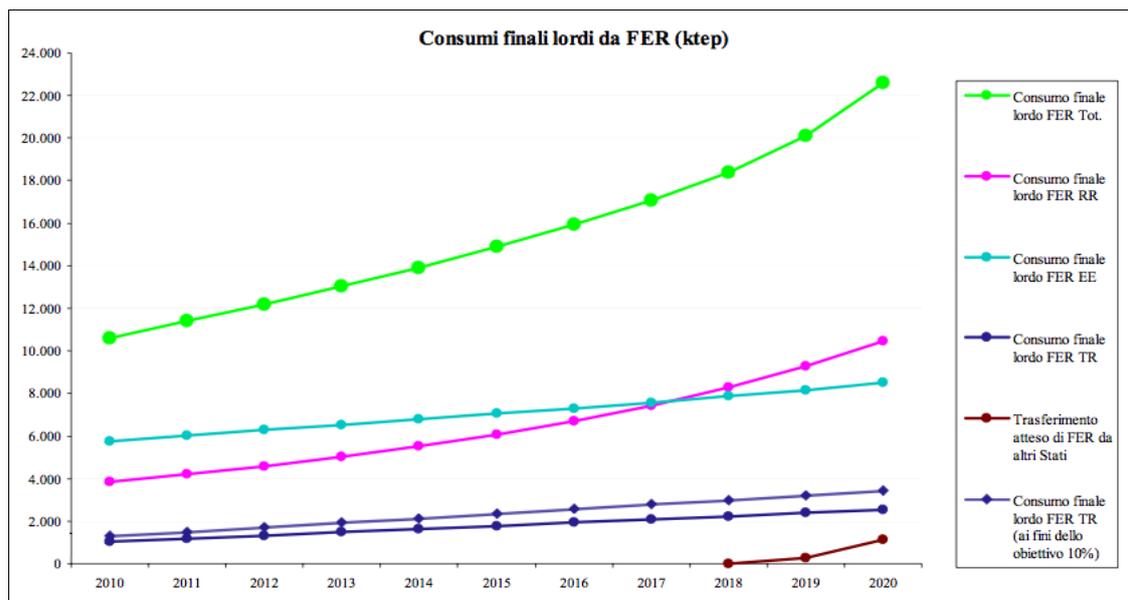


Figura 3: scenari di evoluzione della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia³¹

Come consuetudine anche l'ENEA nel suo documento di analisi energetica ed ambientale (Rapporto Energia e Ambiente)³² ha tracciato alcuni scenari che sono basati su un proprio modello³³. Gli scenari sono elaborati su un arco temporale fino al 2030 e contengono tre proiezioni:

- ✓ Lo scenario di tipo "tendenziale" (Scenario di riferimento), che assume il quadro delle politiche vigenti a dicembre 2009 e descrive l'evoluzione del sistema in linea con il trend attuale;
- ✓ Uno scenario che, invece, tiene conto della implementazione delle politiche attualmente in atto (Scenario a politiche correnti);
- ✓ Un ultimo scenario (Scenario Roadmap) che permette di quantificare lo sforzo aggiuntivo necessario per essere in linea con la Roadmap 2050 UE in riferimento alle emissioni di gas serra.

Nel Compendio al Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010³⁴ sono riportate le ipotesi alla base della costruzione degli scenari:

“Lo Scenario di Riferimento descrive una evoluzione di tipo tendenziale del sistema nazionale, in assenza di nuovi interventi di politica energetica e ambientale dopo il 2009 ipotizzando una sostanziale continuazione delle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico, e tenendo conto degli effetti della recente crisi economica. In tale scenario viene attribuito un prezzo della CO₂, ma sono esclusi gli obiettivi non-ETS (Emissions Trading System) e i target per le fonti energetiche rinnovabili del pacchetto Energia-Clima, nonché i recenti Piani di Azione per le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica.

Lo Scenario a Politiche Correnti analizza una evoluzione del sistema energetico nazionale in grado di garantire il raggiungimento degli obiettivi previsti nei recenti programmi nazionali in materia di energia, dai Piani d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) e per le Energie Rinnovabili (PAN 2010), ai D.lgs. 28/2011 e DM del 5 maggio 2011. L'analisi condotta prescinde da una valutazione

³¹ PAN energie rinnovabili, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

³² ENEA – Rapporto Energia e Ambiente, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>

³³ Modello Times Italia, sviluppato dall'Unità Centrale Studi e Strategie di ENEA; il modello rappresenta il sistema energetico italiano nella sua interezza: approvvigionamento, fonti, trasformazione, produzione e distribuzione di energia, tecnologie nei diversi settori di impiego.

³⁴ ENEA – Compendio al Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/doc-rea/2009-2010/compendiorea2009-2010.pdf>

dell'efficacia degli strumenti di incentivazione/promozione attualmente previsti o dell'effettiva possibilità di far fede agli impegni presi.

Lo Scenario Roadmap descrive invece uno sviluppo del sistema energetico nazionale in linea con la traiettoria di emissioni di CO₂ indicata dalla "Roadmap europea 2050 EU2713" (basata sull'obiettivo di riduzione delle emissioni di almeno l'80% nel 2050), fornendo così importanti indicazioni circa i potenziali settori di intervento, le tecnologie chiave e la "fisica realizzabilità" di uno sviluppo più sostenibile. "

La definizione degli scenari è particolarmente sensibile ad alcune variabili, che sono in particolare la demografia, il PIL, il prezzo dei combustibili fossili ed il valore delle quote di emissione (nell'ambito dell'ETS). Nella Tabella 3 sono indicati i valori di queste variabili che sono stati assunti da ENEA per la elaborazione degli scenari.

Tabella 3: valori 2010 e tassi medi annui di crescita delle principali variabili degli scenari ENEA³⁵

%	2010	'05-10	'10-15	'15-20	'20-25	'25-30
Popolazione	60,2 Mln	0,6	0,32	0,17	0,23	0,08
PIL (market prices – 2000)	1230 Mld €	-0,38	1,02	1,48	1,76	1,49
Prezzo petrolio	78 \$/bbl	3,88	3,08	4,03	2,82	0,83
Prezzo gas naturale	8,7u \$/MBt	3,50	4,03	4,64	3,74	0,52
Prezzo Carbone	112,42 \$/ton	4,13	4,76	3,52	2,51	0,07
Prezzo CO ₂ (ETS)	14,5 \$/ton CO ₂	7,71	6,64	4,56	5,06	4,04

Sulla base di queste premesse sono stati elaborati gli scenari mostrati in Figura 4.

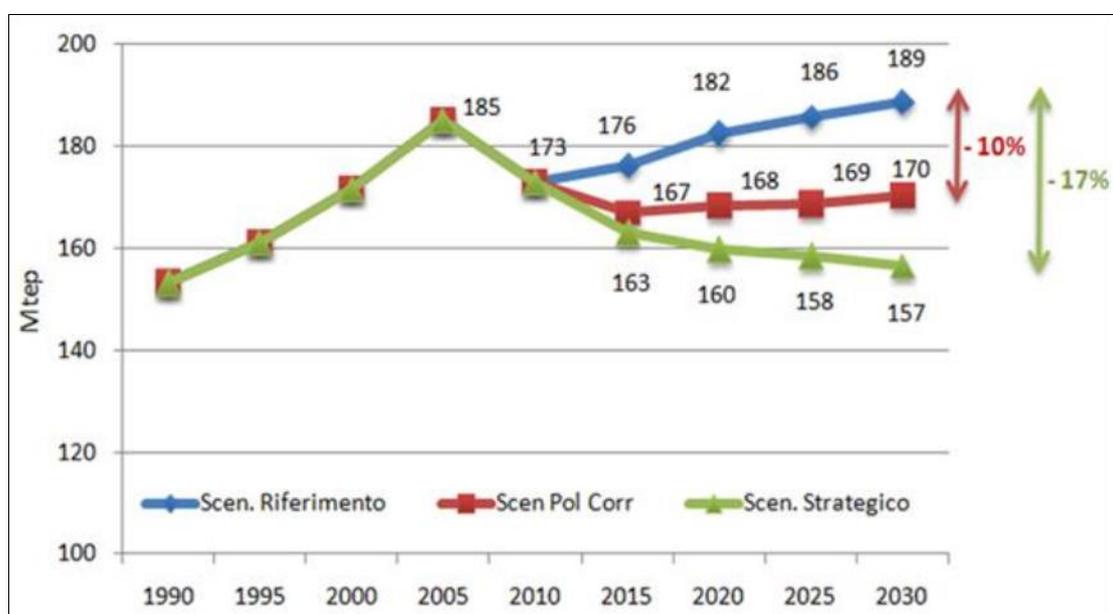


Figura 4: scenari di evoluzione del consumo di energia primaria in Italia³⁶

³⁵ ENEA – Compendio al Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010, reperibile su:

<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/doc-rea/2009-2010/compendiorea2009-2010.pdf>

³⁶ ENEA – Compendio al Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010, reperibile su:

<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/doc-rea/2009-2010/compendiorea2009-2010.pdf>

2.1.5 Produzione sostenibile di idrocarburi

Uno degli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale è quello di³⁷. *“Sviluppare la produzione nazionale di idrocarburi, sia gas che petrolio, con un ritorno ai livelli degli anni novanta, nel rispetto dei più elevati standard ambientali e di sicurezza internazionali; e di sostenere lo sviluppo industriale di un settore che parte da una posizione di leadership internazionale, presente nei più importanti mercati mondiali, e che rappresenta un importante motore di investimenti ed occupazione.*

In termini di obiettivi quantitativi, ci si attende al 2020 di:

- ✓ *Incrementare l'attuale produzione di circa 24 milioni di boe/anno (barili di olio equivalente³⁸) di gas e 57 di olio, portando dal ~7 al ~14% il contributo al fabbisogno energetico totale;*
- ✓ *Mobilizzare investimenti per ~15 miliardi di euro e circa 25.000 posti di lavoro, e consentire un risparmio sulla fattura energetica di circa 5 miliardi di euro l'anno per la riduzione di importazioni di combustibili fossili.*

Lo sviluppo della produzione avverrà riducendo complessivamente il numero di infrastrutture (pozzi e piattaforme) terrestri e marine, grazie all'ottimizzazione della progettazione e all'uso di tecnologie all'avanguardia, assicurando così una significativa riduzione dell'occupazione di suolo (si stima una riduzione di circa il 5% delle infrastrutture rispetto a quelle attuali).”

Questa strategia si basa sul fatto che³⁹ “l'Italia ha importanti risorse nazionali di idrocarburi potenzialmente sfruttabili (cosa non ampiamente nota), soprattutto al Sud, e si colloca tra i primi Paesi dell'Europa continentale per riserve disponibili:

- ✓ *Le risorse potenziali totali ammontano a 700 Mtep di idrocarburi (peraltro, dato che negli ultimi 10 anni l'attività esplorativa si è ridotta al minimo, è probabile che tali dati di riserve siano definiti largamente per difetto). Ciò equivale, tenendo conto dell'attuale quota di produzione annua di 12 Mtep, ad un periodo di copertura di oltre 50 anni e di oltre 5 anni se confrontati con l'attuale consumo totale annuo di circa 135 Mtep di gas e petrolio.*
- ✓ *Esclusi i Paesi nordici con significative riserve off-shore, le riserve dimostrate italiane sono le più importanti dell'Europa continentale.”*

Secondo la SEN sono 5 le zone in Italia, che offrono un elevato potenziale di sviluppo: la val Padana, l'Alto Adriatico, l'Abruzzo, la Basilicata e il Canale di Sicilia.

Per queste aree la SEN propone una serie di iniziative⁴⁰. *“Per il raggiungimento degli obiettivi citati sono necessari sia provvedimenti di tipo normativo, che garantiscano il rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale e semplifichino gli iter autorizzativi, sia iniziative di supporto al settore industriale, per favorire l'ulteriore sviluppo dei poli tecnologici. E' necessario più in generale che le opportunità di nuovi investimenti e le esigenze ambientali non siano posti in contrapposizione a priori, ma che si valutino le opere in base ad analisi scientifiche rigorose e coinvolgendo enti locali e popolazione, così da procedere – nei casi in cui risulti possibile – fornendo tutte le indispensabili garanzie in termini di sicurezza e di tutela dell'ambiente. I principali interventi di carattere normativo si propongono di:*

- ✓ *Rafforzare le misure di sicurezza delle operazioni, in particolare attraverso l'implementazione delle misure di sicurezza offshore previste dalla proposta di direttiva*

³⁷ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 110

³⁸ 1 boe equivale a circa 165 Sm³ di gas naturale, o, che è lo stesso, 1000 Sm³ di gas naturale equivalgono a circa 6 boe. Un incremento della produzione nazionale di gas naturale pari a 24 milioni di boe/anno equivale pertanto a circa 4 miliardi di Sm³/anno

³⁹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 111

⁴⁰ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 114

europea. Inoltre, il Governo non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di shale gas.

- ✓ *Adeguare gli iter autorizzativi ai nuovi standard europei (Direttiva sulla sicurezza offshore in corso di emanazione): in particolare, per garantire la richiesta separazione tra il soggetto responsabile della gestione amministrativa e autorizzativa e l'autorità competente in materia di vigilanza, con decreto legge 83/2012, convertito, è stato garantito il necessario finanziamento della nuova struttura di vigilanza. Inoltre, si ritiene opportuno adottare, nell'ambito di una generale revisione e semplificazione della normativa di settore, un modello di conferimento di un titolo abilitativo unico per esplorazione e produzione.*
- ✓ *Sviluppare le ricadute economico-occupazionali sui territori interessati. In tal senso, una quota delle maggiori entrate per l'estrazione di idrocarburi sarà destinata allo sviluppo di progetti infrastrutturali e occupazionali di crescita dei territori di insediamento degli impianti produttivi e dei territori limitrofi, come introdotto recentemente con il 'DL Liberalizzazioni'.*
- ✓ *Fermi restando i limiti di tutela offshore definiti dal Codice Ambiente (recentemente aggiornato), sviluppare la produzione, in particolare quella di gas naturale, conservando margini di sicurezza uguali o superiori a quelli degli altri Paesi UE e mantenendo gli attuali vincoli di sicurezza e di tutela paesaggistica e ambientale. In questo ambito, nel DL Crescita di giugno 2012, si è creato un fondo per il rafforzamento delle attività di monitoraggio ambientale e di sicurezza e tutela del mare finanziato con un aumento delle aliquote di prodotto ('royalties') e si è stabilita uniformità nell'individuazione delle aree interdette alle attività minerarie, sia ad olio sia a gas, ovvero nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla linea di costa e dalle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale.*
- ✓ *Nello stesso provvedimento si è anche introdotta una norma che salvaguarda i titoli abilitativi già rilasciati e i procedimenti concessori in corso alla data di entrata in vigore del D.lgs. 128 (29 giugno 2010): con quest'ultima si intende valorizzare le riserve già rinvenute, prevalentemente di gas naturale, eliminare contenziosi con operatori che hanno già realizzato infrastrutture, ed evitare costi per risarcimenti/compensazioni agli operatori e/o per il decommissioning a carico dell'Amministrazione per lo smantellamento ed il ripristino di impianti produttivi mai entrati in esercizio.*
- ✓ *Rendere disponibili i dati e le informazioni tecniche relative alle ricerche geofisiche ed alle perforazioni già effettuate, al fine di promuovere lo sviluppo delle risorse naturali e rendere fruibili per la comunità scientifica i dati di sottosuolo, in maniera trasparente ed affidabile."*

A rafforzare ulteriormente queste tutele sono intervenute le modifiche alla normativa su ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi (c.d. attività upstream) introdotte dalla legge di Stabilità 2016 articolo 1, commi da 239 a 242, con effetti sia sull'articolo 38 dello Sblocca Italia, sia su altre precedenti norme in materia di energia (articolo 6 comma 17 D.Lgs. 152/2006 – articolo 57 comma 3-bis del DL 5/2012 – articolo 1 comma 8-bis della Legge 239/2004 "legge Marzano energia"):

- ✓ *Il comma 239 dell'articolo 1, intervenendo sull'articolo 6 comma 17 del D.Lgs. 152/2006, ha confermato il divieto di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi all'interno del perimetro delle aree marine e costiere protette e nelle zone di mare poste entro 12 miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette e ha eliminato le norme che consentivano una serie di deroghe a tale divieto. L'effetto pratico della modifica operata dalla Legge di stabilità è la conferma dei soli titoli abilitativi già rilasciati in queste aree per la durata della vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale; per garantire tale rispetto sono sempre assicurati gli adeguamenti tecnologici necessari e le operazioni finali di ripristino ambientale.*

- ✓ *Per garantire il “rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale” sui titoli abilitativi già rilasciati è intervenuto anche il Collegato ambientale, approvato alla fine del 2015, a modifica dell’articolo 6 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, attribuendo al Ministero dello sviluppo economico specifiche competenze in materia di attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare; al Ministero dell’ambiente ha assegnato specifiche funzioni di monitoraggio, compresi gli adempimenti connessi alle valutazioni ambientali in ambito costiero e marino, anche mediante l’impiego dell’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), delle Agenzie regionali per l’ambiente e delle strutture tecniche dei corpi dello Stato preposti alla vigilanza ambientale e alle operazioni di contrasto dell’inquinamento marino).*
- ✓ *La Legge di stabilità 2016 ha inoltre stabilito che nel raggio delle 12 miglia le concessioni già rilasciate siano di fatto prorogate per la durata della vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale; questa norma è stata oggetto del Referendum abrogativo del 17 aprile 2016 che però non ha raggiunto il quorum necessario e quindi la norma è rimasta invariata.*
- ✓ *il comma 240 articolo 1 della Legge di stabilità 2016 ha disposto:*
 - *l’eliminazione del carattere strategico, di indifferibilità e urgenza delle c.d. attività upstream; tali attività conservano solo carattere di pubblica utilità, che costituisce uno dei requisiti per l’emanazione del decreto di esproprio (modifica del comma 1 dell’art. 38 del D.L. 133/2014);*
 - *l’abrogazione della norma (comma 1-bis del medesimo art. 38) che prevede l’emanazione, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di un piano delle aree in cui sono consentite le c.d. attività upstream (per cui era prevista l’intesa con Conferenza Unificata solo per le attività su terraferma);*
 - *l’introduzione della previsione (con una modifica del comma 5 del medesimo art.38) che le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono svolte con le modalità di cui alla legge n. 9/1991 (“Norme per l’attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale”), o – come già previsto dal decreto “Sblocca Italia” – a seguito del rilascio di un titolo concessorio unico, la cui disciplina viene però modificata a seguito dell’intervento della Legge di stabilità 2016.*
- ✓ *il comma 241 dell’articolo 1 della Legge di stabilità 2016 ha disposto che, per le infrastrutture energetiche strategiche (quelle upstream comunque non lo sono più a seguito della Legge di stabilità), in caso di mancato raggiungimento delle intese con le Regioni, si proceda esclusivamente con le modalità partecipative (di cui all’articolo 14-quater, comma 3 della legge n. 241/1990) e non più anche con la procedura, prima ammessa (di cui al comma 8-bis dell’articolo 1 della legge n. 239/2004). Si supera così la contrapposizione con le Regioni su questo punto e, in omaggio al principio “di leale collaborazione” richiamato dalla Corte Costituzionale, si riconosce l’importanza di “idonee procedure per consentire reiterate trattative volte a superare le divergenze”.*
- ✓ *il comma 242 dell’articolo 1 della legge di stabilità 2016 è intervenuto per regolare i casi di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali degli atti di assenso o di intesa relativi ai compiti e alle funzioni amministrative in materia energetica esercitate dallo Stato: anche in questo caso ha escluso la procedura di intervento sostitutivo della Presidenza del Consiglio per l’adozione di determinazioni statali in materia energetica quando non ci sia assenso o intesa da parte delle Regioni. La procedura di intervento sostitutivo della Presidenza del Consiglio continuerà a trovare applicazione in caso di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali degli atti di assenso o di intesa inerenti ai compiti di cui al comma 8 del medesimo articolo 1 del D.L. n. 239/2004, e non più anche per l’articolo 7 come prevedeva la norma previgente – che comprendeva anche le “determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi*

comprese le funzioni di polizia mineraria, adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate” (lettera n) articolo 7), che quindi ora ne sono escluse.

La Regione Marche non rientra tra le zone individuate come potenzialmente interessanti per le capacità di sviluppo di queste attività.

Il mare al largo delle coste marchigiane è però storicamente interessato da attività di estrazione del gas naturale, tanto che il PEAR2005⁴¹ affrontando il tema dell’offerta di energia nella regione Marche precisava che una delle peculiarità marchigiane è: *“una importante produzione di energia primaria, gas naturale, proveniente quasi totalmente dai pozzi off-shore e, in piccola parte, da alcuni pozzi in terraferma; questa produzione ha garantito per tutti gli anni 90 alla Regione un bilancio positivo in termini di energia prodotta rispetto a quella consumata. Negli ultimi anni la quantità di gas naturale estratta è venuta diminuendo, ma rimane comunque su valori di grande rilievo. La Figura 5.4 mostra che su un piano puramente quantitativo produzione di energia primaria e consumi lordi si equivalgono nell’arco del decennio. Le riserve stimate garantiscono una produzione di oltre un decennio ai tassi attuali di emungimento.*

Contribuiscono alla produzione anche un certo numero di giacimenti isolati situati in terraferma: la quantità di gas naturale estratta finora e quella che si prevede di estrarre fino all’esaurimento dei pozzi è assolutamente marginale, tanto da non giustificare in alcun modo la realizzazione di strutture fisse di trasporto: alcuni di questi pozzi sono sfruttati per produrre energia elettrica in loco mediante centrali mobili montate su skid; altri, addirittura, impiegano carri bombolai per il trasporto del gas estratto. Esistono anche alcuni pozzi attualmente non sfruttati, ma le riserve stimate non superano l’1% di quelle estraibili in mare aperto. In generale i valori di producibilità elettrica dell’insieme di questi pozzi sono dell’ordine di alcune decine di GWh per anno, pari a circa lo 0.5% del consumo regionale. Il tutto in un orizzonte temporale di sfruttamento dell’ordine di un decennio.”

Una ulteriore azione normativa da parte del Governo nazionale è il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 9 agosto 2013⁴², il quale *“in coerenza con le norme di legge approvate dal Parlamento nell’ultimo anno e con la direzione indicata dalla Strategia Energetica Nazionale, determina un **quasi dimezzamento delle aree complessivamente aperte alle attività offshore, che passano da 255 a 139 mila chilometri quadrati**, spostando le nuove attività verso aree lontane dalle coste e comunque già interessate da ricerche di Paesi confinanti, nel rispetto dei vincoli ambientali e di sicurezza italiani ed europei. In particolare, il decreto determina **la chiusura a nuove attività delle aree tirreniche e di quelle entro le 12 miglia da tutte le coste e le aree protette**, con la contestuale residua apertura di un’area marina nel mare delle Baleari, contigua ad aree di ricerca spagnole e francesi.”*⁴³.

La ricaduta del DM 9 agosto 2013 è rappresentata in Figura 5.

⁴¹ Paragrafo 5.1.2 “Offerta di energia nella regione Marche” del “Sommario del PEAR”

⁴²DM 9 agosto 2013, pubblicato sulla GU Serie Generale n. 226 del 26 settembre 2013 e sul BUIG, Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, Anno LVII N.8 – 31 Agosto 2013, reperibile su: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/buig/57-8/57-8.pdf>

⁴³Comunicato Stampa del MISE, pubblicato in data 4 settembre 2013 e disponibile su: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php?option=com_content&view=article&viewType=1&idarea1=593&idarea2=0&idarea3=0&idarea4=0&andor=AND§ionid=0&andorcat=AND&partebassaType=0&idareaCalendario1=0&MvediT=1&showMenu=1&showCat=1&showArchiveNewsBotton=0&idmenu=2263&id=2029024



Figura 5: effetti del DM 9 agosto 2013 sulle zone marine aperte a ricerca e produzione di idrocarburi⁴⁴

2.1.6 Raffinazione di carburanti

Il settore della raffinazione dei carburanti sta attraversando una profonda crisi strutturale. L'analisi di dettaglio della crisi del settore della raffinazione e la conseguente politica nazionale, che vengono riportate di seguito, sono tratte dalla SEN ⁴⁵:

“Il comparto della raffinazione europeo, così come l'intero settore petrolifero downstream, è caratterizzato da una crisi importante, con numerose ipotesi di disinvestimento o chiusura di impianti (in Italia le raffinerie Tamoil di Cremona nel 2011 e Total Erg di Roma e le fermate temporanee nelle raffinerie Eni di Marghera e Gela, API di Falconara). Dall'inizio della crisi della raffinazione in Europa (2008), sono stati avanzati progetti di disinvestimento e chiusura per 33 impianti su un totale di 104 in funzione, e si stima che circa il 75% della raffinazione europea non sia economicamente sostenibile. Questa difficile situazione è dovuta a più ragioni:

- ✓ *Calo congiunturale della domanda, legato alla difficile situazione economica in cui versa il Paese e tutto il continente europeo, che determina minore traffico commerciale e privato su gomma. Negli ultimi 10 anni la domanda dei Paesi OCSE è calata del 5%, mentre quella dei Paesi non-OCSE è cresciuta del 50%, per cui il baricentro dei consumi e della raffinazione si andrà spostando nel continente asiatico, spinto dalla domanda di carburanti per il trasporto. A questa situazione si sono aggiunte le difficoltà di alcune raffinerie italiane a seguito dell'embargo deciso a livello europeo delle forniture di greggio provenienti dall'Iran, che ha avuto un particolare impatto in Italia, avendo le raffinerie italiane cicli di lavorazione basati su greggi pesanti che venivano in forte misura importati da quel paese, con la necessità di ricorrere a forniture di greggio a prezzi maggiorati da altri mercati, in particolare quello saudita.*

⁴⁴reperibile su: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/immagini/idrocarburi-box.jpg>

⁴⁵ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 “Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti”, pag. 104

- ✓ *Mutamenti strutturali del mercato di sbocco della raffinazione, che hanno un orizzonte di sviluppo di lungo termine:*
 - *La progressiva sostituzione di alcuni prodotti oil con altre fonti; in particolare per la sostituzione del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile termoelettrico con il metano. L'utilizzo dei prodotti petroliferi è ormai concentrato prevalentemente nel settore dei trasporti (oltreché nella petrolchimica, nei bitumi per le pavimentazioni stradali e nei lubrificanti).*
 - *Nel settore trasporti, la riduzione graduale dei consumi dovuta alla sempre maggiore efficienza energetica dei motori, oltre che al crescente uso di biocarburanti.*
 - *La determinazione europea a procedere nel lungo termine a una forte decarbonizzazione dell'economia, come definito nella Roadmap 2050, anche se la domanda mondiale di prodotti petroliferi continuerà a crescere, trainata dai paesi non-OCSE.*
 - *La necessità di adeguare i cicli di raffinazione, pensati in passato per massimizzare le rese in benzine, e quindi non più adeguati alla maggiore domanda di prodotti distillati medi (gasolio), che tuttavia, dati gli ingenti investimenti necessari, non viene attuata in una prospettiva di mercato europeo in contrazione.*
- ✓ *Concorrenza internazionale sempre più forte da parte di impianti di raffinazione localizzati soprattutto in Asia, di grandi dimensioni ed efficienti, anche se operanti talvolta in condizioni distorsive di concorrenza (es. ridotti vincoli ambientali, di tutela sociale e di sicurezza e con sovvenzioni di varia natura)."*

In questo contesto gli interventi proposti dalla SEN sono i seguenti⁴⁶:

"La raffinazione italiana si trova di fronte ad un problema strutturale che richiederà inevitabilmente una graduale riduzione della capacità produttiva ed una concentrazione su produzioni avanzate ed a maggior valore aggiunto. Le principali misure rivolte al settore della raffinazione mirano quindi a facilitare la ristrutturazione o riconversione della capacità produttiva, orientandola verso prodotti di migliore qualità, assicurare condizioni paritarie con Paesi extra-UE, facilitare la competitività del mercato dello stoccaggio dei prodotti petroliferi e sviluppare i biocarburanti, in particolare quelli di seconda generazione (di cui già si è discusso nella sezione dedicata alle energie rinnovabili).

- ✓ *Per quanto riguarda la ristrutturazione e riconversione delle attività di raffinazione:*
 - *E' già stato effettuato il riconoscimento della strategicità delle raffinerie, delle strutture della logistica di più rilevanti dimensioni, dei depositi costieri di oli minerali, di quelli per aviazione, degli impianti di produzione degli oli vegetali per uso energetico, nonché degli oleodotti di interesse nazionale, nell'ambito della legge in materia di semplificazione. Questo comporta l'attribuzione all'Amministrazione centrale, che le eserciterà d'intesa con le Regioni, delle competenze amministrative su tali impianti strategici, in modo da poter gestire gli interventi sul settore in modo unitario. Sono state inoltre introdotte procedure autorizzative semplificate ed accelerate, ulteriormente rafforzate con il DL Sviluppo, per la riconversione delle raffinerie in depositi e per consentire il mantenimento dell'operatività degli impianti anche durante le operazioni di bonifica.*
 - *Si intende promuovere un piano di ristrutturazione del settore, individuando le capacità di raffinazione strategiche e le possibilità di nuovi investimenti miranti a razionalizzare e ammodernare i cicli produttivi, anche con una maggiore ambientalizzazione e orientando la raffinazione verso prodotti di migliore qualità. E' stato attivato a tal fine un Tavolo sulla raffinazione, con la partecipazione anche delle parti sociali, ed è stata promossa l'istituzione di un Forum europeo sulla raffinazione, coordinato dalla*

⁴⁶ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 "Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti", pag. 105

Commissione europea, che sviluppi e dia attuazione a tutte le misure condivise a sostegno del settore.

- *Sono state promosse riunioni a livello comunitario che hanno consentito di portare a livello della Commissione e del Parlamento europeo la criticità della situazione della raffinazione, anche per i suoi impatti a cascata sul sistema produttivo europeo e sull'occupazione. Si intende continuare e sviluppare tale azione a livello UE ai fini dell'adozione di interventi di sostegno e per evitare che le nuove normative possano aggravare la situazione del settore. È importante ribadire tale carattere di strategicità del comparto della raffinazione, per i cui prodotti rischiamo di divenire fortemente dipendenti dall'estero. La Commissione ha preso atto della situazione e si è impegnata a verificare, durante la fase di predisposizione di nuove proposte normative europee, anche il loro potenziale impatto sul settore della raffinazione (ad esempio, nel caso della Roadmap 2050 e della Fuel Quality Directive).*
- ✓ *Per quanto riguarda l'allineamento delle condizioni competitive con i Paesi extra-UE, nel contesto comunitario l'Italia ha proposto l'introduzione di una "green label" per i prodotti raffinati in Europa, stabilendo che solo i prodotti ottenuti con processi industriali che soddisfano gli stessi standard ambientali applicati in Europa possano essere utilizzati in Europa (tale misura si muove nello stesso ambito dei criteri di sostenibilità stabiliti nelle direttive sui biocarburanti e sulla qualità dei combustibili). Per quanto riguarda il nostro Paese, si è data una prima attuazione a questa misura con l'adozione già nel DL Sviluppo recentemente approvato di un meccanismo autorizzativo dei prodotti petroliferi importati che consenta di verificare l'impronta ambientale di tali prodotti extraeuropei, la cui applicazione andrà verificata nel 2013.*
- ✓ *Per quanto riguarda lo sviluppo del mercato della capacità di stoccaggio dei prodotti petroliferi, è stato emanato a gennaio 2013 il decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/119/CE relativa alle scorte obbligatorie di prodotti petroliferi, entrato in vigore il 10 febbraio 2013. Il provvedimento punta a minimizzare i costi complessivi del nuovo sistema, prevedendo un forte utilizzo delle infrastrutture di stoccaggio private o pubbliche già esistenti. Con il recepimento è stato anche costituito l'Organismo centrale di stoccaggio, come già esiste in quasi tutti gli altri Stati membri, con il compito di gestire le scorte di spettanza statale e di assicurare la flessibilità e la disponibilità delle stesse. Tale compito è stato affidato all'Acquirente Unico, in modo da minimizzare i costi di gestione, specialmente nella prima fase. In tale contesto, è stata anche costituita una piattaforma della logistica da parte del Gestore dei Mercati Energetici, in modo da far nascere un mercato delle capacità di stoccaggio di prodotti petroliferi, dove gli operatori e lo stesso Organismo possano operare per ottenere i servizi di logistica in modo efficiente e trasparente, anche in considerazione dell'interesse strategico del settore. In tale ambito sarà importante:*
 - *Sviluppare le capacità dell'Organismo centrale di stoccaggio affinché possa svolgere anche il servizio commerciale di tenuta delle scorte anche per conto terzi, in modo da ridurre gli oneri di scorta, soprattutto per gli operatori di piccole e medie dimensioni.*
 - *Sviluppare l'utilizzo della logistica, sia indipendente che integrata, anche attraverso l'avvio entro il 2013 della piattaforma di negoziazione, sia per facilitare il superamento delle barriere esistenti e le possibili posizioni di oligopolio locale, che hanno influenza sul prezzo finale dei carburanti, sia per far fronte ai nuovi obblighi sulle scorte petrolifere, sia per consentirne l'uso da parte degli operatori di altri Stati membri per i loro obblighi di scorta."*

Considerati gli importanti effetti di natura socio economica che la crisi del settore sta producendo anche nel territorio della regione Marche, in virtù della presenza sul territorio della raffineria API di

Falconara⁴⁷, la cui attività sospesa nel 2012 è ripresa a metà del 2013 per la riconversione a metano della centrale IGCC, l'obiettivo che la strategia energetica ambientale regionale si pone, è quello di accompagnare la Raffineria di Falconara verso una progressiva ristrutturazione e ammodernamento, in modo da aumentarne la competitività e l'efficienza, ridurre l'impatto ambientale, salvaguardarne la rilevanza industriale e occupazionale e ottenere quindi miglioramenti della sicurezza di approvvigionamento in conformità a quanto stabilito dalla Strategia Energetica Nazionale ⁴⁸ e all'Accordo che la Regione Marche ha siglato con il gruppo API in data 11/07/2011 (DGR 977 del 06/07/2011). In particolare, con l'accordo sopra richiamato il gruppo API si è impegnato a incrementare l'efficienza energetica dei processi produttivi, la flessibilità operativa, a migliorare le rese della Raffineria, l'affidabilità e l'implementazione tecnologica degli impianti principali ed ausiliari.

Entrando nel dettaglio, particolare enfasi andrà posta sulle aree della sostenibilità e dell'aumento di efficienza, perseguendo nello specifico:

- **Il continuo miglioramento** delle prestazioni di sicurezza del sito industriale, nonostante le prestazioni del sito raggiungono già il livello di eccellenza nel settore industriale ed in particolare nel settore di competenza (come dimostrato dai dati ufficiali dei Ministeri competenti);
- **Il mantenimento di prestazioni ambientali** allineate con lo stato dell'arte delle tecnologie disponibili, utilizzando i sistemi di miglioramento continuo e tutte le tecnologie economicamente sostenibili (BAT) per il perseguimento dei migliori risultati;
- **Il miglioramento dei consumi** specifici, diminuendo l'utilizzo di combustibili e quindi il livello di emissione a parità di lavorazioni;
- **Il miglioramento delle rese**, per ottenere un prodotto sempre migliore partendo da materie prime meno nobili e più differenziate incrementando così la griglia di approvvigionamento delle materie prime, contribuendo al rafforzamento dell'azienda costretta ad operare in un contesto estremamente competitivo;
- **L'incremento** del livello di affidabilità pur già molto elevato e che colloca la Raffineria tra le migliori nel settore, con un numero di "fermate non programmate" altamente al di sotto della media;
- **La produzione di biocarburanti di seconda generazione**, indagando la possibilità di sviluppare all'interno del sito impianti per la produzione di biocarburanti di seconda generazione, non in competizione con la filiera agroalimentare ma provenienti da scarti/rifiuti o prodotti marginali da altre lavorazioni.
- **Lo sviluppo di produzioni** nel campo del "diesel bio" (per il gasolio) e degli "alcohol" (per le benzine) dopo aver valutato la necessità di realizzare impianti addizionali e aver ottenuto le necessarie autorizzazioni ambientali;
- **La transizione verso il concetto di "bioraffineria"**, che coinvolge la trasformazione di bioliquidi di diversa provenienza nella consapevolezza che una conversione produttiva del genere non è né semplice né economica;
- **Lo sviluppo del GNL come carburante**, in particolare un potenziale molto interessante riguarda l'utilizzo di metano e/o biometano per la trazione dei mezzi pesanti e delle navi. In merito a

⁴⁷La API Raffineria di Ancona s.p.a. ha una concessione per la raffinazione di greggio per un quantitativo massimo di 3.900.000 t/anno nel sito di Falconara. Il provvedimento ambientale che autorizza l'esercizio dell'impianto è il Decreto del Ministro dell'Ambiente DVA-DEC-2010-167 del 19/04/2010 mediante il quale è stata rilasciata l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) statale. L'AIA statale supera le disposizioni del Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio Ambiente n. 18/2003 della Regione Marche (rinnovo della Concessione petrolifera).

⁴⁸ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 "Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti", pag. 104

questa ultima possibilità è auspicabile che l'argomento venga affrontato congiuntamente con l'Autorità Portuale di Ancona.

In margine protocollo di intesa tra la società API e la Regione Marche per la realizzazione di un terminale di rigassificazione del GNL al largo della Raffineria di Falconara erano previsti una serie di azioni e di relativi investimenti in impianti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetica, da effettuare sul territorio marchigiano. E' evidente che la realizzazione del terminale comporta anche la realizzazione delle azioni e degli investimenti previsti nel protocollo di intesa.

2.1.7 Approvvigionamento di gas naturale

All'approvvigionamento del gas naturale, combustibile strategico nel panorama italiano dei prossimi decenni, la Strategia Energetica Nazionale dedica l'intero Paragrafo 4.2, dal titolo "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo"⁴⁹.

Oltre all'analisi critica del contesto nazionale ed internazionale, attraversato negli ultimi anni da uno stravolgimento epocale dovuto allo sfruttamento dello shale-gas, vengono suggeriti alcuni interventi con possibili ricadute sul territorio. In particolare si prevede di⁵⁰:

*"realizzare le nuove infrastrutture strategiche, con particolare riferimento a **capacità di stoccaggio** (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento) e a **terminali GNL** (per assicurare sufficiente capacità di import, soprattutto per operazioni spot).*

*Si prevede, per tali opere, di fare ricorso a un sistema regolatorio che consenta un meccanismo di recupero garantito (anche parziale), dei costi di investimento a carico del sistema, anche in caso di non pieno utilizzo della capacità, in modo da favorirne la bancabilità e quindi la realizzazione anche in un contesto di riduzione dei consumi, che quindi ne rallenterebbe la costruzione in base a meccanismi puramente di mercato⁵¹. Tali infrastrutture (anche in attuazione delle disposizioni contenute nell'art. 3 del D.lgs. n.93 del 2011 sulle infrastrutture strategiche nazionali coerenti con la SEN) beneficeranno inoltre di iter autorizzativi accelerati. Per quanto riguarda il dimensionamento di tali infrastrutture, si ritiene, anche sulla base delle indicazioni quantitative dello studio sopra citato, che le finalità di sicurezza, diversificazione e concorrenza possano essere conseguite anche mediante investimenti contenuti a carico del Sistema. In particolare si evidenzia che, per garantire la sicurezza del sistema, **è sufficiente la realizzazione dei progetti di stoccaggio già autorizzati**, mentre si ritiene necessario **incrementare la capacità di import di GNL disponibile per operazioni spot**, primariamente per incrementare la concorrenza, ma con conseguente impatto anche sulla diversificazione e sulla sicurezza del sistema, come di seguito descritto."*

Nella Regione Marche è stato autorizzato un impianto off-shore di rigassificazione di GNL (Gas Naturale Liquefatto) proposto da "Api nova energia srl", società del gruppo API, al largo della raffineria di Falconara.

Il progetto prevede di utilizzare l'attuale punto di attracco per lo scarico del greggio ubicato a 16 km al largo di Falconara Marittima modificandolo per renderlo idoneo all'attracco anche di navi gasiere. Tali navi, munite di unità di rigassificazione, andranno ad approvvigionarsi di GNL al largo nell'Adriatico da navi gasiere adibite al trasporto o direttamente dai siti di produzione e liquefazione.

⁴⁹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 52

⁵⁰ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 63

⁵¹Il cosiddetto "fattore di garanzia", previsto dalla delibera 178/2005 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per favorire la realizzazione di nuovi rigassificatori, è stato annullato dall'AEEG il 31 ottobre 2012, con delibera 451/2012 a seguito dell'apertura, nel giugno 2012, da parte dell'Autorità di Vigilanza sul Mercato della UE per possibili aiuti di Stato

Il progetto prevede la posa di una condotta da 32" dal punto di attracco a mare fino al sito industriale API in affiancamento all'oleodotto esistente. A terra la linea, dal punto di sbarco, all'interno dell'area di raffineria, si collega con la vicina rete SNAM.

La rigassificazione del gas naturale liquefatto verrà effettuata a mare mentre le opere a terra riguarderanno la linea di allaccio alla rete SNAM e due piccole cabine per il riscaldamento e per la stazione di regolazione e misura.

Si prevede la rigassificazione di 4 miliardi di Sm³/anno con ricorso sia alla tecnologia a "ciclo aperto" (con utilizzo del calore posseduto dall'acqua di mare) che a quella a "ciclo chiuso" (mediante l'utilizzo di caldaie alimentate a metano) per il processo di gassificazione. Il gas naturale passa dai circa -160°C dello stoccaggio in fase liquida sulla nave, a +3°C quale temperatura minima di consegna alla rete SNAM e nel passaggio di stato aumenta di volume di circa 600 volte.

La Regione Marche ha espresso il parere di competenza nell'ambito della VIA statale. In particolare con Decreto 35/VAA_08 del 22/04/2009, la PF Valutazioni ed Autorizzazioni Ambientali ha espresso parere positivo per tale procedimento, non essendo state rilevate particolari problematiche di natura ambientale.

Il Ministero dell'Ambiente con Decreto n. DVA-DEC-2010-375 del 22/07/2010 ha rilasciato la compatibilità ambientale ai sensi del D.Lgs. 152/2006⁵².

Il procedimento si è concluso presso il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) con la Conferenza dei Servizi e con l'acquisizione dell'intesa con la Regione Marche espressa con DGR n. 977 del 06/07/2011 e a seguito della sottoscrizione di uno specifico accordo (reg. inter. N. 15807).

Conseguentemente, con Decreto del MSE del 28/12/2011, è stata rilasciata l'Autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto ai sensi della Legge 340/2000⁵³.

Su istanza della società api Nova Energia s.r.l., il Ministero dello Sviluppo Economico d'intesa con la Regione Marche (DGR 84/2015) ha stabilito la proroga al 9/01/2016 per l'inizio dei lavori di realizzazione del terminale di rigassificazione.

Nell'ottica di una distribuzione geografica ottimale delle infrastrutture è difficile pensare che, oltre all'impianto già autorizzato, vi possa essere spazio per ulteriori opere di questo tipo nel territorio regionale o al largo delle sue coste.

Il territorio regionale, al momento è, inoltre, interessato da due importanti piani di sviluppo decennali della rete del gas, presentati al MISE, rispettivamente da SGI e SNAM, ma non ancora approvati, che prevedono consistenti investimenti sulla rete del gas e concorrono all'attuazione degli obiettivi di settore stabiliti dalla Strategia Energetica Nazionale (sviluppo di un mercato competitivo ed efficiente, riduzione del prezzo del gas allineandolo al prezzo del nord Europa e incremento del margine di sicurezza del sistema assicurandone la resilienza e la capacità di reazione durante le possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o di forti riduzioni della fornitura). In particolare, i Piani sopra richiamati prevedono la realizzazione e il potenziamento delle seguenti infrastrutture:

- ✓ il metanodotto "Cellino – San Marco Il tronco": il metanodotto, già in fase di autorizzazione (ha già ottenuto la VIA in data 20 giugno 2013 con apposita intesa tra Regione Marche e Abruzzo), consentirà di potenziare la rete regionale attuale (DN 200-8") lungo il versante medio-adriatico, rappresentando la prosecuzione e il completamento del primo tronco avviato all'esercizio nel novembre 2011 e in particolare, consentirà di razionalizzare i collegamenti alla rete esistente, rendendo più flessibile ed affidabile il sistema di trasporto nell'area e di allacciare la rete SGI alle nuove interconnessioni strategiche con altri

⁵² Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, "Norme in materia ambientale", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 88 del 14 aprile 2006 - Supplemento Ordinario n. 96

⁵³ Legge 24 novembre 2000, n. 340, "Disposizioni per la delegificazione di norme e per la semplificazione di procedimenti amministrativi - Legge di semplificazione 1999", pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 275 del 24 novembre 2000

- operatori del settore. Intervento programmato per il primo triennio (2014/2017) per un investimento di 80 MI €;
- ✓ gasdotto “San Marco - Recanati”: l’opera, al momento in fase di studio di fattibilità, permetterà di realizzare un’ interconnessione strategica con la rete Snam Rete Gas a Recanati, consentendo di trasportare verso nord la capacità incrementale ottenuta con l’allaccio dei siti di stoccaggio esistenti o previsti, di migliorare le capacità di flusso bidirezionale e le condizioni di flessibilità. Il metanodotto avrà una lunghezza di 40 Km (DN 750 – 30”) attraverserà i territori di numerosi comuni nelle province di Fermo, Macerata e Ancona. Intervento programmato a medio lungo termine (2018 +) per un investimento pari a circa 60 MI €;
 - ✓ metanodotto “Anello Val d’Aso”, avente un diametro DN 10” in raddoppio all’esistente DN6” di proprietà di SGI, al fine di assicurare il collegamento e la fornitura di gas naturale del bacino d’utenza dell’alta Val d’Aso (area per la quale il Piano prevede un potenziale sviluppo della domanda). L’opera, in oggetto, consentirà di migliorare la sicurezza e la capacità di trasporto della rete attuale. L’attuale metanodotto, infatti, attraversa terreni a continuo rischio di erosione da parte del fiume Tesino e potrebbe non essere in grado di garantire portate aggiuntive richieste dall’incremento della domanda dell’area;
 - ✓ nuova “linea adriatica”: progetto strategico di medio lungo periodo (2017 - 2023) in quanto rientra tra i progetti di interesse comune (PIC) individuati dal regolamento 2013/347/UE e dal Piano Europeo (ENTSOG) e prevede la costruzione di 430 km di nuova linea e di un impianto di compressione per circa 33 MW lungo la direttrice Sud – Nord (“Linea Adriatica” Sulmona, Foligno, Sestino, Minerbio). La realizzazione di tale linea consentirà di rendere disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 Milioni di *Standard metri cubi/giorno* da futuri punti di entrata da Sud. Il progetto è, infatti, funzionale allo sviluppo delle nuove importazioni di gas dall’ Azerbaijan (progetto TAP), dalla Turchia e dalla Grecia (progetto ITGI) e all’ approvvigionamento dalla Sicilia e dal medio Adriatico (terminali di GNL, metanodotti esteri e siti di stoccaggio). Gli interventi di potenziamento necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di studio di fattibilità. L’entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l’anno 2019.

2.1.8 Stoccaggio di gas naturale

Gli stoccaggi sotterranei di gas naturale sono costituiti da strutture geologiche aventi caratteristiche tali da permettere l’accumulo, la conservazione e, quando richiesto, il prelievo di gas naturale.

Lo stoccaggio fornisce pertanto un servizio di base (modulazione ciclica) che consiste nell’immagazzinare durante il periodo primaverile-estivo il gas messo a disposizione dal sistema di approvvigionamento e non utilizzato dal mercato a causa della flessione dei consumi (in particolare di quelli per riscaldamento), ed estrarre in autunno-inverno i volumi che il sistema di approvvigionamento non è in grado di fornire e che si rendono necessari per saturare le richieste di mercato.

Lo stoccaggio viene considerato di **tipo convenzionale** quando è realizzato utilizzando giacimenti di produzione di gas esauriti o in fase di esaurimento, di **tipo semi convenzionale** quando si utilizzano giacimenti ad olio esauriti o acquiferi (cioè strutture geologiche contenenti acqua), di **tipo speciale** quando è realizzato in cavità ricavate in vuoti sotterranei ricavati in formazioni saline sotterranee o in miniere abbandonate.

Al pari dell'approvvigionamento, lo stoccaggio di gas naturale è trattato nel Paragrafo 4.2 della SEN⁵⁴. L'argomento viene trattato all'interno del quadro denominato "Dettaglio fabbisogno di infrastrutture strategiche"⁵⁵:

*"Per quanto riguarda lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, sulla base delle analisi condotte, si ritiene **sufficiente** ai soli fini della sicurezza (lasciando quindi impregiudicate ulteriori iniziative a fini commerciali) **un incremento di circa 75 milioni mc/giorno** di ulteriore capacità di erogazione alla punta e **circa 5 bcm** (miliardi di metri cubi) di capacità stoccaggio complessivi – che rappresenta comunque un **aumento di quasi il 50% rispetto all'attuale capacità commerciale**. Questo aumento dello stoccaggio consentirà di mettere in sicurezza il sistema in caso di situazioni di emergenza analoghe a quelle del febbraio 2012, riducendo progressivamente la necessità di misure di contenimento dei consumi industriali e di mantenimento e attivazione di centrali elettriche di riserva alimentate a olio combustibile. Tale capacità di stoccaggio contribuirà inoltre, insieme alle altre eventuali nuove capacità commerciali, ad incrementare la liquidità e la competitività del mercato, rappresentando anche un potenziale per la modulazione dei flussi per l'esportazione.*

*In un'ottica di selettività degli investimenti, si ritiene opportuno che solamente i costi relativi alle infrastrutture di stoccaggio pianificate e realizzate in regime regolato strettamente necessarie a garantire la sicurezza del sistema possano godere di garanzie di copertura in tariffa. In tal senso, **la capacità già attualmente in costruzione e autorizzata** (75 milioni di mc/giorno di punta) **appare sufficiente a soddisfare le necessità identificate**.*

Oltre agli effetti dell'aumento della capacità di stoccaggio, la sicurezza di approvvigionamento verrà migliorata attraverso gli apporti provenienti dalle infrastrutture strategiche di importazione (vedi prossimo capitolo) e dall'introduzione di parametri di erogazione complessiva degli stoccaggi durante il periodo invernale che consentano ad esempio di mantenere le prestazioni di punta di erogazione a fine inverno, abbinati alla introduzione di una sessione day ahead sul bilanciamento che consenta all'operatore di intervenire per rendere effettivi tali parametri. L'insieme di questi fattori, unitamente all'imminente entrata in esercizio del terminale offshore al largo delle coste toscane, consentirà di ridurre sin dall'anno termico 2013-2014 le misure onerose di contenimento dei consumi di gas dai settori industriale e termoelettrico (quantificabili in circa 150-200 milioni di euro l'anno), in attesa dell'entrata in esercizio delle nuove capacità di punta di erogazione, che inizierà ad avvenire dal 2014/2015.

Una ulteriore possibilità da valutare è la realizzazione di una capacità di punta da utilizzare in caso di emergenza attraverso la realizzazione di impianti di peak shaving alimentati a GNL, costituiti in connessione a impianti di ricezione di GNL esistenti o nuovi, o realizzati in siti dedicati mediante realizzazione di un impianto di liquefazione connesso alla rete di trasporto del gas."

La SEN giudica la capacità di stoccaggio attualmente in costruzione e autorizzata **sufficiente** ai fini della sicurezza di approvvigionamento, lasciando impregiudicate ulteriori iniziative a fini commerciali.

2.1.9 Eolico off-shore

Al momento non esistono impianti eolici funzionanti al largo delle coste italiane. L'eolico off-shore in Italia è rappresentato unicamente da una serie di progetti presentati al Ministero delle Infrastrutture e trasmessi al Ministero dell'Ambiente per le valutazioni di compatibilità ambientali. L'ammontare complessivo dei progetti mostrava, nel 2012, un totale di circa 6'800 MW di richieste. Di questi, ben 4'500 MW riguardavano progetti presentati in acque profonde, quindi su piattaforme galleggianti; allo stato attuale tali progetti non sono cantierabili e pertanto è opportuno non considerarli nell'ottica di uno sviluppo a medio termine.

⁵⁴ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 52

⁵⁵ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 65

Dei 3300 MW rimanenti circa 150 MW ricadono in prossimità delle coste del Molise, 1600 MW sono relativi a progetti che ricadono in prossimità delle coste pugliesi, circa 500 MW in quelle siciliane, 300 MW è all'incirca l'ammontare relativo alla Sardegna, 60 MW interessano le coste Toscane e 40 MW quelle friulane; il resto è stato annullato dalla procedura autorizzativa.

Dal 2011 è operativo il progetto europeo POWERED⁵⁶ (Project of Offshore Wind Energy Research, Experimentation and Development), finanziato dall'IPA (Adriatic Cross Border Cooperation) con lo scopo di stilare le Linee Guida per lo sviluppo dell'eolico off-shore nel Mare Adriatico.

Uno degli obiettivi del progetto è quello di ricostruire il clima meteorologico del mare Adriatico e delle sue coste cercando di individuare le potenzialità energetiche a fini eolici. Dall'analisi dei risultati è emerso come sul territorio nazionale siano essenzialmente le coste molisane e pugliesi a fornire un bacino energetico interessante mentre alla parte Sud del Montenegro ed a quella Nord e centro dell'Albania è affidato il ruolo di aree a buono/elevato potenziale eolico. La Croazia risulta molto ventosa in prossimità delle sue isole mentre presenta vistose sacche di bassa ventosità distribuite per quasi tutta la sua estensione costiera.

Da questi studi risulta evidente come lo sviluppo di parchi eolici nel mare Adriatico sia confinato, per la tecnologia attuale, in aree ben definite e che gran parte delle regioni italiane non abbiano possibilità di vedere installazioni in prossimità delle sue coste, almeno nel medio periodo.

Parallelamente alla realizzazione di parchi eolici è però indispensabile che si creino infrastrutture e servizi che possano consentire il processo di costruzione e messa in servizio. In tal senso si sta operando nei mari del Nord dove si cerca di realizzare dei veri e propri hub produttivi in prossimità delle aree di sviluppo eolico offshore. I porti industriali vengono così a trasformarsi in luoghi per la produzione e/o l'assemblaggio di turbine per offshore; parallelamente vengono costruite navi da lavoro per il trasporto e montaggio delle turbine, così come nascono tutti i servizi e le aziende per la produzione dei singoli componenti delle turbine.

Tale scelta è di natura strategica ed è da ricercare nelle ovvie difficoltà di costruzione e trasporto di turbine da 5-6 MW cadauna, fra due o tre anni si arriverà a 10 MW a turbina, in aree lontane da quelle portuali; in Inghilterra questo ha dato una nuova vita al Porto di Hull, dove Siemens e Mainstream stanno investendo per la realizzazione della catena produttiva che consentirà lo sviluppo degli impianti offshore previsti nel Round-3 del piano di sviluppo britannico.

Anche in Italia potrebbe essere possibile un'azione in tal senso facendo convergere competenze di alto livello nel settore navale verso la realizzazione di navi da lavoro e di turbine off-shore; ciò consentirà alla maggior parte delle regioni costiere italiane di partecipare allo sviluppo dell'eolico off-shore recuperando quel tessuto industriale che, a causa della crisi del settore, sta perdendo la propria identità. Di certo il porto di Ancona e le infrastrutture industriali ad esso collegate potrebbe candidarsi a questo ruolo con tutte le carte in regola.

Approfondendo l'esperienza UK sull'eolico off-shore un altro aspetto che potrebbe interessare e coinvolgere le Marche, sia in chiave di ricerca e sviluppo che di nuove attività di elevato valore tecnologico, è quello che vede incrociare la ricerca aerospaziale in ambito di tecnologia satellitare e le ricerche in ambito di energia eolica per quello che riguarda la stima dei potenziali di produttività dei mari italiani. Infatti uno dei costi importanti che si devono sostenere e che influenzano non poco soprattutto la fase iniziale di ogni progetto per un potenziale parco eolio offshore, ed il progetto POWERED lo ha dimostrato, è rappresentato dalle campagne anemometriche per la misurazione dei potenziali di una determinata area di mare. Oltre all'elevato costo di queste campagne, agli eventuali costi di manutenzione e ripristino per malfunzionamenti e della loro limitata durata nel tempo (1-2 anni), le stesse possono interessare esclusivamente limitate porzioni di mare. Per questo nel sistema anglosassone, attuale leader indiscusso dell'eolico off-shore, si sta puntando molto sulla misurazione satellitare dei potenziali di produzione di energia eolica marina.

⁵⁶www.powered-ipa.it

2.1.10 Fattori che possono influenzare la domanda di energia nelle Marche

La domanda di energia dipende da una molteplicità di fattori abbastanza eterogenea. Vi sono però alcuni importanti fattori da tenere in considerazione nei prossimi anni in quanto il loro cambiamento avrà un impatto molto rilevante sulla domanda di energia.

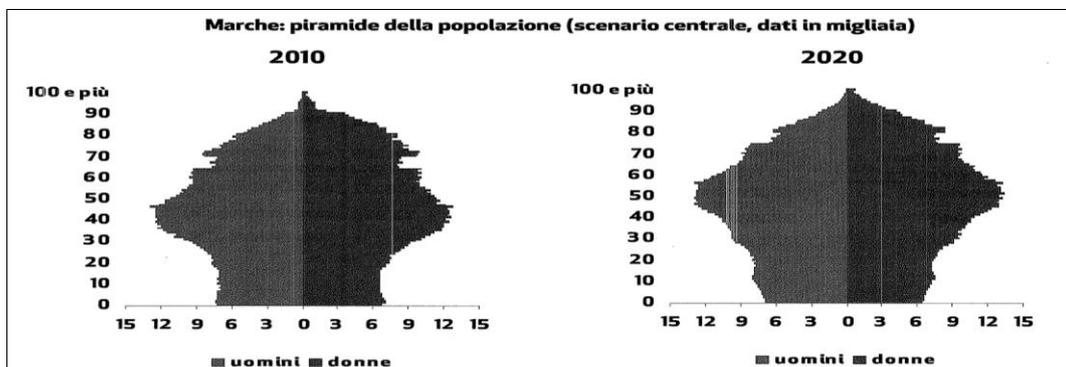


Figura 6: piramide della popolazione nelle Marche⁵⁷

Uno di questi è la popolazione: quella marchigiana negli ultimi anni ha avuto una crescita molto lenta (prossima allo stallo negli anni più recenti); il principale cambiamento dal punto di vista demografico non riguarda, quindi, il totale della popolazione, il cui profilo non è particolarmente dinamico, e comunque è ben definito, ma la composizione della stessa. Negli anni da oggi al 2020 e al 2050 si assisterà, infatti, ad un rilevante cambiamento della piramide della popolazione con un notevole incremento delle percentuali di persone distribuite sulle fasce di età oltre i 65 anni che sarà compensato da una forte diminuzione della percentuale di popolazione di età compresa fra 25 e 55 anni.

Ciò avrà sicuramente ripercussioni su alcuni consumi energetici e sulla domanda di trasporto. A tal proposito si sono inserite nel Capitolo 7 alcune azioni il cui obiettivo è quello di educare e coinvolgere la popolazione anziana residente, al conseguimento degli obiettivi di risparmio ed efficienza energetica (specialmente in ambito residenziale), anche attraverso interventi di assistenza energetica domiciliare, attraverso la diffusione di "palestre" all'aperto per anziani, dove oltre a salute e socializzazione si può prendere confidenza con le buone pratiche di risparmio energetico domestico, attraverso la diffusione di car-sharing condominiali con veicoli elettrici, anche per venire incontro alle esigenze di mobilità delle persone anziane, etc.

Un secondo fattore essenziale è il legame fra il prodotto interno lordo e la domanda di energia; tale connessione è un tema in parte molto semplice, ed in parte non altrettanto lineare. Una parte dei consumi energetici, infatti, presenta un legame stretto e diretto con il prodotto interno lordo: si tratta dei consumi del comparto industriale. E' abbastanza evidente come un rallentamento della produzione industriale definisca contestualmente una riduzione della domanda di calore e di energia elettrica per applicazioni di processo. Anche una parte del consumo di energia nel settore dei servizi (o terziario) presenta un forte legame con il PIL, anche se, in genere, esso è un po' meno marcato di quello che si riscontra per la maggior parte delle produzioni dell'industria. Esaminando più nello specifico la domanda di energia elettrica, negli ultimi 30 anni il legame fra la domanda di energia elettrica e andamento del PIL è stato molto diretto ma anche crescente, nel senso che la domanda di energia per unità di prodotto interno lordo è aumentata con continuità. Questo fenomeno è la somma di diversi fattori, fra i quali uno molto importante è il fenomeno della elettrificazione della domanda energetica, che verrà illustrato nei paragrafi che seguono.

⁵⁷ PROMETEIA, Scenari Economie Locali, previsioni 2020 (febbraio 2012), Lo scenario della Regione Marche verso il 2020

Per quanto riguarda, invece, la parte di domanda di energia che procede in simbiosi con il PIL, bisognerà tenere conto delle prospettive del PIL marchigiano; un'ipotesi sulle stesse è mostrata in Figura 7.

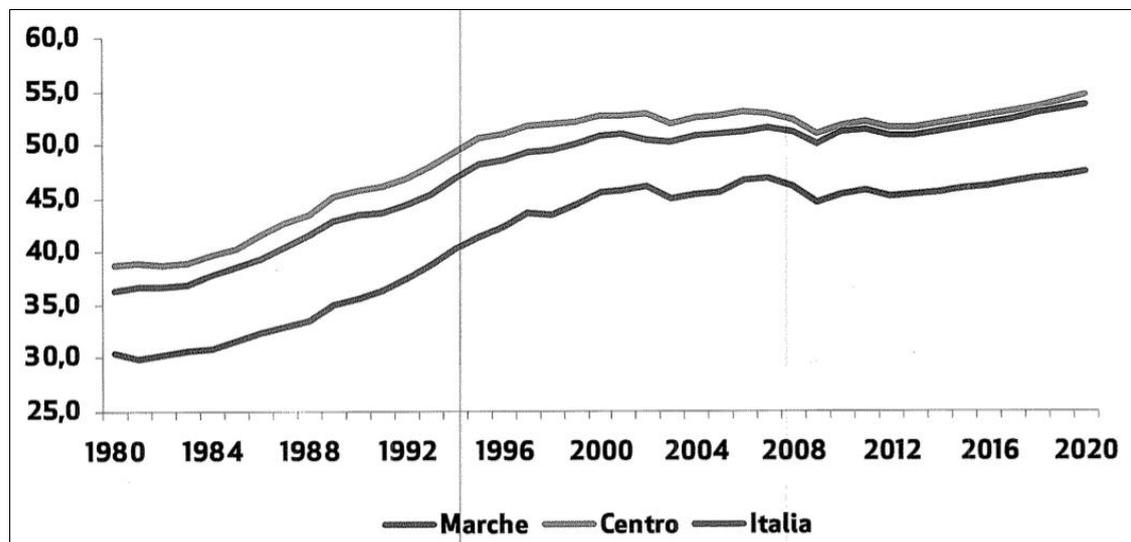


Figura 7: PIL per unità di lavoro [k€]⁵⁸



Figura 8: evoluzione della domanda di trasporto e prodotto interno lordo negli anni 1991-2010 (indici base 1990=100)⁵⁹,
Pil = prodotto interno lordo, Pkm = passeggeri-chilometro, Tkm=tonnellate-chilometro

Anche il settore dei trasporti presenta una domanda di energia che è fortemente correlata con il prodotto interno lordo.

La domanda di trasporto nell'ultimo decennio ha mostrato una dinamica piuttosto modesta, la quale, però, è stata poi modificata radicalmente nel 2008. In questo anno, infatti, i trasporti hanno

⁵⁸ PROMETEIA, Scenari Economie Locali, previsioni 2020 (febbraio 2012), Lo scenario della Regione Marche verso il 2020

⁵⁹ ISTAT, annuario statistico italiano 2012, Capitolo 19, Trasporti e telecomunicazioni, pag. 487, reperibile su: http://www3.istat.it/dati/catalogo/20121218_00/PDF/Cap19.pdf

segnato una forte battuta di arresto che ha riguardato tanto il trasporto delle merci quanto lo spostamento delle persone.

La tendenza è proseguita in maniera forte anche nell'anno 2009; alla fine di tale anno, infatti, il totale delle tonnellate-chilometro è ritornato ai livelli del 1990, mentre il numero dei passeggeri-chilometro si è attestato a valori inferiori a quelli dell'anno 2000.

In conclusione, dall'esame della relazione fra domanda di trasporto e PIL si rileva che esistono delle chiare relazioni, le quali, però, sono più evidenti nel medio periodo, e sono invece meno evidenti nelle singole variazioni annuali.

L'ultimo fattore esaminato è l'intensità elettrica; essa rappresenta il rapporto fra il consumo di energia elettrica ed il PIL; l'esame dell'andamento dell'intensità elettrica consente di identificare tendenze molto importanti come quella della "elettrificazione della domanda".

Per mostrare questa grandezza sono esposti due grafici; la Figura 9 mostra l'intensità elettrica in Italia dal 1975 al 2011 in termini assoluti con l'indice kWh/€ PIL; si vede una evidentissima tendenza di aumento, che, però, è rallentata negli ultimi anni. La Figura 10, invece, mostra l'andamento storico della dinamica espressa in termini di variazioni anno su anno e di tasso di variazione medio annuo decennale (tratto più marcato). Da entrambe i grafici si osserva un andamento crescente di fondo, che, però, ha subito un rallentamento negli ultimi anni.

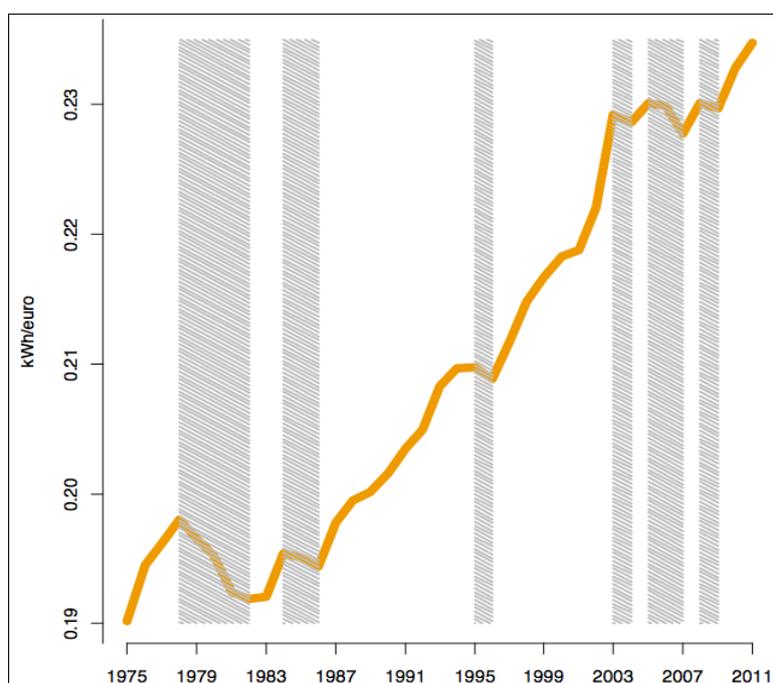


Figura 9: intensità elettrica in Italia espressa con l'indice kWh/€ PIL, anni 1975-2011⁶⁰

⁶⁰ Terna Rete Italia – Direzione dispacciamento e conduzione – PEO Statistiche e bilanci energia, Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario (Anni 2012 – 2022), 28 settembre 2012, figura 10 pag. 34, disponibile su www.terna.it

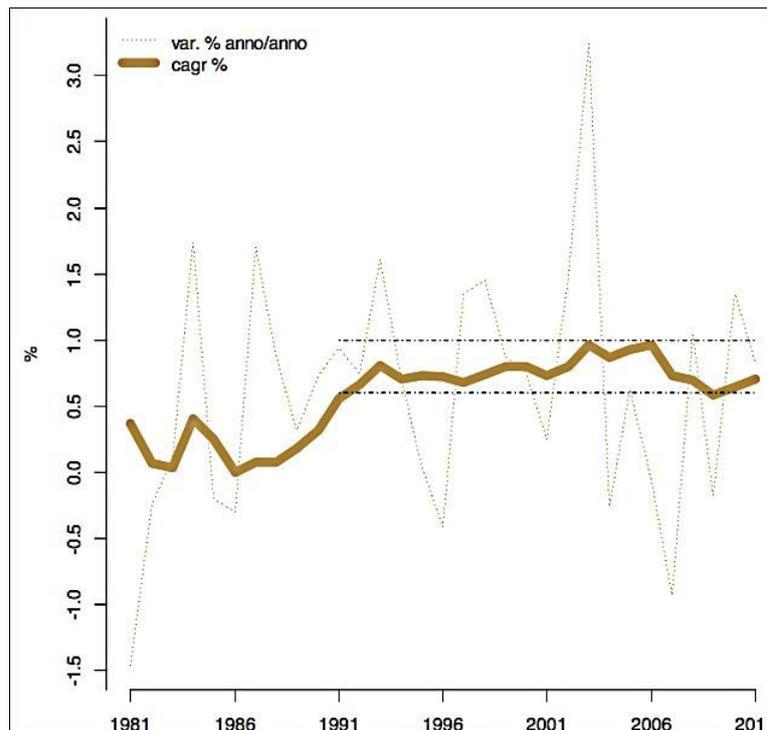


Figura 10: dinamica dell'intensità elettrica in Italia espresse come variazione anno su anno precedente e media sui dieci anni (cagr%) 1981-2011⁶¹

Nel quadro di contesto che si sta tracciando è utile riportare un'importante osservazione. Per contestualizzarla al meglio ci si rifà a quanto al riguardo è stato rilevato da "Terna" nel suo documento di previsione della domanda elettrica in Italia⁶². In tale documento viene sottolineato come nei prossimi anni, oltre a doversi confrontare con altri fenomeni che riguardano in generale la domanda di energia, si assisterà ad una intensa elettrificazione della domanda di energia. L'elettrificazione della domanda è un fenomeno in atto da tempo (la quota elettrica degli impieghi finali è salita dal 15,4 % del 1990 al 19,3 % del 2010, si veda la Figura 11).

Tuttavia ci sono due fattori che potrebbero sensibilmente accelerare tale percorso: il primo è un atteso incremento dell'impiego di pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti, un fenomeno in atto da qualche anno la cui intensità è prevista in notevole aumento nei prossimi anni (in particolare anche il Decreto Ministeriale 16 febbraio 2016⁶³, cd. Conto Energia Termico 2.0 prevede il riconoscimento di incentivi per la sostituzione di generatori di calore tradizionali con pompe di calore). Il secondo fenomeno che probabilmente avrà anch'esso un importante impatto è la diffusione dei veicoli elettrici: rispetto al precedente, per il quale sicuramente lo sviluppo sarà rapido, nel caso del trasporto elettrico molti concordano nell'affermare che la diffusione massiccia non avverrà nel decennio in corso; in ogni caso esso rappresenta un fenomeno degno di nota.

⁶¹ Terna Rete Italia – Direzione dispacciamento e conduzione – PEO Statistiche e bilanci energia, Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario (Anni 2012 – 2022), 28 settembre 2012, figura 11 pag. 36, disponibile su www.terna.it

⁶² Terna Rete Italia – Direzione dispacciamento e conduzione – PEO Statistiche e bilanci energia, Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario (Anni 2012 – 2022), 28 settembre 2012, figura 1 pag. 10, disponibile su www.terna.it

⁶³ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 febbraio 2016 "Aggiornamento della disciplina per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili", Pubblicato sulla GU n. 51 del 02/03/2016

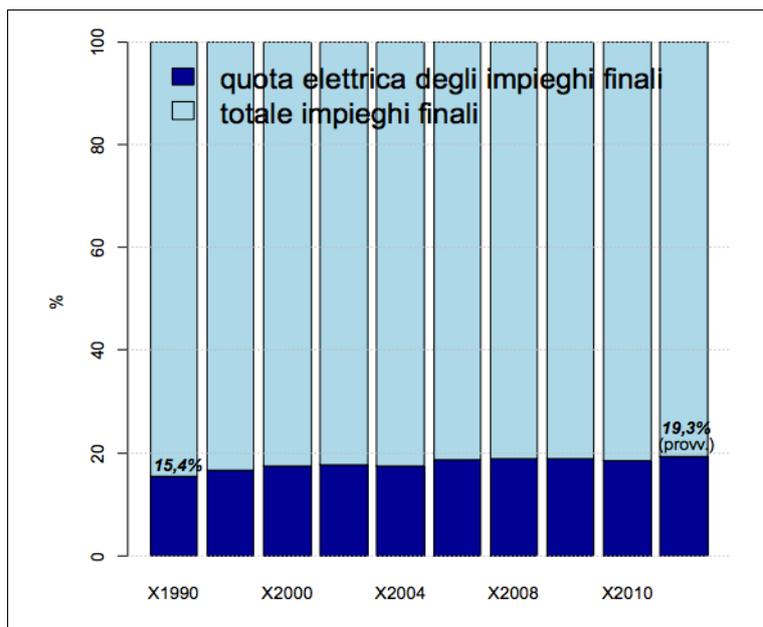


Figura 11: evoluzione degli impieghi finali elettrici sul totale impieghi in Italia⁶⁴

2.2 Aggiornamenti normativi

Per la redazione del presente documento si sono tenute in considerazione le normative nazionali e le disposizioni che introducono incentivi economici per efficienza energetica, per le fonti rinnovabili, per la riduzione delle emissioni climalteranti e i piani di azione ad essi coerenti previsti e riportati nel recente Documento di Economia e Finanza (DEF) 2016, previsto dalla legge di contabilità e finanza pubblica n. 196 del 2009 e approvato dal Consiglio dei Ministri l'8 aprile 2016

2.2.1 Riduzione delle emissioni di gas climalteranti

Particolare attenzione a livello comunitario viene riservata agli obiettivi di riduzione delle emissioni dei gas serra, in quanto principali responsabili delle alterazioni climatiche.

Il "Piano europeo per l'energia e il clima", infatti, è composto da un atto esclusivamente indirizzato a definire gli obiettivi di riduzione di emissione per ciascuno degli Stati membri e a definire le modalità per la verifica della loro portata. Tale atto è la "Decisione n. 406/2009/CE del Parlamento europeo e del Consiglio"⁶⁵, del 23 aprile 2009, concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020".

Per il periodo 2013-2020 tale decisione dispone a ciascuno degli Stati membri un livello di emissione di gas climalteranti che va a formare una traiettoria lineare in tale periodo temporale. In ogni anno dal 2013 al 2020, le emissioni debbono essere inferiori al valore di emissione assegnato. L'assegnazione annuale di emissioni per il 2020 corrisponde alla percentuale stabilita all'allegato II della Decisione per ciascuno degli Stati membri.

Inoltre, nel periodo 2013-2019, uno Stato membro può utilizzare in anticipo una quantità fino al 5% della sua assegnazione annuale di emissioni relativa all'anno successivo con la possibilità di trasferimento

⁶⁴ Terna Rete Italia, Direzione, dispacciamento e conduzione, PEO Statistiche e Bilanci Energia – Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario – Anni 2012-2022, 28 settembre 2012, pag. 10

⁶⁵ Decisione 406/2009/CE del Parlamento Europeo e del consiglio del 23 aprile 2009 concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020, reperibile su:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:IT:PDF>

della parte inutilizzata di un'assegnazione annuale di emissione all'anno successivo. Inoltre può trasferire, a certe condizioni, una parte della sua assegnazione annuale ad altri Stati membri.

Al fine di adempiere ai propri obblighi gli Stati possono utilizzare i Crediti di Riduzione delle Emissioni, ovvero Riduzioni di Emissioni Certificate (CER) e Unità di Riduzione delle Emissioni (ERU), autorizzate nel quadro della Direttiva 2003/87/CE, per il periodo 2008-2012 e corrispondenti a progetti registrati prima del 31/12/2012, CER rilasciate per riduzioni di emissioni realizzate da progetti attuati nei paesi meno sviluppati e CER temporanee o CER a lungo termine derivanti da progetti di forestazione o riforestazione.

Le emissioni medie annuali consentite dal Protocollo di Kyoto per l'Italia sono pari a 483.3 Mt CO₂eq. Le emissioni medie annuali del quinquennio 2008-2012 sono state di 495.4 Mt CO₂eq. Considerando anche il contributo degli assorbimenti del settore forestale e dei crediti derivanti dai progetti di cooperazione internazionale già previsti, la distanza dall'obiettivo stabilito dal Protocollo di Kyoto nell'intero periodo 2008-2012 è di 16.9 Mt CO₂eq⁶⁶.

Il 6 ottobre 2015 è stata emanata la Decisione 2015/1814/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio che prevede l'istituzione e il funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato nel sistema dell'Unione per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra e recante modifica della Direttiva 2003/87/CE.

Al fine della valutazione dei progressi di ogni singolo Stato, a norma della Decisione 280/2004/CE, gli Stati membri sono tenuti ad includere nelle loro relazioni: le loro emissioni annuali dei gas ad effetto serra; l'utilizzazione, la distribuzione geografica e i tipi di crediti utilizzati; i progressi previsti e le proiezioni nazionali; le informazioni sulle politiche e sulle misure nazionali. Ogni due anni la Comunità valuta i processi realizzati e il rispetto del suo impegno.

Se le emissioni di gas ad effetto serra di uno Stato membro superano l'assegnazione annuale si possono applicare diverse misure correttive a seconda del caso come, per esempio, lo sviluppo di un piano d'azione correttivo o la sospensione temporanea della possibilità di trasferire parte dell'assegnazione di emissioni dello Stato membro e dei suoi diritti JI (Joint Implementation)/CDM (Clean Development Mechanism) a un altro Stato membro.

Per il periodo 2013-2020 l'UE ha adottato il Pacchetto Clima e Energia (*Integrated Energy and Climate Change Package*, IECCP). L'IECCP impegna, in chiave emissiva, gli Stati membri dell'Unione Europea a conseguire entro il 2020 l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 20% rispetto al 1990.

I principali strumenti normativi europei di riferimento sono:

- ✓ **la Direttiva 2009/29/CE** modifica la direttiva 2003/87/CE, perfeziona e estende il sistema comunitario di scambio di quote di emissioni dei gas-serra (EU-ETS), ponendo un tetto unico europeo in materia di quote di emissioni dal 2013. Le quote disponibili per le emissioni verranno ridotte annualmente dell'1.74%, con una riduzione al 2020 del 21% rispetto all'anno base 2005;
- ✓ **la Decisione 406/2009/CE** (*Effort Sharing Decision*, ESD) riguarda gli sforzi degli Stati membri per rispettare gli impegni comunitari di riduzione delle emissioni di gas-serra entro il 2020. La decisione assegna all'Italia l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 13% al 2020 rispetto alle emissioni 2005 per tutti i settori non coperti dal sistema ETS, ovvero piccola-media industria, trasporti, civile, agricoltura e rifiuti.

Dopo la presentazione della Comunicazione sul "Quadro Clima-Energia 2030", il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato le Conclusioni che contengono i nuovi obiettivi per il periodo 2020-2030. Gli obiettivi devono essere raggiunti per mantenere il proposito di riduzione delle emissioni di gas-serra a livello europeo di almeno 80% entro il 2050 rispetto al 1990. Gli obiettivi fissati dalla

⁶⁶ Fonte ISPRA <http://www.isprambiente.gov.it/it/temi/cambiamenti-climatici/politiche-sul-clima-e-scenari-emissivi>

Commissione per il 2030 prevedono una riduzione delle emissioni totali del 40% rispetto al 1990, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 27% del consumo finale e il risparmio del 30% di energia attraverso l'aumento dell'efficienza energetica. Attualmente gli obiettivi menzionati e la ripartizione degli obiettivi nazionali sono oggetto di dibattito negoziale. Come per il 2020 l'anno di riferimento per gli obiettivi dei singoli paesi sarà il 2005. Il Quadro contiene altresì una proposta di decisione che modifica il sistema EU ETS, prevedendo l'introduzione di uno strumento di stabilizzazione automatica del mercato (la market stability reserve) destinato ad entrare in funzione nel gennaio 2021⁶⁷.

L'allegato al Documento di Economia e Finanza 2014, indica le azioni da attuare in via previste nel "Piano di Azione Nazionale per la riduzione dei gas serra per il periodo 2013-2020" (approvato con la delibera CIPE 17/2013), al fine di porre l'Italia su un percorso emissivo idoneo a rispettare gli obiettivi annuali vincolanti di cui alla decisione n. 406/2009/CE e compatibile con l'obiettivo di decarbonizzazione dell'economia al 2050.

2.2.2 Sviluppo e incentivazione delle energie rinnovabili

La Direttiva Europea di riferimento per la promozione dell'energie rinnovabili è la n. 2009/28/CE del 23 aprile 2009 "sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

Dalla approvazione della direttiva 2009/28/CE, si è di fatto adottato una sorta di testo unico europeo relativo all'energia da fonti rinnovabili ed alla sua promozione; la Direttiva istituisce, infatti, un quadro comune per la promozione del consumo di energia a partire da fonti rinnovabili. Come indicato nella sintesi ufficiale della direttiva⁶⁸, le linee essenziali sono le seguenti:

- ✓ Definizione di obiettivi nazionali e misure: per ciascuno Stato membro è stato fissato un obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia entro il 2020. Tale obiettivo è coerente con l'obiettivo del 20-20-20 della Comunità. Per quanto riguarda il settore dei trasporti, la quota di energia da fonti rinnovabili deve essere pari almeno al 10% del consumo finale di energia entro il 2020.
- ✓ Adozione di piani di azione nazionali per le energie rinnovabili: gli Stati membri adotteranno un piano di azione nazionale che fissi la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento per il 2020. Tali piani di azione prenderanno in considerazione gli effetti di altre misure e politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia (più alta sarà la riduzione del consumo di energia, meno energia da fonti rinnovabili sarà necessaria per raggiungere l'obiettivo). I piani dovranno inoltre prevedere le modalità delle riforme dei regimi di pianificazione e di fissazione delle tariffe, nonché l'accesso alle reti elettriche, a favore dell'energia da fonti rinnovabili.
- ✓ Cooperazione fra Stati membri: gli Stati membri possono «scambiare» una quantità di energia da fonti rinnovabili mediante un trasferimento statistico, possono intraprendere progetti comuni per la produzione di elettricità e di calore da fonti rinnovabili possono inoltre stabilire una cooperazione con paesi terzi, sempre che siano soddisfatte le seguenti condizioni: l'elettricità è consumata nella Comunità, l'elettricità è prodotta in un impianto di nuova costruzione (dopo il giugno 2009) e la quantità di elettricità prodotta ed esportata non ha beneficiato di nessun altro sostegno.
- ✓ Istituzione della "garanzia di origine": ciascuno Stato membro deve essere in grado di poter garantire l'origine dell'elettricità, nonché dell'energia per il riscaldamento e il raffreddamento, da fonti rinnovabili. L'informazione contenuta in queste garanzie di origine è normalizzata e deve essere riconosciuta in tutti gli Stati membri. Essa può anche venire utilizzata per fornire ai consumatori informazioni relative alla composizione delle varie fonti di elettricità.
- ✓ Norme riguardo l'accesso e il funzionamento delle reti: gli Stati membri devono realizzare le infrastrutture necessarie all'energia prodotta da fonti rinnovabili nel settore dei

⁶⁷<http://documenti.camera.it/leg17/dossier/pdf/Ri035.pdf>

⁶⁸reperibile su: www.europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/en0009_it.htm

trasporti. A tal fine, devono verificare che i gestori garantiscano la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e provvedere affinché questo tipo di energia abbia un accesso prioritario.

- ✓ Biocarburanti e bioliquidi: la direttiva prende in considerazione l'energia prodotta a partire dai biocarburanti e dai bioliquidi. La riduzione delle emissioni di gas effetto serra grazie all'uso di biocarburanti e di bioliquidi presi in considerazione deve essere pari almeno al 35%. A decorrere dal 1° gennaio 2017 la percentuale di riduzione deve essere portata almeno al 50%. I biocarburanti e i bioliquidi non devono essere prodotti a partire da materie prime provenienti da terreni di grande valore in termini di diversità biologica o che presentino un rilevante stock di carbonio. Per beneficiare di un sostegno finanziario devono essere qualificati come «sostenibili» secondo i criteri della Direttiva.

L'Italia ha recepito la Direttiva n. 2009/28/CE tramite il D.Lgs. n. 28 del 3 marzo 2011⁶⁹.

Gli obiettivi assegnati a livello comunitario e recepiti con tale Decreto Legislativo sono quelli della riduzione del 13% delle emissioni di gas ad effetto serra entro il 2020 rispetto al 2005, l'aumento al 17% della quota dei consumi da fonti rinnovabili/consumi finali lordi e la riduzione del 20% dei consumi di energia entro il 2020 rispetto al 2005.

L'obiettivo relativo ai consumi da fonti rinnovabili è stato suddiviso tra le regioni con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012 "Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)"; maggiori dettagli su tale provvedimento e su quelli ad esso collegati sono esposti nel § 2.2.6.

Riguardo all'incentivazione delle energie rinnovabili elettriche (FER-E) i D.M. attualmente vigenti sono due. Il primo è il Decreto Ministeriale 5 luglio 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico in cui è presente il quinto conto energia che disciplina l'incentivazione per la realizzazione di impianti solari fotovoltaici (rimasto nel 2016 attivo esclusivamente per gli impianti già iscritti ai registri e realizzati su edifici pubblici o terreni della pubblica amministrazione in zone che nel corso degli anni 2012 e 2013, sono state per qualsiasi motivo riconosciute colpite da eventi calamitosi con provvedimenti normativi o amministrativi), il secondo è il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 con cui il Ministero dello Sviluppo Economico ha indicato gli incentivi per le fonti energetiche rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico che entrano in esercizio dal 1 gennaio 2013. Nel dettaglio gli impianti beneficiari di tali incentivi sono le FER diverse dal fotovoltaico, cioè: eolica, idraulica, oceanica, geotermica, gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione, biogas. Il DM 6 luglio 2012 è ufficialmente decaduto il 1 gennaio 2016, ma ci sono ancora alcuni impianti che beneficeranno degli incentivi ad esso associati, quando la loro realizzazione sarà ultimata, è il caso del Parco Eolico di Apecchio (PU) da 10 MWp incentivato con il contingente di potenza previsto per impianti eolici on shore di cui al Bando del 13 marzo 2013 e in via di realizzazione; degli impianti idroelettrici da 0.716 MWp di Castelplanio, 0.683 MWp di Montelupone, 0.35 MWp di Magliano del Tenna (FM), dei 0.28 MWp a Vallefoglia (PU), 0.28 e 0.29 MWp a Montelupone e Potenza Picena (MC) ed altri 10 impianti mini idroelettrici di potenze da 0.15 a 0.065 MW incentivati e autorizzati sul territorio regionale con le Aste GSE 2014; due impianti a biogas da 0.25MWp ad Apiro (MC) e Serra San Quirico (AN), sempre con Aste GSE 2014.

Secondo il quinto conto è possibile scegliere tra una tariffa omnicomprensiva comprendente sia il valore dell'incentivo che quello dell'energia ceduta alla rete e un premio per l'autoconsumo. Sebbene quest'ultimo risulti più basso rispetto alla tariffa omnicomprensiva, occorre sommare al premio per l'autoconsumo anche il valore dell'energia risparmiata. Fatta tale considerazione il meccanismo dell'autoconsumo risulta decisamente conveniente. Ad oggi la principale forma di "incentivazione" per le rinnovabili elettriche è rappresentata proprio dalle agevolazioni in

⁶⁹ Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" pubblicato sulla G.U. n. 71 del 28 marzo 2011, Suppl. Ordinario n. 81

autoconsumo rappresentate dai **Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)**. Il vantaggio di un sistema qualificato SEU rispetto a uno senza qualifica è di tipo economico, in quanto questo riconoscimento comporta delle agevolazioni tariffarie sull'energia elettrica autoconsumata (prodotta e non prelevata dalla rete), in particolare sulle parti variabili degli oneri generali di sistema. Più precisamente, nei sistemi qualificati, gli oneri di sistema per il 2014 sono dovuti solo sull'energia elettrica prelevata, mentre a decorrere dal 2015 sono dovuti sia sull'energia elettrica prelevata, sia su quella autoconsumata nella misura del 5% (articolo 24 della legge 116/14).

L'applicazione del Decreto Ministeriale del 5 luglio 2012 è cessata decorsi trenta giorni solari dalla data di pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la quale si è individuata la data di raggiungimento del valore annuale di 6,7 miliardi di euro. L'Autorità per l'energia, con la delibera 250/2013/R/efr, ha indicato nel 6 giugno 2013 la data di raggiungimento della soglia di 6,7 miliardi di euro del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per lo sviluppo degli impianti fotovoltaici.

Ad oggi il fotovoltaico è sicuramente conveniente se è in grado di aumentare l'autonomia energetica domestica o aziendale attraverso l'autoproduzione, riducendo la bolletta elettrica tanto da ripagare nel tempo le spese sostenute per l'acquisto dell'impianto fotovoltaico. L'energia prodotta per l'autoconsumo è la base di un nuovo paradigma energetico che vede superati i vecchi modelli produttivi policentrici rappresentati dalle centrali elettriche a combustibili fossili. In questa ottica ormai la tecnologia sta consentendo anche di superare l'ostacolo legato alle abitudini di consumo, ad esempio domestiche. Grazie alla domotica sono già in commercio apparecchi, gestiti da una centralina elettronica, in grado di attivare elettrodomestici in automatico al presentarsi delle condizioni favorevoli: es. nel caso di una lavastoviglie, caricata e programmata dall'utente prima di recarsi al lavoro, la centralina la attiverà quando potrà essere alimentata grazie all'energia prodotta dal fotovoltaico.

Fino al 31/12/2016 è possibile per le persone fisiche (soggetti Irpef) realizzare un impianto fotovoltaico residenziale con l'agevolazione fiscale del 50% in 10 anni, opzione resa vantaggiosa anche grazie alla consistente riduzione dei costi di realizzazione⁷⁰.

Al vantaggio economico della detrazione va aggiunto poi quello relativo allo "scambio sul posto". Tecnicamente si tratta di una compensazione economica tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Questa modalità permette di abbattere i consumi energetici annuali e dunque i costi in bolletta. Il contributo in conto scambio, è un contributo che garantisce il rimborso ("ristoro") di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete.

L'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili termiche (FER-C) è regolata nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 febbraio 2016, cosiddetto **Conto Termico 2.0**, pubblicato in G.U. il 2 marzo 2016, una misura senza scadenza e permanente. Non fluttuante pertanto come gli incentivi fiscali.

Esso prevede una serie di incentivi agli investimenti relativi a interventi di incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Gli interventi incentivabili sono diversi e riguardano principalmente interventi di isolamento termico e di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento. I beneficiari degli incentivi saranno privati ed enti pubblici e gli impianti finanziabili potranno avere una potenza fino a 2 MWt. Gli incentivi verranno inoltre erogati solo se gli impianti raggiungono gli specifici requisiti tecnici di soglia che variano a seconda dell'impianto in questione e della zona climatica dove l'impianto viene installato.

⁷⁰ "La possibilità di fruire della detrazione in esame è comunque esclusa quando la cessione dell'energia prodotta in eccesso configuri esercizio di attività commerciale, come nel caso, ad esempio, in cui l'impianto abbia potenza superiore a 20 kW ovvero, pur avendo potenza non superiore a 20 kW, non sia posto a servizio dell'abitazione (cfr. ris. n. 84/E del 2012, ris. n. 13/E del 2009, cir. n. 46/E del 2007)"

La promozione dell'efficienza energetica, accanto all'aggiornamento della legislazione e requisiti minimi, è stata supportata dal 2007 attraverso l'istituzione della detrazione del 55% per opere edili ed impiantistiche per la riqualificazione energetica di edifici esistenti e per l'installazione di sistemi di produzione termica da fonte rinnovabili, quali solare termico, pompe di calore e caldaie a biomasse. Con un recente intervento⁷¹ le detrazioni del 55% sono state portate al 65% delle spese fino al 31 dicembre 2016.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica l'introduzione dei Certificati Bianchi (TEE) ha contribuito positivamente su aspetti non trattati dalla legislazione precedentemente menzionata, quali sistemi di illuminazione (sostituzione lampade), consumo di acqua (aeratori e riduttori di flusso), apparecchiature elettriche in genere. Più di recente, inoltre, l'introduzione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas EEN 9/11⁷² ha prodotto una notevole crescita dell'interesse verso molte applicazioni che in precedenza si vedevano riconosciuti pochi titoli; fra queste, in particolare, le applicazioni per il risparmio di energia termica.

2.2.2.1 Nuovo DM incentivi FER non FV 2015-2016

Il nuovo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, approvato a novembre 2015 dalla Conferenza unificata Stato-Regioni, sullo schema riguardante gli incentivi 2015 - 2016 alla produzione di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non fotovoltaiche, ha ricevuto il 29 aprile 2016 il via libera della Commissione Europea che ne deve approvare la legittimità riconoscendo che il regime italiano destinato a sostenere la produzione di energia elettrica da FER elettriche non fotovoltaiche è conforme alle norme UE sugli aiuti di Stato e favorisce l'integrazione dei produttori di energia rinnovabile. A seguito del via libera della Commissione Europea, il DM, che va a sostituire il DM 6 luglio 2012, è stato approvato il 23 giugno 2016 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale (Serie Generale n. 150 del 29-6-2016).

Il DM, che conferma il tetto previsto dal DM 6 luglio 2012 di 5.8 miliardi di € annui, stima le risorse residue in 400 mln di € annui ed ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, diverse dal fotovoltaico, attraverso la definizione di incentivi e modalità di accesso semplici, che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità degli oneri di incentivazione in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi stabiliti nella Strategia Energetica Nazionale nonché il graduale adattamento alle Linee guida in materia di aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente di cui alla comunicazione della Commissione europea (2014/C 200/01). La Commissione Europea ha stimato in 1.3 GW la nuova potenza installabile in Italia a seguito del via libera al DM vagliato.

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha aggiornato al 31 gennaio 2016 il contatore del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non fotovoltaiche. Il costo indicativo annuo è ora di circa 5,649 miliardi di euro, circa 9 milioni di euro in meno rispetto al mese precedente. Mancano dunque 151 milioni al raggiungimento del limite di spesa dei 5,8 miliardi, superato il quale - salvo novità normative - gli incentivi cesseranno.

⁷¹ Decreto legge n. 63 del 4 giugno 2013 relativo a Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per il recepimento della direttiva 2010/31/UE in materia di prestazione energetica nell'edilizia; il decreto è attualmente in fase di esame in commissione alla Camera dei Deputati; infatti la prima stesura aveva escluso le caldaie a condensazione e le pompe di calore dall'accesso alle detrazioni. Tali tecnologie sono state successivamente reintrodotte con un emendamento al Senato della Repubblica. Quanto sopra riportato si riferisce, quindi, all'ultima stesura disponibile.

⁷² Delibera AEEG EEN 9/11 pubblicata su www.autorita.energia.it il 28 ottobre 2011 recante Aggiornamento, mediante sostituzione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.

Il contatore FER non fotovoltaiche come noto si riferisce agli oneri di incentivazione relativi agli impianti incentivati con il CIP 6 (per la quota rinnovabile), con i Certificati Verdi, con le Tariffe Onnicomprensive (D.M. 18/12/2008), agli impianti incentivati mediante il Conto Energia per il Solare Termodinamico, agli impianti ammessi ai registri (in posizione utile) o vincitori delle procedure d'asta (D.M. 6/7/2012) e agli impianti i cui Soggetti Responsabili hanno presentato richiesta di ammissione agli incentivi del D.M. 6/7/2012 a seguito dell'entrata in esercizio. Le risorse che si sono "liberate" e che stanno allontanando il contatore dall'indicatore dei 5.8 miliardi di € annui, permettendo di conseguenza l'emanazione del nuovo DM incentivi 2015-2016, sono dovute all'introduzione dei prezzi dell'energia 2015, alla progressiva scadenza del periodo di incentivazione di alcuni impianti che accedono ai Certificati Verdi e al CIP6 e all'attività di verifica condotta dal GSE su impianti FER-E e IAFR. Tutte attività di "riduzione del monte incentivi complessivo" che nel 2016 continueranno, anzi le riduzioni attese sono superiori a quelle già in essere, liberando altri contingenti di incentivi e quindi facendo stimare al GSE il superamento della "soglia di non ritorno" dei 5.8 miliardi di € non prima della fine di giugno 2017. Questo apre scenari interessanti per le Marche, che hanno dimostrato avere una "predisposizione" per la piccola generazione diffusa da FER.

La Comunicazione (2014/C 200/01), a cui il nuovo DM si ispira, consente un graduale adattamento dei regimi di aiuto esistenti, prevedendo in particolare, con riferimento agli aiuti al funzionamento a favore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che:

- ✓ in un periodo di transizione che si estende dal 2015 al 2016, gli aiuti pari ad almeno il 5% della nuova capacità pianificata di energia elettrica da fonti rinnovabili dovrebbero essere concessi nell'ambito di una procedura di gara competitiva basata su criteri chiari, trasparenti e non discriminatori;
- ✓ dal 1° gennaio 2017 gli aiuti sono concessi nell'ambito di una procedura di gara competitiva basata su criteri chiari, trasparenti e non discriminatori.

Al 31-12-2015 gli esiti delle procedure di iscrizione al registro e di aste al ribasso, svolte dal GSE in attuazione del predetto DM 6 luglio 2012, hanno evidenziato:

- ✓ l'efficacia delle procedure d'asta per l'eolico, in termini di ribassi dell'incentivo richiesto;
- ✓ un possibile non elevato tasso di costruzione degli impianti risultati vincitori delle procedure d'asta per l'eolico;
- ✓ la scarsa o nulla partecipazione alle procedure d'asta per le altre fonti e tipologie di impianto;
- ✓ la completa saturazione dei contingenti per i registri dell'eolico, dell'idroelettrico e delle fonti biologiche;

Sono tre le modalità di incentivazione prevista: i grandi progetti con più di 5 MW di potenza installata parteciperanno a gare di iscrizione al registro con offerta al ribasso sull'incentivo, gare specifiche per ciascuna tecnologia; i progetti di media entità con potenza installata tra 0,5 MW e 5 MW saranno inseriti in un registro specifico per ogni tecnologia e saranno sostenuti in base a priorità stabilite secondo determinati criteri; i progetti di dimensioni inferiori a 0,5 MW avranno accesso diretto agli aiuti su richiesta. Per le iscrizioni a registro e per le aste al ribasso per l'iscrizione a registro, nel 2016, i contingenti di FER saranno suddivisi in due distinti bandi.

La taglia minima incentivabile, attraverso i due bandi con le procedure annue di *iscrizione a registro* previste dal nuovo DM, per ogni fonte rinnovabile parte da 5 MW, i contingenti massimi messi a registro suddivisi per tipologia di fonte sono riportati in Tabella 4, ciascun bando 2016 ammetterà a registro il 50% del contingente previsto.

Tabella 4: contingenti massimi per fonte

Fonte	[MW]
Eolico on shore	60
Idroelettrico	80
Geotermoelettrico	30
Biomasse e biogas, gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	90
Oceanica (comprese maree e 6 moto ondoso)	6
Solare Termodinamico	20

Il nuovo DM punta nettamente a favorire i piccoli impianti di taglia inferiore ai 500 kW, celermente cantierabili, specialmente quelli di taglia non superiore ai 60-100-250 kW (rispettivamente per eolico, biomasse-solare termodinamico, idroelettrico) così da sfruttare al meglio la generazione distribuita e non creare problemi di saturazione nella rete. Impianti che non dovranno partecipare alle aste dei registri di incentivazione, ma che una volta realizzati si verranno riconosciuti come incentivabili. Interessante ad esempio risulta, per le bioenergie, l'incentivazione diretta, che inserisce nei criteri di accesso esclusivamente la tipologia della matrice con cui si alimenta l'impianto, escludendo le colture dedicate del settore agroalimentare e puntando sui sottoprodotti di origine biologica, della filiera del legno e della lavorazione dei settori forestali, sottoprodotti della filiera agricola, agroalimentare e agroindustriale, derivati e prodotti di scarto della filiera zootecnica, dei macelli e degli allevamenti e sulla frazione organica dei rifiuti della raccolta differenziata. Questi ultimi dovranno riportare la dichiarazione dell'Autorità competente attestante, nell'ambito della pianificazione regionale in materia di rifiuti, la funzione dell'impianto ai fini della corretta gestione del ciclo dei rifiuti. Una "linea", questa del nuovo DM, di cui le Marche potrebbero approfittare vista la tendenza consolidata nelle ultime aste per l'iscrizione ai registri degli impianti incentivabili nel 2014 che ha già visto numerosi impianti di piccola taglia marchigiani entrare in graduatoria; nel capitolo 6 si suggeriranno pertanto azioni e bandi rispondenti alle specifiche presenti del nuovo decreto incentivi FER non FV.

Parallelamente attraverso la modalità di incentivazione delle *aste al ribasso per l'iscrizione a registro*, i due contingenti messi a gara nel 2016, potranno contare ciascuno sul 50% del contingente di FER riportate in Tabella 5.

Un'importante novità presente in questo nuovo DM prevede che al fine di promuovere lo sviluppo dei nuovi contingenti di potenza riportati in Tabella 5, garantendo le condizioni di sicurezza delle reti e non aggravando il costo per il mantenimento in sicurezza del sistema, almeno due mesi prima della data di pubblicazione del bando, il GSE richieda ai gestori di rete l'evidenza di zone ad elevata concentrazione di impianti non programmabili in esercizio, per le quali si manifestano criticità nella gestione delle reti e per le quali gli stessi gestori propongano motivate misure di riduzione dell'ulteriore capacità produttiva incentivabile.

Tabella 5: contingenti massimi per fonte

Fonte	[MW]
Eolico on-shore	800
Eolico off-shore	30
Geotermoelettrico	30
Biomasse da Forsu	50
Solare Termodinamico	100

Almeno un mese prima della data di pubblicazione del bando, il GSE comunica l'esito dell'interlocuzione con i gestori di rete al Ministero dello sviluppo economico, che, sentita l'Autorità

per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, provvede a indicare allo stesso GSE eventuali requisiti aggiuntivi per la partecipazione alle procedure d'asta. Dalla stessa tipologia di impianti a FER ammessi alle aste si evince la volontà del normatore di concentrare l'attenzione soprattutto sull'eolico on-shore.

2.2.3 Efficienza energetica

La promozione dell'efficienza energetica, accanto all'aggiornamento della legislazione e requisiti minimi, è stata supportata dal 2007 attraverso l'istituzione della detrazione del 55% per opere edili ed impiantistiche per la riqualificazione energetica di edifici esistenti e per l'installazione di sistemi di produzione termica da fonte rinnovabili, quali solare termico, pompe di calore e caldaie a biomasse. Già con il Decreto legge n. 63⁷³ del 4 giugno 2013, le detrazioni del 55% erano state portate al 65% delle spese fino al 31 dicembre 2015. Poi, con la legge di stabilità 2016, legge n. 208 del 28 dicembre 2015, sono state prorogate fino al 31 dicembre 2016 sia la detrazione fiscale del 65% per gli interventi di efficientamento energetico e di adeguamento antisismico degli edifici, sia la detrazione del 50% per le ristrutturazioni edilizie.

Altro criterio di promozione per quanto riguarda l'efficienza energetica, è l'introduzione dei Certificati Bianchi (TEE) che ha contribuito positivamente su aspetti non trattati dalla legislazione precedentemente menzionata, quali sistemi di illuminazione (sostituzione lampade), consumo di acqua (aeratori e riduttori di flusso), apparecchiature elettriche in genere. Più di recente, inoltre, l'introduzione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas EEN 9/11⁷⁴ ha prodotto una notevole crescita dell'interesse verso molte applicazioni che in precedenza si vedevano riconosciuti pochi titoli; fra queste, in particolare, le applicazioni per il risparmio di energia termica.

Il Decreto Legislativo n. 102 del 4 luglio 2014, in attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le Direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le Direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico. Quest'ultimo consiste nella riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la Strategia energetica nazionale. In aggiunta, il D.Lgs. 4/7/2014 detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e negli usi finali dell'energia.

Per quanto concerne le diagnosi energetiche ed i sistemi di gestione dell'energia, l'art. 8, comma 1, del D.Lgs. 4/7/2014 impone che le grandi imprese eseguano un audit energetico, condotto da società di servizi energetici, esperti in gestione dell'energia o auditor energetici e da ISPRA relativamente allo schema volontario EMAS, nei siti produttivi localizzati sul territorio nazionale entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni.

⁷³ Decreto legge n. 63 del 4 giugno 2013 relativo a Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per il recepimento della direttiva 2010/31/UE in materia di prestazione energetica nell'edilizia; il decreto è attualmente in fase di esame in commissione alla Camera dei Deputati; infatti la prima stesura aveva escluso le caldaie a condensazione e le pompe di calore dall'accesso alle detrazioni. Tali tecnologie sono state successivamente reintrodotte con un emendamento al Senato della Repubblica. Quanto sopra riportato si riferisce, quindi, all'ultima stesura disponibile.

⁷⁴ Delibera AEEG EEN 9/11 pubblicata su www.autorita.energia.it il 28 ottobre 2011 recante Aggiornamento, mediante sostituzione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.

Dal punto di vista strettamente normativo l'allegato 2 al Decreto definisce i criteri minimi che devono possedere gli audit energetici di qualità. Questi criteri sono:

- a) devono essere basati su dati operativi relativi al consumo di energia aggiornati, misurati e tracciabili e, nel caso dell'energia elettrica, sui profili di carico;
- b) devono comprendere un esame dettagliato del profilo di consumo energetico di edifici o gruppi di edifici, di attività o impianti industriali, compreso il trasporto;
- c) devono basarsi, ove possibile, sull'analisi del costo del ciclo di vita, invece che su semplici periodi di ammortamento, in modo da tener conto dei risparmi a lungo termine, dei valori residuali degli investimenti a lungo termine e dei tassi di sconto;
- d) devono essere proporzionati e sufficientemente rappresentativi per consentire di tracciare un quadro fedele della prestazione energetica globale e di individuare in modo affidabile le opportunità di miglioramento più significative.

Gli audit energetici consentono calcoli dettagliati e convalidati per le misure proposte in modo da fornire informazioni chiare sui potenziali risparmi. I dati utilizzati per gli audit energetici possono essere conservati per le analisi storiche e per il monitoraggio della prestazione.

2.2.4 Il nuovo decreto Conto Energia Termico 2.0

Il nuovo decreto sul Conto Energia Termico 2.0 (CET 2.0) approvato a gennaio 2016, con un budget di 900 milioni di euro, offre nell'ambito dell'efficienza energetica, numerose opportunità sia alla Pubblica Amministrazione che ai privati. Un aspetto che non va sottovalutato è rappresentato dalle numerose similitudini che questo nuovo strumento di incentivazione presenta rispetto allo strumento presente nella legge di stabilità 2016 (legge n. 208 del 28 dicembre 2015) attraverso il quale sono state prorogate fino al 31 dicembre 2016 sia la detrazione fiscale del 65% per gli interventi di efficientamento energetico e di adeguamento antisismico degli edifici che la detrazione del 50% per le ristrutturazioni edilizie, interventi che dal 1 gennaio 2017 vedranno tornare il beneficio al 36%, cioè quello ordinariamente previsto per i lavori di ristrutturazione edilizia.

In quest'ottica, nel breve periodo il CET 2.0 potrebbe gradualmente sostituire alcuni degli interventi ad oggi previsti con gli strumenti più sopra citati.

Il nuovo meccanismo aggiunge, per le sole Pubbliche Amministrazioni, 3 nuovi interventi:

- ✓ trasformazione in "edifici a energia quasi zero" (NZEB);
- ✓ sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione;
- ✓ installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico degli impianti termici ed elettrici degli edifici (building automation), di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore.

Come nel Conto Termico del 2012, attualmente in vigore, restano incentivabili solo per le Pubbliche Amministrazioni gli interventi di:

- ✓ isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato;
- ✓ sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato;
- ✓ sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con caldaie a condensazione;
- ✓ installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti con esposizione di Est-Sud-Est a Ovest, fissi o mobili non trasportabili.

Restano gli stessi gli interventi di piccole dimensioni incentivabili anche per i privati:

- ✓ sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale, anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore;
- ✓ sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali con impianti dotati di generatore di calore alimentato da biomassa;

- ✓ l'installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o ad integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar cooling, per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento;
- ✓ sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore;
- ✓ sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi a pompa di calore.

Una novità del CET 2.0 è il fatto che per la produzione di energia termica da rinnovabili la taglia massima degli impianti passa da 1 MW a 2 MW.

L'incentivo, che nella maggior parte dei casi va a coprire il 40% dell'investimento, sale al 50% per gli interventi di isolamento termico nelle zone climatiche E/Fe se l'isolamento è accompagnato dall'installazione di un nuovo impianto di climatizzazione invernale sale al 55% per entrambi gli interventi. È del 65% per la trasformazione in "edificio a energia quasi zero" e per la sostituzione dei sistemi di illuminazione con dispositivi efficienti. Le spese per le diagnosi energetiche e la redazione dell'Attestato di prestazione energetica (APE), richiesti per la trasformazione in edificio a energia quasi zero e l'isolamento termico delle superfici opache, sono incentivabili al 100% per le Pubbliche Amministrazioni e al 50% per i privati. Per importi fino a 5 mila euro, sia per i privati che per le amministrazioni pubbliche, l'incentivo viene corrisposto in un'unica rata. L'incentivo in nessun caso può superare il 65% della spesa sostenuta. I termini per l'erogazione dell'incentivo dalla conclusione della procedura vengono dimezzati, passando da 180 giorni a 90.

Notevoli risultano essere anche le *semplificazioni delle procedure e per l'accesso agli incentivi*: è stata eliminata difatti l'iscrizione ai registri per gli impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore, elettriche o a gas, e caldaie a biomassa con potenza termica superiore a 500 kW.

Il GSE dovrà anche predisporre una modulistica predeterminata e semplificata per la presentazione della domanda. Sarà redatta una lista di prodotti idonei con potenza termica fino a 35 kW e 50 m² per i collettori solari per i quali si può usufruire di una procedura semiautomatica. Acquistando uno dei prodotti della lista, l'operatore accede a un iter semplificato per la compilazione della scheda domanda, in cui non è necessario indicare i dati relativi alla descrizione dell'apparecchio. Saranno ammesse modalità di pagamento online e tramite carta di credito per attestare le spese sostenute, mentre al momento il DM 28 dicembre 2012 prevede che le spese siano certificate con fattura o bonifico bancario o postale.

Le Marche non risultano essere tra le regioni italiane che hanno tratto maggiori benefici dal precedente Conto Energia Termico, nonostante l'intelligente inserimento del medesimo nel programma di efficientamento dell'edilizia scolastica regionale nel 2013, naturalmente le ridotte dimensioni di molti Comuni e le caratteristiche familiari di molte delle attività produttive potenzialmente beneficiarie degli interventi previsti dal decreto del 2012 non sono elementi che hanno aiutato, per questo si suggerisce alla Regione di assumere un ruolo da protagonista sia per l'informazione delle opportunità legate al nuovo CET2.0, che per la promozione di bandi ed interventi che vi facciano riferimento. Dei 900 mln di euro a disposizione le Marche dovrebbero "garantirsi" ben più dei 23 mln di € (di cui 5 mln di € per la PA e 17 mln di € per il privato) a cui "avrebbero diritto" in proporzione al numero di abitanti. Questa sfida può essere vinta esclusivamente attivando le sinergie necessarie con le Associazioni di Categoria, gli Ordini Professionali e con i rappresentanti delle Autonomie Locali per l'attivazione di campagne di informazione e la costruzione di un team di esperti e consulenti sostenere la progettazione per gli Enti Locali marchigiani.

2.2.5 Efficienza energetica in edilizia

Il d.lgs 192/05 e i vari decreti che si sono susseguiti negli ultimi anni (D.lgs 311/06 e D.P.R. 59/09), hanno contribuito concretamente alla regolamentazione del settore delle costruzioni residenziali e non, introducendo nuovi requisiti minimi e modalità di attestazione della qualità energetica. I valori

limite che vengono imposti sia per le nuove costruzioni che per gli interventi di ristrutturazione e manutenzione straordinaria sono relativi sia all'involucro che all'impianto, nonché all'energia primaria per il riscaldamento, obbligando verifiche diverse in funzione dell'intervento.

I requisiti minimi richiesti, entrati a regime progressivamente nel 2005-2008-2010 hanno contribuito positivamente sull'efficienza energetica degli edifici, incrementando l'isolamento termico di strutture opache e trasparenti e il rendimento degli impianti, con un conseguente abbassamento anche dell'indice di prestazione energetica degli impianti.

Con il D.M. 26 giugno 2009 sono state emanate le linee guida per la certificazione energetica degli edifici, obbligatoria in forma di ACE (Attestato di Certificazione Energetica) o AQE (Attestato di Qualificazione Energetica) sia per nuove costruzioni che per le ristrutturazioni, nonché nei casi di compravendita, locazione o pubblicità immobiliare.

Il d.lgs 28/2011, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, introduce diversi obblighi per le nuove costruzioni e le ristrutturazioni importanti per quanto riguarda la copertura da fonti rinnovabili termiche e l'installazione di fotovoltaico. Progressivamente dal 2012-2014-2017 obbliga ad coprire il 20-35-50% del fabbisogno per riscaldamento e acqua calda sanitaria con fonti rinnovabili, oltre ad effettuare comunque la verifica della copertura del 50% del fabbisogno per la produzione di acqua calda. Il d.lgs 28/2011 obbliga, inoltre, l'installazione di solare fotovoltaico, con potenza minima funzione dell'impronta dell'edificio ($P[\text{KWp}] = 1/K * S [\text{m}^2]$), con coefficienti K che vanno da 80 a 65 a 50 in base al periodo di presentazione della richiesta del titolo edilizio (2012-2014-2017).

Attraverso il Decreto Ministeriale del 22 novembre 2012 viene resa obbligatoria la consulenza di un tecnico abilitato per la redazione di un attestato di certificazione energetica di qualsiasi tipologia di edificio (ACE).

Il 4 giugno 2013 è stato emanato il Decreto Legge n. 63, poi convertito in legge il 3 agosto 2013 dalla Legge 90/13 "Conversione, con modificazioni, del decreto-legge 4 giugno 2013, n.63", recante disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010. Questa legge, apportando profonde modifiche al Decreto Legislativo 19 agosto 2005, introduce l'obbligo, entro il 2018 per gli edifici pubblici ed entro il 2020 per quelli privati, della costruzione di edifici a energia quasi zero e proroga le detrazioni fiscali fino alla fine del 2013 per i privati, e fino a giugno 2014 per interventi sulle parti comuni dei condomini o su tutte le unità immobiliari del condominio. In particolare la legge 90/13 rispetto al Decreto n. 63 presenta alcune novità e precisazioni tra cui: una nuova definizione di impianto termico, in cui vengono inclusi anche apparecchi fissi a servizio della singola unità immobiliare, quali stufe e caminetti e dispositivi ad energia radiante, con potenze nominali la cui somma sia uguale o superiore a 5 kW; l'attestato di certificazione energetica degli edifici che viene rinominato Attestato di Prestazione Energetica (APE) con l'attribuzione di specifiche classi prestazionali; obbligo di dotare gli edifici di nuova costruzione o oggetto di ristrutturazioni importanti di APE prima del rilascio del Certificato di Agibilità; obbligo di allegare l'APE al contratto di vendita, agli atti di trasferimento di immobili a titolo gratuito o ai nuovi contratti di locazione, pena la nullità degli stessi contratti.

Il Decreto Legislativo n. 102 del 4 luglio 2014, in attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le Direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le Direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica, soprattutto in edilizia, che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico consistente nella riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di tep dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di tep di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la Strategia energetica nazionale.

Infine è di più recente emanazione il decreto del 26 giugno 2015 del Ministro dello sviluppo economico di concerto con i Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, delle infrastrutture e dei trasporti, della salute e della difesa, che è suddiviso in tre parti:

- ✓ Decreto interministeriale del 26 giugno 2015-1: applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici (incluso l'utilizzo delle fonti rinnovabili), nel rispetto dei criteri generali di cui all'art. 4, comma 1, del D.lgs. n. 192 del 19 agosto 2005.
- ✓ Decreto interministeriale del 26 giugno 2015-2: 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.
- ✓ Decreto interministeriale del 26 giugno 2015-3: adeguamento del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 26 giugno 2009 – Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.

Unitamente all'evoluzione della legislazione e degli obblighi nazionali, la Regione Marche con la Legge Regionale 14/2008 e i successivi decreti attuativi, ha introdotto lo strumento di valutazione e promozione della sostenibilità "Protocollo Itaca Marche". Il Protocollo Itaca Marche è uno strumento di certificazione energetico ambientale degli edifici che si affianca alla metodologia nazionale di certificazione, integrandola con la valutazione di tutti gli aspetti che determinano la sostenibilità ambientale. Tale sistema di valutazione nasce come volontario, ma è utilizzato nella Regione Marche per usufruire delle diverse politiche incentivanti per la promozione dell'efficienza energetica in edilizia.

Un'importante novità in ambito efficienza energetica in edilizia è presente in un emendamento approvato alla Legge di stabilità 2016 che prevede l'opzione di cedere l'Ecobonus fiscale del 65% alle ditte fornitrici dei lavori di riqualificazione energetica. Per tutto il 2016 i lavori che rientrano tra quelli agevolabili all'interno della detrazione fiscale del 65% realizzati sulle parti comuni dei condomini potranno essere "ceduti" alle imprese e ai professionisti. Questo consente a pensionati, lavoratori dipendenti e lavoratori autonomi che risultano incapienti, anche a seguito delle detrazioni previste dall'Ecobonus, di "cedere" il rimborso a chi ha effettuato i lavori. In sostanza, per costoro, purché abitino in un condominio, si palesa l'opzione di pagare una quota dei lavori tramite questa particolare "cessione di agevolazione fiscale". Con la circolare Prot. n. 43434 del 22 marzo 2016 dell'Agenzia delle Entrate⁷⁵ specifica tempi e modalità per cedere il 65% delle proprie quote a chi esegue gli interventi di riqualificazione energetica. Le istruzioni dell'Agenzia delle Entrate riguardano l'ambito degli interventi di riqualificazione energetica sulle parti comuni degli edifici condominiali.

Interessante per promuovere interventi regionali NZEB il recente bando europeo aperto nell'ambito del sottoprogramma 'Energy efficiency' di Horizon 2020, valido per il 2016 e il 2017 (domande a scadenza settembre 2016), che prevede un finanziamento totale nel biennio per l'efficienza energetica di 194 milioni di euro, con l'obiettivo di supportare le amministrazioni pubbliche nel superare le barriere di mercato e promuovere l'efficienza energetica negli interventi di ristrutturazione, e riduzione dei costi degli edifici a energia quasi zero.

2.2.6 Il Burden Sharing

Il Burden Sharing (letteralmente: condivisione dell'onere) è il processo di regionalizzazione dell'obiettivo di consumo/produzione energetica da fonte rinnovabile attribuito dall'Unione Europea allo Stato membro Italia in sede di approvazione della Direttiva 2009/28/CE. All'interno del perimetro della normativa italiana, quindi, con tale termine si indica la ripartizione fra le Regioni dello sforzo richiesto all'Italia per raggiungere il 17% di consumi da rinnovabili entro il 2020.

⁷⁵Reperibili su:

http://www.agenziaentrate.gov.it/wps/file/Nsilib/Nsi/Documentazione/Provvedimenti+circolari+e+risoluzioni/Provvedimenti/2016/Marzo+2016+Provvedimenti/Provvedimento+22+marzo+2016+riqualificazione+energetica+condomini/Prov43434_22032016.pdf

Prima di entrare nel dettaglio delle disposizioni con le quali tale procedimento è stato implementato è necessario definire alcuni concetti fissati dalla suddetta Direttiva.

Innanzitutto il concetto di **Consumi Finali Lordi (CFL)**: il Consumo Finale Lordo di un territorio è la quantità di energia necessaria per lo svolgimento di tutte le attività umane che avvengono in tale territorio. Il passaggio fondamentale rispetto al precedente modo di rappresentare i flussi di energia è nel fatto che l'energia cui ci si riferisce è quella effettivamente consumata (e intesa al lordo delle eventuali perdite collocate nel processo che dalla produzione della stessa energia arriva fino all'utente finale) indipendentemente dalla sua provenienza. Ciò posto, quindi, prendendo a riferimento ad esempio il riscaldamento di una abitazione, il CFL per riscaldamento è il totale dell'energia che quell'edificio ha richiesto per essere riscaldato, indipendentemente dalla sua provenienza (da fonte fossile o rinnovabile o trasferito da altrove o prodotto in loco). L'adozione di tale definizione comporta un passaggio concettuale importante in quanto impone l'introduzione nei bilanci di una serie di flussi di energia (soprattutto energia termica prodotta ed utilizzata in sito) che finora sono stati sempre trascurati dagli stessi. Complessivamente, quindi, come indicato dal comma 2 dell'art. 2 del D.M. Burden Sharing, il consumo finale lordo di energia è dato dalla somma di tre contributi:

- a) consumi elettrici, compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
- b) consumi di energia per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici;
- c) consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale.

In analogia con tale rappresentazione energetica di un territorio si pone la definizione di consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, che è inteso come la somma delle seguenti grandezze (DM Burden Sharing, art. 2, comma 3):

- a) energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella regione (**FER-E**);
- b) energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, anche mediante teleriscaldamento, da impianti di conversione ubicati nella regione o provincia autonoma, ad esclusione di quelli alimentati con biometano o biogas prelevato da reti di cui al punto d) del presente comma (**FER-C**);
- c) biometano prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione o provincia autonoma e immesso nella rete di distribuzione del gas naturale (**FER-C**);
- d) biometano e biogas prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione o provincia autonoma, immesso in reti di distribuzione private e impiegato per usi termici o di trasporto (**FER-C**).

La terminologia usata nel DM 15 marzo 2012 fa riferimento ai "Consumi da Fonti Rinnovabili". Ove possibile, tale terminologia viene sostituita qui con la dizione "Offerta di Energia da Fonti Rinnovabili" perché ritenuta più pertinente e meno prona ad equivoci.

Come si può osservare, fra le grandezze che concorrono alla definizione del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili in ciascun territorio regionale o provinciale non compaiono i biocarburanti e le altre eventuali fonti rinnovabili utilizzate nell'ambito dei trasporti. Tale assenza deriva da una scelta precisa che ha mantenuto tale politica al livello nazionale, evitando, quindi, di regionalizzare anche tale quota. Questo significa che mentre per la somma delle **FER-E (fonti rinnovabili elettriche)** e delle **FER-C (fonti rinnovabili termiche, come calore)** è stato effettuato un processo di regionalizzazione, per quanto attiene alle **FER-T (fonti rinnovabili nei trasporti)** non si è scesi sotto l'ambito nazionale; è evidente che la conseguenza di tale scelta è il fatto che tale contributo viene detratto alla fonte e quindi l'obiettivo assegnato a ciascuna regione non è da confrontare con il valore nazionale del 17% (che comprende anche al suo interno le FER-T) ma eventualmente con il 14.3% (che è la percentuale nazionale di FER-E + FER-C al 2020).

Per fare chiarezza sui numeri, quindi, è necessario ricordare che tanto per gli Stati quanto per le Regioni il vincolo è posto su un rapporto: l'impegno europeo, e quindi di conseguenza quello italiano sono il raggiungimento di una certa percentuale (nel caso dell'Europa pari al 20%, nel caso dell'Italia pari al 17%) nel rapporto:

$$\frac{\text{FER-E} + \text{FER-C} + \text{FER-T}}{\text{CFL}} \quad (2)$$

Avendo mantenuto al livello statale la quota FER-T, per i singoli territori regionali e provinciali, quindi, il vincolo è sul rapporto:

$$\frac{\text{FER-E} + \text{FER-C}}{\text{CFL}} \quad (3)$$

Nel caso delle Marche l'obiettivo da raggiungere al 2020 è il valore di 0.154. Tale valore è il risultato della precedente Equazione (3); è essenziale puntualizzare che non è stato posto un solo obiettivo al 2020, bensì sono stati posti obiettivi a partire dall'anno 2012 e vincoli a partire dall'anno 2016 e poi per gli anni 2018 e 2020 (D.M. Burden Sharing, art. 3, comma 2), anche se in effetti per gli anni che precedono il 2020 sono stati già previsti degli strumenti di flessibilità (D.M. Burden Sharing, art. 5 commi 5 e 6).

Quindi, ai fini della verifica degli obiettivi/vincoli, ci si deve sempre riferire ad una frazione che vede al numeratore la somma di due contributi ed al denominatore il CFL.

Le percentuali (20%, 17% e 15.4%) che sono state finora citate non possono essere in alcun modo confrontate con valori provenienti da precedenti analisi a meno di una importante correzione; si sottolinea, inoltre, un altro importante aspetto: nel passaggio dal concetto di "consumo di energia primaria" a quello di "consumi finali lordi" è stato adottato un approccio differente nel quantificare il contributo offerto dall'energia elettrica ai consumi finali. Nel calcolo del consumo di energia primaria, infatti, l'energia elettrica è stata tradizionalmente riportata alla fonte primaria da cui essa è ottenuta adottando specifici fattori di conversione che non rappresentano l'equivalenza fisica fra l'energia elettrica ma che tengono conto dell'efficienza media di conversione nell'area studiata⁷⁶. Quando anche non è stato utilizzato tale fattore, i calcoli sono stati sempre svolti considerando le quantità di risorse primaria (petrolio, gas naturale, carbone, ecc) utilizzate per la produzione di un certo quantitativo di energia elettrica in un determinato territorio. In conformità alla Direttiva 2009/28/CE, invece, per il calcolo dei consumi finali lordi, l'energia elettrica consumata è stata semplicemente ricondotta alle altre fonti utilizzando l'equivalenza fisica fra il Wh ed il tep (**1 MWh = 0,086 tep**).

Poste queste premesse possono essere esposti i numeri individuati dal D.M. come traiettorie possibili per il raggiungimento dell'obiettivo vincolante.

I dati essenziali del D.M. in termini numerici sono riportati in Tabella 6, Tabella 7 e Tabella 8.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha annunciato, a marzo 2016, che sta predisponendo un nuovo decreto sul biometano, il quale dovrebbe essere emanato entro fine 2016 e riguardare il periodo d'incentivazione 2017-2022. Questo per aiutare a raggiungere gli obiettivi comunitari del 10% di quota di rinnovabili nei trasporti entro il 2020, tenendo conto delle criticità sollevate dagli addetti ai lavori sul decreto 5/12/2013 attualmente in vigore.

⁷⁶ Molto spesso ci si è riferiti, ad esempio, al valore individuato dalle delibere AEEG; in particolare la revisione più recente (delibera EEN 9/11) ha fissato per l'Italia il fattore di conversione 1 MWh = 0.187 ktep considerando l'efficienza media del parco termoelettrico italiano al tempo di redazione del documento.

Tabella 6: traiettorie regionale e nazionale dei CFL (CFL-E, CFL-NON E e CFL-E + CFL-NON E) [ktep]⁷⁷

	Anno iniziale riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
CFL Marche	3.622	3.495	3.500	3.504	3.509	3.513
- di cui CFL-E						765
- di cui CFL-NON E						2.749
CFL Italia	136.712	132.049	132.298	132.546	132.749	133.042
- di cui CFL-E						32.227
- di cui CFL-NON E						100.815

Tabella 7: traiettorie regionale e nazionale delle FER (FER-E, FER-C e FER-E + FER-C) [ktep]⁷⁸

	Anno rif.	2012	2014	2016	2018	2020
FER-E + FER-C Marche	94	234	290	354	434	540
- di cui FER-C	34	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	406
- di cui FER-E	60	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	134
FER-E + FER-C Italia	7.296	10.862	12.297	14.004	16.144	19.010
- di cui FER-C	1.916	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	8.504
- di cui FER-E	357	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	10.506*

(*) Include 50 ktep di biogas/biometano previsto dal Pan nel settore trasporti.

Tabella 8: traiettorie regionale e nazionale del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL [%]⁷⁹

	Anno rif.	2012	2014	2016	2018	2020
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3 ⁸⁰

Infine, il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico dell'11 maggio 2015 prevede di regolamentare la metodologia da applicare per rilevare i dati necessari a misurare il raggiungimento degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili di energia al fine di verificare il raggiungimento degli obiettivi previsti dal "Burden Sharing". In particolare viene definita, come si vedrà nel Capitolo 7, la metodologia di monitoraggio, definita metodologia regionale, che è applicata, nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale (Sistan) in materia di energia, per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili.

⁷⁷ Allegato 1, D.M. 15 marzo 2012

⁷⁸ Allegato 1, D.M. 15 marzo 2012

⁷⁹ Allegato 1, D.M. 15 marzo 2012

⁸⁰ L'obiettivo nazionale di sviluppo delle FER al 2020 differisce dal valore atteso del 17%, in quanto nella regionalizzazione non sono stati inclusi i contributo delle FER-T e FER-E estero.

3 SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE (BER)

Il presente capitolo riporta una sintesi del Bilancio Energetico Regionale (BER), presente nella sua interezza come allegato.

Vengono presentati sinteticamente i consumi regionali delle fonti di energia primaria, quali energia elettrica, gas naturale e derivati del petrolio e le produzioni regionali di energia elettrica e termica da fonti fossili e rinnovabili.

3.1 Consumi di Energia

3.1.1 Sintesi dei consumi finali per settore di utilizzo e fonte energetica

In questo paragrafo, si riportano a titolo riassuntivo i consumi finali di energia nella Regione Marche relativamente agli anni 1988, 1990, 1995 e per il periodo 2000-2008. La fonte dei dati è il rapporto redatto da ENEA “Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche”.

Circa tali bilanci energetici, si sottolinea il fatto che essi non sono redatti in conformità a quanto previsto dal Burden Sharing, quindi vi possono essere scostamenti fra i valori per via delle diverse modalità di rendicontazione. In particolare, si sottolinea che nei bilanci redatti da ENEA l’energia elettrica è valutata 2.200 kcal/kWh per il saldo in entrata ed in uscita, mentre per i consumi finali si valuta 860 kcal/kWh.

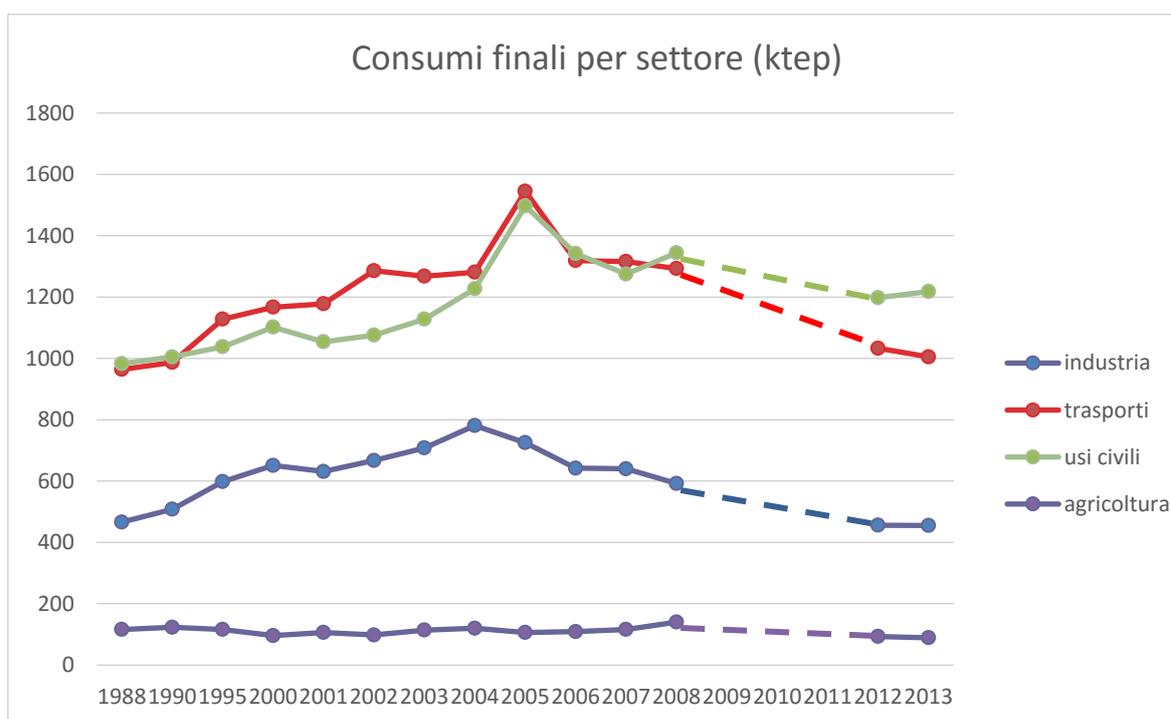


Figura 12: Consumi finali di energia nella Regione Marche per settore (1988-2013) [ktep]⁸¹

Sfortunatamente, ENEA non ha più pubblicato bilanci energetici regionali successivi all’anno 2008. Tuttavia, sono disponibili dati relativi agli anni 2012 e 2013 forniti dal GSE. Esiste pertanto un vuoto nel periodo 2009-2011. Relativamente agli anni 2012-2013, il GSE calcola il valore dei consumi regionali di energia da fonti rinnovabili, mentre l’ENEA il valore dei consumi regionali da fonti non rinnovabili. Va notato che, ai sensi del D.M. 11/05/2015, il GSE ha il compito di stimare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termine di quota di consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili; tale risultato è ottenuto applicando la metodologia approvata con il D.M. 11/05/2015, metodologia che è stata applicata la prima volta proprio con riferimento all’anno di

⁸¹Fonte dati: ENEA “Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche”

monitoraggio 2012. Per quanto concerne, invece, i dati del 2013, questi sono da considerare non completamente definitivi in quanto alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili. L'esame storico della domanda di energia (usi finali) per settore di utilizzo è rappresentato in Figura 12.

Dal grafico si nota che è il settore relativo agli usi civili (residenziale e servizi) quello più energivoro, primato che fino all'anno 2007 spettava ai trasporti. Il settore industriale ha avuto un andamento variabile nel corso degli anni, con un picco nel 2004, mentre quello agricolo è rimasto per lo più costante. A prescindere dal settore, a partire dall'anno 2008 vi è stata una generale diminuzione dei consumi, piuttosto marcata per il settore dei trasporti (-20% dal 2008 al 2012). Nel periodo 2012-2013, l'unico settore che ha fatto registrare un modesto aumento è quello civile (+1,7%). La Tabella 9 riporta i valori dei consumi di energia in [ktep] relativi al periodo considerato.

Tabella 9: Consumi finali di energia nella regione Marche per settore [ktep]

anno	industria	trasporti	usi civili	agricoltura	TOTALE
1988	466	964	983	116	2529
1990	508	987	1005	123	2623
1995	598	1128	1038	116	2880
2000	651	1167	1102	96	3016
2001	631	1178	1054	106	2969
2002	667	1286	1076	98	3127
2003	708	1268	1128	114	3218
2004	781	1281	1227	120	3409
2005	725	1545	1497	106	3873
2006	642	1319	1342	109	3412
2007	640	1316	1275	116	3347
2008	592	1293	1344	140	3369
2012	456	1033	1198	93	2780
2013	455	1005	1218	89	2767

L'andamento storico dei consumi ripartito per fonte energetica è invece riportato in Figura 13, la quale mostra chiaramente che la fonte di consumo privilegiata è rappresentata dai prodotti petroliferi, seguita dal gas naturale, l'energia elettrica (prodotta da fonti non rinnovabili), le rinnovabili ed i combustibili solidi. Analogamente alla ripartizione per settore, si evidenzia una generale diminuzione di tutti i consumi, ad eccezione delle rinnovabili, che invece hanno registrato un aumento considerevole dal 2008 al 2012 (+447%). In particolare, nel 2013 i consumi finali di rinnovabili hanno di fatto pareggiato quelli di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili. La Tabella 9 riporta, per ciascuna fonte, i valori dei consumi in ktep relativamente al periodo considerato.

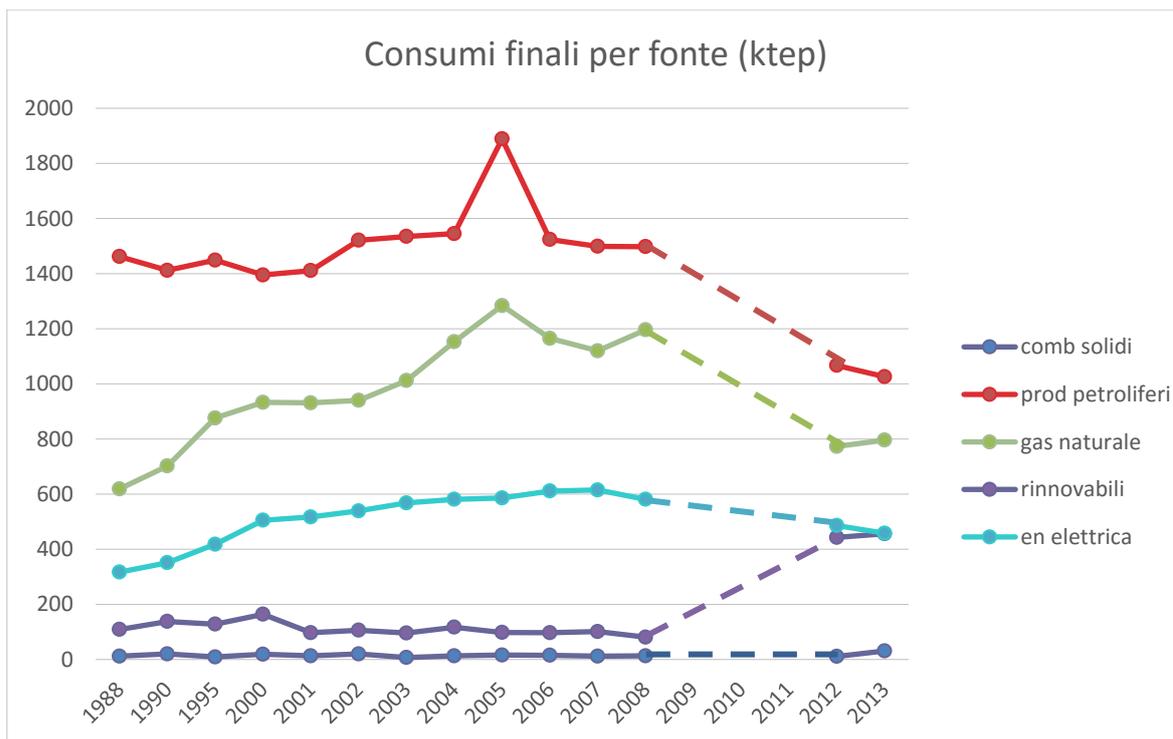


Figura 13: Consumo finali di energia nella Regione Marche per fonte (1988-2013) [ktep]⁸²

Tabella 10 – Consumi finali di energia nella regione Marche per fonte [ktep]

anno	combustibili solidi	prodotti petroliferi	gas naturale	rinnovabili (biomasse)	energia elettrica	TOTALE
1988	12	1462	619	109	317	2519
1990	20	1412	702	138	351	2623
1995	9	1449	876	128	418	2880
2000	19	1395	933	164	505	3016
2001	13	1411	931	97	517	2969
2002	20	1521	940	106	539	3126
2003	7	1535	1012	96	568	3218
2004	13	1545	1153	117	581	3409
2005	16	1889	1284	98	586	3873
2006	15	1524	1165	97	611	3412
2007	12	1499	1120	101	615	3347
2008	13	1498	1196	81	581	3369
2012	11	1067	773	443	486	2780
2013	31	1026	796	456	458	2767

La Figura 14 e la Figura 15 riportano, rispettivamente, la ripartizione percentuale dei consumi finali di energia per settore e per fonte nell'anno 2013. Si nota che la quota maggiore dei consumi riguarda il settore civile (44%), seguito dai trasporti (36%) e dall'industria (17%). Il settore agricolo, col 3% dei consumi totali, riveste un ruolo più marginale. In merito alle fonti, infine, si vede come

⁸²Fonte dati: ENEA "Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche"

siano i prodotti petroliferi ad occupare la maggior parte dei consumi (37%). A seguire, si hanno il gas naturale (29%), l'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili (17%) e le fonti energetiche rinnovabili (16%). I combustibili solidi occupano l'ultima posizione, tra l'altro con una percentuale molto ridotta (1%).

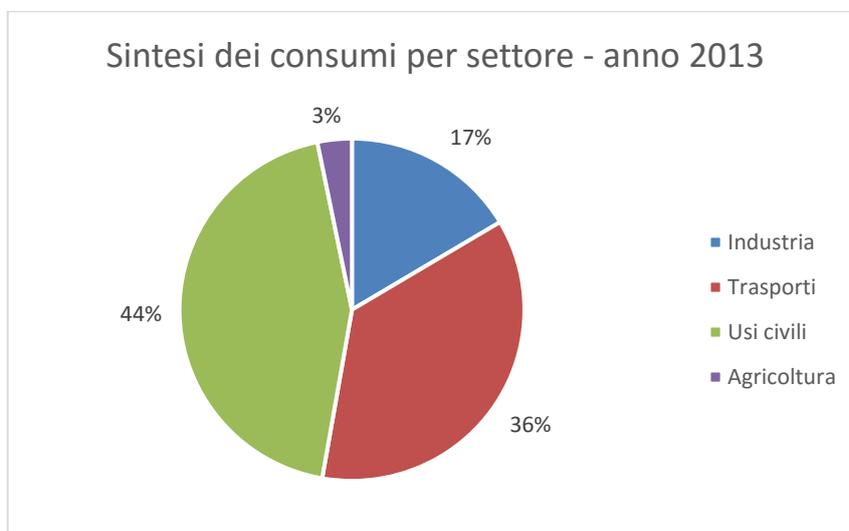


Figura 14: Consumi energetici nei diversi settori della Regione Marche nell'anno 2013

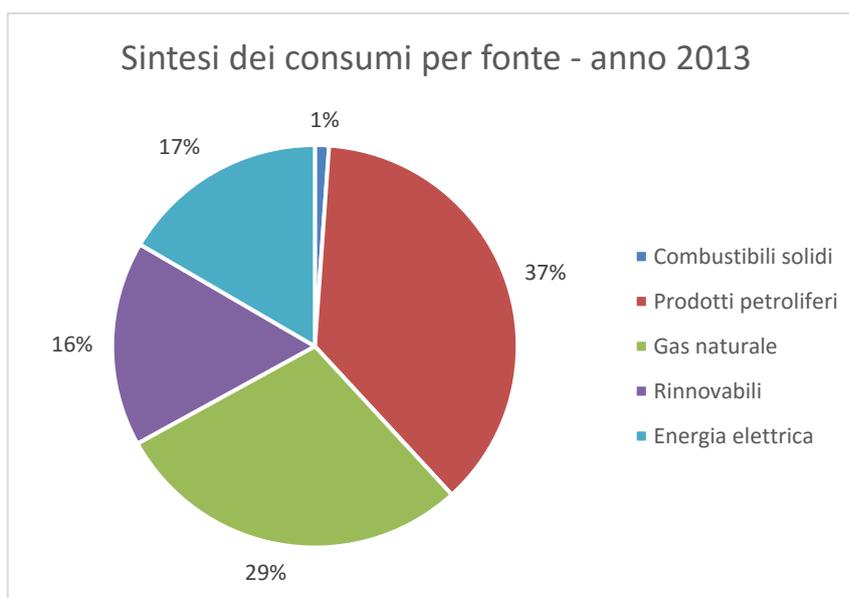


Figura 15: Consumi energetici per fonte energetica nella Regione Marche nell'anno 2013

3.1.2 Consumi di Energia Elettrica

I dati relativi ai consumi di energia elettrica per la Regione Marche sono stati reperiti interamente dalla banca dati delle statistiche Terna⁸³, per l'intervallo temporale 1996-2014.

Analizzando i consumi per l'anno 2014 è emerso un consumo pari a 6.572 GWh, con un aumento dei consumi negli ultimi 19 anni di circa il 28,7% e un aumento medio annuo pari al 1,5%. A partire dal 1996, i consumi di energia elettrica sono aumentati anno per anno fino al 2008, anno in cui, a causa della crisi economica, si è registrata una diminuzione rispetto al 2007 pari al 4,9%; dal 2008 al 2012 i consumi si sono assestati su valori pressoché costanti, mentre nel 2013 vi è stata una

⁸³ Terna, Direzione Relazioni Esterne e Comunicazione – Dati statistici in Italia, edizioni 1997 – 2014; tutti i dati sono reperibili sul sito www.terna.it, sistema elettrico, dati statistici.

sensibile riduzione pari a circa il 7,8%. Nel 2014, i consumi sono diminuiti di un ulteriore 1,1%, confermando un andamento negativo.

Riguardo ai settori di consumo, il settore che incide di più in Regione è quello industriale, con un consumo che nel 2014 corrisponde al 38,5% dell'intero consumo regionale (nonostante una riduzione percentuale considerevole dal 2004, quando era pari al 50,5%). Il terziario, che nel corso degli anni è stato l'unico settore con un trend in crescita, si posiziona molto vicino al settore industriale, con una percentuale pari al 36,8%; nel 1999 tale percentuale era pari al 24,1%, nel 2004 pari al 26,3%, mentre nel 2009 era uguale al 30,7%. I settori domestico e agricoltura, con quote del, rispettivamente, 23,1% e 1,6%, confermano un trend pressoché costante.

Analizzando i consumi delle cinque Province marchigiane, si evince come la provincia di Ancona sia di gran lunga la più energivora della Regione, con un consumo relativo all'anno 2014 pari a 2.376 GWh, corrispondente al 36,2% dell'intero consumo regionale, seguita da Pesaro Urbino, Macerata, Ascoli Piceno e Fermo, con consumi rispettivamente del 22,1%, 20,2%, 12,5% e 9,1%; Ancona risulta essere la Provincia con i consumi più alti nei settori industriale, terziario e domestico, mentre Macerata ha il consumo più alto nel settore dell'agricoltura.

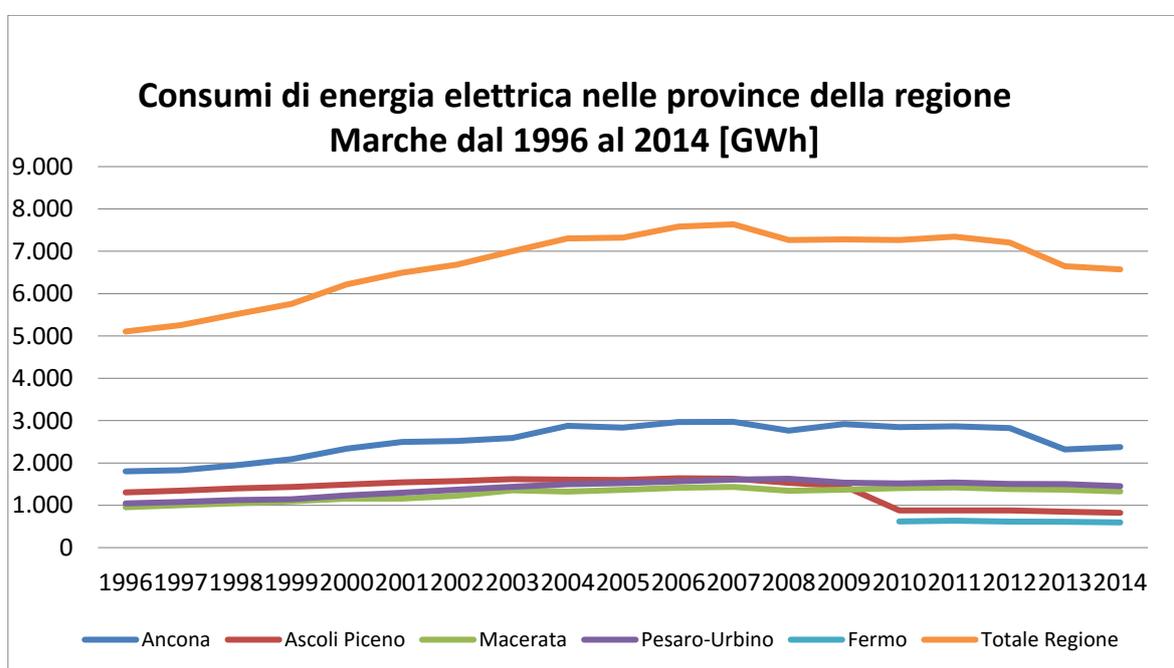


Figura 16: Consumo di energia elettrica nella Regione Marche (1996-2014) [GWh]⁸⁴

Per quanto riguarda il consumo pro-capite di energia elettrica nella Regione Marche (cioè il consumo rapportato al numero di abitanti), esso passa da 3,62 MWh/abitante/anno) del 1996 a 4,24 MWh/abitante/anno) del 2014, registrando un aumento percentuale pari al 17,1%.

Confrontando i consumi pro-capite della Regione Marche con quelli nazionali, si nota un avvicinamento dei valori regionali a quelli nazionali. Paragonando, infatti, i valori del 1999, si nota che il consumo pro-capite nazionale era maggiore del 17,3%, mentre i valori nazionali sono più vicini a quelli regionali nel 2014, con una variazione del 11,2%. Lo scarto minore, avutosi nell'anno 2010, era pari al 6,8%. L'aumento percentuale dei consumi pro-capite a livello nazionale ha subito un incremento dell'8,9% dal 1996, pari a quasi la metà di quello che si è avuto a livello regionale (17,1%).

Confrontando i consumi pro-capite delle province marchigiane, nel 2014 il valore massimo si registra nella Provincia di Ancona, pari a 4,97 MWh/abitante/anno, valore persino maggiore del

⁸⁴ Fonte dati: Terna – statistiche annuali, reperibili su:

http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTICO/statistiche/consumi_settore_merceologico/consumi_settore_merceologico_province.aspx

corrispettivo nazionale (che risulta uguale a 4,71 MWh/abitante/anno); mentre il valore minimo viene registrato nella provincia di Fermo, dove i consumi pro-capite si fermano a 3,37 MWh/abitante/anno, valore inferiore alla media regionale, che è pari a 4,24 MWh/abitante/anno. Confrontando i consumi pro-capite al netto dei consumi industriali nelle diverse Province, si registrano valori molto più allineati; da tale considerazione si può ragionevolmente concludere che è proprio il settore industriale la causa dell'aumento considerevole dei consumi nella Provincia di Ancona, rispetto alle altre Province. Infatti, nel 2014 la Provincia di Ancona ha registrato un consumo pro-capite da settore industriale pari a 2,24 MWh/(abitante*anno); decisamente più elevato dei 1,26 MWh/abitante/anno di Ascoli Piceno, dei 1,07 MWh/abitante/anno di Fermo, dei 1,67 MWh/abitante/anno di Macerata e dei 1,28 MWh/abitante/anno di Pesaro Urbino. Tale dato è certamente da correlare alla presenza in provincia di Ancona non solo di importanti poli industriali, ma anche delle principali centrali termoelettriche delle Marche.

3.1.3 Consumi di Gas Naturale

Per quanto riguarda il consumo di gas naturale, i dati con dettaglio regionale sono stati reperiti dai "Rapporti Energia Ambiente" dell'ENEA, che fornisce i dati riguardanti produzione e consumo di gas naturale per gli anni 1988, 1990, 1995, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007 e 2008.

Inoltre sono stati utilizzati i dati del Ministero dello Sviluppo Economico per confrontare i dati regionali con i consumi nazionali e per studiare la distribuzione dei consumi nelle diverse province della Regione.

Purtroppo, i dati forniti da ENEA per i consumi di gas naturale si fermano all'anno 2008, pertanto non è stato possibile analizzare la situazione relativa agli anni 2009, 2010 e 2011; per quanto riguarda, invece, gli anni 2012 e 2013, sono disponibili i dati forniti dal GSE. Relativamente a questi ultimi, si ribadisce che, ai sensi del D.M. 11/05/2015, il GSE ha il compito di stimare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termine di quota di consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili; tale risultato è ottenuto applicando la metodologia approvata con il D.M. 11/05/2015 (il cosiddetto Burden Sharing), metodologia che è stata applicata la prima volta proprio con riferimento all'anno di monitoraggio 2012. Per quanto concerne, invece, i dati del 2013, questi sono da considerare non completamente definitivi in quanto alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili. Si fa infine notare che, poiché il GSE non fornisce il dettaglio provinciale o settoriale del consumo di gas naturale, a partire dall'anno 2012 tali dettagli non sono disponibili e quindi non riportati nel presente documento.

Il consumo di gas naturale nella Regione Marche, nell'anno 2013, è stato pari a circa 796 ktep, con un aumento del 29% rispetto al 1988 ed un aumento medio annuo del 3,6%. Analizzando invece i settori di consumo per l'anno 2008 si evidenzia che il settore maggiormente dispendioso è stato il "residenziale" con il 37% dei consumi di gas naturale, seguito dai settori "servizi", "industria", "trasporti" con quote percentuali pari rispettivamente al 32%, 23% e 8%. Irrilevante è stato il contributo del settore "agricoltura".

E' interessante notare che il settore dei trasporti, tra il 1988 e il 2008, ha incrementato i suoi consumi di gas naturale del 149%, passando dai 45 milioni Nm³ del 1988 ai 113 milioni del 2008, a conferma di un utilizzo sempre più consistente come carburante per autotrazione.

Analizzando i consumi delle cinque Province marchigiane si evince che la Provincia di Ancona sia di gran lunga la più energivora della Regione, con un consumo relativo all'anno 2008 pari a 796 milioni di Nm³, corrispondente al 52% dell'intero consumo regionale, seguita da Pesaro Urbino, Macerata, Ascoli Piceno e Fermo, con consumi rispettivamente del 18%, 15%, 14% e 2%.

Rapportando i consumi di gas naturale alla popolazione marchigiana, cioè analizzando i consumi pro-capite di gas naturale si è notato un aumento di tale fattore dai 532 Nm³/abitante/anno del 1988 ai 934 Nm³/abitante/anno del 2008, con un aumento medio annuale di circa il 3%, nonostante negli ultimi tre anni il valore si sia stabilizzato su valori pressoché costanti.

Confrontando il consumo pro-capite regionale con il corrispettivo valore nazionale nel 2008 si nota che il valore nella Regione Marche è più elevato. Infatti, per il 2008, si è registrato un valore di consumo pro-capite nazionale pari a 830 Nm³/abitante a fronte dei 934 Nm³/abitante registrati nella Regione Marche.

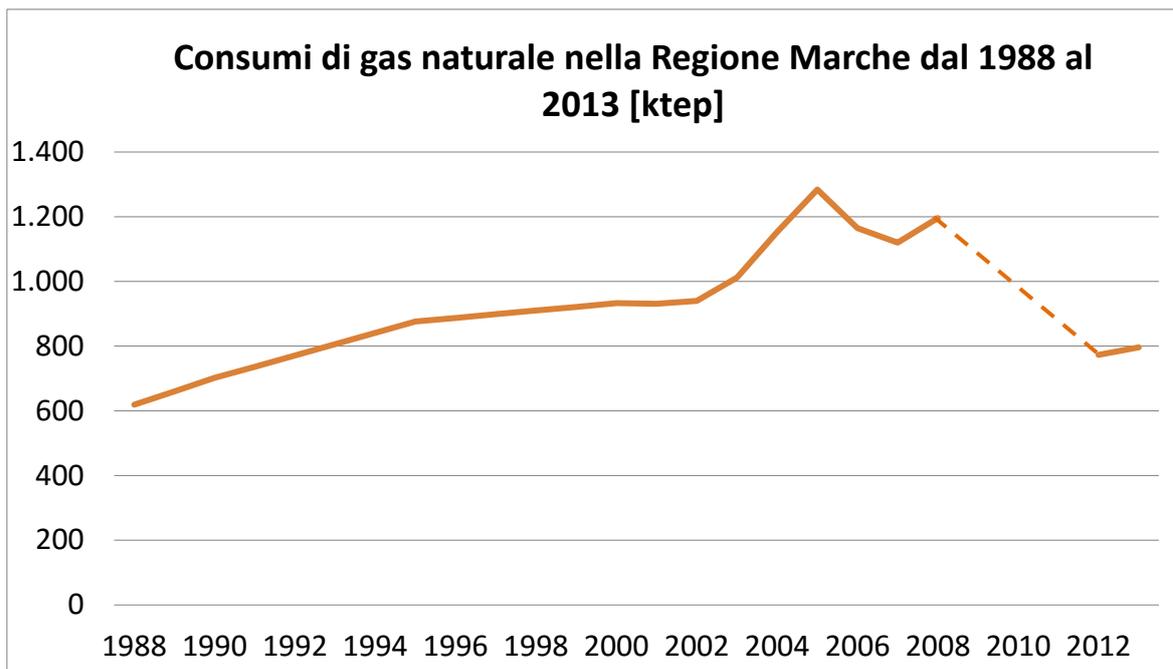


Figura 17: Consumo di gas naturale per categoria nella Regione Marche (1988-2013) [ktep]⁸⁵

3.1.4 Consumi di Derivati del Petrolio

Per quanto riguarda il consumo di derivati del petrolio, i dati con dettaglio regionale sono stati reperiti dal documento ENEA “Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche” curato dall’Unità Tecnica Efficienza Energetica che fornisce i dati riguardanti produzione e consumo di gas naturale per gli anni 1988, 1990, 1995, e poi annuali dal 2000 al 2008.

Inoltre, sono stati utilizzati i dati del Ministero dello Sviluppo Economico⁸⁶ per confrontare i dati regionali con i consumi nazionali e per studiare la distribuzione dei consumi nelle diverse province della Regione.

Come per il gas naturale, anche i dati forniti da ENEA per i consumi di derivati del petrolio si fermano all’anno 2008, pertanto non è stato possibile analizzare la situazione relativa agli anni 2009, 2010 e 2011; per quanto riguarda, invece, gli anni 2012 e 2013, sono disponibili i dati forniti dal GSE.

Relativamente ai dati del 2013, si fa notare che essi sono da considerare non completamente definitivi in quanto alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili. Si fa infine presente che, poiché il GSE non fornisce il dettaglio provinciale o settoriale del consumo di derivati del petrolio, a partire dall’anno 2012 tali dettagli non sono disponibili e quindi non riportati nel presente documento.

Il consumo di derivati del petrolio nella Regione Marche, nell’anno 2013, è stato pari a 1’026 ktep, rispetto ai 1’473 ktep consumati nel 1988. Vi è stata dunque una riduzione significativa dei consumi, pari a circa il -30%.

Riguardo ai settori di consumo per il 2008, il settore maggiormente dispendioso è stato quello dei trasporti con il 79% dei consumi, seguito dai settori “agricoltura, silvicoltura e pesca”, “residenziale”, “industriale” e “servizi” con rispettivamente l’8%, il 6%, il 5% e l’1%.

Analizzando gli andamenti dei settori di consumo è interessante notare la riduzione consistente del settore “residenziale”, dal 19% del 1988 al 6%, dovuto all’aumento dell’impiego del gas naturale per usi civili nel territorio nazionale.

⁸⁵ Fonte dati: “Rapporti Energia Ambiente” dell’ENEA, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>

⁸⁶<http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/>

Dal confronto delle percentuali di consumo per settore nel 2008 della Regione Marche con le corrispondenti percentuali nazionali si notano differenze sostanziali per il settore “industriale”, che in Italia rappresenta il 21% dei consumi totali rispetto al 5% dell’Italia, e per il settore dei trasporti dove, al contrario, in Italia rappresenta il 65% dei consumi rispetto al 79% del territorio marchigiano.

Nel 2013, nella Regione Marche il gasolio risulta essere il combustibile derivato dal petrolio maggiormente consumato, con un consumo pari al 66% dell’intero consumo regionale. A seguire le benzine con un consumo pari al 20% dell’intero consumo regionale, il GPL con il 10%, il carboturbo col 2% ed il coke di petrolio con l’1%.

Riguardo ai consumi provinciali nel 2008, la Provincia di Pesaro Urbino è stata la più dispendiosa con un consumo di 620 ktep, pari a circa il 39% dell’intero consumo regionale, seguita da Ancona, Ascoli Piceno (comprendente anche la Provincia di Fermo) e Macerata con, rispettivamente, il 28%, il 19% e il 14%. Ancona risulta la provincia più dispendiosa riguardo il consumo di GPL e benzina, con il 50% e il 32%. Per gasolio e olio combustibile Pesaro Urbino risulta la provincia più dispendiosa con il 41% e l’86% dei consumi regionali.

Analizzando i consumi pro-capite di prodotti petroliferi, si è evidenziata una riduzione da 1,04 tep/abitante/anno del 1988 ai 0,67 tep/abitante/anno del 2013. Confrontando il consumo pro-capite regionale con quello nazionale nel 2013, si nota che il valore della Regione Marche è leggermente inferiore al corrispondente dato nazionale. Infatti, per il 2013, si registra un valore di consumo pro-capite nazionale pari a 0,75 tep/abitante/anno.

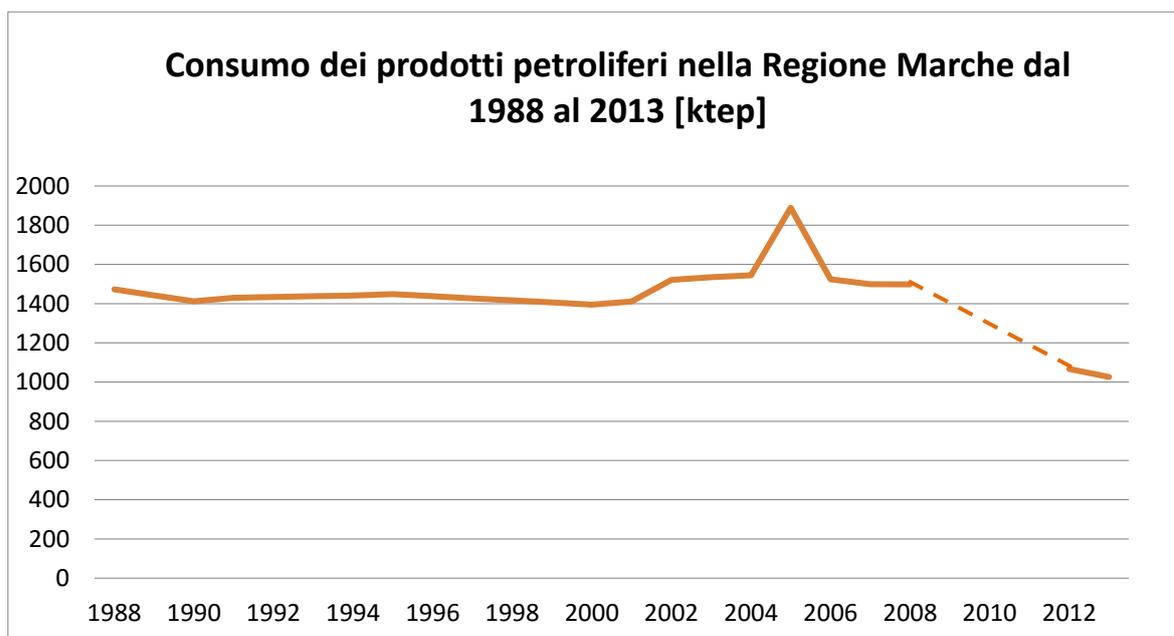


Figura 18: Consumo di derivati del petrolio per categoria nella Regione Marche (1988-2013) [ktep]⁸⁷

3.2 Produzione di energia elettrica

⁸⁷ Fonte dati: “Rapporti Energia Ambiente” dell’ENEA, reperibili su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>

I dati relativi all'energia elettrica discussi nel presente paragrafo provengono dai rapporti statistici di Terna⁸⁸; in alcuni casi, in particolare per le ripartizioni provinciali, i dati provengono da trasmissioni private di Terna o del sistema Simeri (GSE)⁸⁹ alla Regione Marche. Per identificare la fonte di ciascun dato, si invita a fare riferimento all'indicazione posta sotto ciascuna delle tabelle ivi presenti. Riguardo l'anno 2014, sono disponibili i dati relativi alla produzione per la Regione Marche e la ripartizione per ciascuna provincia.

La produzione di energia elettrica nella Regione Marche, nel 2014, è stata pari a 2.535,8 GWh. Essa avviene principalmente tramite solare fotovoltaico, il quale è responsabile del 49% circa dell'intera produzione regionale di energia. Una quota pari al 31% è proveniente dalle altre fonti rinnovabili, più specificatamente il 24% da impianti idroelettrici, il 7% da impianti a biomasse e lo 0,07% da impianti eolici. Globalmente, le fonti rinnovabili incidono pertanto per ben l'80% dell'intera produzione di energia elettrica regionale, mentre il restante 20% è prodotto da centrali termoelettriche.

Vale la pena notare che la quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili è in notevole aumento, soprattutto negli ultimi 3 anni: si è passati dal 38% circa relativo al 2012 per arrivare al notevole 81% del 2013, trend confermato nel 2014 (80%). Tale significativo aumento dipende senz'altro dall'aumento di produzione da parte del solare fotovoltaico (che dal 2011 al 2012 è quasi raddoppiata, passando da 658,4 GWh a 1.137,7 GWh, per poi aumentare molto meno sensibilmente), ma soprattutto dalle fermate delle grandi centrali termoelettriche presenti nella provincia di Ancona (a Jesi e Falconara): infatti, dal 2012 al 2013 si è avuto un netto crollo della produzione termoelettrica, la quale è passata da 2.654,3 GWh a 479,6 GWh. La produzione da termoelettrico è stata pari a 495,2 GWh nel 2014, con una diminuzione del -81% rispetto al 2012. Tale crollo di produzione da parte degli impianti termoelettrici si è riversato anche sulla produzione regionale totale, che dal 2012 al 2013 passa, rispettivamente, da 4.243,6 GWh a 2.559,7 GWh. Dal 2012 al 2014 vi è stato un crollo nella produzione totale pari al -40% circa. La diminuzione della produzione da termoelettrico è stata in parte compensata soprattutto dalla fonte idroelettrica (che dal 2012 al 2014 ha registrato un +78% di produzione, nonostante vi sia stata una contenuta diminuzione dal 2013 al 2014).

Da segnalare, inoltre, decisi aumenti della produzione da fonte eolica (+224% dal 2012 al 2014) e da biomasse (+70% dal 2012 al 2014).

3.2.1 Produzione di energia elettrica da fonti fossili

L'analisi delle produzioni di energia elettrica da fonti fossili è stata eseguita grazie alla banca dati delle statistiche Terna, che fornisce anche i dati riguardanti le produzioni provinciali di energia da centrali termoelettriche per il periodo temporale 2000-2014.⁹⁰

L'energia elettrica prodotta nelle Marche nel 2014 da fonti fossili è stata pari a 495,2 GWh. Considerando l'andamento dall'anno 2000 (in cui la produzione era pari a 767 GWh), si è registrata una diminuzione delle produzioni pari al -35%. Le diminuzioni più considerevoli sono avvenute tra il 2010 ed il 2011 (dove si è passati da 3.536 GWh a 2.588 GWh, con un crollo pari al -27%) e soprattutto dal 2012 al 2013, dove la produzione è passata da 2.654,3 GWh a 479,6 GWh, con un calo dell'82%. Tali diminuzioni nella produzione sono da associare principalmente alle fermate delle grandi centrali termoelettriche presenti nella provincia di Ancona (a Jesi e Falconara).

L'analisi delle distribuzioni delle produzioni nelle diverse province marchigiane, riferite all'anno 2014, ha evidenziato quanto segue:

⁸⁸ Fonte dei dati: "Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia" redatti annualmente da Terna e pubblicati su http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/dati_statistici.aspx

⁸⁹ I dati provengono da bollettini ufficiali SIMERI (reperibili sul sito del GSE o, in alternativa, da estrapolazioni di dati svolte su richieste esplicite della Regione Marche).

⁹⁰ E' da precisare che i dati Terna relativi alla produzione termoelettrica includono la produzione di energia da biomassa. Quest'ultima è stata scorporata esclusivamente sui dati regionali riportati nella Tabella 21.

- ✓ La produzione di energia elettrica da impianti di generazione da fonti fossili nella Regione Marche avviene in quota maggioritaria nella Provincia di Ancona, la quale ha prodotto nell'anno 2014 il 56,4% dell'energia proveniente da combustibili fossili dell'intero territorio regionale, e corrispondente a 279 GWh.
- ✓ Il restante 43,6% di produzione è distribuito nelle restanti province in questo modo: il 5,5% a Fermo (27 GWh), l'8,17% ad Ascoli Piceno (40 GWh), l'11% a Pesaro Urbino (55 GWh) e il 19% a Macerata (94 GWh). La distribuzione di tali percentuali nell'arco di tempo considerato (2000-2014) è stata grossomodo costante fino all'anno 2012, per poi variare, a spese della Provincia di Ancona, dal 2013 (dove si è passati dal 95% circa al 57% circa).

Anche i dati riguardanti le centrali termoelettriche presenti nella regione Marche (sia cogenerative che dedicate interamente alla produzione di energia elettrica) sono stati reperiti dalla banca dati di Terna, che fornisce i dati riguardanti il numero di impianti, la relativa potenza e la distribuzione territoriale degli stessi nelle province marchigiane.

Il numero di impianti presenti nel territorio regionale nel 2014 è pari a 147, con un aumento di ben 70 impianti rispetto al 2011 (77). Da segnalare il deciso aumento di tali impianti, dal 2011 al 2012, nelle province di Ascoli Piceno (da 8 a 22) e Macerata (da 20 a 35). Presumibilmente, la taglia di questi è modesta dato che la potenza installata è addirittura diminuita di 71 MW, passando da 618 MW installati del 2011 agli attuali 547 MW. In maniera speculare alla produzione, la potenza installata ha subito una significativa diminuzione dal 2012 al 2013, passando da 644 MW a 547 MW. La Provincia che presenta il maggior numero di impianti termoelettrici e la maggior potenza installata nel 2014 è Ancona (51 impianti, 490 MW). A seguire, è possibile trovare Macerata (39 impianti, 29 MW), Ascoli Piceno (28 impianti, 12 MW), Pesaro Urbino (17 impianti, 10 MW) e, infine, Fermo (12 impianti, 5 MW).

Tabella 11: produzione di energia elettrica da IMPIANTI TERMOELETRICI [GWh]

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2000	672,821	36,269	0	55,645	2,209	766,944
2001	1'953,023	39,749	3,752	57,408	3,582	2'057,514
2002	2'725,696	44,668	7,711	55,547	5,254	2'838,876
2003	2'682,144	33,403	11,914	53,004	4,974	2'785,439
2004	3'467,079	35,129	14,608	56,126	4,974	3'577,050
2005	3'409,600	51,476	16,638	69,030	4,754	3'551,498
2006	3'369,208	20,535	17,488	71,571	4,025	3'483,827
2007	3'503,901	18,907	15,470	66,623	4,365	3'609,266
2008	3'473,074	0,547	14,885	71,668	11,988	3'572,162
2009	3'157,994	77,480	8,500	65,154	12,995	3'322,123
2010	3'407,921	25,758	11,140	71,842	19,459	3'536,120
2011	2'450,588	25,767	11,569	71,986	28,048	2'587,958
2012	2'513,697	35,652	10,523	63,176	31,257	2'654,305
2013	274,851	36,149	21,170	98,953	48,472	479,595
2014	279,170	40,432	27,050	93,977	54,548	495,177

Tabella 12: impianti termoelettrici nelle Marche [n]

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2000	21	9	0	11	2	43
2001	20	9	2	11	2	44
2002	19	9	3	11	2	44
2003	15	9	4	11	2	41
2004	17	9	4	9	2	41
2005	18	9	3	13	2	45
2006	18	9	3	13	2	45
2007	18	5	3	13	2	41
2008	19	5	3	13	7	47
2009	20	6	3	14	4	47
2010	23	5	3	18	5	54
2011	34	8	5	20	10	77
2012	37	22	10	35	14	118
2013	45	28	12	37	16	138
2014	51	28	12	39	17	147

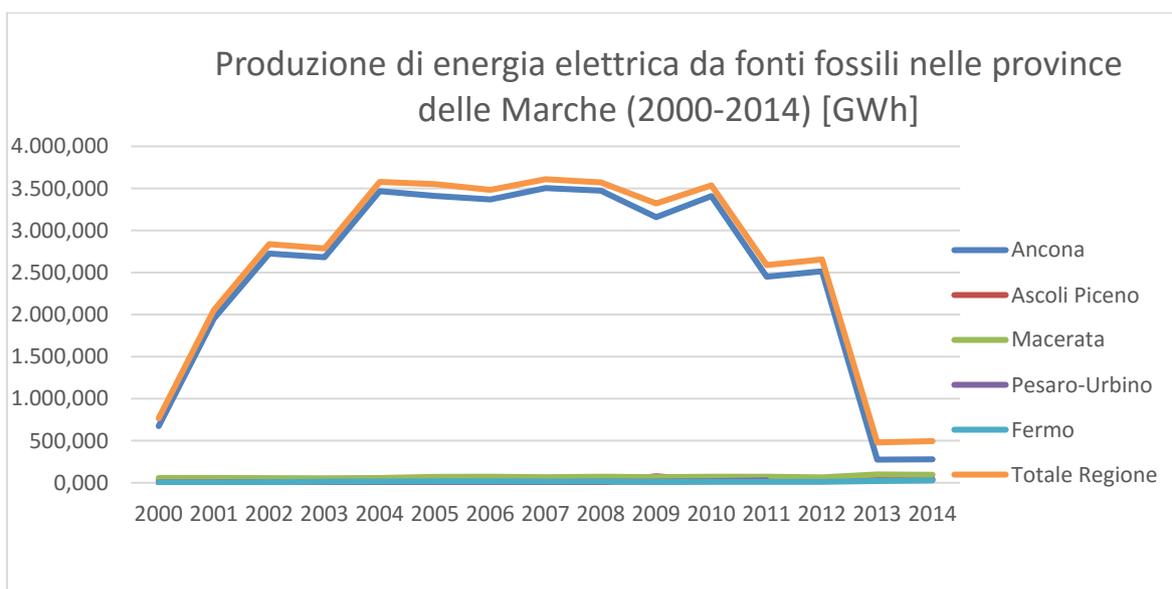


Figura 19: produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici [GWh]

Tabella 13: potenza installata da impianti termoelettrici [MW]

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2000	452,2	19,8	0	11,9	0,9	484,8
2001	586,5	19,9	0,8	11,9	0,9	620,0
2002	586,3	20,0	1,1	11,9	0,9	620,2
2003	581,8	20,0	2,5	11,9	0,9	617,1
2004	596,7	20,0	2,5	11,5	0,9	631,6
2005	597,7	20,0	2,5	14,4	0,9	635,5
2006	599,9	20,0	2,5	14,4	0,9	637,7
2007	600,4	4,9	2,5	14,4	0,9	623,1
2008	582,6	4,9	2,5	14,4	4,3	608,7
2009	582,8	5,9	2,5	14,4	3,8	609,4
2010	578,7	10,7	2,5	15,9	4,3	612,1
2011	582,7	8,7	3,6	16,1	6,4	617,5
2012	590,0	13,3	5,0	27,3	8,5	644,2
2013	488,6	14,5	5,3	28,6	9,8	546,9
2014	489,9	12,0	5,3	29,1	10,2	546,4

3.2.2 Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nella Regione Marche proviene principalmente da tre fonti: idroelettrico, solare fotovoltaico e biomasse. Infatti, la produzione da impianti eolici è ancora di entità molto ridotta (pari allo 0,07% nel 2014).

La produzione da fonti rinnovabili nel 2014 è stata pari a 2.040,6 GWh, corrispondente a circa l'80% dell'intera produzione regionale di energia elettrica. Essa risulta in crescita del 28% rispetto al 2012, ma in perdita del 2% circa rispetto al 2013: questo lieve trend negativo è causato principalmente da una diminuzione della produzione da idroelettrico dal 2013 al 2014 (-12%), che non è stata sufficientemente compensata dalle altre rinnovabili (seppure queste ultime abbiano tutte registrato un trend positivo negli anni considerati).

Considerato che nel 2012 la produzione era del 38% circa, è evidente come negli ultimi anni l'energia rinnovabile stia assumendo un ruolo sempre più decisivo nel territorio regionale, ma in merito a tale considerazione bisogna anche precisare il crollo di produzione da termoelettrico dal 2012 al 2014 (-78%), al quale è corrisposto un crollo nella produzione totale di energia elettrica (-40%).

L'andamento delle produzioni da fonti rinnovabili è in aumento, specialmente se ci si riferisce alla biomassa e all'eolico; occorre invece evidenziare che la produzione da fotovoltaico, benché avente sempre trend positivo, non faccia più registrare notevoli aumenti a partire dal 2012 (risultati pari al solo 9% quando riferiti al 2014).

3.2.2.1 Idroelettrico

All'interno della Regione Marche, l'energia idroelettrica ha sempre rivestito un ruolo molto importante come fonte energetica, soprattutto nelle Province di Ascoli Piceno e Macerata.

Le fonti dei dati sulle produzioni sono state in questo caso Terna e Simeri (GSE), che hanno fornito per il periodo 2005-2014 l'energia prodotta annualmente, ed il numero, la distribuzione e la produzione annuale di impianti all'interno del territorio marchigiano.

La produzione di energia idroelettrica nel 2014 è stata pari a 608,4 GWh (in riduzione rispetto al 2013, dove era pari a 690,1 GWh), corrispondente al 24% dell'intera produzione di energia regionale e al 30% dell'energia proveniente da fonti rinnovabili. Tale percentuale è decaduta notevolmente negli ultimi anni, basti pensare che nel 2010 l'idroelettrico rappresentava addirittura

il 79% della produzione rinnovabile. Rispetto alla produzione di energia elettrica totale, invece, la quota proveniente da idroelettrico era inferiore nel 2010 (16%), ma bisogna sottolineare che l'energia complessivamente prodotta era decisamente maggiore (4.433,6 GWh contro 2'535,8 GWh).

L'abbattimento della quota rinnovabile è rintracciabile in due motivi principali:

- ✓ una riduzione del -14% di produzione di energia idroelettrica, passata dai 708 GWh del 2010 ai 608,4 GWh del 2014;
- ✓ un notevole aumento della produzione dalle altre due fonti rinnovabili (fotovoltaico e biomasse), dai 189,7 GWh di produzione nel 2010 ai 1'430,4 GWh nel 2014.

Tabella 14: produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici [GWh]⁹¹

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	17,892	263,242		207,914	93,137	582,185
2006	16,111	220,555		176,654	64,316	477,636
2007	11,370	91,185		70,868	37,750	211,172
2008	15,832	262,838		159,416	62,615	500,700
2009	14,978	340,133	25,031	192,689	68,341	641,172
2010	17,318	337,929	23,581	227,216	101,685	707,729
2011	14,331	213,187	14,871	148,538	54,826	445,754
2012	16,489	128,775	18,449	113,157	64,453	341,323
2013	23,241	301,132	27,001	246,605	92,157	690,136
2014	21,395	262,481	24,179	211,341	88,985	608,381

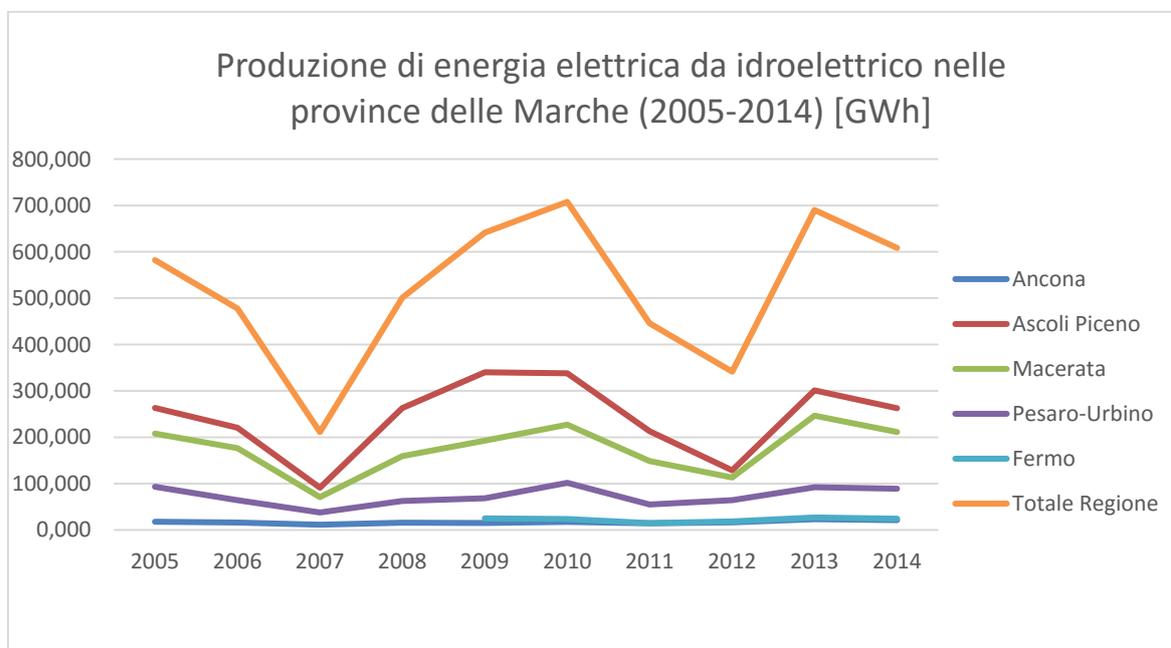


Figura 20: produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici [GWh]⁹²

Analizzando l'andamento produttivo regionale nel periodo considerato, c'è un altro anno in cui la produzione di energia da fonte idroelettrica ha registrato un calo repentino: nel 2007, in cui si è

⁹¹elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

⁹²elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

registrato il valore di picco negativo, con una produzione pari a 211 GWh, per poi tornare a valori di produzione addirittura maggiori alla media di periodo nell'anno seguente. Questa osservazione serve a far notare che la riduzione di produzione registrata nel 2011 e nel 2012 può essere un fenomeno sporadico ed infatti nel 2013 si è tornati a valori di produzione notevolmente maggiori e più vicini ai valori elevati e superiori alla media di periodo registrati nel triennio precedente, come accaduto nei due casi precedenti.

Analizzando le produzioni provinciali nel 2014, si nota che la Provincia più produttiva in termini di produzioni da idroelettrico è quella di Ascoli Piceno, con una produzione pari a 262 GWh, corrispondente al 43% dell'intera produzione regionale. Di seguito troviamo Macerata con il 35%, Pesaro Urbino con il 15%, Fermo e Ancona con il 4% circa ciascuna.

Osservando l'andamento delle produzioni provinciali nel tempo, si nota che l'andamento segue molto coerentemente l'andamento dell'intera produzione regionale, lasciando circa invariate le percentuali provinciali di produzione.

Analizzando anche in questo caso i dati relativi agli impianti presenti nel territorio, nel 2014 si registrano 156 impianti idroelettrici nel territorio marchigiano, in aumento costante dal 2005 quando gli impianti presenti erano 94. La potenza installata in Regione è pari a 245,6 MW. La taglia media di impianto regionale è pari a 1,6 MW, in calo rispetto agli anni precedenti.

La Provincia che nel 2014 presenta il maggior numero di impianti è Macerata con 58 impianti idroelettrici, seguita da Ascoli Piceno con 34, Ancona con 32, e Pesaro Urbino e Fermo con 16 ciascuna.

La Provincia che nel 2014 presenta la maggior potenza installata è Ascoli Piceno con 113 MW, seguita da Macerata con 83, Pesaro Urbino con 32, Ancona con circa 10 e Fermo con 8 MW.

Di conseguenza, nel 2014 la Provincia che presenta gli impianti di taglia media maggiore è Ascoli Piceno con 3,3 MW, seguita da Pesaro Urbino con 2,0, Macerata con 1,4 MW, Fermo con 0,5 MW e Ancona con 0,3 MW.

Tabella 15: impianti idroelettrici nelle Marche [n]⁹³

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	9	35		37	13	94
2006	9	36		38	13	96
2007	10	41		40	13	104
2008	10	41		40	13	104
2009	10	30	14	42	10	109
2010	16	32	17	43	13	121
2011	22	32	14	46	15	129
2012	21	33	16	49	14	133
2013	31	33	16	56	14	150
2014	32	34	16	58	16	156

⁹³elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

Tabella 16: potenza installata da impianti idroelettrici [MW]⁹⁴

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	5,120	108,394		74,172	30,633	218,319
2006	5,120	114,531		74,627	30,753	225,031
2007	5,250	118,636		75,347	30,753	229,986
2008	5,250	118,636		75,706	30,753	230,345
2009	5,250	112,128	7,364	78,250	29,753	232,745
2010	5,816	112,512	7,977	79,750	30,155	236,200
2011	7,690	112,179	7,424	79,927	31,292	238,512
2012	7,716	112,538	7,899	80,478	31,362	239,993
2013	9,580	112,538	7,899	82,791	31,326	244,134
2014	9,772	112,803	7,899	83,074	32,086	245,634

3.2.2.2 Solare fotovoltaico

Anche i dati riguardanti il solare fotovoltaico sono stati reperiti da Terna e dal sistema Simeri (GSE), i quali hanno fornito i dati dal 2005 al 2014 riguardanti l'energia prodotta da impianti fotovoltaici, il loro numero e la potenza nelle diverse province della Regione Marche.

La produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2014 è stata pari a 1.243,9 GWh, corrispondente al 49% dell'intera produzione regionale e a circa il 61% dell'energia proveniente da fonti rinnovabili. Tali percentuali sono aumentate notevolmente negli ultimi anni esaminati, considerando che il fotovoltaico rappresentava nel 2009 solo l'1% dell'intera produzione regionale e il 5% circa di quella di provenienza rinnovabile.

Analizzando le produzioni provinciali, si nota che la provincia maggiormente produttiva nel 2014 è stata Macerata con il 29% delle produzioni, seguita da Ancona con il 27%, Pesaro Urbino con il 22%, Ascoli Piceno con l'11% e Fermo con il 10%.

Tabella 17: produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico [GWh]⁹⁵

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	0,843	0		0	0	0,843
2006	1,020	0		0	0	1,020
2007	0,313	0,321		0,355	0,262	1,215
2008	3,150	4,186		1,364	1,062	9,763
2009	11,142	9,906	1,539	8,374	4,827	35,787
2010	36,851	17,144	4,379	33,164	12,792	104,329
2011	199,637	60,786	68,935	206,909	122,118	658,384
2012	303,512	118,711	120,450	352,753	242,319	1.137,746
2013	327,971	137,447	125,316	359,719	263,970	1.214,423
2014	337,671	139,139	128,661	360,605	277,830	1.243,906

⁹⁴elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

⁹⁵elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

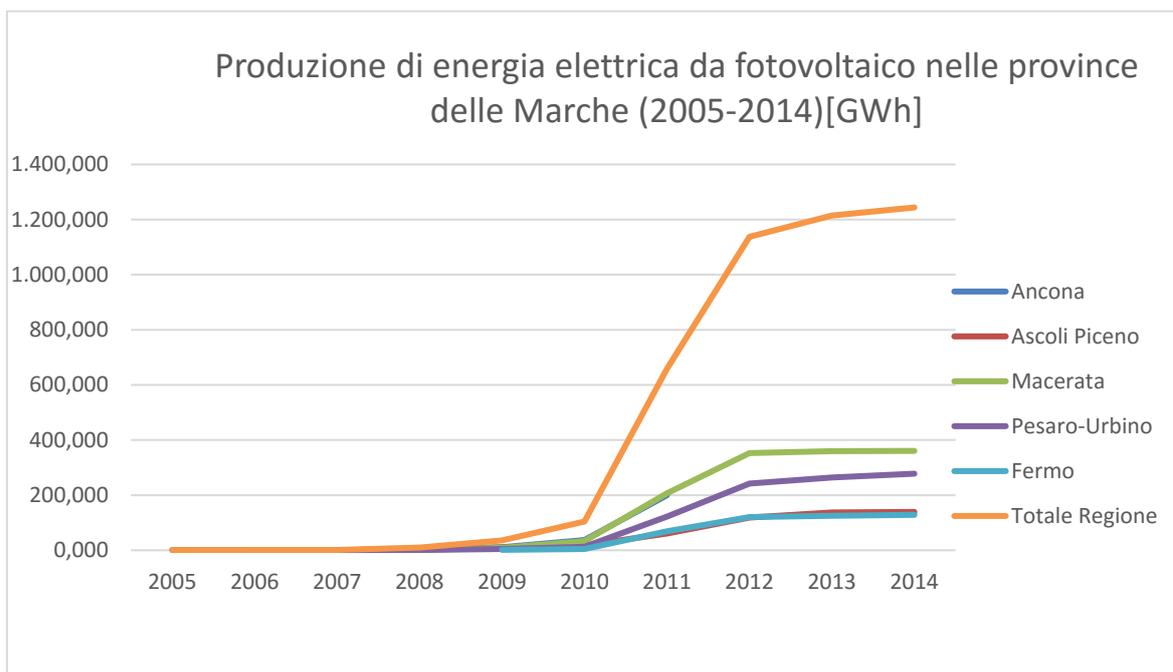


Figura 21: produzione di energia elettrica da FOTOVOLTAICO [GWh]⁹⁶

Il numero di impianti presenti in Regione è passato dai 330 del 2007 ai 5.769 del 2010, fino ai 23'053 del 2014. Rispetto al 2007, vi è stato un impressionante aumento degli impianti installati, pari al 6'886%; con riferimento al 2010, l'aumento è stato in ogni caso significativo ed uguale a circa il 300%. La potenza installata è passata dai 184 MW del 2010 ai 1'044 MW del 2014, con un aumento percentuale persino maggiore a quello del numero di impianti e pari al 466%. Di conseguenza, la taglia media di impianto passa dai 32 kW del 2010 ai 45 kW nel 2014.

Tabella 18: impianti fotovoltaici nelle Marche [n]⁹⁷

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	0	0		0	0	0
2006	0	0		0	0	0
2007	109	79		92	50	330
2008	494	288		332	253	1.367
2009	1.015	328	229	643	605	2.820
2010	2.062	648	505	1.246	1.308	5.769
2011	3.901	1.509	1.241	2.728	2.669	12.048
2012	5.365	2.132	1.834	3.937	3.811	17.079
2013	6.810	2.594	2.199	4.685	4'685	21.094
2014	7.444	2.822	2.374	5.251	5.162	23.053

La provincia con il maggior numero di impianti è quella di Ancona con 7.444 impianti, seguita da Macerata con 5.251, Pesaro Urbino con 5.162, Ascoli Piceno con 2.822 e Fermo con 2.374 impianti. È Macerata, però, la provincia con la potenza installata maggiore e pari a 301 MW, a cui corrisponde una taglia media di impianto di 57 kW; seguono Ancona con 286 MW e taglia media di impianto di

⁹⁶elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

⁹⁷elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

38 kW, Pesaro Urbino con 238 MW e taglia media di impianto di 46 kW, Ascoli Piceno con 116 MW e taglia media di impianto di 41 kW, ed infine Fermo con 104 MW e taglia media di impianto di 44 kW.

Tabella 19: potenza installata da impianti fotovoltaici [MW]⁹⁸

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	0,811	0		0	0	0,811
2006	1,142	0		0	0	1,142
2007	0,899	0,595		0,642	0,482	2,618
2008	7,287	8,465		6,605	2,485	24,842
2009	20,880	10,631	2,250	19,637	8,574	61,972
2010	71,972	20,248	7,787	55,600	28,684	184,291
2011	211,502	77,620	82,648	243,523	171,300	786,593
2012	266,647	108,041	99,238	288,343	226,105	988,374
2013	280,475	114,307	102,448	295,973	234,173	1027,376
2014	285,796	115,729	103,725	300,594	238,195	1044,039

3.2.2.3 Biomasse

I dati sulle produzioni di energia elettrica da impianti a biomasse sono stati reperiti anch'essi da Terna e dal sistema Simeri, che hanno fornito nel periodo 2005-2014 le produzioni annuali e i dati relativi al numero e alla potenza degli impianti, il tutto con dettaglio provinciale.

La produzione di energia elettrica da impianti a biomasse nel 2014 è stata pari a 186,5 GWh, in costante aumento nel corso degli anni e corrispondente al 7% dell'intera produzione regionale e a circa il 9% in riferimento alla produzione da fonti rinnovabili. Tale produzione è in aumento, anche se il "peso" all'interno della famiglia delle rinnovabili è all'incirca costante intorno all'8% dal 2009.

Tabella 20: produzione di energia elettrica da impianti a biomassa [GWh]⁹⁹

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	9,370	16,638		12,165	4,754	42,927
2006	8,692	17,488		14,028	4,025	44,233
2007	15,822	15,470		14,219	4,365	49,876
2008	20,929	14,885		12,623	8,874	57,312
2009	24,977	2,767	8,500	13,572	11,265	61,081
2010	29,429	8,202	11,140	18,943	17,703	85,417
2011	36,623	8,869	10,941	20,040	25,979	102,452
2012	40,081	13,925	10,503	15,148	30,013	109,670
2013	62,694	13,333	21,159	30,853	47,065	175,104
2014	66,908	13,782	27,045	25,490	53,235	186,459

Analizzando le produzioni dal 2005, si nota un aumento costante soprattutto negli ultimi quattro anni considerati. Si passa dai 42,9 GWh prodotti nel 2005, ai 61,1 GWh del 2009, ai 102,5 GWh del

⁹⁸elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

⁹⁹elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

2011, fino ad arrivare ai 186,5 del 2014. Analizzando le produzioni provinciali nel 2014, si nota che la Provincia più produttiva è quella di Ancona con una produzione pari a 67 GWh, corrispondente al 36% dell'intera produzione regionale da biomasse; a seguire Pesaro Urbino con il 29%, Macerata con il 14%, Fermo con il 15% ed Ascoli Piceno con il 7%. L'andamento delle produzioni delle Province marchigiane segue per lo più quello regionale.

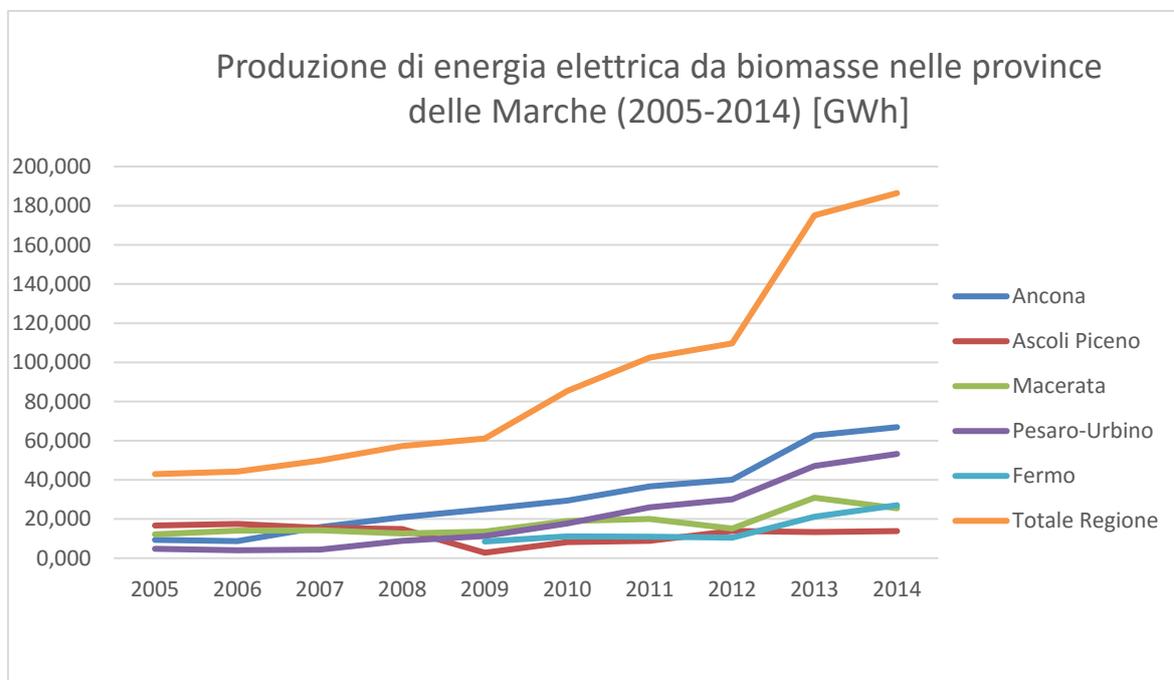


Figura 22: produzione di energia elettrica da impianti a biomassa [GWh]¹⁰⁰

Gli impianti presenti in regione nel 2014 sono 66 (erano 55 nel 2012 e 65 nel 2013), in aumento notevole dal 2005 in cui erano solamente 8.

La potenza installata è pari a 40,5 MW nel 2014 (38,9 MW nel 2012 e 41,7 MW nel 2013), cui corrisponde una taglia media di impianto pari a circa 600 kW, in lieve diminuzione rispetto agli anni precedenti.

Tabella 21: impianti a biomassa nelle Marche [n]¹⁰¹

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	2	2		3	1	8
2006	3	2		3	1	9
2007	3	2		3	1	9
2008	6	2		3	2	13
2009	6	1	2	4	3	16
2010	8	1	2	7	4	22
2011	11	3	3	8	8	33
2012	15	8	7	14	11	55
2013	19	11	9	14	12	65
2014	21	10	9	14	12	66

¹⁰⁰elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

¹⁰¹elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

La Provincia che nel 2014 presenta il maggior numero di impianti in Regione è Ancona con 21, seguita da Macerata con 14, Pesaro Urbino con 12, Ascoli Piceno con 10 e Fermo con 9. Le Province che presentano gli impianti di taglia media più grande nel 2014 sono Ancona e Pesaro Urbino con 0,7 MW, seguite da Fermo con 0,6, ed Ascoli Piceno e Macerata con 0,5 MW ciascuna.

Tabella 22: potenza installata da impianti a biomassa [MW]¹⁰²

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2005	1,534	2,520		2,860	0,920	7,834
2006	3,664	2,520		2,860	0,920	9,964
2007	4,189	2,520		2,860	0,920	10,489
2008	6,467	2,520		2,860	1,984	13,831
2009	6,467	0,970	2,520	2,990	3,004	15,951
2010	7,377	0,970	2,520	4,060	3,454	18,381
2011	8,910	1,990	3,519	4,108	5,482	24,009
2012	13,772	4,665	4,957	7,910	7,580	38,884
2013	15,241	5,840	5,256	6,740	8,579	41,656
2014	15,440	4,840	5,256	6,740	8,227	40,503

3.2.2.4 Eolico

I dati riguardanti la produzione di energia elettrica da fonte eolica provengono da Terna e dal sistema Simeri (GSE) e sono riferiti al periodo 2010-2014. Infatti, i primi 3 impianti eolici installati nella Regione Marche (di cui 2 in Ancona ed 1 a Pesaro Urbino) risalgono all'anno 2010, e nel corso degli ultimi anni il loro numero è aumentato costantemente, arrivando fino ai 35 installati nel 2014. La produzione di energia elettrica da parte degli impianti eolici è risultata, nel 2014, pari a 1,8 GWh. Tale valore, seppure di gran lunga inferiore rispetto ad altre fonti rinnovabili (è pari al solo 0,07% dell'intera produzione di energia elettrica e allo 0,09% della produzione da fonte rinnovabile), presenta un trend positivo: nel 2011, la produzione da eolico era di 0,3 GWh, mentre nel 2013 essa è stata pari a 0,5 GWh. Dal 2013 al 2014, l'aumento percentuale è stato notevole e pari al 301% circa. La media di produzione calcolata nei 5 anni produttivi (2010-2014) risulta uguale a 0,6 GWh circa.

Per quanto riguarda la potenza installata, il primo dato storico risale al 2010 e riporta una potenza di soli 23 kW. Nel 2011, essa è passata a 711 kW, restando per lo più costante fino al 2013 (dove risultava pari a 798 kW). Nel 2014, vi è stato invece un notevole "balzo": infatti, nell'anno in esame la potenza installata risulta essere di 8,8 MW, corrispondente ad un impressionante aumento del 1000% circa rispetto al 2013. Tale aumento, che come visto trova corrispondenza anche nella produzione, è dovuto alla nascita del primo parco eolico nella Regione Marche, situato sopra Torre Bregna, nel territorio di Serrapetrona (Provincia di Macerata). L'impianto comprende 4 turbine eoliche, ciascuna con una potenza nominale di 2 MW; si spiega quindi la differenza di 8 MW di potenza installata tra il 2013 ed il 2014.

Non sorprende pertanto che, a livello provinciale, nel 2014 la Provincia con la maggior produzione da eolico sia proprio quella di Macerata, con circa 1,8 GWh prodotti: di fatto, questi coincidono con quasi la totalità della produzione regionale (97,6%). Il rimanente 1,9% circa spetta a Pesaro Urbino, mentre Ancona detiene lo 0,5%. Le Province di Ascoli Piceno e Fermo, seppur avendo un limitato numero di impianti installati, non hanno realizzato produzioni apprezzabili.

¹⁰²elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

La Provincia col maggior numero di impianti installati nel 2014 risulta Ancona in numero di 11, seguita da Macerata con 10, Pesaro Urbino con 9, Fermo con 3 ed Ascoli Piceno con 2. Come ampiamente prevedibile, la potenza installata maggiore risiede a Macerata (8,5 MW circa), che è di uno o più ordini di grandezza superiore a quella delle restanti Province e copre quasi interamente il totale regionale. Risulta Macerata, quindi, la Provincia con la maggior taglia media, pari a 847 kW. Da evidenziare anche che, dal 2010, è sempre Macerata la Provincia che ha detenuto le quote maggiori di potenza installata ed energia prodotta.

Tabella 23: produzione di energia elettrica da impianti eolici [GWh]¹⁰³

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2010	0,000				0,006	0,006
2011	0,007	0,002		0,133	0,119	0,261
2012	0,005	0,000		0,542	0,024	0,571
2013	0,005	0,000	0,000	0,430	0,025	0,461
2014	0,009	0,000	0,000	1,803	0,035	1,847

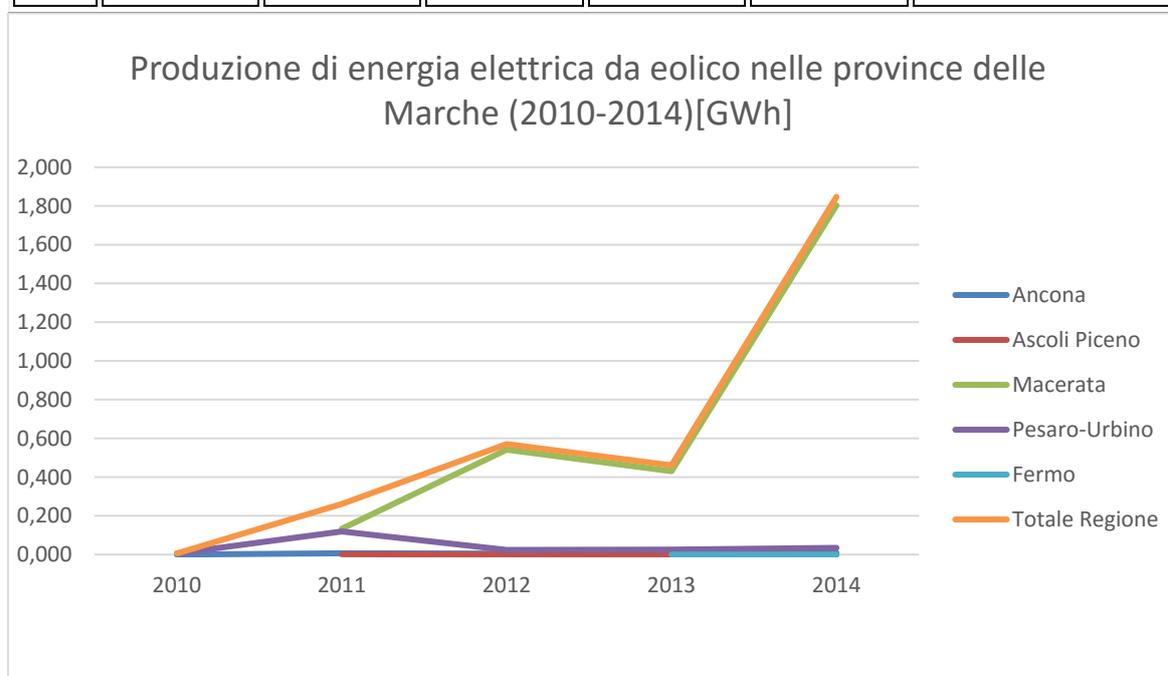


Figura 23: produzione di energia elettrica da impianti eolici [GWh]¹⁰⁴

Tabella 24: impianti eolici nelle Marche [n]¹⁰⁵

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2010	2				1	3
2011	5	1		5	6	17
2012	6	1		6	8	21
2013	10	1	3	8	9	31
2014	11	2	3	10	9	35

¹⁰³elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

¹⁰⁴elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

¹⁰⁵elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

Tabella 25: potenza installata da impianti eolici [MW]¹⁰⁶

anno	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	MARCHE
2011	0,003				0,020	0,023
2011	0,027	0,005		0,427	0,252	0,711
2012	0,029	0,005		0,447	0,261	0,742
2013	0,058	0,005	0,012	0,459	0,264	0,798
2014	0,078	0,010	0,012	8,466	0,218	8,784

3.3 Produzione di energia termica da fonti rinnovabili

I dati relativi all'energia termica prodotta da fonti rinnovabili negli anni 2012 e 2013 hanno come fonte il GSE. La Figura 24 e la Figura 25 mostrano, rispettivamente, la ripartizione percentuale dei consumi finali di energia termica prodotta da fonti rinnovabili negli anni 2012 e 2013.

Come è possibile vedere da entrambi i grafici, la quasi totalità dell'energia termica prodotta da FER proviene dalle biomasse solide del settore residenziale e, in quota minore, dalle pompe di calore. Quote molto esigue provengono dalle biomasse solide del settore non residenziale, dall'energia solare termica, dalla frazione biodegradabile dei rifiuti e dal biogas/biometano immesso in rete, mentre la fonte geotermica ed i bioliquidi sostenibili non apportano alcun contributo.

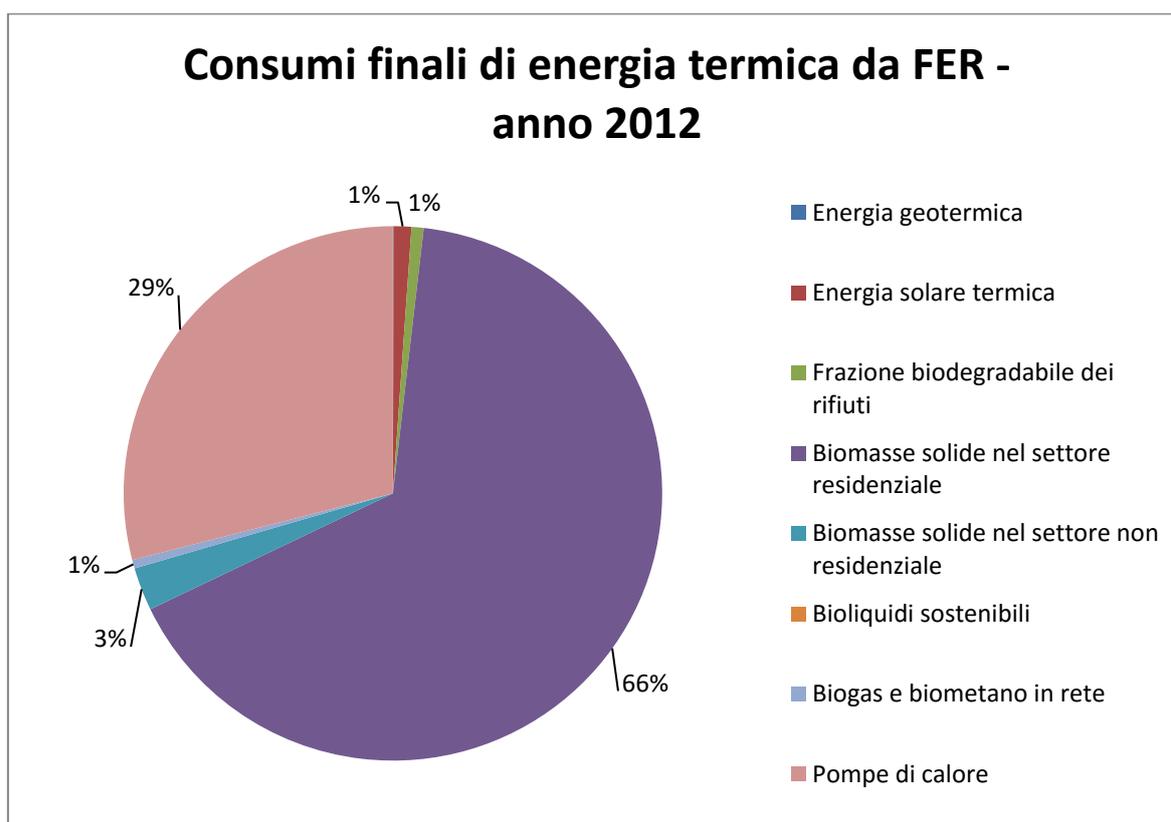


Figura 24: consumi finali di energia termica da fonti rinnovabili per la Regione Marche (anno 2012).

¹⁰⁶elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)

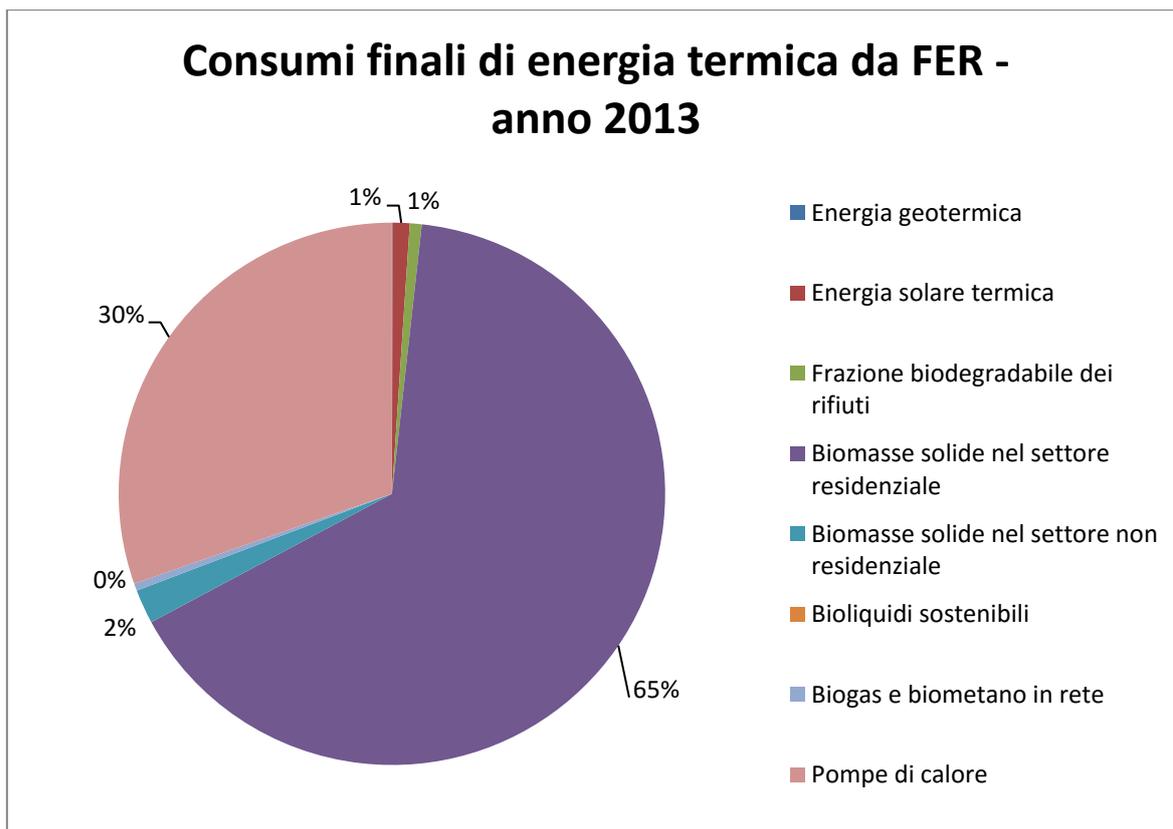


Figura 25: consumi finali di energia termica da fonti rinnovabili per la Regione Marche (anno 2013).

Per quanto riguarda il calore derivato da fonti rinnovabili, esso è risultato pari a 2 ktep sia nel 2012 che nel 2013.

3.4 Stato del deficit elettrico

La Figura 26 rappresenta bene il settore elettrico delle Marche nell'ultimo decennio: dal momento dell'entrata in funzione delle due centrali a ciclo combinato di API e Jesi Energia il deficit elettrico regionale (differenza tra la richiesta annuale di energia elettrica e produzione in Regione) si è stabilizzato nell'intorno del 50%, per poi crollare nel 2013 in corrispondenza della chiusura contemporanea di entrambe le centrali.

L'analisi dell'andamento della produzione e della richiesta di energia elettrica in regione permette le seguenti considerazioni:

- ✓ è molto evidente l'inversione nel trend dei consumi a partire dal 2006: prima di allora si è avuto un aumento costante e duraturo, cessato per i ben noti motivi relativi all'andamento dell'economia che hanno dato origine a un calo sulla cui durata è difficile fare previsioni;
- ✓ pur in presenza del calo dei consumi, la quota di produzione interna è andata calando dal 2013 per via della chiusura contemporanea delle 2 centrali a ciclo combinato è verosimile aspettarsi un nuovo aumento dopo il 2014 con la ripresa dell'attività della centrale API;
- ✓ il mantenimento di una percentuale pari al 30% di produzione su consumo è dovuta allo zoccolo duro dell'idroelettrico ma è anche evidente il contributo ormai sostanziale del notevole parco fotovoltaico che ormai esprime la sua piena potenzialità, e anche delle biomasse;

- ✓ il contributo congiunto della centrale API, dell'idroelettrico e del fotovoltaico lasciano prevedere il mantenimento per il prossimo futuro della quota di produzione del 50%, ormai divenuta una costante per il panorama elettrico regionale.

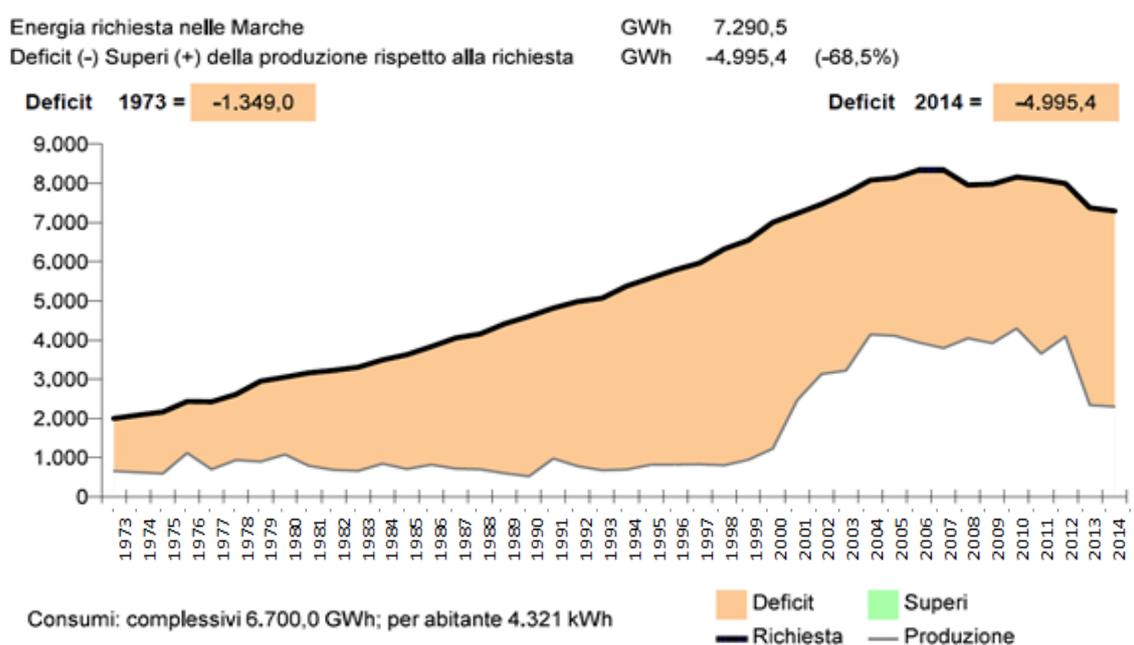


Figura 26: andamento storico della produzione e della richiesta di energia elettrica nelle Marche [GWh]¹⁰⁷

La ricaduta di questo andamento del deficit elettrico e gli eventuali interventi per contenerlo sono ampiamente discussi nel capitolo della Strategia Energetica Regionale (in particolare nel paragrafo 6.4.1), ma è bene precisare qui che, pur in presenza del calo dei consumi, questo deficit diventa un aspetto del tutto marginale nell'ambito del contesto nazionale, caratterizzato da una manifesta sovraccapacità produttiva evidenziata in maniera netta nella Strategia Energetica Nazionale¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Fonte dati: Terna, "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Elettricità nelle Regioni" – anno 2014, reperibili su: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/dati_statistici.aspx

¹⁰⁸ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4, pag. 87

4 STATO DI ATTUAZIONE DEL PEAR

In questo capitolo vengono presentate le azioni poste in essere dopo l'approvazione del PEAR2005 per dare attuazione alle linee che il PEAR2005 individuava come assi del proprio intervento.

4.1 Domanda di energia: l'efficienza energetica

Il tema dell'efficienza energetica si è in genere sviluppato su due binari paralleli: quello dell'efficienza energetica in edilizia e un secondo gruppo, nel quale sono contenuti principalmente tutti gli interventi che sono legati all'efficienza energetica nei processi industriali, ma che poi è finito per ricomprendere un po' tutto quello che non appartiene meramente al settore edilizio.

Dalla data di approvazione del PEAR, nel 2005, il settore edilizio ha subito un importante mutamento, derivato sia da aggiornamenti normativi e legislativi a livello regionale (ITACA) e nazionale (certificazione energetica, nuovi valori minimi, obbligo fonti rinnovabili) che da politiche incentivanti (55% e conto energia, piano casa).

Per quanto concerne, invece, l'efficienza energetica in generale, l'altro ambito nel quale si riscontrano interventi degni di nota è quello legato ai meccanismi dei titoli di efficienza energetica (TEE), i quali, seppure presenti alla data di emanazione del PEAR hanno rappresentato un'importante linea di sviluppo dell'efficienza negli usi finali, soprattutto in ambito industriale e di processo. Sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di **risparmi energetici negli usi finali di energia** attraverso interventi ed azioni di incremento di efficienza energetica.

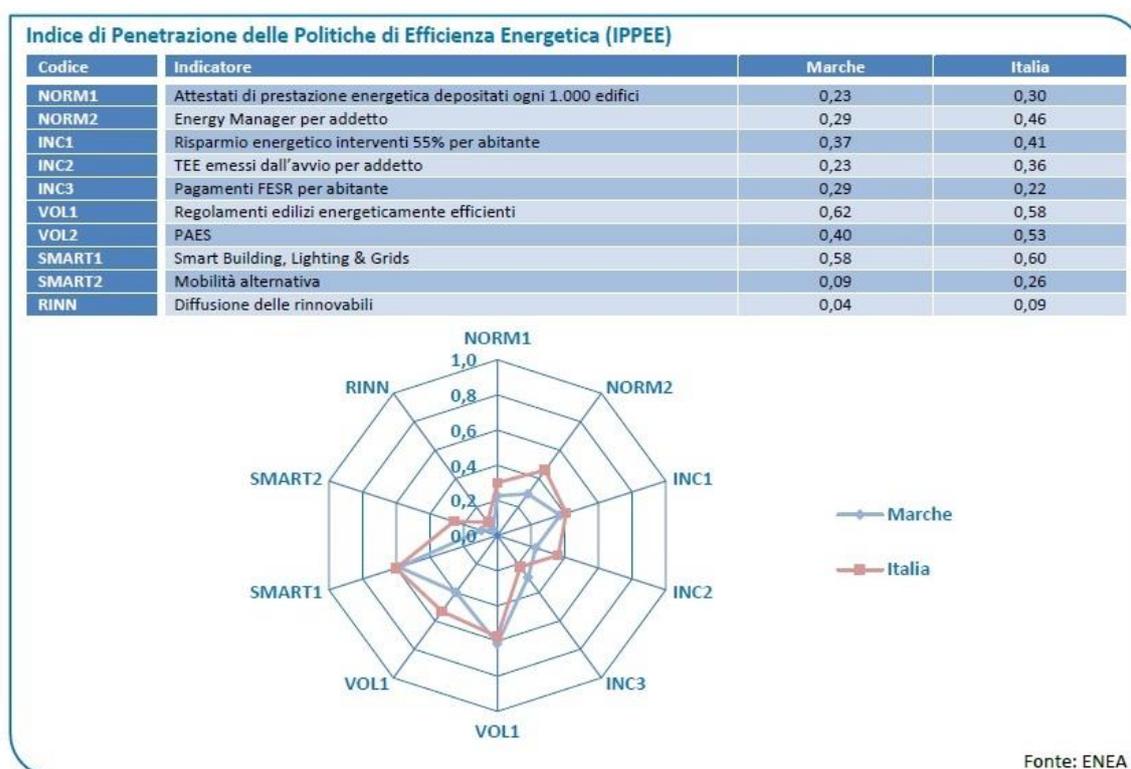


Figura 27: Indice di penetrazione delle politiche di efficienza energetica nelle Marche¹⁰⁹

Mentre il settore privato, anche a seguito di cogenti obblighi normativi, ha visto un buon successo in chiave certificati bianchi, il settore della Pubblica Amministrazione invece non risulta aver riscosso quote interessanti di Titoli di Efficienza Energetica, questo nonostante gli interventi e le

¹⁰⁹Fonte ENEA

numerose buone pratiche in ambito di risparmio ed efficienza energetica messe in campo dagli enti locali marchigiani abbiano creato le condizioni per il loro riconoscimento.

Un quadro d'insieme dell'Efficienza Energetica nelle Marche è rappresentato nella Figura 27 tratta dal Rapporto Annuale Efficienza Energetica ENEA 2015¹¹⁰, dove si raffrontano gli indicatori marchigiani con la media nazionale per i diversi ambiti di efficienza (IPPEE). Ne emerge un quadro che vede le Marche posizionarsi al di sotto dei valori medi italiani, in alcuni casi anche con una differenza decisamente marcata, come nel settore della *"mobilità alternativa"* dove l'indicatore IPPEE delle Marche è 0.09 rispetto al valore di riferimento nazionale di 0.26. Una situazione derivante probabilmente da politiche territoriali presenti, ma non coordinate a livello regionale o da settori prevalentemente "privati" o di "mercato" in cui il ruolo della pubblica amministrazione non può che risultare marginale. Di contro le Marche presentano un indicatore IPPEE (0,62 vs 0,58) superiore alla media nazionale proprio nel settore dei *"regolamenti edilizi energeticamente efficienti"*, ossia in un ambito in cui il ruolo della Regione, in chiave normativa e incentivante, è risultato determinante.

4.1.1 Efficienza energetica in edilizia

L'aggiornamento legislativo nazionale, con l'adozione dei D.lgs 192/05¹¹¹ e 311/06¹¹² e dei successivi decreti del 26 giugno 2015, ha portato a un abbassamento significativo dei valori limite richiesti per le nuove costruzioni e le ristrutturazioni.

Con tali aggiornamenti si è potuto intervenire in maniera efficace su quelle che sono le caratteristiche di isolamento termico dell'involucro edilizio e di efficienza dell'impianto, passando progressivamente a valori notevolmente bassi rispetto a quelli necessari per la verifica di rispondenza ai criteri fissati dalla Legge 10/91 e dal D.P.R. 412/93.

Tali decreti hanno inoltre richiesto ulteriori verifiche e obblighi, quali la verifica dell'inerzia termica delle superfici opache verticali ed orizzontali e l'obbligo di schermature solari.

Le certificazioni energetiche sono indubbiamente uno strumento efficace per verificare la tendenza nell'efficienza nel settore edilizio.

Da un campione di certificazioni energetiche (38.000), selezionate tra quelle archiviate in formato cartaceo e digitale in Regione Marche, si può sommariamente verificare quale sia stata l'evoluzione dell'efficienza energetica in edilizia¹¹³. Da valutazioni effettuate partendo dai valori presenti nelle certificazioni energetiche, si può dedurre come negli anni ci sia stata una progressiva riduzione degli indicatori di prestazione energetica, determinata in particolare da un miglioramento della performance energetica per il riscaldamento.

In termini di energia spesa per la produzione di acqua calda sanitaria si nota una diminuzione del fabbisogno, derivata in gran parte dall'utilizzo di generatori a maggiore efficienza. Nonostante questo tale variazione risulta essere minima rispetto a quella derivante dal riscaldamento.

Per quanto riguarda la certificazione energetica, si può notare come ci siano stati esempi di classificazione in classi alte A4-A3, alle quali corrispondono normalmente prestazioni energetiche superiori a quelle previste da legge, anche se la frequenza risulta essere notevolmente spostata verso classi basse (E-F-G).

¹¹⁰ <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/raee-2015.pdf>

¹¹¹ Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192 "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia" pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 222 del 23 settembre 2005 - Supplemento Ordinario n. 158

¹¹² Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n.311 "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia" (G.U. n. 26 del 1-2-2007- Suppl. Ordinario n.26)

¹¹³ Elaborazione effettuata su un campione di dati dal protocollo regionale certificazioni energetiche edifici, reperibile su: <http://ace.regione.marche.it/>

Tali fattori evidenziano due particolari aspetti:

- ✓ il primo è il fatto che negli ultimi anni l'attenzione verso la questione ambientale, i meccanismi d'incentivazione e la volontà di utilizzare la certificazione energetica come strumento di promozione hanno portato ad avere una quota di edifici con prestazione migliore rispetto al limite di legge;
- ✓ il secondo che la gran parte degli edifici valutati risulta possedere classi energetiche basse, di molto peggiori ai limiti di legge, e quindi con consumi energetici molto elevati, dato che la maggioranza del campione è stato costruito prima del 1993.

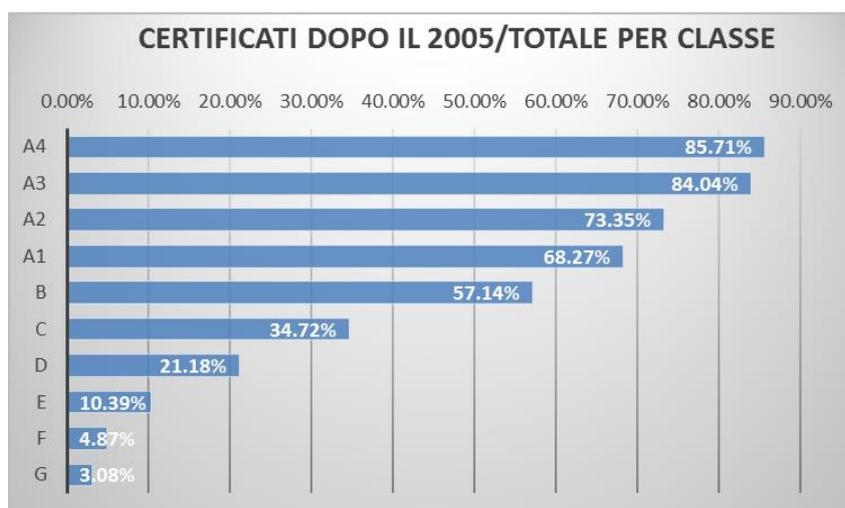


Figura 28: Distribuzione delle classi energetiche in un campione di edifici certificati

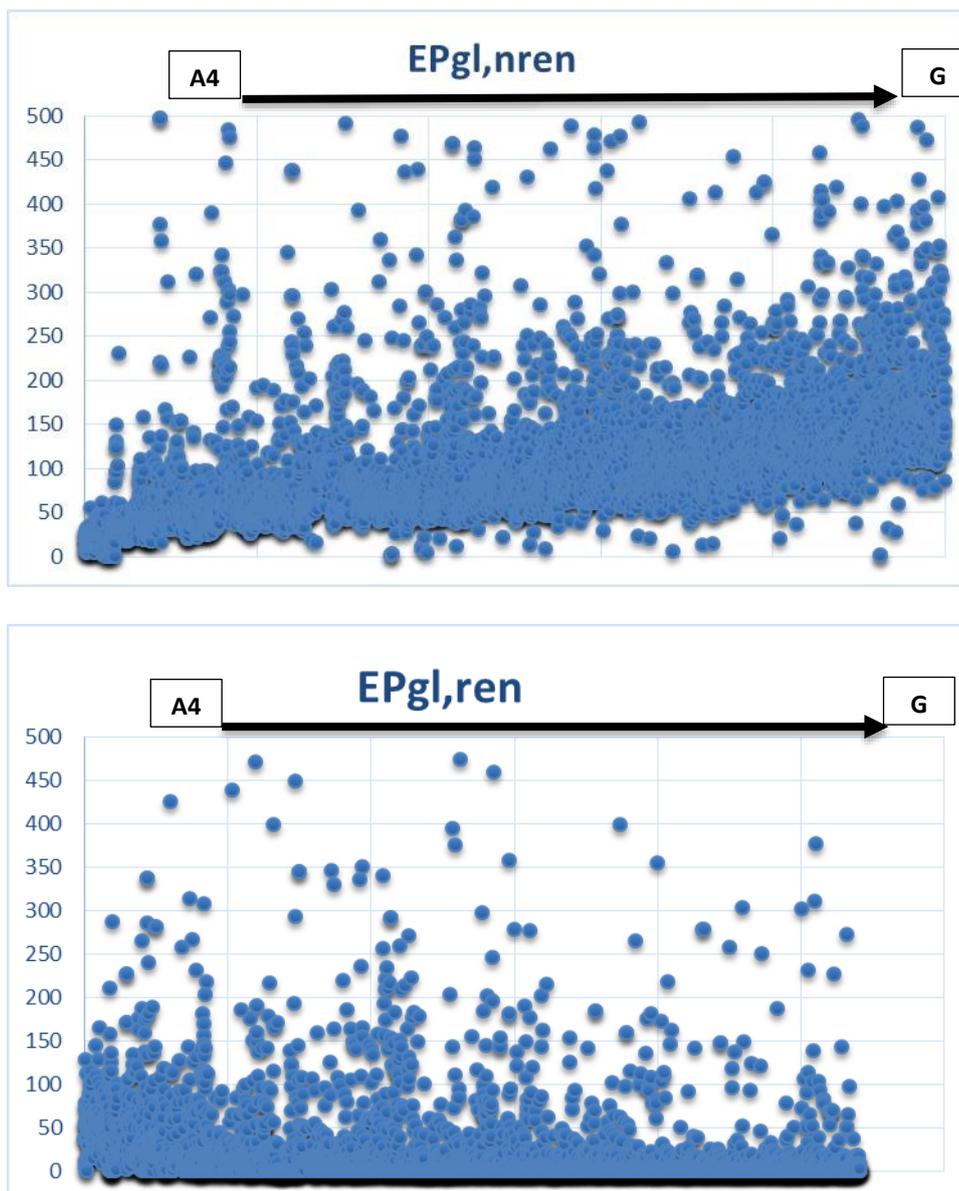


Figura 29: Dalla classe energetica A4 alla classe energetica G

Al fine di facilitare il processo e il controllo, la Regione Marche ha elaborato un sistema informatico di accatastamento delle certificazioni energetiche.

4.1.1.1 Fonti rinnovabili per gli edifici

Il D.lgs 28/2011¹¹⁴ ha reso obbligatoria l'integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti. Tale decreto richiede, l'integrazione da fonte rinnovabile di almeno il 50% dell'energia impiegata produzione di acqua calda sanitaria e del 20% di quella globale (considerando la somma del riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria). Inoltre, il suddetto decreto obbliga l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica con una potenza, espressa in [kW], almeno pari a 1/80 della superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno. Lo stesso Decreto prevede un aumento progressivo.

¹¹⁴ Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (S.O. n. 81 alla G.U.28/3/11 n. 71 – In vigore dal 29/3/11)

Tali obblighi normativi, introdotti per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza richiesti dalla Comunità Europea, comportano una riduzione sostanziale dei consumi di energia negli interventi dove vengono applicati e determinano una notevole spinta a coprire il fabbisogno dell'edificio con fonti rinnovabili (utilizzo di sistemi di generazione che utilizzano fonti rinnovabili - pompe di calore e generatori a biomasse - e di sistemi di produzione di energia termica ed elettrica da rinnovabile - solare termico e fotovoltaico). Il Decreto prevede percentuali di copertura da fonti rinnovabili ancora più elevate dal 2014 e dal 2017.

Nel 2015 e nel 2016, la Regione Marche, ha predisposto numerosi progetti che prevedono la realizzazione di importanti edifici pubblici (nuovo INRCA, nuovo Salesi, nuovo Ospedale di Fermo, nuovo Ospedale Marche Nord, Case della Salute, etc.), tutte occasioni irrinunciabili per applicare le norme suddette e puntare alle migliori tecniche di bioedilizia ed efficienza energetica.

4.1.1.2 Detrazioni fiscali (ex 55%)

Per quanto riguarda le politiche incentivanti, prima fra tutte l'applicazione del 55% per le ristrutturazioni, dal 2007 al 2015 esse hanno portato i soggetti privati, in particolare le persone fisiche, a migliorare l'efficienza dei loro edifici con interventi sull'involucro e sull'impianto. Dai dati dei Rapporti annuali Enea sul 55%¹¹⁵ si possono trarre interessanti informazioni su quelli che sono i risparmi ottenuti da questa politica incentivante. In particolare:

- ✓ la maggior parte delle richieste dell'anno 2011 riguarda la sostituzione degli infissi (52%);
- ✓ il 30% del totale degli interventi è relativa alla sostituzione dell'impianto di climatizzazione invernale;
- ✓ il 10% prevede l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda sanitaria;
- ✓ circa il 3% di tutte le pratiche inviate riguarda la coibentazione di strutture opache.

Nelle Tabelle che seguono vengono esposti i risultati riferiti alle Marche riguardanti l'applicazione delle detrazioni 55%.

Tabella 26: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2007 [MWh]¹¹⁶

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	7	516,0
Strutture opache orizzontali	15	906,0
Infissi	3	2.277,0
Solare termico	4	1.603,0
Impianto termico	6	9.079,0
Interventi combinati	10	9.830,0
altro	2	25,0
TOTALE		24.236,0

¹¹⁵ ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (anni 2007-2010), reperibile su: <http://www.acs.enea.it/opuscoli.htm>

¹¹⁶ ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2007) reperibile su: http://www.acs.enea.it/doc/rapporto_2007.pdf

Tabella 27: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2008 [MWh]¹¹⁷

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	7,6	767,6
Strutture opache orizzontali	25,4	5.638,8
Infissi	2,4	6.386,4
Solare termico	7,3	5.402,0
Impianto termico	7,7	21.898,8
Interventi combinati	9,9	15.859,8
TOTALE		55.953,4

Tabella 28: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2009 [MWh]¹¹⁸

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	5,73	962,64
Strutture opache orizzontali	24,33	6.179,06
Infissi	2,33	6.976,68
Solare termico	5,81	4.945,86
Impianto termico	6,70	19.790,21
TOTALE		38.854,45

Tabella 29: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2010 [MWh]¹¹⁹

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	13,39	1.954,50
Strutture opache orizzontali	21,88	4.068,94
Infissi	2,63	15.420,29
Solare termico	5,47	7.093,01
Impianto termico	3,92	18.351,15
TOTALE		46.887,88

¹¹⁷ ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2008) reperibile su: http://www.acs.enea.it/doc/rapporto_2008.pdf

¹¹⁸ ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2009) reperibile su: http://www.acs.enea.it/doc/rapporto_2009.pdf

¹¹⁹ ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2010) reperibile su: http://www.acs.enea.it/doc/rapporto_2010_publicato.pdf

Tabella 30: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2011 [MWh]¹²⁰

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	17,14	1.902,98
Strutture opache orizzontali	20,53	3.161,16
Infissi	2,37	10.299,22
Solare termico	4,91	3.841,40
Impianto termico	3,40	9.831,92
TOTALE		29.036,68

Tabella 31: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2012 [MWh]¹²¹

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	20,35	1.710,056
Strutture opache orizzontali	24,00	2.442,221
Infissi	2,25	9.524,063
Solare termico	4,04	2.862,194
Impianto termico	5,13	10.933,299
TOTALE		27.471,833

Tabella 32: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2013 [MWh]¹²²

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	16,05	1.701,649
Strutture opache orizzontali	18,07	2.258,721
Infissi	2,4	15.202,190
Solare termico	3,9	3.797,175
Impianto termico	3,7	9.389,849
TOTALE		32.349,584

Tabella 34: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2014 [MWh]

	risparmio medio	risparmio totale annuo
Strutture opache verticali	15,63	1.563,908
Strutture opache orizzontali	16,88	1.857,215
Infissi	2,46	13.049,663
Solare termico	4,9	2.880,891
Impianto termico	4,7	9.986,643
TOTALE		29.338,320

¹²⁰ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2011) reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/edizioni-enea/2013/detrazioni-fiscali-55-percento-patrimonio-2011>

¹²¹ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2012) reperibile su: <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/edizioni-enea/2014/le-detrazioni-fiscali-del-55-per-la-riqualificazione-energetica-del-patrimonio-edilizio-esistente-2012>

¹²²ENEA - le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (2013) reperibile su: <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/edizioni-enea/2015/detrazioni-fiscali-55-65>

Dall'analisi complessiva delle pubblicazioni ENEA, relative agli interventi di efficientamento energetico degli edifici marchigiani attraverso le "detrazioni 55%" si evince, confrontando i dati rispetto alle altre regioni italiane, un ricorso da parte dei marchigiani, a questo strumento incentivante, che non ci colloca tra le Regioni più coinvolte. Anzi alcuni dati spingono ad una serie di riflessioni sulla necessità di un intervento della Regione, soprattutto per predisporre accordi di programma con le ESCO e le imprese edili, a garanzia dei consumatori, della qualità degli interventi effettuati e per calmierare il mercato. Un ruolo, quello dell'ente Regione, necessario anche in chiave informativa, con campagne mirate per la promozione degli incentivi fiscali nazionali, insieme ad interventi per la diffusione delle buone pratiche per incentivare l'efficienza energetica in edilizia a favore di determinate categorie sociali, dei condomini, delle case popolari, etc. Un'azione, quella della Regione, necessaria se come riportano i dati ENEA, è vero che nelle Marche il costo del risparmio energetico (€/kWh) di alcuni interventi (come quello per gli impianti di climatizzazione invernale) è aumentato (più che raddoppiato dal 2009 ad oggi) invece che diminuire nel tempo; mediamente, nel 2013 e nel 2014, gli interventi effettuati nelle Marche portano benefici al di sotto della media nazionale in termini di risparmio energetico pro-capite e di CO₂ risparmiata/abitante. Infine, un aspetto che emerge nettamente dalle analisi ENEA e che si riporta in Figura 30, è quello del costo di intervento in rapporto al reddito annuo, abbondantemente al di sotto della media nazionale: la Regione dovrebbe promuovere mirati incentivi fiscali aggiuntivi (ad esempio attraverso la detassazione) a favore delle fasce di popolazione a reddito medio basso per stimolarle a ricorrere alle agevolazioni nazionali.

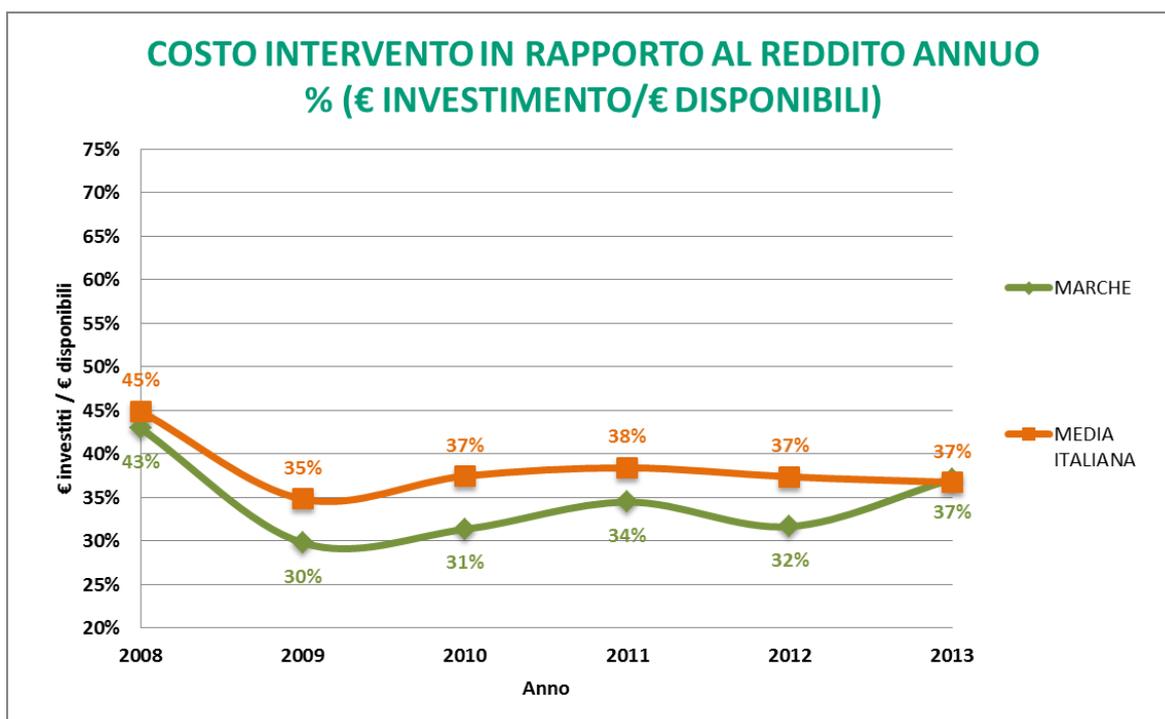


Figura 30: Costo intervento in rapporto al reddito annuo

4.1.1.3 *Catasto regionale degli Attestati di Prestazione Energetica*

La disciplina nazionale sulla certificazione energetica degli edifici, dettata dal D.Lgs. 192/2005, è finalizzata a dare attuazione alla direttiva comunitaria 2002/91/CE, successivamente modificata ed innovata, in maniera rilevante, con il D.L. 4 giugno 2013 n. 63 (8), convertito con Legge 3 agosto 2013 n. 90 (9), ha recepito la nuova direttiva comunitaria in materia di rendimento energetico nell'edilizia, ossia alla direttiva 2010/31/UE. A tal fine, l'art. 18 del D.L. 63/2013, prescrive che "nel decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192, ovunque ricorrano le parole: «attestato di certificazione energetica» sono sostituite dalle seguenti: «attestato di prestazione energetica»".

La normativa nazionale oggi prevede che la certificazione energetica degli edifici sia attuata tramite un "Attestato di Prestazione Energetica" (APE). In pratica, l'APE è un documento che attesta le prestazioni energetiche di una singola unità immobiliare o di un intero edificio. Le prestazioni vengono identificate mediante indicatori di consumo, a cui vengono collegate 10 classi specifiche di appartenenza (da A4 a G). L'indicatore più rilevante riguarda il fabbisogno energetico annuale globale ed è espresso in kWh/m²/anno. L'Attestato di Prestazione Energetica ha una validità massima di dieci anni, trascorsi i quali non ha più alcun valore, la sua efficacia viene confermata solo se sono rispettate le prescrizioni normative vigenti per le operazioni di controllo di efficienza energetica. L'APE deve essere aggiornato ad ogni intervento di ristrutturazione edilizia e/o riqualificazione energetica. È obbligatorio dotare case, ville, appartamenti, edifici, unità immobiliari dell'attestato di prestazione energetica sin dal momento in cui il bene viene messo in vendita scrivendo nell'annuncio immobiliare l'indice di prestazione energetica contenuto nell'APE. La legge quindi obbliga su ogni annuncio di vendita effettuato con qualsiasi mezzo (internet, cartellonistica, giornali, etc) ad inserire l'indice di prestazione energetica (*EpgI*), valore che si ottiene dall'attestato di prestazione energetica (APE). L'obiettivo è quello di informare l'acquirente delle caratteristiche energetiche dell'immobile, rendendo il consumo per il riscaldamento, per l'energia elettrica e per l'acqua calda sanitaria un elemento di valutazione e valorizzazione immobiliare. Minore è il consumo dell'immobile e maggiore sarà il suo valore sul mercato immobiliare.

Con la D.G.R. 19/03/2013, n. 382 (*D.Lgs. n. 192/05 e DM 26/06/2009 "Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici"*: *disposizioni di attuazione in materia di certificazione energetica degli edifici*) nella Regione Marche si era istituito un primo Registro Regionale degli Attestati di Certificazione Energetica (ACE). Dal 1° ottobre 2015 sono entrate in vigore le disposizioni contenute nei tre importanti decreti attuativi che hanno completato il quadro normativo nazionale in materia di efficienza energetica negli edifici, attuando quanto a seguito del recepimento della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione e certificazione energetica degli edifici. A seguito degli aggiornamenti del DM 26/06/2009, sono state di conseguenza definite le nuove regole per la redazione dell'Attestato di Prestazione Energetica (APE) e il nuovo modello di APE. La Regione Marche ha di conseguenza adeguato i sistemi informatici per la trasmissione degli Attestati secondo le novità previste¹²³.

Nelle Marche, secondo i dati del Comitato Termotecnico Italiano riportati nel Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2015 dell'ENEA¹²⁴, sono stati depositati 69'698 tra ACE ed APE, nel sito web del nuovo Catasto regionale degli APE Marche ne sono raccolti 16'319.

Al fine di promuovere ulteriormente tale strumento sarebbe opportuno verificare la qualità dei certificati, che non risulta essere sempre soddisfacente, anche attraverso un sistema di controllo indipendente; promuovere l'analisi critica dei dati raccolti nella regione con gli APE, al fine di meglio orientare gli interventi specifici e le politiche regionali di efficienza energetica in edilizia.

4.1.1.4 Protocollo Itaca Marche

Il Protocollo Itaca Marche è lo strumento di certificazione della sostenibilità energetico ambientale che la Regione ha introdotto come metodo di valutazione e promozione della sostenibilità ambientale.

Lo strumento della certificazione è di tipo volontario, con un approccio completo, che non si limita esclusivamente agli aspetti energetici, ma interessa un elevato numero di parametri e criteri, tra cui:

- ✓ la qualità del sito, privilegiando le costruzioni all'interno delle aree urbane già antropizzate e di conseguenza sfavorendo nuovo consumo del suolo;

¹²³<http://ape.regione.marche.it/>

¹²⁴<http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/raee-2015.pdf>

- ✓ la vicinanza ai mezzi pubblici (treno, bus) ed ai servizi pubblici o commerciali, anche per incentivare la mobilità sostenibile, ciclabile e pedonale;
- ✓ la rinnovabilità, riciclabilità o provenienza da riciclo dei materiali da costruzione utilizzati;
- ✓ la possibilità di ricorrere a "filieri corte" rispetto alle esigenze di cantiere anche per ridurre i carichi ambientali dovuti al trasporto;
- ✓ la qualità del comfort interno attraverso l'esame della costanza della temperatura delle pareti interne, della ventilazione e dell'illuminazione naturali, del giusto isolamento acustico e del contenimento dell'inquinamento elettromagnetico.

Il protocollo Itaca Marche ha trovato applicazione all'interno di bandi e leggi incentivanti. L'applicazione più importante è stata con la L.R. 22/2009¹²⁵ denominata "Interventi della Regione per il riavvio delle attività edilizie al fine di fronteggiare la crisi economica, difendere l'occupazione, migliorare la sicurezza degli edifici e promuovere tecniche di edilizia sostenibile". Con questa legge è stata offerta l'opportunità di incrementare la volumetria dell'edificio fino al 40%, nei casi di demolizione e ricostruzione, per gli edifici che avessero raggiunto un punteggio 2 con il Protocollo Itaca Marche Sintetico. Con questa modalità di incentivazione dell'edilizia sostenibile sono stati realizzati diversi interventi di riqualificazione del costruito, con ricostruzione secondo i criteri di sostenibilità valutati con il Protocollo Itaca. Inoltre sono stati certificati con il Protocollo Itaca nella sua forma completa 14 edifici, grazie anche ad un contributo della Regione Marche per il monitoraggio e la divulgazione delle prestazioni ottenute.

Tabella 33: dati riassuntivi di applicazione del Protocollo Itaca nella versione sintetica¹²⁶

Protocollo Itaca sintetico L.22/2009	
numero totale di edifici	128
edifici residenziali	106
edifici non residenziali	22
Punteggio Itaca sintetico medio	2,46
Epi medio (residenziale) [kWh/m ²] ¹²⁷	24,38
Ep acs medio (residenziale) [kWh/m ²]	9,20
Ep gl medio (residenziale) [kWh/m ²]	33,58
CO ₂ media (residenziale) [kgCO ₂ /m ²]	14,45

Tabella 34: dati riassuntivi di applicazione del Protocollo Itaca nella versione completa¹²⁸

Certificazioni Itaca completo	
numero totale di edifici	14
Punteggio Itaca sintetico medio	2,61
Epi medio (residenziale) [kWh/m ²] ¹²⁹	25,23
Ep acs medio (residenziale) [kWh/m ²]	9,34
Ep gl medio (residenziale) [kWh/m ²]	34,57
CO ₂ media (residenziale) [kgCO ₂ /m ²]	11,22

¹²⁵ B.U. 15 ottobre 2009, n. 96

¹²⁶ Regione Marche – elaborazione dati dall'archivio dei progetti presentati per accedere all'aumenti di volumetria previsti dalla Legge Regionale 8 ottobre 2009, n. 22 art. 2

¹²⁷ gli indici di prestazione sono definiti al paragrafo 4.1.1

¹²⁸ Regione Marche – elaborazione dati dal registro dei certificati previsto dalla Delibera della Giunta Regionale n. 1689 del 19/12/2011

¹²⁹ gli indici di prestazione sono definiti al paragrafo 4.1.1

4.1.2 L'efficienza energetica nei diversi settori

4.1.2.1 Detrazioni fiscali 20% per motori ad alta efficienza ed inverter

In vigore dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2010, si tratta di un incentivo consistente in una detrazione di imposta sul reddito delle persone fisiche (IRPEF) o delle società (IRES), stabilito in base alla Legge 27 dicembre 2006 n. 296 (Finanziaria 2007) e Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (Finanziaria 2008), integrate e modificate da provvedimenti normativi successivi.

La Tabella 35, elaborata per il contesto nazionale, riporta in dettaglio la suddivisione degli interventi effettuati ed il risparmio energetico complessivo.

Tabella 35: risultati del meccanismo di incentivazione per la installazione di motori elettrici ad alta efficienza ed inverter nell'ambito delle leggi finanziarie 2007 e 2008 negli anni dal 2007 al 2010¹³⁰

Azione	Risparmio energetico [GWh/anno]				
	2007	2008	2009	2010	totale
Motori ad alta efficienza	3,5	4,7	3,8	3,6	15,6
Variatori di velocità (inverter)	38,5	40,6	15,4	27	121,5
TOTALE	42	45	19	31	137

Tale intervento, seppur estremamente conveniente sia dal punto di vista del costo efficacia globale che per quello relativo all'incentivo statale, è stato poco utilizzato e il contributo sul totale risparmiato è stato estremamente basso.

4.1.2.2 Certificati Bianchi (TEE, Titoli di Efficienza Energetica)

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), noti anche come certificati bianchi, sono dei certificati istituiti dai Decreti, del Ministro delle Attività Produttive e dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, emanati il 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) e successivamente modificati ed integrati con i D.M. 21/12/07 e D.M. 28 dicembre 2012 (il decreto in cui si individuano gli obiettivi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per il quadriennio 2013-2016). I TEE sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) e sono vendibili esclusivamente nell'ambito del mercato telematico gestito dallo stesso GME, a cui hanno accesso unicamente i soggetti accreditati e destinati: distributori, alle società controllate dai distributori medesimi e alle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Sono altresì destinati alle imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, ivi compresi gli Enti pubblici, purché abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia.

Il valore monetario del TEE è variabile in funzione delle quotazioni raggiunte nel mercato gestito dal GME.

I TEE hanno un valore pari ad un *tep* (tonnellata di petrolio equivalente) e si distinguono in tre tipologie:

- ✓ Tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- ✓ Tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- ✓ Tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli di Tipo I e II.

¹³⁰ Enea - Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2011, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/edizioni-enea/2013/rapporto-annuale-efficienza-energetica-2011>

Il Rapporto Annuale ENEA sull'Efficienza Energetica (RAEE) del 2015¹³¹, fornisce il quadro per la Regione Marche ed i risultati ottenuti attraverso l'utilizzo dei Certificati Bianchi dall'avvio del sistema di incentivazione, nel 2008, al 2013. La Figura 31, nella tabella, riporta il dato di certificati riconosciuti cumulato negli anni, suddiviso per tipologia di risparmio di energia primaria, il dato dei tep risparmiati è invece rappresentato nell'istogramma con suddivisione annuale non cumulativa. I dati ENEA disponibili analizzati nel report 2015 si fermano al 2013, per gli anni successivi si è fatto riferimento ai rapporti GSE sui TEE 2014 e 2015.

Certificati Bianchi

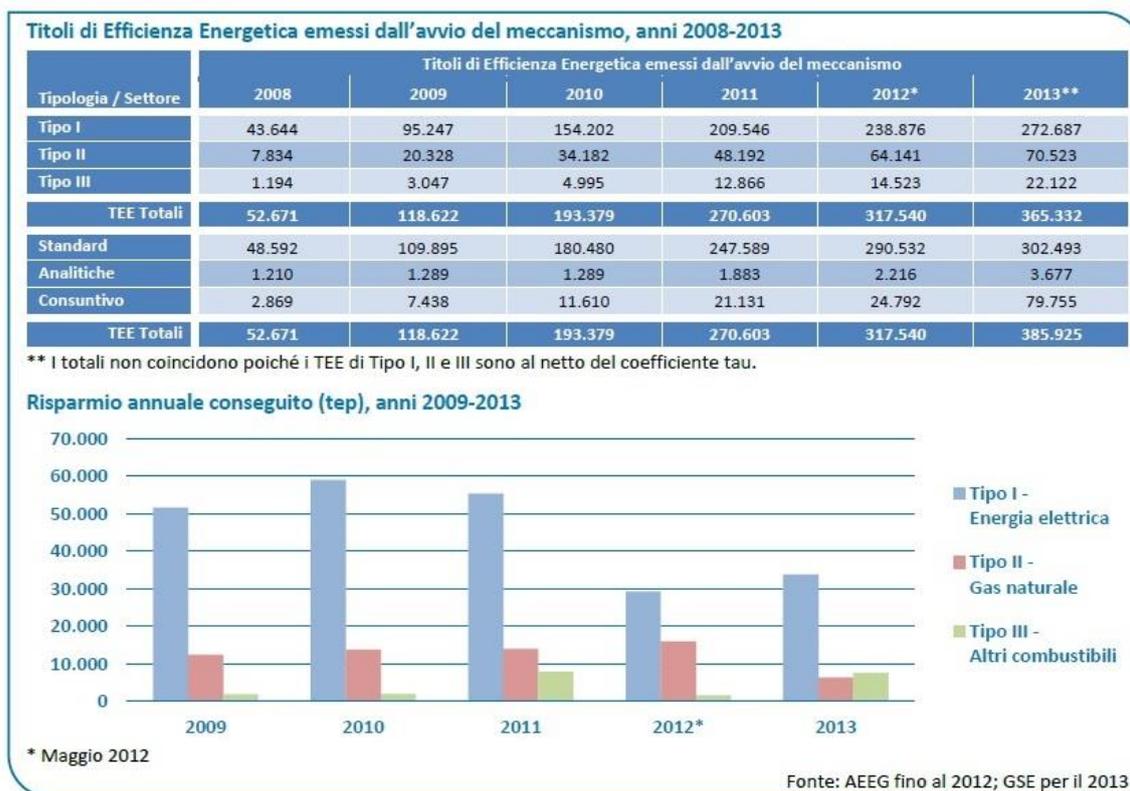


Figura 31: Certificati Bianchi Regione Marche¹³²

Analizzando gli ultimi dati cumulativi (2008-2014) a disposizione, riportati nel Rapporto Annuale 2014 GSE¹³³ sui TEE, si evince un risparmio di energia elettrica ottenuto attraverso l'immissione di tali titoli, pari a 402.266 tep a fronte di 470.247 TEE emessi.

Tabella 36: dati riassuntivi circa i risultati ottenuti tramite i certificati bianchi nella Regione Marche¹³⁴

	totale [tep]	%
energia elettrica	289'277	71,9
gas metano	87'941	21,8
altro combustibile	25'048	6,3
TOTALE	402'266	

¹³¹<http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/raee-2015.pdf>

¹³² Fonte AEEG fino al 2011, GSE per il 2013

¹³³ disponibile su <http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/Pages/default.aspx>

¹³⁴ vedi nota 115

Gli interventi che sono all'origine dei certificati nel periodo 2008-2014 sono molteplici, tra i più rilevanti risultano le sostituzioni dei sistemi di illuminazione ad incandescenza per interni con lampade fluorescenti compatte 57,5%, le caldaie a condensazione unifamiliari 3%, gli erogatori a basso flusso in ambito residenziale 18,9% e sportivo 4,5%, i rompi getto aerati in ambito residenziale 4% ed il solare termico 2,3%. Dai dati GSE analizzati sembra evidente il marcato rallentamento nelle Marche, rispetto alle prestazioni riassunte nel documento ENEA, in ambito *tep* risparmiati, tendenza che i dati disaggregati GSE relativi al 2015 riportati in Tabella 37 dimostrano con maggiore evidenza.

Tabella 37: risultati ottenuti tramite i certificati bianchi nella Regione Marche nell'anno 2015¹³⁵

	totale [tep]	%
energia elettrica	8'320	40,3
gas metano	8'647	42
altro combustibile	3'641	17,7
TOTALE	20'608	

Dall'ultimo rapporto 2015 del GSE sul meccanismo dei certificati bianchi¹³⁶ si evince che nel corso dell'anno 2015, il GSE ha riconosciuto, in Italia, complessivamente 5.029.064 TEE, tra questi 1.317.283 TEE generati dalle emissioni trimestrali automatiche relative alle RVC standard e 128.034 TEE riconosciuti per la tipologia "grandi progetti" (GP). Il volume dei TEE riconosciuti nel 2015 relativamente ai nuovi progetti, ovvero alle nuove Richieste di Certificazione dei Risparmi per le quali non erano stati riconosciuti titoli negli anni precedenti, è pari a 717.273 TEE.

Nelle tabelle riassuntive (del periodo 2008-2015) con la ripartizione regionale (Figura 32) emerge una posizione delle Marche, che anche parametrizzata in funzione delle dimensioni della regione stessa, del suo tessuto produttivo e della popolazione residente, non risulta essere da protagonista nel meccanismo del riconoscimento dei TEE.

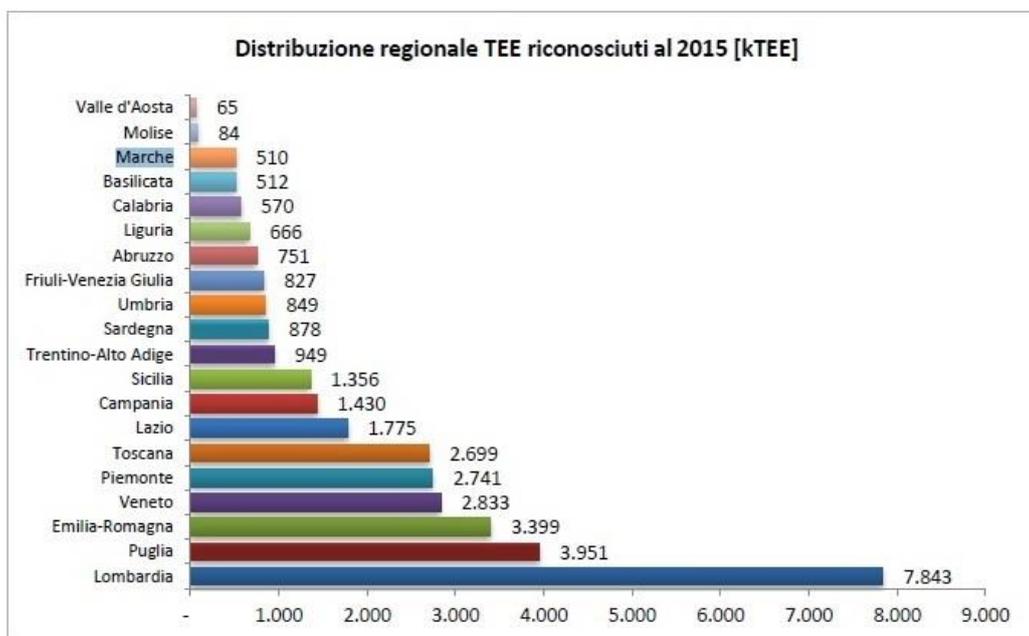


Figura 32: Certificati Bianchi Regione Marche al 2015

¹³⁵vedi nota 115

¹³⁶disponibile su <http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/Pages/default.aspx>

La posizione apparentemente non entusiasmante delle Marche, terz'ultimi in Italia per i TEE, ma 14esimi per i *tep* risparmiati, però non dipende univocamente dalle politiche regionali a sostegno della diffusione dei certificati bianchi, tant'è l'evidente differenza di TEE riconosciuti nel periodo 2012-2013, rispetto al periodo 2009-2011 (Figura 31) è diretta conseguenza degli interventi di distribuzione gratuita delle lampade fluorescenti compatte e dei erogatori a basso flusso effettuati negli anni 2008/2011 da parte delle "società di distribuzione elettriche e gas" presenti sul territorio regionale (es: Aspes Multiservizi, Astea, Multiservizi spa/Gorgovivo, etc), attraverso campagne di distribuzione gratuita di kit a beneficio della popolazione residente.

Difatti, confrontando gli ultimi 2 rapporti del GSE disponibili (2014-2015) emerge che tra gli interventi standard (RVC-S) associati al riconoscimento dei TEE nel periodo 2014-2015, ossia quelli afferenti alle "schede tecniche" fornite direttamente dal GSE (interventi valutati con metodo standardizzato appunto), si riscontra un incremento dello 0.11% degli interventi sulle lampade efficienti (che rappresentano però il 57.5% degli interventi standard cumulativi effettuati dal 2008 ad oggi), un buon incremento, del 27%, nella diffusione degli erogatori a basso flusso residenziali e un incremento pari allo 0% dei rompigetto aerati, tutte attività ascrivibili ad interventi standard realizzati dalle "società di distribuzione elettriche e gas" obbligate per legge al mercato dei certificati. Attività che nell'ultimo quadriennio si sono notevolmente ridimensionate.

Di pari passo nel 2013 e nel 2015 va segnalato che aumentano nelle Marche, in modo statisticamente rilevante, tutti quegli interventi di efficienza realizzati direttamente dalle "imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, ivi compresi gli Enti pubblici, che hanno provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia". Ovvero quegli interventi realizzati da Enti Pubblici e imprese, sfruttando ad esempio gli incentivi del precedente Conto Energia Termico, per efficientarsi e ridurre le bollette energetiche a loro carico. Si evidenzia un incremento del 23% degli interventi sul solare termico, del 32% delle installazioni di caldaie unifamiliari a condensazione, si registrano incrementi sostanziali del 420% nel ricorso agli inverter nei motori sistemi di pompaggio e numerosi interventi realizzati per la pubblica amministrazione riconducibili all'efficientamento di impianti semaforici +320%, lampade LED votive +50%, illuminazione a LED gallerie +33%. Una tendenza che andrà adeguatamente incoraggiata e sostenuta dall'Ente Regione, anche attraverso le azioni indicate nel capitolo 6.

4.2 Offerta di energia

Sul piano dell'offerta di energia il PEAR2005 indicava come assi portanti lo sviluppo delle energie rinnovabili e lo sviluppo della generazione distribuita tramite il modello della cogenerazione di distretto. Sulla effettiva realizzazione di questo modello si discuterà più avanti. Nei paragrafi che seguono, invece viene affrontato il tema della cogenerazione in generale come modalità di produzione di energia elettrica, aldilà del modello di contesto nel quale essa è inserita.

4.2.1 Le fonti rinnovabili elettriche

Per quel che concerne la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il tempo trascorso dall'approvazione del PEAR ha visto alcuni importanti fenomeni, alcuni più recenti ed altri meno, che hanno contribuito ad un mutamento molto intenso dell'assetto delle energie rinnovabili nella Regione.

Nel complesso le attese sono state di fatto confermate, anche se con un mix diverso da quello ipotizzato nel PEAR2005, soprattutto per il minore apporto dell'eolico di grande taglia, il cui ridotto sviluppo è stato compensato dall'evoluzione straordinaria del fotovoltaico. Nei paragrafi che seguono vengono esaminate le diverse fonti.

4.2.1.1 Idroelettrico

L'energia da fonte idroelettrica è una risorsa rinnovabile storica per l'Italia ed anche per la regione Marche. Riguardo tale fonte possono di fatto dirsi confermate le previsioni del PEAR2005 che indicavano uno sviluppo ma solo su piccoli impianti "residuali" e, quindi, l'assenza di nuove centrali di rilevanti dimensioni. Infatti i dati dal 2006 al 2014 mostrano un aumento sensibile del numero degli impianti idroelettrici, che sono passati da 96 a 1563, ma non è altrettanto importante il conseguente aumento della potenza installata, che infatti è cresciuta di soli 27,6 MW su un totale del 2006 di 218 MW.

Per quel che riguarda la valutazione circa il contributo energetico che l'idroelettrico offre al soddisfacimento della domanda di energia in Regione, di fatto non è possibile apprezzare un aumento nell'energia prodotta da questa fonte in quanto le oscillazioni, dovute all'accentuarsi dei mutamenti climatici proprio negli ultimi 10 anni, legate alla disponibilità della risorsa primaria (precipitazioni) sono ampiamente maggiori dell'incremento di producibilità dovuto alla installazione di nuovi impianti da rendere questo contributo non rilevabile. Nei nove anni esaminati, infatti, si ha una produzione massima, registrata nel 2010 pari a 708 GWh, e un valore minimo, corrispondente all'anno 2007 di 207 GWh. Complessivamente il valore medio registrato è pari ad una produzione annuale di circa 500 GWh (l'ultimo dato GSE del 2014 certifica una produzione di 608,4 GWh). In data 1 gennaio 2016 sono finiti i 3 anni di validità dei meccanismi degli incentivi nazionali previsti dal D.M. 6 luglio 2012, come accennato nel capitolo 2, tutti gli impianti idroelettrici non ancora entrati in esercizio, ma beneficiari degli incentivi, saranno tutelati dal GSE se realizzati entro fine 2016. Nelle Marche si tratta di una ventina di impianti di piccola taglia per una potenza complessiva di circa 4 MWp. Il nuovo decreto di incentivazione delle FER non fotovoltaiche favorirà ancora, come spiegato nei capitoli precedenti, soprattutto l'incentivazione dei piccoli impianti idroelettrici.

Con riferimento alle prospettive di sviluppo ed alle analisi che su di esse verranno basate si sottolinea fin d'ora che sarà necessario tenere conto della grande variabilità di questa risorsa, in quanto il suo contributo è molto rilevante e quindi le sue oscillazioni si ripercuotono in maniera non trascurabile sui bilanci annuali complessivi.

Un'ipotesi per contrastare questa situazione prevede di mettere in atto una serie di interventi finalizzati a "stabilizzare" il contributo della fonte idroelettrica regionale. Una soluzione sperimentata con successo in diversi bacini idrici artificiali del Giappone prevede di contrastare il fenomeno naturale dell'evaporazione delle acque di bacino e quindi preservare la risorsa idrica per uso idroelettrico, potabile e irriguo, attraverso impianti fotovoltaici flottanti, realizzati sullo specchio d'acqua, così da fare ombra minimizzando l'evaporazione dell'acqua della diga, ma anche ridurre drasticamente il rischio di formazione di alghe. Inoltre, la naturale differenza termica fra l'acqua e l'aria agevola il raffreddamento degli impianti fotovoltaici, aumentandone di circa l'11% l'efficienza energetica.

4.2.1.2 Bioenergie

Le bioenergie sono una componente delle rinnovabili elettriche che offre un contributo rilevante alla produzione complessiva di energia elettrica rinnovabile. Il termine bioenergie è estremamente ampio e contiene differenti tecnologie ed applicazioni.

Nello specifico di questa analisi le bioenergie sono definite nell'ambito del perimetro delle applicazioni per la produzione di energia elettrica; all'interno di questo sistema si considerano le tre tecnologie ad oggi presenti in maniera rilevante in Regione, ovvero i bioliquidi, il biogas da discarica e il biogas da digestione anaerobica.

Il contributo delle bioenergie, in termini di energia termica, verrà, invece, affrontato in seguito, in quanto, costituendo una delle novità introdotte dal Burden Sharing, finora non è mai stato rilevato dai bilanci energetici.

L'analisi dell'andamento della produzione di energia elettrica da bioenergie, nel periodo 2006-2014, rileva una situazione in importante e costante evoluzione che ha visto la potenza installata passare

da 10 a 40,5MW, il numero di unità produttive salire da 9 a 66 complessive e la produzione di energia più che quadruplicare (da 44 GWh a 186,4 GWh).

Gli impianti alimentati a bioenergie offrono, infatti, un coefficiente di produzione molto elevato, in quanto si tratta di unità che generalmente lavorano a regime costante e vicino alla potenza nominale per moltissime ore/anno, e che, quindi, hanno una produttività molto elevata. Altro fattore molto importante di questo tipo di impianti è la programmabilità: diversamente dalle altre fonti rinnovabili, infatti, le biomasse presentano generalmente degli accumuli di risorsa primaria (o la possibilità, entro certi limiti, di implementarli), e, quindi, una continuità nella erogazione dell'energia elettrica. Ciò le rende estremamente utili ai fini del complessivo funzionamento del sistema elettrico.

A quanto appena esposto è da aggiungere una importante nota: negli anni recenti si è assai spostato il baricentro delle bioenergie. Se fino ai primi anni 2000 il recupero di biogas da discarica era quasi l'unica applicazione presente in regione, negli ultimi anni si è assistito ad un importante sviluppo di impianti di digestione anaerobica, in particolare accoppiati ad attività agricole e di allevamento.

4.2.1.3 Eolico

L'eolico ad oggi risulta essere indubbiamente la fonte rinnovabile che meno si è sviluppata rispetto alle aspettative ed alle previsioni del PEAR 2005, questo per una serie di ragioni complesse e diverse, non ultima la forte opposizione di alcune associazioni ambientaliste e di parte dei residenti nelle aree interessate dagli interventi, che hanno portato solo nel 2014 alla realizzazione a Serrapetrona del primo parco eolico degno di nota in territorio marchigiano. In precedenza dal 2006 al 2010 nelle Marche erano assenti impianti eolici anche di piccola taglia, i primi piccoli impianti eolici si sono realizzati, anche grazie ai bandi emessi dalla Regione, a partire dal 2011. Nel triennio 2011-2013 si sono realizzati sul territorio regionale 31 impianti di microeolico per una potenza installata complessiva pari a 0.7 MW. A seguito della realizzazione dell'impianto di Serrapetrona, 4 pale eoliche da 2MW, nel 2014 il GSE riconosceva nelle Marche 35 impianti, una potenza installata di 8,8 MW ed una produzione annua di 1,8 GWh eolica, segno che al 31-12-2014 non tutte le 4 pale di Serrapetrona erano ancora entrate in funzione. Come riportato in precedenza le aste del GSE hanno incentivato altri 10 MW di potenza eolica ad Apecchio (PU), 5 pale eoliche da 2 MW, attraverso il contingente di potenza previsto del Bando del 13 marzo 2013, i cantieri del parco eolico si sono attivati a fine 2015, le pale sono state consegnate al cantiere a fine marzo 2016 ed a breve è previsto l'inizio della produzione. Per fine 2016 la potenza eolica installata nelle Marche dovrebbe di conseguenza sfiorare i 20 MW, ma sarà il 2017 il primo anno di piena produzione degli impianti. Come spiegato nei precedenti capitoli, ulteriori interventi che potranno incrementare la potenza eolica nelle Marche dipendono dal nuovo DM sugli incentivi alle FER non fotovoltaiche. Gli 800 MW di potenza eolica che saranno messi a disposizione nel 2016 con il meccanismo delle aste per l'iscrizione ai registri, possono rappresentare un'opportunità per gli impianti ad oggi autorizzati dalla Regione Marche e che non hanno ancora il riconoscimento della tariffa incentivante e che nel migliore dei casi consentirà di installare ulteriori 42 MW di potenza.

4.2.1.4 Fotovoltaico

Per questo tipo di tecnologia i numeri che emergono dai dati raccolti dimostrano uno sviluppo straordinario ed assolutamente non immaginabile solo qualche anno fa, e tantomeno nell'anno di redazione del PEAR2005. Tutte le grandezze che riguardano il fotovoltaico marchigiano riportate in Tabella 38, infatti, mostrano un andamento di tipo esponenziale nel periodo 2009-2012 ed il crollo delle installazioni a partire dal 2013 conseguente alla fine del sistema di incentivante sancita il 6 luglio 2013 quando per il raggiungimento del contingente dei 6,7 miliardi di euro, indicato nel DM 5 luglio 2012, si è di fatto chiusa la possibilità di accesso agli incentivi per i nuovi impianti fotovoltaici (tranne deroghe speciali al V Conto Energia estese al 2016 per gli impianti autorizzati nelle aree interessate dagli eventi sismici ed alluvionali del 2013).

Tabella 38: crescita del fotovoltaico nelle Marche 2007-2014

Anno	Numero impianti	Potenze Installata [MW]	Produzione [GWh]	Dimensione Media Impianti [kW]
2007	330	2,6	1,2	7,8
2008	1.367	28	9,8	20,5
2009	2.820	62	35,8	22
2010	5.769	184	104,3	31,9
2011	12.048	786,6	658,4	65,3
2012	17.176	980,3	1.137,7	57,1
2013	21.094	1.027	1.214,4	48,7
2014	23.053	1.044	1.243,9	45,3

Già dall'anno 2008, con l'entrata in vigore del II conto energia, si sono avuti i primi segnali dello sviluppo di questa fonte, ma le potenze istallate e l'energia prodotta erano pressoché ininfluenti ai fini complessivi.

Nel 2009, invece, si raccoglie un dato consuntivo di potenza fotovoltaica complessivamente istallata nella regione Marche pari a circa 62 MW, su un numero complessivo di 2.820 impianti. L'anno successivo la potenza sale a 184 MW su 5.769 impianti.

Nell'anno 2011 il numero sale in modo esponenziale raggiungendo una potenza di 786 MW su 12'048 impianti. In termini di produzione di energia elettrica annua, per comprendere meglio gli andamenti riportati nella Tabella 38, va considerato che i nuovi impianti realizzati anno per anno e contabilizzati al 31-dicembre di ciascuno di essi, diventano pienamente produttivi, in termini di GWh, solo al 31 dicembre dell'anno successivo.

Si osservi anche il fatto che col passare del tempo si è assistito ad un aumento della dimensione media degli impianti, che è passata dai circa 20 kW del 2009 a circa 65 kW del 2011. Tale tendenza non viene confermata dai dati 2012 (n.17.176 impianti per una potenza installata di 980,3 MW) che evidenziano una riduzione della dimensione media degli impianti fotovoltaici (circa 57 kW): questo sia a seguito degli effetti della normativa regionale sugli impianti a terra approvata L.R. 12/2010, ma che non ha influenzato gli impianti precedentemente autorizzati (difatti risulta che al momento dell'entrata in vigore della norma nel 2010, sul territorio regionale erano presenti domande di installazione di impianti fotovoltaici a terra per una potenza installata superiore a 400 MW), sia perché il passaggio dal IV conto energia al V conto ha favorito i piccoli impianti.

Il "fenomeno fotovoltaico" subisce una brusca frenata in termini di potenza installata, ma non di impianti realizzati, a partire dall'anno 2013 e per tutto il 2014, quando anche in termini di dimensione media degli impianti si ha un crollo a 48,7 kW, valore che si stabilizza sui 45 kW del 2014. Nel 2014 si è tornati indietro, in termini di nuove installazioni, al periodo pre-boom del fotovoltaico marchigiano (2007-2008), con un notevole aumento del numero degli impianti (circa 2000 in più rispetto al 2013), ma a cui corrisponde un modesto incremento di potenza (17 MW). In assenza di incentivi diretti, ad invogliare i consumatori e le imprese a ricorrere a questa fonte rinnovabile si annoverano solo le procedure in autoconsumo, scambio sul posto e l'ecobonus al 50% per incentivare il fotovoltaico domestico. Il crollo dei prezzi degli impianti fotovoltaici registrato negli ultimi 3 anni rende comunque interessante l'investimento, per questo nel capitolo 6 si suggeriscono bandi regionali e azioni di sensibilizzazione per superare al 2020 la soglia dei 30MW di potenza per in nuovi impianti fotovoltaici installati all'anno nelle Marche.

4.2.1.5 Conclusioni circa il quadro delle rinnovabili elettriche

Riassumendo i dati sopra esposti si può affermare che le prospettive e le stime del PEAR 2005 sono state di fatto raggiunte, anche se con un mix di energie diverso da quello ipotizzato. Si ricorda,

infatti, che il PEAR 2005 attribuiva alla fonte eolica un importante contributo, ma al ridotto sviluppo dell'eolico ha sopperito un inatteso sviluppo del fotovoltaico. In merito, è comunque necessario, rilevare che per raggiungere gli obiettivi del Burden Sharing si dovrà fare ricorso al concorso di tutte le risorse disponibili.

4.2.2 Lo sviluppo della cogenerazione

Il tema della cogenerazione contiene due aspetti che nel PEAR2005 erano considerati prioritari, ovvero quella dell'adeguamento della capacità di generazione di energia elettrica alla domanda, e quello dell'efficienza energetica: infatti la cogenerazione (e la trigenerazione) sono a tutt'oggi la modalità più efficiente di produrre energia da fonti tradizionali, e pertanto devono essere tenute in grande considerazione in quanto la loro diffusione rappresenta anche un importante fattore di avanzamento dell'efficienza complessiva dell'architettura energetica di una Regione o di un Paese. Venendo all'esame dei dati, quelli forniti da Terna mostrano di fatto un modesto sviluppo della cogenerazione; nel caso specifico non è possibile esaminare i dati complessivi regionali in quanto la presenza di impianti molto grandi nella Provincia di Ancona rende poco efficace questa analisi; è perciò necessario esaminare i dati Provincia per Provincia.

Tabella 39: impianti di cogenerazione nelle province della Regione Marche; numero, potenza e produzione di energia¹³⁷

	anno 2006			anno 2011		
	numero impianti ¹³⁸	potenza eff. lorda [MW]	produzione lorda [GWh]	numero impianti	potenza eff. lorda [MW]	produzione lorda [GWh]
Ancona	10	492,2	3.347,7	12	470,0	2.414,8
Ascoli Piceno	7	18,2	20,3	3	5,9	16,6
Fermo	0	0	0	1	0,1	0,6
Macerata	6	10,5	53,9	11	13,0	60,7
Pesaro e Urbino	0	0	0	4	2,3	6,7
MARCHE	23	520,9	3.421,9	31	491,3	2.499,4

La situazione esposta in Tabella 39 merita qualche commento; bisogna infatti distinguere le situazioni delle due province di Ancona e Ascoli Piceno dal resto.

Per quanto riguarda Ancona si osserva una riduzione della potenza installata e dell'energia prodotta, ma un aumento del numero di impianti: la minore potenza installata è evidentemente da ricondurre o ad un depotenziamento di una delle due grandi centrali, o alla chiusura di uno o più unità di dimensione abbastanza rilevante (data la indisponibilità di dati con fattore di aggregazione inferiore rispetto a quelli appena esposti, non è possibile approfondire ulteriormente); per quanto riguarda, invece, il calo dell'energia prodotta, esso è da attribuire, oltre che alla minore potenza, soprattutto al minor numero di ore lavorate dalla centrale Edison di Jesi, che ha ridotto il suo regime di lavoro in risposta ad una minore produzione del processo principale; la crescita del numero degli impianti a dispetto di una minore potenza ci segnala, poi, che nonostante la situazione sono entrate in funzione alcune centrali di cogenerazione di modeste dimensioni e ciò dimostra che permane comunque un interesse verso questa tipologia di attività.

Nella provincia di Ascoli Piceno, invece, il dato relativo alla cogenerazione riflette fortemente la sofferenza del tessuto produttivo e la diminuzione della potenza cogenerativa installata è

¹³⁷ Terna, direzione dispacciamento – statistiche.

¹³⁸ Il dato effettivamente disponibile è il numero di sezioni, ma è possibile affermare senza rischio di errare molto nella Regione Marche che esso coincide con il numero di impianti vista la modestissima dimensione media, fatta eccezione per le due grandi centrali API di Falconara ed Edison di Jesi.

conseguente ad una effettiva flessione della domanda di energia da parte di utenze che erano adatte a sfruttare le potenzialità della produzione combinata di energia elettrica e calore. Il venire meno di alcune utenze ha probabilmente fatto cessare l'attività delle relative centrali termiche e di cogenerazione.

Diverso è il dato di tutte e tre le altre Province marchigiane, nelle quali, seppure in forma modesta, si nota un effettivo aumento della potenza installata in impianti di cogenerazione e dell'energia elettrica prodotta, con Macerata in testa a presentare un parco piuttosto sviluppato.

Ai dati esposti si possono aggiungere alcune altre considerazioni: negli anni recenti vi è stato un rilevante sviluppo della cogenerazione in particolari applicazioni di utenze, nello specifico le utenze ospedaliere, che presentano una condizione ottimale per l'applicazione di questo tipo di tecnologia e che hanno potuto beneficiare di fondi strutturali messi a disposizione dai programmi regionali. Per quanto riguarda, invece, le utenze industriali, al loro interno si trovano molte situazioni che hanno caratteristiche energetiche tali da renderle molto adatte all'introduzione di impianti di cogenerazione; tuttavia, in molti di questi casi lo sviluppo della cogenerazione ha fortemente risentito del contesto di crisi complessivo.

Sono per il momento ancora molto poco frequenti le applicazioni di impianti cogenerativi a contesti come i grandi centri commerciali, o utenze comunque da riferire al settore terziario; questo perché in tali situazioni è a volte più difficile ottenere conti economici tanto interessanti quanto nelle precedenti situazioni.

Nel caso della cogenerazione, quindi, si può affermare che le attese del PEAR2005 non sono state completamente soddisfatte. Su questo tema si innesta inoltre il tema delle "centrali di distretto" che costituiva un altro dei capisaldi del PEAR2005. A questo tema verrà dedicato un apposito paragrafo nel successivo Capitolo 6.

4.3 Le iniziative promosse dalla Regione

Al livello regionale sono state intraprese molteplici iniziative con lo scopo di attuare le linee di sviluppo suggerite dal PEAR e di contribuire al raggiungimento degli obiettivi individuati.

Tali attività si sono distinte in due tipologie di iniziative:

- ✓ La produzione di legislazione e normativa volta a sostenere gli assi del PEAR2005 nei diversi ambiti di competenza della Regione.
- ✓ L'erogazione di importanti finanziamenti sugli assi individuati dal PEAR2005; in particolare molte delle risorse messe a disposizione al riguardo provengono dall'asse 3 "Efficienza energetica e promozione delle energie rinnovabili" del Programma Operativo Regionale (POR) riguardante il Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) per il quinquennio 2007-2012.

Nei paragrafi che seguono sono descritti gli interventi e, ove possibile, sono anche individuati i risultati che sono stati conseguiti tramite l'implementazione degli stessi.

Per quanto riguarda le attività sostenute dal POR-FESR è possibile quantificare in maniera esatta il loro contributo, in quanto il risparmio conseguito o l'energia rinnovabile generata sono alcuni dei parametri richiesti dalle graduatorie. Sulla base dei valori indicati nelle domande di partecipazione è possibile quantificare in circa 3 ktep i risparmi complessivi di energia ottenuti.

4.3.1 Interventi normativi: leggi, delibere e altro

Le disposizioni che si sono succedute in attuazione del PEAR sono di seguito elencate; nell'elenco si è seguito un ordine cronologico, ad eccezione delle disposizioni applicative del Protocollo Itaca, alla Certificazione energetica degli edifici e quelle legate alle c.d. "aree non idonee" che sono state raggruppate.

E' evidente che esse rappresentano un insieme eterogeneo di atti in quanto le implicazioni dell'attuazione del PEAR si ritrovano in molteplici provvedimenti: dalle delibere di Giunta adottate in esplicita e diretta applicazione del PEAR2005 stesso, alle Leggi Regionali riguardanti l'edilizia o le energie rinnovabili, spesso adottate in ottemperanza a specifiche disposizioni provenienti da legislazione statale, che hanno però rappresentato comunque una linea di applicazione delle

indicazioni del PEAR2005 e di coerenza e continuità con i suggerimenti e le indicazioni da esso esposte.

Per approfondimenti riguardanti le singole disposizioni si indicano i testi originali.

- ✓ Delibera di Giunta Regionale 580/2007 - Indirizzi programmatici in materia di contributi per azioni relative all'energia da biomasse, cogenerazione e impianti fotovoltaici.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 796/2007 - LR 16/2005 - Criteri per assegnazione contributi ai Comuni per la redazione di programmi di riqualificazione urbana ad elevata qualità ambientale ed energetica - Cap. 42603801/07.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 829/2007 – Indirizzi ambientali e criteri tecnici per l'inserimento degli impianti eolici, abrogata con sentenza del TAR Marche n. 363 del 26 maggio 2011.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 830/2007 – Indirizzi ambientali e criteri tecnici per il solare termico e fotovoltaico
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 863/2007 – Raccomandazioni per la stesura dei piani energetici comunali
- ✓ Legge Regionale n. 6/2007 – Con particolare riferimento alla delega alle Province delle funzioni amministrative concernenti le autorizzazioni di cui all'art. 12 della L. 387/2003 per la costruzione e l'esercizio di impianti solari, sia termici che fotovoltaici e degli impianti eolici non soggetti a VIA regionale
- ✓ Legge Regionale n. 14/2008 “Norme per l'edilizia sostenibile” e disciplina correlata
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 586/2008 - Approvazione schema di accordo di programma per la promozione e la diffusione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica del patrimonio di edilizia pubblica, legate alle fonti rinnovabili, al risparmio energetico ed alla sostenibilità ambientale.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 587/2008 - Programma per diagnosi energetica su edifici pubblici o ad uso pubblico ai sensi del decreto Ministero dello Sviluppo Economico del 22 dicembre 2006.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale n. 1502/2009 – Istituzione dello sportello informativo sull'edilizia sostenibile
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 1532/2008 - Indirizzi programmatici in materia di contributi agli enti pubblici per interventi di ecoefficienza energetica
- ✓ Atti relativi alla adozione del “Protocollo Itaca Marche”:
 - Delibera di Giunta Regionale 760/2009 – Linee guida per la valutazione energetico-ambientale degli edifici residenziali, criteri per la definizione degli incentivi, programma per la formazione professionale
 - Delibera di Giunta Regionale 1870/2009 – Adozione del Protocollo Itaca Marche sintetico (così come modificata dalla successiva Delibera di Giunta Regionale 1245/2010)
 - Delibera di Giunta Regionale 1689/2011 – Approvazione sistema e procedure per la certificazione energetica ambientale degli edifici, criteri e procedure per formazione ed accreditamento dei soggetti abilitati al rilascio della certificazione e criteri e modalità per erogazione contributi e per adozione incentivi (Integrazioni e modifiche delle Delibere di Giunta Regionale 760/2009, 1141/2009, 359/2010, 361/2010 e 1494/2010)
- ✓ Atti relativi alla Certificazione Energetica degli edifici:
 - Delibera di Giunta Regionale 382/2013- recepimento D.Lgs. n. 192/05 e DM 26/06/2009 "Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici": disposizioni di attuazione in materia di certificazione energetica degli edifici nella Regione Marche e istituzione del Registro Regionale degli Attestati di Certificazione Energetica
 - Delibera di Giunta Regionale 870/2014- recepimento D.P.R. 16/04/2013 n. 75 - Criteri e procedure per la formazione dei tecnici abilitati in materia di certificazione energetica degli edifici a livello regionale

- ✓ Delibera di Giunta Regionale 1312/2010 - Indirizzi programmatici in materia di contributi per interventi di efficienza negli edifici pubblici, solare fotovoltaico, interventi di utilizzo di energia rinnovabile a elevato contenuto innovativo e pubblica illuminazione.
- ✓ Atti di recepimento del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"
- ✓ Delibera Amministrativa dell'Assemblea Legislativa Regionale n. 13/2010 – Individuazione di aree non idonee per il fotovoltaico e Delibera di Giunta Regionale 1756/2010 – Interpretazioni tecnico-amministrative
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 255/2011 e Delibera di Giunta Regionale 1191/2012 riguardanti l'autorizzazione unica per gli impianti a biomasse ed a biogas e le emissioni inquinanti nei Comuni in zona A.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 762/2011 - Approvazione schema di accordo di collaborazione tra la Regione Marche e l'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile) finalizzata alla promozione dell'efficienza energetica.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 1015/2012 - Atto di indirizzo per la destinazione dei fondi regionali per il finanziamento di progetti finalizzati alla riduzione delle spese di gestione energetica per i comuni marchigiani con meno di 20.000 abitanti.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 1108/2012 - Addendum all'Accordo di programma del 16 giugno 2006 tra Regione Marche e Comunità montana ambito 5 - Marca di Camerino per la realizzazione di un parco eolico di 34 MW all'interno del territorio della Comunità montana.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 1191/2012 Impianti a biomasse e a biogas: integrazioni alla d.g.r. n. 255 dell'8 marzo 2011 in materia di autorizzazione unica, indicazioni per la gestione dei prodotti in uscita dagli impianti e attuazione stralcio del Piano d'azione di cui alla DACR 52/2007 per la limitazione delle emissioni inquinanti nei Comuni in zona A
- ✓ Delibera Amministrativa dell'Assemblea Legislativa Regionale n. 62/2013 – Individuazione di aree non idonee alla installazione di impianti di produzione di energia elettrica da biomasse (parzialmente annullata con Sentenze del TAR 523-524/2014).
- ✓ Legge Regionale n.20/2010, art. 3: Programma regionale integrato per adeguamento, messa in sicurezza ed incremento efficienza energetica del patrimonio pubblico di edilizia scolastica - Importo € 7.700.000,00.
- ✓ D.G.R. n. 1021 del 18/07/2011 (BURM n. 69/2011): "L.R. n. 20/2010 artt. 3 e 6 Programma regionale integrato per adeguamento, messa in sicurezza ed incremento efficienza energetica del patrimonio pubblico di edilizia scolastica - Importo complessivo € 7.700.000,00 - Indirizzi e linee guida" TESTO INTEGRATO DELL' "ALLEGATO A" con modifiche apportate con D.G.R. n. 1624 del 07/12/2011 (BURM n. 110/2011)
- ✓ Decreto ESU_09 del 19/07/2011, n. 23: L.R. N. 20/2010, Art. 6: Programma regionale per ricorso a fonti di energia rinnovabili_Fotovoltaico e per miglioramento efficienza energetica edifici scolastici - € 2.500.000,00
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 374/2013 - Criteri e modalità per la concessione di contributi in conto capitale alle imprese turistiche per sostenere interventi finalizzati alla qualità, alla sostenibilità, alla efficienza energetica e alla innovazione tecnologica delle strutture ricettive.
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 791/2013 - Costituzione del gruppo di lavoro per la determinazione dei criteri tecnici inerenti l'utilizzo del digestato in attuazione della delibera di giunta regionale dell'1 agosto 2012, n. 1191, concernente gli impianti a biomasse e a biogas, con riferimento al punto 2.4.1 "Digestione anaerobica di effluenti zootecnici e di biomasse di esclusiva origine agricola"
- ✓ Delibera di Giunta Regionale 1545/2013 - Criteri e indirizzi per l'istituzione e la gestione di un fondo regionale di garanzia denominato "Fondo regionale di garanzia per il sostegno all'acquisto, alla locazione e al miglioramento dell'efficienza energetica degli immobili residenziali" (modificato dalle DGR 493/2014, DGR 691/2014 DGR 1045/2014)

4.3.2 Iniziative di promozione delle linee di attuazione del PEAR

La Regione Marche ha destinato notevoli risorse economiche in termini di contributi per il sostegno di iniziative di promozione di interventi sulle linee di attuazione indicate dal PEAR2005.

Il maggiore impegno è gravato sui fondi del POR-FESR 2007-2013; a questo si sono accompagnate alcune altre misure; nei prossimi paragrafi è offerta una descrizione di tali iniziative.

4.3.2.1 Interventi legati al POR FESR 2007-2013/Asse 3 "Efficienza energetica e promozione delle energie rinnovabili"

Gli interventi che sono stati finanziati con tale fondo sono rivolti ad enti pubblici ed hanno visto un impegno di risorse pari complessivamente 41 milioni di euro (il 14% delle risorse complessive del POR-FESR Marche 2007-2013).

Tutti gli interventi sono stati concessi sulla base di graduatorie che attribuivano punteggi a variabili di natura energetica ed economica; in particolare per tutti gli interventi è stato sempre previsto che il contributo non coprisse mai l'intero intervento, e quindi che l'Ente lo cofinanziasse in parte con proprie risorse.

Segue un elenco dei contributi concessi, degli strumenti adottati e dei riferimenti amministrativi delle disposizioni di adozione:

- ✓ Bando di concorso finalizzato alla concessione di contributi per un intervento di Edilizia Residenziale Sperimentale sul tema: "BIOEDILIZIA E RISPARMIO ENERGETICO". DGR 1184/2011, D.A.C.R. 168/2005 - D.A.C.R. 32/2006 - DGR 430/2005.
- ✓ Bando "Promozione efficienza energetica negli Enti Pubblici Territoriali – Interventi di efficienza energetica negli Edifici Pubblici", intervento 3.1.3.43.01. Decreto 72/APP_08 del 06/08/2010
- ✓ Bando "Promozione energia rinnovabile: Biomasse ", intervento 3.1.1.41.01. Decreto 69/APP_08 del 26/07/2010
- ✓ Bando "Efficienza energetica e uso fonti rinnovabili nella pubblica illuminazione", intervento 3.1.3.43.01. Decreto 26/APP_08 del 19/04/2010
- ✓ Bando "Promozione energia rinnovabile: geotermia" intervento 3.1.1.42.01. Decreto 100/APP_08 del 26/10/2009
- ✓ Bando "Promozione energia rinnovabile: eolica". Decreto 78/APP_08 del 10/09/2009
- ✓ Bando "Promozione energia rinnovabile: solare – Impianti solari termici" intervento 3.1.1.40.01. Decreto 72/APP_08 del 12/08/2009
- ✓ Bando "Promozione energia rinnovabile: solare – Impianti solari fotovoltaici" intervento 3.1.1.40.01. Decreto 68/APP_08 del 31/07/2009
- ✓ Bando "Promozione dell'efficienza energetica: cogenerazione" intervento 3.1.2.43.01. Decreto 60/APP_08 del 09/07/2009

4.3.2.2 Altri interventi

Oltre agli interventi finanziati sui fondi POR-FESR 2007-2013 ce ne sono alcuni altri che hanno sempre visto un impegno di risorse regionali; si citano, in particolare:

- ✓ Bando per la realizzazione di interventi di utilizzo di energia rinnovabile ad alto contenuto innovativo, Decreto 50/APP_08 del 21/06/2010
- ✓ Bando per l'erogazione di finanziamenti per la sostituzione delle coperture in Eternit con impianti fotovoltaici DGR n. 1729/2010, Decreto 135/TAE del 19/10/2011
- ✓ PANNELLI SOLARI TERMICI (Art. 12, comma 2, lett. C) LR 20/2003), decreto n. 172/EFR del 18/11/2010. Gli interventi ammessi alle agevolazioni consistono nell'installazione di pannelli solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e per riscaldamento piscine ad uso pubblico la cui superficie utile, per ogni intervento, sia di almeno 3,5 mq netti.
- ✓ SISTEMI ALTERNATIVI ALLA CALDAIA UTILIZZANTE IL COMBUSTIBILE CONVENZIONALE (Art. 12, comma 2, lett. A) LR 20/2003); decreto n. 173/EFR del 18/11/2010. Gli interventi ammessi alle agevolazioni devono essere finalizzati alla produzione di energia termica con sistemi alternativi alla caldaia utilizzante combustibile convenzionale o per la cogenerazione, tramite impianti di potenza termica non superiore a 200 KWt.

- ✓ RISPARMIO ENERGETICO (Art. 12, comma 2, lett. A) LR 20/2003), decreto n. 12/EFR del 24/12/2010. Gli interventi ammessi alle agevolazioni devono essere finalizzati all'uso razionale di energia, alla riduzione di consumo di energia sia elettrica che termica, a parità di produzione, anche con l'introduzione di nuovi processi tecnologici.
- ✓ ATTIVITÀ DI DIAGNOSI ENERGETICA E PROGETTAZIONE ESECUTIVA SU UTENZE ENERGETICHE PUBBLICHE IN ATTUAZIONE DEL D.M. 22/12/2006. Decreto n. 19/EFR del 11/03/2011.
- ✓ Deliberazione della Giunta regionale n. 744/2012 - Capitolo 31804216 - Euro 430.425,00 - Bilancio di previsione 2012 Contributo in conto capitale alle imprese turistiche per sostenere interventi finalizzati alla qualità, alla sostenibilità, alla efficienza energetica e alla innovazione tecnologica delle strutture ricettive.
- ✓ Bando 2008 POR FESR MARCHE 2007/2013, intervento 321.43.01 "Sostegno investimenti finalizzati al risparmio energetico e produzione energia da fonti rinnovabili da utilizzare in contesti produttivi", decreto n. 85/EFR del 28/04/2009. Gli interventi da finanziare riguardano il risparmio energetico e/o l'uso razionale di energia con la riduzione dei consumi di energia elettrica e/o termica, a parità di produzione, anche con l'introduzione di nuovi processi tecnologici ivi compresa la cogenerazione e la produzione di energia per l'utilizzo diretto tramite impianti alimentati da fonti rinnovabili.

**Tabella 40: Interventi finanziati dalla Regione Marche su fondi POR 2007/2013 – Asse 3
"Efficienza energetica e promozione delle energie rinnovabili"**

BANDO	Progetti ammessi (escluse revoche)	Progetti finanziati (escluse revoche)	Contributi concessi [€]	Ulteriori fondi necessari [€]
Fotovoltaico	96	31	4.580.902,53	7.898.907,20
Solare termico	42	42	1.559.274,71	0,00
Cogenerazione e trigenerazione	28	28	5.928.146,41	0,00
Minieolico	4	4	156.705,14	0,00
Biomasse	1	1	450.421,97	0,00
Pubblica illuminazione	178	54	7.494.267,23	16.647.647,72
Efficienza energetica negli edifici pubblici	43	27	10.410.851,08	4.122.019,21
Geotermia	15	12	1.182.812,76	344.847,90
Efficienza energetica Regione Marche	2	2	1.000.000,00	0,00
TOTALE	399	183	32.763.381,83	29.013.422,03

4.3.2.3 Fondo rotativo regionale

La Regione Marche, nel settore dell'edilizia scolastica, ha sperimentato un fondo rotativo regionale alimentato dai risparmi conseguiti a seguito degli interventi finanziati dalla Regione. Grazie a due bandi, il primo sull'efficientamento energetico e sismico dei plessi didattici ed il secondo sul ricorso alle fonti rinnovabili per abbattere le bollette elettriche delle scuole, è stato possibile accedere agli incentivi del Conto Energia Termico e del Conto Energia fotovoltaico.

Una quota dei benefici economici per gli Enti, derivanti dalle azioni di efficientamento e ricorso alle rinnovabili finanziate dai bandi regionali è restituita alla Regione Marche che li ha vincolati ad un fondo rotativo finalizzato ad effettuare altri interventi.

Nel capitolo 6 si suggeriscono buone pratiche e bandi regionali per replicare questa importante iniziativa.

4.3.2.4 *Patto dei Sindaci e adozione dei Piani di Azione per l'Energia Sostenibile (SEAP)*

Tra le iniziative della Regione Marche va segnalato anche il sostegno ai Comuni e alle Comunità Montane con circa 50'000 abitanti per la redazione del Piano Energetico Ambientale Comunale o di Comunità. Questa iniziativa ha spinto molti Comuni ad aderire successivamente al Patto dei Sindaci. Il Patto dei Sindaci (Covenant of Mayors)¹³⁹ è un'iniziativa dell'Unione Europea mirata a dare concreta attuazione alla "Strategia 20-20-20" attraverso un impegno volontario dei firmatari ad andare oltre gli obiettivi della politica energetica europea in termini di riduzione di CO₂, aumentando l'efficienza energetica e promuovendo l'uso di energia pulita.

I firmatari contribuiscono al conseguimento degli obiettivi formulati nel pacchetto "clima ed energia" mediante un impegno formale grazie all'implementazione dei rispettivi piani di azione per l'energia sostenibile (SEAP – Sustainable Energy Action Plan) o PAES (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile).

Gli Enti Locali marchigiani che hanno aderito al Patto dei Sindaci sono elencati nella Tabella 41.

L'azione più consistente al riguardo è quella intrapresa da SVIM, Sviluppo Marche, che ha coordinato un progetto europeo finanziato nell'ambito dello schema EIE (Energia Intelligente per l'Europa), City_SEC¹⁴⁰ - Regional Development and Energy Agencies supporting municipalities to jointly become active energy actors in Europe.

City_SEC ha coinvolto partners di 6 paesi europei con l'obiettivo di realizzare 6 SEC (Sustainable Energy Communities, Comunità per l'energia sostenibile) composte da 44 Comuni. Dei 44 Comuni partecipanti a City_SEC, 11 erano i principali Comuni delle Marche (Ancona, Ascoli Piceno, Civitanova Marche, Fabriano, Fermo, Jesi, Macerata, Pesaro, San Benedetto del Tronto, Senigallia e Urbino).

Questi Comuni, con il coordinamento di SVIM, hanno aderito alla Covenant of Mayors all'interno del percorso di City_SEC e hanno prodotto il proprio Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (SEAP). Il SEAP è un documento composto, secondo le linee guida della Covenant, da tre parti principali: la Struttura Organizzativa; l'Inventario delle Emissioni ad un anno base; il Piano di Azioni.

La struttura organizzativa evidenzia il gruppo di lavoro, interno ed esterno al Comune, che ha portato avanti la realizzazione del SEAP; l'Inventario delle Emissioni realizza una "fotografia" delle emissioni nel territorio del Comune ad un anno scelto (per i Comuni marchigiani il 2005) e, infine, il Piano di Azioni mette in campo una serie di iniziative studiate dall'amministrazione comunale per raggiungere una riduzione di almeno il 20% delle emissioni di CO₂ al 2020 rispetto all'anno di base scelto nell'Inventario.

Nel Capitolo 7 si suggeriscono azioni, accordi di programma e bandi per continuare a sostenere questa importante iniziativa.

A seguito del progetto City Sec, Regione Marche e Sviluppo Marche, hanno partecipato in qualità di Partner al Progetto Strategico "ALTERENERGY- Energy Sustainability for Adriatic Small Communities" Programma IPA Adriatico CBC 2007- 2013,¹⁴¹ che è in fase di conclusione; nell'ambito di tale progetto, in attuazione del piano di azione per le Marche, è stato possibile affiancare e promuovere l'adesione al patto dei Sindaci di ulteriori 5 comuni marchigiani come indicato nella Tabella 41.

¹³⁹<http://www.pattodeisindaci.eu/>

¹⁴⁰<http://www.citysec.eu/>

¹⁴¹<http://www.alter-energy.eu/>

Tabella 41: Comuni ed Enti Locali delle Marche che hanno aderito al Patto dei Sindaci¹⁴²

Comune	adesione al Patto dei Sindaci	realizzazione SEAP	sottomissione SEAP alla EU	approv. SEAP da EU	abitanti
Ancona*		X			101.797
Pesaro*	X	X	X		94.926
Urbino*	X	X	X		15.566
Macerata*	X	X	X		43.123
Ascoli Piceno*		X			51.829
Fermo*	X	X	X		37.834
Senigallia*	X	X			45.500
Jesi*	X	X	X		40.871
Fabriano*	X				31.971
Civitanova Marche*	X	X	X		40.816
San Benedetto del Tronto*	X	X	X		48.262
Sant'Angelo in Lizzola	X	?			8.833
San Giorgio di Pesaro	X	X	X		1.486
Corinaldo	X	?			5.150
Belvedere Ostrense	X	?			2.329
Chiaravalle	X	?			15.056
San Paolo di Jesi [^]	X	?			840
Santa Maria Nuova [^]	X	?			4.249
Urbisaglia	X	?			2.723
Comunità Montana dei Monti Azzurri	X	X	X		42.923
Offida [^]	X	?			5.277
Monteprandone	X	?			12.376
Monte Giberto [^]	X				845
Pollenza [^]	X				6.583

* Comuni che hanno partecipato al progetto City_SEC

[^] Comuni che partecipano al progetto Alterenergy

Il nuovo scenario determinato dall'iniziativa europea del Patto dei Sindaci si è andato aggiornando dal 2014 ad oggi in considerazione che il 15 ottobre 2015 è stato presentato dalla Commissione europea "Il nuovo Patto dei Sindaci integrato per l'energia e il clima".

Sulla scia del successo ottenuto con il Patto dei Sindaci, nel 2014 è stata lanciata l'iniziativa **Mayors Adapt**, che si basa sullo stesso modello di governance, promuovendo gli impegni politici e l'adozione di azioni di prevenzione volte a preparare le città agli inevitabili effetti dei cambiamenti climatici. Alla fine del 2015 le iniziative si sono fuse nel nuovo Patto dei Sindaci per il clima e l'energia, che ha adottato gli obiettivi EU 2030 e un approccio integrato alla mitigazione e all'adattamento ai cambiamenti climatici" (New Covenant of Mayors)¹⁴³

¹⁴² Le informazioni presentate nella Tabella sono tratte dal sito internet del Patto dei Sindaci attraverso la mappa delle città consultabile al link:

http://www.pattodeisindaci.eu/participation/covenant_map_it.html

¹⁴³ http://www.covenantofmayors.eu/index_en.html

“Con il loro impegno, i nuovi firmatari mirano a ridurre le emissioni di CO₂ di almeno il 40% entro il 2030 e ad adottare un approccio integrato per affrontare la mitigazione e l’adattamento ai cambiamenti climatici... I firmatari sono accomunati da una visione condivisa per il 2050: accelerare la decarbonizzazione dei propri territori, rafforzare la capacità di adattamento agli inevitabili effetti dei cambiamenti climatici e garantire ai cittadini l’accesso a un’energia sicura, sostenibile e alla portata di tutti”

Per tradurre il proprio impegno politico in misure e progetti pratici, i firmatari del Patto devono in particolare redigere un Inventario di base delle emissioni e una Valutazione dei rischi del cambiamento climatico e delle vulnerabilità. Si impegnano inoltre a elaborare, entro due anni dalla data di adesione del consiglio locale, un Piano d’azione per l’energia sostenibile e il clima (PAESC) che delinea le principali azioni che le autorità locali pianificano di intraprendere. La strategia di adattamento dovrebbe essere parte integrante del PAESC e/o sviluppata e inclusa in uno o più documenti a parte. I firmatari possono scegliere il formato che preferiscono. Questo forte impegno politico segna l’inizio di un processo a lungo termine, durante il quale ogni due anni le città forniranno informazioni sui progressi compiuti.

In questo nuovo contesto europeo SVIM ha progettato, in qualità di capofila, due nuovi interventi ammessi a finanziamento:

- ✓ EMPOWERING “Empowering Local Public Authorities To Build Integrated Sustainable Energy Strategies” Programma HORIZON 2020-EE-2015-CSA
- e
- ✓ “LIFE SEC ADAPT - Upgrading Sustainable Energy Communities in Mayor Adapt initiative by planning Climate Change Adaptation strategies”¹⁴⁴ Programma LIFE 2014/2020.

In entrambi i progetti sono coinvolti direttamente gli enti locali marchigiani aderenti alla Comunità per l’energia sostenibile delle Marche allo scopo di aggiornare e adeguare i loro PAES in coerenza con i nuovi obiettivi della “New Covenant of Mayors” e promuovere, con azioni di assistenza tecnica, l’adesione di nuovi Comuni all’iniziativa europea.

4.4 Individuazione dei settori critici

Il confronto fra le indicazioni e le attese del PEAR2005 e l’effettiva evoluzione registrata fa emergere alcune considerazioni.

Dal lato della domanda di energia, per quanto riguarda il tema dell’efficienza energetica sarà necessario sviluppare ulteriormente le azioni messe in campo fino ad ora.

La sfida maggiore in questo ambito riguarderà il settore dei consumi civili, con particolare riferimento ai consumi per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici: per quel che riguarda le nuove edificazioni o le grandi ristrutturazioni i requisiti energetici imposti dalla legislazione nazionale vigente e le premialità offerte dalle disposizioni locali conducono alla realizzazione di edifici soddisfacenti dal punto di vista energetico, sia in termini di efficienza, sia in termini di utilizzo di fonti rinnovabili.

Il problema risiede nel fatto che tali situazioni rappresentano una quota molto piccola del parco immobili regionale, il quale presenta complessivamente prestazioni energetiche molto poco soddisfacenti.

Senza proporre qui ancora ipotesi di intervento al riguardo, si rileva che la semplice attesa del rinnovo “fisiologico” di tale dotazione potrebbe risultare non compatibile con gli obiettivi di contenimento dei consumi finali disposti dal Burden Sharing, pertanto nel capitolo 6 si suggeriscono una serie di buone pratiche, ma anche di azioni di sensibilizzazione e di educazione, nel settore dell’efficienza energetica per il settore residenziale, rivolte alla cittadinanza che vedono l’ente Regione protagonista.

¹⁴⁴<http://www.secadapt.it>

Andando oltre i consumi per usi civili ed esaminando la domanda di energia complessiva è possibile evidenziarne una contrazione fortemente dipendente dall'andamento delle attività produttive. Tale riduzione non consente di individuare con chiarezza i risultati delle politiche di efficientamento energetico, che al di fuori dell'ambito dell'edilizia, sono state promosse attraverso i Titoli di Efficienza Energetica (TEE certificati bianchi). I dati relativi ai TEE mostrano numeri contenuti, seppure non trascurabili. In merito, occorre, però, rilevare che fino a tutto il 2011 la grandissima maggioranza dei certificati è stata ottenuta con il metodo degli interventi standardizzati (modalità di erogazione dei certificati quest'ultima più diffusa a livello nazionale ma meno incisiva dal punto di vista della creazione della consapevolezza dell'importanza dell'efficienza negli usi finali; è da considerare, infatti, che le altre modalità - analitica ed a consuntivo - presentano un maggiore grado di coinvolgimento di tutti gli attori del processo).

L'adozione della delibera AEEG 9/2011, che ha modificato il meccanismo di rilascio dei titoli, ed il nuovo assetto che ne consegue, come anche gli obiettivi ambiziosi definiti dal D.M. 28 Dicembre 2012 al riguardo suggeriscono che anche questo ambito dovrà giocare un ruolo importante.

Dal lato dell'offerta di energia si possono trarre alcune rilevanti conclusioni per quanto riguarda, innanzitutto, le energie rinnovabili elettriche:

- ✓ Il mercato del fotovoltaico continuerà a crescere seppure con un andamento molto diverso dal precedente considerato che la cessazione dell'incentivazione (V conto energia) ha prodotto un forte rallentamento delle installazioni;
- ✓ le biomasse elettriche giocheranno un ruolo importante: nell'anno 2012 si è assistito ad un ulteriore incremento del numero delle installazioni (+22) e dalla relativa produzione(+7,2 GWh) rispetto all'annualità 2011. Nel 2013 la modifica dell'assetto degli incentivi produrrà probabilmente un rallentamento anche in questo settore, che, tuttavia, potrebbe comunque continuare a offrire potenze installate non trascurabili nel prossimo quinquennio;
- ✓ l'eolico è la risorsa rinnovabile elettrica della quale non si potrà in alcun modo fare a meno: esso giocherà un ruolo essenziale ed un suo ulteriore sviluppo (dato che a tutt'oggi è assente nel panorama regionale) sarà necessario.

Sempre all'interno dell'ambito dell'offerta di energia, la cogenerazione è anch'essa un settore che necessiterà di particolare attenzione: presenta ancora importanti potenzialità inespresse.

Detto che al tema specifico delle "centrali di distretto", che costituiva un altro dei capisaldi del PEAR2005, verrà dedicato un apposito paragrafo nel successivo capitolo 6, è da constatare che le potenzialità inespresse riguardano situazioni nelle quali è evidente la convenienza energetica e meno evidente la convenienza economica. In questo senso una diffusione capillare della cogenerazione (accoppiata al teleriscaldamento quando questo sia l'unico modo per utilizzare il calore prodotto) diventa fattibile solo con adeguati e nuovi meccanismi di incentivazione.

L'attenzione maggiore dovrà però essere riservata ad un settore che è stato posto sotto i riflettori dal Burden Sharing: quello delle rinnovabili termiche. Anche se i numeri identificati nel D.M. 15 marzo 2012 (uno sviluppo superiore al 400% da oggi al 2020) saranno molto difficili da raggiungere (e forse non necessari visto che vi è un contributo sopra le attese da parte delle rinnovabili elettriche) esse dovranno necessariamente godere di particolarissime attenzioni perché rappresentano senza dubbio l'ambito col maggiore potenziale inespreso.

5 SCENARI E OBIETTIVI REGIONALI AL 2020 IN ADEGUAMENTO AL BURDEN SHARING

Come è stato parzialmente anticipato nel § 2.2.6 il Burden Sharing rappresenta la principale sfida da affrontare nei prossimi anni ed è quindi lo schema all'interno del quale tutta la pianificazione energetica dovrà necessariamente muoversi.

Le implicazioni di tale meccanismo hanno una portata così ampia da coinvolgere la pianificazione energetica sotto diversi profili ed in differenti modalità. Per questa ragione nel presente Capitolo il tema del Burden Sharing viene esaminato nel dettaglio per arrivare a definire un quadro complessivo degli impegni che tale schema comporterà per il comparto energetico della regione Marche negli anni fino al 2020.

Il presente Capitolo si pone, quindi, come obiettivo l'esposizione organica, specifica per la Regione Marche, di tutte le grandezze che concorrono alla definizione del quoziente imposto dal Burden Sharing. In particolare, nei paragrafi che seguono, saranno mostrati i valori dei CFL¹⁴⁵, delle FER-E¹⁴⁶ e delle FER-C¹⁴⁷ e le loro proiezioni al 2020. L'esposizione comincia con l'esame del valore all'anno di riferimento 2012 e delle proiezioni dei CFL; successivamente sono esaminati i valori e le proiezioni delle FER-E e delle FER-C.

La stima dei CFL attesi nelle Marche al 2020 e le proiezioni delle FER-E e delle FER-C sono poi confrontati con le proiezioni riportate nel D.M. 15 marzo 2012 "Burden Sharing.

5.1 Note metodologiche per la definizione degli scenari

Per prima cosa, come premessa generale, si deve tenere presente che nel redigere il presente piano si è dovuta definire una sintesi fra due diversi approcci usati nella valutazione dei consumi di energia:

- ✓ Post direttiva 2009/28/CE e in particolare la metodologia di rendicontazione e monitoraggio dettata dai decreti attuativi del D.lgs 28/2012 (DM 15 marzo 2012 ed il DM 11 maggio 2015);
- ✓ Ante direttiva 2009/28/CE.

Il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Burden Sharing, infatti, deve essere valutato con riferimento alla metodologia Burden Sharing e quindi nello specifico, ai rapporti di monitoraggio elaborati dal GSE i quali sono spesso dissimili (sia nelle modalità, sia nella suddivisione dei consumi) con i database precedentemente elaborati, fra i quali, in particolare, i bilanci energetici nazionali e regionali che l'ENEA, per lungo tempo, ha pubblicato all'interno dei propri "rapporti energia e ambiente" e/o di altri documenti.

Nel presente piano, pertanto, si terranno in considerazione entrambi i metodi; il primo (quello coerente con metodologie e numeri del Burden Sharing) viene adottato nel presente capitolo per sviluppare gli scenari di Piano al fine di individuare gli obiettivi al 2020 nel rispetto dei vincoli minimi stabiliti dal Burden Sharing; il secondo, invece, è stato utilizzato nelle sezioni di analisi dei consumi e delle produzioni di energia, con particolare riferimento alle serie storiche e agli andamenti nel tempo, ovvero nel capitolo 3 del presente Piano.

L'introduzione del Burden Sharing ha diverse importanti conseguenze sulla pianificazione, in quanto richiede:

¹⁴⁵ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4

¹⁴⁶ FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite § 2.2.4

¹⁴⁷ FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite § 2.2.4

- ✓ una rivisitazione delle modalità di rendicontazione energetica con particolare riferimento alla rendicontazione delle fonti rinnovabili termiche, in quanto fonti che quasi sempre vengono prodotte ed utilizzate in loco senza alcuna connessione a reti o a sistemi più articolati;
- ✓ la modifica del fattore di conversione utilizzato per ricondurre il consumo di energia elettrica ad unità primarie¹⁴⁸, che è stato univocamente fissato pari al valore fisico di conversione; ciò rappresenta una differenza marcata rispetto alle precedenti consuetudini che vedevano la conversione operata tenendo conto dell'efficienza media delle centrali in Italia¹⁴⁹.

Affrontando l'assetto generale è importante osservare che il D.M. Burden Sharing, fissando obiettivi vincolanti per un particolare rapporto, ha di fatto dato priorità alle misure che offrono un maggiore margine incrementale in riferimento al suddetto rapporto rispetto ad altre misure. Risulta, infatti, evidente che, se si opera con il presupposto di privilegiare le misure che producono a parità di investimento il maggiore incremento del rapporto considerato come valore obiettivo del Burden Sharing, le misure relative alle FER saranno senza dubbio da privilegiare rispetto alle misure che coinvolgono l'efficienza energetica e mirano esclusivamente alla riduzione di consumi finali lordi. La Tabella 42 confronta l'effetto di due misure analoghe (aumento di 50 ktep nella produzione di energie rinnovabili, ovvero diminuzione di 50 ktep nei consumi finali lordi rispetto all'anno di riferimento¹⁵⁰ in termini di aumento percentuale del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL).

Tabella 42: comparazione fra l'effetto delle misure di incremento delle FER e l'effetto delle misure di riduzione dei CFL con riferimento al rapporto considerato dal Burden Sharing all'anno di riferimento

		Anno di rif.	+50 ktep FER	-50 ktep CFL
CFL	[ktep]	2.780	2.780	2.730
FER-E + FER-C	[ktep]	443	493	443
(FER-E+FER-C)/CFL	%	15,94	17,73	16,23

Si può facilmente osservare come un aumento di 50 ktep della produzione di energia da fonti rinnovabili produca un aumento di 1,79 punti percentuali nel rapporto.

Diversamente, invece, un intervento che produca una riduzione dei CFL pari a 50 ktep produce sulla suddetta frazione un aumento di soli 0,29 punti percentuali.

Queste proporzioni tendono a ridursi sempre di più man mano che la frazione suddetta aumenta; tuttavia, considerando lo scenario Burden Sharing al 2020 (vedi Tabella 43), si può verificare che, per produrre lo stesso effetto sul rapporto, il denominatore deve crescere circa 6 volte tanto rispetto al numeratore (l'effetto di un incremento delle FER pari a circa 50 ktep si raggiunge solo con una riduzione dei CFL pari a circa 300 ktep).

¹⁴⁸ Fino ad oggi si faceva riferimento al fattore fissato dall'AEEG che nell'ultimo aggiornamento (AEEG - Delibera EEN 3/08, art. 2, comma 2.1, GU n. 100 del 29.4.08 - SO n.107) era stato fissato pari a 0,187 tep/GWh (<http://www.autorita.energia.it/docs/08/003-08een.htm>)

¹⁴⁹ Direttiva 2009/28/CE e PAEE: fattore di conversione adottato 0,086 tep/GWh

¹⁵⁰ Come anno di riferimento è stato considerato il 2013, anno in cui si hanno a disposizione gli ultimi dati del GSE coerenti con la metodologia del Decreto dell'11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico - art. 6, comma 4 per la verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati dal DM 15/3/2012 "Burden Sharing".

Tabella 43: confronto fra l'effetto delle misure di incremento delle FER e l'effetto delle misure di riduzione dei CFL con riferimento al rapporto considerato dal Burden Sharing

		2020 – Proiezioni DM Burden Sharing	+50 ktep FER	-50 ktep CFL
CFL	[ktep]	3.513	3.513	3.463
FER-E + FER-C	[ktep]	540	590	540
(FER-E+FER-C)/CFL	%	15,4	16,8	15,6

Lo scenario complessivo di evoluzione dei consumi CFL è ottenuto sommando le proiezioni dei consumi nei diversi settori di utilizzo; lo stesso criterio è adottato anche per le FER-C, per le quali è stata realizzata una griglia attribuendo a ciascuna fonte il possibile contributo al soddisfacimento delle domande dei vari settori.

E' stato invece necessario operare diversamente per quanto riguarda le FER-E, nelle quali le proiezioni sono svolte prescindendo dai settori ed esaminando esclusivamente le diverse fonti.

Al fine di elaborare le proiezioni sono stati definiti due scenari:

- ✓ il primo scenario è stato detto scenario **“Business As Usual (BAU)”** e rappresenta sostanzialmente uno scenario tendenziale nel quale si immagina che non vengano adottate misure aggiuntive di efficientamento energetico o di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili; le assunzioni alla base di tale scenario sono elaborate sulle considerazioni effettuate a livello nazionale con lo scenario BAU del PAN¹⁵¹; sulle previsioni di Terna, solo per quanto riguarda i consumi finali elettrici CFL_E¹⁵², e sulle previsioni degli scenari economici effettuati da Prometeia¹⁵³.
- ✓ Il secondo scenario è denominato **“Scenario Efficienza Energetica (SEE)”**: tale scenario è definito considerando di adottare tutte le misure al momento disponibili per il miglioramento dell'efficienza energetica e per la produzione di FER; le assunzioni alla base di tale scenario sono elaborate sulle considerazioni effettuate a livello nazionale con lo scenario BAT del PAN e sulle scelte strategiche e prioritarie per la Regione Marche.

In diverse occasioni oltre a tenere in considerazione le suddette assunzioni è stato anche necessario introdurre ipotesi aggiuntive per definire gli scenari, in particolare per adattare le proiezioni nazionali alla realtà locale della Regione; tali ipotesi, ove introdotte, sono descritte nei paragrafi specifici.

5.1.1 Definizione dell'anno base e dei relativi valori iniziali

Di importanza fondamentale nell'elaborazione degli scenari è la scelta dell'anno base, o anno iniziale. In merito, il GSE, a gennaio 2016, con il primo rapporto di monitoraggio, ha fornito per ogni regione italiana i consuntivi relativi ai parametri necessari al computo del Burden Sharing utilizzando la metodologia riportata nel D.M. 11 maggio 2015.

Al momento i dati di consuntivo consolidati sono relativi al 2012, mentre per il 2013 esistono dati che sono ancora classificati come provvisori.

Nel presente esercizio, sia per i CFL che per le FER-E e FER-C è stato scelto come anno base l'anno 2012. Questa scelta è stata fatta sia per la coerenza con quanto suggerito dal Decreto Burden Sharing, sia per avere dei dati di partenza già convalidati dal GSE. Nell'elaborazione degli scenari sono comunque stati presi in considerazione i valori provvisori del 2013.

¹⁵¹ Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE, 30 giugno 2012, disponibile su:

<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/Pan/Pagine/default.aspx>

¹⁵² Terna: previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2015 – 2025

¹⁵³ Prometeia: scenari economie locali – ottobre 2016

Si precisa che la metodologia riportata nel D.M. 11 maggio 2015 riporta i dati a consuntivo per il 2012 e quelli provvisori del 2013 suddivisi solamente a livello di fonte energetica. Per ripartire gli stessi nei diversi settori di consumo è stato utilizzato il bilancio energetico fornito da Enea per la Regione Marche nell'anno 2013 attraverso il Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica¹⁵⁴ (RAEE 2016). Per quanto riguarda la suddivisione dei consumi del settore civile in terziario e domestico, è stato utilizzato, inoltre, il documento del GSE sulla Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente¹⁵⁵.

5.2 Domanda di energia (CFL): proiezioni al 2020

L'obiettivo minimo vincolante del 15,4% di energia rinnovabile prodotta sul totale dell'energia consumata, rappresentato dalla frazione FER/CFL, può essere ottenuto sia aumentando la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile sia riducendo il totale dell'energia consumata.

In questo paragrafo verranno esaminati i dati consuntivi relativi al consumo di energia in regione Marche e saranno tracciate le possibili traiettorie di evoluzione dei consumi stessi.

I consumi saranno esaminati distinguendoli nei diversi settori di consumo finale, ovvero:

- ✓ industria;
- ✓ trasporti;
- ✓ terziario;
- ✓ domestico;
- ✓ agricoltura.

Per quanto attiene alla elaborazione degli scenari, come esplicitato in precedenza, si è fatto riferimento a più fonti. In particolare si sono prese in considerazione:

- gli scenari elaborati da ERSE per il PAN¹⁵⁶;
- le previsioni di Terna, solo per quanto riguarda i consumi finali elettrici CFL_E;
- le previsioni degli scenari economici effettuati da Prometeia sia per quanto riguarda i singoli settori, sia per i consumi finali energetici della Regione;
- le scelte strategiche e prioritarie per la Regione Marche.

Alla valutazione analitica delle proiezioni dei consumi al 2020 va premessa la notazione metodologica che la Regione Marche considera come prioritario e strategico l'obiettivo della riduzione dei consumi finali di energia. Questo obiettivo prioritario e strategico viene qui coniugato attraverso la scelta di individuare per lo scenario virtuoso (scenario S.E.E. appena definito al paragrafo 5.1) una traiettoria di riduzione pari al 20% dei consumi calcolati con lo scenario B.A.U. (definito al paragrafo 5.1).

5.2.1 Industria

La modalità consueta di proiezione dei consumi dell'industria è solitamente quella di riferire i consumi ad uno specifico parametro, generalmente rappresentativo, di sintesi e di natura economica, come ad esempio il PIL di tale settore, oppure il valore aggiunto settoriale. Definito un valore di riferimento di tale intensità, la proiezione viene svolta sulla base di quella che è la proiezione dell'unità cui tale intensità è riferita. Ad esempio si considera il valore medio dell'intensità energetica dell'industria intesa come rapporto fra il consumo finale lordo

¹⁵⁴Enea: Rapporto Annuale Efficienza Energetica (RAEE 2016) – giugno 2016

¹⁵⁵GSE: Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente – Luglio 2016

¹⁵⁶ M. Borgarello, V. Brignoli, M. Benini ed A. Gelmini, "Burden sharing regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile, ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A (ERSE), Febbraio 2010

dell'industria ed il valore aggiunto settoriale della stessa e poi si utilizzano delle proiezioni del valore aggiunto settoriale per definire proiezioni del consumo finale lordo del comparto.

In definitiva, quindi, la proiezione dei consumi energetici del comparto industriale è stata redatta basandosi sulle previsioni economiche di Prometeia che offrono delle ipotesi di sviluppo del settore economico industriale nella Regione Marche al 2019; insieme a questo sono state anche utilizzate, esclusivamente per i consumi elettrici, le previsioni di Terna relativamente alla domanda elettrica in Italia.

Procedendo in questo modo sono stati costruiti gli scenari che vengono esposti in Tabella 44, Tabella 45 e Tabella 46

Tabella 44: proiezioni dei CFL settore industria nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁵⁷	[ktep]	456	456	460	469	494
Sc. SEE ¹⁵⁸	[ktep]	456	449	432	403	367

Tabella 45: proiezioni dei CFL-E settore industria nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	247	233	236	240	243
Sc. SEE	[ktep]	247	233	225	212	197

Tabella 46: proiezioni dei CFL – NON E settore industria nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	209	223	223	230	251
Sc. SEE	[ktep]	209	217	207	191	170

Le prospettive di riduzione dei consumi energetici del settore industriale sono da attribuire all'innovazione tecnologica attesa nei processi produttivi, al meccanismo vigente dei titoli di efficienza energetica e allo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento. Riprendendo il PAN ed il PAEE¹⁵⁹, infatti, le attese per la riduzione del consumo di energia del settore industriale vengono attribuite ai TEE, al PON Energia (misura di natura finanziaria), al fondo rotativo per Kyoto e agli incentivi alla cogenerazione ad alto rendimento. In particolare, il PAN lega la riduzione del consumo energetico del settore industriale a tre misure principali:

- ✓ gli interventi per l'efficientamento delle apparecchiature che utilizzano energia elettrica (fra le quali le misure di maggiore impatto sono quelle legate all'introduzione degli inverter e all'efficientamento dei sistemi di illuminazione);
- ✓ l'utilizzo delle biomasse in ambito industriale;
- ✓ i recuperi termici nei processi industriali.

¹⁵⁷ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁵⁸ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁵⁹ Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE, 30 giugno 2012, disponibile su: <http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/Pan/Pagine/default.aspx>, quarto capoverso di pag. 4 ed esame delle misure individuate nelle tabelle da pag. 25 a pag. 32.

(<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/AreaDocumentale/Documenti%20Piano%20di%20Azione%20Nazionale/PAN%20DETTAGLIO.pdf>); Ministero dello Sviluppo Economico, Piano D'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica 2011 (edizione luglio 2011), tabella 3.9 pag. 55 (<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/EAI/anno-2012/n.-1-gennaio-febbraio-2012-1/il-piano-d2019azione-per-l2019efficienza-energetica>)

In conclusione, quindi, si rilevano due importanti caratteristiche relativamente al settore industriale marchigiano che riflettono considerazioni valide anche al livello nazionale:

- ✓ le stime di riduzione dei consumi sono discrete se confrontate con le possibilità che esistono in altri settori;
- ✓ esiste ancora un legame strettissimo fra consumi di energia e l'andamento della produzione industriale; nonostante, infatti, si rilevino in molte proiezioni scenari più che ottimistici per l'andamento degli indici legati all'intensità energetica della produzione industriale, non si può ancora parlare di vero e proprio disaccoppiamento della produzione industriale dai consumi di energia.

5.2.2 Trasporti

Richiamando il D.M. Burden Sharing ed in particolare il suo Allegato n. 2 si può rilevare che, mentre gli obiettivi per i CFL e per le FER sono stati regionalizzati, non è stato fatto altrettanto per quanto riguarda le FER relative ai trasporti.

Infatti nella definizione della strategia energetica nazionale, ed in particolare durante la redazione delle disposizioni di implementazione del suddetto Burden Sharing, si è deciso di non ripartire alcun obiettivo al livello regionale per quanto riguarda le FER-T¹⁶⁰ mantenendo tale obiettivo esclusivamente al livello nazionale.

Ciononostante, il valore dei CFL riferito ai trasporti è stato comunque regionalizzato e concorre alla definizione del denominatore della frazione il cui valore è l'obiettivo vincolante relativamente al Burden Sharing. Preso atto di tale scelta si è quindi valutato che per i trasporti fosse corretto adottare valori provenienti dal PAN come scenari cui riferirsi, prendendo il 2012 come anno di partenza, in quanto anno in cui vengono forniti i dati convalidati dal GSE.

A livello nazionale, sulla base di quanto indicato nel PAN¹⁶¹, per il 2020 è previsto un incremento complessivo della domanda di trasporto¹⁶²; a tale incremento è da attribuire l'aumento dei CFL nei trasporti nello scenario BAU.

Per individuare la traiettoria dello scenario efficienza energetica è importante considerare le peculiarità del comparto marchigiano dei trasporti.

L'analisi realizzata dalla Regione Marche nell'ambito del Piano Regionale del Trasporto Pubblico Locale ha messo in evidenza le seguenti caratteristiche (Tabella 47):

- ✓ 637 vetture circolanti per 1000 abitanti (dato relativo all'anno 2011, che pone le Marche al 5° posto in Italia, dopo Valle d'Aosta, Umbria, Lazio e Toscana) contro una media nazionale di 610;

¹⁶⁰ DM Burden Sharing, Articolo 2, Comma 1 "Per la quantificazione degli obiettivi da assegnare a ciascuna regione e provincia autonoma, si assumono a riferimento gli obiettivi nazionali definiti nel PAN. Il consumo di biocarburanti per trasporti e le importazioni di energia rinnovabile da Stati membri e da Paesi terzi, conseguenti all'attuazione degli articoli 35 e 36 del decreto legislativo n. 28 del 2011, non concorrono alla determinazione della quota di energia da fonti rinnovabili da ripartire tra le regioni e le province autonome, fatto salvo quanto previsto ai commi 5 e 6."

¹⁶¹ Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE, 30 giugno 2012, disponibile su:

<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/Pan/Pagine/default.aspx>, paragrafo 5.2,

"Contributo totale previsto delle misure in materia di efficienza energetica e risparmio energetico al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti" (pp. 163-164)

¹⁶² Le ipotesi di PRIMES 2009 prevedono per il 2020 una domanda di 1.102 Gpkm per i passeggeri e una domanda di 273,9 Gtkm per le merci, il cui soddisfacimento è attribuito ad una crescita del 9 % del trasporto privato, del 18 % del trasporto su gomma, del 9 % del trasporto su rotaia e dell'8,6% del trasporto aereo.

- ✓ andamento delle immatricolazioni di autoveicoli nel periodo 2022-2011 in linea con la media nazionale (Italia +21,9%, Marche +23%);
- ✓ distribuzione delle vetture per standard emissivo (EURO0, EURO1, etc.) in linea con la media nazionale,
- ✓ una percentuale di pendolari che si spostano con la modalità ferroviaria inferiore rispetto a quella nazionale;
- ✓ una percentuale di pendolari che si spostano con il mezzo di trasporto pubblico su gomma superiore rispetto al valore nazionale;
- ✓ una percentuale di pendolari che utilizzano per i loro spostamenti mezzi di trasporto individuali superiore rispetto a quella registrata a livello nazionale.

Tabella 47 Ripartizione modale degli spostamenti¹⁶³

Modo di trasporto	Marche	Italia
mobilità privata	85,4%	84,0%
mezzo pubblico su gomma	13,3%	12,0%
mezzo pubblico su ferro	1,3%	4,0%

Lo scenario efficienza energetica prevede che la contrazione del CFL dei trasporti si ottenga tramite l'introduzione di misure aggiuntive rispetto a quelle già in atto per migliorare l'efficienza del settore. Tali misure dovranno, inoltre, favorire il più ampio grado di penetrazione delle politiche nazionali. In particolare questo scenario potrà realizzarsi attraverso il potenziamento dei servizi di mobilità collettiva tramite mezzi alimentati elettricamente (treni e veicoli elettrici)¹⁶⁴ e con combustibili alternativi (biometano), la riorganizzazione del servizio di trasporto sul modello di metropolitana di superficie, il potenziamento delle infrastrutture per la mobilità ciclabile e pedonale e per l'utilizzo dei combustibili alternativi e il rinnovo accelerato del parco veicoli circolante.

Tabella 48: proiezioni dei CFL settore trasporti nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁶⁵	[ktep]	1.033	1.009	1.018	1.032	1.081
Sc. SEE ¹⁶⁶	[ktep]	1.033	1.003	997	983	962

Tabella 49: proiezioni dei CFL-E settore trasporti nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁶⁷	[ktep]	20	21	21	21	21
Sc. SEE ¹⁶⁸	[ktep]	20	21	21	22	23

¹⁶³ Fonte: Piano del Trasporto Pubblico Locale, Regione Marche
http://www.pattodeisindaci.eu/participation/covenant_map_it.html

¹⁶⁴ Si segnala in particolare la partecipazione della Regione Marche (DGR n. 1263 del 9/9/2013) al bando emanato dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (L. 134/2013 art. 17septies) per il finanziamento di reti di ricarica dedicata ai veicoli elettrici. Attraverso un Protocollo d'intesa, la Regione Marche e i comuni di Ancona, Ascoli Piceno, Civitanova Marche, Fano, Fermo, Macerata, Pesaro, Porto San Giorgio, San Benedetto del Tronto e Senigallia si sono impegnati alla realizzazione di interventi basati sullo sviluppo di una infrastruttura innovativa per la ricarica dei veicoli elettrici per persone e merci da installare in sede pubblica e privata.

¹⁶⁵ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁶⁶ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁶⁷ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁶⁸ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Tabella 50: proiezioni dei CFL-NON E settore trasporti nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁶⁹	[ktep]	1.013	988	997	1.011	1.060
Sc. SEE ¹⁷⁰	[ktep]	1.013	982	975	961	939

5.2.3 Terziario

Nel settore terziario negli ultimi anni (2000-2008) è stato registrato un incremento dei consumi finali lordi molto più evidente che in altri settori, a causa dell'aumento del numero di edifici, e quindi della volumetria utilizzata, e a un considerevole ricorso a impianti di climatizzazione estiva. Negli anni più recenti (2008-2013) a causa della contrazione del settore delle costruzioni, e quindi il minor contributo delle nuove costruzioni, e degli effetti delle condizioni economiche, si è assistito a una crescita più moderata tendente alla stabilizzazione verso valori prossimi agli anni di riferimento. In questo settore anche le politiche energetiche ed incentivanti hanno contribuito, seppur in maniera modesta, ad una riduzione della crescita dei consumi finali lordi.

La riduzione dei consumi finali al 2020 si potrà avere attraverso la riqualificazione energetica degli edifici esistenti, parte derivante da opere di efficientamento sull'involucro e sugli impianti, parte derivante dalla riconversione d'interi complessi di edifici con interventi di demolizione e ricostruzione.

Il patrimonio pubblico avrà sicuramente un ruolo chiave in questo processo di ammodernamento energetico, anche grazie all'aiuto di provvedimenti e contributi Comunitari, che negli ultimi anni si sono susseguiti e continueranno a incidere favorevolmente sui consumi energetici e sulle emissioni. In particolare, in base alla Direttiva Europea 2012/27/CE, c'è l'indicazione di adeguare, ogni anno a partire dal 2014, ai requisiti di efficienza energetica stabiliti dalla Direttiva 2010/31/CE, il 3% del patrimonio pubblico.

Il settore del terziario risulta caratterizzato da un'eterogeneità di destinazioni d'uso di difficile rappresentazione, e con tipologie di consumo estremamente diverse. I consumi riconducibili al settore terziario sono funzionali dalla destinazione d'uso ma in generale sono imputabili a:

- ✓ riscaldamento
- ✓ raffrescamento
- ✓ produzione di acqua calda sanitaria
- ✓ altri usi (illuminazione, apparecchiature elettriche diverse, consumi vari)

In questo settore si concentrano alcune delle iniziative che la Regione Marche intende mettere in atto per dimostrare la propria volontà politica e strategica di incidere sostanzialmente sui consumi. Il comparto della illuminazione pubblica e dell'efficientamento energetico del parco edilizio di pertinenza della Pubblica Amministrazione costituiscono i settori di intervento prioritario, anche scopo dimostrativo.

5.2.3.1 Scenario business as usual (BAU)

In tale scenario vengono prese in considerazione l'evoluzione storica e l'introduzione di fattori legislativi, economici e sociali che influenzano l'andamento dei consumi. Tendenzialmente negli anni dal 2000 al 2008 si è avuto un incremento dei consumi derivante da un aumento delle volumetrie e del maggior ricorso alla climatizzazione estiva. Tale tendenza all'aumento è progressivamente diminuita negli ultimi anni, sia a causa di una contrazione del contributo aggiuntivo delle nuove costruzioni per effetto della crisi economica, sia per il positivo effetto degli interventi legislativi ed incentivanti mirati al miglioramento dell'efficienza energetica. Nonostante questo, le previsioni economiche a livello nazionale mostrano che il settore terziario, in uno scenario tendenziale, continuerà ad aumentare i propri consumi.

¹⁶⁹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁷⁰ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

5.2.3.2 Scenario efficienza energetica (SEE)

Lo scenario "efficienza energetica" è stato costruito introducendo fattori di ulteriore miglioramento dell'efficienza energetica derivanti da una modifica delle politiche energetiche cogenti e incentivanti, che favoriscano il processo di adeguamento energetico degli edifici esistenti e un maggior controllo sui consumi energetici (altri usi elettrici, climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria).

5.2.3.3 Dati conclusivi

Per il settore terziario si ha quindi un aumento di consumi per quanto riguarda lo scenario BAU, mentre un decremento degli stessi è previsto nello scenario SEE. La limitata crescita dei consumi è direttamente dipendente dal numero d'interventi di efficientamento che si realizzeranno nei prossimi anni. Potrebbe essere comunque rilevante dare indirizzi per la riduzione dei consumi per la climatizzazione estiva, per la produzione di acqua calda sanitaria e per gli altri usi elettrici, dato che per alcune destinazioni d'uso questi determinano la maggior parte dei consumi energetici.

Tabella 51: proiezioni dei CFL settore terziario nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁷¹	[ktep]	393	412	416	422	442
Sc. SEE ¹⁷²	[ktep]	393	400	373	337	297

Tabella 52: proiezioni dei CFL-E settore terziario nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	215	223	230	237	245
Sc. SEE	[ktep]	215	213	198	179	159

Tabella 53: proiezioni dei CFL-NON E settore terziario nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	178	190	186	185	197
Sc. SEE	[ktep]	178	186	175	158	138

5.2.4 Domestico

I consumi finali del settore domestico derivano prevalentemente dalla richiesta energetica per la climatizzazione, invernale ed estiva, e per la produzione di acqua calda sanitaria e presentano margini di miglioramenti possibili molto incoraggianti, derivanti, in particolare, dall'efficientamento energetico del patrimonio edilizio esistente.

L'aggiornamento della legislazione in materia di contenimento dei consumi nel settore delle costruzioni iniziato con il D.lgs. 192/05, ha introdotto elementi innovativi che hanno consentito di incrementare sensibilmente gli standard minimi rispetto al passato, qualora si realizzino interventi di nuova costruzione o ristrutturazione.

Il D.lgs. 28/2011, inoltre, l'introduzione dell'obbligo di una copertura minima da fonte rinnovabili del fabbisogno energetico per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria.

¹⁷¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁷² Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Da dati storici 2001-2011¹⁷³ l'incremento medio annuo di nuove costruzioni si attesta su un valore inferiore dell'1%, mostrando però una tendenza in termini decremento annuo del volume d'affari di -44.4% nel quinquennio 2008-2012¹⁷⁴ che fa ipotizzare una riduzione sensibile dell'apporto di nuove costruzioni rispetto al passato.

Il volume d'affari per le ristrutturazioni nello stesso quinquennio segna, invece, una tendenza inversa, con una crescita del 9,3%, la quale permette di ipotizzare che l'adeguamento energetico del costruito sia un fattore che inciderà positivamente sui consumi finali lordi, compensando l'aumento causato dalle nuove costruzioni e dall'incremento demografico.

Per quanto riguarda i consumi definiti "per altri usi" è complesso definire strategie univoche, dato che il consumo deriva da una serie di diversi elementi. Lo strumento che ha contribuito a una riduzione dei consumi destinati ad altri usi è stata l'introduzione dei Titoli di Efficienza Energetica (certificati bianchi), che ha portato, specie per i consumi per l'illuminazione, ottimi risultati con la sostituzione delle lampade ad incandescenza con tipologie ad alta efficienza.

5.2.4.1 Scenario business as usual (BAU)

In tale scenario vengono prese in considerazione l'evoluzione storica e l'introduzione di fattori legislativi, economici e sociali che influenzano l'andamento dei consumi. Tendenzialmente negli anni dal 2000 al 2008 si nota un incremento dei consumi derivante da un incremento delle nuove abitazioni e della popolazione. L'incremento si è progressivamente annullato negli ultimi anni, sia a causa di una contrazione del contributo aggiuntivo delle nuove abitazioni e dell'incremento demografico, sia per effetto delle politiche energetiche. Valutando i diversi fattori e le previsioni si può ipotizzare che con le politiche attuali la crescita dei consumi sarà moderata, anche grazie al contributo delle riqualificazioni energetiche.

5.2.4.2 Scenario efficienza energetica (SEE)

Lo scenario è ottenuto attraverso l'incremento della quota di ristrutturazioni energetiche del patrimonio edilizio esistente, che può essere realizzata con l'introduzione di politiche incentivanti o provvedimenti cogenti in merito. Risultato analogo si potrebbe ottenere attraverso l'innalzamento degli standard minimi previsti da legge o l'introduzione di norme che diano valori limite anche per il raffrescamento e gli altri usi elettrici.

5.2.4.3 Dati conclusivi

Valutando le potenzialità del settore, la presenza di parte del patrimonio obsoleto dal punto di vista energetico e il suo contributo nel Bilancio Energetico Regionale una sensibile riduzione nella crescita dei consumi energetici è possibile attraverso politiche energetiche mirate all'efficientamento; è questo un aspetto su cui incidere per ridurre il fabbisogno energetico della Regione. Per tutti gli edifici realizzati prima degli anni '90, e in generale per tutti gli edifici realizzati prima dell'emanazione del D.lgs. 192/05, sia gli interventi sull'involucro edilizio che sull'impianto di generazione di calore determinano un consistente miglioramento della prestazione energetica.

Per quanto riguarda la climatizzazione estiva, al fine di evitare l'incremento dei consumi per raffrescamento, si deve intervenire per ridurre il surriscaldamento senza l'ausilio di impianti, attraverso strategie di schermatura della radiazione solare, raffrescamento adiabatico e ventilazione naturale.

L'ultima considerazione riguarda gli altri usi elettrici (illuminazione e elettrodomestici) che devono essere progressivamente ridotti attraverso la sostituzione delle apparecchiature elettriche meno performanti.

¹⁷³Istat – 14° censimento generale della popolazione e delle abitazioni (<http://dawinci.istat.it/MD/>), Istat – 15° censimento generale della popolazione e delle abitazioni (<http://censimentopopolazione.istat.it/>)

¹⁷⁴Ance - Osservatorio congiunturale sull'industria delle costruzioni – Dicembre 2012 (http://www.camera.it/temiap/ance_osservatorio_dic2012.pdf)

Tabella 54: proiezioni dei CFL settore domestico nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁷⁵	[ktep]	805	807	775	788	831
Sc. SEE ¹⁷⁶	[ktep]	805	806	781	729	655

Tabella 55: proiezioni dei CFL-E settore domestico nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	145	140	144	149	153
Sc. SEE	[ktep]	145	136	131	124	114

Tabella 56: proiezioni dei CFL-NON E settore domestico nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	660	666	631	639	678
Sc. SEE	[ktep]	660	670	650	605	541

5.2.5 Agricoltura

L'agricoltura rappresenta una percentuale molto piccola del consumo finale di energia. L'aghiissima parte dei consumi energetici dell'agricoltura è ascrivibile al gasolio utilizzato dalle macchine agricole. Il resto del consumo energetico riguarda i consumi elettrici e quelli per il riscaldamento degli ambienti (molto pochi, in larga parte serre e agriturismi).

Una piccola quota di consumi energetici che ricadono nell'ambito dell'agricoltura può essere ricondotta anche a modeste operazioni di trasformazione delle materie prime che, in alcuni casi, sono svolte direttamente dalle aziende agricole.

Per l'agricoltura sono state svolte assunzioni del tutto analoghe a quelle adottate per l'industria. Dalle assunzioni adottate emergono gli scenari decritti nelle Tabelle che seguono per i CFL.

Tabella 57: proiezioni dei CFL settore agricoltura nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁷⁷	[ktep]	93	93	95	94	98
Sc. SEE ¹⁷⁸	[ktep]	93	88	86	82	76

Tabella 58: proiezioni dei CFL-E settore agricoltura nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	11	10	10	10	10
Sc. SEE	[ktep]	11	11	11	10	10

Tabella 59: proiezioni dei CFL-NON E settore agricoltura nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	82	83	85	84	88
Sc. SEE	[ktep]	82	77	75	71	66

¹⁷⁵ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁷⁶ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁷⁷ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁷⁸ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Vista la modesta entità dei consumi è evidente che anche l'entità dei risparmi possibili è contenuta. La provenienza di tali risparmi è legata principalmente al processo di efficientamento tecnologico che dovrà condurre ad una maggiore efficienza nelle macchine per l'agricoltura.

5.2.6 Considerazioni conclusive relative ai CFL

La presente sezione espone una sintesi degli scenari per i CFL. In particolare la Tabella 60 mostra il confronto fra lo scenario BAU e lo scenario efficienza energetica per i diversi settori e in forma aggregata (ultime tre righe).

La tabella evidenzia che:

- ✓ **Lo scenario SEE, molto ambizioso, è costruito nell'ipotesi di ridurre i consumi finali del 20% rispetto allo scenario BAU. Tale ipotesi è il risultato della scelta prioritaria di privilegiare gli interventi di risparmio energetico.**
- ✓ Nello scenario BAU il consumo di CFL aumenta del 6%, tale aumento è imputabile in misura maggiore all'incremento dei consumi elettrici (CFL E) rispetto ai consumi non elettrici (CFL NON E) soprattutto nel settore terziario e domestico. E' ipotizzabile, infatti, un graduale processo di elettrificazione dei consumi, già in atto da tempo, che negli anni fino al 2020 porterà ad una prevedibile diffusione delle pompe di calore anche per il riscaldamento domestico (le pompe di calore sono oramai una scelta quasi obbligata in gran parte delle nuove costruzioni, in quanto il riscaldamento a sola fonte fossile, seppure accompagnato dall'integrazione solare, spesso non consente il rispetto degli attuali obblighi in campo edilizio).
- ✓ Il perseguimento dell'obiettivo Burden Sharing, se si considera il confronto tra scenario SEE e scenario BAU in termini assoluti, richiede di intervenire in prevalenza sui consumi finali non elettrici e in ordine di priorità sui settori: domestico, terziario, industria, trasporti e agricoltura. L'ordine di priorità di intervento non cambia se si prende in riferimento il confronto tra scenario SEE e anno iniziale di riferimento, seppure la riduzione complessiva dei consumi richiesta si attesta su una percentuale inferiore (-15%).

Tabella 60: proiezione dei CFL nei vari settori e totali (variazione fra gli scenari in termini assoluti)

	Anno iniziale [ktep]	Anno 2020 Sc. BAU [ktep]	Anno 2020 Sc. SEE [ktep]	2020 (SEE - anno iniziale) [ktep]	2020 (SEE - BAU) [ktep]
CFL settore industriale	456	494	367	-89	-127
CFL-E	247	243	197	-50	-46
CFL-NON E	209	251	170	-39	-81
CFL settore trasporti	1.033	1.081	962	-71	-119
CFL-E	20	21	23	+3	+2
CFL-NON E	1.013	1.060	939	-74	-121
CFL settore terziario	393	442	297	-96	-145
CFL-E	215	245	159	-56	-86
CFL-NON E	178	197	138	-40	-59
CFL settore domestico	805	831	655	-150	-176
CFL-E	145	153	114	-31	-39
CFL-NON E	660	678	541	-119	-137
CFL settore agricoltura	93	98	76	-17	-22
CFL-E	11	10	10	-1	0
CFL-NON E	82	88	66	-16	-22
Totale CFL	2.780	2.946	2.357	-423	-589
CFL-E	638	672	503	-135	-169
CFL-NON E	2.142	2.274	1.854	-288	-420

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

Di seguito vengono riportati i grafici di sintesi delle proiezioni elaborate per il CFL e sopra illustrate.

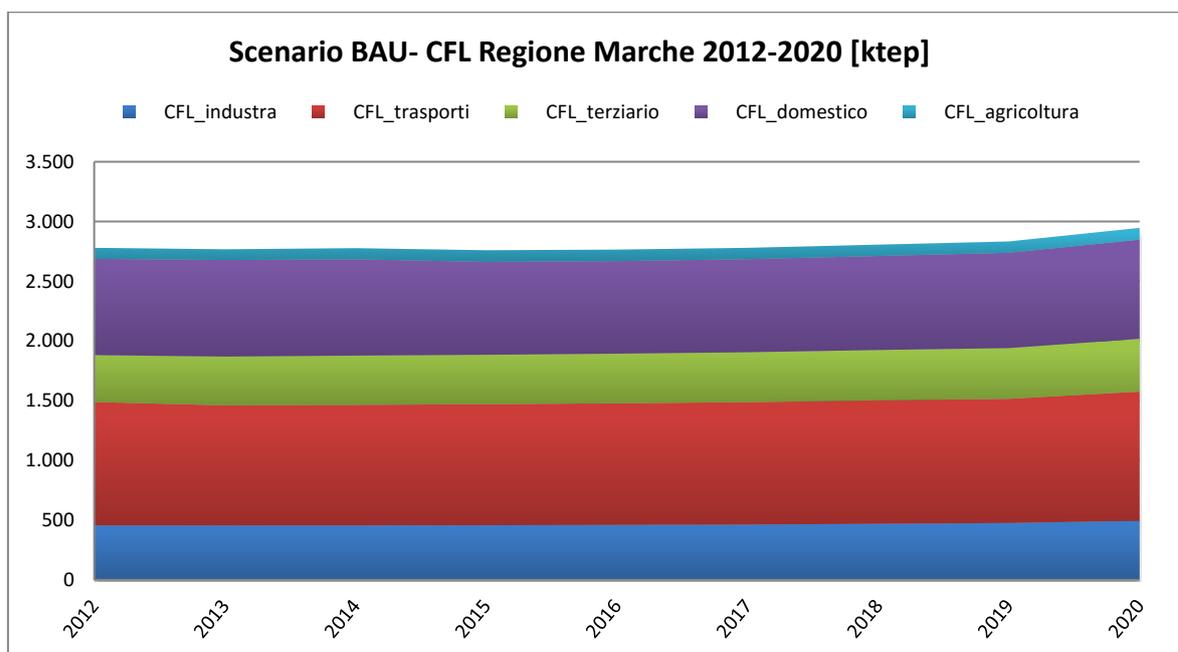


Figura 33: CFL dei vari settori nello scenario BAU

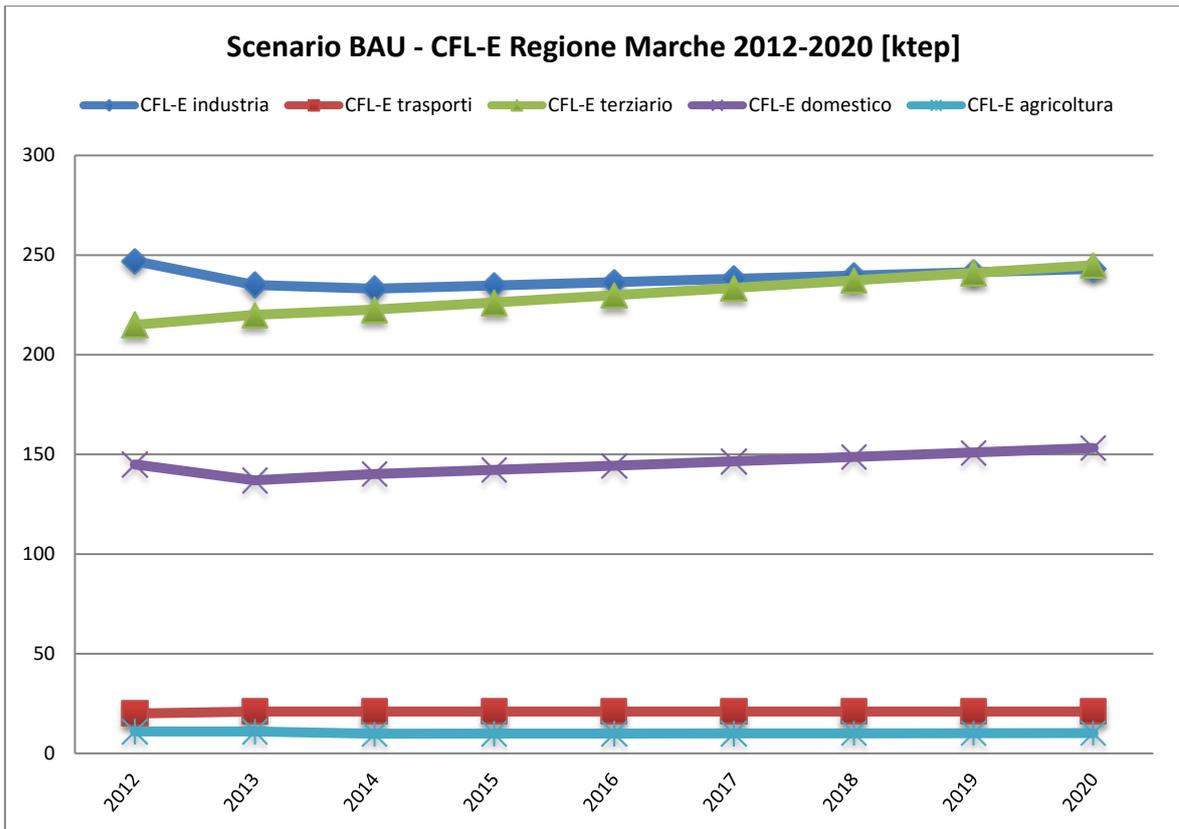


Figura 34: CFL-E dei vari settori nello scenario BAU

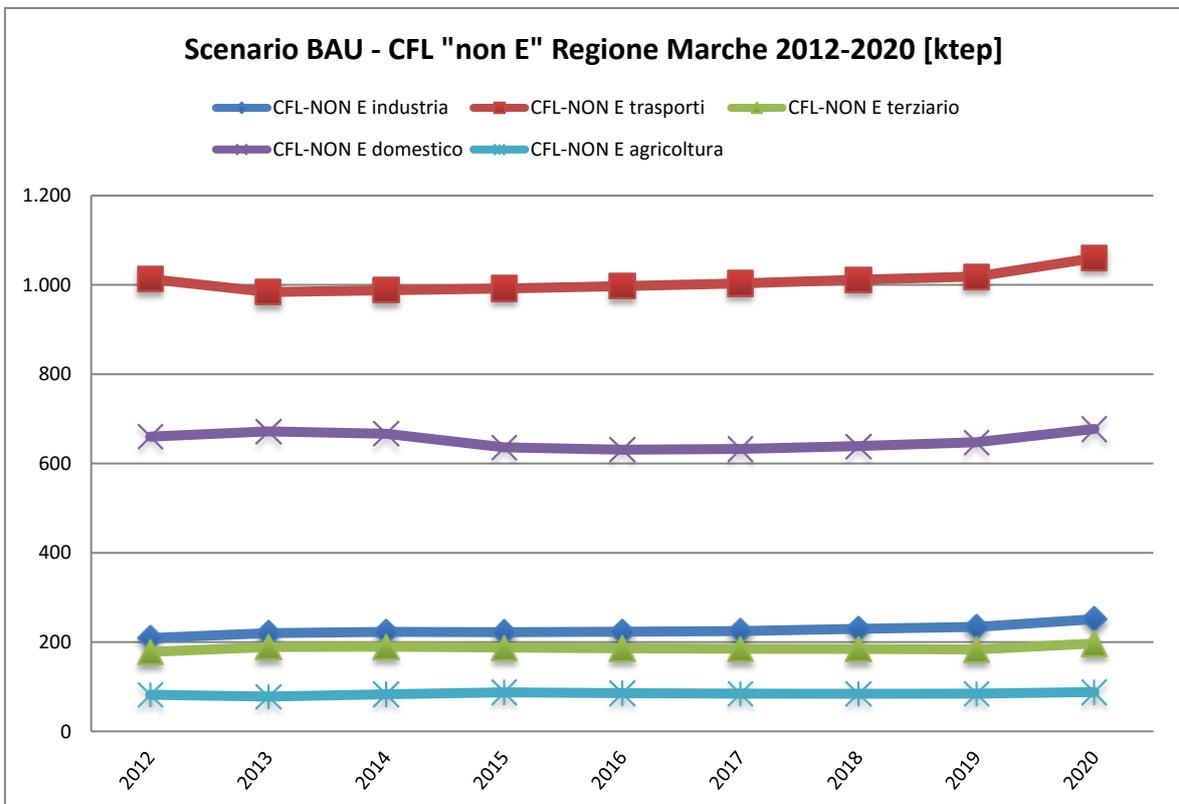


Figura 35: CFL- NON E dei vari settori nello scenario BAU

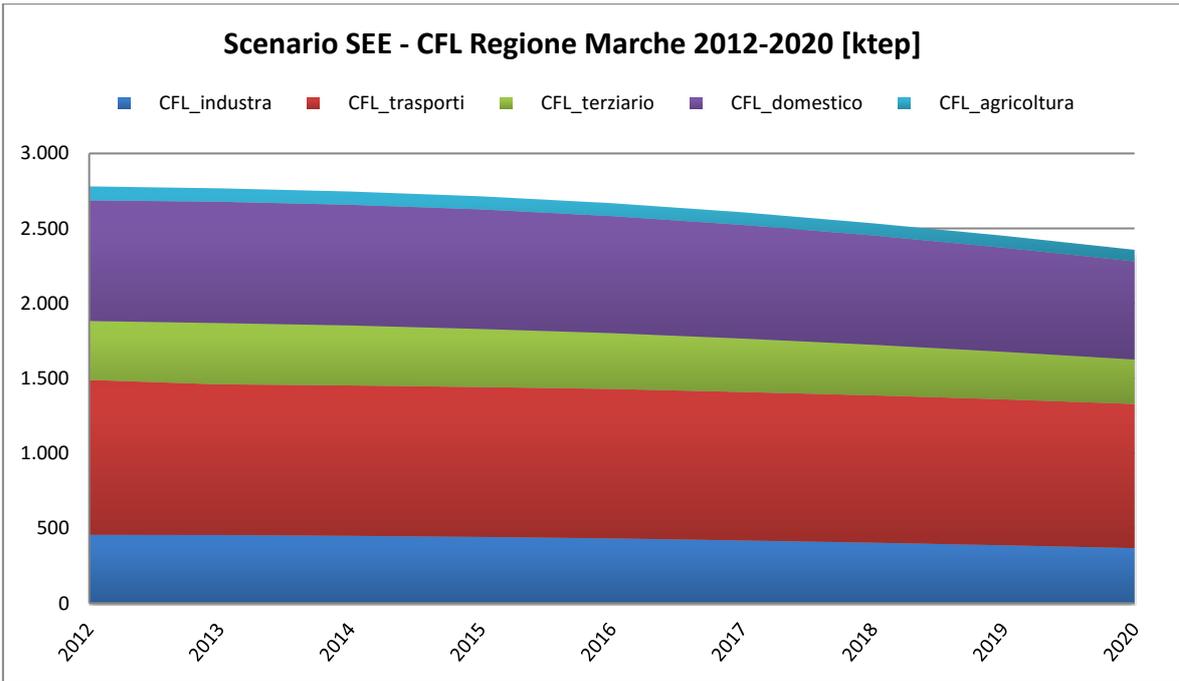


Figura 36: CFL dei vari settori nello scenario efficienza energetica

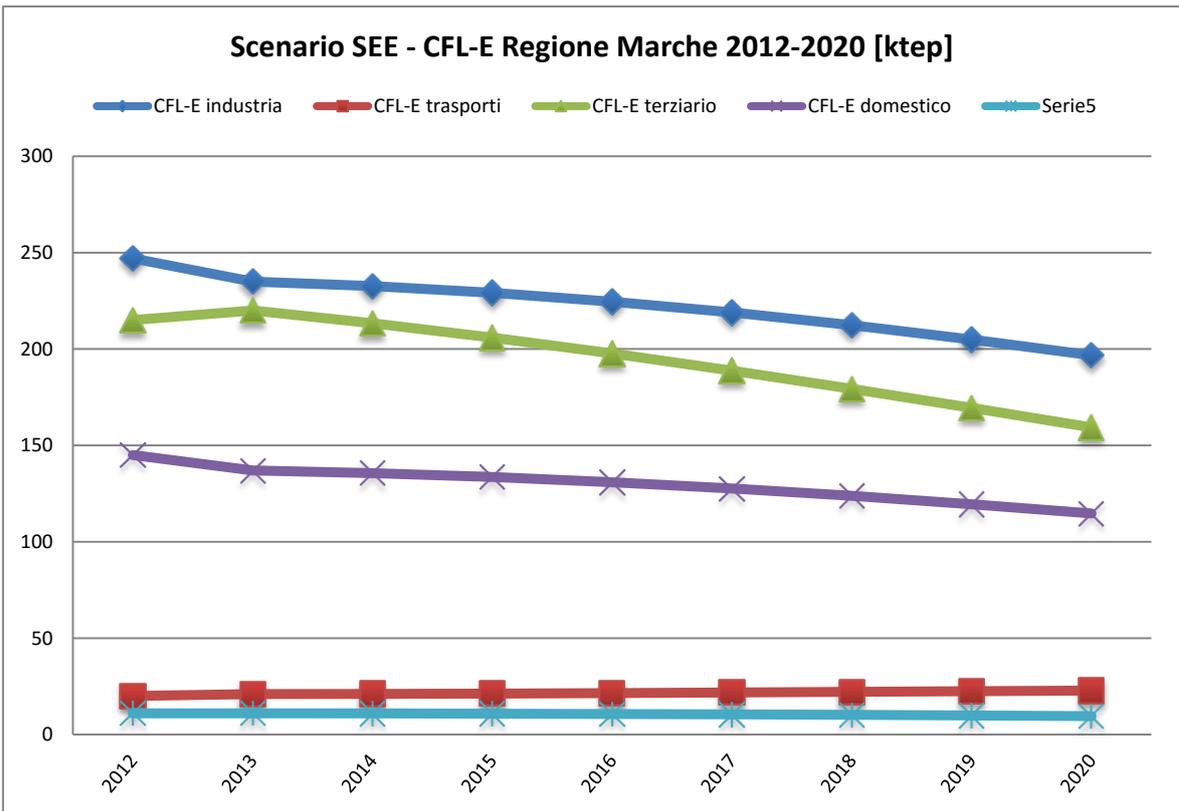


Figura 37: CFL-E dei vari settori nello scenario efficienza energetica

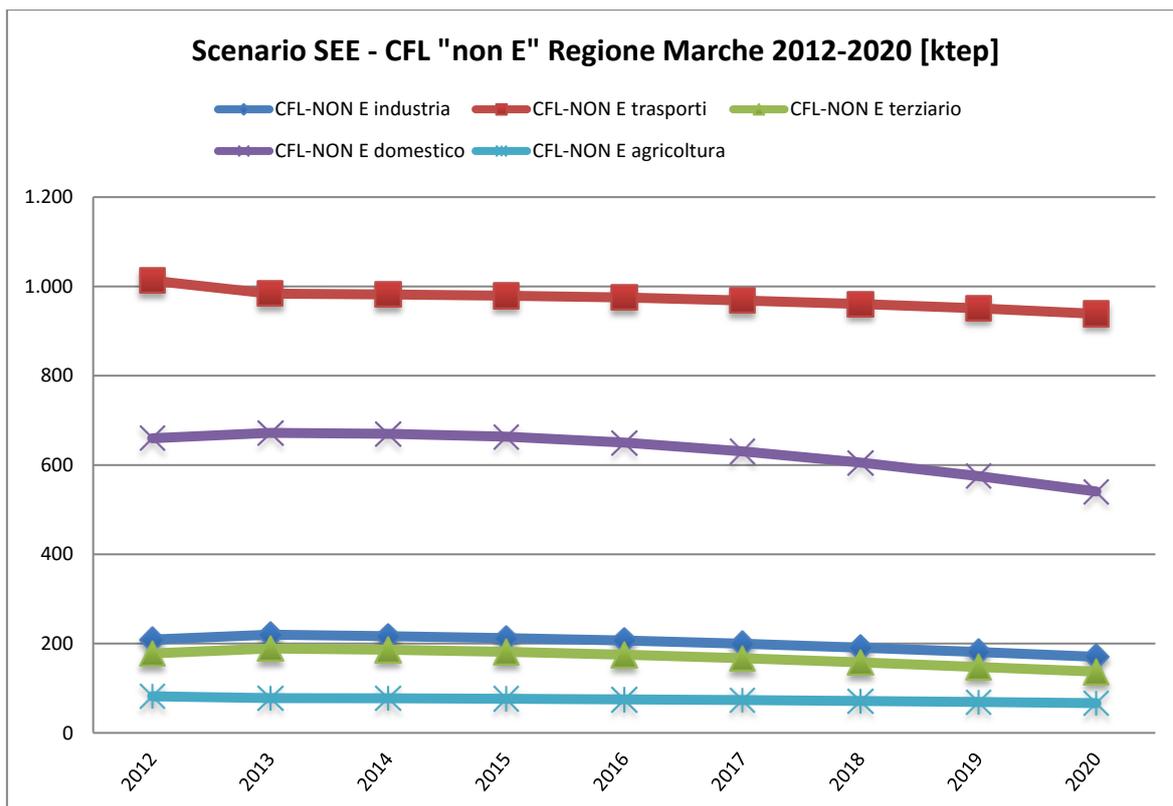


Figura 38: CFL- NON E dei vari settori nello scenario efficienza energetica

5.3 Fonti di Energia Rinnovabile Elettrica (FER-E): proiezioni al 2020

Negli ultimi anni il settore della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ha avuto un grande sviluppo; in particolare dall'introduzione del "Conto Energia" fotovoltaico¹⁷⁹ si è registrato un incremento esponenziale delle installazioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili, in particolare di impianti fotovoltaici, accompagnato da una crescente attenzione verso la realizzazione degli impianti, in termini sia di interesse imprenditoriale che sociale (quest'ultimo si è espresso spesso sotto forma di contestazioni da parte delle comunità locali).

Lo sviluppo registrato è stato così imponente e così rapido da annullare ogni stima elaborata in merito, consentendo di raggiungere con largo anticipo gli obiettivi precedentemente determinati. L'esempio più evidente è quello riguardante il fotovoltaico: il PAN e gli studi preparatori del Burden Sharing ponevano come obiettivo del fotovoltaico per le Marche al 2020 una produzione di 213 GWh¹⁸⁰; il consuntivo 2014 dell'energia prodotta è di 1.243,9 GWh, circa il 483% dell'obiettivo.

Questa osservazione rende con sufficiente esaustività l'incertezza che necessariamente accompagna tutte le stime che possono essere sviluppate in ambiti così fortemente influenzati dal quadro incentivante e dalle condizioni di vantaggio che la legge attribuisce ad una fonte o ad una taglia rispetto ad un'altra.

Ciononostante, la costruzione di scenari è essenziale nell'ambito della programmazione, in quanto l'adozione di scelte politiche consapevoli richiede di fissare obiettivi, di individuare le strategie per

¹⁷⁹ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 5 luglio 2012 recante Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia) (S.O. n. 143 alla G.U. serie generale n. 159 del 10/07/2012)

¹⁸⁰ M. Borgarello, V. Brignoli, M. Benini ed A. Gelmini, "Burden Sharing" regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile, ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A (ERSE), Febbraio 2010

raggiungerli, di implementarle e di verificarne l'efficacia. In merito a questo ultimo punto, è da considerare, inoltre, che, la fase di verifica e controllo continuo assume da ora un'importanza maggiore che nel passato: vista, infatti, l'accuratezza con la quale è stato posto il vincolo legislativo (raggiungimento di un determinato valore del quoziente FER/CFL), il monitoraggio dovrà essere altrettanto preciso e aggiornato.

Le proiezioni riguardanti le FER-E sono state sviluppate sulla base di ipotesi analoghe agli scenari elaborati con riferimento ai CFL, e non vengono, quindi, ripetute in questa sede.

Nel caso delle FER-E la distanza fra i due scenari è limitata, in quanto, rispetto al quadro incentivante nazionale in vigore¹⁸¹, poche sono le misure aggiuntive da attivare; la maggiore incognita riguarda lo sviluppo del fotovoltaico negli anni a seguire tenuto conto dell'esaurimento delle risorse identificate nel D.M. 5 luglio 2012.

Per l'esposizione delle proiezioni, nelle tabelle che seguono, si individuano valori "all'anno iniziale" e poi agli anni 2014, 2016, 2018 e 2020. Circa il suddetto "anno iniziale" esso è stato preso nel 2012 coerentemente con la disponibilità dei dati GSE a consuntivo riportata nel documento, in cui i valori riportati sono coerenti con la metodologia del Decreto dell'11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico - art. 6, comma 4 per la verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati dal DM 15/3/2012 "Burden Sharing".

5.3.1 FER-E: idroelettrico

L'idroelettrico è la fonte rinnovabile storica italiana e anche marchigiana. Il panorama marchigiano vede, in particolare, la presenza di impianti rilevanti su quasi tutti i corpi idrici principali presenti in Regione. Come nel resto d'Italia, anche nelle Marche sono tutti concordi nell'escludere la possibilità di realizzazione di nuovi grandi impianti; pertanto lo sviluppo di tale fonte è legato alla crescita di impianti mini e micro.

Nell'analisi dell'idroelettrico è necessario premettere alcune particolari considerazioni: come per tutte le fonti rinnovabili la variabile principale che governa lo sviluppo è l'assetto degli incentivi e, come è stato evidente con il fotovoltaico, l'entità e la formula di attribuzione degli incentivi sono capaci di generare sviluppi rapidissimi. Nel caso dell'idroelettrico, vista la larga esperienza e visto che anche il quadro degli incentivi ha attraversato un percorso lungo di revisione e di correzione tale da renderlo ormai abbastanza sedimentato, è difficile pensare che nei prossimi anni si possa assistere a tendenze che si allontanino fortemente da quelle degli anni precedenti.

Ecco, quindi, che la variabile "potenzialità tecniche", che è stata utilizzata dal PAN per attribuire alla Marche la loro quota di sviluppo dell'idroelettrico rispetto alla potenzialità di sviluppo nazionale fissata in 7'000 GWh aggiuntivi annuali di produzione da nuovo mini-idroelettrico, può essere riletta anche alla luce dei dati storici. Pertanto, lo sviluppo dell'idroelettrico negli anni scorsi è da considerarsi come la base dello scenario tendenziale di sviluppo nei prossimi anni.

Svolgere la definizione delle prospettive su tali premesse si scontra, però, con una importante difficoltà: la normalizzazione della produzione, richiesta dalla Direttiva CE 28/2009, considerato che la produzione idroelettrica ha sempre presentato una fortissima variabilità legata alla pluviometria nell'anno e quindi ai dati climatici. Fino a poco tempo fa il modo più semplice di normalizzare tale dato era mediarlo su un determinato periodo. Tuttavia la semplice mediazione rende poi difficile cogliere i trends. La direttiva CE 28/2009 introduce una modalità più dettagliata per normalizzare il dato, che presuppone la conoscenza annuale della potenza installata e della sua distribuzione sulle varie taglie e tecnologie. La normalizzazione, infatti, deve essere operata secondo la formula riportata in Figura 39.

¹⁸¹Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali del 23 giugno 2016 recante Incentivazione dell'Energia Elettrica prodotta da Fonti Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (GU Serie Generale n. 150 del 29-6-2016)

$$Q_{N(norm)} = C_N^{AP} * \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{AP}}{C_i^{AP}} \right]}{15} + C_N^{PM} * \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{PM}}{C_i^{PM}} \right]}{15}$$

Dove: N= anno di riferimento

$Q_{N(norm)}$ = elettricità normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche dello Stato Membro nell'anno N.

Q_i = quantità di elettricità effettivamente generata in GWh escludendo la produzione da pompaggio.

C_i = potenza totale installata in MW.

AP= impianti da Apporti Naturali.

PM= impianti da Pompaggio Misti.

Figura 39: formula per la normalizzazione della produzione di energia elettrica¹⁸²

Purtroppo nei rapporti TERNA¹⁸³ e GSE non sono presenti dati di produzione di energia elettrica normalizzati sulla scala regionale (i dati normalizzati sono stati introdotti solo a partire dai consuntivi 2009 e solo per il totale nazionale).

Questa carenza rappresenta una mancanza importante in quanto, come si può vedere in Figura 40 il dato normalizzato si scosta sia dal valore effettivo annuale, sia dalla media su più anni.

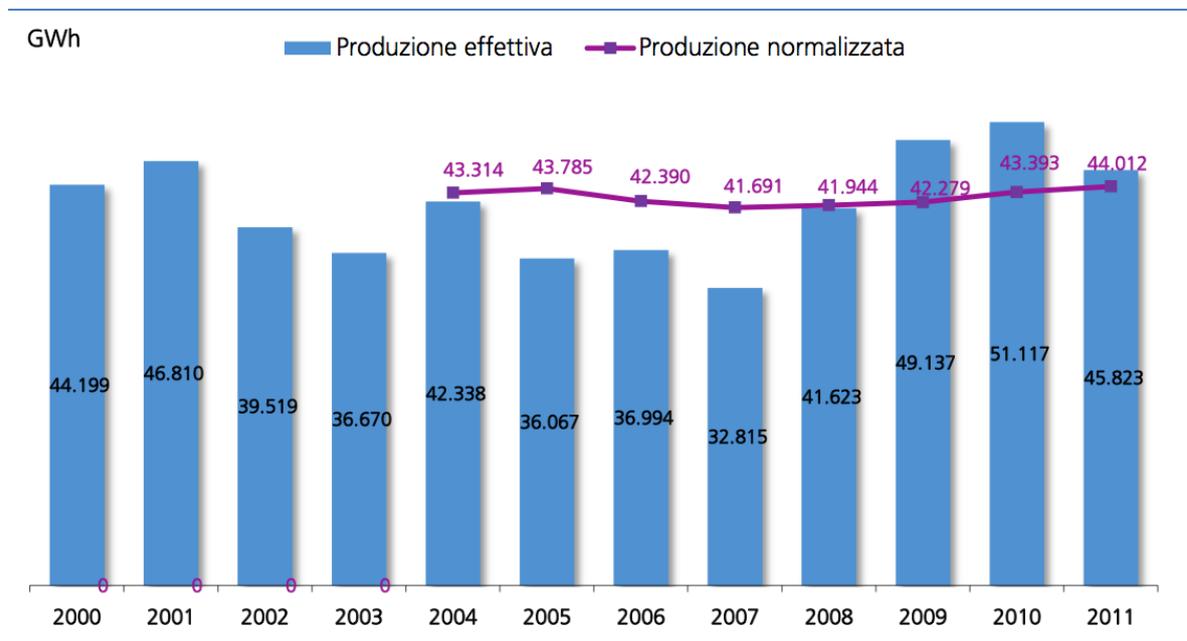


Figura 40: produzione elettrica effettiva e produzione elettrica normalizzata in Italia [GWh]¹⁸⁴

In assenza di dati migliori si è scelto di operare a partire da valori medi, nella consapevolezza, tuttavia, della necessità di verificare lo scostamento del dato medio dal dato normalizzato, nel momento in cui lo stesso verrà reso disponibile dal Sistema italiano di monitoraggio delle energie rinnovabili (SIMERI).

Ciò considerato, lo scenario è stato elaborato tenendo conto:

¹⁸² GSE, Rapporto statistico 2011 impianti a fonti rinnovabili; si sottolinea il fatto che la formula per la normalizzazione è stata emanata con la Direttiva CE/28/2009 ed è stata modificata nel corso del 2010 per tenere conto dei contributi degli impianti da pompaggio misto.

¹⁸³ Terna – Statistiche annuali, disponibile su:

(http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/dati_statistici.aspx)

¹⁸⁴ GSE, Rapporto statistico 2011 impianti a fonti rinnovabili (www.gse.it)

- ✓ del valore della produzione idroelettrica nelle Marche nel 2012 e nel 2013 e l'andamento della potenza installata nel medesimo periodo. Per quanto riguarda il primo dato, esso è stato calcolato pari a 523 e a 546 GWh. Per quanto riguarda, invece, la potenza installata, si è assistito ad un trend di crescita lenta ma costante che ha portato a passare dai 214 MW del 2001 ai 238 del 2011 con un incremento annuale di circa 2,5 MW.
- ✓ che al 2020 la producibilità media degli impianti tenderà a ridursi per via dei cambiamenti climatici e per effetto del necessario rispetto del DMV; tale riduzione sarà in parte compensata dai ripotenziamenti. L'effetto combinato di questi due fenomeni viene tenuto in considerazione decurtando del 5% la stima al 2020¹⁸⁵;
- ✓ che il servizio regionale rileva una elevata quantità di domande per nuovi impianti;
- ✓ i risultati pubblicati dal GSE circa gli impianti incentivati approvati nelle ultime aste¹⁸⁶.

Tutto considerato, quindi, per i prossimi anni si è assunto un valore medio di potenza annuale installata che è valutato pari a 2 MW/anno nello scenario tendenziale e pari a 2,8 MW/anno nello scenario potenziale tecnico.

Sulla scorta di tali dati e delle considerazioni svolte si ottiene per le Marche il quadro riportato in Tabella 61.

Tabella 61: proiezione della produzione FER-E idroelettrico

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁸⁷	[ktep]	45	47	47	47	47
Sc. SEE ¹⁸⁸	[ktep]	45	47	48	48	49

5.3.2 FER-E: biomasse

Per quanto costituiscono la fonte più discussa, le biomasse rappresentano comunque una importante opportunità per il quadro marchigiano delle energie rinnovabili, specialmente se si riuscirà finalmente a far decollare il modello di sfruttamento energetico di biomasse residuali strettamente legato alle attività delle aziende agricole.

Questo modello, già parte della strategia del PEAR2005, stenta a decollare ma rimane di grande interesse anche perché prova a dare una risposta alle difficoltà economiche delle aziende agricole presenti sul territorio marchigiano, proponendo loro un complemento al reddito che mira a mantenerle economicamente sostenibili.

L'anno 2012 è stato un anno di forte espansione delle biomasse in tutta Italia, per via di una struttura degli incentivi fortemente vantaggiosa. Questo è successo anche nelle Marche, ma in misura minore rispetto ad altre Regioni.

Se fino ad alcuni anni fa gli unici impianti a biomasse presenti in Regione erano quelli alimentati con gas di discarica oltre ad alcuni impianti alimentati a biomasse liquide¹⁸⁹, negli ultimi anni gli incentivi hanno fortemente sostenuto la diffusione di impianti a biogas da digestione anaerobica.

¹⁸⁵ Operando quindi in maniera migliorativa rispetto al PAN che fissa la percentuale al valore del 10% con riferimento esclusivo all'effetto climatico.

¹⁸⁶ http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/GSE_Documenti/IncentiviDM/REGISTRI/Idroelettrici/Tabella_A_Registro_Idroelettrico.pdf;
http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Tabella_A_Registro_Idroelettrico-scorrimento1.pdf
http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/GSE_Documenti/IncentiviDM/REGISTRI/Idroelettrici/Tabella_A_Registro_Idroelettrico-scorrimento2.pdf

¹⁸⁷ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁸⁸ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁸⁹ Tali impianti, che negli anni 2008-2010 hanno destato forte interesse hanno perso ad oggi ogni vantaggio a seguito dell'aumento del prezzo dell'olio vegetale sia di origine comunitaria che di origine extra-

Tali impianti, anche se di dimensioni tutto sommato modeste, hanno spesso incontrato fortissime ostilità sul territorio che hanno comportato rallentamenti nella realizzazione degli impianti se non l'abbandono delle iniziative intraprese.

La valutazione circa le possibilità di sviluppo della produzione elettrica da biomasse in regione parte dall'analisi dei dati di consuntivo 2012 e prima stima 2013. Nell'anno 2013 si è registrata una produzione totale di energia pari a 162,8 GWh con un aumento di circa l'55% rispetto al 2012, il cui valore era 104,7 GWh.

A fronte di tale valore, al 30 giugno 2014, risultavano autorizzati dalla Regione Marche mediante procedimento di Autorizzazione Unica, ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003, 41 impianti per una potenza elettrica complessiva pari a 40,601 MW ai quali si aggiungevano 4 impianti il cui procedimento di autorizzazione era in corso per una potenza di 2,429 MW. Dei 41 impianti autorizzati, 30 risultavano realizzati e 25 erano entrati in esercizio.

Si sottolinea, comunque, che su molti impianti autorizzati continuano a sussistere diverse problematiche sorte, in parte a seguito della Sentenza della Corte Costituzionale n.93/2013¹⁹⁰ e, in parte per ragioni tecniche o per ricorsi e annullamenti in sede giurisdizionale, che potrebbero metterne in discussione la realizzazione e/o l'esercizio.

Gli scenari sono stati costruiti considerando il crescente interesse per la produzione di energia da pirogassificazione dovuto anche ad un miglioramento tecnologico, l'ulteriore potenziale, seppur molto limitato, di sviluppo di impianti a biogas a servizio esclusivo delle attività agricole e agroindustriali e l'attuale regime incentivante nazionale.

I risultati in termini energetici delle valutazioni appena esposte sono rappresentati in Tabella 62. Circa tali risultati, si sottolinea che esiste di fatto uno scostamento tra le autorizzazioni concesse e la potenza che risulta in esercizio dai dati Terna; questo perché, ovviamente, non a tutte le autorizzazioni corrisponde poi l'effettiva entrata in esercizio di un impianto; anche quando ciò avviene vi è comunque uno scostamento temporale fra la concessione dell'autorizzazione e l'effettivo inizio della produzione di energia da parte dell'impianto.

Tabella 62: proiezione della produzione FER-E biomasse (biomasse solide, biogas, bioliquidi)

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁹¹	[ktep]	9	15	16	16	17
Sc. SEE ¹⁹²	[ktep]	9	15	16	18	19

5.3.3 FER-E: produzione da fonte solare

La produzione elettrica da fonte solare nelle Marche allo stato attuale delle tecnologie è soltanto la fonte fotovoltaica; è infatti poco realistico (salvo che il quadro degli incentivi non si modifichi al punto tale da costringere a rivedere questa asserzione) pensare ad installazioni di solare termodinamico in territorio marchigiano.

comunitaria, tant'è che anche gli operatori di impianti già realizzati stanno trovando difficoltà nel reperimento della materia prima.

¹⁹⁰La Sentenza ha modificato in modo radicale il quadro normativo regionale in tema di disciplina della valutazione di impatto ambientale (VIA), dichiarando, in particolare, l'illegittimità costituzionale degli allegati A1,A2, B1 eB2 alla LR n.3/2012, nella parte in cui, nell'individuare i criteri per identificare i progetti da sottoporre a VIA regionale o provinciale ed a verifica di assoggettabilità regionale o provinciale, non prevedono che si debba tener conto, caso per caso, di tutti i criteri indicati nell'allegato III alla Direttiva n.2011/92/UE, come prescritto dall'art. 4, par.3 della medesima.

¹⁹¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁹² Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Lo sviluppo di tale fonte è stato così rapido in Italia, per via del quadro incentivante via via istituito, che qualunque previsione di sviluppo precedente al 2011¹⁹³ è da scartare completamente; ciò vale quindi anche per il Piano di Azione Nazionale (PAN).

Prendendo proprio il PAN e gli studi preparatori Burden Sharing come esempio, si osserva, infatti, che la quota di produzione attribuita al fotovoltaico nel 2020 per le Marche (213 GWh¹⁹⁴) è inferiore del 483% rispetto consuntivo 2014 (1.243,9 GWh).

Mentre per altre fonti è più facile individuare un valore di “potenzialità tecnica” che possa orientare le stime, nel caso del fotovoltaico la definizione è molto più difficile. Innanzitutto, si rendono necessarie assunzioni circa quali porzioni di superficie possano essere destinate alla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, ma anche ragionare su tale base significa svolgere una scelta arbitraria che si allontana dall’ambito tecnico. Contemporaneamente i dati storici hanno un andamento esponenziale e gli effetti della quantità di potenza installata nel corso degli anni sono ancora così forti che non è neppure possibile identificare con chiarezza qual è il valore produttivo della potenza attualmente installata.

Per la definizione di scenari di sviluppo al 2020, si è partiti dai dati esistenti.

Nelle Marche nel 2011 sono stati installati n. 12.048 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 786,6 MW e per una produzione di energia elettrica pari a 658,4 GWh (56,6 ktep) mentre nel 2012, scelto come anno di riferimento, sono stati installati n. 17.176 impianti per una potenza complessiva di 980,3 MW e per una produzione di energia elettrica pari a 1.139,5 GWh (98 ktep)¹⁹⁵. Nell’anno 2013 la produzione di energia elettrica è stata pari a 1.209,3 GWh (104 ktep). Questo valore del 2013 tiene conto di due importanti fattori:

- ✓ l’andamento della potenza installata è stato crescente in maniera rilevante fino ad agosto 2012 e poi nuovamente vi è stato un sensibile aumento della potenza installata nel mese di dicembre 2012¹⁹⁶;
- ✓ in tutto l’anno 2012 e poi in tutta la primavera del 2013 l’attività di installazione di impianti fotovoltaici è comunque proseguita in maniera relativamente intensa.

Si sono poi considerati i seguenti aspetti:

- ✓ la riduzione dei costi della tecnologia evidenziata a livello internazionale¹⁹⁷;
- ✓ che le uniche forme di incentivo a cui gli impianti fotovoltaici potranno accedere sono quelle relative alle detrazioni d’imposta per ristrutturazioni edilizie (c.d. detrazioni 50%);
- ✓ che è ora prevedibile, sulla base degli ultimi interventi normativi,¹⁹⁸ la diffusione dei Sistemi efficienti di Utente (sistemi che mettono gli impianti al servizio diretto di utenze elettriche, senza passare per la rete esterna favorendo così l’autoconsumo o la eventuale vendita diretta dell’energia. I SEU hanno, infatti, il vantaggio di mettere in comunicazione diretta produttore e consumatore, operatori dell’energia con medie e grandi utenze consumatrici di energia - aeroporti, stazioni, porti, grandi, medie e piccole imprese);

¹⁹³ Il 2011 rappresenta la prima annualità nella quale si sono resi disponibili i dati consuntivi che hanno consentito di avere dei riferimenti ufficiali circa lo sviluppo del fotovoltaico.

¹⁹⁴ M. Borgarello, V. Brignoli, M. Benini ed A. Gelmini, “Burden Sharing” regionale dell’obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d’Azione Nazionale per l’Energia Rinnovabile, ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A (ERSE), Febbraio 2010.

¹⁹⁵ Alla data di predisposizione dei conteggi il dato consuntivo non era stato reso disponibile dal GSE; alla data di redazione del presente documento esso è stato pubblicato nel documento “Solare fotovoltaico – rapporto statistico 2012”; la previsione 1.146 GWh è stata praticamente confermata dal dato consuntivo (pari a 1.137 GWh) pertanto nel presente documento si adotta per il fotovoltaico per l’anno iniziale (2012) il valore di 99 ktep.

¹⁹⁶ “Solare fotovoltaico – rapporto statistico 2012”, istogramma a pag. 10, www.gse.it

¹⁹⁷ Deutsche Bank Report 2014 e il National Renewable Energy Laboratory (NREL U.S.A).

¹⁹⁸ Delibera dell’Autorità per l’Energia 578/2013.

- ✓ che è prevedibile nel breve periodo la diffusione, specialmente per il settore residenziale domestico, di sistemi di accumulo dell'energia fotovoltaica.

Nel medio termine, è possibile, quindi, ipotizzare che lo sviluppo del fotovoltaico nelle Marche si concentri in prevalenza nel settore domestico, commerciale e industriale.

L'implementazione delle assunzioni appena esposte conduce alla redazione del quadro riportato in Tabella 63.

Tabella 63: proiezione della produzione FER-E fotovoltaico

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁹⁹	[ktep]	98	108	111	114	118
Sc. SEE ²⁰⁰	[ktep]	98	108	114	119	125

5.3.4 FER-E: eolico

Per quanto riguarda la fonte eolica è possibile fornire un quadro molto dettagliato della situazione attuale e degli scenari possibili, visto che fino ad oggi praticamente esistono nella Regione Marche poche installazioni eoliche significative in termini di energia prodotta e un limitato numero di richieste di autorizzazione.

5.3.4.1 Attuale regime normativo per l'incentivazione dell'energia da fonte eolica

Come per tutte le fonti rinnovabili elettriche il primo elemento che è necessario tenere in considerazione per quanto riguarda i possibili sviluppi della fonte eolica è il regime di incentivazione attualmente vigente.

Il D.M. 23 giugno 2016, aggiornamento del precedente D.M.6 luglio 2012²⁰¹, descrive le diverse fasi di accesso alla gestione degli incentivi degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica. In particolare, il Decreto disciplina l'iscrizione ai Registri, alle Procedure di Asta ed ai Registri dei Rifacimenti nonché le richieste di concessione della tariffa incentivante e le modalità di calcolo e di erogazione degli incentivi.

Dall'analisi dell'attuale e del precedente quadro degli incentivi per la fonte eolica emergono alcune considerazioni importanti che condizioneranno sicuramente lo sviluppo di nuovi impianti eolici in Italia e nella Regione Marche:

- ✓ gli impianti di piccola taglia, di potenza inferiore a 60 kW, grazie all'accesso diretto possono essere autorizzati più facilmente e godono di una tariffa incentivante discreta; essi vengono autorizzati mediante una Denuncia di Inizio Attività se non ricadenti in aree tutelate a livello paesaggistico e/o ambientale. La competenza del rilascio autorizzativo è affidata al Comune. Qualora però l'impianto ricada in area tutelata viene assoggettato ad una verifica ambientale di competenza provinciale, o regionale, qualora lo stesso impianto coinvolga anche solo indirettamente regioni limitrofe;
- ✓ gli impianti con iscrizione a registro fino a 5.000 kW risultano interessanti solo se di taglia inferiore a 1'000 kW; questo perché superata tale soglia l'energia elettrica prodotta rimane nella disponibilità del produttore che deve, così, trovare le soluzioni per la vendita. E' molto probabile che per tale ragione si manifesti un certo interesse per impianti di potenza fino a 200 kW ed, in seconda battuta, per impianti di potenza compresa fra 200 e 1'000 kW. Per tutti questi impianti l'autorizzazione è affidata alla Provincia. Nel caso di presenza di un vincolo paesaggistico tutti gli impianti sono assoggettati a Valutazione di Impatto Ambientale. In assenza di vincolo paesaggistico gli impianti di potenza tra 200 e 1.000 kW,

¹⁹⁹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²⁰⁰ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²⁰¹ D.M. 6 luglio 2012, "Attuazione dell'art.24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici"

vengono comunque sottoposti a procedura di screening. Le competenze diventano Regionali per impatti che superano i confini del territorio regionale;

- ✓ per impianti eolici di grandi dimensioni, ossia quelli iscrivibili al Registro delle Aste, le cose diventano estremamente complesse; con l'incentivo previsto e con la necessità di offrire un ribasso all'incentivo stesso da parte dei proponenti l'impianto è indispensabile che il sito sia molto produttivo e che le opere di cantiere incidano in modo non eccezionale.

5.3.4.2 Prospettive di sviluppo della FER-E eolico nella Regione Marche

Esaminando la richiesta attuale di installazioni in Italia, si nota come la fascia da 60 a 200 kW sia coperta da una potenza media di 184 kW, ossia quasi tutte le macchine proposte sono da 200 kW. Nella Fascia da 200 a 1.000 kW gli impianti proposti sono pochi e vedono l'impiego di macchine di taglia da 500 kW equivalenti; la fascia da 1 a 5 MW risulta vuota perché per tali impianti, oltre all'iscrizione a registro, è previsto che l'energia elettrica prodotta rimanga nella disponibilità del produttore e ciò rende improponibile l'investimento.

Secondo le regole del D.M. 6 luglio 2012, l'iscrizione al registro degli impianti sotto ai 5 MW si è conclusa con la copertura di tutti i 60 MW messi a disposizione sia nel bando 2012 che nel bando 2014, mentre nel bando 2013 ci si è fermati alla soglia dei 52 MW. Per quanto riguarda l'asta a ribasso degli impianti sopra a 5 MW, su una disponibilità di 500 MW il bando 2012 ha coperto 442 MW, quello 2013 ha coperto 399 MW e infine il bando 2014 si è attestato sui 356 MW.

Per quanto riguarda il nuovo D.M. 23 giugno 2016, si può sottolineare che viene lasciata inalterata la soglia dei 60 MW per l'iscrizione ai registri degli impianti sotto ai 5 MW. Per i grandi impianti di potenza superiore ai 5 MW, che accedono ai bandi con procedura d'asta a ribasso invece, la soglia viene incrementata dai 500 MW del D.M. 6 luglio 2012 a 800 MW. Questo evidenzia una grande volontà del Governo di intervenire sul rifacimento e potenziamento del parco eolico già installato.

A fine 2011 la potenza eolica installata nella Regione Marche risultava di 700 kW, forniti da 17 impianti; dei 700 kW ben 400 kW sono garantiti dall'impianto eolico di Monte Capecchiara (Muccia) con 4 macchine da 100 kW, il che significa che il resto delle installazioni è caratterizzato da macchine da 20 kW. Questo dato di potenza installata è rimasta per lo più costante fino al 2013 (dove risultava pari a 0,8 MW), ma ha subito un notevole incremento nel 2014: infatti, nell'anno in esame la potenza risulta essere di 8,8 MW. Tale aumento, che come visto trova corrispondenza anche nella produzione, è dovuto alla nascita del primo parco eolico nella Regione Marche, situato a Monte d'Aria, nel territorio di Serrapetrona. L'impianto è costituito da 4 turbine eoliche con torri da 80 metri di altezza dal mozzo e di diametro pari a 92 metri, ciascuna con una potenza nominale di 2 MW; si spiega, pertanto, la differenza di 8 MW di potenza installata tra il 2013 ed il 2014. Tuttavia al momento l'impianto non è in pieno regime di funzionamento, per cui si prevede che negli scenari futuri questo valore possa ancora aumentare.

Appena emanato il D.M. 6 luglio 2012, sulla base dell'indagine svolta sulle potenzialità di produzione delle principali turbine eoliche di piccola e media taglia in commercio, si prevedeva che la macchina da 200 kW era sempre utilizzabile, in collina come in montagna, con tempi di rientro dell'investimento inferiori a tutti gli altri casi analizzati (questo tipo di macchina presenta un diametro di 27 metri ed una torre di sostegno di 40 m). Attualmente, invece, la macchina che risulta più interessante da un punto di vista di ritorno dell'investimento è quella da 60 kW operante in classi di vento in categoria II e III, ossia siti a media e bassa ventosità.

Tabella 64: Impianti eolici sottoposti a VIA regionale e autorizzati ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/2003 dalla Regione Marche. (Dati anno 2014)

	Comune	Impianto	Potenza [MW]	stato Decreti
MC	Serravalle Monte Cavallo Pieveterina	Com. Montana di Camerino	34	Autorizzato
PU	Mercatello sul Metauro	MTRE – M. Cerrone	8,2	Autorizzato
PU	Apecchio	ABACO – M. dei Sospiri	10	Autorizzato e lavori iniziati
MC	Serrapetrona	MONTE D'ARIA	8	Autorizzato e lavori in via di conclusione
	TOTALE		60,2	

Per la fascia sotto i 60 kW le installazioni potrebbero essere anche numerose, in quanto non contingentate, ma anche qui è difficile fare una previsione; è altresì vero che l'apporto di questa categoria di macchine al contributo totale risulta veramente modesto e tale da non modificare sostanzialmente le previsioni generali.

Sulla base di quanto finora esposto sono stati definiti due scenari; la differenza fra i due scenari riguarda:

- ✓ un diverso cadenzamento temporale della realizzazione degli impianti autorizzati;
- ✓ una quantità aggiuntiva di macchine di piccola taglia per lo scenario BAU pari a 0,5 MW/anno, nello scenario SEE pari a 1 MW/anno.

I risultati in termini di energia sono mostrati in Tabella 65. Visti i numeri relativamente bassi, in questo caso vengono espressi i valori con anche i numeri decimali per apprezzare le differenze di produzione nei diversi anni.

Tabella 65: proiezione della produzione FER-E eolico

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ²⁰²	[ktep]	0,05	0,15	0,79	3,03	4
Sc. SEE ²⁰³	[ktep]	0,05	0,15	0,98	3,53	5

5.3.5 FER-E: sintesi degli scenari

L'esame dello sviluppo delle FER-E consente di evidenziare che esse hanno assunto un peso più elevato di quanto ci si attendesse e questo, principalmente, grazie allo sviluppo della fonte solare che al 2013 produce circa il 64% del totale delle rinnovabili elettriche in regione.

Le FER E continueranno, pertanto, nei prossimi anni ad avere un peso importante sul totale delle FER anche se il nuovo quadro degli incentivi garantirà un tasso di crescita molto più basso di quello registrato negli anni passati. Il contributo fornito dalle FER-E, infatti, è anche superiore a quello previsto dalla redazione del D.M. 15 marzo 2012 che ipotizzava, al 2020, un contributo complessivo per le FER-E nelle Marche pari a 134 ktep.

Circa lo sviluppo delle singole fonti, quelle che si stimano cresceranno meno in termini percentuali sono:

²⁰² Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²⁰³ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

- l'idroelettrico, in quanto lo sfruttamento di tale risorsa è già molto esteso e le possibilità residue sono limitate.
- l'eolico, considerate le limitazioni poste dalla peculiarità del paesaggio marchigiano e il rilevante impatto ambientale e paesaggistico di tale fonte.

Più elevato lo sviluppo delle biomasse, seppur la previsione svolta è sufficientemente conservativa, in quanto tiene conto dell'incertezze legate alla risoluzione delle vicende giudiziarie in corso e alla durata dell'attuale quadro incentivante.

Alla fonte fotovoltaica è attribuita la crescita maggiore; essa continuerà a rappresentare più del 60% del totale delle FER E.

La Tabella 66 e la Figura 41, la Figura 42, la Figura 43, la Figura 44 mostrano le proiezioni espone finora.

**Tabella 66: proiezioni delle diverse FER-E [ktep]
(differenza fra lo scenario tendenziale e lo scenario efficienza energetica)**

	Anno iniziale	Anno 2020 Sc. BAU	Anno 2020 Sc. SEE	Anno 2020 (SEE - anno iniz.)	Anno 2020 (SEE – BAU)
Idroelettrico	45	47	49	+4	+2
Biomasse	9	17	19	+10	+2
Solare	98	118	125	+27	+7
Eolico	0	4	5	+5	+1
Totale FER-E	152	186	198	+46	+12

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

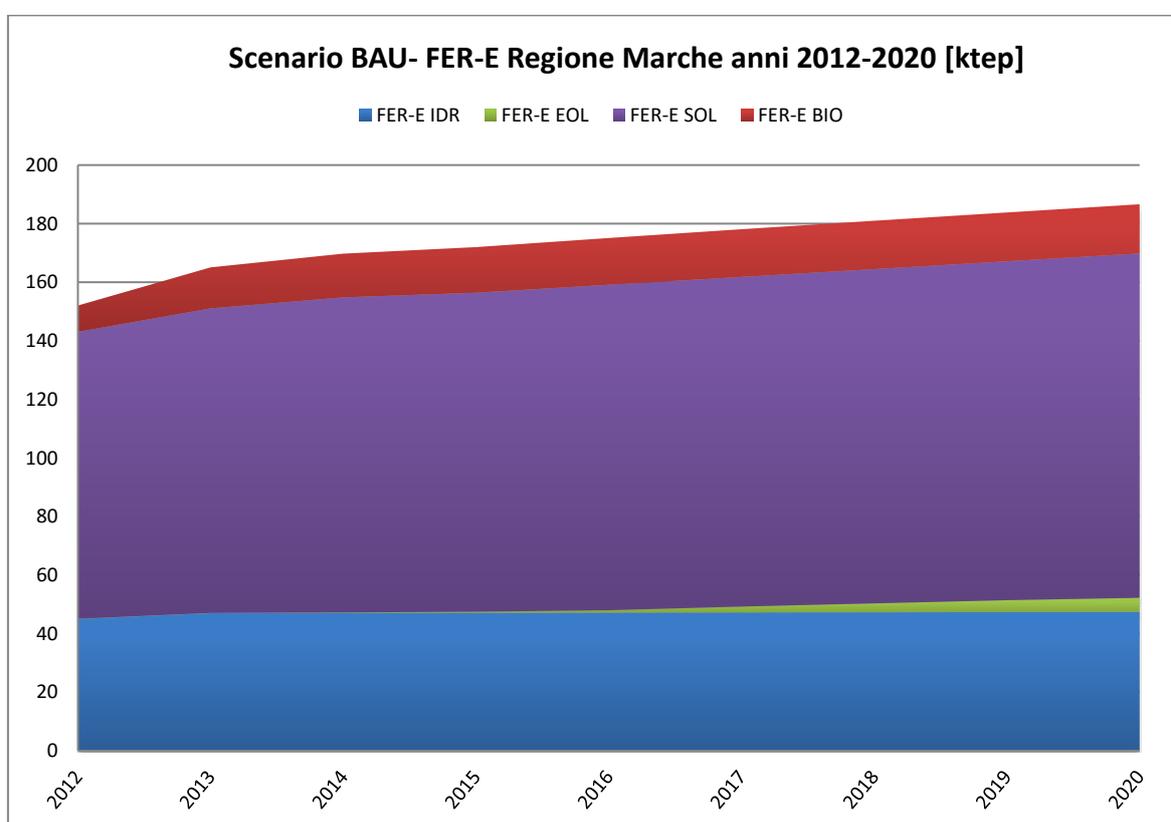


Figura 41: FER-E nello scenario BAU

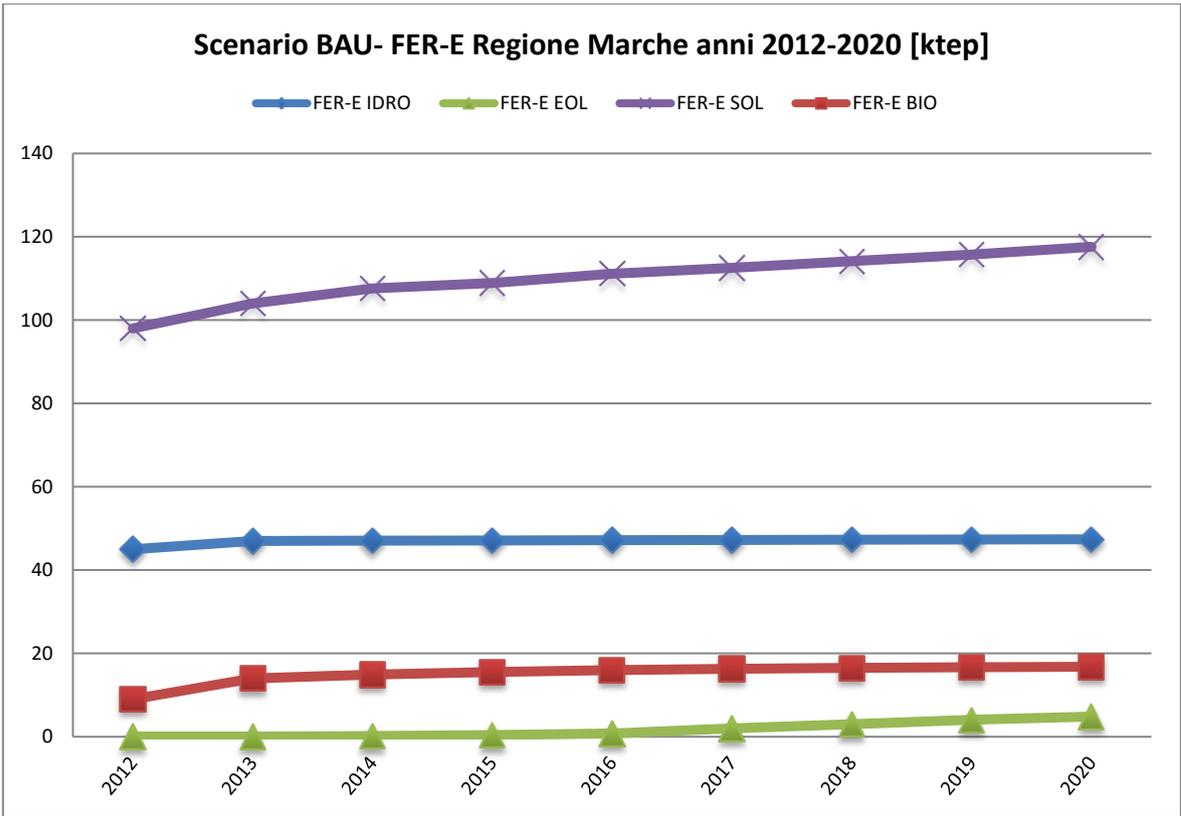


Figura 42: FER-E nello scenario BAU

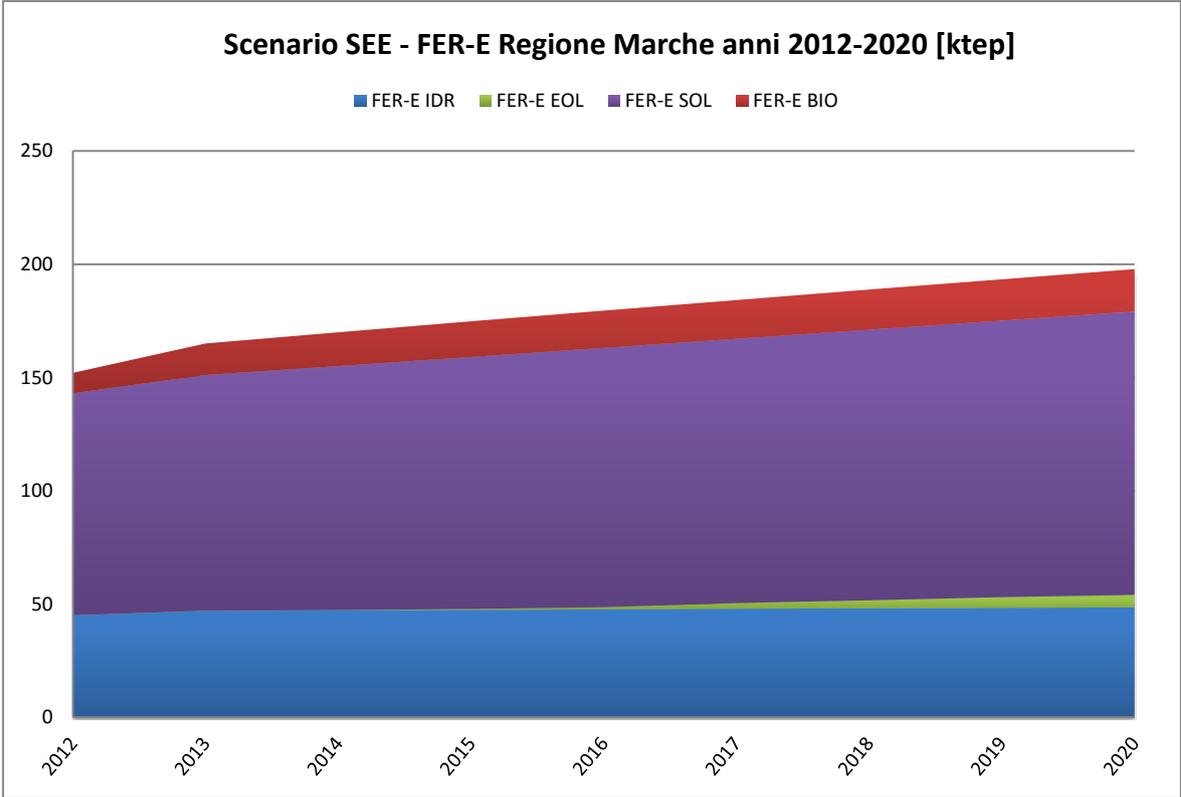


Figura 43: FER-E nello scenario efficienza energetica

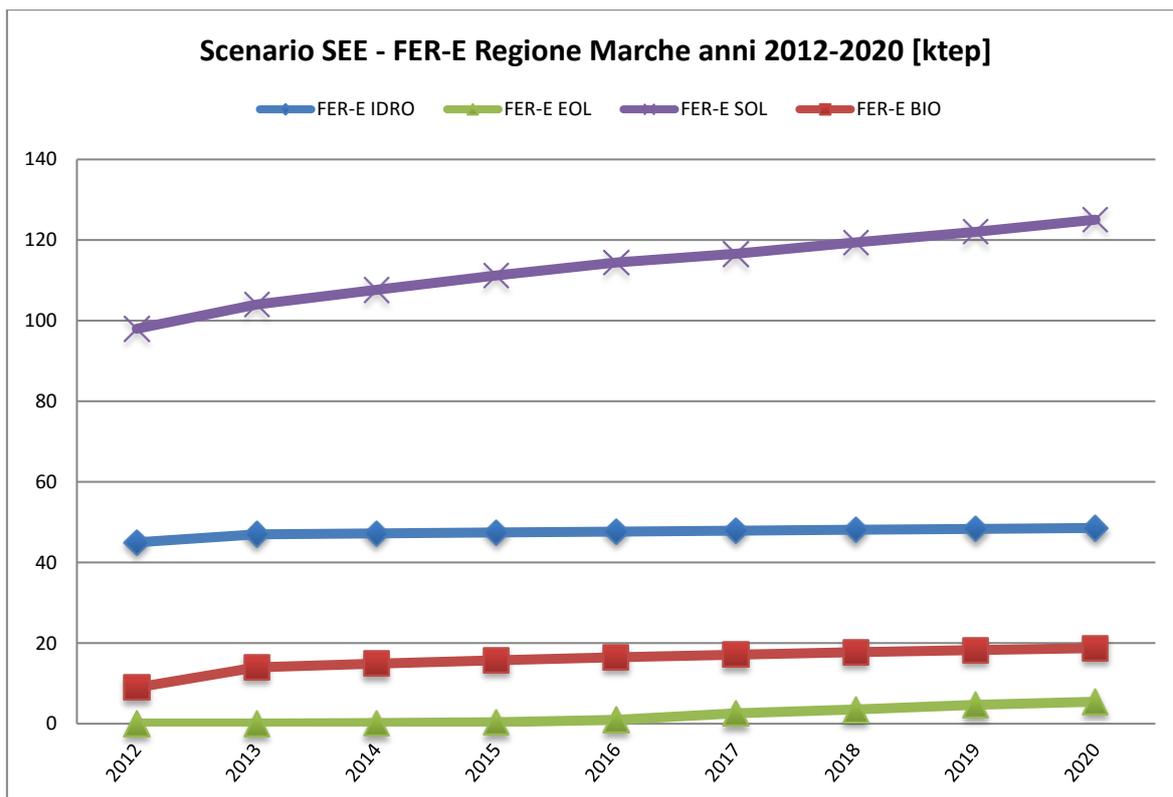


Figura 44: FER-E nello scenario efficienza energetica

5.4 Fonti di Energia Rinnovabile Termica (Calore) (FER-C): proiezioni al 2020

Le fonti rinnovabili termiche rappresentano il cuore della sfida posta dal Burden Sharing; lo sono prima di tutto in termini numerici, in quanto l'attesa relativa al loro contributo è molto alta (il PAN²⁰⁴ attribuisce al 2020 alle FER-C un valore di 10.456 ktep in Italia, superiore a quello delle FER-E alle quali sono associati 631 ktep). Lo sono, poi, anche in termini statistici, in quanto l'introduzione appieno delle FER-C nei bilanci come elemento indipendente rappresenta una novità ed è inedita. Infatti, se è vero che nei bilanci nazionali si ravvisavano alcuni dati, come ad esempio il calore derivato proveniente dalla cogenerazione, una raccolta estensiva ed esauriente del contributo delle FER-C non è stata mai fatta finora. Ciò è dovuto, principalmente, a delle difficoltà oggettive relative al reperimento dei dati: le rinnovabili elettriche presentano per la quasi totalità la peculiarità di essere "grid-connected" tanto che spesso è proprio l'assenza di infrastrutture a comprometterne lo sviluppo (come accade per esempio per l'eolico, per il quale a volte è proprio l'assenza di infrastrutture a pregiudicare siti con producibilità assai elevata). La peculiarità di essere quasi sempre collegate alla rete, unita al fatto che vi è una tradizione anche tecnologica e amministrativa al riguardo, garantisce la facile reperibilità di una molteplicità di dati (si consideri anche che la produzione di energia nella maggior parte dei casi è tele-letta e, qualora ciò non avvenga, viene, comunque, registrata e trasmessa a diversi Enti da parte del titolare dell'impianto). Tutte queste caratteristiche mancano quasi sempre per le FER-C: prendendo ad esempio l'installazione di un semplice impianto solare termico svolta presso un'utenza, è possibile evidenziare che nella quasi totalità dei casi non se ne ha traccia amministrativa alcuna; gli unici riferimenti sono fatture di acquisto e/o vendita di beni. Per i più virtuosi, al massimo, si può avere l'avvio di una pratica edilizia con la trasmissione all'apposito ufficio comunale di una dichiarazione di attività di edilizia libera.

²⁰⁴ Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE, 30 giugno 2012, disponibile su:

<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/Pan/Pagine/default.aspx>

Questa consuetudine si sta lentamente modificando (ad esempio è recente l'entrata in vigore dell'obbligo di denuncia per i titolari di impianti contenenti gas fluorurati²⁰⁵) ed in particolare il meccanismo dei certificati bianchi e le detrazioni fiscali hanno consentito di cominciare a costruire raccolte di dati per alcune specifiche tecnologie (caldaie a condensazione, pompe di calore e impianti solari termici). La strada verso la costruzione di banche dati esaustive è ancora molto lunga; inoltre, in ogni caso, si è ancora distanti dall'essere in grado (anche dal punto di vista tecnologico) di monitorare tutte le produzioni di energia termica, in quanto anche la stessa installazione di contacalorie è un'operazione spesso sconsigliata dal punto di vista economico.

Un ruolo di primo piano, nella costruzione di banche dati e nel monitoraggio, sarà svolto dal Sistema Italiano di Monitoraggio delle Fonti Rinnovabili (SIMERI) gestito dal GSE e dall'ENEA, in collaborazione con le Regioni; da qui l'importanza di assicurare l'aggiornamento rapido delle proiezioni e della strategia del presente Piano in relazione alla disponibilità di nuovi dati.

Entrando nel merito della presente analisi, le FER-C, diversamente dalle FER-E, sono state raggruppate per settore di consumo (industria, civile, composto da terziario e domestico, e agricoltura). Questo perché, proprio per quanto finora esposto, il dato cui è sempre importante riferirsi per verificare l'attendibilità di una stima circa le FER-C in un settore è il consumo di quel tipo di energia in tale settore. Esemplicando, per verificare l'attendibilità ad esempio di una stima di sviluppo del solare termico in ambito civile si può fare riferimento al consumo complessivo di tale settore per l'acqua calda sanitaria sapendo che generalmente si riesce, con relativa facilità, a coprire con il solare circa il 50% del fabbisogno di ACS in una unità abitativa.

All'interno dei singoli settori di consumo è stato poi stimato il contributo di ciascuna fonte rinnovabile; comprensivo anche di alcuni contributi più marginali (ad esempio il contributo delle pompe di calore o del solare termico nel settore agricolo)²⁰⁶.

In conclusione, quindi, sono state elaborate le proiezioni per lo sviluppo di:

- ✓ FER-C settore industria:
 - biomasse;
 - solare;
 - pompe di calore;
- ✓ FER-C settore utilizzi civile (terziario e domestico):
 - Biomasse
 - biometano;
 - solare;
 - pompe di calore;
- ✓ FER-C agricoltura:
 - biomasse
 - biometano;
 - solare.

²⁰⁵il14 maggio 2013 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il modello della Dichiarazione annuale delle emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 16 comma 2 del D.P.R. 43/2012; questo in vista della scadenza della denuncia degli impianti contenenti gas fluorurati (principalmente condizionatori e pompe di calore), quindi in pratica FER-C aeruliche.

²⁰⁶ Seppure esistano esempi di alcune installazioni di fotovoltaico su serra che poi alimenta impianti a pompa di calore oppure la realizzazione di impianti solari termici per soddisfare il fabbisogno di energia termica di agriturismi (per le piscine, per l'ACS delle stanze adibite ad alloggio) e per allevamenti di ovini e mucche da latte (utilizzo del solare termico per le necessità degli impianti di mungitura o per gli usi caseari) le limitate esperienze e la maggiore vocazione del settore verso l'adozione di biomasse suggerisce di limitare per il momento tale contributo, a cui saranno dedicati focus specifici nel capitolo 6.

Rispetto alle previsioni che emergono dai documenti preparatori del PAN²⁰⁷ il presente studio trascura la fonte geotermia per utilizzo diretto riconducibile nelle Marche essenzialmente agli utilizzi termali, considerato che il numero e la dimensione delle stazioni esistenti nelle Marche sono limitati e i ktep provenienti da tale fonte sono quindi trascurabili in termini di incidenza sul perseguimento dell'obiettivo FER C.

5.4.1 FER-C: settore industriale

Il settore industriale è quello che mostra la maggiore varietà di consumi di energia termica in termini di intervallo di temperature (il calore di processo è richiesto per temperature che vanno da pochi gradi Celsius sopra la temperatura ambiente fino a centinaia per applicazioni, ad esempio, nell'industria siderurgica) e di varietà di vettori termici (acqua o altri liquidi, vapore, oli diatermici, flussi gassosi e molto altro)^{208,209}.

Per questo è estremamente difficile stimare l'effettiva potenzialità di sviluppo delle diverse fonti rinnovabili termiche; questo anche tenuto conto del fatto che la dimensione della domanda di calore è considerevole.

In ogni caso la necessità di dipingere un quadro completo al 2020 ha condotto alla ricerca di informazioni da fonti di diverso tipo e si è in conclusione pervenuti alle traiettorie esposte nelle Tabella 67, Tabella 68 e Tabella 69.

La Tabella 67 mostra le due traiettorie di sviluppo delle FER-C biomasse nel settore industriale; al riguardo si è partiti da un dato consolidato: una precedente analisi svolta dalla Regione Marche presso le diverse Province ha evidenziato l'esistenza di un significativo numero di caldaie in ambito industriale che utilizzano scarti produttivi della lavorazione del legno per produrre calore destinato al riscaldamento di ambienti e/o all'utilizzo all'interno di processi industriali.

Tabella 67: proiezione della produzione FER-C biomasse nel settore industriale

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ²¹⁰	[ktep]	10	10	15	20	25
Sc. SEE ²¹¹	[ktep]	10	11	17	24	30

Per quel che riguarda la fonte solare è necessario considerare che da anni esistono diverse iniziative che sono volte a sviluppare le potenzialità di tale fonte in ambito industriale, ma i risultati sono molto limitati. Tali risultati sono confermati anche da una anteprima dei dati a livello sulle potenzialità del CAR e TLR (rapporto GSE) in cui si evince che al 2013, a livello nazionale, la produzione di solare termico associata al settore industriale era pari a 8 ktep.²¹² Pertanto, negli anni fino al 2020, è stato ipotizzato un certo sviluppo, partendo da un valore attuale nullo.

²⁰⁷ M. Borgarello, V. Brignoli, M. Benini ed A. Gelmini, "Burden Sharing" regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile, ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A (ERSE), Febbraio 2010

²⁰⁸ Vannoni C., Battisti R., Drigo S., "Potential for Solar Heat in Industrial Processes", IEA SHC Task 33 and SolarPACES Task IV: Solar Heat for Industrial Processes, 2008

²⁰⁹ Weiss V., Bergman I., Faninger G., Solar Heat Worldwide – Markets and Contribution to Energy Supply 2005, International Energy Agency 2007

²¹⁰ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²¹¹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²¹² Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente, GSE – Luglio 2016

Tabella 68: proiezione della produzione FER-C solare nel settore industriale

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	0	1	1	2
Sc. SEE	[ktep]	0	0	1	2	3

L'utilizzo della fonte aeraulica (il che comporta l'adozione di pompe di calore, PDC) in ambito industriale può avere una lettura che trae alcuni spunti da quanto detto in riferimento alla fonte solare: infatti, tanto il solare quanto le pompe di calore possono competere con le fonti fossili o con le biomasse quando i processi necessitano di calore a bassissima o medio-bassa temperatura. In virtù di queste potenzialità è stato deciso di considerare questa possibilità anche se lo sviluppo che le si è associato è assai contenuto.

Tabella 69: proiezione della produzione FER-C PDC nel settore industriale

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	1	2	3	4
Sc. SEE	[ktep]	0	1	2	4	5

5.4.2 FER-C: settore terziario e domestico

Nel settore civile con l'introduzione degli obblighi previsti dal D.lgs. 28/2011 è stato reso obbligatorio l'utilizzo di fonti rinnovabili a copertura del fabbisogno energetico per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria e tale fattore dovrebbe far incrementare sensibilmente l'adozione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

In aggiunta, dal 2007 in poi, le detrazioni fiscali del 55% hanno favorito l'installazione di solare termico e di generatori a pompa di calore (PDC) o biomasse. In tale scenario è possibile prevedere come le fonti rinnovabili termiche possano crescere in modo molto più veloce rispetto al passato.

Riguardo alla distribuzione delle diverse fonti rinnovabili, sono state fatte proiezioni basandosi sui dati dei consumi per usi degli edifici e della distribuzione territoriale e climatica degli edifici. In particolare, il solare termico è stato utilizzato per andare a coprire principalmente la produzione di acqua calda sanitaria di strutture residenziali e non residenziali ad alto consumo di acqua (strutture sportive, ricettive, ospedali e casa di cura) e in parte ridotta per la copertura del fabbisogno per il riscaldamento. Per la restante componente di riscaldamento la ripartizione tra PDC aeraulico/geotermico e biomassa è stata fatta considerando la zona climatica (E biomassa – D aeraulico) e la posizione rispetto all'offerta di biomassa locale (alta collina e montagna per la biomassa e fascia litoranea per le PDC).

Tale suddivisione non è necessariamente netta, ma è plausibile ipotizzare che la convenienza all'utilizzo della pompa di calore aeraulica si realizzi in zone climatiche meno fredde (dove quindi i rendimenti sono più alti) mentre la convenienza all'utilizzo di impianti a biomassa si realizzi dove vi è maggiore disponibilità di biomassa locale.

Per quanto riguarda le biomasse, considerato che non è stato possibile costruire una matrice dettagliata che incrociasse le disponibilità di ogni singolo territorio con le effettive possibilità di utilizzo, si è proceduto a verificare che l'effettiva disponibilità di risorsa legnosa nel territorio regionale fosse sufficiente per coprire la quota di utilizzi prevista nel presente piano. In particolare, una specifica analisi sul territorio marchigiano²¹³ ha dimostrato come l'adozione di idonee pratiche

²¹³ R. Velardocchia, "Riduzione del pericolo di incendio boschivo e utilizzo della biomassa forestale a fini energetici – una proposta di Green Economy per un'area vasta dell'Appennino Centrale nella Regione Marche", 2012, Tesi di Dottorato, SCUOLA DI DOTTORATO DELLA FACOLTÀ DI SCIENZE – XI CICLO DOTTORATO DI RICERCA IN PROTEZIONE CIVILE E AMBIENTALE, Università Politecnica delle Marche, Tutor Prof. P. Principi,

di manutenzione boschiva unita a un modesto utilizzo di terreni per la coltivazione di apposite essenze possa consentire la copertura del fabbisogno interamente da risorse regionali.

Infine nel settore terziario è stata introdotta una previsione al 2020 anche del biometano in quanto la digestione anaerobica sembra la metodologia più corretta per il recupero di energia da FORSU, dal Verde e dai Fanghi di qualità²¹⁴, con la conversione del biogas a biometano favorendo poi tutti i possibili utilizzi che lo caratterizzano.

Lo scenario al 2020, in particolare, ha considerato la riconversione a biometano degli impianti di compostaggio esistenti a processo anaerobico e degli impianti di trattamento delle acque reflue.

Tabella 70: proiezione della produzione FER-C biomasse nel settore civile

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ²¹⁵	[ktep]	191	188	189	190	191
Sc. SEE ²¹⁶	[ktep]	191	188	189	190	191

Tabella 71: proiezione della produzione FER-C biometano nel settore civile (terziario)

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	0	0	1	1
Sc. SEE	[ktep]	0	0	1	2	3

Tabella 72: proiezione della produzione FER-C solare nel settore civile

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	3	5	10	14	19
Sc. SEE	[ktep]	3	7	11	16	21

Tabella 73: proiezione della produzione FER-C PDC nel settore civile

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	84	90	93	96	100
Sc. SEE	[ktep]	84	95	110	125	140

5.4.3 FER-C: agricoltura

Per il settore dell'agricoltura, la possibilità di utilizzare impianti alimentati a fonti rinnovabili termiche va ascritta principalmente al riscaldamento delle serre e degli edifici: in tale ambito risulta vantaggioso l'utilizzo di generatori termici a biomasse, vista la presenza in gran parte delle aziende di residui legnosi adatti all'utilizzo in caldaie per la produzione di energia termica²¹⁷.

E' stata anche introdotta una previsione al 2020 per quanto riguarda il biometano.

La stima del solare termico viene fatta prevedendone lo sviluppo in prevalenza nel settore degli agriturismi e considerando l'anteprema dei dati nazionali forniti dal documento del GSE di Luglio 2016 relativo alle potenzialità del CAR e TLR, in cui si evince che al 2013, a livello nazionale, la produzione di solare termico associata al settore agricolo era pari a 2 ktep.

²¹⁴ Si fa riferimento, in particolare, alle potenzialità individuate dal Piano Regionale Rifiuti (DGR n.871 del 21/07/2014)

²¹⁵ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²¹⁶ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²¹⁷ Seppure esistano esempi di alcune installazioni di fotovoltaico su serra che poi alimenta impianti a pompa di calore, le limitate esperienze e la maggiore vocazione del settore verso l'adozione di biomasse suggerisce di trascurare per il momento tale contributo.

Il consumo di combustibile per riscaldamento e calore (al massimo stimato in 7 ktep di consumo di gas naturale²¹⁸) deve essere considerato come valore di potenzialità tecnica massima, mentre il valore di riferimento al 2020 viene ridotto per tenere conto di un utilizzo parziale di biomassa. Si sottolinea, comunque, l'incertezza relativa a tali dati che dovranno, quindi, essere oggetto di stretto monitoraggio.

Tabella 74: proiezione della produzione FER-C biomasse nel settore agricolo

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	1	2	3	4
Sc. SEE	[ktep]	0	1	2	4	5

Tabella 75: proiezione della produzione FER-C biometano nel settore agricolo

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	1	2	3	4
Sc. SEE	[ktep]	0	1	2	4	5

Tabella 76: proiezione della produzione FER-C solare nel settore agricolo

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	0	0	1	1
Sc. SEE	[ktep]	0	0	1	1	2

²¹⁸il dato fa riferimento al consumo di gas naturale proveniente dai Rapporti Energia e Ambiente ENEA e valutazione fatta da Enama sul riscaldamento delle serre (ENAMA - Ente Nazionale per la meccanizzazione Agricola, Risparmio energetico e biomasse agroforestali per il riscaldamento delle serre – Guida all'uso razionale dell'energia e delle biomasse nelle colture protette in Italia).

5.4.4 FER-C: sintesi degli scenari

Le proiezioni sviluppate per le FER-C sono riportate in sintesi nella Tabella 77: proiezioni delle diverse FER-C nei diversi settori [ktep]". La tabella ci mostra come il contributo maggiore per il perseguimento dell'obiettivo di produzione di energia termica venga dalle pompe di calore e più in generale dal settore civile, seguono le fonti biomasse, il cui impiego è previsto in prevalenza nel settore industriale, il solare termico in ambito civile e il biometano in prevalenza nel settore agricolo e civile.

Tabella 77: proiezioni delle diverse FER-C nei diversi settori [ktep]

	Anno Iniziale	Anno 2020 Sc. BAU ²¹⁹	Anno 2020 Sc. SEE ²²⁰	Anno 2020 (SEE - anno iniz.)	Anno 2020 (SEE – BAU)
industria	10	31	38	+28	+7
<i>di cui PDC</i>	0	4	5	+5	+1
<i>di cui biomasse</i>	10	25	30	+20	+5
<i>di cui solare</i>	0	2	3	+3	+1
civile	278	311	355	+77	+44
<i>di cui PDC</i>	84	100	140	+56	+40
<i>di cui biomasse</i>	191	191	191	0	0
<i>di cui biometano</i>	0	1	3	+3	+2
<i>di cui solare</i>	3	19	21	+18	+2
agricoltura	0	9	12	+12	+3
<i>di cui biomasse</i>	0	4	5	+5	+1
<i>di cui biometano</i>	0	4	5	+5	+1
<i>di cui solare</i>	0	1	2	+2	+1
Altro (Calore Derivato da FER)	2	4	5	+3	+1
Totale FER-C	290	355	410	+120	+55
<i>di cui PDC</i>	84	104	145	+61	+41
<i>di cui Biomassa</i>	201	220	226	+25	+6
<i>di cui Biometano</i>	0	5	8	+8	+3
<i>di cui Solare</i>	3	22	26	+23	+4
<i>di cui Calore derivato da FER</i>	2	4	5	+3	+1

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

²¹⁹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²²⁰ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

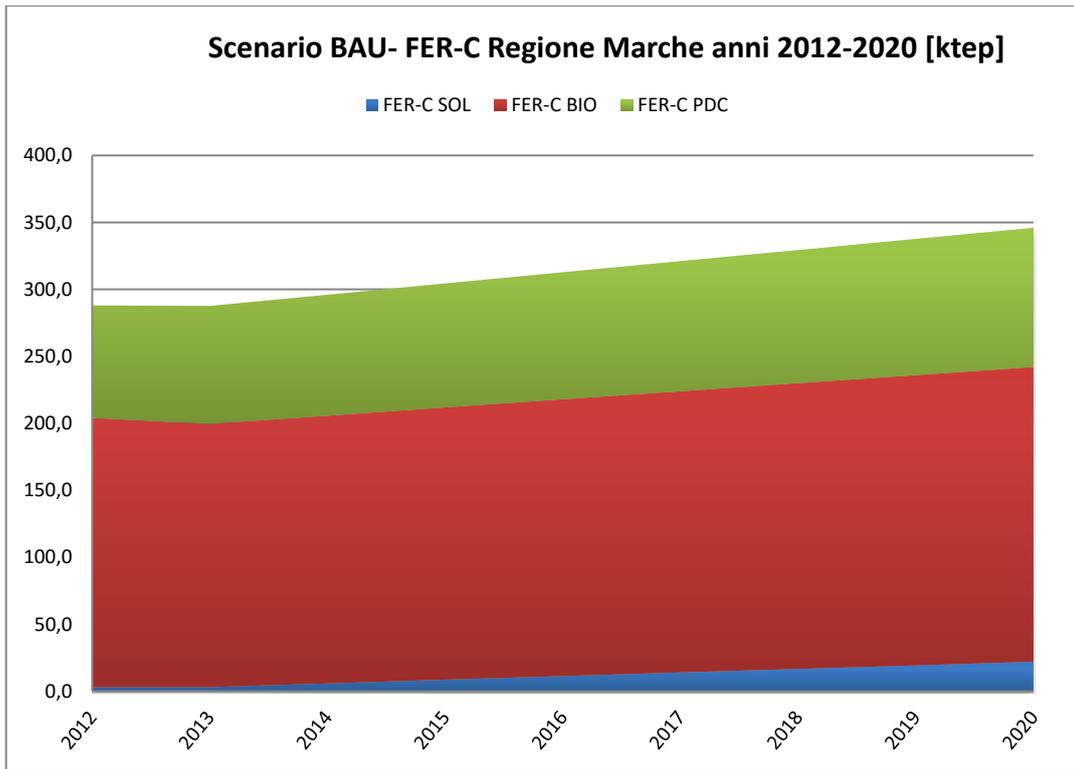


Figura 45: FER-C nello scenario BAU

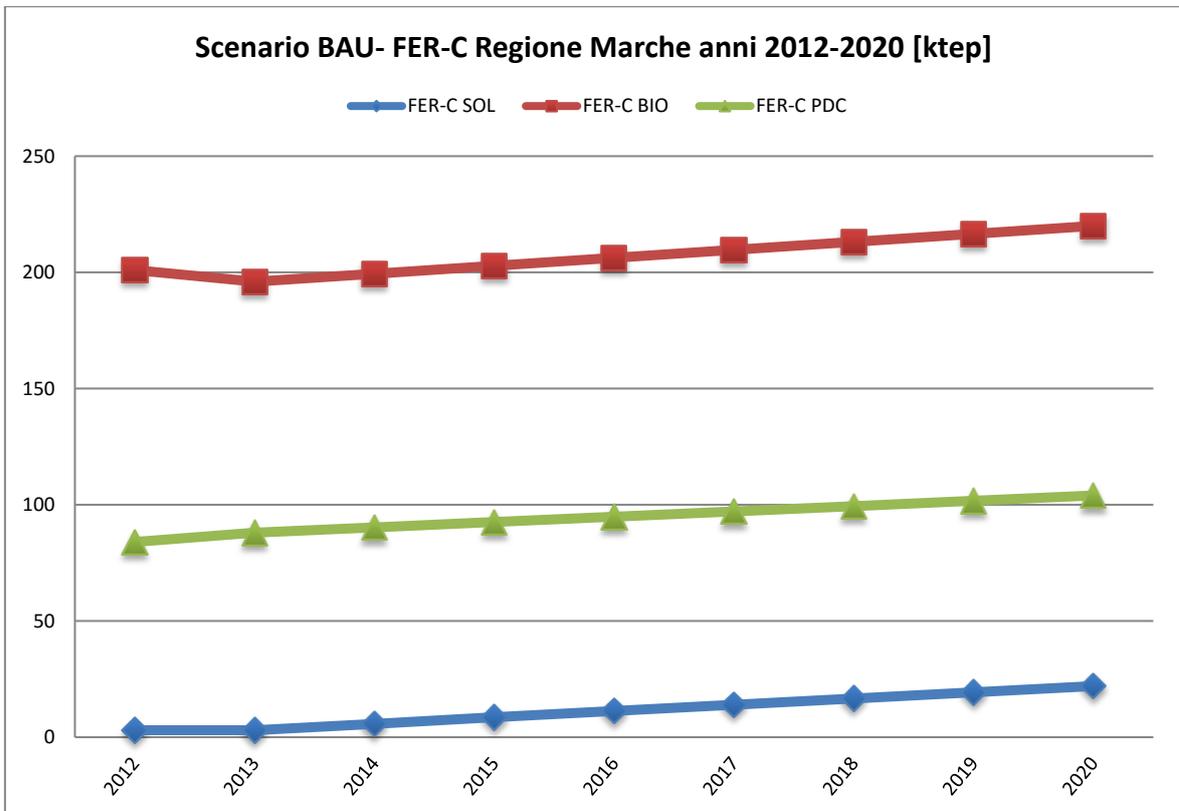


Figura 46: FER-C nello scenario BAU

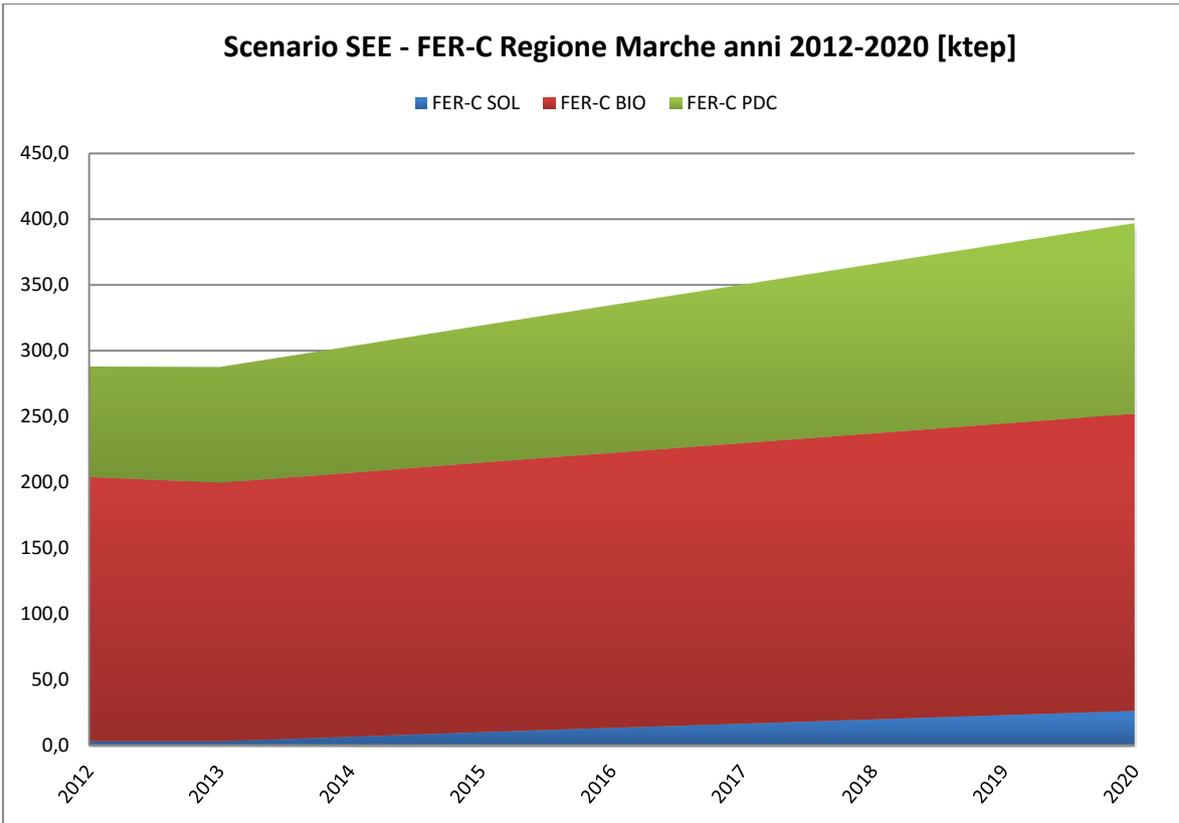


Figura 47: FER-C nello scenario efficienza energetica

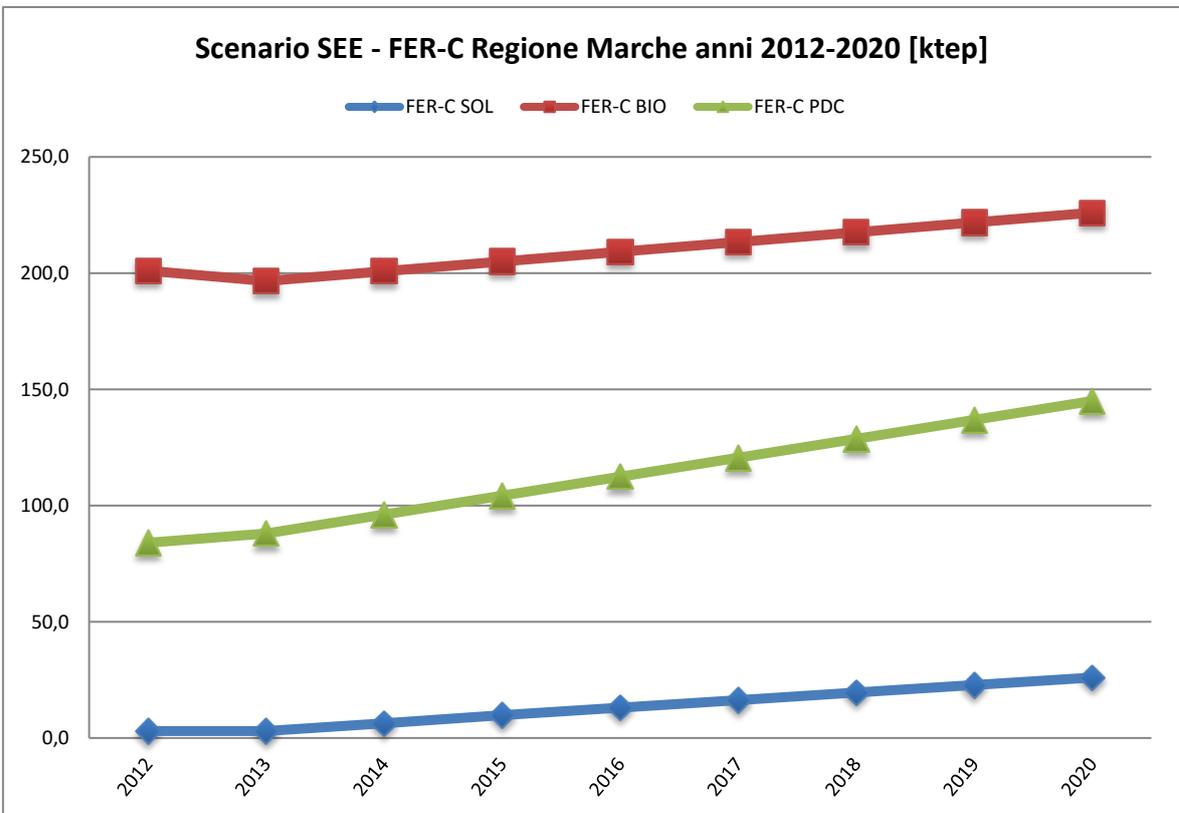


Figura 48: FER-C nello scenario efficienza energetica

5.5 Confronto fra gli obiettivi del D.M. Burden Sharing e gli scenari delineati

Nei paragrafi precedenti sono state esplicitate le proiezioni per CFL, FER-E e FER-C nel territorio marchigiano sulla base di un'analisi specifica del territorio. Qui di seguito i risultati dell'analisi verranno confrontati con gli obiettivi specifici ipotizzati per le Marche nel DM Burden Sharing.²²¹ Si sottolinea che l'impegno minimo vincolante del D.M. Burden Sharing per le singole Regioni è esclusivamente il risultato del rapporto tra energia rinnovabile (FER-E + FER-C) e consumi finali lordi (CFL), per le Marche pari al 15,4%, e non il valore dei singoli fattori che compongono il rapporto.

5.5.1 Consumi finali lordi

La Tabella 78 riporta la sintesi dei CFL che era stata esposta in precedenza ma con l'aggiunta di un'ulteriore colonna che rappresenta la proiezione adottata dal DM Burden Sharing. Purtroppo tale proiezione non esiste distinta per singolo settore, pertanto sono stati riportati esclusivamente i consuntivi e la distinzione fra CFL-E e CFL-NON E. Si osserva che entrambi gli scenari sviluppano proiezioni dei CFL più ottimistiche rispetto a quelle presenti nel DM Burden Sharing. Al riguardo è importante evidenziare che una buona parte del contenimento dei consumi ipotizzato dal presente Piano è da ricondurre anche all'impatto della crisi economica, i cui effetti, negli scenari elaborati, sono più marcati, in quanto si è tenuto conto dei consuntivi di consumo degli anni più recenti che non erano disponibili alla data di stesura del DM Burden Sharing.

Tabella 78: proiezioni dei CFL nei vari settori e totali

	Anno Iniziale	Anno 2020 Sc. BAU ²²²	Anno 2020 Sc. SEE ²²³	Anno 2020 D.M. Burden Sharing
Totale CFL	2.780	2.946	2.357	3.513
CFL-E	638	672	503	705
CFL-NON E	2.142	2.274	1.854	2.917

5.5.2 Rinnovabili elettriche

Il confronto con gli obiettivi Burden Sharing, mostrato in Tabella 79, evidenzia differenze di rilievo: alle fonti rinnovabili elettriche il Piano attribuisce un ruolo più importante nel perseguimento dell'obiettivo "burden sharing" rispetto al DM; inoltre per quanto riguarda le potenzialità di sviluppo attribuite a ciascuna fonte, il Piano le stima molto più basse per le fonti: biomasse, eolico e idroelettrico e molto più alte per la fonte fotovoltaica. Le ragioni di tale stima sono state esposte nei paragrafi precedenti.

Tabella 79: proiezioni delle diverse FER-E [ktep]

	Anno iniziale	Anno 2020 Sc. BAU ²²⁴	Anno 2020 Sc. SEE ²²⁵	Anno 2020 DM Burden Sharing
Idroelettrico	45	47	49	54
Biomasse	9	17	19	41
Solare	98	118	125	18
Eolico	0	4	5	20
Totale FER-E	152	186	198	134²²⁶

²²¹ Negli Allegati 1 e 2 del DM 15 marzo 2012 sono definiti i valori di CFL, FER-E e FER-C, disaggregati per Regione e relativi sia all'anno iniziale di riferimento che all'anno obiettivo 2020.

²²² Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²²³ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²²⁴ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²²⁵ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²²⁶ la ripartizione fra le fonti è stata effettuata secondo quanto riportato nel documento "M. Borgarello, V. Brignoli, M. Benini ed A. Gelmini, "Burden Sharing" regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili

5.5.3 Rinnovabili termiche

In Tabella 80 si riassumono i dati di sintesi degli scenari relativi alle FER-C. Il confronto delle proiezioni mostra che nello Scenario SEE si riesce a superare le previsioni del Burden Sharing, mentre in quello BAU si rimane al di sotto del valore previsto. C'è da rilevare l'importanza delle biomasse nel settore civile che nel piano è una voce molto significativa. Questo dato deriva dai valori forniti dal GSE attraverso la con la metodologia del Decreto dell'11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico - art. 6, comma 4 per la verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati dal DM 15/3/2012 "Burden Sharing".

Tabella 80: proiezioni delle FER-C nei diversi settori [ktep]

	Anno iniziale	Anno 2020 Sc. BAU	Anno 2020 Sc. SEE	Anno 2020 DM Burden Sharing
industria	10	31	38	40
<i>di cui da PDC</i>	0	4	5	0
<i>di cui biomasse</i>	10	25	30	40
<i>di cui solare</i>	0	2	3	0
Civile	278	311	355	344
<i>di cui da PDC</i>	84	100	140	82
<i>di cui biomasse</i>	191	191	191	225
<i>di cui biometano</i>	0	1	3	0
<i>di cui solare</i>	3	19	21	37
agricoltura	0	9	12	17
<i>di cui biomasse</i>	0	4	5	17
<i>di cui biometano</i>	0	4	5	0
<i>di cui solare</i>	0	1	2	0
Altro(Calore derivato da FER)	2	4	5	5
Totale FER-C	290	355	410	406
<i>di cui PDC</i>	84	104	145	82
<i>di cui Biomassa</i>	201	220	226	282
<i>di cui Biometano</i>	0	5	8	0
<i>di cui Solare</i>	3	22	26	37
<i>di cui Calore derivato da FER</i>	2	4	5	5

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile, ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A (ERSE), Febbraio 2010", tabella pag. 81. Il valore complessivo riportato nel documento è pari a 132 ktep; tale valore è stato corretto affinché il totale corrispondesse a quello previsto dal D.M. 15 marzo 2012, ovvero 134. ktep

5.6 Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012

Sintetizzando quanto finora esposto si può pervenire al risultato mostrato in Tabella 81 e in Figura 49.

Tabella 81: riepilogo proiezioni

		valore calcolato al 2012	valore di partenza assegnato dal D.M.	obiettivo 2020 sc. BAU ²²⁷	obiettivo 2020 sc. SEE ²²⁸	Obiettivo minimo 2020 assegnato dal D.M.
CFL ²²⁹	[ktep] ²³⁰	2.780	3.622	2.946	2.357	3.513
FER-E ²³¹	[ktep]	152	60	186	198	134
FER-C ²³²	[ktep]	290	34	355	410	406
(FER-E+FER-C)/CFL	%	15,9	2,6	18,4	25,8	15,4

nota: nel D.M. solo il valore del rapporto è vincolante, mentre è arbitrario il valore assegnato ai CFL e alle FER.

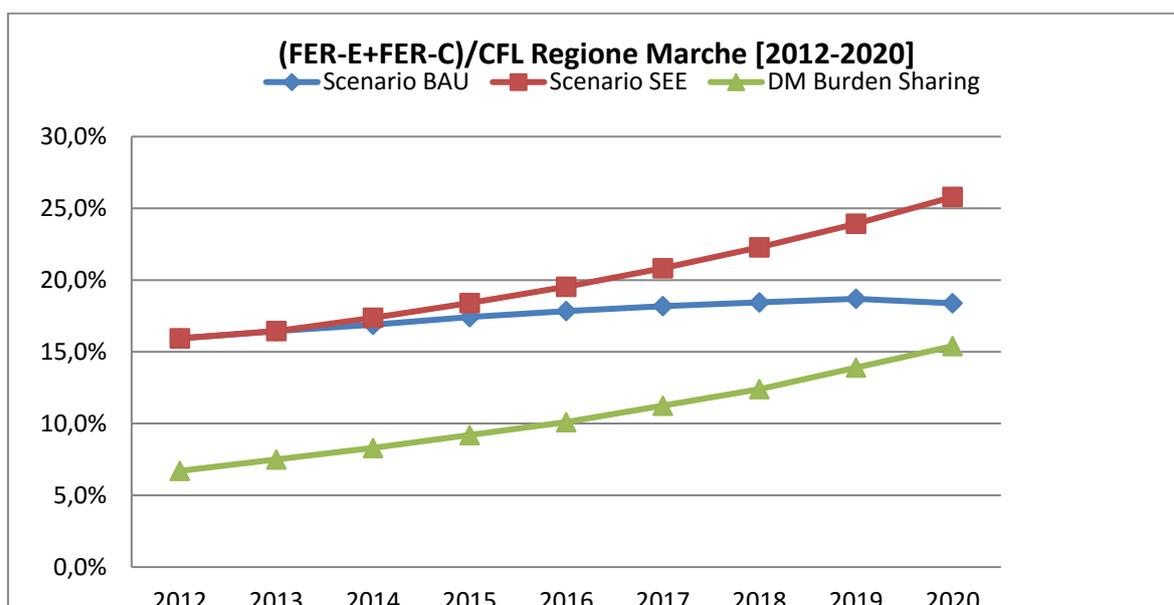


Figura 49: andamento del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL nelle Marche nei diversi scenari

L'analisi della tabella 79 e della Figura 47 ci evidenzia che l'obiettivo minimo del 15,4% assegnato alla Regione Marche dal Decreto "Burden Sharing" è già stato raggiunto nel 2012²³³.

²²⁷ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²²⁸ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²²⁹ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4

²³⁰ [ktep], migliaia di tep, tonnellate equivalenti di petrolio (1 tep è pari a 41,87 GJ, o 11,63 MWh)

²³¹ FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite al § 2.2.4

²³² FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite al § 2.2.4 – Il valore è comprensivo delle FER di Calore Derivato così come riportato dalla metodologia del D.M. 11 maggio 2015.

²³³ Dati a consuntivo forniti dal GSE in applicazione della metodologia del Decreto dell'11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico (art. 6, comma 4 per la verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati dal DM 15/3/2012 "Burden Sharing").

Lo scenario BAU (ovvero lo scenario che prevede il rimanere alterato delle politiche energetiche allo stato attuale) consentirebbe alla Regione Marche di portare la quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi al 2020 al **18,4%** (la quota è raggiungibile grazie all'incremento delle FER nonostante un aumento contemporaneo dei consumi).

Nello scenario di efficienza energetica SEE²³⁴, invece, l'adozione di politiche mirate al risparmio e all'efficienza energetica e allo sviluppo delle rinnovabili permetterebbero alla Regione Marche di allinearsi agli obiettivi della Strategia UE 20.20.20 anche in termini di riduzione dei consumi di energia, arrivando al 2020 a conseguire i seguenti obiettivi:

- Portare la quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi al **25,8%** (+10,4 punti percentuali rispetto all'obiettivo minimo assegnato dal Burden Sharing);
- ridurre i consumi di energia del **20%** rispetto allo scenario BAU.

Nello scenario SEE l'incremento del rapporto è dato sia dall'aumento delle FER (+67 ktep) che dalla riduzione dei consumi (- 589 ktep) rispetto allo scenario BAU. Le linee strategiche da adottare per implementare lo scenario virtuoso vengono illustrate nel seguente Capitolo 6, mentre nel Capitolo 7 vengono individuate le specifiche azioni e le linee di intervento da mettere in atto.

Per quanto riguarda l'aspetto dei consumi è necessario evidenziare che mantenendo le azioni già messe in atto, è prevedibile di poter contenere i CFL al 2020 comunque all'interno dello scenario tracciato dal Burden Sharing. Le previsioni elaborate tengono innanzitutto conto dei molti interventi attivati, e quindi per mantenere il percorso di tali scenari tutte le politiche in atto devono essere proseguite.

Questo Piano presenta però anche uno scenario nel quale le azioni di contenimento dei consumi rappresentano una scelta politica strategica di grande rilevanza. La riduzione del 20% dei consumi di energia, prevista nello scenario SEE²³⁵ rispetto allo scenario BAU²³⁶, richiede alla Regione di dedicare gran parte dell'impegno e delle risorse all'efficienza energetica.

Si tratta di un obiettivo di grande ambizione ma anche di grande peso perché dimostra la volontà di sostenere la riconversione del sistema energetico marchigiano attraverso le azioni che hanno il minore impatto ambientale e sono più accettate socialmente ma che richiedono una maggiore capacità di "governance".

Per concludere si sottolinea che il sistema del Burden Sharing impone di svolgere valutazioni su un quadro di insieme e non consente più di affrontare singole parti in forma autonoma rispetto al complesso, pertanto il monitoraggio e la continua revisione degli scenari e degli obiettivi sono un'attività essenziale per rendere efficace il presente Piano.

²³⁴ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²³⁵ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²³⁶ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

6 STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE AL 2020 E LINEE GUIDA AL 2030

La strategia energetica che le Marche sono chiamate ad adottare non può prescindere dalle opportunità offerte dal recente processo di riconversione ecologica dell'economia in chiave *green* e dalla sempre più forte necessità di innovazione del tessuto manifatturiero e produttivo regionale e più in generale del "sistema Marche". Le Marche sono chiamate a competere in un contesto sempre più globale in cui qualità e sostenibilità sono aspetti che hanno dimostrato di poter fare la differenza. Una strategia che dunque deve coniugare in maniera "intelligente" il perseguimento degli obiettivi di crescita economica con quelli di sostenibilità ambientale e più in particolare con gli obiettivi di contrasto del fenomeno dei cambiamenti climatici e quindi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Sulla base delle considerazioni relative al contesto, svolte qui di seguito, vengono analizzate e definite le linee strategiche regionali al 2020.

Al fine, poi, di delineare un percorso fin da ora condiviso per le strategie energetiche regionali sul medio-lungo periodo vengono definite le linee guida della politica energetica regionale al 2030 (§ 6.6); ciò al fine di indirizzare la pianificazione in un contesto che si ritiene virtuoso e che consentirà il rispetto degli obiettivi che l'Unione Europea ha già portato al 2030 (§ 2.1.3).

6.1 Contesto

Gli assi costitutivi del PEAR2005 erano²³⁷:

- ✓ **risparmio energetico** tramite un vasto sistema di azioni diffuse sul territorio e nei diversi settori del consumo, soprattutto nel terziario e nel residenziale. Strumenti attivabili: campagne di sensibilizzazione ed informazione; programmi di incentivazione agili e significativi caratterizzati da semplicità burocratica, nonché da sistematicità e continuità degli interventi;
- ✓ **impiego delle energie rinnovabili** con particolare riferimento all'energia eolica ed alle biomasse di origine agro-forestale anche per la produzione di biocarburanti. Per quanto riguarda l'energia solare il suo ruolo strategico verrà sottolineato rendendone sistematico lo sfruttamento in edilizia;
- ✓ **eco-efficienza energetica** con particolare riferimento ai sistemi distrettuali delle imprese, ad una forte e diffusa azione di innovazione tecnologica e gestionale, alla produzione distribuita di energia elettrica e di energia termica presso consistenti bacini di utenza localizzati in numerose valli marchigiane e lungo la fascia costiera.

I tre assi rimangono, in generale, lo scheletro su cui viene rimodellata la Strategia Energetica Regionale al 2020, visto anche che essi costituiscono le basi su cui la Regione Marche costruisce il proprio percorso di adeguamento agli obblighi imposti dal Decreto Burden Sharing.

Va però rivista la definizione dei tre assi (risparmio energetico, impiego delle energie rinnovabili, eco-efficienza energetica) per renderla congruente col contesto generale, mutato in maniera considerevole soprattutto in virtù degli aspetti sotto elencati:

- ✓ la crisi economica globale e quella regionale, insieme alla importante influenza che esse hanno avuto sul bilancio energetico regionale;
- ✓ i progressi e gli avanzamenti tecnologici avvenuti negli ultimi anni, in modo particolare per quanto riguarda le tecnologie di sfruttamento delle energie rinnovabili ma anche per quanto riguarda le tecnologie di conversione, trasporto ed accumulo dell'energia;

²³⁷ Paragrafo 1.2 "Contenuti ed obiettivi del PEAR" del "Sommaro del PEAR 2005"

- ✓ lo sviluppo tumultuoso delle energie rinnovabili, trainato in particolare dal conto energia per il fotovoltaico;
- ✓ la normativa europea e nazionale entrata in vigore nel frattempo, in particolare:
 - il D.M. 15 marzo 2012, del Burden Sharing;
 - la Strategia Energetica Nazionale (SEN)²³⁸, approvata con Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013²³⁹;
 - i nuovi incentivi nazionali riguardo le fonti di energia rinnovabile termica ed elettrica e l'efficienza energetica;
- ✓ la scarsa accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche e di alcune fonti rinnovabili che deve essere per forza recepita ed approfondita per trovare soluzioni che coniughino, nei limiti del possibile, gli interessi della collettività tutta con le legittime esigenze ed i legittimi interessi di coloro che si trovano a vivere ed operare in prossimità delle installazioni energetiche;
- ✓ la questione dei biocarburanti, sollevata a livello Comunitario per via della presunta scarsa sostenibilità di:
 - processi che in larga parte utilizzano colture ad elevato impatto ambientale e che sottraggono terreni fertili all'agricoltura a scopi alimentari (es. mais),
 - processi che utilizzano colture per le quali sono state distrutte amplissime porzioni di foresta pluviale (es. palma da olio nel sud-est asiatico).

Per questi motivi la produzione dei biocarburanti ricade nell'orizzonte energetico globale e quindi esce dai temi di esclusiva pertinenza della pianificazione regionale, ma per la quale si ritiene comunque utile fornire alcuni indirizzi, in quanto, tale politica contribuisce comunque alla riduzione dei consumi, in particolare, del settore trasporti:

- nel territorio marchigiano esistono consolidate realtà del settore della raffinazione petrolifera (API Falconara) che hanno il potenziale tecnologico e l'esperienza professionale per guardare con interesse ad una serie di azioni legate alla produzione di biocarburanti. Le stesse realtà potrebbero pagare un peso eccessivo in termini economici, con i conseguenti risvolti su occupazione diretta e indotta, se la situazione di crisi economica, in cui già si trova il settore, dovesse peggiorare;
- le suddette realtà vanno coinvolte, oltre che in azioni di sostegno nella ricerca di biocarburanti, in azioni di parziale riconversione della produzione proprio a sostegno di una filiera regionale dei biocarburanti, filiera che potrebbe partire, sul modello di riconversione della raffineria di porto Marghera, da accordi territoriali regionali ed extraregionali basati sulla raccolta ed il recupero di oli esausti e grassi animali ed in generale esteri metilici di grassi vegetali e animali ed il loro utilizzo per produrre biocarburanti;
- Il biometano è una risorsa molto interessante; negli ultimi anni il quadro normativo per regolamentarne l'uso è stato completato e nonostante alcune problematiche persistenti che sono in via di risoluzione, rappresenta, anche per la regione Marche, una importante risorsa energetica rinnovabile che potrà essere immessa in rete per usi civili e produttivi o utilizzata come biocarburante.

²³⁸reperibile su:

http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf

²³⁹ Decreto Interministeriale MISE-MATTM dell'8 marzo 2013, reperibile su:

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/decreto-8marzo2013-sen.pdf>

6.2 Risparmio ed Efficienza energetica

Più volte il Risparmio e l'Efficienza energetica sono stati indicati come i settori strategici su cui si incentrerà l'azione della Regione Marche nell'ambito dell'obiettivo Burden Sharing. Di più, lo Scenario Efficienza Energetica SEE²⁴⁰ è stato individuato ponendo l'ambizioso obiettivo di raggiungere un risparmio del 20% rispetto allo scenario di base BAU²⁴¹ ad indicare come la pianificazione energetica regionale si fondi principalmente sull'incremento del risparmio e sul miglioramento dell'efficienza in tutti i processi che coinvolgono gli usi finali dell'energia.

Il comparto prioritario di intervento è quello dei consumi in edilizia; qui si darà priorità agli interventi volti all'efficientamento energetico degli edifici più energivori e della pubblica illuminazione. In particolare, verranno attivate politiche volte a privilegiare le ristrutturazioni rispetto alle nuove edificazioni, attraverso interventi che abbiano lo scopo di incrementare lo standard di efficienza richiesto agli edifici ristrutturati, portandolo il più possibile vicino alle nuove edificazioni. Si partirà dagli edifici pubblici e dai grandi condomini. Tra le azioni prioritarie per tale settore riportate nel Capitolo 7 vi sono l'obbligo:

- ✓ della classe A3 in caso di ristrutturazione di primo livello;
- ✓ del passaggio di due classi in caso di ristrutturazione di secondo livello;
- ✓ di realizzare edifici ad energia quasi zero (NZEB) nel caso di ristrutturazione rilevante ai sensi del D.lgs 28/2012.
- ✓ di attuare i requisiti minimi "di edificio ad energia quasi zero" prima dei tempi stabiliti dai Decreti attuativi della Direttiva 2010/31/UE nel caso di realizzazione di nuovi edifici pubblici e privati.

Verrà, inoltre, sostenuta la massima diffusione del modello di edilizia avanzata, creato nella Regione Marche con l'approvazione della certificazione energetico-ambientale (Protocollo ITACA), rendendolo obbligatorio per gli edifici pubblici e favorendo la sua applicazione nel settore privato. Sarebbe opportuno che il processo di ricostruzione che verrà avviato a seguito degli eventi sismici verificatisi nella nostra regione nell'ultimo semestre dell'anno 2016 abbia come riferimento il modello di riqualificazione energetica individuato dal presente Piano.

Per quanto riguarda l'**illuminazione** la Regione punta a raggiungere entro il 2020 l'efficientamento dell'intero sistema pubblico di illuminazione in chiave smart grid e smart city, promuovendo i sistemi a basso voltaggio e individuando anche le sinergie possibili con il Piano Banda Ultra Larga. Il settore, anche se responsabile di una quota non superiore al 10% dei consumi elettrici regionali, risulta essere quello con i migliori tempi di ritorno degli investimenti, quello con le tecnologie più sperimentate ed efficienti e soprattutto con dei margini di intervento elevati, in grado di ridurre anche i costi di gestione, non esclusivamente derivanti dai consumi, dato che un peso non indifferente è legato ai costi di manutenzione e di impegno di potenza.

Per i settori trasporti, agricolo e industriale occorre considerare che l'intensità energetica è andata diminuendo nell'ultimo decennio, seppure nel complesso la diminuzione dei consumi è da attribuire più alla crisi che ha investito le produzioni che non ad interventi di efficientamento. Il perseguimento degli obiettivi di risparmio individuati dal presente Piano richiede, pertanto, di potenziare gli interventi **di efficientamento energetico dei processi produttivi e delle reti** (reti elettriche, reti della mobilità elettrica etc.) con azioni di accompagnamento alle imprese volte a sostenere, in primis, la riqualificazione tecnologica e l'innovazione in ambito energetico. Sotto questi aspetti, un contributo di rilievo verrà fornito dai fondi strutturali 2014/2020, dal sistema dei certificati bianchi e dalla capacità della Regione di individuare strumenti incentivanti (addizionali e cumulabili a quelli statali) di natura sia normativa, fiscale che finanziaria.

²⁴⁰ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²⁴¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

6.3 Diversificazione equilibrata delle fonti di energia

L'incremento dello sfruttamento diversificato e sostenibile delle fonti di energia rinnovabile, costituisce il secondo pilastro della politica energetica regionale.

La sostenibilità di tale modello strategico si fonda sui seguenti principi:

- ✓ **sostituzione dei combustibili fossili:** un impianto alimentato da fonti rinnovabili va incentivato a livello regionale se sostituisce l'utilizzo dei combustibili fossili;
- ✓ **autoconsumo e autoproduzione:** un impianto alimentato da fonti rinnovabili va incentivato prioritariamente a livello regionale se correttamente dimensionato ai fabbisogni energetici dell'utilizzatore o degli utilizzatori in caso di contratti di rete (reti di teleriscaldamento – SEU ecc) in coerenza con i principi sanciti dal Parlamento europeo²⁴²;
- ✓ **recupero e valorizzazione di materia di scarto e residuale:** un impianto alimentato da fonti rinnovabili va incentivato a livello regionale se alimentato in prevalenza da materiali residuali e di scarto prodotti dal ciclo produttivo dell'impresa o da imprese associate, nel rispetto dei principi dell'economia circolare²⁴³ e del Piano di settore per le bioenergie²⁴⁴.

Quindi, la produzione di biomasse a destinazione energetica deve guardare prioritariamente al recupero e alla valorizzazione degli scarti e residui colturali, zootecnici e della lavorazione dei prodotti agroalimentari.

La strategia di sviluppo delle energie rinnovabili punta maggiormente allo sviluppo dell'energia termica (FER C) rispetto allo sviluppo delle energia elettrica (FER E), considerato che la produzione di energia termica ha un potenziale fino ad ora inespresso soprattutto per quanto riguarda il solare termico, il biometano e le biomasse in termini di recupero energetico degli scarti e dei residui di lavorazione, settori quest'ultimi poco incentivati. Mentre sulla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sussistono maggiori limitazioni, riconducibili in gran parte ai vincoli ambientali e paesaggistici e ad una strategia più fortemente influenzata da variabili esogene come la politica di incentivazione nazionale.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili termiche (FER-C). Lo sviluppo diffuso sul territorio delle biomasse e delle pompe di calore nel settore civile, così come certificato dal GSE per l'anno iniziale, permette di raggiungere l'obiettivo prefissato con un profilo di crescita del tutto compatibile con le tendenze attuali nei confronti delle diverse tecnologie disponibili.

Nello scenario di efficienza energetica di tale settore la produzione di energia termica da biomasse è lasciata inalterata rispetto all'anno iniziale, in quanto la strategia punta a sostituire l'utilizzo della biomassa proveniente da fuori regione con la biomassa locale sostenendo la filiera corta foresta-legno-energia. Una filiera che consenta di mettere in rete le proprietà pubbliche, le proprietà collettive di uso civico, le significative proprietà private, le cooperative forestali, gli enti locali e gli utenti finali, garantendo, al contempo, una gestione sostenibile del patrimonio forestale e la minimizzazione degli impatti ambientali degli impianti. Una filiera che dovrà essere particolarmente sostenuta, in area montana, è quella tra pubblico e privato in cui il calore prodotto da impianti alimentati da biomassa locale venga utilizzato per il riscaldamento delle strutture pubbliche significativamente energivore (uffici comunali, palestre, piscine etc.).

Per ciò che attiene l'utilizzo del solare termico e delle pompe di calore, la crescita si ottiene attribuendo a queste tecnologie priorità nell'ambito degli interventi di efficientamento energetico degli edifici.

²⁴²Risoluzione del Parlamento europeo del 23 giugno 2016 sui progressi compiuti nel campo delle energie rinnovabili (2016/2041(UNI);

²⁴³COM (2015) 614 Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare;

²⁴⁴Proposto dal Ministero delle Politiche Agricole e approvato dalla Conferenza Permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano il 5 agosto 2014.

Un ulteriore contributo allo sviluppo delle FER-C avviene dalla realizzazione di piccoli impianti nelle industrie che hanno residui di lavorazione adatti alla combustione (es. settore lavorazione del legno e agroindustria) e nelle aziende agricole per il riscaldamento delle serre, locali e processi, oltreché dalla produzione di biometano ottenuto da biogas derivante da digestione anaerobica di prodotti biologici, sottoprodotti e dalla frazione organica di rifiuti da raccolta differenziata (FORSU), verde e fanghi di qualità.

In particolare i settori pubblici che si occupano della gestione dei rifiuti organici e della depurazione delle acque, il settore dell'agricoltura e della pesca hanno tutte le potenzialità per diventare i settori di punta per lo sviluppo della produzione di biometano.

A tal fine, occorre sostenere la penetrazione in tali settori della ricerca e dell'innovazione con progetti specifici che puntino, in particolare nel settore pesca e nel settore agricoltura, anche al coinvolgimento dei porti, della cantieristica nautica e delle imprese che producono macchine agricole sul territorio marchigiano.

Per le motivazioni richiamate nella premessa del presente paragrafo la strategia di sviluppo delle FER E si basa in prevalenza sullo sviluppo della fonte fotovoltaica e sulle biomasse.

In merito alla **fonte fotovoltaica**, c'è da osservare che lo scenario di efficienza energetica parte dal presupposto che l'installazione di impianti fotovoltaici continui, seppure a ritmi meno sostenuti di quelli degli anni passati. In particolare, tale crescita è possibile grazie anche a contributi regionali e/o locali in conto capitale/interesse, nel rispetto delle regole della "cumulabilità" e/o norme cogenti volte a favorire l'installazione del fotovoltaico integrato agli edifici (con priorità per gli edifici del settore industriale e terziario) anche in sostituzione delle coperture in amianto e con sistema di accumulo, a copertura dei parcheggi e delle aree di ricarica dei veicoli elettrici e lungo le strade (pensiline fotovoltaiche e barriere fonoassorbenti fotovoltaiche).

Per le fonti rinnovabili elettriche (FER-E) biomasse, invece, al fine di poter effettivamente percorrere la strada indicata nello scenario SEE si dovrà puntare:

- ✓ sullo sviluppo di impianti di pirogassificazione e a biogas a servizio dell'attività agricola e dell'attività agroindustriale;
- ✓ sulla chiarezza, la certezza e la semplificazione del quadro regolamentare. Occorrerà, pertanto intervenire normativamente, per ottimizzare le procedure autorizzative, garantire il coinvolgimento delle comunità locali e tutelare l'ambiente e la salute e quindi fornire indirizzi per una corretta realizzazione e gestione degli impianti e per una minimizzazione degli impatti negativi (ambientali e sanitari) potenzialmente correlati;
- ✓ su una incentivazione regionale compatibile con le regole di sostenibilità sopra individuate e di cumulabilità con gli incentivi nazionali.

Ulteriori strumenti per lo sviluppo delle FER E sono individuati nel sostegno alle nuove tecnologie e alla diffusione dei SEU Sistemi efficienti di Utenza (sistemi che mettono gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile al servizio diretto di utenze elettriche, senza passare per la rete esterna favorendo così l'autoconsumo o la eventuale vendita diretta dell'energia). I SEU hanno, infatti, il vantaggio di mettere in comunicazione diretta produttore e consumatore, operatori dell'energia con medie e grandi utenze consumatrici di energia (aeroporti, stazioni, porti, grandi, medie e piccole imprese) e di ridurre notevolmente il costo dell'energia per il consumatore che non paga gli oneri di trasmissione e distribuzione, né gli oneri generali di sistema.

In questo contesto, non possiamo comunque nascondere, che i combustibili fossili (il gas in particolare e i carburanti liquidi) continueranno a giocare un ruolo estremamente importante, accresciuto dall'impatto che essi generano in termini occupazionali e ambientali anche in ambito regionale. Ma come evidenziato nel paragrafo 2.1 tali temi vanno inquadrati almeno nel panorama nazionale (alcuni, addirittura, nell'ampio e incerto panorama internazionale condizionato dalla volatilità dei prezzi del petrolio e, nello specifico, dall'attuale congiuntura di prezzi particolarmente bassi). Il perseguimento degli **obiettivi fissati dalla Strategia nazionale in materia di idrocarburi e**

i **relativi sviluppi infrastrutturali** (metanodotti, stoccaggi, raffinazione etc.) sono materie di competenza prevalentemente statale avendo la Regione al momento un potere d'intervento limitato e comunque non vincolante. La realizzazione o meno di tali infrastrutture non concorre, inoltre, al perseguimento degli obiettivi *burden sharing*.

Per tali motivazioni il presente Piano non individua né obiettivi né strategie riguardo le fonti fossili.

6.4 Produzione di energia elettrica e generazione distribuita in autoconsumo

La produzione di energia elettrica distribuita in autoconsumo costituisce il terzo pilastro del PEAR 2020.

Tra gli aspetti caratterizzanti del PEAR 2005, riguardo la "Capacità di generazione di energia elettrica"²⁴⁵ si perseguiva un importante obiettivo:

C1. La tendenza verso il raggiungimento del pareggio tra domanda ed offerta nel comparto elettrico è giudicato nel PEAR obiettivo strategico di medio periodo. Per il conseguimento di questo obiettivo strategico non si pongono vincoli temporali in ragione di una situazione nazionale in forte e dinamica evoluzione dagli esiti a tutt'oggi incerti. Si individuano invece nella **generazione distribuita e nella cogenerazione** le tecnologie con le quali raggiungere:

- il sostanziale pareggio di bilancio ed al tempo stesso conseguire anche:
- l'efficiente utilizzo della fonte fossile,
- la riduzione delle emissioni di gas climalteranti,
- la possibilità di prezzi dell'energia competitivi per il sistema produttivo,
- una minore dipendenza dalla rete di trasmissione,
- una maggiore garanzia di affidabilità del servizio.

Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le **installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali)** ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per **centrali di cogenerazione di Distretto**. L'obiettivo è quello di ricalcare con l'energia il modello dei **Distretti industriali** già sperimentato con successo nella regione, una sorta di "**modello marchigiano per l'energia**" nel quale gli imprenditori, insieme ad istituzioni ed Enti Locali, giochino un ruolo di produttori di energia oltre che di consumatori.

Questo scenario si basava sulla presenza delle due centrali a ciclo combinato di Jesi (Jesi Energia) e Falconara (Raffineria API-IGCC) che erano in grado di coprire, almeno in prima approssimazione, circa la metà del fabbisogno regionale.

Dal 2005 ad oggi lo scenario si è arricchito, soprattutto per via della:

- ✓ costruzione e messa in esercizio sul territorio nazionale di una grande quantità di centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale, conseguente alla Legge 55/2002²⁴⁶ cosiddetta "sblocca centrali", con il raggiungimento a livello nazionale di una sovraccapacità di produzione elettrica che la SEN registra al paragrafo 4.4 laddove riporta che la "*rapida crescita di capacità produttiva CCGT e rinnovabile (in particolare solare) e la contemporanea frenata dei consumi di energia elettrica hanno portato ad una situazione di forte sovraccapacità rispetto alle necessità di copertura: il margine di adeguatezza nazionale*

²⁴⁵ Punto C) del Capitolo 2 del "Sommaro del PEAR 2005"

²⁴⁶ Legge 9 aprile 2002 n. 55 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", pubblicata sulla G.U. n. 84 del 10 aprile 2002

mostra chiaramente una situazione di ampia disponibilità di capacità con riferimento all'anno 2012 – quantomeno per quanto riguarda il Continente”²⁴⁷. La sovraccapacità viene messa ben in evidenza dal confronto tra capacità di generazione e fabbisogno di potenza nel documento “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”²⁴⁸ redatto da Terna ed aggiornato al momento all’anno 2011. La potenza efficiente lorda, cioè la capacità produttiva installata in Italia, risulta superiore a 120'000 MW. Mentre la curva di durata della potenza oraria richiesta in Italia, sempre nel 2011, mostra che la potenza massima richiesta è pari a 56 GW. Lo sbilancio tra capacità produttiva (120 GW) e potenza massima richiesta (56 GW) è talmente evidente da lasciare pochi dubbi interpretativi, considerando che la sovraccapacità considerata ottimale in un sistema equilibrato non supera il 20% e anche al di là dei distinguo sulla reale capacità produttiva delle diverse fonti rinnovabili e della capacità produttiva da dismettere perché disponibile su impianti manifestamente obsoleti.

- ✓ strenua opposizione sul territorio alla costruzione di qualsiasi centrale di taglia medio-grande (si vedano i casi di San Severino Marche, Corinaldo, nuova centrale da 580 MW presso la raffineria di Falconara)²⁴⁹;
- ✓ consapevolezza che il costo dell’energia elettrica per le famiglie e le imprese del territorio regionale non dipende in alcun modo dalla presenza sul territorio regionale di una capacità generativa pari al consumo, così come dimostrato dalle ricerche di Confartigianato²⁵⁰;
- ✓ progressiva riduzione della operatività della centrale a ciclo combinato di Jesi Energia, a seguito della riduzione della domanda sul mercato e anche della cessazione di attività del sito produttivo Sadam a cui la centrale cedeva parte del calore di scarto. La prospettiva nel breve periodo è quella di una cessazione completa dell’attività;
- ✓ trasformazione a gas naturale della centrale a ciclo combinato di Falconara. La sostituzione con gas naturale del syngas proveniente dal processo di raffineria sgancia di fatto l’attività della centrale da quella della raffineria stessa e la rende capace di produrre autonomamente in base alle richieste del mercato.

6.4.1 Raggiungimento del pareggio tra produzione e consumi di energia elettrica

I fattori descritti al paragrafo precedente rendono sorpassato, quanto meno nel medio periodo, il dibattito sul fatto che la Regione Marche debba raggiungere la parità di bilancio tra produzione e consumo di energia elettrica a breve termine attraverso la costruzione di una o due centrali medio-grandi. Tale dibattito ha infiammato la cronaca regionale negli anni tra il 2006 e il 2010, sostenuta soprattutto dalla considerazione che la parità elettrica garantisca prezzi migliori a famiglie e imprese del territorio.

Una volta dimostrato che non esiste alcun collegamento diretto tra tali parametri, le decisioni prese dal Governo regionale in merito all’intesa da concedere (Legge 55/2002²⁵¹) affinché il MISE

²⁴⁷ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 87

²⁴⁸ fonte: Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2011, Terna SpA, pag 33, reperibile su: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bh7uq4lGmE8%3d&tabid=418&mid=2501>

²⁴⁹ In realtà l’opposizione del territorio si è manifestata non solo nei riguardi delle centrali medio-grandi, ma nei riguardi di pressoché ogni installazione energetica. L’opposizione alle centrali medio-grandi è stata però univoca e condivisa ad ogni livello, non generando i distinguo che invece hanno caratterizzato l’opposizione agli impianti di piccola taglia, soprattutto ad energia rinnovabile, di cui si parlerà nel seguito.

²⁵⁰ Si veda il comunicato stampa di Confartigianato del 25 agosto 2012, dal titolo “Rilevazione di Confartigianato sul caro-energia per le imprese”, reperibile su <http://www.confartigianato.it/SalaStampa.asp?SalaStampa=1>. Il costo dell’energia per le imprese marchigiane risulta tra i più bassi fra le varie regioni italiane.

²⁵¹ Legge 9 aprile 2002 n. 55 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale”, pubblicata sulla G.U. n. 84 del 10 aprile 2002

autorizzasse la costruzione delle centrali sono state negative, sulla base delle linee guida dettate dal PEAR2005.

Le linee guida del PEAR2005 vengono qui ribadite, e ad esse si aggiunge la manifesta evidenza che il sistema elettrico nazionale, con l'enorme sovraccapacità rappresentata più sopra, difficilmente sopporterebbe l'aggiunta di nuove centrali di taglia medio-grande.

La ovvia considerazione che le Marche non sono un'isola nell'oceano ma un territorio circondato ed interconnesso con altri territori che hanno visto la propria capacità produttiva crescere enormemente negli ultimi anni è ben rappresentata dai dati e dalle figure del documento "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia"²⁵² di Terna.

La stessa SEN non menziona la necessità di installare nuova capacità produttiva sul territorio nazionale²⁵³; piuttosto, al fine di incrementare l'efficienza del sistema elettrico, concentra la propria attenzione sull'efficientamento della rete di trasmissione di cui si parlerà nel paragrafo 6.5.1.

In definitiva, il raggiungimento del pareggio tra produzione e consumo di energia elettrica non costituisce un obiettivo della pianificazione energetica della Regione Marche nell'orizzonte temporale al 2020. Attraverso l'attuazione delle strategie individuate dal Piano verranno, comunque, attivate tutte quelle misure volte a sostenere la tendenza verso il pareggio elettrico, ammesso che ciò si realizzi attraverso lo sfruttamento delle energie rinnovabili, l'uso di tecnologie energetiche caratterizzate da evidenti caratteristiche di efficienza come la cogenerazione e l'applicazione di un modello di sviluppo energetico decentrato, flessibile ed integrato che si fondi sull'autoproduzione e l'autoconsumo. (cfr. § 6.4.2).

In altri termini, nell'orizzonte temporale di questo piano, cioè il 2020, non si intravede alcuna necessità di costruire nuove centrali medio-grandi (di taglia superiore a 100 MW circa) nel territorio marchigiano.

Rimane invece aperta la finestra per centrali di taglia piccola (al massimo dell'ordine di qualche decina di MW e fino a un massimo di circa 100 MW) che possano rispondere ad esigenze ben definite e documentate di specifici territori e/o distretti produttivi e/o comunità, in particolare se queste centrali adottino la tecnologia della cogenerazione e siano alimentate prioritariamente a biometano.

Da un'analisi approfondita delle esigenze e delle potenzialità dei territori, con particolare attenzione alle aree rurali e montane (principalmente per questioni legate alla possibilità di sfruttare anche l'energia termica prodotta nel processo di cogenerazione), **si può individuare la strada per ricorrere ad un sistema energetico "ad alta efficienza", alimentato da FER, capace di soddisfare la domanda di energia elettrica della comunità locale e di migliorare la competitività delle imprese esistenti o di creare le condizioni per una reindustrializzazione sostenibile di quelle aree regionali in cui la crisi economica ha maggiormente pesato.** D'altronde la mancanza di opportunità di lavoro qualificato e la carenza di infrastrutture energetiche capaci di sostenere lo sviluppo di imprese sostenibili ed innovative, sono due aspetti che non aiutano a porre un freno all'abbandono del territorio da parte delle nuove generazioni, che sempre più spesso sono invece attratte da lavori *green* ed *hi-tech*. Un approccio simile, oltre a consentire un'opportunità in termini di riqualificazione di impianti esistenti alimentati da fonti fossili, può portare al contrasto di alcuni fenomeni preoccupanti derivanti dall'abbandono del territorio e quindi della sua gestione e manutenzione. Contestualmente ciò può portare a migliorare la qualità della vita dei cittadini, riducendo gli impatti ambientali, proprio attraverso la diffusione di sistemi energetici efficienti ed "intelligenti", offrendo un contrasto agli effetti della profonda crisi economica ed ecologica provocata da un'economia ad alta emissione di carbonio (*brown economy*).

²⁵²fonte: Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2011, Terna SpA, pag 60, reperibile su: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bh7uq4lGmE8%3d&tabid=418&mid=2501>

²⁵³ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 "Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico", pag. 87

In tale ambito un ruolo di primo piano dovrà essere svolto dalle Amministrazioni Locali (cfr. § 6.4.2 e 7).

6.4.2 Generazione distribuita

La crisi economica e la contestuale desertificazione produttiva di molte aree della regione, abbinata ad una normativa nazionale sugli incentivi sulle FER che non ha permesso uno sviluppo omogeneo e organico della produzione di energia sul territorio regionale hanno prodotto una serie di squilibri e incongruenze rendendo di fatto non applicabile il modello di generazione distribuita fondato sulla cogenerazione di piccola taglia affermato dal PEAR 2005. Al fine di comprenderne i limiti oggettivi di applicabilità e rintracciarne i possibili correttivi ne vengono esaminate di seguito le principali criticità.

✓ **Fattibilità della cogenerazione**

In termini concettuali la generazione contemporanea di energia elettrica e termica è quella che consente di raggiungere le migliori efficienze dal punto di vista della termodinamica. La sua scelta è quindi da sostenere tutte le volte che si vogliono prediligere gli aspetti energetici ed ambientali.

L'aspetto economico è molto più critico, in quanto le soluzioni manifestamente vantaggiose dal punto di vista economico sono solo una frazione di quelle vantaggiose dal punto di vista energetico ed ambientale. In più, tali vantaggi sono palesi solo se l'utilizzo del calore avviene per tutto l'arco dell'anno e non solo per periodi ristretti. Questo limita grandemente le applicazioni della cogenerazione con teleriscaldamento.

Le applicazioni ottimali della cogenerazione sono dunque quelle relative ad ospedali, centri commerciali e centri direzionali con necessità continue di calore e/o freddo. Questo era già stato ampiamente messo in evidenza nel PEAR2005 ed in effetti il settore ospedaliero regionale si è velocemente adeguato, anche grazie alla disponibilità di fondi strutturali europei messi a disposizione dal Programma Operativo regionale. Più difficile risulta la penetrazione della tecnologia nei Centri commerciali e nei Centri direzionali, normalmente di proprietà privata, che guardano all'aspetto economico come parametro principale.

L'altro settore vantaggioso per l'applicazione della **cogenerazione è quello industriale**, nelle situazioni dove ci sia necessità contemporanea di elettricità, calore e freddo. Anche in questi casi la penetrazione della cogenerazione è più che soddisfacente.

Rimangono però tutta una serie di casi in cui la convenienza non è così evidente, soprattutto dal punto di vista economico. Nella gran parte di questi casi il passaggio alla cogenerazione non è stato effettuato, anche a causa della crisi economica. Non si è quindi raggiunta quella massa critica di iniziative che avrebbe permesso di classificare l'indirizzo dato dal PEAR2005 come raggiunto in maniera soddisfacente.

✓ **Centrali di cogenerazione di distretto**

Tra i pilastri costitutivi del PEAR2005, vi era la **eco-efficienza energetica, riferita "ai sistemi distrettuali delle imprese, ad una forte e diffusa azione di innovazione tecnologica e gestionale, alla produzione distribuita di energia elettrica ed energia termica presso consistenti bacini di utenza localizzati in numerose valli marchigiane e lungo la fascia costiera"**. All'interno di questa logica, il PEAR2005 considerava centrale il criterio della produzione distribuita e non concentrata di energia, giustificando tale scelta come *"funzionale alla valorizzazione di un aspetto peculiare della realtà marchigiana di cui il PEAR intende tener conto: i Distretti industriali. Molte delle iniziative proposte, in particolare quelle che impattano sul settore industriale, sono pertanto ritagliate su questa particolare forma organizzativa del tessuto produttivo. Si vuole così configurare un quadro che renda i Distretti una sorta di incubatori di interventi innovativi ad alta valenza energetico-*

*ambientale*²⁵⁴. L'idea si concretizzava nei criteri per la localizzazione e il dimensionamento degli impianti, i quali prevedevano che si puntasse "sugli impianti di taglia piccola per le installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali) e sugli impianti di taglia media (fino a qualche decina di MW) per **centrali di cogenerazione di Distretto**". L'obiettivo era quello di "ricalcare con l'energia il modello dei **Distretti industriali** già sperimentato con successo nella regione, una sorta di "**modello marchigiano per l'energia**" nel quale gli imprenditori, insieme ad istituzioni ed Enti Locali, giochino un ruolo di produttori di energia oltre che di consumatori"²⁵⁵. La generazione distribuita accoppiata al modello marchigiano dei Distretti produttivi aveva generato nel PEAR2005 l'idea della Centrale di distretto che, oltre a coprire il fabbisogno energetico dello stesso distretto nella logica che l'energia si produce laddove si consuma, doveva servire anche a permettere agli imprenditori del distretto l'opportunità di entrare nel mercato libero dell'energia in qualità di produttori oltre che di consumatori. Questa idea non ha avuto seguito e uno dei motivi, non marginale, è la crisi economica che ha colpito in maniera particolarmente pesante il tessuto produttivo manifatturiero marchigiano. La crisi del credito ha reso poi impensabile che chi non fosse già attore del comparto energetico potesse entrarvi da outsider. Rimaneva la possibilità che operatori del mercato energetico valutassero l'opzione. Ciò in effetti è accaduto con la proposta del 2006 di realizzare una centrale di cogenerazione a ciclo combinato da 80 MW nei pressi della Cartiera di Ascoli Piceno, la quale doveva essere la destinataria ultima del calore prodotto dalla centrale. Si trattava di un esempio che calzava perfettamente con l'idea di centrale di cogenerazione di Distretto ipotizzata nel PEAR2005, sia in termini di modalità operative che di dimensioni. Purtroppo l'inopinata chiusura della Cartiera di Ascoli, che privava la centrale della possibilità di utilizzare il calore prodotto ha reso non attuabile la proposta. In realtà la proposta è stata, comunque, mantenuta anche in assenza di un destinatario per il calore di scarto, e in effetti la centrale a ciclo combinato di ultima generazione, capace comunque di un elevato rendimento nella conversione dell'energia termica in energia elettrica, poteva avere un senso in termini di politica energetica del territorio anche in assenza di cogenerazione. Poteva coprire, infatti, la quota del fabbisogno della Provincia di Ascoli Piceno non prodotta in loco. Nella Provincia di Ascoli Piceno si trovano alcune importanti centrali idroelettriche e qualche impianto di cogenerazione al servizio delle aziende del territorio, ma questi impianti coprono solo una frazione del fabbisogno elettrico del territorio. Con l'aggiunta della centrale a ciclo combinato si sarebbe potuto chiudere il cerchio previsto dal PEAR2005, che puntava a produrre sul territorio una parte considerevole dell'energia che il territorio consuma. La proposta non ha avuto poi seguito, anche e soprattutto a causa dell'opposizione dell'opinione pubblica, dispiegatasi secondo le modalità descritte al paragrafo precedente.

✓ **Teleriscaldamento**

Una delle applicazioni più immediate della cogenerazione è quella che la vede collegata ad una rete di teleriscaldamento. Come descritto, con maggior dettaglio, al paragrafo 6.5.4 il problema è prettamente economico, in quanto nei climi temperati come quello marchigiano è assai difficile che il risparmio di energia ripaghi l'elevato investimento necessario per infrastrutturare i quartieri serviti dal teleriscaldamento.

✓ **Accettabilità sociale**

Un aspetto decisamente delicato del modello di "generazione distribuita" è la sua accettabilità sociale. Anche se questo modello è sempre stato un cavallo di battaglia per le associazioni ambientaliste, che lo hanno visto come strumento utile per abbattere l'impatto ambientale delle installazioni energetiche e necessario alla introduzione delle energie rinnovabili, quando si arriva vicini alla sua implementazione sorgono inaspettati ostacoli

²⁵⁴ Paragrafo 1.2 "Contenuti ed obiettivi del PEAR" del "Sommaro del PEAR2005"

²⁵⁵ Paragrafo 4.2 "Generazione di energia elettrica" del "Sommaro del PEAR2005"

per il rigetto della cittadinanza ad ospitare nelle vicinanze delle proprie abitazioni un qualsiasi impianto che si presenti come “centrale energetica”.

La scarsa accettabilità sociale ha penalizzato enormemente il modello di generazione distribuita inizialmente previsto. Dal 2005, infatti, all’incremento del numero degli impianti di produzione di energia si è affiancato il moltiplicarsi delle opposizioni e delle contestazioni.

Pur nelle oggettive difficoltà di applicazione diffusa, la “generazione distribuita” non può che rimanere uno dei pilastri concettuali su cui si baserà la strategia energetica al 2020. Il modello va però ridefinito al fine di garantire la massima diffusione sul territorio delle energie rinnovabili fondandolo **sui principi dell’autoproduzione e dell’autoconsumo**.

Un modello:

- ✓ **decentrato**, in quanto consente di produrre energia dove vi è la richiesta di consumo;
- ✓ **flessibile**, in quanto consente di utilizzare energia rinnovabile quando serve grazie ai sistemi di accumulo;
- ✓ **integrato**, in quanto consente di integrare le energie rinnovabili ai sistemi di distribuzione.

I consumatori di energia marchigiani (cittadini, istituzioni, imprese), in conformità ai principi sanciti a livello europeo, avranno l’opportunità, nel medio lungo periodo, di partecipare attivamente al mercato dell’energia, producendo e consumando autonomamente, stoccando e vendendo l’energia rinnovabile prodotta individualmente o attraverso una gestione collettiva.

L’adeguamento e la **modernizzazione della rete elettrica verso la “smart grid”** (meglio definita al paragrafo 6.5.3) renderà il modello di generazione distribuita più adatto per la produzione di energia elettrica e in particolare per la produzione da fonte rinnovabile. Al tempo stesso la rete elettrica dovrà necessariamente diventare smart grid o il modello di generazione distribuita non sarà realizzabile.

Per quanto riguarda la cogenerazione e il teleriscaldamento la criticità dovuta alla non-economicità degli impianti in assenza di incentivi è destinata a perdurare. Il cambio di tendenza può essere innescato solo dall’introduzione di robuste incentivazioni. Un passo in questa direzione è stato effettuato con l’implementazione in Italia del regime di sostegno specifico per la “Cogenerazione ad Alto Rendimento”²⁵⁶, e per l’alimentazione a biometano degli impianti di cogenerazione²⁵⁷. Tale tipologia di sostegno andrà affiancata da una specifica politica di incentivazione regionale volta a sostenere la cogenerazione prioritariamente nel settore industriale e terziario (Centri commerciali e Centri direzionali), la micro-cogenerazione in ambito domestico e la realizzazione di reti di teleriscaldamento in area montana.

In fine, considerato che la politica energetica al 2020 non può più prescindere dalla condivisione con le comunità locali, occorrerà:

- ✓ **sostenere una progettazione di qualità sotto il triplice aspetto tecnico, energetico e ambientale, e che preveda l’applicazione delle BAT (Best Available Techniques);**
- ✓ **effettuare prioritariamente interventi di sostituzione di impianti esistenti, sfruttando quindi il salto tecnologico e la riduzione delle emissioni, per aumentare non solo le prestazioni, ma anche l’accettabilità sociale;**
- ✓ **intervenire in quei territori dove concretamente l’intervento può portare benefici ambientali, occupazionali, vantaggi economici per la comunità e per le imprese esistenti.**
- ✓ **garantire un’informazione della cittadinanza seria e tecnicamente affidabile; In questo senso potrebbe essere utile la nascita di un tavolo istituzionale specifico supportato da un comitato tecnico-scientifico.**

²⁵⁶ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 “Definizione del nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad alto rendimento”.

²⁵⁷ DM 5 dicembre 2013.

- ✓ **condividere, in ottica Burden Sharing, con le Amministrazioni Locali**, gli obiettivi e delle linee d'azione del presente Piano. Ciò potrà realizzarsi attraverso il sostegno ad una Pianificazione energetica Locale partecipata (cfr. cap. 7), secondo uno schema che verrà individuato attraverso la selezione delle migliori pratiche. Le migliori pratiche saranno selezionate considerando tra i criteri prioritari la presenza di una buona analisi del contesto energetico locale, l'adozione di sistemi di contabilizzazione energetica, oltre che l'efficacia degli interventi pianificati. Attraverso tali strumenti la Regione potrà realizzare una mappa aggiornata delle aree energivore e/o necessarie di interventi, tenendo conto anche dei possibili vantaggi derivanti dalla sostituzione tecnologica di impianti di produzione energetici alimentati a combustibili fossili vetusti o di cui ne è prevista la dismissione, arrivando quindi ad evidenziare quei territori in cui risulta conveniente intervenire.

Per concludere, l'analisi critica del modello di generazione elettrica proposto dal PEAR2005 mantiene valida, pur in un contesto di generale difficoltà, la scelta della generazione distribuita e della cogenerazione di taglia adeguata al fabbisogno nell'ottica di garantire la massima sostenibilità degli impianti e favorire l'autoconsumo di energia. Non risulta, invece, al momento riproponibile l'idea delle centrali di Distretto, condizionata, oltre che dalle specifiche difficoltà relative alle installazioni energetiche, anche dalla necessaria revisione del concetto stesso di Distretto produttivo.

6.5 Sviluppo ed efficientamento delle infrastrutture energetiche di rete

Il sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia è uno degli elementi fondamentali per il corretto ed efficiente utilizzo delle risorse energetiche prodotte e/o disponibili sul territorio. Le caratteristiche del sistema di distribuzione possono di conseguenza contribuire al successo o al fallimento nella penetrazione di una fonte energetica e conseguentemente condizionare lo sviluppo economico locale.

Proprio a tal fine, se si considerano le tempistiche di sviluppo della rete, il congelamento dei progetti di Terna che interessavano la nostra regione e le dinamiche di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, non si può prescindere anche dallo sviluppo di sistemi di accumulo elettrico distribuiti, necessari per la stabilizzazione del nostro sistema energetico, con il preciso obiettivo di trasformare profili di produzione non programmabili in sistemi con profili di produzione "governabili", determinando conseguentemente l'incremento del tasso di utilizzo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile.

Per questi motivi, lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili sul sistema energetico elettrico deve necessariamente essere accompagnato da misure di efficientamento, potenziamento e innovazione della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e sulla diffusione dei sistemi di accumulo energetico distribuito più idonei a garantire lo sviluppo e l'implementazione di meccanismi di gestione delle reti elettriche di prossima generazione (Smart Grid). Allo scopo potrebbe svolgere un ruolo strategico l'integrazione tra il sistema elettrico ed il sistema dei trasporti. In particolare, l'utilizzo della mobilità elettrica urbana e/o il potenziamento della mobilità elettrica di tipo collettivo potrebbe fungere da sistema di accumulo di energia distribuito "un parco batterie circolante" che, se opportunamente gestito in forma integrata, consentirebbe un migliore utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili.

La mancanza di misure di questo tipo imporrà necessariamente un limite fisiologico (come successo per il fotovoltaico in alcune aree della nostra regione in passato) alla gestione dei flussi di energia elettrica prodotti da fonti rinnovabili non programmabili che, inevitabilmente, determinerà una riduzione di producibilità.

6.5.1 Stato della rete di trasmissione – Smart Grids (Terna)

6.5.1.1 Criticità alla rete di trasmissione

Nella relazione di Terna sullo stato della rete – anno 2014, in particolare al cap.7 - *Principali evidenze sullo stato della rete*, sono elencate le principali evidenze delle criticità attuali o previsionali sulla RTN, suddivise per area geografica.

La Regione Marche è compresa nell' *Area Centro* (par.7.5) per la quale viene evidenziata una "...carenza soprattutto sulla dorsale adriatica, impegnata costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud-Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di nuova capacità produttiva e sono destinati a crescere in seguito all'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria (in particolare quella a 400 kV adriatica), funzionale allo scambio di potenza con la rete di sub trasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo tre stazioni di trasformazione (Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete al limite dell'affidabilità, soprattutto nella stagione estiva..."

Il Piano di Sviluppo 2014 nell'orizzonte di medio-lungo termine prevede per questa parte del sistema la "rimozione delle limitazioni degli elettrodotti AAT/AT e il riassetto della rete".

6.5.1.2 Criticità legate alla generazione distribuita da fonti rinnovabili

Per espletare l'attività di dispacciamento in condizioni di efficienza è necessario che le previsioni dell'andamento dei flussi di energia in corrispondenza delle cabine primarie siano il più precise possibile. L'incremento di generazione sulle reti di distribuzione (c.d. "generazione distribuita") sta rendendo sempre più incerte tali previsioni, soprattutto nel caso di impianti alimentati da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP). Tale recente forte penetrazione di impianti da FRNP, in particolare quelli alimentati da fonte solare fotovoltaica, sta comportando fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione (reti AT).

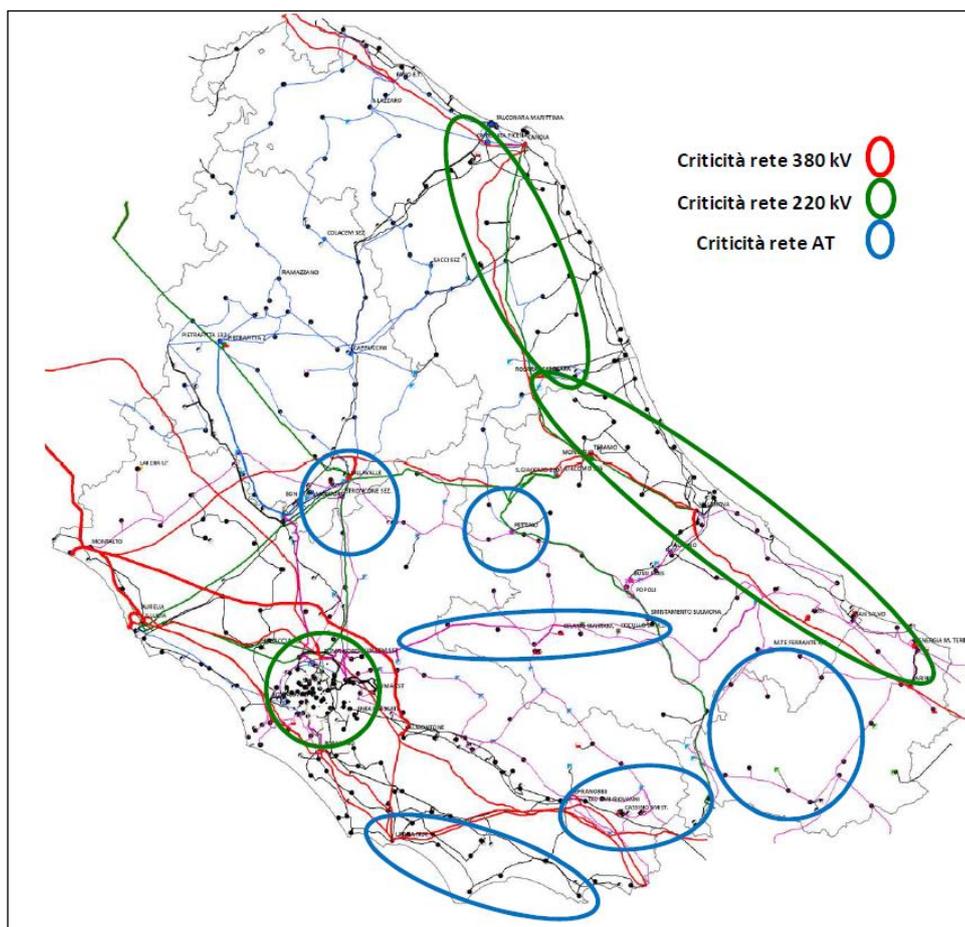


Figura 50: principali criticità della rete nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio²⁵⁸

Il fenomeno “dell’inversione di flusso” sta comportando la progressiva trasformazione delle stesse cabine primarie (CP) da “centri prelievo” dell’energia (dalla rete di trasmissione verso le reti di distribuzione) a “centri di immissione” di energia (dalle reti di distribuzione esercite fino al livello della tensione nominale di MT – 35kV verso la rete di trasmissione in alta –AT, altissima -AAT tensione).

Le conseguenze legate ai fenomeni sopra descritti vanno dalla necessità di attuare **tagli alla produzione degli impianti FRNP** al fine di continuare a realizzare condizioni di esercizio in sicurezza della rete AT ed AAT, a possibili ulteriori inefficienze dovute alla necessità di ricorrere in tempo reale, all’approvvigionamento di risorse di produzioni tradizionali sul mercato elettrico. Al fine quindi di incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione da fonti rinnovabili, oltre che finanziare lo sviluppo e la realizzazione di sistemi intelligenti sulle reti di distribuzione (SMART GRIDS), è necessario finanziare anche quegli interventi sulla rete di trasmissione che siano in grado di ridurre la necessità di dover effettuare tagli alla produzione degli impianti allacciati alla rete AT a causa dei fenomeni di risalita dei flussi di potenza dalle reti di distribuzione.

²⁵⁸TERNA, Piano di sviluppo 2016, reperibile su: <http://download.terna.it/terna/0000/0710/29.PDF>

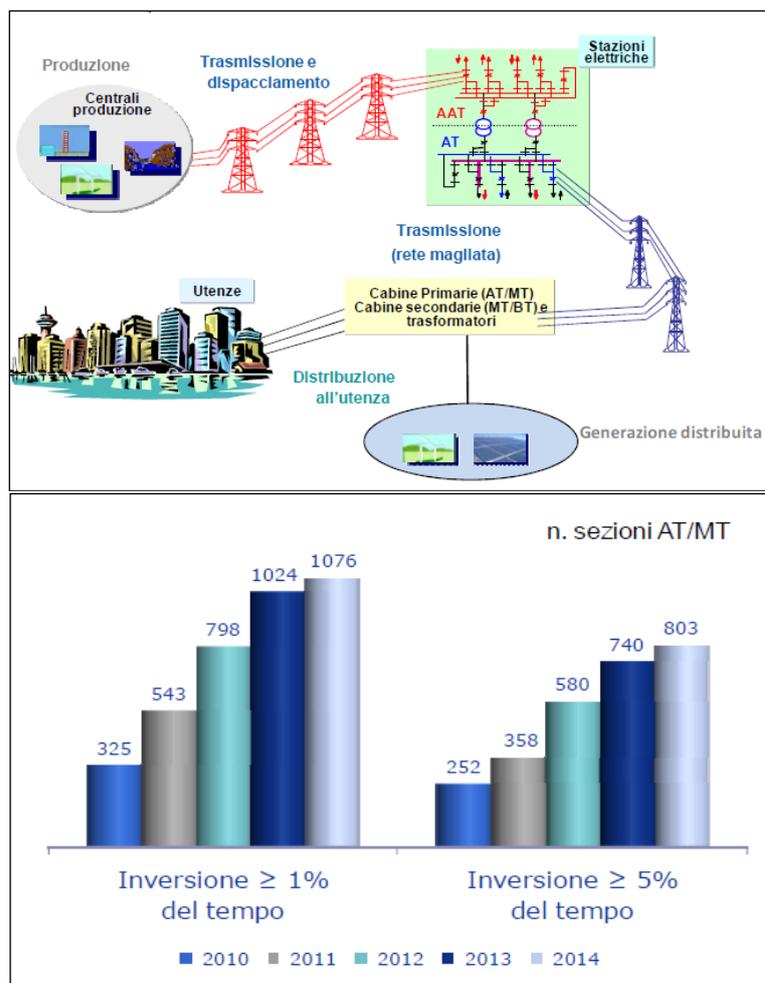


Figura 51: dati di inversione di flusso su sezioni AT/MT²⁵⁹

In tal senso è indispensabile pensare alla rete di trasmissione ed alle reti di distribuzione come **“unica entità intelligente”**, in grado di trasferire tempestivamente, ovunque sia necessario (ad esempio nei centri di telecontrollo e telecomando), tutte quelle informazioni necessarie per il corretto svolgimento dell’attività di dispacciamento e, quindi, per una pianificazione energetica tesa all’efficienza ed alla massimizzazione della produzione da fonti rinnovabili.

6.5.1.3 Analisi Cabine Primarie che presentano inversione di flusso

Al fine di analizzare l’entità del fenomeno delle “inversioni di flussi” di energia dalla rete MT/BT (Cabine Primarie) alla rete AT della Regione Marche, si sono utilizzati i dati resi disponibili dal distributore, in base alle procedure nazionali di coordinamento e scambio dati tra i gestori delle reti di distribuzione e Terna.

Si è ottenuta una short-list di 13 CP caratterizzate dai maggiori flussi in risalita alla data di riferimento nazionale del 16 luglio 2014, ore 10.30. Sulle CP così selezionate è stata effettuata una analisi di dettaglio dell’energia assorbita/immessa sulla rete AT. I risultati dell’analisi mostrano che l’entità del fenomeno si attesta sui 744 GWh su base annua, che rappresenta una quota non trascurabile (più del 10%) del fabbisogno complessivo della Regione Marche, ed è pari in media al 22% dei flussi di energia scambiati tra rete MT e rete AT nelle 13 CP di cui sopra.

²⁵⁹Fonte Terna-Enel-dati luglio 2014

Tabella 82: fenomeno delle “inversioni di flusso”

Cabina Primaria	flusso	Totale [GWh]	(%) Risalita/Scambio
Belmonte	<i>Risalita</i>	24,6	8,1%
	<i>Assorbimento</i>	277,8	
Camerata Picena	<i>Risalita</i>	28,1	17,1%
	<i>Assorbimento</i>	135,7	
Camerino	<i>Risalita</i>	19,1	13,6%
	<i>Assorbimento</i>	121,6	
Campolungo	<i>Risalita</i>	27,5	5,0%
	<i>Assorbimento</i>	520,0	
Fermignano	<i>Risalita</i>	16,5	4,4%
	<i>Assorbimento</i>	358,1	
Force	<i>Risalita</i>	85,4	58,3%
	<i>Assorbimento</i>	61,0	
Fossombrone	<i>Risalita</i>	82,2	49,1%
	<i>Assorbimento</i>	85,2	
Gerosa	<i>Risalita</i>	17,8	60,9%
	<i>Assorbimento</i>	11,4	
Recanati	<i>Risalita</i>	7,5	7,1%
	<i>Assorbimento</i>	97,8	
Saltara	<i>Risalita</i>	12,5	5,6%
	<i>Assorbimento</i>	212,5	
San Gaetano	<i>Risalita</i>	183,9	42,3%
	<i>Assorbimento</i>	251,0	
San Lorenzo	<i>Risalita</i>	77,6	21,8%
	<i>Assorbimento</i>	278,3	
Treia	<i>Risalita</i>	161,8	43,3%
	<i>Assorbimento</i>	211,8	
TOTALE Risalita		744,5	21,8%
TOTALE Assorbimento		2.622,4	

Di seguito si riporta la localizzazione delle CP sulla RTN delle Marche, che identifica le seguenti principali direttrici a 132 kV interessate dal fenomeno (si intendono le linee RTN alle quali afferiscono le suddette CP):

- ✓ Fabriano – Fano380
- ✓ Gualdo Tadino - Fano380
- ✓ Candia380 – Casale Antici – Belmonte – Rosara380

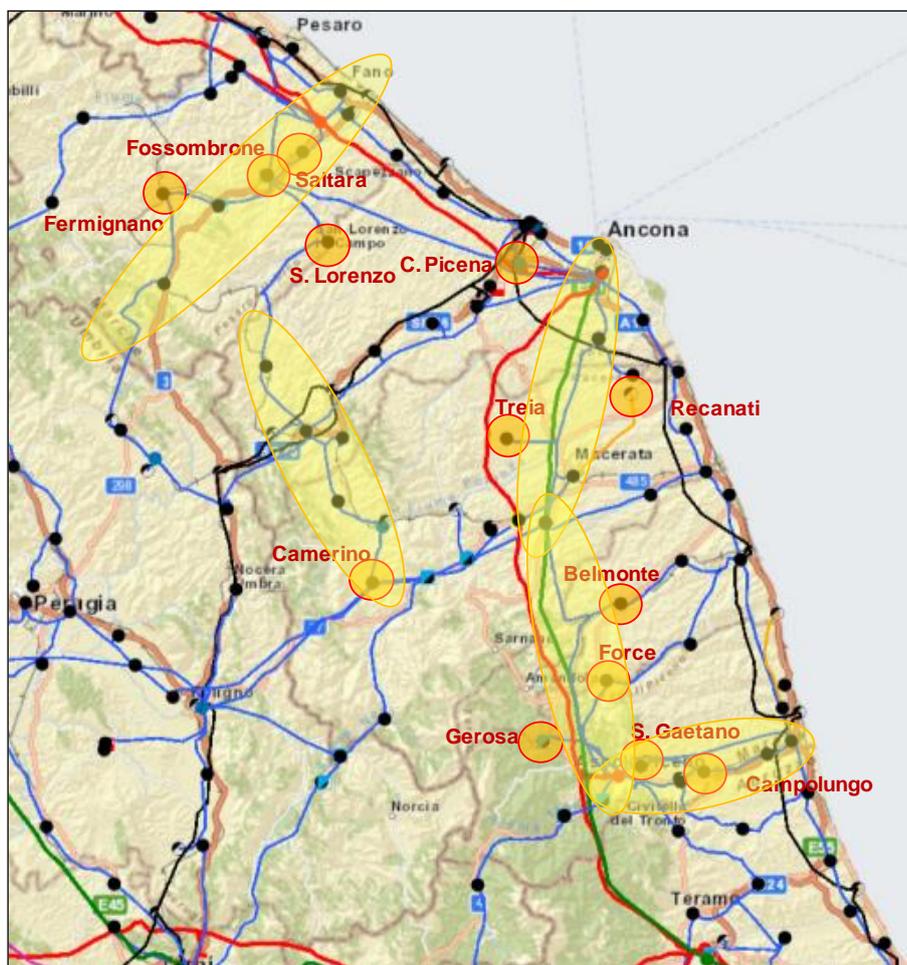


Figura 52: localizzazione delle Cabine Primarie sulla RTN delle Marche

6.5.1.4 Focus sugli interventi da realizzare

Al fine di realizzare una rete di trasmissione flessibile che, nelle diverse condizioni di esercizio, risponda prontamente alle esigenze di sicurezza, affidabilità ed efficienza del sistema elettrico, favorendo il più possibile l'integrazione della crescente produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), Terna²⁶⁰ ha previsto due tipologie di azioni:

a. realizzazione di nuove linee e/o stazioni elettriche;

b. upgrade tecnologico di impianti esistenti attraverso interventi "smart future transmission system", quali:

- 1) installazione di fibre ottiche nelle funi di guardia delle linee elettriche aeree e lungo i tracciati delle linee elettriche in cavo: la fibra ottica, infatti, consente di aumentare l'affidabilità con cui i centri di telecontrollo e teleconduzione si scambiano informazioni, in tempo reale, sullo stato di funzionamento della rete elettrica, oltre che il numero di informazioni scambiate;
- 2) installazione di conduttori innovativi, ad alte prestazioni, sulle linee elettriche aeree maggiormente compatibili con i sistemi di smart grid: posto che la corrente, percorrendo i conduttori delle linee elettriche, li riscalda e, di conseguenza, li dilata, l'impiego di tali conduttori innovativi, costituiti da speciali leghe termoresistenti, consente l'esercizio degli elettrodotti a temperature maggiori, con minori possibilità di decadimento delle prestazioni meccaniche dei conduttori, soprattutto a fronte dell'incremento di generazione da fonti rinnovabile che l'implementazione più diffusa di sistemi smart grid consente di ottenere;
- 3) installazione di componenti ed apparecchiature all'interno delle stazioni elettriche che consentano il trasferimento di maggiori quantità di energia dalla rete di trasmissione alle reti di distribuzione e

²⁶⁰ Fonte: proposta presentata da Terna alla Regione Marche. Maggio 2016.

viceversa, prevenendo la formazione di colli di bottiglia ed ottimizzando il trasporto di energia elettrica (a titolo esemplificativo: autotrasformatori di nuova generazione, sbarre, sezionatori, interruttori, bobine, trasformatori di misura ad alte prestazioni, elettronica di potenza per l'inerzia del sistema elettrico, trasformatori sfasatori per ottimizzare i flussi di energia, compensatori sincroni);

- 4) implementazione di componenti e metodologie "Dynamic Thermal Rating" (DTR): al fine di massimizzare la potenza da Fonte Rinnovabile Non Programmabile evacuabile è previsto l'intervento di installazione di sistemi di monitoraggio delle effettive condizioni dei conduttori che trasportano l'energia elettrica, quali i sistemi "Dynamic Thermal Rating", che mediante un sistema di analisi dei dati rilevati e la relativa trasmissione a distanza, consente in maniera periodica e spontanea "un esercizio dinamico" della rete, con conseguente riduzione delle congestioni e, quindi, degli oneri di dispacciamento, a beneficio anche della generazione rinnovabile e distribuita. Al fine di verificare il riscontro dei modelli implementati è prevista, inoltre, l'installazione di sensori di temperatura su alcuni tratti critici di linee elettriche, nonché delle stazioni meteorologiche su alcuni sostegni, al fine di effettuare una migliore stima dei parametri meteo di input ai modelli stessi. Queste informazioni verranno, quindi, trasmesse ad elaboratori che, tramite modelli matematici, consentono di valutare, istante per istante, l'effettiva capacità di trasporto degli elettrodotti;
- 5) gestione attiva di linee aeree e in cavo e di apparecchiature di stazione: consiste nell'installazione sulla rete di trasmissione di sensori e sistemi in grado di rilevare, istante per istante, lo stato di funzionamento dei diversi componenti della rete di trasmissione e trasmettere un corrispondente segnale verso un centro di telecontrollo (ad esempio, installazione di *sistemi di Monitoraggio e Registrazione Eventi - "MRE"*, costituiti da componenti hardware e software - apparecchiature intelligenti, collegamenti in fibra ottica, protocolli di comunicazione standard tra diversi apparati - che consentono l'aggregazione e la remotizzazione di informazioni sullo stato di funzionamento della rete rilevate nelle stazioni elettriche in alta e altissima tensione). Ciò consente di massimizzare l'efficacia ed i benefici generabili dai sistemi smart grids implementati sulle reti di distribuzione tramite l'aumento della continuità del servizio della rete di trasmissione, raggiungibile limitando i fuori servizio dei componenti di quest'ultima a quei soli casi in cui il relativo stato di funzionamento lo richieda e diffondendo maggiormente logiche di telecontrollo e telecomando degli impianti;
- 6) installazione di dispositivi "Phasor Measurement Unit (PMU)": sono dispositivi in grado di gestire, in tempo reale, le variazioni della tensione e della frequenza del sistema elettrico anche in presenza di immissione in rete della produzione da fonti rinnovabili, in particolare non programmabili (che, come detto, sarà incentivata nelle aree in cui saranno installati sistemi "smart grids"). Ciò consentirà di massimizzare l'efficacia ed i benefici generabili dai sistemi smart grids implementati sulle reti di distribuzione tramite la prevenzione dei problemi di instabilità di funzionamento del sistema elettrico, riducendo al minimo il rischio di conseguenti possibili disalimentazioni degli utenti finali delle Smart Grid (imprese e famiglie);
- 7) implementazione di architetture HW ed SW per l'osservabilità delle reti di distribuzione: sono interventi sulla rete di trasmissione, ed in particolare sui sistemi di controllo e gestione della rete elettrica, atti a rendere possibile la conoscenza, da parte del Gestore della rete di trasmissione (TSO), dell'andamento del flusso energetico in tutti i punti di scambio con le reti di distribuzione, distinto per fonte di generazione (tradizionale o rinnovabile) e per tipologia di utente connesso alla rete (interrompibile, storage, utenza domestica, industriale, etc). In tale maniera, si consentirà al TSO di prevedere con maggiore precisione le evoluzioni nel tempo della produzione degli impianti connessi alle reti di distribuzione, al fine di aumentare l'efficienza dell'attività di dispacciamento e, quindi, massimizzare i benefici generabili dalle smart grid nei confronti degli utenti finali.

a) Realizzazione di nuovi elettrodotti e/o stazione elettriche:

Asset (132 kV)	Provincia	TOTALE [kEuro]	Note dispacciamento
Nuova linea Acquara - Potenza Picena	MC	1'800	miglioramento della continuità del servizio - contributo alla magliatura di un'area importante sia per il carico alimentato che per lo sviluppo di rinnovabile tra le province di Ancona, Macerata e Fermo
Stazione di Apecchio-Mercatello	PU	6'347	contributo al miglioramento della qualità del servizio ed allo sviluppo del rinnovabile
Totale		8'147	

b) Smartizzazione di linee a 132 kV (esercite a 120 kV) situate in prossimità di Cabine Primarie in cui si verificano le risalite dei flussi di energia dalla rete MT verso la rete AT.

Asset (132 kV)	Provincia	TOTALE [kEuro]	Note dispacciamento
Fermo ZI-Colmarino	FM	350	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Camerino-Valcimarra	MC	750	contributo al miglioramento della qualità del servizio
Campolungo-Monsanpolo	AP	730	contributo al miglioramento della qualità del servizio ed allo sviluppo del rinnovabile
Abbadia-M.S.Giusto	MC	1250	contributo al miglioramento della qualità del servizio ed allo sviluppo del rinnovabile
Sirolo-Loreto	AN	550	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Belforte-Tolentino	MC	540	contributo al miglioramento della qualità del servizio (area poco servita da 380 kV) e sviluppo rinnovabile su tutta la direttrice 132 kV Visso-Belforte-Tolentino-Casale Antici-Corneto
Tolentino-Casale Antici	MC	240	contributo al miglioramento della qualità del servizio (area poco servita da 380 kV) e sviluppo rinnovabile su tutta la direttrice 132 kV Visso-Belforte-Tolentino-Casale Antici-Corneto
Casale Antici-Corneto	MC	200	contributo al miglioramento della qualità del servizio (area poco servita da 380 kV) e sviluppo rinnovabile su tutta la direttrice 132 kV Visso-Belforte-Tolentino-Casale Antici-Corneto
S.Colomba - S.Veneranda	PU	120	contributo al miglioramento della qualità del servizio
Rocca Priora - Senigallia	AN	120	contributo al miglioramento della qualità del servizio
Fano - S.Veneranda	PU	90	contributo al miglioramento della qualità del servizio
P.S.Elpidio-Colmarino	FM	590	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Porto d'Ascoli-S. Benedetto	AP	360	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Civitanova-P.S.Elpidio	FM	327	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Grottammare-S. Benedetto	AP	290	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Grottammare-Colmarino	AP	1'380	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Varano-Sirolo		500	contributo alla risoluzione delle congestioni ed allo sviluppo del rinnovabile sulla dorsale adriatica 132 kV tra Rosara e Candia
Linee critiche per salinità (Siti di Roccapriora; Agip Smistamento)	AN	400	contributo al miglioramento della qualità del servizio
Totale		8'787	

b.4)-Miglior utilizzo degli elettrodotti esistenti, esclusi dal set di cui al punto precedente, attraverso l'installazione e l'utilizzo di sistemi di Dynamic Thermal Rating (DTR):

Asset (220kV)	Importo (kEuro)
Rosara-Abbadia-Candia (220 kV)	665

b.6)-Monitoraggio delle oscillazioni della frequenza e della tensione del sistema elettrico nelle Marche in presenza di rilevante produzione da FER attraverso l'installazione e l'utilizzo di dispositivi Phasor Measurement Unit (PMU) che prevenivano problemi di instabilità transitoria:

PMU 380 kV	Importo (kEuro)
Fano-Candia-Rosara (380kV)	199

Realizzazione di un nuovo sistema di monitoraggio ed analisi, opportunamente integrato con l'attuale sistema di telecontrollo della Regione in uso presso TERNA, prevedendo interventi di installazione ed adeguamento hardware e di potenziamento delle infrastrutture di comunicazione, in modo tale da assicurare la misura delle perdite di rete sulla RTN (aggregate con periodicità annuale su base mensile) e il controllo dei flussi di energia in risalita dalla rete MT verso la RTN (consultabile dalla Regione in apposito cruscotto il giorno D con riferimento al giorno di flusso D-1). Si stima un costo complessivo pari a **400 kEuro**.

6.5.1.5 Focus sui benefici elettrici ottenibili a seguito degli interventi²⁶¹

- ✓ **aumentare la quantità di energia elettrica erogabile in rete dagli impianti FER**, continuando, nel contempo, ad esercire la rete stessa in condizioni di sicurezza. La maggiore dispacciabilità della produzione da fonti rinnovabili sia sulla RTN che sulle reti MT/BT. L'ottimizzazione della gestione delle linee interessate dagli interventi individuati, può comportare un incremento dell'immissione da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico) sia in AT che in MT/BT fino a 30 GWh/anno;
- ✓ **riduzione dell'ENSR** (Energia non fornita di riferimento, pari all'ammontare annuo dell'energia non fornita netta, per tutti gli eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la rete rilevante) sulla porzione di RTN oggetto degli interventi suddetti. Il potenziale ENSR evitata pari a circa 100 kEuro/anno;
- ✓ **aumentare la capacità di trasmissione**, da un punto all'altro della rete di trasmissione stessa e tra questa e le reti di distribuzione, di tutte quelle informazioni indispensabili per il corretto svolgimento dell'attività di gestione attiva della rete elettrica e di dispacciamento;
- ✓ **prevenire la formazione di colli di bottiglia** nelle interconnessioni tra rete di trasmissione e reti di distribuzione;
- ✓ **ottimizzare il trasporto** di energia elettrica in modo da consentire un migliore utilizzo della capacità di transito degli elettrodotti esistenti.

Tali interventi potranno essere previsti su porzioni della RTN sia direttamente confinanti con le reti di distribuzione, sia non strettamente confinanti con queste ultime, ma elettricamente interdipendenti.

Ciò è dovuto a 2 principali motivazioni:

- ✓ per poter ottenere benefici visibili in corrispondenza delle interconnessioni tra rete di trasmissione e reti di distribuzione potrebbe rendersi necessario effettuare un upgrade tecnologico anche di porzioni di rete di trasmissione geograficamente distanti dai punti di confine tra rete di trasmissione e reti di distribuzione, rappresentati dalle "Cabine Primarie". La

²⁶¹ Fonte: proposta presentata da Terna alla Regione Marche. Maggio 2016

rete di trasmissione, infatti, presenta una struttura “magliata”, componendosi di diversi rami (le linee elettriche, indicate in rosso e in blu in Figura 1) e nodi (le stazioni elettriche, indicate in colore giallo); posto che la corrente che percorre i diversi rami della rete di trasmissione si ripartisce tra questi ultimi secondo la via di “minor resistenza”, per poter ottenere dei benefici, ad esempio, in corrispondenza della Cabina Primaria indicata con la sigla “CP 1” in Figura 1, prevenendovi la formazione di colli di bottiglia, potrebbe essere necessario effettuare un “upgrade tecnologico” anche del ramo “SE 1 – SE 2” (non confinante con la CP 1), rimuovendo quindi eventuali limitazioni al passaggio di corrente che dovessero presentarsi su di esso e che, di conseguenza, potrebbero costituire un pregiudizio per il perseguimento del beneficio nella CP 1;

- ✓ le porzioni di rete di trasmissione direttamente collegate alle Cabine Primarie, specie se realizzate o potenziate negli ultimi anni per esigenze improcrastinabili di sviluppo della rete (ad esempio, per consentire la connessione di nuovi impianti di produzione rinnovabile), potrebbero già essere dotate di dispositivi “smart grid” e, quindi, essere già “predisposte” ad implementare logiche di interfaccia con le reti di distribuzione secondo i requisiti propri delle reti intelligenti. In tal caso, per poter utilizzare i dati derivanti dallo scambio di informazioni tra TSO e Distributori (DSO) in corrispondenza delle Cabine Primarie, potrebbe rendersi necessario realizzare o potenziare un sistema in grado di trasferire tali dati dai punti di misura (le Cabine Primarie) a punti di controllo centralizzati, eventualmente diversificati per aree territoriali.

Si riporta di seguito **lo schema topologico della rete di trasmissione nazionale (RTN) e del suo interfacciamento con le reti di distribuzione**

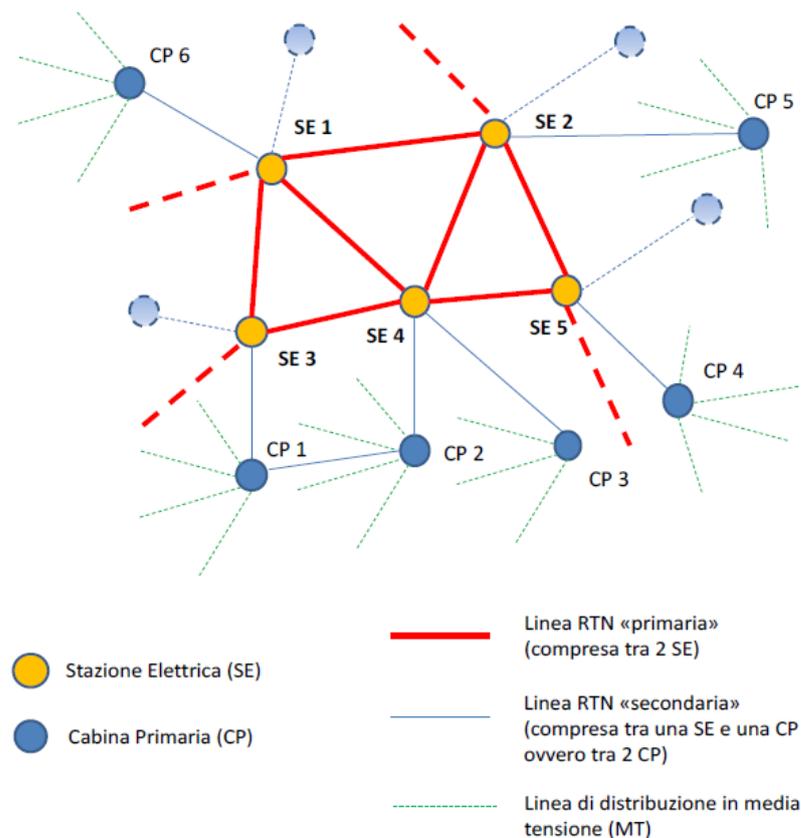


Figura 53: schema della RTN e del suo interfacciamento con le reti di distribuzione

6.5.2 Miglioramento della Rete di Trasmissione dell'energia elettrica

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) – marzo 2013 – nel già citato paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, oltre a rimarcare lo stato di sovraccapacità produttiva, individua tra le “sfide che il sistema dovrà affrontare nei prossimi anni”²⁶² quella relativa all’eliminazione di “inefficienze e colli di bottiglia nella rete (con un sovra-costi stimato di circa 500-600 milioni di euro l’anno per il sistema), come ad esempio quelli tra le isole maggiori e il continente, che determinano ancora un significativo differenziale di prezzo e costituiscono aree dove la concorrenza e le dinamiche di mercato sono limitate da vincoli strutturali, rendendo possibili fenomeni di sfruttamento di potere di mercato da parte degli operatori presenti. Altra area di intervento riguarda le strozzature di rete tra il Centro e il Sud Italia, che possono limitare il potenziale di produzione rinnovabile (e quindi determinano la necessità di ‘staccare’ ad esempio la produzione eolica in overflow, pur pagando tale mancata produzione)”²⁶³.

Le strozzature di rete tra il Centro e il Sud Italia cui si riferisce la SEN sono rappresentate nella Figura 54 e coinvolgono in maniera diretta le Marche.

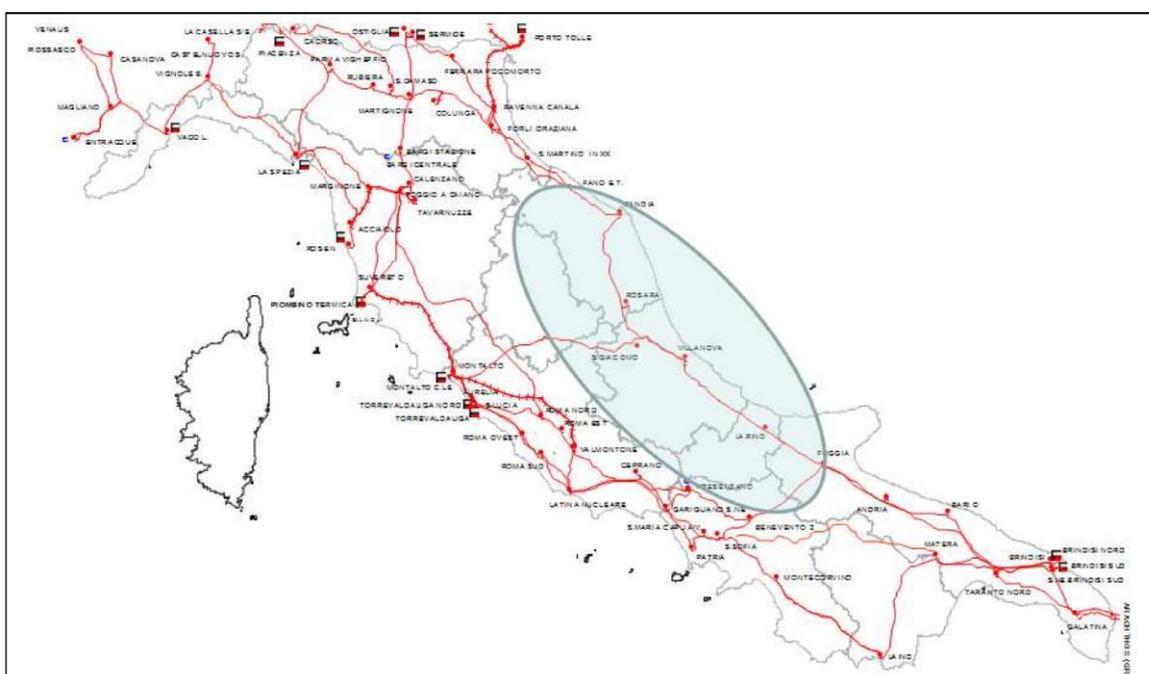


Figura 54: magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale a 380 kV nel Centro Italia²⁶⁴

Le esigenze di adeguamento della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) di interesse per il territorio marchigiano sono indicate nel Piano di Sviluppo della RTN, redatto ogni anno da Terna ai sensi dell’Art.9 del Disciplinare di Concessione di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 dicembre 2010, le cui “schede di intervento”²⁶⁵ sono riportate nelle pagine che seguono.

²⁶² Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 88

²⁶³ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 90

²⁶⁴ Report Terna “Elettrodotta Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 5

²⁶⁵ Terna, Piano di sviluppo 2016 – Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti, pag 198 e seguenti, reperibile su : <http://download.terna.it/terna/0000/0710/30.PDF>

6.5.2.1 Rete elettrica di Trasmissione – Marche – schede di intervento

Rete AAT/AT medio Adriatico				
Identificativo PdS 403-P				
Finalità intervento Qualità e sicurezza		Pianificato 2003		Regioni interessate Abruzzo/Marche
Previsione tempistica opera principale				
Avvio attività 2016	Avvio cantieri 2021	Completamento 2024-2025 ⁴²		
Descrizione intervento				
<p>In considerazione dell'entità del carico elettrico sulla rete 132 kV adriatica, attualmente soddisfatto prevalentemente dall'importazione dalle Regioni limitrofe, sono previsti i seguenti interventi lungo la dorsale adriatica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un collegamento di adeguata capacità di trasporto tra la S/E di Candia e la CP di Fossombrone, prevedendo la messa in continuità dei collegamenti afferenti la stazione di S. Lazzaro ormai vetusta ed inadeguata; • risoluzione delle criticità relative alla linea 132 kV "Visso – Belforte" e "Candia – Sirolo"; • realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Acquara – Porta Potenza Picena" ottenendo una nuova direttrice di alimentazione dalla S/E Candia 380/132 kV verso la porzione di rete AT adriatica, che contribuirà a una migliore e più efficiente distribuzione dei flussi sulla porzione di rete 132 kV interessata. <p>Inoltre, è previsto l'adeguamento in singola terna a 380 kV dei raccordi in ingresso alla stazione di Rosara. Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo".</p>				
Stato avanzamento				
Opere principali				
Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Riasetto tra la S/E di Candia e la CP di Fossombrone	-	-	-	
Nuovo el. 132 kV "Acquara – Porta Potenza Picena"	-	-	-	
Sintesi Analisi Costi Benefici				
IP/VAN -	Investimento 20<capex<25 M€		Benefici Riduzione perdite Riduzione ENF	

Nota 42 a Completamento: la data si riferisce all'entrata in servizio del riasetto tra Candia e Fossombrone. Il 2025 si riferisce all'entrata in servizio del nuovo elettrodotto "Aquara-Porto Potenza Picena"

Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord				
Identificativo PdS 432 – P				
Finalità intervento Riduzione congestioni interzonali		Pianificato 2014		Regioni interessate Toscana, Umbria, Abruzzo, Marche
Previsione tempistica opera principale				
Avvio attività 2018	Avvio cantieri 2023	Completamento Lungo termine		
Descrizione intervento				
<p>Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud - Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto sugli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di S.Barbara, Villavalle, Candia e Villanova che vincolano i transiti sulla sezione, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV.</p> <p>A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete adriatica 132 kV, compresa tra le S/E di Candia, Rosara e Teramo, (nonché, laddove presenti, le limitazioni di trasporto esistenti in alcune cabine primarie previa verifica di fattibilità con i relativi gestori), interessata da fenomeni di trasporto della potenza sulla sezione indicata. L'intervento consentirà di ridurre le congestioni che già, attualmente, non consentono il pieno sfruttamento della produzione più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile localizzata principalmente nell'Italia centro meridionale.</p>				
Stato avanzamento				
Opere principali				
Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Rimozione delle limitazioni sugli el. 220 kV				
Rimozione delle limitazioni sugli el. 132 kV				
Sintesi Analisi Costi Benefici				
IP/VAN 4,3/340 M€	Investimento 95 M€ ⁴³		Benefici Capacità efficiente/rinnovabile: 600 MW	

Nota 43 a Investimento: Include i costi della quota parte di interventi ricadenti in Toscana

Razionalizzazione rete AT in Umbria				
Identificativo PdS 421-P				
Finalità intervento qualità e sicurezza	Planificato 2002		Regioni interessate Marche, Umbria, Abruzzo	
Previsione tempistica opera principale				
	Avvio cantieri 2020	Completamento Lungo termine		
Descrizione intervento				
<p>Con il previsto passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV, si è valutato un aumento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite ed in un aumento del 10% della capacità di trasmissione in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori.</p> <p>Per attuare il cambio di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodotti a 120 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 120 kV/MT, alcuni scaricatori e apparati di rifasamento non adeguati ad essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà anche ritarare gli apparati di misura. Considerata, inoltre, l'importanza che svolgono per il servizio di trasmissione, è prevista la ricostruzione delle linee AT "Pietrafitta – Chiusi – der. Vetriere Piegaresi", "Cappuccini – Pietrafitta" e "Preci – Cappuccini", adeguandole all'esercizio a 132 kV. Successivamente, anche la linea "Villavalle – Preci – der. Triponzo" sarà adeguata all'esercizio a 132 kV, previa ricostruzione, in modo da svincolare la capacità produttiva locale. Nell'ambito dei citati lavori, si procederà anche all'eliminazione delle derivazioni presenti.</p> <p>Per migliorare la gestione in sicurezza dell'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta – Baschi" e "Baschi – Attigliano".</p> <p>Al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia, si elimineranno gli attuali vincoli della linea a 132 kV "S. Sisto – Fontivegge" (ne sarà ricostruito un tratto).</p> <p>Prioritariamente, sarà ricostruita la linea a 132 kV "Cappuccini – Camerino", aumentando prestazioni e affidabilità al fine di garantire anche nel prossimo futuro adeguati livelli di qualità del servizio nell'area compresa tra le province di Perugia e Macerata. Gli elettrodotti 132 kV che congiungono la stazione di Cappuccini con la CP di Gualdo Tadino, inoltre, sono sede di continui e sostenuti transiti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche rendendo difficoltoso il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate.</p> <p>Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area sarà realizzato un nuovo tratto di linea in uscita dalla stazione di Cappuccini che si allaccerà alla linea AT "Foligno FS – Nocera Umbra" e sarà ricostruita la linea AT "Nocera Umbra – Gualdo Tadino" e il tratto tra l'allacciamento e la cabina di Nocera Umbra.</p> <p>La ricostruzione di elettrodotti particolarmente obsoleti sarà l'occasione per avviare una vasta operazione di razionalizzazione della rete che consentirà di risolvere numerose criticità ambientali e migliorare la localizzazione dei tracciati degli elettrodotti interessati dagli interventi.</p>				
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
EL 132 kV "Cappuccini – Camerino" e variante el. "Cappuccini – Preci"	27/11/2012 (EL 306)			
EL 132 kV "Villavalle – Spoleto"	11/02/2015 (EL 344)			
Passaggio di tensione di esercizio da 120 a 132 kV.	09/06/2014			E' stata presentata a MISE e MATTM l'istanza per avvio del procedimento autorizzativo ai sensi della L. 239/04.
Sintesi Analisi Costi Benefici				
IP/VAN 2,9/84 M€	Investimento 35 M€	Benefici Riduzione perdite > 50 GWh/anno Investimenti evitati		

Stazione 132 kV Cappuccini				
Identificativo PdS 430 - P				
Finalità intervento qualità e sicurezza		Pianificato 2011		Regioni interessate Umbria/Marche
Previsione tempistica opera principale				
		Completamento 2016		
Descrizione intervento				
La porzione di rete AT tra Umbria e Marche presenta poche stazioni di trasformazione e limitate risorse disponibili per consentire la regolazione della tensione sulla rete. Pertanto, entro la data indicata, sarà installata una batteria di condensatori da 54 MVar nella stazione RTN 132 kV di Cappuccini per migliorare i profili di tensione dell'area ed al contempo svincolarsi da alcune unità produttive presenti nell'area. Successivamente, verrà studiata la possibilità di installare un'ulteriore compensazione reattiva negli impianti situati a nord della stessa S/E di Cappuccini, valutando la migliore destinazione tra impianti ricadenti nel perimetro della RTN e impianti di proprietà del distributore locale.				
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Batteria di condensatori S/E Cappuccini	in Luglio 2014	Luglio 2015		Presentata DIA Mise.
Sintesi Analisi Costi Benefici				
IP/VAN		Investimento capex < 5 M€		Benefici Incremento qualità e sicurezza

6.5.2.2 Interventi in valutazione da TERNA: elettrodotto 380 kV "Fano-Teramo"

L'intervento di modernizzazione della RTN di maggiore impatto e di cui si è discusso a lungo è un progetto presentato da TERNA che prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra le stazioni di Fano e Teramo.

L'intervento prevede appunto la realizzazione di un nuovo elettrodotto al quale verrà raccordata in entra-esce una futura stazione 380/132 kV in provincia di Macerata.

Alla nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra-esce le due linee RTRN a 132 kV "Valcimarra-Abbadia CP", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova S/E e l'esistente CP di abbadia saranno opportunamente ricostruiti. La nuova stazione sarà configurata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA e con le sezioni a 380 kV e 132 kV realizzate in doppia sbarra, prevedendo su quest'ultima l'installazione di una batteria a condensatori da 54 mVar.

Una volta completati i lavori sulla direttrice AT tra la S/E di Candia e la CP di Fossombrone, si potrà dismettere dalla RTN l'attuale linea a 132 kV "Candia-Camerata Picena", mentre a valle della realizzazione della linea a 380 kV "Fano-Teramo" e della suddetta stazione di trasformazione 380/132 kV potranno essere dismesse e demolite la linea 132 kV "Camerata Picena-San Lazzaro" e la direttrice a 220 kV "Candia-Villanova" nel tratto compreso tra Candia e Montorio, laddove non più necessaria.

Considerato che per TERNA²⁶⁶ la realizzazione dell'opera **non assume carattere prioritario nell'orizzonte 2020 come anche indicato nel Piano di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2016**, il presente Piano non può che recepire tale indirizzo. Il tema andrà verosimilmente ripreso nello strumento di pianificazione energetico successivo all'orizzonte 2020, e andrà rivalutato alla luce degli interventi, intanto, messi in essere per l'ammodernamento della rete elettrica e anche degli sviluppi tecnologici intervenuti nel frattempo.

²⁶⁶Lettera TE/P2016, D005013 del 05/09/2016 a firma di Pietro Valentini, Responsabile Unità CentroSud, Funzione Autorizzazioni e Concertazione, con oggetto: "Valutazione Ambientale Strategica della proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR2020) – Trasmissione osservazioni e contributi"

6.5.3 Smart Grid

Il passaggio da un modello costituito da pochi centri di produzione e una moltitudine di centri di consumo, tipico della rete elettrica del secolo XX, va in crisi quando il numero dei centri di produzione si moltiplica esponenzialmente.

L'aumento dei centri di produzione è il fenomeno caratteristico degli ultimi anni, dovuto al moltiplicarsi di impianti ad energia rinnovabile, basti pensare che le Marche a seguito degli incentivi al fotovoltaico tra gli anni 2009 e 2013 sono arrivate partendo da zero virgola a rappresentare 1/12 della potenza fotovoltaica installata nazionale e di impianti di cogenerazione e trigenerazione, tutti di taglia piccola o media. Analogamente la liberalizzazione del mercato dell'energia, che ha caratterizzato l'ultimo decennio, ha determinato la nascita di nuovi produttori, di grandi e piccole dimensioni, per questo in futuro la rete non dovrà avere assolvere esclusivamente al ruolo della distribuzione, ma anche della regolazione e dell'eventuale accumulo dei flussi. In tale senso saranno necessarie azioni di sostegno rivolte al mondo della ricerca ed alle imprese regionali ICT (Information and Communication Technology) per la realizzazione dei sistemi di accumulo, regolazione e controllo.

Tutta l'architettura operativa della rete che deve trasportare, trasmettere e distribuire l'energia elettrica (grid) deve essere rivista e resa "intelligente" (smart) per poter maneggiare in modo efficace produzione e consumo dell'energia elettrica, una delle cui caratteristiche è quella di non essere "accumulabile" o, meglio, di essere accumulabile solo con grandi problemi tecnologici.

Se poi i centri di produzione sono impianti ad energia rinnovabile, il cui profilo produttivo è intrinsecamente aleatorio (solare fotovoltaico ed eolico), la necessità di una rete così intelligente da adeguarsi con estrema rapidità a questa aleatorietà diventa immediata.

In realtà la smart grid non è necessaria solo per dare luogo allo sviluppo della generazione distribuita e dell'energia rinnovabile. Molte applicazioni tecnologiche che dovrebbero modificare e migliorare la vita dei cittadini (la domotica e il trasporto intelligente, in una parola la "smart city") si affideranno alla smart grid, la cui implementazione è, pertanto, disaccoppiata dalla implementazione di uno specifico modello energetico.

Per smart grid, in sostanza, si intende una rete elettrica in grado di integrare intelligentemente (attraverso le tecnologie informatiche) le azioni di tutti gli utenti connessi – produttori e consumatori – al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso e sicuro.

La smart grid utilizzerà prodotti e servizi innovativi assieme a tecnologie intelligenti di monitoraggio, controllo, comunicazione, riparazione automatica al fine di:

- ✓ facilitare la connessione e l'operatività di generatori elettrici eterogenei di qualunque dimensione e tecnologia;
- ✓ fornire ai consumatori strumenti per contribuire ad ottimizzare il funzionamento del sistema globale;
- ✓ dare ai consumatori maggior informazione e potere di scelta;
- ✓ ridurre significativamente l'impatto ambientale dell'intero sistema elettrico;
- ✓ aumentare il grado di affidabilità e sicurezza del sistema elettrico.

Ad oggi non esiste una normativa che codifichi e definisca esattamente cosa sia una smart grid. Tuttavia, tutti gli studi concordano che le caratteristiche comuni ad una smart grid prevedano la presenza di:

- ✓ impianti di generazione distribuita sia con fonte rinnovabile sia con fonte fossile;
- ✓ sistemi di cogenerazione e trigenerazione;
- ✓ sistemi di accumulo elettrici e termici;
- ✓ mobilità elettrica (i veicoli elettrici costituiscono una sorta di accumulo diffuso di energia);
- ✓ sistema di supervisione, gestione dati e diagnostica a livello di distretto;
- ✓ utenze intelligenti (smart homes, smart industries) connesse tra loro;
- ✓ sistemi di "demand side management" sia a livello domestico che di reti di edifici;
- ✓ reti di utenti attivi, informati e consapevoli.

Se ormai sono ben note e condivise le definizioni di smart grid, è ancora lontana una sua implementazione generalizzata e diffusa. Per completezza di informazione, è comunque utile introdurre alcuni aspetti della smart grid che impattano già da oggi sulla pianificazione energetica perché le scelte strategiche compiute oggi devono essere consapevoli di un percorso tecnologico che, per molti versi, è già tracciato:

- ✓ l'affermazione delle energie rinnovabili (in particolare solare e fotovoltaico, intrinsecamente aleatorie e non programmabili) presenta problematiche che la rete elettrica attuale è in grado di risolvere solo se l'apporto delle rinnovabili non supera il livello di qualche punto percentuale rispetto al totale dell'energia prodotta. Se si arriva a livelli del 20% e oltre, come già accade in Italia in certi casi, la rete attuale va in crisi. Tali criticità sono ben esposte nei documenti di Terna sullo Stato della Rete 2014, che vengono sintetizzati e riportati qui nel successivo paragrafo 6.5.1 in quanto forniscono una panoramica completa della situazione;
- ✓ occorre un sistema capace di adeguarsi in tempo reale alla elevata variabilità della produzione;
- ✓ il sistema intelligente di gestione della rete deve operare sia a monte (lato dell'offerta di energia) che a valle (lato della domanda di energia): la rete elettrica difatti non è più esclusivamente un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica prodotta in grandi centrali ed erogata ai clienti finali, ma dovrà evolversi rapidamente in una rete intelligente capace di accogliere flussi di energia bidirezionali, di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo la domanda attraverso la consultazioni di banche dati sui consumi storici così da adattare con una sempre crescente flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica;
- ✓ sul lato dell'offerta di energia (produzione) è necessario che il sistema possieda capacità di predizione (sostanzialmente di tipo meteorologico) almeno a 24 h della producibilità delle centrali rinnovabili aleatorie (fotovoltaico ed eolico);
- ✓ sul lato dell'offerta, in caso di surplus produttivo il sistema deve essere in grado di adeguarsi trasferendo l'energia prodotta in eccesso verso sistemi di accumulo centralizzato (elettrico, termico, idraulico) o diffuso (mobilità elettrica);
- ✓ sul lato dell'offerta, in caso di carenza produttiva il sistema deve garantire l'intervento in tempo reale di sistemi di riserva;
- ✓ sul lato della domanda, le utenze nella loro molteplicità devono essere in grado di adeguare automaticamente i profili di consumo all'offerta proveniente dalla rete (peak shaving, demand side management, domotica);
- ✓ l'affermazione della smart grid è strettamente collegata allo sviluppo di sistemi efficienti ed affidabili per l'accumulo di energia elettrica, sia centralizzati (elettrici, termici ed idraulici) che diffusi (termici, mobilità elettrica);
- ✓ la transizione verso la smart grid passa attraverso la sperimentazione su "micro-grids": reti elettriche locali di piccola dimensione, con sistemi di cogenerazione e trigenerazione distribuita progettate per fornire energia elettrica e termica a piccole comunità (ospedali, centri commerciali, campus universitari, scuole). Le microgrids sono reti di distribuzione attiva perché sono un insieme di sistemi di generazione distribuita (sia fossile che rinnovabile) e differenti carichi/utilizzatori. Dal punto di vista operativo le sorgenti di generazione distribuita sono equipaggiate con sistemi di controllo e gestione in grado di soddisfare (in tutto o in parte) la domanda di energia e di assicurare la qualità dell'elettricità necessaria ai carichi connessi.

6.5.4 Reti di teleriscaldamento

Il teleriscaldamento (teleraffreddamento in caso di necessità di climatizzazione estiva) è il complemento ottimale, dal punto di vista termodinamico, di un impianto di cogenerazione (o trigenerazione). I parametri economici di tali iniziative, come precedentemente accennato, vanno

però in grave sofferenza quando si debbano realizzare in aree climatiche non particolarmente fredde (e non particolarmente calde da supportare la realizzazione di una rete di raffreddamento). Nel territorio marchigiano la stagione di riscaldamento dura all'incirca 6 mesi e le ore effettive di utilizzo del riscaldamento sono circa 2'000. Si tratta di valori piuttosto bassi per garantire un ritorno efficace all'investimento necessario per infrastrutturare i quartieri serviti dal teleriscaldamento. Anche in questo caso, in assenza di incentivi specifici non sono prevedibili nuovi investimenti in teleriscaldamento. Non per niente due dei pochissimi interventi di teleriscaldamento nelle Marche (il quartiere Palombare ad Ancona, il centro storico di Camerino e gli edifici pubblici del Comune di Apiro) sono stati realizzati nella brevissima finestra temporale nella quale è stato possibile generare certificati verdi con impianti di cogenerazione e teleriscaldamento. Gli interventi accennati nel paragrafo 6.4.2 partono proprio da queste problematiche per ipotizzare interventi di generazione di energia elettrica e termica economicamente sostenibili.

Di fatto, quindi, le possibilità che si intravedono per il teleriscaldamento sono solo quelle legate a reti molto limitate (alcuni edifici) realizzate in territorio montano e alimentate da impianti a biomassa. Un potenziale interessante potrebbe essere espresso da aziende agricole/zootecniche complesse, dove l'energia termica viene utilizzata per più fini (riscaldamento agriturismo, piscina, processo caseario, florovivaistica e floricultura). In questi casi sarebbe utile sperimentare con progetti pilota, di cui si dirà nel seguito.

6.5.5 Reti per la mobilità elettrica

Un utile complemento alla realizzazione della smart grid può essere rappresentato dalla rete di ricarica dei veicoli elettrici (si prendano a riferimento gli interventi illustrati al capitolo 7).

La mobilità elettrica, realizzata sia con veicoli ibridi che con veicoli equipaggiati con il solo motore elettrico, soprattutto se alimentata da fonte rinnovabile, al momento sembra la migliore risposta alle esigenze di ridurre l'inquinamento da traffico nei centri urbani, di ridurre le emissioni di gas climalteranti e di ridurre, quindi, i consumi di energia da fonte fossile (carburanti) così come richiesto dal perseguimento degli obiettivi Burden Sharing.

La diffusione della mobilità elettrica è strettamente legata alla diffusione di una rete adeguata per la ricarica dei veicoli. Questa rete, organizzata in modo opportuno, potrebbe funzionare anche come una sorta di accumulo diffuso per l'energia elettrica prodotta in surplus e quindi diventare di diritto una componente fondamentale della smart grid. La legge 7 agosto 2012 n. 134²⁶⁷, che al Capo IV-bis contiene "Disposizioni per favorire lo sviluppo della mobilità mediante veicoli a basse emissioni complessive", ha portato il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ad approvare il "Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica"²⁶⁸.

Il Piano nazionale, viste le odierne caratteristiche del mercato della mobilità elettrica (ancora non consolidata ma bensì in fase di sviluppo e sperimentazione sia lato infrastrutture di ricarica che lato veicoli) individua la necessità di dividere il periodo di sviluppo in due fasi principali e consequenziali che portino, attraverso aggiornamenti annuali del Piano, ad una politica consolidata e condivisa della mobilità elettrica con un orizzonte temporale fino al 2020.

²⁶⁷Legge 7 agosto 2012, n. 134, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata sulla G. U. n. 187 dell'11 agosto 2012 - Suppl. Ordinario n. 171

²⁶⁸Approvato con DM del 24 luglio 2014 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, il testo è reperibile sul sito: <http://www.mit.gov.it/mit/site.php?p=cm&o=vd&id=2714>. Il Piano nazionale per le infrastrutture di ricarica si inserisce all'interno di una politica europea volta ad incentivare lo sviluppo dei veicoli a bassa emissione di CO2. In tal senso, infatti, il 24 gennaio 2013 la Commissione europea ha pubblicato una proposta di Direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. Tale proposta prevede la necessità per ciascuno Stato Membro di adottare un quadro strategico nazionale che indichi, tra l'altro, un piano che regoli lo sviluppo delle infrastrutture. Un primo tassello, dunque, verso la più ampia strategia nazionale ed europea per raggiungere nel lungo periodo l'obiettivo del 60% in materia di riduzione delle emissioni di gas serra nel settore dei trasporti da conseguire entro il 2050.

Tabella 83: traiettoria temporale di implementazione del Piano per le infrastrutture di ricarica²⁶⁹

Fase	Periodo temporale	Obiettivi generali
Fase 1 Definizione e Sviluppo	2013-2016	<ul style="list-style-type: none"> - Introduzione di una dimensione minima di veicoli elettrici; - Introduzione di infrastrutturazione di base di punti di ricarica pubblici e privati; - Concertazione e definizione di standard tecnologici; - Definizione, sviluppo e implementazione di policy che favoriscano lo sviluppo della mobilità elettrica; - Incentivo allo sviluppo tecnologico.
Fase 2 Consolidamento	2017-2020	<ul style="list-style-type: none"> - Emanazione di norme comuni e condivise tra Stati Membri; - Diffusione su larga scala di veicoli elettrici; - Completamento e consolidamento della rete di infrastrutture di ricarica pubblica (e privata); - Incentivo allo sviluppo tecnologico.

6.6 Linee guida al 2030

Benché l’orizzonte temporale del presente Piano arrivi al 2020 si ritiene utile individuare fin da ora i pilastri portanti sui quali dovrà fondarsi il modello marchigiano di sviluppo energetico nell’orizzonte di lungo periodo (2030 e oltre), anche al fine di preparare la politica energetica regionale agli obiettivi che l’Unione Europea ha già portato al 2030 (cfr. § 2.1.3).

Alcuni di questi pilastri si fondano su quanto già previsto dal Piano, o meglio sulla base degli obiettivi del sistema energetico regionale al 2020, almeno a livello embrionale. Il contesto generale, però, impedisce obiettivamente di pensare che essi possano essere completamente realizzati se non nel medio-lungo periodo, per cui si ritiene utile considerarli anche come linee guida sulle quali si dovrà costruire il futuro energetico delle Marche. Altri indirizzi, se pur attualmente non realizzabili, vengono comunque introdotti in quanto l’innovazione tecnologica potrebbe rendere fattibile l’applicazione di tecniche e concetti oggi disponibili solo a livello sperimentale. Le linee guida sono elaborate nella consapevolezza che sull’evoluzione del contesto energetico operano moltissime variabili, in gran parte esogene, e quindi difficilmente governabili sul lungo periodo. Per tale motivo non si sono posti obiettivi quantitativi per i risultati attesi né limiti temporali per il conseguimento dei risultati stessi. Gli obiettivi rimangono quindi a livello qualitativo, ma rappresentano una precisa linea di tendenza verso cui la Regione Marche intende orientare il proprio futuro energetico.

- ✓ Il futuro energetico delle Marche dovrà essere improntato al conseguimento della **autosufficienza energetica coniugata con l’autoconsumo**. Il concetto è che l’energia venga prodotta laddove verrà utilizzata e, almeno in prima approssimazione, nella stessa quantità necessaria agli utilizzatori locali, conservando quindi l’obiettivo di massimizzare la diffusione della generazione distribuita. Nei limiti del possibile, produzione e consumo dovranno essere in fase temporale e, se sarà necessario accumulare energia (perché prodotta, ad esempio, con fonti rinnovabili non programmabili), questo andrà fatto sul territorio utilizzando le migliori tecnologie disponibili per l’accumulo. L’autosufficienza energetica così coniugata servirà anche a migliorare l’atteggiamento generale dei cittadini verso la materia dell’energia: poiché qualsiasi tipo di produzione energetica comporta un certo impatto ambientale, avere la produzione sul proprio territorio non può che far crescere la volontà di minimizzare gli impatti e, di conseguenza, generare comportamenti

²⁶⁹Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, “Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica”, Testo per la consultazione pubblica, pubblicato il 10 aprile 2013, reperibile su: http://www.mit.gov.it/mit/mop_all.php?p_id=14588

virtuosi verso l'uso razionale dell'energia, il perseguimento di una maggiore efficienza e la riduzione degli sprechi. Le tecnologie da utilizzare per raggiungere l'autosufficienza dovranno essere quelle che, al tempo stesso, sono capaci di ridurre gli impatti ambientali e di adeguare i profili di produzione ai profili di consumo, sfruttando anche tutte le innovazioni disponibili in materia di reti (smart grids).

- ✓ Il percorso energetico dovrà essere improntato al perseguimento della **transizione verso un futuro al 100% rinnovabile**. Per la completa transizione saranno necessari tempi dell'ordine delle decine di anni, e non è improbabile che serva tutto il XXI secolo per vederla realizzata. Ciononostante occorre che tutte le azioni da impostare, anche nell'immediato, la prevedano come risultato finale. Il concetto di fondo da adottare sarà quello di utilizzare tutte le diverse tecnologie rinnovabili, favorendo quelle maggiormente disponibili sul territorio regionale e quelle che garantiscono il minore impatto ambientale.
- ✓ La transizione verso un futuro tutto rinnovabile comporterà la **riduzione del consumo di combustibili fossili**. La transizione dovrà dapprima comportare la riduzione dei combustibili fossili liquidi, fino a veder il loro uso relegato a quegli impieghi per i quali non esiste alternativa (al momento, trasporto aereo e, in parte, marittimo). Il combustibile fossile da privilegiare durante la transizione dovrà essere il gas naturale, anche nella versione liquefatta (LNG) per quegli impieghi che necessitino di maggiore densità energetica (trasporto marittimo, trasporto pesante su strada e ferrovia).
- ✓ L'**energia solare** dovrà costituire una delle fonti prioritarie di sfruttamento dell'energia rinnovabile sia per la produzione di energia elettrica (fotovoltaico) che di energia termica (solare termico) privilegiando e massimizzando l'impiego di superfici già impermeabilizzate o non altrimenti utilizzabili (tetti, parcheggi, discariche, pertinenze di strade, autostrade e ferrovie). Andrà fortemente supportata la realizzazione di quegli impianti, pure piccoli, che consentano alte percentuali di autoconsumo anche mediante l'introduzione di sistemi innovativi di accumulo dell'energia, nonché la penetrazione di nuove tecnologie a basso impatto come il fotovoltaico di terza generazione (celle ad alta efficienza, celle ibride organiche-inorganiche, celle organiche).
- ✓ Lo sfruttamento dell'**energia eolica** dovrà essere ottimizzato in base alla disponibilità della risorsa vento, privilegiando tutte quelle località dotate di ventosità adeguata e sufficientemente isolate da non causare impatto per le popolazioni residenti nelle vicinanze. Lo sviluppo tecnologico del settore andrà accuratamente monitorato per individuare quelle innovazioni che diminuiscano l'impatto ambientale nelle installazioni terrestri (in-shore) e consentano lo sfruttamenti di campi a mare (off-shore) anche alle condizioni di ventosità tipiche del mare Adriatico di fronte alla costa marchigiana. In ogni caso andrà supportata la penetrazione di nuove tecnologie come, ad esempio, i generatori eolici senza parti in movimento.
- ✓ Lo **sfruttamento delle bioenergie** dovrà essere strettamente collegato alla integrazione e alla complementarità con l'agricoltura a fini alimentari. Esso dovrà essere utilizzato anche come strumento per incrementare i ricavi delle aziende agricole e renderle sostenibili economicamente, con l'obiettivo di mantenere il territorio rurale presidiato e governato nell'ottica della sostenibilità. Secondo questi presupposti la biomassa da destinare a impieghi energetici dovrà essere prioritariamente solo quella di scarto, anche proveniente dall'industria agroalimentare, e la destinazione di terreni agricoli a colture dedicate a biomassa per fini energetici dovrà essere disincentivata e limitata quanto più possibile. Le tecnologie di sfruttamento energetico della biomassa dovranno evitare per quanto possibile l'impiego della combustione diretta e indirizzarsi a tecnologie più moderne e meno impattanti come la pirogassificazione e la digestione anaerobica. Andrà fortemente supportata, inoltre, la conversione a **biometano** tutte le volte che ciò sarà tecnicamente possibile, in modo da sfruttare sia le buone caratteristiche in termini di impatto ambientale che la flessibilità e la versatilità del vettore energetico. Per ciò che attiene lo sfruttamento del patrimonio forestale, esso potrà avvenire solo seguendo le regole della gestione forestale sostenibile e tenendo in debito conto la multifunzionalità del sistema bosco,

- sfruttando al tempo stesso le necessità di protezione antincendio che mettono a disposizione biomassa utilizzabile per fini energetici.
- ✓ Il contesto energetico dovrà muoversi verso un **uso massimo e ottimizzato dell'energia elettrica**, prevedendo le opportune modifiche infrastrutturali (in particolare di efficientamento della rete di distribuzione) e comportamentali necessarie a non ottenere effetti collaterali indesiderati (dipendenti dalle modalità con cui l'energia elettrica viene generata). Contestualmente allo sviluppo di un efficiente e affidabile sistema di generazione elettrica da fonte rinnovabile andrà supportata, tutte le volte che ciò si dimostrerà tecnicamente e ambientalmente sostenibile, la conversione a energia elettrica di applicazioni attualmente alimentate con energia termica, se prodotta con combustibili fossili. Per esempio: nelle applicazioni di comfort ambientale l'uso delle pompe di calore, in particolare di quelle che impiegano la sorgente geotermica a bassa entalpia, andrà preferito al gas naturale ove termodinamicamente sostenibile; per gli usi di cucina l'uso dell'energia elettrica andrà preferito al gas naturale specialmente in caso di nuove abitazioni nelle quali sia possibile evitare l'installazione della rete interna di distribuzione del metano; nel trasporto leggero, dove andrà curata la transizione verso la propulsione elettrica.
 - ✓ L'**efficienza energetica in edilizia** dovrà costituire uno dei pilastri su cui basare la sostenibilità economica e occupazionale del comparto delle costruzioni edili. Considerando la necessità di ridurre il consumo di suolo e la bassa domanda di nuove abitazione è verosimile che il futuro del comparto edile debba necessariamente passare attraverso un massiccio ricorso alle ristrutturazioni da integrare con finalità energetiche e antisismiche. Dovrà essere fortemente supportata la tendenza a realizzare edifici a consumo nullo di energia (NZEB, Near Zero Energy Buildings) anche se ciò comportasse una revisione spinta delle tecniche costruttive. Si dovranno sempre prevedere:
 - i) resistenza e inerzia termiche compatibili con un bilancio energetico nullo,
 - ii) adeguati sistemi di ricambio d'aria,
 - iii) l'integrazione con sistemi a energia rinnovabile, in particolare solare fotovoltaico e solare termico,
 - iv) la gestione intelligente dell'energia attraverso le tecnologie domotiche,
 - v) l'utilizzo della cogenerazione e del teleriscaldamento ove ciò risulti conveniente in termini termodinamici.
 - ✓ Il miglioramento dell'**efficienza energetica nell'industria** dovrà essere perseguita proseguendo gli sforzi già in atto con l'impiego di motori elettrici sempre più efficienti e l'uso delle tecniche di "process integration" per il recupero di calore e lo sfruttamento termodinamico ottimale delle correnti fluide impiegate in ambito industriale. La tecnica della cogenerazione dovrà continuare a costituire una priorità per tutte quelle applicazioni caratterizzate da necessità contemporanee di energia elettrica e termica (sia in ambito industriale che nel terziario, per ospedali, centri commerciali etc.)
 - ✓ L'**efficienza energetica nei trasporti** dovrà essere rigorosamente coniugata con la riduzione dell'inquinamento provocato dalle emissioni dei mezzi di trasporto. In questa ottica la raccomandazione è quella di convertire progressivamente il parco dei veicoli leggeri su strada verso la propulsione ibrida o completamente elettrica. Naturalmente deve essere garantito contestualmente l'adeguamento della rete elettrica, con la creazione di un numero sufficiente di colonnine di ricarica e la messa in atto di accorgimenti per rendere possibile la ricarica autonoma dei veicoli elettrici. Nel tempo di transizione non va penalizzata la vocazione regionale di territorio leader nell'impiego del gas naturale compresso (GNC) (anche da biometano) come carburante alternativo per il trasporto leggero. Sul fronte del trasporto pesante (camion e treni a trazione termica) è auspicabile una conversione quanto più ampia possibile all'uso del gas naturale liquefatto (GNL) contestualmente alla realizzazione di una rete di distribuzione adeguata. Anche per quanto attiene la mobilità in mare il suggerimento è quello di tendere verso la conversione all'uso del GNL sia presso la marineria locale (pesca) che nel comparto dei traghetti.

- ✓ Per quanto riguarda il **contributo al sistema energetico proveniente dal ciclo dei rifiuti** si auspica che il ricorso ad un modello di “economia circolare” massimizzi il riciclo e il riuso della frazione secca dei rifiuti, evitando di prendere in considerazione la termovalorizzazione della frazione secca (nella consapevolezza che la termovalorizzazione della frazione secca dei rifiuti porta un contributo del tutto trascurabile al bilancio energetico regionale). Riguardo alla FORSU, poiché la digestione anaerobica sembra la metodologia più corretta di trattamento e ad essa è conseguente la produzione di biogas, l’indicazione che si trasmette è quella di convertire il biogas a biometano favorendo poi tutti i possibili utilizzi che lo caratterizzano.
- ✓ Andrà garantito un monitoraggio costante e puntuale dello **sviluppo tecnologico** in atto in tutti i settori coinvolti nella produzione, nel trasporto e nell’uso dell’energia al fine di individuare con tempestività ogni innovazione che possa garantire al territorio miglioramenti nell’approvvigionamento di energia in termini di compatibilità ambientale, efficienza, affidabilità e convenienza economica.

7 SISTEMA DI AZIONI E MONITORAGGIO

7.1 Sistema di azioni per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing

Nel capitolo 5 sono stati esposti gli scenari e le proiezioni volti a delineare le possibili traiettorie di CFL e FER e quindi ad identificare il possibile collocamento della Regione Marche negli anni fino al 2020 in riferimento all'impegno richiesto dal D.M. Burden Sharing²⁷⁰.

Le proiezioni mostrano che lo scenario BAU²⁷¹ permette il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing se si mantengono in essere le azioni già messe in atto sia per la riduzione dei consumi che per l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Al tempo stesso nel capitolo 5 è stato individuato lo scenario SEE²⁷², che consentirebbe un aumento della percentuale di energia rinnovabile sui consumi di 10 punti percentuali rispetto alla percentuale prevista dal Decreto Burden Sharing. Questo scenario, assai ambizioso, consente di perseguire al 2020 una riduzione dei consumi del 20% rispetto allo scenario BAU e un aumento della quota di energia rinnovabile tale da coprire il 25,8% dei consumi finali lordi di energia.

Il raggiungimento di questi obiettivi sarà possibile solo grazie alla realizzazione di interventi incisivi. In tale ottica, al fine di offrire specifici indirizzi per l'attuazione del presente Piano, nel paragrafo 7.1.2 sono proposte azioni volte a consentire il passaggio dallo scenario BAU allo scenario SEE.

E' bene sottolineare che si è scelto di non quantificare la reale potenzialità delle azioni individuate per mancanza, in molti casi, degli input necessari oltreché alla difficoltà di stima del relativo impatto. La proposta di azioni volte a spostare la traiettoria di sviluppo dallo scenario BAU allo scenario SEE è, infatti, una attività complessa, considerato il sistema assai articolato delle prerogative, degli strumenti e delle attività svolte a livello nazionale ed i compiti attribuiti alle Regioni.

Occorre poi considerare che alcune azioni di forte impatto (come il mantenimento delle detrazioni fiscali per gli interventi di riqualificazione energetica, il mantenimento dei Titoli di Efficienza Energetica, o "certificati bianchi" e del Conto Termico) sono principalmente demandate al livello nazionale e la funzione principale della Regione, oltre a quella di sostenerne la massima diffusione, è quella di spingere affinché esse siano mantenute almeno fino al 2020 e conservino quell'aspetto di continuità che è fattore essenziale per la buona riuscita di qualsiasi misura.

Gran parte della efficacia delle azioni proposte dipende dalla durata e dalla continuità nel tempo. Azioni di breve termine (1-2 anni o addirittura 6 mesi) di solito hanno il solo effetto di drogare il mercato, non creano consolidamento dell'offerta da parte delle imprese e disorientano la domanda. Al loro estinguersi, spesso, si registrano più svantaggi che vantaggi. **Per tale motivo sono sempre da preferire azioni che, pur caratterizzate da un impatto minore, siano sostenibili nel tempo e siano quindi capaci di creare un circolo virtuoso attraverso il quale, oltre a registrare vantaggi di tipo energetico, sia possibile creare un tessuto economico fatto di imprese e posti di lavoro stabili e sostenibili.**

La Regione, in assenza della possibilità di effettuare investimenti consistenti con fondi propri, per il conseguimento dei target di risparmio energetico al 2020, **dovrà intervenire principalmente attraverso la formulazione di normativa specifica, la definizione di una riforma fiscale in chiave energetica, il corretto impiego dei fondi europei e statali nel periodo 2014/2020 e la realizzazione di vaste campagne di informazione e comunicazione**, sulle opportunità e sugli strumenti economici per cittadini e imprese messi in campo dallo Stato e dall'Unione Europea per conseguire i target assegnati. La Regione, inoltre, non può prescindere dall'applicazione puntuale nelle utenze

²⁷⁰ Cfr. § 5.6 "Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012"

²⁷¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

²⁷² Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

pubbliche e nelle strutture di servizio, di tutti gli accorgimenti e delle misure attualmente in uso per il contenimento e la razionalizzazione dei consumi di energia elettrica, passando per l'efficienza energetica, il sostegno all'innovazione tecnologica, la correzione delle abitudini comportamentali del personale, aspetto quest'ultimo, in particolare, valido anche per il contenimento dei consumi del settore privato.

Un aspetto che non va sottovalutato proprio in questo contesto è quello della corretta e puntuale informazione che possono effettuare la Regione ed i Comuni, specialmente quelli in cui è attivo uno *Sportello Energia*, sulle opportunità per cittadini, le imprese e gli Enti Locali, derivanti dagli strumenti nazionali di incentivazione. Spesso le imprese e i cittadini non colgono le opportunità di innovazione derivanti dagli strumenti messi a disposizione per aumentare la penetrazione delle tecnologie ecoefficienti e delle fonti rinnovabili nel tessuto produttivo e nel settore residenziale, anche per il timore di doversi scontrare con aspetti burocratici ed autorizzativi e/o per l'incertezza del buon esito del riconoscimento degli incentivi/benefici spettanti a seguito degli interventi effettuati sui propri beni. Per sopperire a queste problematiche, gli istituti di credito e le organizzazioni di categoria, operanti nei settori interessati dagli interventi previsti ad esempio dal CET 2.0 e dalle detrazioni fiscali al 65%, si sono organizzate con campagne pubblicitarie e di informazione, che però non arrivano a coinvolgere la totalità dei possibili beneficiari, escludendo spesso quella fascia di popolazione che, per questioni prevalentemente economiche e di scarsa conoscenza dei vantaggi derivanti, ha più difficoltà ad usufruire di interventi di innovazione green, ricorso alle fonti rinnovabili ed all'efficientamento energetico. **Quindi diventa fondamentale effettuare campagne coordinate di sensibilizzazione sul territorio regionale e sostenere l'apertura diffusa sul territorio di Sportelli Energia, per coinvolgere nella loro interesse le comunità locali e gli enti pubblici**, spingendoli ad approfittare degli strumenti messi in campo dal Governo ed a loro rivolti, **e a costituire gruppi di acquisto soprattutto per le fonti non direttamente incentivate, come al momento il fotovoltaico**. Tanto più che da una attenta lettura degli interventi ammissibili con il nuovo decreto CET 2.0 si evince il rischio che il 2016 potrebbe essere il penultimo, se non l'ultimo anno di applicazione delle detrazioni al 65% per alcuni degli interventi di efficienza energetica e ricorso alle energie rinnovabili. I due strumenti di sostegno sono difatti, per alcune linee di intervento, speculari: con la nuova formulazione del Conto Energia Termico si vanno a finanziare buona parte degli interventi previsti dallo strumento delle detrazioni fiscali, ma il CET 2.0 consente, in chiave Burden Sharing, un maggiore monitoraggio degli interventi effettuati e la conseguente agevole quantificazione e contabilizzazione dei benefici energetici conseguiti (la modalità di richiesta dei contributi è informatizzata e gestita dal GSE), aspetto questo che invece lo strumento delle detrazioni al 65% non consente con la medesima semplicità.

L'aspetto dell'informazione da parte della Regione diventa fondamentale anche per le caratteristiche degli Enti Locali marchigiani, Comuni mediamente di dimensioni piccole rispetto a quelli di altre regioni italiane. Le Marche di conseguenza potrebbero venire penalizzate proprio su quei 200 mln di € del CET2.0 vincolati alla PA, soprattutto per la mancanza in gran parte degli enti locali di tecnici specializzati nella progettazione degli interventi, nel seguire le pratiche di riconoscimento degli incentivi, etc.

Un aspetto molto interessante per l'efficienza energetica del patrimonio immobiliare residenziale contenuto nella *Legge di Stabilità 2016* (comma 74 della L.208/2015) prevede che per i contribuenti in no-tax area gli interventi di efficienza energetica previsti con l'ECOBONUS possono essere **delegati ad un soggetto terzo che si accolla i costi dell'intervento di efficienza energetica e diventa titolare del recupero fiscale del 65%**. Le modalità operative sono definite con il provvedimento Prot. n. 43434 del 22 marzo 2016 dell'Agenzia delle entrate, in cui si spiega come si può cedere, ai fornitori che hanno realizzato gli interventi di riqualificazione energetica sulle parti comuni degli edifici, il credito corrispondente alla detrazione per le spese relative ai predetti interventi. Questa norma apre un largo settore di intervento di efficienza energetica in tutto il patrimonio immobiliare costituito dai numerosi e grandi condomini. Sarà pertanto importante, anche attraverso il coinvolgimento delle associazioni di amministratori condominiali regionali, prevedere azioni

regionali per la più ampia diffusione di iniziative di riqualificazione energetica di condomini e per il coinvolgimento dei contribuenti in no-tax area.

Le azioni vengono classificate per ciascuno obiettivo in azioni nazionali e in azioni regionali. Per quanto riguarda gli ambiti di impatto di ciascuna azione, si evidenzia che le azioni di contenimento dei CFL e quelle di sviluppo delle FER-C sono state raccolte assieme; questo perché vi è un legame strettissimo fra efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili termiche, soprattutto per quanto concerne gli edifici. Molte delle misure proposte, infatti, conducono, inevitabilmente e in maniera sinergica, alla riduzione dei consumi ed alla produzione di energia da FER-C.

7.1.1 Programmazione comunitaria 2014-2020

Una funzione importante per l'implementazione della strategia energetica regionale delineata dal presente Piano è assegnata alla programmazione comunitaria dei **fondi strutturali: FESR (Fondo Europeo Sviluppo Regionale), FEASR (Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale), FSE (Fondo Sociale Europeo), FEAMP (Fondo Europeo per gli affari marittimi e la pesca) e del Fondo di coesione (FAS Fondo Aree Sottoutilizzate)**. Occorre, però, evidenziare che per il raggiungimento dell'obiettivo "Burden Sharing" sarà necessario affiancare ulteriori strumenti finanziari, normativi e fiscali.

I fondi strutturali di origine comunitaria vengono suddivisi, a livello regionale, tra le diverse linee di finanziamento in base "all' Accordo di partenariato 2014-2020".

L'Accordo di partenariato è lo strumento previsto dall'art.14 del Regolamento UE n.1303/2013 per stabilire la strategia, i risultati attesi, le priorità, i metodi di intervento e di impiego dei fondi comunitari per il periodo 2014-2020.²⁷³L'Accordo finale, predisposto dallo Stato Membro e condiviso al suo interno, viene approvato dalla Commissione Europea²⁷⁴e scaturisce dal confronto tecnico-istituzionale avviato sulla base del documento "Metodi e obiettivi", licenziato dal Consiglio dei Ministri il 17 dicembre 2012, e dal Position Paper della Commissione Europea.

L'Accordo individua 11 obiettivi tematici e per ogni obiettivo fornisce l'indicazione dei risultati attesi e delle azioni necessarie a conseguirli.

Per quanto riguarda l'ambito relativo all'energia, l'obiettivo di riferimento è l'obiettivo tematico n.4 "Sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori".

La strategia delineata dall'accordo per perseguire gli obiettivi europei 2020 prevede di concentrare le risorse su interventi di efficienza energetica (efficientamento energetico degli edifici e delle strutture pubbliche o ad uso pubblico anche residenziali e della pubblica illuminazione, delle strutture e nei cicli produttivi, dando priorità ai settori a più alta intensità energetica o a maggiore potenziale di miglioramento).

All'efficientamento energetico si aggiunge il sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili, in prevalenza orientato all'autoconsumo e alla diffusione delle reti intelligenti.

Limitatamente al settore agricolo la produzione di energia rinnovabile sarà sostenuta *"attraverso lo sfruttamento sostenibile delle bioenergie, in conformità con i criteri di sostenibilità secondo il dettato della Direttiva CE 2009/28, attuata con il Decreto Legge del n.28 del 3 marzo 2011 e successive modifiche, e secondo le raccomandazioni della Commissione COM/2010/11 in materia di sostenibilità delle biomasse solide e gassose per la produzione di elettricità e calore, ed escludendo qualsiasi sostegno alla produzione di biocombustibili derivanti da produzione agricola dedicata.*

Ulteriore priorità è da attribuire agli impianti di energia solare, sia fotovoltaici che per produzione di calore, a condizione che si tratti di interventi di piccola e media dimensione, che non consumino

²⁷³La proposta di Accordo di partenariato 2014-2020 è stata approvata dal CIPE il 18 aprile 2014 e trasmessa alla Commissione Europea il 22 aprile 2014. Il negoziato formale si è concluso il 29 ottobre 2014, con l'adozione, da parte della Commissione europea dell'Accordo di Partenariato.

²⁷⁴L'Accordo di Partenariato approvato dalla Commissione europea è reperibile al seguente link:http://www.agenziacoesione.gov.it/it/politiche_e_attivita/programmazione_2014-2020/Accordo_di_Parteneriato.html

suolo (ad esempio, usando tetti di capannoni e stalle esistenti) e ad impianti di mini-eolico, mini-idrico e di geotermia. Sarà incentivata la valorizzazione energetica dei reflui zootecnici, delle altre deiezioni solide e liquide, dei residui delle filiere agricole e dell'agroalimentare, nonché di origine marina, anche in stretto collegamento con i progressi ottenuti dalla ricerca secondo quanto evidenziato nell'Obiettivo Tematico 1. Sarà incentivata, inoltre, la valorizzazione delle biomasse forestali per l'approvvigionamento di piccoli e medi impianti per produzione combinata di calore ed energia. Per ciò che riguarda la demarcazione con gli interventi dell'OT3, sono da ricomprendere in questo Obiettivo Tematico tutti quegli investimenti che hanno un effetto prevalente e specifico sulla produzione di energia rinnovabile e sulla riduzione di emissioni di CO₂ e di gas climalteranti e inquinanti.

*Ai fini di una gestione efficiente dell'energia (elettricità e calore), saranno sostenuti investimenti di **cogenerazione e trigenerazione** ad alto rendimento e la costruzione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, dando priorità al recupero termico in impianti alimentati a fonti rinnovabili; potranno essere realizzati interventi connessi a impianti già esistenti alimentati da fonti fossili sotto i 20 MW secondo il dettato della Direttiva CE 2003/87, selezionati in modo da massimizzare gli effetti positivi in termini di riduzione di emissioni e di inquinamento atmosferico, soprattutto nei centri urbani."*

Alle priorità sopra indicate, l'Accordo di Partenariato aggiunge quelle relative al potenziamento dei **servizi di mobilità collettiva sostenibile** e di infomobilità e all'efficientamento energetico del settore pesca e acquacoltura. *"In tale ambito il FEAMP finanzia gli interventi per l'ammodernamento o la sostituzione dei motori principali o ausiliari. Inoltre, sosterrà gli investimenti destinati ad attrezzature a bordo e ad attrezzi da pesca e volti ad aumentare l'efficienza energetica dei pescherecci, l'audit e l'ecogestione (EMAS), i regimi di efficienza energetica, nonché gli studi per valutare il contributo dei sistemi di propulsione alternativi e della progettazione degli scafi sull'efficienza energetica dei pescherecci."*

Gli interventi del FEAMP specifici sono stati definiti dal Programma operativo unico nazionale redatto, sulla base dell'articolo 17 del Reg. (UE) n. 508/2014, in stretta collaborazione con i partner di cui all'art.5 del Reg. (UE) n. 1303/2013.²⁷⁵

Le linee programmatiche di intervento regionali per il perseguimento dell'obiettivo tematico riguardante l'energia e la mobilità sostenibile sono state definite dal **POR FESR Marche 2014-2020 (DAARL 126 del 31 marzo 2015), le cui modalità attuative (MAPO) sono state approvate con DGR n.1143 del 21/12/2015.**

Il Programma di Sviluppo Rurale Marche 2014-2020 (DAARL n.130 del 21 maggio 2015) sostiene, invece, l'efficienza energetica e la produzione di energia rinnovabile nel settore agricolo FOCUS AREA E MISURE PSR Marche 2014-2020

Di seguito si riporta una sintesi delle Schede di attuazione relative ai programmi finanziari richiamati.

²⁷⁵Il Programma Operativo è stato approvato nel mese di novembre 2015 ed è scaricabile al seguente link:<https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/8752>

POR 2014/2020	BENEFICIARI	RISORSE (€)
11.1.1 Realizzazione di impianti di trattamento, sistemi di stoccaggio, piattaforme logistiche e reti per la raccolta da filiera corta delle biomasse. Impianto a biomasse da filiera corta progetto pilota.	Enti locali in forma singola o associata	500.000,00
12.1.1 Efficientamento energetico e sviluppo dell'uso delle rinnovabili nelle imprese e nelle aree produttive.	Imprese	9.399.144,00
13.1.1 Incentivi di efficienza energetica nelle strutture sanitarie.	ASUR Marche	9.000.000,00
13.1.2 Interventi di efficienza energetica negli edifici pubblici e nella pubblica illuminazione.	Enti locali, consorzi, società partecipate, partenariato istituzionale.	6.385.006,40
13.1.2 Realizzazione in bioedilizia del Polo Unico Regionale per emergenza.	Regione Marche- Asur Marche	6.366.808,15
14.1 Rinnovo del parco autobus per il servizio TPL	Aziende TPL	18.022.579,40
14.2/14.3/14.4 Sistemi di trasporto intelligenti, sviluppo delle infrastrutture e nodi di interscambio finalizzati all'incremento della mobilità collettiva e alla distribuzione eco-compatibile delle merci e relativi sistemi di trasporto.	Enti locali in forma singola o associata, aziende TPL	7.350.629,05
TOTALE RISORSE		57.024.166,60

PSR 2014/2020	OBIETTIVO	MISURA	DESCRIZIONE	RISORSE (€)
Misure che contribuiscono in <u>maniera esclusiva</u> all'obiettivo	Produzione di energia da fonti rinnovabili	6.4.A.3	Sostegno agli investimenti nelle aziende agricole per lo sviluppo di attività non agricole - FA 2A - produzione di energia	7.000.000
		6.4.B.1	Investimenti strutturali nelle PMI per lo sviluppo di attività non agricole - FA 6A - Produzione di energia	2.500.000
		8.6.A	Investimenti di trasformazione e commercializzazione di prodotti forestali ed investimenti forestali per accrescere il valore economico delle Foreste - FA 5C	6.000.000
		16.6.A	Costituzione di aggregazioni tra produttori di biomassa forestale - FA 5C	1.000.000
	Riduzione dei consumi energetici	4.2.B	Investimenti materiali e immateriali per la riduzione dei consumi energetici - FA 5B	3.400.000
TOTALE RISORSE				19.900.000

PSR 2014/2020	OBIETTIVO	MISURA	DESCRIZIONE	RISORSE (€)
Misure che contribuiscono in maniera <u>non esclusiva</u> all'obiettivo	Produzione di energia da fonti rinnovabili	4.1 A	Investimenti materiali e immateriali - FA 2A	85.300.000
		4.2 A	Investimenti materiali e immateriali realizzati da imprese agroalimentari - FA 3A	13.600.000
		6.2.A	Aiuti all'avviamento di attività imprenditoriali per attività extra-agricole nelle zone rurali - FA 6A	600.000
	Riduzione dei consumi energetici	7.2.A	Riuso e riqualificazione dei centri storici, creazione di micro reti di distribuzione di energia - FA 6A	1.000.000
TOTALE RISORSE				100.500.000

E' evidente come ci sia completa congruenza tra le linee programmatiche espresse dal presente Piano e gli indirizzi relativi all'utilizzo dei fondi strutturali 2014-2020.

La programmazione dell'utilizzo del **Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (FSC) ex Fondo Aree Sottoutilizzate 2014/2020²⁷⁶**, seppure al momento di redazione del presente piano risulta non definita, prevede tra le priorità d'intervento il finanziamento delle infrastrutture. Il Fondo fornisce, quindi, alla Regione Marche **un'ottima opportunità per finanziare gli interventi di potenziamento, efficientamento e "smartizzazione" della rete elettrica, oltreché interventi di efficientamento energetico degli edifici pubblici individuati nei successivi paragrafi.**

Si riporta di seguito la Tabella con i "Risultati attesi" e le "Azioni da implementare" relativi all'OT 4 estratti dall'Accordo di partenariato 2014-2020 (versione settembre 2014).

²⁷⁶Fondo Aree Sottoutilizzate (FAS), istituito dall'art 61, comma 1, della Legge Finanziaria 2003 (L. 27 dicembre 2002 n. 289) e modificato con la legge 296/06 (Legge finanziaria 2007) è lo strumento generale di governo e di sviluppo della nuova politica regionale nazionale per la realizzazione di interventi nelle aree sottoutilizzate.

OBIETTIVO TEMATICO 4 - SOSTENERE LA TRANSIZIONE VERSO UN'ECONOMIA A BASSE EMISSIONI DI CARBONIO IN TUTTI I SETTORI

Risultato atteso	n.	Azione	Azione PON	Azione POR/PSR	Azione comune tra i PO con struttura definita	Fondo
RA 4.1 Riduzione dei consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali e integrazione di fonti rinnovabili ¹⁸	4.1.1	Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche: interventi di ristrutturazione di singoli edifici o complessi di edifici, installazione di sistemi intelligenti di telecontrollo, regolazione, gestione, monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici (<i>smart buildings</i>) e delle emissioni inquinanti anche attraverso l'utilizzo di mix tecnologici	PON Città Metropolitane (limitatamente ad edifici di proprietà dei Comuni in cui opera il PON)	POR		FESR
	4.1.2	Installazione di sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile da destinare all'autoconsumo associati a interventi di efficientamento energetico dando priorità all'utilizzo di tecnologie ad alta efficienza		POR		FESR
	4.1.3	Adozione di soluzioni tecnologiche per la riduzione dei consumi energetici delle reti di illuminazione pubblica, promuovendo installazioni di sistemi automatici di regolazione (sensori di luminosità, sistemi di telecontrollo e di telegestione energetica della rete)	PON Città Metropolitane	POR		FESR
RA 4.2 Riduzione dei consumi energetici e delle emissioni nelle imprese e integrazione di fonti rinnovabili	4.2.1	Incentivi finalizzati alla riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di gas climalteranti delle imprese e delle aree produttive compresa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile per l'autoconsumo, dando priorità alle tecnologie ad alta efficienza		POR		FESR
	4.2.2	Interventi volti a rendere più efficiente l'uso dell'energia nell'agricoltura e nell'industria alimentare (Focus area 5.b)		PSR		FEASR

Risultato atteso	n.	Azione	Azione PON	Azione POR/PSR	Azione comune tra i PO con struttura definita	Fondo
RA 4.5 Aumento dello sfruttamento sostenibile delle bioenergie ¹⁹	4.5.1	Interventi per l'approvvigionamento e l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, sottoprodotti, materiali di scarto, residui e altre materie grezze non alimentari ai fini della bioeconomia (Focus area 5.c)		PSR		FEASR
	4.5.2	Realizzazione di impianti di trattamento, sistemi di stoccaggio, piattaforme logistiche e reti per la raccolta da filiera corta delle biomasse [eventuale azione a supporto dell'azione 4.5.1 FEASR -Focus area 5.c]		POR		FESR
RA 4.6 Aumento della mobilità sostenibile nelle aree urbane	4.6.1	Realizzazione di infrastrutture e nodi di interscambio finalizzati all'incremento della mobilità collettiva e alla distribuzione ecocompatibile delle merci e relativi sistemi di trasporto	PON Città Metropolitane	POR		FESR
	4.6.2	Rinnovo del materiale rotabile	PON Città Metropolitane	POR		FESR
	4.6.3	Sistemi di trasporto intelligenti	PON Città Metropolitane	POR		FESR
	4.6.4	Sviluppo delle infrastrutture necessarie all'utilizzo del mezzo a basso impatto ambientale anche attraverso iniziative di <i>charginghub</i>	PON Città Metropolitane	POR		FESR
RA 4.7 Riduzione delle emissioni di gas serra e aumento del sequestro di carbonio in agricoltura e nelle foreste	4.7.1	Interventi volti a ridurre le emissioni di gas serra e di ammoniaca prodotti dall'agricoltura (Focus area 5.d)		PSR		FEASR
	4.7.2	Interventi per la conservazione e il sequestro di carbonio nel settore agricolo e forestale (Focus area 5.e)		PSR		FEASR

Risultato atteso	n.	Azione	Azione PON	Azione POR/PSR	Azione comune tra i PO con struttura definita	Fondo
RA 4.8 Miglioramento dell'efficienza energetica nel settore della pesca e nelle imprese acquicole	4.8.1	Interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica e la mitigazione dei cambiamenti climatici nell'ambito della pesca marittima e della pesca nelle acque interne	Programma nazionale			FEAMP
	4.8.2	Interventi per l'aumento dell'efficienza energetica e la promozione della conversione delle imprese acquicole verso fonti rinnovabili di energia.	Programma nazionale			FEAMP

7.1.2 Azioni di contenimento dei CFL e di sviluppo delle FER-C

Di seguito sono esposte le misure regionali proposte per il raggiungimento degli obiettivi in tema di CFL, FER C (scostamento fra scenario BAU e scenario SEE al 2020 cfr. paragrafo 5.2.6 e 5.4.4). In merito, occorre evidenziare che il mantenimento e l'eventuale successiva revisione degli attuali strumenti incentivanti nazionali (Detrazioni fiscali²⁷⁷, Conto Termico e Certificati Bianchi ecc.), descritti nella tabella seguente, avranno ricadute importanti sul perseguimento degli obiettivi regionali.

Azioni nazionali
Detrazioni fiscali per la ristrutturazione di immobili esistenti (50%) e per la riqualificazione energetica (ex 55%, ora 65%) di interi edifici o singoli componenti. Il patrimonio edilizio esistente è costituito per una parte importante da edifici costruiti prima degli anni '90 con consumi energetici per la climatizzazione e per la produzione di acqua calda sanitaria superiori allo standard legislativo attuale. In tale senso gran parte del contributo positivo stimato fino al 2020, sia per lo scenario BAU che per il SEE, è riconducibile a una politica di intervento sull'esistente.
Detrazioni fiscali per impianti solari termici, Pompe di calore, impianti geotermici a bassa entalpia e caldaie a condensazione (ex 55%, ora 65%). La climatizzazione invernale e la produzione di ACS attraverso le caldaie a condensazione così come la produzione di ACS con pannelli solari termici sono interventi importanti, che permettono anche l'integrazione con elettrodomestici efficienti in grado di ridurre notevolmente i consumi per il preriscaldamento dell'acqua. In questa ottica una estensione dei benefici fiscali direttamente al 2020 e non il rinnovo anno per anno come invece succede, aiuterebbe anche l'innovazione in chiave sinergica degli elettrodomestici bianchi (lavatrici e lavastoviglie). Analogamente risulta importante il mantenimento degli incentivi anche per produrre energia termica da impianti a biomasse (per la climatizzazione invernale), PdC e impianti geotermici a bassa entalpia.
Conto Energia Termico. (DM 16 febbraio 2016) Decreto che promuove i nuovi incentivi per efficienza energetica e rinnovabili termiche; la versione 2.0 recentemente approvata e pienamente operativa da maggio 2016, prevede un plafond di 900 milioni di euro di cui 200 per la Pubblica Amministrazione (sono inclusi tra i beneficiari degli incentivi riservati al pubblico anche le cooperative sociali e le società di patrimonio pubblico). Il Decreto, inoltre, apporta una notevole semplificazione delle procedure di accesso, in primis per la PA anche grazie al catalogo dei prodotti prequalificati per l'efficienza energetica. Il CET2.0 offre nuove prospettive di intervento: <ul style="list-style-type: none">✓ per l'illuminazione efficiente favorendo la sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione;✓ per le ristrutturazioni degli edifici della PA ad 'energia quasi zero' considerato che l'incentivo potrà raggiungere il 65%;✓ per il controllo automatico degli impianti termici ed elettrici degli edifici (building automation), di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore (anche per sostenere il rispetto dell'obbligo di termostati nelle abitazioni con impianti centralizzati entro fine 2016);✓ per l'efficienza energetica nella climatizzazione invernale attraverso incentivi per la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con caldaie a condensazione, sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale, anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali con impianti dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, l'installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o ad integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar cooling, per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento, la sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore e la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi a pompa di calore.

²⁷⁷Le Linee guida dell'Agenzia delle Entrate sono scaricabili al seguente link http://www.agenziaentrate.gov.it/wps/file/Nsilib/Nsi/Agenzia/Agenzia+comunica/Prodotti+editoriali/Guida+Fiscali/Agenzia+informa/pdf+guide+agenzia+informa/Guida_Ristrutturazioni_edilizie.pdf.

Azioni nazionali
Certificati bianchi o “Titoli di Efficienza Energetica” (TEE) (DM 28 dicembre 2012 così come modificato dal DM 25 dicembre 2015) sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia sostenendo, quindi, interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Possono accedere ai titoli anche le unità di cogenerazione ad alto rendimento.
Incentivi biometano (DM 5 dicembre 2013). Il Decreto incentiva la produzione di biometano per l'immissione nella rete di trasporto, nelle reti di distribuzione del gas naturale senza specifica destinazione d'uso, con specifica destinazione d'uso nei trasporti e per l'uso in impianti di cogenerazione ad alto rendimento. In particolare, il decreto include nella definizione di rete: le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale in concessione; le altre reti di trasporto (reti private); i sistemi di trasporto mediante carri bombolai; i distributori di carburanti per autotrazione sia stradali sia a uso privato, compreso l'uso agricolo, anche non connessi alle reti di trasporto e distribuzione.

Le azioni regionali, riportate nelle tabelle seguenti, sono classificate in base all'obiettivo e alla strategia da perseguire; ad ogni azione è stato attribuito un livello di priorità (*) priorità elevata, ** priorità media, * priorità bassa).** La priorità, in particolare, identifica il livello d'impatto che l'azione ha sul perseguimento degli obiettivi stabiliti dal Piano e, quindi, segnala con priorità (***) le azioni che dovranno essere attuate nella fase immediatamente successiva all'approvazione del Piano. La programmazione regionale annuale e pluriennale dei fondi comunitari, statali e regionali dovrà tenere conto del grado di priorità assegnato dal presente Piano, riservando una quota pari ad almeno il 20% della dotazione finanziaria di ciascun fondo.

- ✓ **Obiettivo: Ridurre i consumi finali lordi di energia**
- ✓ **Strategia: Efficientamento energetico ambientale degli edifici, dell'illuminazione pubblica, dei processi produttivi e delle reti**

Azioni Regionali	Priorità
Attuazione dei requisiti minimi “di edificio ad energia quasi zero” prima dei tempi stabiliti dai decreti attuativi della Direttiva 2010/31/UE nel caso di realizzazione di nuovi edifici pubblici e privati. In particolare i decreti attuativi della direttiva prevedono che gli edifici pubblici e privati rispettino il requisito minimo di edificio ad energia quasi zero entro, rispettivamente, il 1 gennaio 2019 e il 1 gennaio 2021.	(***)
Obbligare i seguenti requisiti di certificazione energetica degli edifici in caso di ristrutturazione sulla base dei livelli stabiliti dal DM 26 giugno 2015. <ul style="list-style-type: none"> ✓ classe A3 in caso di ristrutturazione di primo livello; ✓ passaggio di due classi in caso di ristrutturazione di secondo livello; 	(***)
Obbligo di realizzare edifici NZEB nel caso di ristrutturazione rilevate ai sensi del D.lgs 28/2012.	(***)
Rivedere il sistema di incentivazione “demolizione e ricostruzione con ampliamento” promosso dalla L.R. 22/2009 “Piano Casa”, al fine di: <ul style="list-style-type: none"> ✓ migliorare le prestazioni energetiche degli edifici, sostenendo la realizzazione e la trasformazione di edifici in “edifici ad energia quasi zero (NZEB)”, con priorità per gli edifici pubblici; ✓ garantire continuità al sistema di incentivazione della riqualificazione energetica del settore edilizio; ✓ garantire integrazione degli aspetti energetici con gli aspetti sismici ed ambientali (applicazione protocollo ITACA). 	(***)
Attuazione delle disposizioni presenti sulla direttiva 2012/27/CE (recepita con D.lgs. 102/2014) sull'efficientamento del patrimonio edilizio pubblico esistente e, in particolare, adeguamento ai valori limiti, in misura del 3%, del patrimonio ogni anno.	(***)

Azioni Regionali	Priorità
<p>Obbligare i Comuni con popolazione superiore a 25mila abitanti ad effettuare gli audit energetici degli edifici pubblici, fatta eccezione per i Comuni in cui tali interventi siano valutati come economicamente non sostenibili. Il nuovo Conto Energia Termico 2.0 prevede il rimborso del 100% delle spese per le Pubbliche Amministrazioni che sottopongono i propri immobili a audit, previo impegno a realizzare almeno un intervento tra quelli indicati dalla Diagnosi.</p>	<p>(***)</p>
<p>Sostegno all'efficientamento energetico degli edifici pubblici (riqualificazione dell'involucro e delle superfici opache, degli impianti di condizionamento estivo ed invernale, sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione, installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico degli impianti termici ed elettrici degli edifici (building automation), di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore) con priorità per le strutture del Servizio Sanitario Regionale, ospedali e case della salute e case di riposo e in particolare quelle pubbliche e ubicate in aree montane e dell'entroterra marchigiano che, per questioni di fascia climatica risultano idonee e più convenienti per interventi con pompe di calore geotermiche e per impianti tri-cogenerativi ad alto rendimento alimentati da piccole filiere locali a biomasse. Gran parte degli interventi risultano coperti dagli incentivi del Conto Energia Termico 2.0.</p>	<p>(***)</p>
<p>Intervento sulla normativa regionale del settore Commercio per favorire l'eco-efficienza e l'integrazione della produzione di energia rinnovabile, in particolare nei centri commerciali e negli ipermercati: sostegno alla realizzazione degli interventi di efficientamento energetico sulle strutture esistenti con priorità per gli interventi sull'involucro e sulla gestione e controllo della climatizzazione, e obbligare le nuove realizzazioni al rispetto dei requisiti di edificio ad energia quasi zero.</p>	<p>(***)</p>
<p>Sostegno alla riqualificazione energetica dei Condomini, con priorità per i grandi condomini che hanno una classe energetica inferiore alla E, attraverso campagne di informazione, il sostegno all'intervento delle ESCO, l'attivazione di strumenti di ingegneria finanziaria (Fondo di Garanzia) e/o fiscali volti anche a potenziare l'utilizzo delle opportunità presenti nel Patto di Stabilità 2016 per i Condomini.</p>	<p>(***)</p>
<p>Sostenere la riqualificazione energetica completa dell'illuminazione pubblica regionale e della semaforica stradale, anche al fine anche di ridurre l'inquinamento luminoso. Sono gli interventi più urgenti da fare, sia per l'elevato tasso di innovazione che si è raggiunto nel settore, anche in ottica smart city, sia per i bassi tempi di ritorno degli investimenti.</p>	<p>(***)</p>
<p>Sostenere l'efficientamento energetico e le fonti rinnovabili anche attraverso la nuova normativa in materia di governo del territorio.</p>	<p>(***)</p>
<p>Sostenere l'impiego di gruppi di cogenerazione domestici, capaci di rifornire calore invernale o raffrescamento estivo, assieme alla produzione di elettricità in sostituzione delle classiche caldaie termiche.</p>	<p>(**)</p>
<p>Promozione della certificazione energetico ambientale (Protocollo Itaca Marche). Se fino ad ora gli interventi certificati con il protocollo Itaca Marche rappresentano una nicchia nel settore delle costruzioni, maggior spazio e risorse dovranno essere destinate alla promozione della certificazione secondo il Protocollo Itaca Marche. Attraverso tale sistema di certificazione, che tratta sia aspetti energetici che ambientali, è possibile dare un forte contributo al miglioramento della qualità energetico ambientale degli edifici. Per tale fine è necessario garantire un'applicazione uniforme sul territorio regionale delle regole incentivanti stabilite con DGR n.1689 del 2011 sostenendo il recepimento di tali regole all'interno dei regolamenti edilizi comunali, al fine di compensare il maggior onere sostenuto per la costruzione con strategie avanzate per la riduzione dei consumi energetici. Parallelamente il Protocollo Itaca va reso obbligatorio in ambito pubblico, (è in essere la versione per scuole ed uffici), per favorire la diffusione anche a titolo sperimentale di edilizia avanzata e in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ rivedere la normativa regionale di settore (L.R 14/2008) al fine di rendere obbligatoria l'applicazione: <ul style="list-style-type: none"> • di ITACA in caso di realizzazione e riqualificazione rilevante di edifici pubblici; • la rimodulazione degli oneri di urbanizzazione secondaria e del costo di costruzione in favore dell'applicazione del protocollo ITACA; 	<p>(**)</p>

Azioni Regionali	Priorità
<ul style="list-style-type: none"> ✓ prevedere la realizzazione del catasto ITACA digitale; ✓ istituire uno sportello regionale con funzioni di supporto agli Enti Locali. 	
Istituzione di un sistema di controllo sulle prestazioni energetiche raggiunte dagli edifici certificati APE ed ITACA. Il sistema di certificazione degli edifici dovrà essere promosso e regolamentato sotto il profilo del controllo in maniera di avere la certezza delle prestazioni energetiche raggiunte, ricorrendo al sistema dei controlli a campione.	(**)
Maggior controllo sul rispetto delle prestazioni, con particolare attenzione agli edifici pubblici. La legislazione cogente prescrive una serie di interventi che, se applicati correttamente, portano a livelli buoni di efficienza energetica. Il rispetto di tali limiti, e l'adozione di elementi più stringenti riguardanti le prestazioni dell'involucro e dell'impianto (valori limite, quota rinnovabile, riduzione della superficie 1000m2 per rientrare nelle ristrutturazioni rilevanti, estensione del concetto di "prestazione globale" anche al raffrescamento e usi elettrici), potrebbe portare a controllare l'aumento di domanda dato dalle nuove costruzioni e dal miglioramento ottenuto nelle ristrutturazioni rilevanti. Azioni di controllo più efficaci sugli interventi può, comunque, favorire che le realizzazioni rispettino gli standard dichiarati.	(**)
Favorire l'utilizzo di tecnologie per la riduzione del carico termico estivo (schermature, inerzia termica, superfici verdi e cool roof) che riducono il ricorso alla climatizzazione estiva. Favorire soluzioni bioclimatiche per il riscaldamento e il raffrescamento passivo, senza l'ausilio degli impianti.	(**)
Sostenere il Co-housing sociale socio-sanitario finalizzato a realizzare interventi ad elevata efficienza energetica.	(*)
Favorire l'adozione di tecnologie di gestione e controllo, specialmente nelle destinazioni d'uso non residenziale.	(**)
Selezionare le migliori pratiche di pianificazione energetica locale (compresi i SEAP Sustainable Energy Action Plans e i SECAP Sustainable Energy and Climate Action Plans), sostegno alla loro diffusione e istituzione di un sistema premiale volto a favorire finanziariamente i Comuni che implementino nei PRG e nei Regolamenti, norme concrete finalizzate alla riduzione dei consumi da fonte fossile e che hanno adottato una efficace contabilità energetica.	(**)
Favorire la "rottamazione/innovazione" degli ascensori: l'azione è finalizzata a favorire la sostituzione negli ascensori a motore elettrico con ascensori oleodinamici ed idraulici dotati di inverter (sommando gli effetti del cambio elettrico/idraulico a quelli dell'inverter è possibile raggiungere una riduzione dei consumi di energia del 50%-65%). Le spese di manutenzione si riducono così come le rotture e i disservizi.	(**)
Sostenere la realizzazione di audit energetici, la certificazione energetica ISO 50001 e gli interventi di efficienza energetica in ambito industriale attraverso campagne di sensibilizzazione e finanziamenti specifici. Una delle peculiarità del tessuto imprenditoriale Marchigiano è la dimensione medio-piccola delle imprese. In tali contesti spesso l'ufficio tecnico assolve a molteplici funzioni e quindi il controllo dei consumi energetici tende ad essere condotto in maniera poco organizzata e poco rigorosa. Per tale ragione, se da un lato ciò non impedisce la realizzazione di interventi specifici, dall'altro tale assetto rappresenta un importante ostacolo alla diffusione della necessaria consapevolezza circa i propri consumi; tale consapevolezza è spesso alla base della possibilità di realizzare alcuni interventi o di realizzare interventi in maniera effettivamente efficace. Per tale motivo si ritiene utile che anche per le attività industriali si possa supportare la realizzazione di audit ²⁷⁸ , l'acquisizione della certificazione energetica ISO 50001 volti a fornire alle imprese maggiore consapevolezza sull'utilizzo dell'energia, ad ottimizzarne la gestione, individuando gli interventi di efficientamento energetico e di utilizzo delle energie rinnovabili (su edifici e processi) più efficaci.	(***)

²⁷⁸eventualmente richiedendo garanzia circa le modalità di realizzazione, ad esempio imponendo che essi vengano condotti in conformità alla normativa tecnica (UNI CEI TR 11428) e da tecnici opportunamente qualificati (come ad esempio Esperti in Gestione dell'Energia certificati UNI CEI 11339 come previsto dal D.lgs. 13/2013).

Azioni Regionali	Priorità
Istituzione di Cluster tecnologici sull'energia volti a favorire l'introduzione nei processi produttivi dell'innovazione tecnologica e la competitività delle imprese.	(***)
Sostegno all'applicazione (anche in impianti esistenti) di sistemi di recupero di calore in ambito industriale, attraverso l'adozione di criteri di "process integration" per le reti di scambiatori.	(**)
Incentivare nei porti pescherecci la realizzazione di mini impianti di trigenerazione per le necessità del settore pesca, contribuendo ad abbattere i costi per il settore e quindi a renderlo competitivo sul mercato. La necessità di ghiaccio per la conservazione del pesce nei pescherecci e nei mercati del pesce è spesso soddisfatta con impianti frigoriferi collegati alla rete elettrica. Un piccolo impianto di trigenerazione potrebbe fornire l'energia termica necessaria al riscaldamento invernale dei locali limitrofi al porto pescherecci, a eventuali attività commerciali per la lavorazione del pesce, fornirebbe energia elettrica e termica fredda per le utenze elettriche e per la produzione di ghiaccio e per il condizionamento estivo dei locali limitrofi al porto pescherecci.	(**)
Revisione entro il 2017 della politica fiscale regionale e locale ispirata all'applicazione del principio "chi inquina paga" per sostenere gli interventi di efficienza e risparmio energetico in tutti i settori compresi i trasporti.	(**)
Incentivazione (anche aggiuntiva rispetto agli obblighi derivanti dal D.lgs. 115/2008) dell'adozione di contratti "Servizio Energia" e "Servizio Energia Plus"²⁷⁹ ed in particolare stimolo alle iniziative che realizzano interventi di efficientamento con finanziamento tramite terzi (ESCO e l'introduzione di cooperazioni pubblico/privata (PPP – Public-private partnership).	(**)
Sostenere la realizzazione degli interventi di "smartizzazione" della rete elettrica di trasmissione dell'energia elettrica secondo le priorità indicate da TERNA.	(***)
Individuare le aree in cui la rete di distribuzione dell'energia elettrica evidenzia delle criticità e sostenere la realizzazione degli interventi necessari.	(***)
Incentivare l'adeguamento da parte delle imprese delle cabine di trasformazione MT/BT. Tale intervento, garantirebbe una maggiore qualità del servizio di fornitura elettrica, evitando che l'evenienza di un guasto nell'impianto elettrico dell'utente possa provocare problemi nella distribuzione di corrente dell'intera rete territoriale.	(**)
Promuovere accordi con i distributori locali di energia partecipati dagli Enti Locali finalizzati a istituire un sistema premiale a sostegno del risparmio e dell'efficienza energetica.	(*)
Sostenere l'utilizzo di combustibili alternativi nei trasporti (elettricità, idrogeno, biocarburanti, biometano in forma gassosa GNC e liquefatta GNL). In particolare, incentivando lo sviluppo sul territorio di una rete infrastrutture capillare (punti di ricarica alimentati da fonti alternative – fotovoltaico - e di rifornimento) e il rinnovo o la riconversione del parco vetture partendo dal settore pubblico e dai servizi di distribuzione delle merci in ambito urbano. La realizzazione di punti di ricarica elettrica dovrà essere resa obbligatoria, intervenendo sulla normativa di settore, in caso di realizzazione di nuove aree di parcheggio e/o di nuove aree di rifornimento o in caso di riqualificazione o manutenzione straordinaria delle stesse, partendo dalle aree che registrano criticità in termini di qualità dell'aria, al fine di garantire almeno una colonnina di ricarica ogni 3.000 abitanti.	(**)
Sostenere il passaggio dalla mobilità privata alla mobilità pubblica in particolare potenziando: <ul style="list-style-type: none"> ✓ il servizio di trasporto pubblico: su ferro (rinnovo del materiale rotabile, offerta di un servizio metropolitano di superficie su scala extraurbana e di aree vasta) e su gomma (incremento percorrenze chilometriche e rinnovo del parco mezzi con mezzi alimentati da combustibili alternativi); ✓ le infrastrutture per la mobilità ciclabile e pedonale. 	(**)

²⁷⁹Così come definiti agli allegati del D.lgs. 115/2008 o da intendere più in senso lato come servizi di gestione e fornitura di calore ed energia elettrica e di interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica.

Azioni Regionali	Priorità
Incentivare il trasporto delle merci su ferro attraverso il potenziamento del sistema logistico regionale (Porto di Ancona, Interporto di Jesi e piattaforme logistiche distrettuali)	(**)
Promuovere l'informatizzazione dei dati e il telelavoro al fine di limitare gli spostamenti delle persone	(**)
Promuovere tariffe integrate per i parcheggi scambiatori di mezzi privati e l'utilizzo di mezzi pubblici	(**)
Promuovere l'applicazione dell'ITS (Intelligent Transport System) nella gestione della mobilità urbana	(***)
Promuovere campagne informative per l'uso sostenibile dei mezzi di trasporto	(**)
Promuovere l'introduzione di sistemi di carsharing, carpooling e taxi collettivi	(**)
Realizzare periodiche campagne di informazione, sensibilizzazione e formazione sui temi del risparmio energetico, dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, rivolte ai cittadini, alle imprese e alle scuole.	(***)
Sostenere la creazione a livello locale (presso Enti Locali, Associazioni di Categoria e Associazioni ambientali) di sportelli Energia con funzioni di informazione, consulenza tecnica e di sostegno allo costituzione di gruppi di acquisto al fine di agevolare la realizzazione interventi di efficientamento energetico e di produzione di energia rinnovabile. L'istituzione degli Sportelli Energia sarà reso obbligatorio per i Comuni con popolazione superiore ai 5.000 abitanti.	(**)
Incentivare la ricerca di nuove tecnologie per la riduzione dei consumi	(*)

- ✓ **Obiettivo:** Incrementare la produzione di energia termica da fonte rinnovabile
- ✓ **Strategia:** Sviluppo dell'utilizzo delle fonti: solare termico, biomassa uso esclusivamente termico nel settore civile, industriale, terziario e agricolo, aerotermica, idrotermica, geotermica catturata da pompe di calore, biometano immesso in rete o utilizzato a fini cogenerativi e per il trasporto

Azioni regionali	Priorità
Promuovere campagne informative mirate sulle opportunità degli incentivi statali (CET2.0 e detrazioni fiscali 65%);	(***)
Individuare strumenti incentivanti complementari agli incentivi statali (es. fondi rotativi e fondi di garanzia)	(***)
Promuovere la valorizzazione energetica delle biomasse residuali (residui di origine forestale e agricola, residui da manutenzione fluviale, legna spiaggiata etc.) sostenendo la nascita delle Comunità Energetiche, la multifunzionalità delle imprese agricole e forestali, lo sviluppo delle filiere corte, creando sinergia tra imprenditori, associazioni di categoria, ESCO, Università ed Enti di Ricerca e interessando, quanto possibile, la partecipazione delle amministrazioni locali. Es. la filiera foresta-legno-energia integrata a monte con strumenti di gestione forestale sostenibile anche con il coinvolgimento delle Comunanze Agrarie appenniniche e in particolare la filiera dei pellets certificati o l'utilizzo del calore per il riscaldamento di strutture pubbliche.	(***)
Favorire (obbligare) l'installazione di impianti a biomasse nelle zone montane dove è presente la materia prima locale o in ambito agricolo per il riscaldamento delle serre, locali e per il processo, in particolare con autoproduzione di materia prima legnosa o vegetale.	(**)
Favorire (obbligare) l'installazione di Pompe di Calore aerotermiche abbinata al fotovoltaico negli interventi che vengono realizzati in fascia costiera e zona climatica D.	(***)
Incentivare (anche fiscalmente attraverso la rimodulazione dei canoni del demanio idrico) l'installazione di Pompe di Calore idrotermiche su pozzi esistenti.	(***)
Incentivare (obbligare) all'installazione di Pompe di Calore geotermiche prioritariamente abbinata al fotovoltaico	(***)

Azioni regionali	Priorità
Elaborare linee guida per lo sviluppo della geotermia a bassa entalpia ad uso privato e industriale	(*)
Favorire (obbligare) l'installazione di impianti solari termici , impianti solari termici con sistema di solar cooling, impianti solari termici a concentrazione (applicabili per la produzione di vapore, riscaldamento ambienti e produzione di acqua calda sanitaria e per generare aria refrigerata per la climatizzazione estiva) nei settori con elevati consumi di energia termica. Favorire (obbligare) l'installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria nelle abitazioni e nelle destinazioni d'uso ad alto consumo di acqua calda (ristorazione, ricettive, sportive, ospedaliere e industriali es. lavanderie) . Tali interventi rientrano in quelli che beneficiano della detrazione fiscale (65% - ex 55%) o del conto termico	(***)
Incentivare la produzione di calore da impianti di cogenerazione alimentati dalle diverse fonti rinnovabili e la cessione a terzi mezzo rete di teleriscaldamento , in particolare nei centri storici dove spesso non è possibile realizzare impianti FER nel confine del singolo edificio.	(***)
Contribuire (obbligare) allo sviluppo delle biomasse a uso termico per le industrie che hanno residui di lavorazione adatti alla combustione in appositi generatori, o che si trovano nelle vicinanze dei luoghi di produzione e di raccolta delle biomasse.	(***)
Sostegno alla produzione e il consumo di biometano nel settore agricoltura e pesca (biometano da residui agricoli, ittici e da reflui zootecnici) attraverso: <ul style="list-style-type: none"> ✓ la promozione di progetti a ciclo chiuso volti a diversificare l'attività e quindi a sostenere la competitività del settore, ✓ la concessione di incentivi alla realizzazione degli impianti, per l'acquisto di macchine agricole e di pescherecci a biometano, per il riscaldamento di locali e serre a biometano. 	(**)
Sostegno all'utilizzo del biometano in ambito industriale per alimentare i sistemi di cogenerazione	(**)
Incentivare la realizzazione (e/o riconversione) di impianti di recupero della FORSU, di verde e di fanghi di qualità con processo di digestione anaerobica per la produzione di biometano.	(***)
Incentivare la ricerca di nuove tecnologie per la produzione di energia da FER C	(*)

7.1.3 Azioni di sviluppo delle FER-E

Come già illustrato nel paragrafo 5.6, la Regione ha di fatto possibilità di intervento più limitate per quanto riguarda le FER-E. Lo sviluppo delle FER E è infatti più fortemente legato all'evoluzione del quadro incentivante nazionale.

Azioni nazionali
Incentivi nazionali alle fonti: idroelettrica, solare termodinamico, biomasse ed eolico (DM 23 giugno 2016);
Detrazione fiscale del 50% per la fonte fotovoltaica nell'ambito di interventi di ristrutturazione edilizia.

Ciò considerato, le azioni regionali dovranno mirare a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili elettriche attraverso i seguenti strumenti:

- ✓ interventi normativi finalizzati a garantire chiarezza, certezza del quadro regolamentare oltreché uno sviluppo equilibrato e sostenibile delle diverse fonti;
- ✓ incentivi diretti alle FER E (anche attraverso l'utilizzo dei fondi comunitari - programmazione comunitaria 2014-2020), nel rispetto dei principi di cumulabilità con gli incentivi nazionali;
- ✓ semplificazione e rispetto dei tempi del procedimento autorizzativo;

- ✓ attività di informazione e sensibilizzazione sui benefici di riconvertire i consumi di energia da fonte fossile a fonte rinnovabile e sulle opportunità derivanti dagli incentivi nazionali.

Le azioni regionali, riportate nella tabella seguente sono classificate in base all'obiettivo e alla strategia da perseguire; ad ogni azione è stato attribuito un livello di priorità (*) priorità elevata, ** priorità media, * priorità bassa). La priorità, in particolare, identifica il livello d'impatto che l'azione ha sul perseguimento degli obiettivi stabiliti dal Piano e, quindi, segnala con priorità (***) le azioni che dovranno essere attuate nella fase immediatamente successiva all'approvazione del Piano. La programmazione regionale annuale e pluriennale dei fondi comunitari, statali e regionali dovrà tenere conto del grado di priorità assegnato dal presente Piano, riservando una quota pari ad almeno il 20% della dotazione finanziaria di ciascun fondo.**

- ✓ **Obiettivo: Incrementare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile**
- ✓ **Strategia: Sviluppo dell'utilizzo delle fonti: solare fotovoltaico, idroelettrico, biomassa ed eolico**

Azioni regionali	Priorità
Semplificare il quadro regolamentare regionale ed elaborare e aggiornare le linee guida sulle fonti rinnovabili con priorità per la fonte eolica.	(***)
Ottimizzare le procedure autorizzative, al fine di permettere iter e tempi certi, garantire il coinvolgimento delle comunità locali e la tutela dell'ambiente e della salute.	(***)
Promuovere strumenti incentivanti complementari agli incentivi statali per la fonte eolica, biomassa ed idroelettrica, nei limiti stabiliti dall'art. 26 del D.lgs. 28/2011, fondi di garanzia, fondi rotativi e contributo in c/interesse.	(**)
Incentivare(obbligare) l'installazione del fotovoltaico: <ul style="list-style-type: none"> ✓ integrato nell'involucro edilizio con priorità per il settore industriale, terziario e residenziale; ✓ a copertura dei parcheggi, delle stazioni e delle aree di fermata dei bus e delle aree di ricarica delle auto elettriche, delle aree attrezzate per camper, roulotte e camion e delle aree destinate alla distribuzione delle merci (piattaforme logistiche) con mezzi puliti (pensiline fotovoltaiche); ✓ lungo le strade, nel caso di nuove realizzazioni o di interventi di manutenzione straordinaria che riguardano le barriere fonoassorbenti (barriere fonoassorbenti fotovoltaiche). ✓ In particolare, sostenere la realizzazione di impianti fotovoltaici con sistema di accumulo, favorire la sostituzione delle coperture in amianto e supportare la penetrazione di nuove tecnologie (es. fotovoltaico di terza generazione). 	(***)
Incentivare l'installazione di impianti minieolici in scambio sul posto da parte dei Comuni costieri e montani sostenendo, in particolare, la penetrazione delle nuove tecnologie (es. generatori eolici ad asse verticale e senza parti in movimento). Il meccanismo dello scambio sul posto consentirebbe all'Amministrazione Comunale di installare un impianto per la produzione di energia elettrica rinnovabile a cui collegare tutte le utenze pubbliche dell'ente locale permettendo quindi l'abbattimento delle bollette elettriche di tutte le utenze pubbliche del Comune.	(**)
Sostegno alla diffusione del minieolico con sistema di accumulo (per gli impianti di piccola taglia, di potenza inferiore a 60 kW si ha accesso diretto agli incentivi e semplificazione burocratica) a servizio di piccole aziende agricole, strutture turistiche e ricettive e piccole attività artigianali nelle aree rurali e montane. Priorità dovrà essere data all'applicazione di nuove tecnologie (es. generatori eolici ad asse verticale e senza parti in movimento).	(**)
Promozione di Accordi di Programma finalizzati alla realizzazione presso i Porti (turistici e mercantili) marchigiani di interventi di innovazione tecnologica, di efficienza energetica e di sviluppo dell'uso dei combustibili alternativi (Biometano in forma liquida e gassosa) e delle fonti di energia rinnovabile.	(**)

Sostenere l'acquisto da parte degli Enti Pubblici di mezzi elettrici con fini di accumulo dell'energia rinnovabile.	(***)
Sostenere, a fini dimostrativi e di sensibilizzazione, campagne di informazione sui benefici connessi alla produzione di energia rinnovabile, sulle opportunità derivanti dagli incentivi statali e la realizzazione in parchi pubblici di aree attrezzate per il fitness finalizzate alla produzione di energia.	(*)
Incentivare le aziende agricole alla realizzazione di impianti a biogas alimentati da reflui zootecnici e sottoprodotti provenienti da filiera corta con priorità per gli impianti dotati di sistema di cogenerazione, che recuperano calore per le attività produttive esistenti nell'azienda da destinare ad attività florovivaistiche, sericoltura e teleriscaldamento residenze.	(***)
Incentivare l'installazione dei SEU (Sistemi Efficienti di Utenza), sistemi di storage e delle smart-grid. In particolare i SEU vanno promossi a servizio delle aree industriali e dei piccoli borghi e centri storici, utilizzando per quest'ultimi aree ed edifici produttivi dismessi considerato che nei centri storici l'integrazione dell'impianto di produzione di energia rinnovabile sull'edificio incontra delle limitazioni connesse a vincoli tecnici e paesaggistici.	(**)
Sostegno alla diffusione delle Oil Free Zone	(*)
Incentivare la ricerca di nuove tecnologie per la produzione di energia da FER E	(*)

7.1.4 Dettaglio delle principali azioni regionali

In questo paragrafo vengono trattate alcune azioni che necessitano di una regia Regionale, anche in chiave normativa e/o di Accordi di Programma tra Regione, altri enti locali e imprese private. Lo stesso approfondimento sarà dedicato, nel paragrafo 7.1.5, alle azioni a guida regionale e destinate alla Pubblica Amministrazione e agli Enti Locali.

La Regione dovrà coinvolgere **in via prioritaria per i progetti che verranno illustrati nel presente paragrafo i territori regionali interessati da Accordi di Programma nazionali per la reindustrializzazione di aree investite dalla crisi**. Gli accordi sono pensati per favorire l'innovazione di prodotto e la "riconversione ecosostenibile" di piccole frazioni/borghi rurali e montani semi abbandonati e aree industriali.

7.1.4.1 Oil Free Zone

Come precedentemente illustrato il "Collegato Ambientale alla legge di Stabilità 2016", Legge, 28/12/2015 n° 221, G.U. 18/01/2016, introduce le **Oil Free Zone** (art. 71).

Le Oil Free Zone sono istituite "al fine di promuovere su base sperimentale e sussidiaria la progressiva fuoriuscita dall'economia basata sul ciclo del carbonio e di raggiungere gli standard europei in materia di sostenibilità ambientale" e sono definite come "un'area territoriale nella quale, entro un determinato arco temporale e sulla base di specifico atto di indirizzo adottato dai comuni del territorio di riferimento, si prevede la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili". La costituzione di tali aree "è promossa dai comuni interessati, anche tramite le unioni o le convenzioni fra comuni di riferimento, ove costituite ai sensi degli articoli 30 e 32 del testo unico di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. Per le aree naturali protette di cui all'articolo 2 della legge 6 dicembre 1991, n. 394, e successive modificazioni, la costituzione di Oil free zone è promossa dagli enti locali d'intesa con gli Enti Parco".

Alla Regione spetta il compito di:

- ✓ disciplinare le modalità di organizzazione di tali aree con particolare riguardo agli aspetti connessi con l'innovazione tecnologica applicata alla produzione di energie rinnovabili a basso impatto ambientale, alla ricerca di soluzioni eco-compatibili e alla costruzione di sistemi sostenibili di produzione energetica e di uso dell'energia, quali la produzione di biometano per usi termici e per autotrazione;
- ✓ sostenere finanziariamente sostegno le attività di ricerca, sperimentazione e applicazione delle attività produttive connesse con l'indipendenza dai cicli produttivi del petrolio e dei suoi derivati, con particolare attenzione all'impiego equilibrato dei beni comuni e collettivi del territorio di riferimento.

La Regione Marche dopo aver predisposto con gli opportuni atti normativi, dovrà favorire la costituzione di tali aree e individuare i canali finanziari necessari per avviare sperimentazioni, concernenti la realizzazione di prototipi e l'applicazione sul piano industriale di nuove ipotesi di utilizzo dei beni comuni, con particolare riguardo a quelli provenienti dalle zone montane, attraverso prospetti di valutazione del valore delle risorse presenti sul territorio. L'individuazione del mix di fonti rinnovabili elettriche e termiche per la produzione di energia, lo sviluppo delle smart grid e dei Sistemi Efficienti d'utenza con cui soddisfare il fabbisogno energetico della comunità, dovrà essere ampiamente concertato e condiviso con la popolazione residente nei Comuni interessati.

La diffusione nel territorio regionale delle aree Oil free Zone, non solo favorirà il perseguimento degli obiettivi individuati dal Piano energetico ma offrirà un'opportunità per aumentare la competitività territoriale, attrarre capitali privati interessati alla riconversione in chiave green dell'economia del territorio.

7.1.4.2 Innovazione nel settore elettrodomestici bianchi

Il solare termico, per le caratteristiche climatiche delle Marche, presenta un elevato potenziale di sviluppo ad oggi inespresso, nonostante risulti conveniente la sua installazione anche a seguito degli incentivi del CET 2.0 e per le detrazioni fiscali del 65% per l'efficienza energetica.

Nonostante la grande disponibilità di coperture libere nel settore residenziale e le ridotte dimensioni di un impianto necessario a soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria per esigenze domestiche, non risulta aver attirato l'attenzione dei risparmiatori. Oltre ad essere la migliore soluzione abbinato alle caldaie domestiche per ridurre le spese di riscaldamento e produrre ACS, la tecnologia si può abbinare anche per ridurre i consumi elettrici derivanti dall'utilizzo di alcuni elettrodomestici bianchi che richiedono cicli di lavaggio (lavatrici e lavastoviglie). Per sviluppare la penetrazione sul territorio regionale di questa fonte di energia termica rinnovabile, si possono prevedere *Protocolli d'Intesa con importanti settori produttivi marchigiani*, come ad esempio il **settore degli elettrodomestici bianchi**, un settore dell'economia regionale che negli anni della crisi ha sofferto anche per una mancata innovazione in una direzione che consentisse oltre all'efficienza energetica dei singoli elettrodomestici la loro integrazione con le fonti rinnovabili, in particolare appunto con il solare termico. L'obiettivo è quello stimolare a livello regionale il settore degli elettrodomestici bianchi a dedicare una linea di produzione a lavatrici e lavastoviglie (per uso domestico e industriale) predisposti ad abbinarsi al solare termico. La Regione può prevedere Protocolli d'Intesa con le associazioni di categoria per realizzare, attraverso lo strumento dei fondi comunitari, corsi di formazione per idraulici specializzati nelle installazioni e manutenzioni di sistemi solare termico/elettrodomestici.

7.1.4.3 Diffusione di sistemi di "storage" e mobilità elettrica

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, principalmente eolico e fotovoltaico, ha stimolato negli ultimi anni la ricerca nel settore delle batterie, degli accumuli di energia e della mobilità elettrica. La maturità raggiunta nel settore consente ora di passare alla sperimentazione e alla diffusione. Si potranno, così, sostenere progetti che prevedano l'installazione di piccoli impianti fotovoltaici ed eolici abbinati a sistemi innovativi di accumulo al servizio di utenze in case isolate, agriturismi, piccole aziende agricole, edifici pubblici dei piccoli comuni montani marchigiani e di stazioni di rifornimento/punti di ricarica veloce per veicoli elettrici.

7.1.4.4 Innovazione Green, Smart city e SEU nei borghi e frazioni marchigiani

L'ultimo censimento nazionale della popolazione del 2011 ha restituito una fotografia delle Marche che conferma il fenomeno dello *spopolamento di intere frazioni e borghi dell'Appennino Marchigiano*. Le conseguenze di questo fenomeno, aggravate ancor di più dalla crisi economica che ha investito in modo particolare l'economia regionale, sono molteplici e preoccupanti: in primis l'abbandono della manutenzione del territorio. L'invecchiamento costante della popolazione residente in alcune aree, inoltre, corre il rischio di favorire fenomeni di emarginazione sociale ed

abbandono degli anziani, spesso costretti a passare gli ultimi anni della loro vita in centri dedicati lontani da quelle terre e quelle case in cui sono cresciuti e vissuti. Una delle strategie della politica di sviluppo delle aree interne dovrebbe essere quella di puntare sulla **riqualificazione edilizia, energetica e "vocazionale" dei piccoli borghi e delle frazioni in stato di abbandono**. Una riconversione in ottica "smart city", che punti sui Sistemi efficienti di Utenza attraverso l'efficienza energetica, la domotica e le fonti rinnovabili e sulla riqualificazione a fini turistici e sociosanitari degli edifici, pensando a forme di alberghi diffusi per incentivare il turismo sostenibile, ma anche a case di riposo diffuse per anziani autosufficienti, etc. Dovrebbero essere sostenuti progetti pilota, capaci di coinvolgere partner privati, come imprese del settore della bioedilizia, della domotica, cooperative forestali per la valorizzazione delle risorse naturali da utilizzare per alimentare piccoli impianti cogenerativi a cippato al servizio degli edifici riqualificati, etc. Per questo sarà importante pianificare prima le attività economiche che potranno insediarsi e ridare nuova linfa vitale ai piccoli centri individuati come beneficiari degli interventi.

7.1.4.5 Distretto dell'energia in collaborazione con le Università, nell'ambito delle azioni per i Distretti tecnologici

Nella provincia di Ascoli su spinta dell'imprenditoria locale che vuole riconoscersi e farsi riconoscere come espressione dinamica ed innovativa di un territorio che ha saputo raggiungere elevati livelli di specializzazione, soprattutto nel comparto delle "rinnovabili", sulla spinta di uno studio di fattibilità prodotto dalla Camera di Commercio, la Giunta camerale, con delibera n. 135 del 14/11/2011, ha deliberato l'istituzione del Comitato promotore del "Distretto delle energie del Piceno", avente la funzione di indirizzo, di supervisione e di concertazione delle linee di sviluppo: il Comitato Promotore, ad oggi conta: 440 aziende; la Provincia di Ascoli ed i suoi Comuni; Legambiente; l'Università Politecnica delle Marche; l'Università degli studi di Camerino; Centro Universitario Piceno (CUP); Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) di Ancona; Confindustria di Ascoli Piceno; Confederazione Nazionale dell'Artigianato e della Piccola e Media Impresa (CNA) di Ascoli Piceno; Confartigianato di Ascoli Piceno e Fermo; consorzio Elmec (è un consorzio Export costituito da piccole e medie imprese del settore elettronico, meccanico ed elettromeccanico); consorzio Bacino Imbrifero Montano (BIM) del Tronto; la Cassa di Risparmio di Ascoli Piceno e la Banca di Credito Cooperativo.

Obiettivi del Comitato promotore da conseguire attraverso l'istituzione da parte della Regione Marche del Distretto Piceno dell'Energia sono: istituire una forma organizzata e coordinata degli attori che operano nel comparto delle rinnovabili ed in generale dell'energia, comprendendo anche chi è impegnato sul fronte dell'efficienza energetica per conseguire la massima efficienza energetica possibile degli insediamenti produttivi, di servizio e residenziali del territorio; fare dell'energia e delle rinnovabili in particolare, una leva di sviluppo socioeconomico del territorio. I progetti promossi dal Comitato sono attualmente sulle smart city, la blu economy, il GNL liquido e la filiera corta dell'efficienza energetica.

Tale iniziativa costituisce una buona pratica da sostenere, replicare e diffondere sull'intero territorio regionale al fine di fornire un sostegno qualificato alla crescita delle imprese in termini di innovazione e competitività in coerenza con gli obiettivi della strategia regionale Small Business Act (SBA) approvata con DGR n.494 del 28/04/2014 e del Piano d'azione Nazionale per il cluster tecnologici. La strategia politica ed economica regionale 2014/2020 di sostegno alle piccole e medie imprese ha tra i suoi principi fondanti quello di garantire l'integrazione tra le diverse politiche regionali (internazionalizzazione, innovazione, ambiente, semplificazione legislativa e normativa, credito, formazione professionale). La strategia, inoltre, supporta le imprese come fattori di crescita e sviluppo (imprese "smart"), in particolare stimola le start-up hi tech e punta ad innalzare il livello di innovazione e dell'eco-innovazione delle PMI, incentivando l'adozione di modelli produttivi sostenibili, volti al risparmio energetico, all'utilizzo razionale di materie prime e alla produzione di prodotti ecocompatibili.

7.1.4.6 Incentivi per l'adeguamento delle cabine delle PMI in MT/BT

Un intervento da concordare con le organizzazioni di categoria rappresentative delle imprese marchigiane riguarda l'adeguamento delle cabine delle PMI in MT/BT ai requisiti stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (A.E.E.G.) – in ottemperanza, attualmente, alla norma CEI 0-16 e all'allegato A 70 al codice della rete di Terna. L'adeguamento serve a certificare che le cabine elettriche siano dotate di apparecchi di protezione a norma, capaci di evitare che eventuali interruzioni provocate dai guasti dei singoli impianti privati vadano a ripercuotersi sulla rete pubblica. Gli utenti che invece non adeguano le proprie cabine elettriche pagano un Corrispettivo Tariffario Specifico(CTS) come penale per le anomalie causate alla rete, il CTS costituisce una voce nella bolletta che fa crescere il costo dell'energia per l'impresa. Le imprese che non si adeguano rischiano, inoltre, di essere citate in causa da terzi per eventuali interruzioni di energia. Gli utenti adeguati ricevono, invece, dal gestore un indennizzo in caso di interruzioni del servizio come rimborso dei danni causati all'azienda. Gli indennizzi sono proporzionali alla potenza disponibile e al numero di interruzioni subite. Adeguarsi, conviene alle imprese perché oltre ad eliminare i maggiori costi, rende affidabile e sicuro l'impianto elettrico, e fa sì che si limiti il numero di interruzioni della fornitura elettrica per il cliente stesso e per tutti gli altri connessi alla stessa linea. **Far comprendere alle aziende i benefici derivanti dall'adeguamento attraverso specifiche campagne di sensibilizzazione attivate d'intesa con le associazioni di categoria e con il gestore della rete di distribuzione, oltreché sostenere l'adeguamento nel breve periodo di tutte le cabine presenti sul territorio regionale utilizzando anche la leva fiscale, costituiscono azioni prioritarie per garantire sul territorio regionale un miglioramento della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica e l'abbassamento dei costi connessi.**

7.1.5 Dettaglio delle principali azioni regionali per la Pubblica Amministrazione.

In questo paragrafo dopo un'analisi dei risultati ottenuti attraverso i bandi regionali destinati alla Pubblica Amministrazione, con i Fondi POR 2007-2013, si entra nel dettaglio fornendo ulteriori elementi utili a valutare benefici di alcune delle azioni a regia regionale elencate nelle tabelle dei paragrafi precedenti. Azioni che in parte confermano la strategia d'intervento dei fondi strutturali e in parte recepiscono gli indirizzi emersi dalla fase di consultazione della procedura di Valutazione Ambientale Strategica del Piano.

Una quota dei fondi della Programmazione Comunitaria è destinata alla Pubblica Amministrazione e una parte importante di questi fondi è destinata ad azioni volte a sostenere la transizione verso un'economia a bassa emissione di carbonio, tra cui sono comprese quelle relative al settore energetico.

Oltre che per i numeri assoluti ottenibili in ottica Burden Sharing da iniziative che scaturiscono dall'uso di questi fondi comunitari è fondamentale che tali fondi siano spesi con la massima efficienza possibile, considerata anche l'importante funzione dimostrativa posseduta dagli interventi promossi dalle Pubbliche Amministrazioni.

Al fine di orientare al meglio l'uso dei fondi comunitari destinati alle Pubbliche Amministrazioni, è molto utile analizzare i risultati ottenuti con i fondi del Programma Operativo Regionale 2007-2013, così da rintracciare le azioni con efficienza ottimale in termini di ritorno energetico per unità di capitale investito.

La Regione Marche ha destinato i fondi POR 2007-2013 riservati al contesto energetico su 8 bandi per finanziare interventi nelle seguenti aree:

- ✓ Energia solare fotovoltaica;
- ✓ Energia elettrica e termica da biomasse;
- ✓ Energia eolica;
- ✓ Energia solare termica;
- ✓ Energia geotermica;
- ✓ Cogenerazione;
- ✓ Efficienza energetica nell'illuminazione pubblica;
- ✓ Efficienza energetica negli edifici pubblici.

L'esame dei risultati prodotti da tali bandi è stato svolto prendendo in considerazione un parametro particolarmente significativo ai fini del Burden Sharing, ovvero il "risparmio netto" di energia. Tale valore rappresenta, infatti, l'energia primaria risparmiata come conseguenza della realizzazione del singolo intervento. È un parametro che ha il vantaggio di godere di uniformità e validità, sia per gli interventi finalizzati al risparmio energetico, sia per gli interventi volti alla produzione di energia da fonte rinnovabile termica ed elettrica.

Per stabilire un ordine di priorità nella destinazione di risorse, però, il parametro in sé ha significatività limitata. Per renderlo utilizzabile a tale scopo, infatti, esso deve essere pesato sulle risorse economiche; pertanto un primo ordine di priorità, rispetto alle attese del Burden Sharing, può essere ottenuto dividendo il risparmio netto annuale di ciascun intervento per il totale del finanziamento ricevuto.

Il risultato dell'analisi è esposto nella Tabella 84 dove sono evidenziati in grigio tutti gli interventi ricadenti nella categoria dell'efficienza energetica, mentre non sono evidenziati i bandi relativi ad interventi concernenti la produzione di energia da fonte rinnovabile. Laddove si ponesse qualche dubbio circa il collocamento di una delle misure nella giusta categoria, il criterio adottato è stato quello di inserire in bianco solo le misure che intervengono con un aumento del numeratore della frazione del Burden Sharing.

Inoltre non sono stati considerati gli interventi di sostegno agli impianti a biomasse e minieolici, perché in numero statisticamente non significativo.

Tabella 84: risultati dei progetti finanziati nell'ambito del POR 2007-2013

	Progetti finanziati	RN/investimento ammissibile medio
Cogenerazione	28	0,140
Pubblica illuminazione	54	0,124
Efficienza energetica edifici	29	
Solare termico	42	0,061
Fotovoltaico	31	0,037
Geotermia	12	0,036

Purtroppo i criteri con i quali veniva valutato il Risparmio Netto nei bandi non sono perfettamente allineati alle metodologie del Burden Sharing. Tuttavia si evidenzia il fatto che in linea generale, viste le sostanziali affinità tra i due metodi, l'ordine di priorità dovrebbe comunque essere rispettato.

Il motivo per il quale si è adottata la distinzione fra le FER e gli interventi di efficienza energetica si comprende richiamando le note metodologiche riportate nell'introduzione del presente documento ed all'inizio del Capitolo 5. Infatti, ai fini del solo Burden Sharing, gli interventi che producono un aumento del numeratore sarebbero da privilegiare in quanto hanno una marginalità maggiore sull'incremento della frazione contemplata dal Burden Sharing.

Ciò nonostante, il presente documento, pur dando ampio spazio a tale tema non può esimersi da una impostazione più ampia. Pertanto, si ritiene che la strategia corretta da adottare sia quella di distinguere inizialmente le risorse disponibili in due comparti, uno riservato all'efficienza energetica, ed un secondo dedicato alle energie rinnovabili. All'interno di tali comparti si potrebbe adottare l'ordine di priorità suggerito dalla Tabella 84.

7.1.5.1 Pompe di calore geotermiche

L'utilizzo di pompe di calore che sfruttino come sorgente di calore la bassa entalpia posseduta dagli strati superficiali del terreno è da incentivare quanto più possibile, alla luce delle ottime prestazioni di tipo energetico legate a questa tecnologia.

Purtroppo alle prestazioni energetiche non si accoppiano adeguati riscontri dal punto di vista economico, relegando la tecnologia, troppo costosa, ad un ruolo di nicchia che non meriterebbe. Il meccanismo attuale di incentivazioni (in particolare il Conto Energia Termico 2.0), infatti, non favorisce sufficientemente lo sviluppo della geotermia.

Se i conti economici non lasciano, purtroppo, prevedere una adeguata proliferazione di impianti a pompa di calore geotermica nel settore privato è però importante che il settore pubblico mantenga il suo ruolo dimostrativo prevedendo la realizzazione di un numero sufficiente di impianti di riscaldamento (e di climatizzazione ove necessario) serviti da pompe di calore geotermiche per l'edilizia pubblica (scuole, uffici e ospedali, case della salute). **A tal fine l'uso della fonte geotermica dovrà essere sostenuto nell'ambito degli interventi di finanziamento dell'efficientamento energetico degli edifici pubblici previsti dal POR 2014/2020.** Altra opportunità è quella di proporre specifici progetti comunitari volti alla diffusione di impianti geotermici a bassa entalpia classificati come "piccole utilizzazioni locali" dal D.Lgs n. 22 del 11/2/2010.

Altro ambito da sostenere è la diffusione delle **pompe di calore geotermiche in abbinamento alle acque di falda superficiali e profonde**. Si tratta di impianti che prevedono lo sfruttamento dell'energia termica contenuta nel suolo, in falde freatiche a bassa temperatura (10-14 °C) e di acque superficiali, consentendo la climatizzazione (riscaldamento e raffrescamento) di ambienti anche di grandi dimensioni. Le perforazioni sono per lo più a bassa profondità e possono essere realizzate anche nella fase di fondazione degli edifici. Pratica ampiamente diffusa nei principali stati del Nord Europa e nelle principali regioni del Nord Italia, necessita della mappatura del potenziale geotermico da falda regionale e una normativa regionale ad hoc che ne regolamenti il settore, tenendo in debito conto le possibili interferenze ambientali con le acque di falde superficiali e profonde indotte dall'utilizzo della risorsa. Interessante potrebbe risultare abbinare progetti pilota per lo sfruttamento delle falde inquinate, a fini geotermici, con interventi di bonifica delle stesse o comunque interventi che permettano il miglioramento della loro qualità per consentirne almeno l'uso irriguo.

A questo, si aggiunge la necessità di sostenere l'uso diretto di energia geotermica (uso termale), che al momento nella Regione Marche trova un bacino di interesse nella zona di Acquasanta Terme.

7.1.5.2 Valorizzazione dell'adesione al Patto dei Sindaci

A margine di quanto finora esposto si ritiene doveroso evidenziare anche l'importanza di valorizzare la progettualità dei Comuni marchigiani che, attraverso l'adesione al Patto dei Sindaci dell'Unione Europea e la redazione del SEAP (Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile) hanno già pronto un quadro di progetti e di iniziative in campo energetico meritevoli del massimo sostegno. In questo contesto si inseriscono i progetti dei 12 maggiori Comuni marchigiani che hanno realizzato l'adesione al patto dei Sindaci e la redazione dei SEAP all'interno del progetto CITY_SEC coordinato da SVIM, Sviluppo Marche (cfr § 4.3.2.4).

Il **Patto dei Sindaci** è il principale strumento di supporto della Commissione europea per coinvolgere gli enti territoriali nella lotta ai cambiamenti climatici. Si basa su una partecipazione volontaria, da parte dei firmatari, ad un impegno volto ad andare al di là degli obiettivi di riduzione del 20% delle emissioni di CO₂ attraverso l'incremento dell'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, che dovranno essere rivisti sulla base dei nuovi impegni europei 2030, attraverso l'adeguamento dei SEAP in SECAP "Sustainable Energy and Climate Action Plans".

Il Patto dei Sindaci assume, pertanto, un ruolo fondamentale nell'attuazione del PEAR 2020 e verrà sostenuto attraverso un percorso che partirà dall'individuazione delle migliori pratiche, per proseguire con l'affiancamento delle comunità locali aderenti, preordinato allo sviluppo di idee progettuali coerenti con le linee strategiche del PEAR 2020, per poi chiudersi con l'istituzione di un sistema premiale volto a favorire finanziariamente i Comuni che hanno implementato nei PRG e nei Regolamenti norme concrete finalizzate alla riduzione dei consumi energetici da fonte fossile e hanno adottato una efficace contabilità energetica. La fase di accompagnamento - in ambito energetico, tecnico-economico e amministrativo - sarà svolta con il supporto delle strutture regionali competenti in materia energetica ed ambientale, di agenzie e società con professionalità

qualificate, garantendo, attraverso il confronto con i rappresentanti degli interessi coinvolti, l'individuazione e l'analisi dei fabbisogni, dei punti di forza e di debolezza del territorio, delle linee di intervento da attuare e dei modelli socioeconomici da sviluppare. Tra le linee d'intervento prioritarie vi è **la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico e privato**. Oltre alle azioni di sostegno per la riqualificazione energetica degli edifici pubblici maggiormente energivori, si dovranno concretamente mettere in atto azioni di regolamentazione dell'edilizia privata per garantire che gli interventi di nuova realizzazione e di ristrutturazione conseguano progressivamente obiettivi di "edifici a energia quasi zero".

Un'opportunità interessante per realizzare interventi in questo ambito è rappresentata dal nuovo Conto Energia Termico 2.0 che prevede la copertura delle spese fino al 65%. L'aspetto informativo e di educazione ambientale, nei centri urbani di dimensioni medie come quelli aderenti al Patto dei Sindaci, rappresenta uno strumento importante; anche per questo si ritiene strategico avviare il progetto "**Condomini Sostenibili**" di seguito illustrato. Analogamente, per questioni di dimensioni urbane, i comuni aderenti al Patto dei Sindaci risultano essere quelli su cui investire per favorire sistemi di mobilità alternativi per le persone e le merci. La mobilità alternativa non può prescindere da azioni di sostegno del Trasporto Pubblico Locale favorendo il ricambio dei mezzi con mezzi a basse emissioni e a basso consumo, compresi quelli elettrici particolarmente adatti ad esempio per il trasporto scolastico.

È altresì necessario favorire la creazione di sistemi alternativi di mobilità delle merci (*city logistic*) con flotte pubbliche o private di mezzi elettrici o ibridi che vadano a sostituire il sistema di rifornimento merci attuale caratterizzato spesso da mezzi vetusti diesel/benzina, ad alto consumo ed inquinanti; favorire il ricambio dei mezzi operativi dei gestori di servizi pubblici (acqua, rifiuti, trasporto scolastico, etc.) con mezzi elettrici e/o ibridi.

Azioni di educazione ambientale: in questo ambito è fondamentale il sostegno regionale all'implementazione delle attività di formazione ed educazione ambientale previste dai Comuni marchigiani aderenti al Patto dei Sindaci, puntando principalmente allo sviluppo di progetti a finalizzati alla diffusione dell'efficienza energetica in ambito residenziale. Prendendo spunto dal sistema anglosassone, dove sono diffuse buone pratiche di questo tipo, si possono individuare alcune categorie sociali su cui le bollette energetiche hanno un peso particolare e che per diversi motivi trovano difficoltà sia a migliorare il rendimento energetico della loro abitazione, sia a mettere in pratica gli accorgimenti a basso costo che ne permettono la riduzione dei consumi: anziani e famiglie a basso reddito, studenti universitari fuorisede, sperimentare dei servizi di **educazione energetica domestica** attraverso il coinvolgimento degli *Sportelli Energia* comunali, delle associazioni ambientaliste e di volontariato territoriali. Il fine è quello di formare, un team di "volontari" che offrono alle suddette categorie dei servizi a domicilio finalizzati alla diffusione delle buone pratiche di efficienza energetica domestica, partendo dall'analisi delle bollette energetiche e da sopralluoghi negli appartamenti per effettuare piccoli audit energetici, per arrivare a suggerire piccoli interventi "fai da te" (sostituzione lampadine, educazione all'uso delle valvole termostatiche, etc.) e la modifica dei comportamenti mirati a una maggiore efficienza energetica.

Sostegno a progetti Condomini Sostenibili/Patto dei Sindaci - City sec: una buona pratica che ha preso piede in alcune regioni del Nord Italia e che risulta particolarmente interessante anche per le Marche. Fine non ultimo è quello di cavalcare la recente ondata di rinnovato spirito di cooperazione e condivisione che ha coinvolto molti settori del quotidiano. Partner possono essere anche le ESCo, il progetto parte da accordi con le Associazioni di categoria e con le Amministrazioni Condominiali ed è finalizzato ad efficientare sotto il profilo energetico i condomini di una certa dimensione, partendo da quelli con certificazione energetica inferiore alla E, intervenendo sull'involucro e sugli impianti favorendo la diagnosi energetica, la certificazione energetica degli immobili, la riqualificazione energetica dell'illuminazione, la sostituzione degli impianti alimentati da fonte fossile con impianti alimentati da fonte rinnovabile (fotovoltaico, solare termico ecc..), la sostituzione di ascensori elettrici con ascensori meccanici, l'allaccio a piccole reti di teleriscaldamento, l'acquisto di veicoli elettrici da allacciare alla smart grid così creata e da utilizzare

in ottica car-sharing condominiale, la sensibilizzazione rispetto ai temi del risparmio energetico e dell'utilizzo delle energie rinnovabili.

7.1.5.3 Interventi regionali in edilizia scolastica ed edilizia ospedaliera e residenziale pubblica

Le PA devono svolgere un ruolo esemplare attivando interventi per migliorare l'efficienza energetica del proprio patrimonio immobiliare, per liberare risorse economiche dai conseguenti risparmi sulle bollette energetiche e non ultimo per promuovere la consapevolezza dei cittadini e delle imprese della convenienza economica e dell'importanza degli interventi in ambito di sostenibilità energetico ambientale. La positiva esperienza realizzata nel settore dell'Edilizia Scolastica, uno dei pochi che ha potuto beneficiare in modo innovativo degli incentivi nazionali legati al fotovoltaico e al Conto Energia Termico, è nata partendo dalla consapevolezza che il parco immobiliare della pubblica amministrazione presenta grandi margini di efficientamento e di conseguenza si presta bene ad interventi pianificati. Analogamente, come precedentemente accennato, una buona pratica da replicare e diffondere è quella realizzata dalla Regione con gli interventi realizzati per l'efficientamento energetico di alcune strutture sanitarie. Il tutto opportunamente preceduto da una campagna di audit energetici finanziati con il Conto Energia Termico 2.0.

Il terzo ambito su cui si concentrerà l'impegno dell'amministrazione regionale è quello delle case popolari, con un progetto simile a quello dei *Condomini Sostenibili* illustrato nel precedente paragrafo e che prevede quindi il diretto coinvolgimento dell'ERAP.

Trattandosi di PA è possibile, anche in questo caso, promuovere preliminarmente una campagna di audit energetici da finanziare con il CET 2.0.

- ✓ *Ospedali e strutture sanitarie*: l'esperienza precedentemente sviluppata attraverso il fondi comunitari 2007/2014 va indubbiamente riproposta, puntando sugli interventi di piccola trigenerazione per le strutture sanitarie che non hanno beneficiato del bando, anche integrando i nuovi impianti con quelli esistenti. Interventi di piccola taglia adatti anche alle Case della Salute e alle strutture pubbliche per Anziani come le Residenze sanitarie Assistite. Tali interventi vanno però accompagnati da una adeguata formazione del personale incaricato alla gestione degli impianti. A questa tipologia di intervento si aggiunge la riqualificazione energetica dell'illuminazione di interni ed esterni (i parcheggi al servizio delle strutture).
- ✓ *Co-housing sociale*: realizzare alloggi di edilizia residenziale pubblica ad elevate prestazioni energetiche destinati alle categorie più svantaggiate e gli alloggi realizzati da operatori pubblici o privati ed offerti in locazione a canoni moderati. In questa ottica va riproposto sui Fondi Europei 2014/2020 il fondo di investimento predisposto dalla Regione con fondi (PO-FESR) 2007/2014, destinandolo ad interventi di efficienza energetica. Il fondo, vincolato a sostegno di progetti strutturati secondo logiche di partenariato pubblico privato sul tema dello sviluppo, della riqualificazione urbana e dell'housing sociale, può avvalersi di finanziamenti analoghi messi in campo da privati e mira a valorizzare le esperienze abitative condivise dove singoli, coppie di giovani o anziani, intere famiglie vivono in complessi residenziali composti da appartamenti privati e da ampi spazi destinati all'uso comune. Il contributo regionale va impostato prevedendo contributi per sostenere l'efficienza energetica degli edifici e degli spazi comuni, attraverso il finanziamento di impianti fotovoltaici e solari termici di comunità, tetti verdi, impianti di illuminazione efficiente, impianti cogenerativi centralizzati per il condizionamento estivo ed invernale, valvole termostatiche con contabilizzatori di calore, acquisto di mezzi elettrici condivisi per il car-sharing, ecc.
- ✓ *Residenze ERAP*: rendere sostenibili e meno onerose per lo Stato le case popolari condominiali presenti sul territorio regionale. Sulla falsariga del progetto precedentemente illustrato "Condomini Sostenibili", per le motivazioni precedentemente enunciate, il settore delle "case popolari" risulta particolarmente idoneo ad un Bando regionale e fondo rotativo per l'efficienza energetica

attraverso il CET2.0 per la sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione. Gli incentivi statali prevedono tra le spese ammissibili ai fini del calcolo dell'incentivo la fornitura e messa in opera di sistemi efficienti di illuminazione conformi ai requisiti minimi definiti negli allegati tecnici al decreto 16-2-2016, gli adeguamenti dell'impianto elettrico, ivi compresa la messa a norma; l'eventuale smontaggio e dismissione dei sistemi per l'illuminazione preesistenti.

- ✓ *Scuole*: la FIRE (Federazione Italiana Risparmio Energetico) ha identificato un potenziale di riduzione dei consumi energetici nelle scuole italiane che stima in circa il 20% dei consumi energetici complessivi attraverso interventi a basso e bassissimo costo, prevalentemente comportamentali. Questo può tradursi in un intervento regionale che punti a qualificare professionalmente, in chiave energetica e ambientale, il personale scolastico ATA, in collaborazione con le Università marchigiane e le organizzazioni sindacali e di categoria. Una campagna diretta di incentivi da parte della Regione può essere fatta per favorire il passaggio tecnologico nell'illuminazione interna ed esterna degli edifici scolastici attraverso lampade a LED attraverso gli incentivi ad hoc previsti dal CET 2.0, per favorire la diffusione dei sensori di presenza per regolare l'illuminazione e il condizionamento, per dotare gli edifici scolastici adibiti a palestre e dotate di docce di impianti solari termici per la produzione di Acqua Calda Sanitaria, per dare vita ad un "campionato scolastico" sulle migliori pratiche comportamentali per ridurre le spese energetiche dei plessi, prevedendo premi in materiale didattico e informatico per le scuole più performanti. L'obiettivo principale che la Regione deve perseguire invece con gli interventi pianificati di ristrutturazione dei plessi scolastici è quello di continuare sulla strada intrapresa della riqualificazione strutturale ed energetica degli edifici scolastici attraverso il fondi comunitari, ma coordinando il più possibile le azioni nazionali messe in campo dall'amministrazione centrale con quelle regionali.

7.1.5.4 Istituzione di fondi rotativi e di garanzia per l'energia

L'istituzione di un fondi rotativi e/o di garanzia regionali per l'efficientamento energetico servirebbe ad ottimizzare l'utilizzo da parte degli Enti Pubblici, delle Imprese e dei Privati dei diversi incentivi che lo Stato e la Regione mettono a disposizione per promuovere l'efficienza energetica (Certificati Bianchi, Conto Termico, Fondi strutturali ecc.). La cumulabilità prevista dagli incentivi nazionali con i fondi rotativi e di garanzia (cumulabilità, che per le PA che accedono al Conto Termico per esempio, raggiunge il 100%), consentirebbero da una parte agli Enti Pubblici, alle Imprese e ai Privati di realizzare interventi di efficienza energetica a costi molto bassi e dall'altra alla Regione di perseguire con più efficacia ed efficienza gli obiettivi "burden sharing" oltreché rilanciare, in particolare, il settore edilizio. Nel caso del fondo rotativo, la Regione, infatti, sarebbe in grado di reinvestire nel settore le risorse rientrate grazie al graduale rimborso dei finanziamenti (effetto moltiplicatore o effetto leva), mentre nel caso del fondo garanzia si agevolerebbe l'accesso al credito e quindi la realizzazione di interventi di efficientamento energetico su edifici di proprietà di imprese o di privati cittadini che senza la garanzia del fondo regionale non si sarebbero potuti realizzare. Non a caso la Regione Marche per uno dei settori più energivori, ovvero quello delle strutture del Sistema Sanitario, è leader europeo attraverso il progetto Marte; il progetto cofinanziato dal Programma europeo IEE Intelligent Energy Europe, nella sezione **MLEI PDA** (*Mobilising Local Energy Investments - Project Development Assistance*) mira, attraverso strategie e modelli di finanziamento innovativi, a mobilitare investimenti per progetti di energia sostenibile nel settore sanitario. Il progetto coordinato dalla Regione Marche, con collaborazioni di ASUR Marche, Siais, Aess di Modena, Università Politecnica delle Marche facoltà di ingegneria, prevede la realizzazione degli audit energetici che saranno le premesse per poi realizzare degli interventi strutturali negli ospedali di Urbino, San Benedetto del Tronto, Pergola e nei poliambulatori di Petritoli e S. Elpidio a Mare. **La strada intrapresa in questo ambito va estesa ad altri ambiti (condomini, scuole, strutture sportive, imprese etc.).**

7.1.5.5 *Illuminazione pubblica e Smart City*

La **riqualificazione in chiave smart city dei sistemi di illuminazione pubblica** è uno degli interventi più vantaggiosi ed interessanti in chiave di efficienza energetica, di risparmio energetico e di innovazione tecnologica, tanto che il Piano europeo “Strategic Energy Technology Plan (SETPLAN)” ha previsto, per i prossimi anni, anche su tale settore, investimenti importanti. L’illuminazione pubblica se indirizzata verso l’applicazione di specifiche tecnologie di ultima generazione (che riguardano sia gli impianti, che i sistemi di telecontrollo e telegestione), fornisce all’Ente pubblico la possibilità di integrare al servizio di illuminazione pubblica molte altre funzionalità e, quindi, di rendere la gestione dei diversi servizi cittadini più intelligente ed efficiente sia dal lato economico che energetico.

In particolare, lo sviluppo tecnologico degli ultimi anni, in attuazione della Direttiva 2012/27 UE e della raccomandazione 2012/148/UE, consente di utilizzare i singoli punti luce, attraverso l’applicazione di sensori wireless o radio frequenza che danno vita ad un dialogo con diversi servizi per i cittadini, come rete di erogazione di servizi “smart city”, tra cui:

- ✓ Sistemi di collegamento WI-FI
- ✓ Telelettura delle utenze domestiche (acqua e gas possono essere telemisurati e telegestiti).
- ✓ Controllo e movimenti dei trasporti pubblici (possibilità di sapere in tempo reale tutti gli spostamenti e i tempi di attesa dei mezzi pubblici).
- ✓ Health care (attraverso dei sistemi dotati di sensori è possibile la telelettura dei parametri vitali delle persone, specie quelle anziane, anche al di fuori delle mura domestiche).
- ✓ Tracciabilità di persone, animali, oggetti (ad esempio: biciclette).
- ✓ Informazioni in tempo reale sui parcheggi (nodi sensore a basso consumo, inseriti nell’asfalto, possono informare sullo stato di occupazione di un parcheggio).
- ✓ Controllo dell’irrigazione pubblica.
- ✓ Raccolta dei rifiuti urbani (possibilità da parte del sistema di avvisare quando i cassonetti sono pieni, ottimizzando i percorsi dei camion di raccolta).
- ✓ Ricarica batterie veicoli elettrici (i lampioni si trasformano in centrali di ricarica).
- ✓ Censimento del traffico (possibilità di conteggiare i passaggi dei veicoli inviando in tempo reale le informazioni per il censimento e le statistiche sul traffico).
- ✓ Controllo delle vibrazioni e oscillazioni negli edifici storici per un monitoraggio continuo.
- ✓ Prevenzione degli incendi (possibilità di rilevare incendi e fumo con conseguente comunicazione dell’allarme).
- ✓ Rilevazione di agenti inquinanti e controllo dell’inquinamento.
- ✓ Informazioni sulle condizioni e sulle previsioni meteo (lettura di pluviometri, anemometri, nivometri, etc).

Anche l’applicazione della tecnologia LED all’illuminazione pubblica è in forte sviluppo. L’innovazione tecnologica del settore garantisce buone prospettive di riduzione di problemi come flusso luminoso, efficienza, resa cromatica e “binning”²⁸⁰. I risparmi energetici rispetto alle lampade più efficienti SAP e MBF sono del 40-50% con tempi di ritorno dell’investimento in alcuni casi inferiori ai 3 anni, anche grazie al crollo dei costi di manutenzione e per la riduzione degli impegni di potenza.

Il livello di progresso tecnologico raggiunto, quindi, consente alla Regione Marche di puntare alla riqualificazione energetica dell’intero sistema di illuminazione pubblica in ottica smart grid e smart city, promuovendo i sistemi elettrici a basso voltaggio e individuando anche le sinergie possibili con il Piano Banda Ultra Larga. Al fine di perseguire tale obiettivo, il piano individua i seguenti strumenti attuativi:

- ✓ **Adeguamento del regolamento regionale e degli strumenti di programmazione comunali dell’illuminazione pubblica previsti dalla L.R. 10/2002 sull’inquinamento luminoso e il risparmio energetico;**

²⁸⁰ Fonte: ENEA –MISE - RICERCA SUL SISTEMA ELETTRICO “Stato dell’arte dei LED (Light Emitting Diodes)” . Anno 2011.

- ✓ **Incentivazione finanziaria;**
- ✓ **Sostegno alla diffusione dell'utilizzo degli strumenti di partnership pubblico – privata (PPP) per la realizzazione da parte degli Enti Locali di interventi di riqualificazione ed efficientamento dell'illuminazione pubblica (es. contratto di disponibilità).**

Il settore della **semaforica e della segnaletica stradale**, analogamente a quello dell'illuminazione pubblica, si presta alle innovazioni in ottica smart city, specialmente per quei servizi che interessano il traffico veicolare e la sicurezza stradale. Se il numero di "punti luce" regionale è spropositato per immaginare una rapida diffusione dell'innovazione, il numero di "paline" semaforiche è notevolmente inferiore e tale da suggerire, anche per il conseguente minore impegno economico che l'innovazione richiederebbe, di partire proprio da questo settore per sperimentare rapidamente alcuni servizi (attraverso le nuove tecnologie di telegestione e telecontrollo) e contestualmente favorire la transizione verso ottiche semaforiche a LED. La semaforica stradale, nonostante alcuni interventi siano stati effettuati, presenta ancora grossi margini di miglioramento e di risparmio nella nostra regione.

Pertanto, il settore va incentivato prevedendo contributi a favore dei Comuni (partendo dai più grandi per questione di numeri di impianti semaforici) finalizzati al passaggio ad ottiche LED nei semafori comunali, dell'illuminazione di sottopassi e gallerie e della segnaletica stradale, ed al contestuale ricorso, in via sperimentale di tecnologie innovative.

Tale azione, oltre a risparmi del 75-80% dell'energia elettrica garantiti dal cambio delle ottiche semaforiche, presenta un risparmio anche per le spese di manutenzione, che proprio per l'imprevedibilità delle rotture delle ottiche classiche e per la necessità di rapidi interventi sostitutivi presentano costi elevati, oltre ad una sostanziosa riduzione degli oneri legati alle spese per gli "impegni di potenza" delle centraline semaforiche, che si andrebbero di conseguenza a ridurre.

Gli interventi sull'illuminazione e la segnaletica stradale sono, pertanto particolarmente, adatti ad essere sostenuti con il meccanismo del Fondo Rotativo Regionale soprattutto per la velocità con cui si ottengono i benefici e quindi la remunerazione dell'investimento iniziale, considerata anche l'opportunità di poter esigere TEE di qualità a seguito degli interventi.

7.1.5.6 Iniziative per la mobilità sostenibile

Il raggiungimento di buoni risultati in termini di risparmio ed efficienza energetica nel campo dei trasporti presuppone la congruenza tra le misure contenute nel Piano Regionale del Trasporto Pubblico Locale (TPL) e gli obiettivi della pianificazione energetica regionale.

Nella trattazione che segue è riportata una sintetica descrizione delle misure che andrebbero previste dal Piano Regionale dei Trasporti, in quanto ritenute prioritarie per rispettare i vincoli dettati dal Burden Sharing. In merito, occorre evidenziare, inoltre, che lo sviluppo di un sistema regionale di mobilità sostenibile e in particolare di mobilità elettrica si adatterebbe bene alle esigenze di promozione turistica regionale e quindi agli obiettivi previsti dal Piano regionale del Turismo favorendo in chiave sostenibile l'integrazione dell'offerta turistica costiera con quella dell'entroterra.

- Sostenere l'utilizzo di combustibili alternativi nei trasporti (elettricità, idrogeno, biocarburanti, biometano in forma gassosa GNC e liquefatta GNL). In particolare, incentivando lo sviluppo sul territorio di una rete infrastrutture capillare (punti di ricarica alimentati da fonti alternative – fotovoltaico - e di rifornimento) e il rinnovo o la riconversione del parco vetture partendo dal settore pubblico e dai servizi di distribuzione delle merci in ambito urbano:
- la realizzazione di infrastrutture quali "charging hub" (stazioni di ricarica) necessarie per l'utilizzo massivo di mezzi a basso impatto ambientale, quali veicoli elettrici e biciclette a pedalata assistita. L'implementazione di una infrastruttura per la ricarica elettrica dei veicoli, attraverso "charging hub" sia pubblici che privati potrebbe, infatti, incentivare altre azioni interconnesse, quali ad esempio il rinnovo o la riconversione del parco autovetture anche per il settore industriale e/o terziario e in particolare per l'erogazione

di servizi pubblici locali (es. servizio di raccolta differenziata dei rifiuti, trasporto scolastico e promozione turistica);

- la realizzazione nelle città di parcheggi scambiatori periferici “*charging hub*” con copertura fotovoltaica e minieolico ad asse verticale, forniti di centraline di ricarica delle veicoli elettrici per car-sharing/car pooling.
- il rinnovo o la riconversione ecosostenibile del parco veicoli per trasporto pubblico di piccola taglia (scuolabus, minibus in dotazione al TPL per le “linee” marginali e per il servizio turistico), mezzi elettrici di “*city logistic*” per la mobilità alternativa di persone e merci.
- La realizzazione di punti di ricarica elettrica dovrà essere resa obbligatoria, intervenendo sulla normativa di settore, in caso di realizzazione di nuove aree di parcheggio e/o di nuove aree di rifornimento o in caso di riqualificazione o manutenzione straordinaria delle stesse, partendo dalle aree che registrano criticità in termini di qualità dell’aria.

7.1.5.7 Sistemi di distribuzione pulita delle merci

La distribuzione delle merci è effettuata, in prevalenza su gomma, ancora con mezzi diesel o a benzina. La riduzione del consumo di combustibili fossili e la risoluzione delle problematiche di inquinamento dell’aria che affliggono numerose città marchigiane richiedono di intervenire sostenendo progetti volti ad incentivare il trasporto delle merci su ferro attraverso il potenziamento del sistema logistico regionale (Porto di Ancona, Interporto di Jesi e piattaforme logistiche distrettuali) e la razionalizzazione della distribuzione urbana delle merci con l’utilizzo di mezzi a basso impatto ambientale (ibridi e/o elettrici, alimentati a biometano) con priorità nei centri abitati più congestionati e con problematiche di inquinamento da polveri sottili e in particolare la realizzazione di piattaforme logistiche esterne alla ZTL, dotate anche di punti di ricarica alimentati da fonti rinnovabili, dove è possibile effettuare il cambio/mezzi adibiti al rifornimento con mezzi a basso impatto.

7.1.5.8 Potenziamento del trasporto pubblico ferroviario e del trasporto pubblico su gomma

Rinnovo del materiale rotabile e del parco autobus circolante e incremento delle percorrenze chilometriche, al fine anche di offrire e organizzare un servizio metropolitano di superficie su scala extraurbana e di aree vasta.

7.1.5.9 Sviluppo dei Sistemi di “Trasporto Intelligente” (ITS)

Implementazione dei sistemi di Infomobilità per il TPL:

- ✓ per il completamento del sistema AVM e della bigliettazione elettronica, individuando quali beneficiari le Aziende del Trasporto;
- ✓ per il controllo e la gestione della sosta, il monitoraggio del traffico, il controllo e la gestione transiti ed accessi, individuando quali beneficiari gli Enti pubblici.

Andranno previsti interventi che tendono a mettere a sistema tutte le azioni, tra quelle possibili nel vasto campo delle tecnologie degli Intelligent Transport System, che vedono impegnati gli Enti locali e tutti i soggetti operanti, a vario titolo, su questo tema.

7.1.5.10 Itinerari ciclabili e ciclopedonali

Miglioramento, potenziamento, organizzazione e riqualificazione energetica di reti ciclabili e/o cicloturistiche nelle aree urbane ed extraurbane, compresa la:

- ✓ realizzazione di sottopassi e sovrappassi ciclabili e ciclopedonali, dotazioni infrastrutturali utili alla sicurezza del traffico ciclistico;
- ✓ costruzione e dotazione di parcheggi attrezzati, liberi o custoditi e di centri di noleggio riservati alle biciclette;
- ✓ messa in opera di segnaletica verticale e orizzontale specializzata per il traffico ciclistico;

- ✓ realizzazione di progetti che agevolino l'uso del trasporto pubblico e della mobilità ciclo-pedonale;
- ✓ inserimento di elementi di alta innovazione tecnologica lungo le reti ciclopedonali, dal fondo fotovoltaico ad un sistema di illuminazione a basso inquinamento luminoso;
- ✓ estensione delle zone a traffico limitato (ZTL).

7.1.5.11 Filiera delle biomasse

Nonostante la Regione Marche abbia vocazione e forte potenzialità per ciò che riguarda la fornitura di biomassa legnosa, essendo coperta da boschi per più di un quarto del proprio territorio, la filiera legno-energia termica stenta a decollare o rimane in una dimensione domestica.

Ciò è dovuto soprattutto alla forte presenza di proprietà private (più del 75% della superficie boscata) e alla carenza di infrastrutture forestali che rende complicata ed antieconomica la raccolta ed il trasporto della legna al di fuori del bosco; aspetti, quest'ultimi, che contribuiscono al degrado ed all'abbandono dei boschi e delle zone rurali, con conseguenti problematiche ambientali e socioeconomiche.

Per contrastare questo fenomeno, e al tempo stesso incentivare la produzione di biomasse soprattutto per l'utilizzo come FER-C, è necessario promuovere forme di filiera corta foresta- legno-energia integrate a monte con strumenti di gestione forestale sostenibile. Una risposta può venire dal coinvolgimento diretto delle Comunanze Agrarie, ovvero quelle forme ultrasecolari di proprietà collettiva che nella regione gestiscono fino a 70mila ettari di boschi e terreni (quasi un decimo dell'intero territorio marchigiano) in prevalenza in area montana.

In particolare, risulta fondamentale mettere in **rete le imprese agroforestali con gli Enti pubblici locali e/o con utenti finali privati tramite la creazione di filiere corte per lo sviluppo di un modello in cui l'impresa agroforestale, oltre a fornire la biomassa legnosa, realizza l'impianto e vende calore alle utenze pubblico/private. La sinergia va creata attraverso il** coinvolgimento anche delle Associazioni di Categoria, le imprese di servizi come le ESCo-Energy Service Companies, le Università e gli Enti di Ricerca. Lo sviluppo di tale modello porta con se benefici sociali (creazione di nuovi posti di lavoro, mantenimento e aumento della qualità della vita della popolazione rurale, riduzione costi energetici per le amministrazioni locali) ed ambientali (la corretta gestione del bosco lo mantiene in buona conservazione riducendo i rischi di incendio e di dissesto idrogeologico). Un altro aspetto del settore che deve essere sostenuto prioritariamente **è quello della produzione di pellets e agripellets** conformi alle classi di qualità previste dalla specifica normativa UNI vigente ed ai criteri di tracciabilità che ne garantiscono l'origine e la provenienza. La conformità alle suddette classi di qualità viene garantita attraverso controlli periodici di prodotto eseguiti da laboratori di enti pubblici specializzati. Sulla base della classe di qualità del pellets si stabilisce l'impianto termico e le condizioni più adatte al suo utilizzo. Ciò anche in considerazione dell'ampio sviluppo che negli ultimi anni si è avuto dell'uso di piccole stufe a pellet per il riscaldamento domestico anche grazie agli incentivi statali e alla convenienza economica del combustibile legna. L'ultima indagine ISTAT-ENEA²⁸¹ sui consumi energetici delle famiglie ci mostra che l'utilizzo della legna e dei pellets per il riscaldamento nelle Marche ammonta nel 2013 a 553.102 tonnellate (92% legna e 8% pellet) e in particolare il 25,4 % delle famiglie usano la legna e il 5% il pellet, dati quest'ultimi superiori sia al dato Italiano (21,4%) che al dato del Centro Italia (24,4%). In gran parte la legna e i pellets consumati provengono da importazione (l'Italia, secondo un recente studio FAO²⁸², infatti, si colloca al terzo posto a livello mondiale per consumo e importazione di pellet), forma di approvvigionamento che non fornisce sufficienti garanzie di qualità del prodotto e alla quale si associano quindi elevati rischi

²⁸¹http://www.istat.it/it/files/2014/12/StatReport_Consumi_energetici.pdf?title=Consumi+energetici+delle+famiglie+-+15%2Fdic%2F2014+-+Testo+integrale.pdf

²⁸²<http://www.fao.org/forestry/statistics/80938@180723/en/>

di inquinamento. La principale difficoltà che ad oggi ha frenato la filiera di produzione interna del pellet è legata all'elevato costo sia della materia prima che del processo di trasformazione.

7.1.6 Indirizzi per lo sviluppo di biometano e syngas

Le proposte partono dal presupposto che le recenti Direttive Comunitarie in materia di biocarburanti e di obiettivi di produzione da energie rinnovabili stabiliscono per il 2020 un obiettivo minimo che vincola indistintamente tutti gli Stati membri al raggiungimento, nel settore dei trasporti, di una quota di energia rinnovabile pari al 10% dei consumi finali. A tale proposito, è fondamentale ricordare che, in più occasioni, l'Unione Europea ha fornito indirizzi volti a garantire una produzione di biocarburanti sostenibile e, quindi, a ridurre l'impatto, in particolare, sulla produzione agroalimentare e sulla biodiversità.

Nella regione Marche 17,60%²⁸³ (175.382 su 996.765) del parco autovetture circolate è a gas (n. 53.714 con alimentazione benzina-GPL e n. 121.668 con alimentazione benzina-metano). Tale percentuale è più elevata di quella nazionale che si ferma all'8,09%. Il consumo di metano è aumentato dal 1988 al 2013 del 29%. Nel periodo pre crisi 1988-2008 l'incremento ammontava al 93%.

Il territorio marchigiano, per questioni orografiche e di distribuzione della popolazione e delle attività produttive, per aspetti vocazionali relativi alle colture agricole, per la diffusa presenza di un patrimonio boschivo non mantenuto, per la presenza di svariate industrie agroalimentari di cui sarebbe possibile sfruttare gli scarti e per le potenzialità, fino ad ora inesprese di trattamento anaerobico della FORSU, del verde e dei fanghi di depurazione, presenta diversi margini di intervento per realizzare progetti relativi alla produzione di combustibile rinnovabile, principalmente biometano e syngas. Progetti adatti, anche, a soddisfare particolari esigenze di più Comuni limitrofi, possono puntare sui vantaggi legati alla realizzazione di un impianto a biometano e/o di un impianto a pirogassificazione destinato alla produzione di syngas.

L'approccio scelto privilegia quegli interventi che interessano siti, aree e zone della regione:

- ✓ distretti industriali, già dotati di viabilità e logistica adeguate, vicini alle zone di produzione della materia in ingresso (scarti dell'industria agroalimentare e ittica);
- ✓ siti autorizzati al trattamento della frazione organica dei rifiuti e delle acque reflue;
- ✓ aree agricole ad elevata densità di aziende in cui sia economicamente sostenibile incentivare una filiera del biometano per la valorizzazione degli scarti agricoli e delle deiezioni zootecniche. La tecnologia di produzione del biogas e del biometano, che permette di sfruttare energia rinnovabile, stabilizzare biomasse e controllare le emissioni di gas effetto serra, consente la valorizzazione di differenti biomasse agricole e agro-industriali.
- ✓ zone non densamente abitate che presentano margini di intervento per la raccolta dei scarti di lavorazione agronomici e reflui zootecnici, al fine di ipotizzare il trattamento degli stessi attraverso un impianto di zona destinato alla produzione di biometano che può essere utilizzato:
 - nella rete di distribuzione del gas per il riscaldamento ed uso domestico, una volta chiariti alcuni aspetti tecnici da parte del legislatore;
 - come combustibile per autotrazione, favorendo la realizzazione di distributori di biometano in aree non ancora dotate di una rete di distribuzione del metano per autotrazione ;
- ✓ aree boschive che presentano problematiche di dissesto idrogeologico ed elevato rischio incendi e che quindi risultano interessanti per lo sviluppo di filiere volte alla valorizzazione energetica delle biomasse forestali.

Un'ulteriore linea di sviluppo è quella dell'utilizzo di biometano come biocarburante per macchine agricole e pescherecci. Tale linea prevede la raccolta su scala territoriale degli oli alimentari esausti

²⁸³Fonte: Dati 2015 elaborazione Consorzio ECOGAS su dati ACI.

(provenienti da ristorazione, usi domestici e usi industriali), del grasso animale da macelli e da imprese avicole marchigiane, dagli scarti di lavorazione del settore ittico. Il materiale raccolto sarà finalizzato alla produzione di biocarburanti. In merito, occorre evidenziare che a livello nazionale sono infatti, presenti progetti per la riconversione dei motori diesel dei trattori e dei pescherecci a motori alimentati a metano/biometano sia compressi che liquefatti e la avvio della produzione di nuovi mezzi a biometano.

7.1.7 Iniziative di ricerca e sviluppo

Alcune delle tecnologie e delle azioni citate in questo documento di pianificazione energetica appartengono ancora all'ambito della ricerca e sviluppo piuttosto che a quello delle tecnologie consolidate e pronte per una applicazione diffusa sul territorio.

Sono state comunque citate perché il prossimo futuro vedrà verosimilmente il loro consolidamento e per alcune di esse potrà iniziare anche la diffusione sul territorio entro l'orizzonte temporale di questo Piano.

Di seguito vengono indicate alcune linee di ricerca, tra le tantissime dell'ambito energetico, di interesse anche per lo scenario regionale. Tali linee debbono considerarsi come indirizzo per la programmazione regionale dei fondi comunitari, statali e regionali destinati al settore della ricerca, dello sviluppo e dell'innovazione.

✓ Sviluppo di materiali innovativi per l'edilizia

- materiali che conferiscono contemporaneamente resistenza termica ed inerzia termica;
- isolanti sottili termoacustici riflettenti, che minimizzano gli spessori utilizzati fornendo prestazioni simili a quelle caratterizzanti geometrie più invasive;
- componenti trasparenti per i nuovi edifici NearZeroEnergyBuilding (NZEB), per esempio vetri con applicati film con nano-tecnologie di nuova generazione.

✓ Sviluppo di tecnologie edilizie innovative

- ottimizzazione delle strutture di copertura con tecnologie passive (ventilazione passiva, tetti verdi, tetti freddi, barriere radianti);
- ottimizzazione delle tecnologie relative alle pareti (pareti ventilate, pareti fredde, pareti con bassa formazione di muffe e alghe);
- analisi delle diverse ipotesi di retrofitting studiando come influenzano i consumi e il comfort in estate/inverno;
- sviluppo di componenti edilizi attivi (capaci cioè di attivarsi diversamente in funzione delle condizioni ambientali interne ed esterne mediante sensoristica e attuatori che agiscono sul sistema di depressione) per la riqualificazione energetica di edifici esistenti capaci di: filtrazione dell'aria (riduzione PPM – verifica dimensione), scambio di calore interno/esterno garantendo l'obiettivo (NZEB), controllo dello sviluppo di micro-organismi (muffe) in ambiente interno e nei componenti del pannello stesso;
- sviluppo di componenti edilizi passivi per la riqualificazione energetica di edifici esistenti capaci di ridurre il carico termico estivo senza utilizzo di impianti di climatizzazione;
- analisi degli effetti secondari di strategie di iperisolamento nelle aree mediterraneo;
- ruolo della capacità termica degli edifici nella gestione dei carichi per il riscaldamento e il raffrescamento.

✓ Aspetti energetici della domotica

- sviluppo di «modelli energetici cognitivi» adatti a correlare il risparmio energetico con il comportamento umano;
- studio di edifici/impianti sostenibili per le persone anziane;
- ruolo e possibilità di integrazione di sistemi di stoccaggio di energia (sistemi esterni, terreno, etc.);

- ruolo e possibilità di sviluppo di partenariati internazionali finalizzati allo sviluppo di sistemi di energy storage innovativi come il metano sintetico e l'idrogeno
- sviluppo di opportuni sistemi di controllo e logiche di autoapprendimento per implementare le strategie di gestione della domanda (demand-side management, DSM);
- sviluppo di strumenti di previsione della domanda di energia e di modelli di controllo predittivo dei sistemi;
- sviluppo di dispositivi ad alta efficienza energetica negli usi finali.
- ✓ **Smart Grid**
 - sviluppo di tecniche capaci di influenzare l'uso di energia elettrica da parte dei clienti finali in modo da produrre i desiderati cambiamenti nella forma della curva della domanda di elettricità;
 - sperimentazione su “micro-grids”, reti elettriche locali di piccola dimensione completamente autosufficienti, dotate di sistemi di cogenerazione e trigenerazione distribuita (a energia fossile e/o rinnovabile) progettate per fornire energia elettrica e termica a piccole comunità (ospedali, aree commerciali, campus universitari, scuole, quartieri);
 - individuazione di alcune aree pilota in Regione da utilizzare come esperienze pilota di “smart cities” marchigiane che possano rappresentare casi dimostrativi per la partecipazione a bandi e progetti nazionali ed Europei.
- ✓ **Energie rinnovabili**
 - completa integrazione delle energie rinnovabili (fotovoltaico, solare termico, eolico) in edilizia;
 - sviluppo di sistemi per la produzione di energia dai sistemi ondosi caratteristici dei mari di piccola estensione (come l'Adriatico);
 - biocombustibili di terza generazione, prodotti con microalghe coltivate in fotobioreattori chiusi localizzati in bracci di mare dal fondale basso ed alimentati con anidride carbonica proveniente da impianti di combustione;
 - sviluppo di aerogeneratori innovativi di taglia piccola, media e grande;
 - fotovoltaico di terza generazione (celle ad alta efficienza, celle ibride organiche-inorganiche, celle organiche).

7.2 Monitoraggio

Nei precedenti capitoli è stato più volte richiamato il tema del monitoraggio; infatti dopo aver regionalizzato gli obiettivi nell'ambito del Burden Sharing la tappa successiva che si sta di fatto percorrendo è quella che riguarda le modalità per la verifica del raggiungimento dei suddetti obiettivi.

Per verificare il raggiungimento degli obiettivi preposti nel PEAR la Regione Marche ha a disposizione il Sistema Statistico nazionale in materia di energia. Il perseguimento degli obiettivi regionali è monitorato secondo la metodologia di cui all'articolo 40, del D.lgs n. 28/2011, che prevede l'integrazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico del Sistema statistico nazionale in materia di energia. Il Sistema Statistico nazionale dovrà, infatti, consentire, per ciascuna Regione e Provincia autonoma di stimare la quota dei consumi energetici coperti da fonti rinnovabili. L'organizzazione e la gestione del sistema di seguito nominato (SIMERI - Sistema italiano di monitoraggio delle fonti rinnovabili) è attribuita dallo stesso D.lgs. 28/2011 al Gestore dei Servizi Energetici (GSE). La metodologia di monitoraggio degli obiettivi regionali alla base del SIMERI è approvata con DM del Ministero dello sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per gli aspetti inerenti le biomasse, di concerto con il Ministro per le politiche agricole alimentari e forestali, previa intesa Conferenza unificata. La verifica del raggiungimento degli obiettivi regionali è svolta dal Ministero dello Sviluppo Economico entro il 31/12 di ciascun anno a decorrere dall'anno successivo a quello dal

quale risulta attivo il SIMERI. Alle Regioni, il DM “Burden Sharing” attribuisce un ruolo attivo nel sistema di monitoraggio, attraverso l’istituzione di un organismo permanente di consultazione e confronto tecnico sulle modalità di raggiungimento degli obiettivi regionali denominato “Osservatorio”. All’Osservatorio, composto da 16 componenti (8 designati dal Ministero dello Sviluppo Economico, d’intesa con il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali e il Ministero per i beni e le attività culturali e otto designati dalla Conferenza Stato Regioni), spetta in particolare l’analisi del grado di raggiungimento degli obiettivi, l’individuazione delle cause di eventuali scostamenti, la proposta delle conseguenti azioni ritenute idonee al superamento delle circostanze impeditive e la proposta di eventuali miglioramenti della metodologia di monitoraggio.

In attuazione dell'articolo 40, comma 5, del decreto legislativo n. 28 del 2011, il Ministero dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per gli aspetti inerenti le biomasse, di concerto con il Ministro per le politiche agricole alimentari e forestali, ha approvato in data 11 maggio 2015 attraverso un DM, la metodologia di monitoraggio regionale applicabile, nell'ambito del Sistema statistico nazionale (Sistan) in materia di energia, per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili, definiti nella Tabella A di cui all'articolo 3, comma 2, del decreto 15 marzo 2012 e successivi aggiornamenti.

In particolare il decreto prevede che:

- ✓ ai fini del monitoraggio e della verifica del raggiungimento, da parte di ciascuna Regione e Provincia autonoma, degli obiettivi di consumo finale lordo di energia coperta da fonti rinnovabili, il GSE calcola, su base annuale, il valore dei consumi regionali di energia da fonti rinnovabili, nonché dalla frazione rinnovabile e non rinnovabile dei rifiuti, articolati nei singoli componenti che concorrono alla determinazione degli obiettivi regionali; l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, Enea, calcola, su base annuale, il valore dei consumi regionali da fonti non rinnovabili articolati nei singoli componenti che concorrono alla determinazione degli obiettivi regionali;
- ✓ per il monitoraggio relativo al settore elettrico il GSE e l'Enea utilizzano i dati statistici di Terna Spa preventivamente integrati con i dati rilevati dal GSE sugli impianti fotovoltaici e su tutti gli altri impianti di potenza inferiore a 200 kW. Per la parte relativa all'energia elettrica da fonti rinnovabili, il GSE applica ai dati Terna le specifiche procedure di contabilizzazione previste dalla direttiva 2009/28/CE;
- ✓ ogni anno, il GSE, acquisiti dall'Enea i dati opportunamente integrati con quelli in suo possesso, stima, il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota di consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili e ne trasmette gli esiti alle Regioni interessate;
- ✓ nell'applicazione della metodologia regionale, il GSE e l'Enea tengono in considerazione le modifiche di dispositivi europei sulle statistiche energetiche e la disponibilità di nuove fonti statistiche anche su base regionale che consentano un miglioramento della qualità del monitoraggio;
- ✓ laddove si rendano disponibili ulteriori informazioni, utili ai fini del monitoraggio degli obiettivi regionali, l'osservatorio per il Burden Sharing propone eventuali miglioramenti della metodologia;
- ✓ il GSE e l'Enea applicano la metodologia regionale assicurando coerenza tra i risultati complessivi così ottenuti e quelli derivanti dall'applicazione della metodologia nazionale;
- ✓ i soggetti pubblici e, su richiesta del GSE e dell'Enea, i soggetti privati, titolari di informazioni utili all'applicazione della metodologia regionale, sono tenuti a fornire i dati in loro possesso al GSE e all'Enea;
- ✓ il GSE, in collaborazione con l'Enea, pubblica annualmente un rapporto statistico relativo al monitoraggio del grado di raggiungimento dell'obiettivo nazionale e degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili, a livello complessivo e con riferimento ai settori elettrico, termico e dei trasporti.

La metodologia di monitoraggio, di cui all'art. 40 del D.lgs. 28/2011, approvata con DM 11 maggio 2015, offre ulteriori importanti indicazioni. Tali indicazioni vengono riportate sinteticamente sotto forma di schema in Figura 55 e di seguito illustrate.

- ✓ i consumi finali di fonti rinnovabili (identici a numeratore e a denominatore) sono rappresentati dalle schede A1-A8 e sono relativi esclusivamente alla generazione di energia termica²⁸⁴;
- ✓ l'energia termica destinata alla vendita (calore derivato) viene interamente attribuita al "transformation sector". La scheda B, al numeratore, riguarda l'energia termica lorda prodotta dalle sole fonti rinnovabili, mentre la scheda D, al denominatore, riguarda i consumi finali lordi di energia termica prodotta in impianti di trasformazione alimentati dal complesso delle fonti, rinnovabili e non rinnovabili;
- ✓ la scheda C considera la produzione lorda di elettricità da impianti del "transformation sector" alimentati da fonti rinnovabili; la scheda E, al denominatore, considera i consumi finali lordi di energia elettrica prodotta, dunque, sia dalle fonti rinnovabili sia da quelle non rinnovabili;
- ✓ per quanto riguarda ancora l'energia elettrica e il calore derivato, al numeratore (schede B e C) è considerata la produzione lorda (comprensiva cioè degli usi propri degli impianti), mentre al denominatore (schede D ed E) sono considerati i consumi finali lordi, ovvero la produzione lorda e il saldo con l'estero al netto dei pompaggi e dei consumi del settore energetico;
- ✓ le schede A3 e F sono sostanzialmente coincidenti, dato che la metodologia di rilevazione e monitoraggio dei consumi di rifiuti a fini energetici è identica sia che si tratti della frazione rinnovabile (a numeratore) che della frazione non rinnovabile (a denominatore) dei rifiuti;
- ✓ consumi finali energetici delle fonti convenzionali (prodotti petroliferi, carbone e derivati e gas naturale) sono considerati, ovviamente, solo al denominatore (schede G1-G8, H1-H5 e I1-I5).

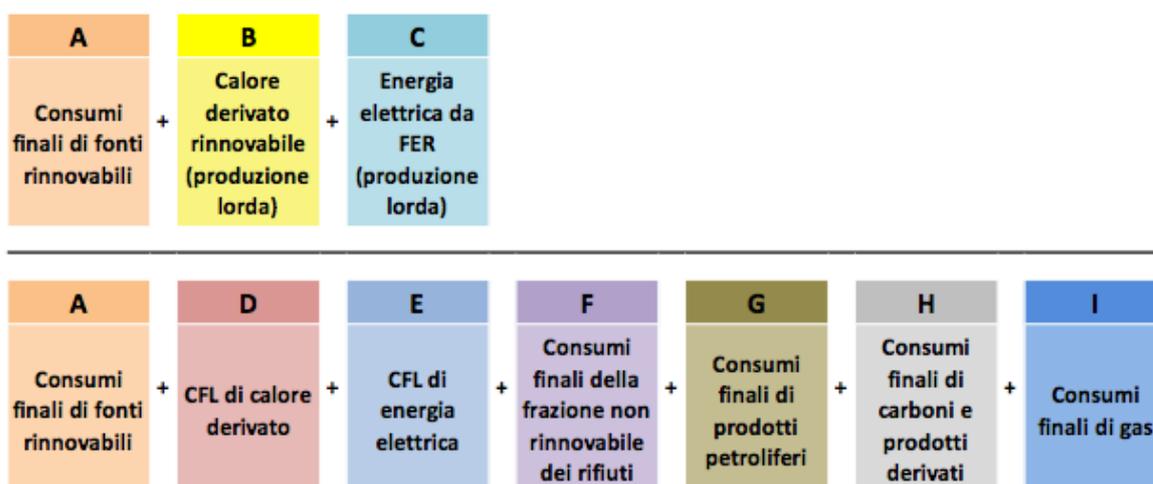


Figura 55: composizione della frazione da verificare regionalmente ai fini del Burden Sharing²⁸⁵;

Avendo esposto la macrostruttura del sistema di monitoraggio non si ritiene, in questa sede, di entrare nel dettaglio di tutte le modalità per la definizione dei valori da attribuire a ciascuna delle schede appartenenti alle categorie appena esposte; per questo grado di dettaglio si rimanda, infatti,

²⁸⁴l'energia elettrica, infatti, viene prodotta da impianti del settore di trasformazione, e dunque mai attraverso un utilizzo diretto (uso finale) delle fonti

²⁸⁵Fonte: metodologie per il monitoraggio statistico degli obiettivi regionali di uso delle FER definiti nel D.M. 15 marzo 2012

agli allegati del DM 11 maggio 2015 con la spiegazione delle singole metodologie per ogni relativa scheda di monitoraggio.

Si precisa, però, il fatto che il sistema implementato fa ampio utilizzo di strumenti (quali le rilevazioni statistiche, ad esempio) che finora hanno avuto scarsa applicazione in ambito di contabilità energetica; inoltre, per molte delle informazioni che si andranno a rilevare, il dato che si otterrà sarà il primo in assoluto di quel genere.

Il presente Piano Energetico Ambientale Regionale, nell'elaborazione degli scenari al 2020, prende proprio come riferimento il primo e il secondo report di monitoraggio a cura del GSE elaborato a partire dalle disposizioni del DM 11 maggio 2015 e delle schede in allegato al Decreto. Gli anni elaborati dal GSE sono il 2012, valori definitivi a consuntivo, e il 2013, valori che invece sono da considerare non completamente definitivi poiché alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili. Nonostante questo si è ritenuto al fine di rendere il Piano il più aggiornato possibile prendere come dati di partenza quelli del 2013, mettendo negli scenari anche l'anno 2012. Sarà necessario aggiornare questi scenari qualora i dati definitivi variassero da quelli usati nel presente Piano e comunicati alla Regione da parte del GSE.

Come fatto nei capitoli precedenti si sottolinea infine come, la metodologia seguita nell'elaborare gli scenari e le successive misure di monitoraggio sono in coerenza con i rendiconti elaborati dal GSE a seguito del DM 11 maggio 2015 i quali, purtroppo sono spesso dissimili, sia nelle modalità, sia nella suddivisione dei consumi, con i database precedentemente elaborati, fra i quali, in particolare i bilanci energetici nazionali e regionali che l'ENEA per lungo tempo ha sviluppato e spesso pubblicato all'interno dei propri "rapporti energia e ambiente" e/o di altri documenti.

Nel presente piano, si sono prese in considerazione entrambe le metodologie, il primo (quello coerente con metodologie e numeri del Burden Sharing) è stato adottato in particolare nella identificazione degli scenari il cui obiettivo particolare (oltre a tutti quelli generali) è la verifica del rispetto dei vincoli Burden Sharing (rif. Capitolo 5 del piano) e verrà preso in considerazione per tutte le successive fasi di monitoraggio così come espresso in questo capitolo; il secondo, invece, è stato utilizzato più in generale nelle sezioni di analisi dei consumi e delle produzioni di energia, con particolare riferimento alle serie storiche e agli andamenti nel tempo (rif. Capitolo 3 del piano).

Considerato che il sistema di monitoraggio sopra delineato richiede che le Regioni si dotino di uno strumento di programmazione flessibile che sia in grado di correggere la traiettoria, in corso di attuazione, in recepimento anche degli indirizzi che dovessero essere formulati dall'Osservatorio nazionale "Burden Sharing", a tal fine il presente Piano individua come suo adeguato strumento operativo l'approvazione di un Programma Annuale di Attuazione secondo quanto disposto dall'allegato 1 "Disciplinare d'Attuazione".

8 ALLEGATI

Allegati all'aggiornamento del PEAR:

Allegato 1) Disciplinare di attuazione;

Allegato 2) Criteri e Misure di mitigazione ambientale;

Allegato 3) Bilancio Energetico Ambientale Regionale (BER);

Allegato 4) Dichiarazione di sintesi del procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PEAR 2020

Allegato 1: Disciplinare di Attuazione

Novembre 2016



Regione Marche

Servizio Infrastrutture, trasporti ed energia - P.F. Rete elettrica regionale,
autorizzazioni energetiche gas ed idrocarburi

ART. 1 (Obiettivi e Validità)

1. Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR2020) è lo strumento attraverso il quale la Regione Marche persegue gli obiettivi stabiliti dalla normativa nazionale ed europea in materia di energia.
2. Il Piano definisce gli obiettivi energetici regionali, individua le strategie, le azioni necessarie per il raggiungimento delle finalità di cui al comma 1. In particolare, il Piano impegna la Regione Marche a portare la quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi di energia al 25,8 %, a ridurre i consumi finali lordi di energia rispetto allo scenario "Business as usual" del 20% entro il 2020 e a procedere nella riconversione del sistema economico energetico regionale dalle fonti fossili alle rinnovabili e all'efficienza energetica entro il 2030.
3. Il Piano ha validità fino al 2020 e può essere aggiornato anche per singole parti, al fine di adeguarlo ad eventuali disposizioni normative e/o successive richieste dell'Osservatorio Nazionale "Burden Sharing" istituito ai sensi dell'art.5 comma 5 del DM 15 marzo 2012. L'aggiornamento è demandato alla Giunta Regionale sentita la Competente Commissione Consiliare.

ART. 2 (Strumenti attuativi)

1. La Giunta regionale, ai fini dell'attuazione del PEAR 2020, approva entro il 30 novembre di ogni anno, acquisito il parere delle competenti Commissioni consiliari un Programma Annuale di Attuazione. Per l'annualità 2017, il programma annuale dovrà essere approvato entro 90 gg dall'approvazione del Piano.
2. Il Programma Annuale di Attuazione seleziona, tra le azioni del Piano, quelle che verranno attuate nell'annualità di riferimento, individuandone specificatamente gli strumenti, le modalità, le strutture competenti, ove necessario le risorse finanziarie. La selezione delle azioni dovrà tenere conto dei seguenti criteri:
 - priorità assegnata dal Piano in termini di efficacia nel perseguimento degli obiettivi "burden sharing" e di minore impatto ambientale e paesaggistico;
 - brevi tempi di realizzazione.

Il Programma Annuale di Attuazione dovrà, inoltre, essere conforme a quanto prescritto dal parere positivo motivato di VAS del Piano (DDPF VAA n. 98 del 9 novembre 2016).

3. Al fine di garantire un'attuazione efficace del Piano, considerato che alla stessa concorrono più politiche di settore (Edilizia, Agricoltura e Pesca, Industria, Ricerca e Innovazione, Trasporti, Turismo e Commercio, Rifiuti, Bilancio, Politiche Comunitarie e Legislativo), è demandata alla Giunta Regionale l'istituzione di un organismo permanente di coordinamento tecnico-politico, costituito da rappresentanti delle strutture competenti nelle politiche di settore individuate. L'organismo svolge funzioni di consultazione, indirizzo e monitoraggio dell'attuazione del Piano, compreso il monitoraggio e la mitigazione dell'impatto ambientale dello stesso.
4. La Giunta regionale presenta annualmente all'Assemblea Legislativa un documento di valutazione e monitoraggio, che descrive gli stato di realizzazione e i risultati dell'attuazione del Piano.

Art. 3 (Risorse finanziarie)

1. La programmazione regionale annuale e pluriennale dei fondi comunitari, statali e regionali dovrà riservare una quota, pari ad almeno il 20% della dotazione finanziaria di ciascun fondo, per l'attuazione delle azioni strategiche individuate dal PEAR 2020.

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PEAR 2020

Allegato 2: Criteri e Misure di Mitigazione Ambientale

Novembre 2016



Regione Marche

Servizio Infrastrutture, trasporti ed energia - P.F. Rete elettrica regionale,
autorizzazioni energetiche gas ed idrocarburi

Il presente allegato alla Relazione di Piano contiene i criteri e le misure di mitigazione ambientale individuati, in conformità al parere positivo motivato di Valutazione Ambientale Strategica e di Valutazione d'incidenza del PEAR (Decreto PF VAA n.98 del 9/11/2016), il quale comprende la valutazione e gli esiti della fase di consultazione di VAS. I criteri e le misure individuate sono finalizzati ad incrementare la sostenibilità ambientale dell'attuazione del Piano. Nella sezione A vengono riportati i criteri ambientali, nella sezione B le misure di mitigazione proposte dal Rapporto Ambientale approvato con DGR 662 del 27 giugno 2016, integrate e modificate secondo gli esiti della procedura di VAS.

A. CRITERI AMBIENTALI

1. Costituiscono elementi di valutazione positiva dei progetti per la realizzazione di impianti di produzione di energia rinnovabile i seguenti criteri:
 - a) il minor consumo possibile del territorio;
 - b) il riutilizzo di aree già degradate dal punto di vista antropico;
 - c) lo sfruttamento di infrastrutture già esistenti;
 - d) la bonifica e il ripristino ambientale dei suoli e/o acque sotterranee;
 - e) l'integrazione nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale nella realizzazione e nell'esercizio dell'impianto;
 - f) la ricerca e la sperimentazione di soluzioni finalizzate al miglior inserimento dell'impianto nel contesto storico, naturale e paesaggistico;
 - g) il coinvolgimento dei cittadini in un processo di comunicazione e informazione preliminare all'autorizzazione e alla realizzazione dell'impianto;
 - h) la formazione di personale e maestranze future;
 - i) l'individuazione delle misure di mitigazione tra cui quelle volte a perseguire, nella dismissione degli impianti, il riciclo dei materiali di demolizione;
 - j) l'indicazione di tutti gli elementi tecnico-finanziari atti a rendere concretamente realizzabili le misure di mitigazione;
 - k) la valutazione delle interferenze con i seguenti ambiti di competenza delle Regioni confinanti, considerando anche le pressioni in essere o esistenti e la presenza di eventuali aree non idonee: corpi idrici significativi, aree naturali protette, aree paesaggistiche tutelate ai sensi dell'art. 136 e 142 del D.Lgs 142/2004 e siti natura 2000 confinanti con la Regione Marche.
2. Nella fase di progettazione di interventi situati al di fuori dei Siti Natura 2000, gli Enti Gestori dei Siti Natura 2000 circostanti dovranno essere coinvolti preventivamente per stabilire se vi è o meno necessità di effettuare il procedimento di Valutazione di Incidenza;
3. Gli Studi di Incidenza da redigere nella fase di progettazione dovranno:
 - a) recepire gli indirizzi per la minimizzazione delle incidenze, di cui al successivo punto 4 e successiva sezione B, indicando conseguenti ed eventuali ulteriori misure di mitigazione; gli elaborati di progetto dovranno contenere tutti gli elementi, tecnici e finanziari, per la effettiva realizzazione delle misure di mitigazione;
 - b) prevedere misure di compensazione proporzionate alle incidenze e concretamente realizzabili, la cui attuazione sia verificabile da parte degli Enti Gestori dei Siti Natura 2000

interessati qualora le misure di mitigazione siano ritenute insufficienti per annullare le eventuali incidenze; gli elaborati di progetto dovranno contenere tutti gli elementi, tecnici e finanziari, per la effettiva realizzazione delle misure di compensazione;

- c) assumere la REM – Rete Ecologica delle Marche come contributo per la progettazione degli impianti, per la valutazione delle incidenze, per l'individuazione di alternative progettuali, per l'individuazione di coerenti e fattibili mitigazioni e compensazioni; In particolare, per applicare nella progettazione le analisi e le risultanze della REM, si potranno seguire le seguenti fasi:
- Trasposizione passiva degli elementi strutturali della REM nella cartografia di progetto, effettuando analisi di dettaglio per meglio definire e per integrare gli stessi elementi nel passaggio di scala da quella della REM a quella di progetto;
 - Analisi degli obiettivi della REM e delle criticità / opportunità segnalate per il territorio interessato;
 - Valutazione delle eventuali interferenze dell'opera con gli elementi strutturali della REM;
 - Valutazione del contributo dell'opera (negativo o positivo) agli obiettivi della REM
 - In caso di contributo negativo individuazione e valutazione di possibili alternative di progetto;
 - Individuazione delle criticità / opportunità dell'opera prescelta nei confronti della REM ed eventuale individuazione di mitigazioni / compensazioni per mantenere / ripristinare la connettività (o comunque le valenze della REM).
- d) essere considerati, oltre ai Siti Natura 2000 interessati del territorio regionale, almeno i Siti Natura 2000 limitrofi delle regioni confinanti.

4. La progettazione e la gestione dell'impianto per la produzione e il consumo di energia da fonte rinnovabile non dovrà interferire con gli obiettivi di conservazione dei Siti Natura 2000 e dovrà, quindi, rispettare le misure di conservazione generali stabilite con DGR 1471/2008 e 1036/2009, le misure di conservazione "sito specifiche" vigenti e le misure stabilite dai Piani di Gestione. In linea generale, dovranno:

- mantenere le condizioni ecosistemiche iniziali (lo stato di conservazione andrà, cioè, mantenuto almeno al livello precedente quello dell'intervento o, se del caso, migliorato);
- evitare la rimozione di siepi e filari alberati e in generale il taglio di alberi, il diradamento dello strato arboreo, modifiche alla struttura della fitocenosi presente nell'area, la costruzione di nuove strade, la realizzazione di piste e sentieri e più in genere l'espansione insediativa, l'apertura di piste forestali e lo sfruttamento forestale senza reimpianto;
- garantire la messa in sicurezza delle linee e delle apparecchiature elettriche al fine di ridurre il rischio per l'avifauna di collisione e di elettrocuzione (es. interrimento elettrodotti);
- rispettare specifici criteri di sostenibilità, qualora l'alimentazione dell'impianto richieda l'intensificazione delle pratiche agricole e forestali (per impianti alimentati da biomassa);
- garantire un'attenta pianificazione dell'occupazione delle patches di prateria facendo particolare attenzione a non intercettare le principali rotte migratorie ed a non occupare completamente le praterie che contraddistinguono i diversi acrocrici montuosi in modo tale da mantenere il più possibile integra la funzionalità ecosistemica e gli scambi trofico/riproduttivi delle diverse popolazioni faunistiche (per gli impianti eolici);
- evitare la realizzazione di nuove canalizzazioni, briglie e traverse sui corsi d'acqua e garantire, comunque, che la realizzazione dell'impianto non vada ad interferire negativamente con l'indice di funzionalità fluviale (IFF) e con l'indice biotico esteso (IBE) del corpo idrico interessato dall'intervento (per gli impianti idroelettrici).

B. MISURE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE

Misure di mitigazione per fonte di energia rinnovabile	Aspetto ambientale di riferimento
Pompe di Calore	
L'incentivazione regionale dovrà sostenere: <ul style="list-style-type: none"> ➤ l'installazione di pompe di calore alimentate da energia elettrica proveniente da fonte rinnovabile e in particolare da impianto fotovoltaico, conformi agli obblighi previsti dal DPR 43/2012; 	Cambiamenti Climatici
<ul style="list-style-type: none"> ➤ la diffusione di pompe di calore ad aria o geotermiche rispetto a quelle idrotermiche. Le pompe idrotermiche vanno incentivate esclusivamente se realizzate su pozzi già esistenti; 	Acqua
<ul style="list-style-type: none"> ➤ pompe di calore geotermiche che non comportino impatti ambientali rilevanti nei confronti del substrato (suolo, sottosuolo e acque sotterranee). 	Acqua e Suolo
Impianti a biomassa (biomassa solida, biogas, bioliquidi e biometano)	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Imporre, nella realizzazione degli impianti a biomassa, l'applicazione di sistemi di abbattimento delle emissioni di inquinanti (comprese le emissioni odorigene) e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili nei casi in cui l'applicazione delle stesse sia valutabile come economicamente sostenibile. Nello specifico, per gli impianti destinati alla produzione di energia elettrica, si richiamano in particolare le disposizioni della DGR 1191 del 1 agosto 2012; ➤ Determinare (ai sensi dell'art. 271 del D.lgs. 152/2006), sulla base delle migliori tecniche disponibili, appositi valori limite di emissione e prescrizioni anche inerenti le condizioni di costruzione o di esercizio e i combustibili utilizzati; ➤ Favorire impianti di pirogassificazione; ➤ Attivare periodiche campagne di controllo sulle emissioni (comprese le emissioni odorigene) degli impianti a biomassa; ➤ Favorire la sostituzione di vecchi impianti con nuovi a più alta efficienza energetica e a minore impatto emissivo; ➤ Prevedere l'adozione da parte dei gestori degli impianti di un piano di monitoraggio delle emissioni odorigene; ➤ Approvare un disciplinare di manutenzione e di controllo periodico degli impianti termici alimentati a biomassa nel settore residenziale e terziario; ➤ Garantire che la biomassa utilizzata rispetti i criteri di sostenibilità, di qualità e di tracciabilità stabiliti dalle norme tecniche di settore (tra cui la UNI TS/11435:2012 e suoi successivi aggiornamenti). Su tale aspetto, per gli impianti a biomassa destinati alla produzione di energia elettrica, si richiamano le disposizioni delle DGR 1191 del 1 agosto 2012, allegato 2. ➤ Incentivare impianti realizzati a scopo di autoconsumo. 	Aria e Salute
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Incentivare le filiere corte foresta-legno-energia, integrate a monte con strumenti di gestione forestale sostenibile e a valle con filtri e/o tecnologie atte ad abbattere gli inquinanti in atmosfera; l'incentivazione di tale filiera dovrà inoltre essere subordinata all'attestazione dell'ottemperanza alle norme previste dal D.lgs. 178/2010 relativo al controllo dell'attività di operatori e commercianti; ➤ Nelle aree Rete Natura 2000, nelle aree C e D e aree contigue dei Parchi e nelle aree della Rete Ecologica Regionale gli impianti di 	Biodiversità

Misure di mitigazione per fonte di energia rinnovabile	Aspetto ambientale di riferimento
<p>produzione di energia elettrica alimentati a biogas e a biomassa dovranno garantire che:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. la biomassa viene autoprodotta per almeno l'80%; b. i prodotti di origine biologica derivanti da colture dedicate non superano il 30 % in peso della biomassa totale. Le colture dedicate possono raggiungere il 50% a condizione che siano prodotte in regime di rotazione almeno triennale con colture alimentari ("food" e "feed"); <p>La possibilità di applicazione delle limitazione sopra richiamate dovrà essere valutata caso per caso.</p> <p>La realizzazione, la gestione e la dismissione degli impianti dovrà rispettare quanto indicato nel DM Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 17/10/2007 ss.mm.ii. "Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone di Protezione Speciale (ZPS) e Zone di Protezione Speciale (ZPS)" così come recepito con DGR 1471/2008 e DGR1036/2009.</p>	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ prevedere la realizzazione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque di prima pioggia nel rispetto dell'art. 42 comma 7 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano di Tutela delle Acque (DAARL n.145 del 26 gennaio 2010); ➤ prevedere l'applicazione di sistemi di copertura della biomassa stoccata; ➤ prevedere la realizzazione di contenitori per lo stoccaggio dei prodotti in uscita dagli impianti al fine di ridurre al minimo il rischio di fuoriuscita o percolamento dei materiali, secondo i criteri previsti dal DM 25.02.2016. 	Acqua
<p>La localizzazione degli impianti nel territorio rurale, identificato dai piani urbanistici come zona E, così come definita dal DM 1444/1968, anche se altrimenti denominata:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ deve essere prevista, alla luce delle ragionevoli alternative di localizzazione, all'interno dei fabbricati rurali esistenti, anche riutilizzando edifici non più in uso, ovvero, in subordine, in adiacenza agli stessi, evitando la realizzazione di nuovi fabbricati isolati. Non possono essere oggetto di tale tipologia di intervento gli edifici di valore storico individuati dal censimento dei fabbricati rurali previsto dal PPAR e dalla L.R. 13/90 o, in mancanza del censimento, individuati dalla cartografia IGM 1892 - 1895; ➤ gli impianti devono essere schermati da una zona circostante con opportune alberature e arbusti di specie autoctone. <p>La possibilità di applicazione delle limitazione sopra richiamate dovrà essere valutata caso per caso.</p>	Paesaggio
<ul style="list-style-type: none"> ➤ La localizzazione degli impianti nel territorio rurale, identificato dai piani urbanistici come zona E, così come definita dal DM 1444/1968, anche se altrimenti denominata, deve essere prevista, in presenza di possibili alternative di localizzazione, all'interno dei fabbricati rurali esistenti, anche riutilizzando edifici non più in uso, ovvero, in subordine, in adiacenza agli stessi, evitando la realizzazione di nuovi fabbricati isolati. Non possono essere oggetto di tale tipologia di intervento gli edifici di valore storico individuati dal censimento dei 	Suolo

Misure di mitigazione per fonte di energia rinnovabile	Aspetto ambientale di riferimento
<p>fabbricati rurali previsto dal PPAR e dalla L.R. 13/90 o, in mancanza del censimento, individuati dalla cartografia IGM 1892 - 1895;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ La realizzazione degli impianti è consentita se la biomassa, diversa dai sottoprodotti e proveniente da colture dedicate, prodotta nel territorio regionale, non supera il 30% in peso. La condizione non si applica agli impianti alimentati con biomassa forestale proveniente dal territorio regionale. Per gli impianti di piccole dimensioni è consentito l'utilizzo delle colture dedicate autoprodotte da aziende singole o associate, fino al limite massimo del 50% in peso, in rotazione almeno triennale, con colture alimentari ("food" e "feed"). <p>La possibilità di applicazione delle limitazioni sopra richiamate dovrà essere valutata caso per caso.</p> <p>In ogni caso la valutazione d'impatto ambientale dovrà valutare l'impatto sul suolo e sul sottosuolo di tutto il processo di produzione energetica (dal reperimento delle biomassa all'utilizzo del digestato).</p> <p>Per ridurre gli impatti negativi è necessario, per quello che riguarda l'utilizzazione agronomica del digestato, rispettare le condizioni previste dal DM 25.02.2016, in quanto con una corretta gestione e spandimento al suolo del digestato si può generare un impatto positivo, esercitando un aumento della sostanza organica al suolo e la riduzione della lisciviazione dei nitrati. Effetti migliorativi che possono essere incrementati se si utilizzano impianti che applicano la tecnica del compostaggio del digestato, fortemente raccomandata.</p> <p>Nel recepimento regionale delle disposizioni approvate dal Decreto Interministeriale n. 5046 del 25/02/2016 relative ai criteri e alle norme tecniche generali per l'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento (...) e del digestato, andrà valutata la possibilità di rendere obbligatorie le analisi chimiche e microbiologiche dei singoli lotti di digestato prima dello spandimento sui terreni agricoli.</p>	
Impianti Eolici	
<p>Si richiamano le misure di mitigazione indicate dal punto 6.1 (analisi sorgenti sonore) e 6.2 (analisi interferenze elettromagnetiche) dell'allegato 4 del DM 10 settembre 2010, alle quali si aggiungono le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Favorire l'applicazione di tecnologie innovative volte a minimizzare le emissioni acustiche degli impianti eolici; ➤ Estendere a tutti gli impianti, anche a quelli di piccola taglia, la verifica dei requisiti anemologici di cui al punto 2.2.2. dell'Allegato "A" alla delibera regionale n. 829 del 2007, recante gli indirizzi per l'inserimento di impianti eolici nel territorio marchigiano, nei casi in cui si intenda installare l'impianto al di sotto dei 900 metri slm; , prevedere, tra i requisiti di sicurezza di cui al punto 2.2.5 della medesima delibera, una distanza dai confini di proprietà e da luoghi accessibili al pubblico almeno pari alla gittata delle pale in caso di rottura e , in ogni caso, sufficiente a tutelare la salute dei cittadini. 	Aria e Salute
<ul style="list-style-type: none"> ➤ La realizzazione degli impianti eolici nelle aree naturali protette deve essere attentamente valutata in relazione alla coerenza con gli strumenti di pianificazione e gestione delle stesse aree. 	Biodiversità e Paesaggio
<ul style="list-style-type: none"> ➤ La realizzazione, la gestione e la dismissione degli impianti dovrà rispettare quanto indicato nel DM Ministero dell'Ambiente e della 	

Misure di mitigazione per fonte di energia rinnovabile	Aspetto ambientale di riferimento
Tutela del Territorio e del Mare 17/10/2007 ss.mm.ii. "Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone di Protezione Speciale (ZPS) e Zone di Protezione Speciale (ZPS)", così come recepito con DGR 1471/2008 e DGR1036/2009.	
➤ Si richiamano le misure di mitigazione disposte dal punto 3 e 9 dell'allegato 4 del DM 10 settembre 2010	
➤ Si richiamano le misure di mitigazione disposte dal punto 5.3 e 9 dell'allegato 4 del DM 10 settembre 2010.	Acqua
Impianti Idroelettrici	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Incentivare impianti idroelettrici coerenti con le caratteristiche di cui al Decreto Ministeriale 23/06/2016, articolo 4, comma 3, lettera b), senza l'attestazione di cui al comma 9 del medesimo articolo; ➤ Favorire impianti che non sottraggono acqua al corpo idrico; ➤ Favorire impianti associati ad infrastrutture esistenti che sfruttano esclusivamente l'acqua già utilizzata per lo scopo primario dell'infrastruttura (canali irrigui, acquedotti e scarichi da dighe); ➤ Favorire, ove possibile, l'utilizzo delle coclee idrauliche e l'accorciamento delle derivazioni; ➤ Promuovere la ristrutturazione di centrali esistenti e operative (con nuove mitigazioni degli impatti) e la riattivazione di impianti dismessi; ➤ Favorire impianti che utilizzano salti su traverse e/o briglie esistenti senza sottensione di alveo naturale o sottrazione di risorsa; ➤ Realizzazione di campagne di controllo periodiche sul rispetto del DMV; ➤ L'impianti idroelettrici andranno incentivati con contributi regionali se installati per autoconsumo. 	Acqua
➤ Individuare criteri di pre-pianificazione che considerino i valori ecologici dell'area in cui l'impianto si inserisce (esistenza di un'area protetta, caratteristiche naturalistiche del corpo idrico - l'indice di funzionalità fluviale (IFF) e l'indice biotico esteso (IBE) - e che prevedano, a titolo esemplificativo, la realizzazione di sistemi per il passaggio dei pesci.	Biodiversità
➤ Individuare criteri di pre-pianificazione che considerino i valori paesaggistici dell'area in cui l'impianto si inserisce (a titolo esemplificativo: mascheramento dell'impianto attraverso l'uso di vegetazione, utilizzo di colori che non contrastino con l'ambiente circostante in modo da ottenere superfici non riflettenti, massima integrazione del tracciato con gli elementi naturali esistenti - roccia, terreno ecc.- e interrimento delle linee elettriche).	Paesaggio
➤ Individuare criteri di pre-pianificazione che considerino le caratteristiche morfologiche del corpo idrico e livello di pericolosità e di rischio idraulico di sponde e alveo e del bacino idrografico interessato	Suolo
Reti elettriche	
➤ Adozione di soluzioni tecniche meno impattanti per l'ambiente come, ad esempio, l'eliminazione delle tratte aeree a vantaggio di percorsi interamente sotterranei in galleria schermata, nel pieno rispetto del fondamentale principio di precauzione.	Paesaggio
La possibilità di applicazione delle limitazione sopra richiamate dovrà essere valutata caso per caso.	

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PEAR 2020

Allegato 3: Bilancio Energetico Regionale (BER)

Novembre 2016

INDICE

1	Bilancio energetico regionale.....	219
1.1	Bilancio energetico regionale – dati.....	220
2	Consumi di energia.....	226
2.1	Consumi di Energia Elettrica.....	226
2.2	Consumi di energia elettrica – dati	227
2.3	Consumi di gas naturale	244
2.4	Consumi di gas naturale - dati	245
2.5	Consumi di derivati del petrolio	253
2.6	Consumi di derivati del petrolio – dati.....	254
2.7	Sintesi dei consumi.....	263
3	Produzione di energia elettrica.....	265
3.1	Produzione di energia elettrica da fonti fossili.....	265
3.2	Produzione di energia elettrica per fonti (GWh). Regione Marche.	267
3.3	Produzione di energia elettrica da fonti fossili - dati	267
3.4	Produzione di energia da fonti rinnovabili	270
3.5	Produzione di energia da fonti rinnovabili – dati.....	274
3.6	Sintesi Produzione di Energia Elettrica.....	285
4	Produzione di energia termica da fonti rinnovabili.....	288

1 Bilancio energetico regionale

Il primo capitolo del presente allegato è dedicato all'esposizione dei bilanci energetici regionali. Al fine di offrire uno strumento il più possibile completo di informazioni, nella presente sezione sono riportati i bilanci energetici regionali redatti dall'ENEA contenuti nei "Rapporti Energia e Ambiente" prodotti con cadenza annuale o biennale dal suddetto ente. Sono disponibili da tale fonte i bilanci relativi agli anni 2001¹, 2004², 2005³ e 2008⁴.

Circa tali bilanci energetici, si sottolinea il fatto che essi non sono redatti in conformità a quanto previsto dal Burden Sharing, quindi vi possono essere scostamenti fra i valori per via delle diverse modalità di rendicontazione. In particolare, si sottolinea che nei bilanci redatti da ENEA l'energia elettrica è valutata 2'200 kcal/kWh per il saldo in entrata ed in uscita, mentre per i consumi finali si valuta 860 kcal/kWh.

Sfortunatamente, ENEA non ha più pubblicato bilanci energetici regionali successivi all'anno 2008. Tuttavia, sono disponibili dati relativi agli anni 2012 e 2013 prodotti dal GSE. Pertanto, esiste un vuoto nel periodo 2009-2011. Relativamente agli anni 2012-2013, il GSE calcola il valore dei consumi regionali di energia da fonti rinnovabili, mentre l'ENEA il valore dei consumi regionali da fonti non rinnovabili. Va notato che, ai sensi del D.M. 11/05/2015, il GSE ha il compito di stimare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termine di quota di consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili; tale risultato è ottenuto applicando la metodologia approvata con il D.M. 11/05/2015, metodologia che è stata applicata la prima volta proprio con riferimento all'anno di monitoraggio 2012. Per quanto concerne, invece, i dati del 2013, questi sono da considerare non completamente definitivi in quanto alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili.

¹ Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2004, sezione Dati, pag. 208, Bilancio di Sintesi dell'Energia delle Marche, disponibile su http://old.enea.it/produzione_scientifica/volumi/V2005_REA2004.html

² Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2006, sezione Dati, pag. 365, Bilancio di Sintesi dell'Energia delle Marche, disponibile su http://old.enea.it/produzione_scientifica/volumi/V2007_06_REA2006.html; circa tale bilancio si osserva che il titolo della tabella nella fonte originale lo riferisce all'anno 2003; tuttavia per analogia con tutti gli altri bilanci e in congruenza con i dati si ritiene che l'anno corretto cui i dati si riferiscono sia, in effetti, il 2004.

³ Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2007-2008, sezione Dati, pag. 365, Bilancio di Sintesi dell'Energia delle Marche, disponibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente-2007-2008>

⁴ Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010, sezione Dati, Bilancio Energetico di Sintesi della Regione Marche nel 2008, disponibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente-2009-2010>

1.1 Bilancio energetico regionale – dati

Tabella 1

Bilancio di sintesi dell'energia delle Marche nel 2001

(ktep - migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilità e Impieghi	Fonti energetiche*					Totale
	combustibili solidi	prodotti petroliferi	combustibili gassosi	rinnovabili	energia elettrica	
Produzione			3.061	156	-	3.217
Saldo in entrata	14	3.688		36	1.050	4.788
Saldo in uscita		1.772	2.072			3.844
Variaz. delle scorte		-27			-	-27
Consumo interno lordo	14	1.942	989	193	1.050	4.188
Trasformazioni in energia elettrica		-210	-106	-102	418	
<i>di cui: autoproduzione</i>	-			-4	4	
Consumi/perdite del settore energia		8	-15	-3	-951	-962
Bunkeraggi internazionali	-	10	-	-	-	10
Usi non energetici	-	329			-	329
<i>Agricoltura e Pesca</i>	-	93	2		11	106
<i>Industria</i>	13	87	298	67	230	694
<i>di cui: energy intensive</i>	6	43	128	66	54	296
<i>Civile</i>	1	111	506	21	261	900
<i>di cui: Residenziale</i>	1	81	388	21	124	615
<i>Trasporti</i>	-	1.110	62	-	15	1.187
<i>di cui: Stradali</i>	-	1.089	62	-	-	1.151
Consumi finali	14	1.401	868	87	517	2.887

Fonte: Enea

*La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

I **Combustibili solidi** comprendono : carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati.

I **Prodotti petroliferi** comprendono: olio comb. gasolio, dist. leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, g.p.l., gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi.

I **Combustibili gassosi** comprendono: il gas naturale e il gas d'officina.

Le **Rinnovabili** comprendono le biomasse, il carbone da legna, eolico, solare, fotovoltaico, RSU, produzione idroelettrica, geotermoelettrica, ecc..

L'**Energia elettrica** è valutata a 2.200 kcal/kWh per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali di energia elettrica si valuta a 860 kcal/kWh.

Per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme coincidono all'unità con i valori esposti.

Fonte: Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2004, sezione Dati, pag. 208, Bilancio di Sintesi dell'Energia delle Marche, disponibile su http://old.enea.it/produzione_scientifica/volumi/V2005_REA2004.html

Tabella 2

Bilancio di sintesi dell'energia delle Marche nel 2003

(ktep - migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilità e Impieghi	Fonti energetiche*					
	combustibili solidi	prodotti petroliferi	combustibili gassosi	rinnovabili	energia elettrica	Totale
Produzione			2.904	178	-	3.083
Saldo in entrata	7	3.440		52	867	4.367
Saldo in uscita		1.248	1.662			2.910
Variab. delle scorte		-34			-	-34
Consumo interno lordo	7	2.226	1.243	230	867	4.574
Trasformazioni in energia elettrica		-199	-242	-142	583	
<i>di cui: autoproduzione</i>	-	-160		-10	170	
Consumi/perdite del settore energia		-213	-15	-1	-880	-1.109
Bunkeraggi internazionali	-	18	-	-	-	18
Usi non energetici	-	248			-	248
<i>Agricoltura e Pesca</i>	-	108	3		10	121
<i>Industria</i>	7	113	396	69	253	838
<i>di cui: energy intensive</i>	7	56	173	69	65	370
<i>Civile</i>	0	122	526	18	296	962
<i>di cui: Residenziale</i>	0	81	375	18	135	610
<i>Trasporti</i>	-	1.205	61	-	11	1.277
<i>di cui: Stradali</i>	-	1.175	61	-	-	1.235
Consumi finali	7	1.548	985	87	571	3.198

Fonte: Enea

*La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

I **Combustibili solidi** comprendono : carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati.I **Prodotti petroliferi** comprendono: olio comb. gasolio, dist. leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, g.p.l., gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi.I **Combustibili gassosi** comprendono: il gas naturale e il gas d'officina.Le **Rinnovabili** comprendono le biomasse, il carbone da legna, colico, solare, fotovoltaico, RSU, produzione idroelettrica, geotermoelettrica, ecc..L'**Energia elettrica** è valutata a 2.200 kcal/kWh per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali di energia elettrica si valuta a 860 kcal/kWh.

Per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme coincidono all'unità con i valori esposti.

Fonte: Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2006, sezione Dati, pag. 365, Bilancio di Sintesi dell'Energia delle Marche, disponibile su http://old.enea.it/produzione_scientifica/volumi/V2007_06_REA2006.html; circa tale bilancio si osserva che il titolo della tabella nella fonte originale lo riferisce all'anno 2003; tuttavia per analogia con tutti gli altri bilanci e in congruenza con i dati si ritiene che l'anno corretto cui i dati si riferiscono sia, in effetti, il 2004.

Tabella 3

Bilancio di sintesi dell'energia delle Marche nel 2005

(ktep - migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilità e Impieghi	Fonti energetiche*					Totale
	combustibili solidi	prodotti petroliferi	combustibili gassosi	rinnovabili	energia elettrica	
Produzione	106	96	2,876	175		3,253
Saldo in entrata	3	3,501		1	886	4,391
Saldo in uscita		1,380	1,486	6		2,872
Variatz. delle scorte		-243			-	-243
Consumo interno lordo	108	2,460	1,390	170	886	5,015
Trasformazioni in energia elettrica		-326	-228	-145	699	
<i>di cui: autoproduzione</i>	-			-21	21	
Consumi/perdite del settore energia	-106	-166	-15	-2	-1,009	-1,297
Bunkeraggi internazionali	-	12	-	-	-	12
Usi non energetici	-	8			-	8
<i>Agricoltura e Pesca</i>	-	122	3		10	135
<i>Industria</i>	2	100	359	3	255	719
<i>di cui: energy intensive</i>	0	62	167	3	68	299
<i>Civile</i>	0	231	720	21	298	1,271
<i>di cui: Residenziale</i>	0	195	528	21	134	879
<i>Trasporti</i>	-	1,495	64	-	13	1,573
<i>di cui: Stradali</i>	-	1,464	64	-	-	1,528
Consumi finali	3	1,948	1,147	24	576	3,697

Fonte: ENEA

*La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

I **Combustibili solidi** comprendono: carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati.I **Prodotti petroliferi** comprendono: olio comb. gasolio, dist. leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, g.p.l., gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi.I **Combustibili gassosi** comprendono: il gas naturale e il gas d'officina.Le **Rinnovabili** comprendono le biomasse, il carbone da legna, eolico, solare, fotovoltaico, RSU, produzione idroelettrica, geotermoelettrica, ecc..L'**Energia elettrica** è valutata a 2.200 kcal/kWh per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali di energia elettrica si valuta a 860 kcal/kWh.

Per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme coincidono all'unità con i valori esposti.

Fonte: Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2007-2008, sezione Dati, pag. 365, Bilancio di Sintesi dell'Energia delle Marche, disponibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente-2007-2008>

Tabella 4

Bilancio Energetico di sintesi della Regione Marche - 2008

\\000 tonnellate equivalenti di petrolio (ktep)	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione interna	0	-	106	1,956	242		2,304
Saldo in entrata	4	0	3,864	0	2	336	4,207
Saldo in uscita	-	-	1,520	528	-	0	2,048
Bunkeraggi marittimi			16				16
Bunkeraggi aerei			38				38
Variazioni delle scorte	-	-	39	-	-		39
Risorse interne	4	0	2,358	1,428	244	336	4,370
Ingressi in trasformazione	0	0	4,387	227	68	0	4,683
Centrali idroelettriche					43		43
Centrali termoelettriche	0	0	326	227	23		576
Centrali geotermoelettriche					0		0
Cokerie	0						0
Raffinerie	-		3,744	0			3,744
Altri impianti	-		318	0	2		320
Uscite dalla trasformazione	0	0	4,027	0	0	350	4,378
Centrali idroelettriche						43	43
Centrali termoelettriche		-				307	307
Centrali geotermoelettriche						0	0
Cokerie	0						0
Raffinerie	-		3,710	0			3,710
Altri impianti	-		318	0	0	0	318
Trasferimenti	0	0	-189	-113	-49	350	0
En. Elettrica	0	0	-189	-113	-49	350	0
Calore							0
Altro	0		0	0	0		0
Consumi e perdite	0	0	116	5	87	105	312
Disponibilità interna	4	0	1,882	1,196	89	581	3,753
Usi non energetici	0	0	383	0	0	0	383
Consumi finali	4	0	1,500	1,196	89	581	3,370
Industria	4	0	76	272	9	232	592
Industria manifatturiera di base	3	0,27	49	156	9	57	274
Metallurgia	0	-	0	3	-	6	9
Minerali non metalliferi	3	0	44	67	9	16	139
Chimica e petrolchimica	0	-	1	47	-	11	59
Carta, grafica ed editoria	-	-	4	39	-	25	68
Industria manifatturiera non di base	0	0	26	116	0	172	314
Alimentari, bevande e tabacco	0	-	1	20	0	24	46
Tessile e confezioni	-	-	5	17	0	23	45
Meccanica	-	-	7	63	0	68	138
Altre manifatturiere	0	-	12	16	-	57	85
Trasporti	0	0	1,195	92	0	11	1,298
Ferroviani e urbani	-	-	0	0	-	11	11
Stradali	-	-	1,152	92	-	0	1,244
Navigazione marittima	-	-	37	0	-	0	37
Navigazione aerea	-	-	6	0	-	0	6
Residenziale	0	0	86	446	80	135	747
Terziario	0	0	19	384	0	193	596
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	0	0	124	3	0	11	137
Produzione di energia elettrica - GWh	0	0	2,194	1,314	575		4,083
Produzione di calore - PJ							

Fonte: ENEA

Fonte: Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010, sezione Dati, Bilancio Energetico di Sintesi della Regione Marche nel 2008, disponibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente-2009-2010>

Tabella 5

Bilancio energetico di sintesi della Regione Marche - Anno 2012 (ktep)		ITALIA	Marche
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)		18,252	443
	Scheda metodologica Allegato DM 11/5/2015		
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	C	8,026	152
Idraulica (normalizzata)		3,795	45
Eolica (normalizzata)		1,066	0
Solare		1,622	98
Geotermica		481	0
Biomasse solide		408	0
Biogas		397	9
Bioliquidi sostenibili		256	0
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	A1-A8	9,635	289
Consumi finali di energia geotermica	A1	118	0
Consumi finali di energia solare termica	A2	155	3
Consumi finali della frazione biodegradabile dei rifiuti	A3	218	2
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore residenziale	A4	6,637	191
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore non residenziale	A5	46	8
Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili	A6	0	0
Consumi finali di energia da biogas e biometano immesso in rete	A7	44	1
Energia rinnovabile da pompe di calore	A8	2,415	84
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	B	592	2
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA		127,052	2,781
	Scheda metodologica Allegato DM 11/5/2015		
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	A1-A8	9,635	289
Consumi finali lordi di calore derivato	D	3,454	58
Consumi finali lordi di energia elettrica	E	28,307	638
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	F	281	0
Consumi finali di prodotti petroliferi e biocarburanti	G1-G8	46,609	1,039
Consumi finali di olio combustibile	G1	851	4
Consumi finali di gasolio	G2	27,617	689
Consumi finali di GPL	G3	3,458	105
Consumi finali di benzene	G4	9,186	202
Consumi finali di coke di petrolio	G5	1,579	17
Consumi finali di distillati leggeri	G6	0	0
Consumi finali di carboturbo	G7	3,918	22
Consumi finali di gas di raffineria	G8	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	H1-H5	3,316	11
Consumi finali di carbone	H1	1,162	11
Consumi finali di lignite	H2	1	0
Consumi finali di coke da cokeria	H3	1,947	0
Consumi finali di gas da cokeria	H4	189	0
Consumi finali di coke di gas da altoforno	H5	17	0
Consumi finali di gas	I1-I2	35,450	745
Consumi finali di gas naturale	I1	35,450	745
Consumi finali di altri gas	I2	0	0

Tabella 6

Bilancio energetico di sintesi della Regione Marche - Anno 2013 (ktep)

ITALIA Marche

	Scheda metodologica Allegato DM 11/5/2015	19,487	456
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)			
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	C	8,883	166
Idraulica (normalizzata)		3,868	47
Eolica (normalizzata)		1,214	0
Solare		1,856	104
Geotermica		487	0
Biomasse solide		506	0
Biogas		640	14
Bioliquidi sostenibili		312	0
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	A1-A8	9,765	288
Consumi finali di energia geotermica	A1	119	0
Consumi finali di energia solare termica	A2	168	3
Consumi finali della frazione biodegradabile dei rifiuti	A3	189	2
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore residenziale	A4	6,633	188
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore non residenziale	A5	92	6
Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili	A6	0	0
Consumi finali di energia da biogas e biometano immesso in rete	A7	45	1
Energia rinnovabile da pompe di calore	A8	2,519	88
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	B	839	2
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA		123,854	2,767
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	A1-A8	9,765	288
Consumi finali lordi di calore derivato	D	3,722	47
Consumi finali lordi di energia elettrica	E	27,477	624
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	F	281	0
Consumi finali di prodotti petroliferi e biocarburanti	G1-G8	45,018	1,004
Consumi finali di olio combustibile	G1	814	4
Consumi finali di gasolio	G2	26,856	673
Consumi finali di GPL	G3	3,602	97
Consumi finali di benzine	G4	8,615	195
Consumi finali di coke di petrolio	G5	1,335	14
Consumi finali di distillati leggeri	G6	0	0
Consumi finali di carboturbo	G7	3,795	21
Consumi finali di gas di raffineria	G8	1	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	H1-H5	2,369	31
Consumi finali di carbone	H1	730	31
Consumi finali di lignite	H2	1	0
Consumi finali di coke da cokeria	H3	1,472	0
Consumi finali di gas da cokeria	H4	155	0
Consumi finali di coke di gas da altoforno	H5	10	0
Consumi finali di gas	I1-I2	35,222	773
Consumi finali di gas naturale	I1	35,222	773
Consumi finali di altri gas	I2	0	0

2 Consumi di energia

2.1 Consumi di Energia Elettrica

I dati relativi ai consumi di energia elettrica per la Regione Marche sono stati reperiti interamente dalla banca dati delle statistiche Terna⁵. Analizzando i consumi per l'anno 2014, è emerso un consumo pari a 6'572 GWh, con un aumento dei consumi negli ultimi 19 anni di circa il 28,7% e un aumento medio annuo pari al 1,5%. A partire dal 1996, i consumi di energia elettrica sono aumentati anno per anno fino al 2008, anno in cui, a causa della crisi economica, si è registrata una diminuzione rispetto al 2007 pari al 4,9%; dal 2008 al 2012 i consumi si sono assestati su valori pressoché costanti, mentre nel 2013 vi è stata una sensibile riduzione pari a circa il 7,8%. Nel 2014, i consumi sono diminuiti di un ulteriore 1,1%, confermando un andamento negativo.

Riguardo ai settori di consumo, il settore che incide di più in Regione è quello industriale, con un consumo che nel 2014 corrisponde al 38,5% dell'intero consumo regionale (nonostante una riduzione percentuale considerevole dal 2004, quando era pari al 50,5%). Il terziario, che nel corso degli anni è stato l'unico settore con un trend in crescita, si posiziona molto vicino al settore industriale, con una percentuale pari al 36,8%; nel 1999 tale percentuale era pari al 24,1%, nel 2004 pari al 26,3%, mentre nel 2009 era uguale al 30,7%. I settori domestico e agricoltura, con quote del, rispettivamente, 23,1% e 1,6%, confermano un trend pressoché costante.

Analizzando i consumi delle cinque Province marchigiane, si evince come la provincia di Ancona sia di gran lunga la più energivora della Regione, con un consumo relativo all'anno 2014 pari a 2'376 GWh, corrispondente al 36,2% dell'intero consumo regionale, seguita da Pesaro Urbino, Macerata, Ascoli Piceno e Fermo, con consumi rispettivamente del 22,1%, 20,2%, 12,5% e 9,1%; Ancona risulta essere la Provincia con i consumi più alti nei settori industriale, terziario e domestico, mentre Macerata ha il consumo più alto nel settore dell'agricoltura.

Per quanto riguarda il consumo pro-capite di energia elettrica nella Regione Marche (cioè il consumo rapportato al numero di abitanti), esso passa da 3,62 MWh/(abitante*anno) del 1996 a 4,24 MWh/(abitante*anno) del 2014, registrando un aumento percentuale pari al 17,1%.

Confrontando i consumi pro-capite della Regione Marche con quelli nazionali, si nota un avvicinamento dei valori regionali a quelli nazionali. Paragonando, infatti, i valori del 1999, si nota che il consumo pro-capite nazionale era maggiore del 17,3%, mentre i valori nazionali sono più vicini a quelli regionali nel 2014, con una variazione del 11,2%. Lo scarto minore, avutosi nell'anno 2010, era pari al 6,8%. L'aumento percentuale dei consumi pro-capite a livello nazionale ha subito un incremento dell'8,9% dal 1996, pari a quasi la metà di quello che si è avuto a livello regionale (17,1%).

Confrontando i consumi pro-capite delle province marchigiane, nel 2014 il valore massimo si registra nella Provincia di Ancona, pari a 4,97 MWh/(abitante*anno), valore persino maggiore del corrispettivo nazionale (che risulta uguale a 4,71 MWh/(abitante*anno)); mentre il valore minimo viene registrato nella provincia di Fermo, dove i consumi pro-capite si fermano a 3,37 MWh/(abitante*anno), valore inferiore alla media regionale, che è pari a 4,24 MWh/(abitante*anno).

⁵ Terna, Direzione Relazioni Esterne e Comunicazione – Dati statistici in Italia, edizioni 1997 – 2014; tutti i dati sono reperibili sul sito www.terna.it, sistema elettrico, dati statistici.

Confrontando i consumi pro-capite al netto dei consumi industriali nelle diverse Province, si registrano valori molto più allineati; da tale considerazione si può ragionevolmente concludere che è proprio il settore industriale la causa dell'aumento considerevole dei consumi nella Provincia di Ancona, rispetto alle altre Province. Infatti, nel 2014 la Provincia di Ancona ha registrato un consumo pro-capite da settore industriale pari a 2,24 MWh/(abitante*anno); decisamente più elevato dei 1,26 MWh/(abitante*anno) di Ascoli Piceno, dei 1,07 MWh/(abitante*anno) di Fermo, dei 1,67 MWh/(abitante*anno) di Macerata e dei 1,28 MWh/(abitante*anno) di Pesaro Urbino. Tale dato è certamente da correlare alla presenza in provincia di Ancona non solo di importanti poli industriali, ma anche delle principali centrali termoelettriche delle Marche.

2.2 Consumi di energia elettrica – dati

Tabella 7

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA NELLA REGIONE MARCHE (1996-2014)							
Anno	U.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
1996	GWh	1'802	1'306	-	954	1'044	5'106
1997	GWh	1'829	1'345	-	1'003	1'080	5'257
1998	GWh	1'946	1'398	-	1'047	1'123	5'514
1999	GWh	2'088	1'431	-	1'095	1'142	5'756
2000	GWh	2'338	1'489	-	1'158	1'233	6'218
2001	GWh	2'497	1'542	-	1'158	1'296	6'493
2002	GWh	2'519	1'572	-	1'225	1'368	6'684
2003	GWh	2'592	1'619	-	1'355	1'436	7'002
2004	GWh	2'876	1'605	-	1'324	1'498	7'303
2005	GWh	2'835	1'599	-	1'366	1'523	7'323
2006	GWh	2'966	1'638	-	1'413	1'565	7'582
2007	GWh	2'971	1'627	-	1'433	1'606	7'637
2008	GWh	2'765	1'532	-	1'342	1'627	7'266
2009	GWh	2'919	1'457	-	1'369	1'534	7'279
2010	GWh	2'847	877	620	1'406	1'516	7'266
2011	GWh	2'865	880	636	1'422	1'540	7'343
2012	GWh	2'825	879	615	1'384	1'504	7'207
2013	GWh	2'319	850	609	1'370	1'499	6'647
2014	GWh	2'376	822	595	1'326	1'453	6'572

Fonte dati: Terna – statistiche annuali

Figura 1

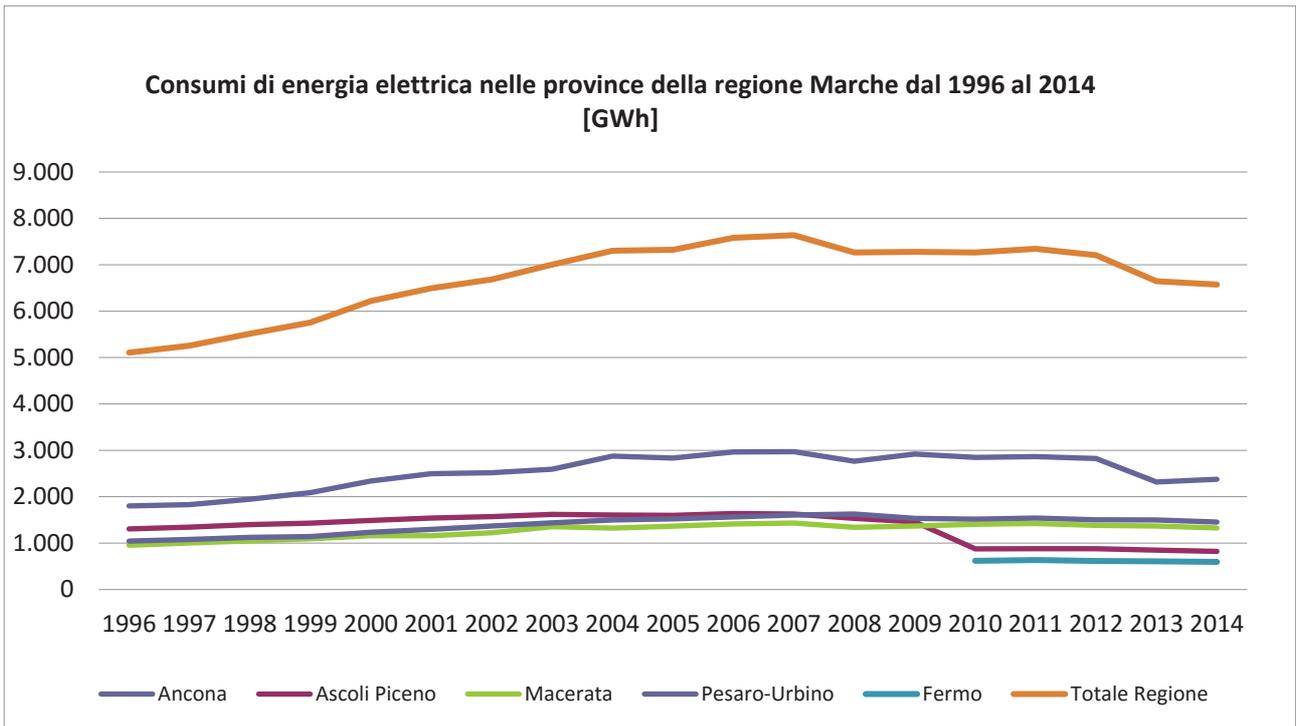


Figura 2

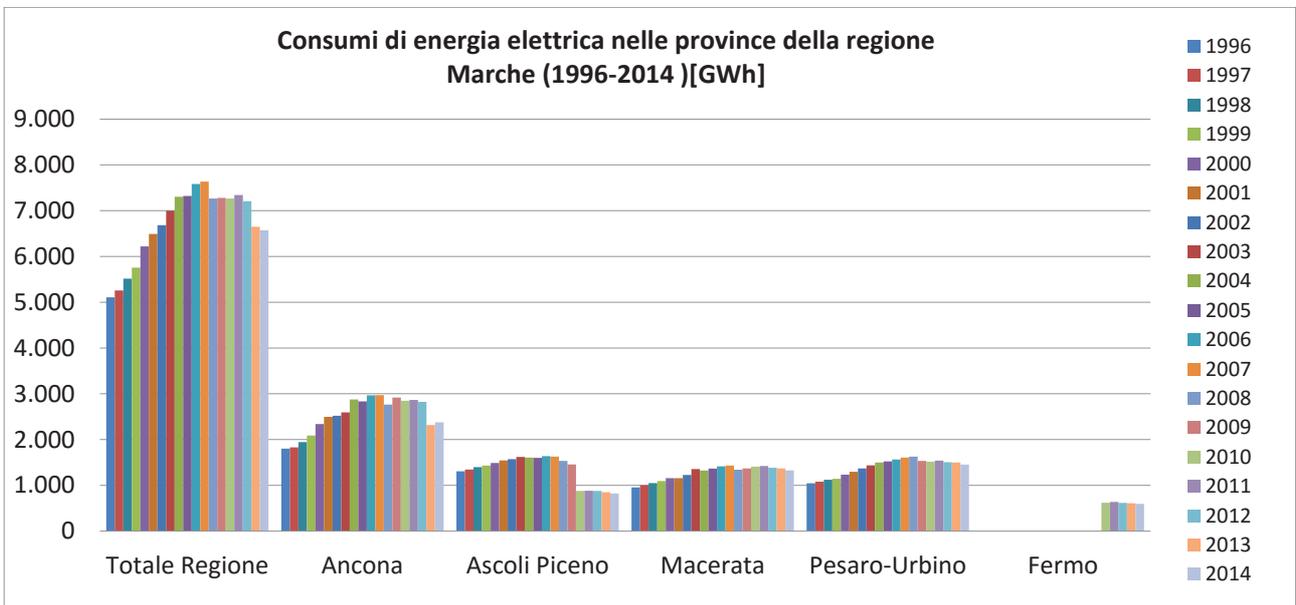


Tabella 8

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER CATEGORIA NELLA REGIONE MARCHE (1996-2014)						
Anno	U.d.m.	Agricoltura	Industria	Terziario	Domestico	TOTALE REGIONE
1996	GWh	80	2'503	1'025	1'282	5'106
1997	GWh	88	2'593	1'043	1'308	5'257
1998	GWh	98	2'752	1'462	1'342	5'514
1999	GWh	101	2'906	1'518	1'365	5'756
2000	GWh	113	3'219	1'624	1'398	6'218
2001	GWh	126	3'345	1'712	1'442	6'493
2002	GWh	105	3'452	1'790	1'471	6'684
2003	GWh	115	3'534	1'941	1'547	7'002
2004	GWh	120	3'686	2'053	1'573	7'303
2005	GWh	117	3'666	2'113	1'558	7'323
2006	GWh	122	3'713	2'284	1'588	7'582
2007	GWh	130	3'746	2'295	1'592	7'637
2008	GWh	126	3'427	2'279	1'565	7'266
2009	GWh	127	3'273	2'368	1'643	7'279
2010	GWh	125	3'232	2'387	1'644	7,266
2011	GWh	133	3'192	2'460	1'681	7,343
2012	GWh	130	2'937	2'472	1'668	7,207
2013	GWh	122	2'484	2'458	1'582	6'647
2014	GWh	107	2'529	2'415	1'520	6'572

Fonte dati: Terna – statistiche annuali

Figura 3

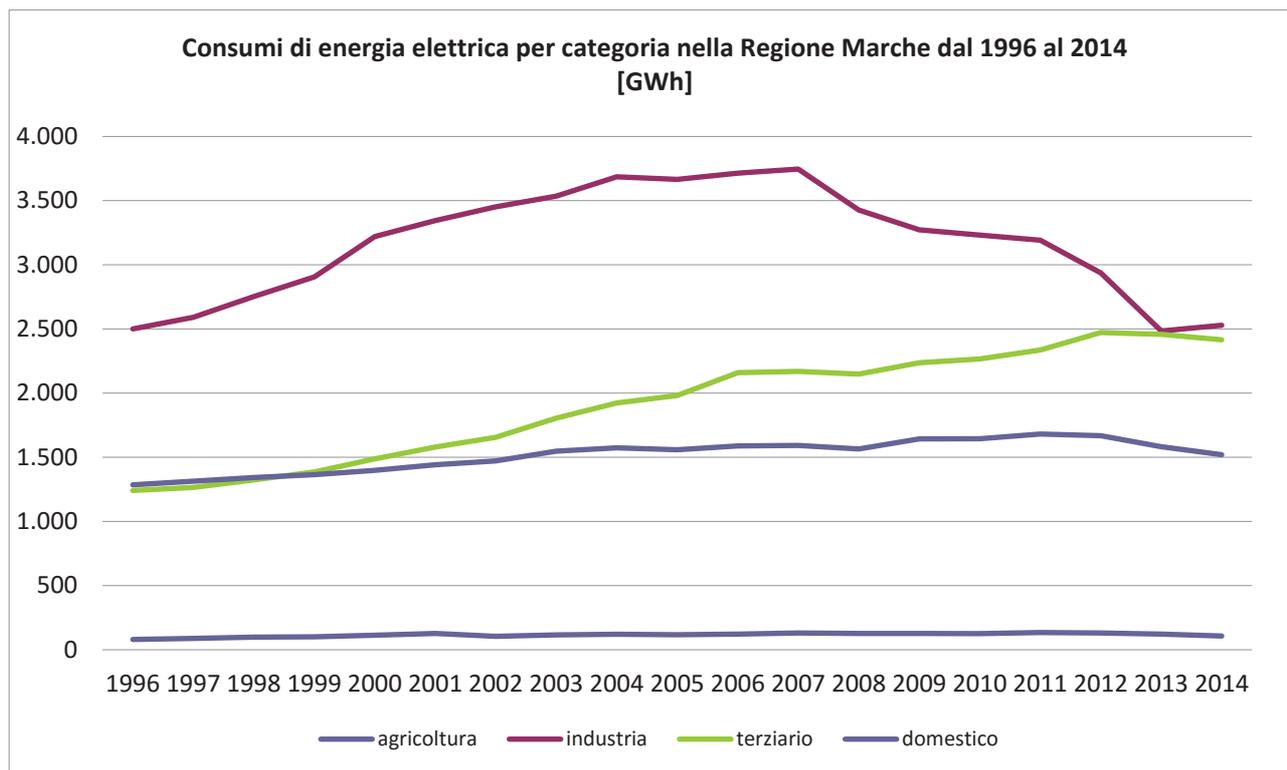


Figura 4

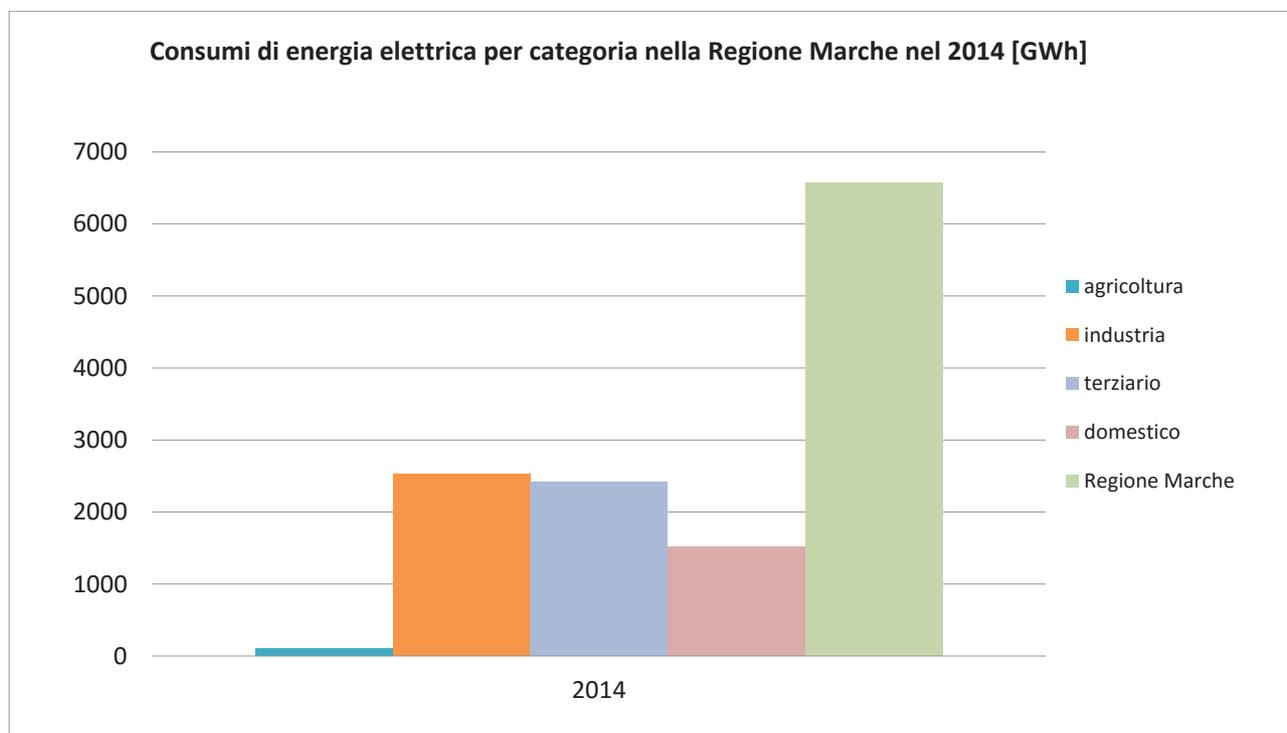


Tabella 9

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER SETTORI NELLE PROVINCE MARCHIGIANE (2014)						
	U.d.m.	Agricoltura	Industria	Terziario	Domestico	TOTALE
Ancona	GWh	26	1'073	814	463	2'376
Ascoli Piceno	GWh	12	266	340	204	822
Fermo	GWh	11	189	223	172	595
Macerata	GWh	36	536	437	317	1'326
Pesaro Urbino	GWh	22	465	601	365	1'453
Tot. REGIONE	GWh	107	2'529	2'415	1'521	6'572

Fonte dati: Terna – statistiche annuali

Figura 5

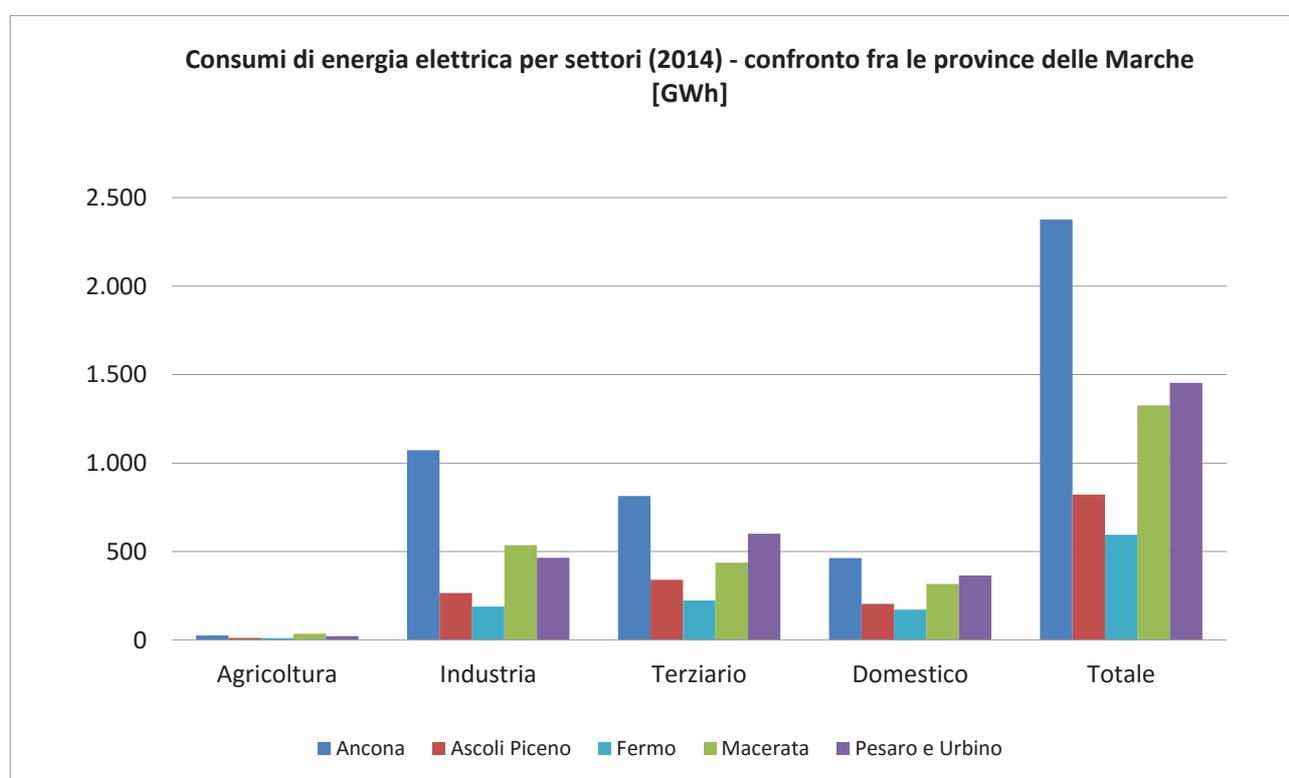


Tabella 10

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER SETTORE MERCEOLOGICO NELLA REGIONE MARCHE (2001-2014)
[GWh]

TIPI DI ATTIVITÀ	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AGRICOLTURA	127	105	115	120	117	122	130	127	127	125	134	130	122	107
INDUSTRIA	3'345	3'452	3'535	3'686	3'666	3'714	3'746	3'427	3'273	3'232	3'192	2,937	2,484	2,529
Manifatturiera di base	652	716	755	776	810	819	829	689	651	658	626	567	618	624
Siderurgica	12	15	16	16	14	16	17	16	18	23	19	12	12	13
Metalli non Ferrosi	25	25	26	32	35	42	47	49	47	50	36	16	16	16
Chimica	168	182	178	162	174	159	163	126	124	126	113	122	121	124
di cui fibre	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiali da costruzione	163	218	235	238	237	242	239	211	183	175	169	133	115	122
estrazione da cava	28	21	22	25	25	28	28	27	23	20	21	17	13	12
ceramiche e vetrarie	50	57	63	69	64	66	65	54	47	48	48	42	37	39
cemento, calce e gesso	12	50	53	49	51,2	50	51	46	44,1	43	42	31	23	27
laterizi	47	46	50	52	53	53	51	40	32	27	23	11	11	9
manufatti in cemento	14	12	17	12	13	14	13	12	12	11	11	9	8	7
altre lavorazioni	22	31	30	31	31	31	32	31	26	27	25	22	23	27
Cartaria	285	277	301	330	349	361	363	287	279	285	290	285	355	350
di cui carta e cartotecnica	268	258	278	302	320	331	331	258	249	256	262	257	327	323
Manifatturiera non di base	1'990	2'097	2'154	2'130	2'120	2'157	2'152	1'973	1'775	1'817	1'759	1,609	1,579	1,539
Alimentare	288	344	323	326	344	317	315	282	264	247	234	208	224	212
Tessile, abbigl. e calzature	305	313	305	285	280	292	275	270	238	236	235	222	220	217
tessile	39	31	30	29	29	29	29	29	25	24	23	22	22	21
vestiario e abbigliamento	38	40	40	38	36	35	33	31	28	28	27	26	25	24
pelli e cuoio	14	22	23	21	22	22	20	27	18	18	19	18	16	16
calzature	214	220	212	197	194	206	192	183	167	166	166	156	156	155
Meccanica	669	714	754	772	765	799	797	724	594	654	642	595	555	559
di cui apparecchi. elett. ed elettron.	115	109	115	120	110	115	113	105	91	94	89	82	79	84
Mezzi di Trasporto	37	55	57	59	60	65	64	63	57	49	41	42	38	42
di cui mezzi di trasporto terrestri	17	31	33	33	28	30	29	26	23	24	24	22	21	21
Lavoraz. Plastica e Gomma	394	362	382	369	334	337	347	317	288	311	295	252	265	265
di cui articoli in mat. plastiche	339	322	343	327	294	297	306	282	272	278	273	240	245	248
Legno e Mobilio	236	254	267	275	279	288	297	274	258	257	240	210	191	186
Altre Manifatturiere	62	56	66	44	58	59	57	44	76	63	71	81	86	57

Costruzioni	29	27	32	33	33	33	32	31	31	32	35	33	30	27
Energia ed acqua	674	612	593	747	703	705	733	734	817	724	772	728	258	339
Estrazione Combustibili	7	8	7	12	6	7	9	7	8	7	7	8	8	9
Raffinazione e Cokerie	250	186	188	184	184	190	201	219	218	213	215	216	120	201
Elettricità e Gas	314	308	287	436	399	385	390	395	481	398	439	395	32	33
Acquedotti	104	110	113	115	114	123	133	113	111	106	111	109	98	97
TERZIARIO	1'712	1'790	1'941	2'053	2'113	2'284	2'295	2'280	2'368	2'388	2'460	2,605	2,581	2,544
Servizi vendibili	1'297	1'343	1'483	1'564	1'622	1'748	1'767	1'754	1'829	1'853	1'933	2,091	2,079	2,047
Trasporti	224	200	232	259	268	267	276	259	254	254	265	273	248	252
Comunicazioni	67	72	88	79	79	83	84	83	86	84	87	85	83	81
Commercio	452	490	538	563	583	627	633	623	644	637	633	617	579	555
Alberghi, Ristoranti e Bar	247	261	281	289	295	321	315	315	322	316	316	303	278	268
Credito ed assicurazioni	53	56	59	59	60	61	58	57	59	55	53	53	49	47
Altri Servizi Vendibili	255	264	286	315	337	389	403	417	465	507	578	761	842	844
Servizi non vendibili	415	447	457	490	491	537	528	525	538	535	527	513	502	498
Pubblica amministrazione	86	88	89	84	86	94	93	90	98	98	111	112	111	107
Illuminazione pubblica	168	181	183	193	185	207	199	201	203	198	190	186	174	172
Altri Servizi non Vendibili	161	179	185	212	220	236	235	234	238	239	226	215	218	219
DOMESTICO	1'442	1'471	1'547	1'573	1'558	1'588	1'592	1'565	1'643	1'644	1'681	1,668	1,582	1,520
di cui serv. gen. edifici	65	69	79	81	81	85	88	87	92	94	96			
TOTALE	6'625	6'818	7'137	7'432	7'455	7'708	7'763	7'398	7'411	7'388	7'467	7,340	6,768	6,700

Fonte dati: Terna – statistiche annuali

Tabella 11

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER SETTORE MERCEOLOGICO ITALIA, REGIONE MARCHE (2014)

TIPI ATTIVITÀ	U.d.m.	Italia	Regione Marche
AGRICOLTURA	GWh	5,372.1	107.0
INDUSTRIA	GWh	122,505.0	2,528.9
Manifatturiera di base	GWh	53,570.7	624.3
Siderurgica	GWh	18,335.4	12.5
Metalli non Ferrosi	GWh	2,522.2	16.2
Chimica	GWh	14,203.2	124.0
di cui fibre	GWh	447.0	0.1
Materiali da costruzione	GWh	9,818.3	121.7
estrazione da cava	GWh	643.1	11.7
ceramiche e vetrarie	GWh	4,421.0	39.3
cemento, calce e gesso	GWh	2,844.6	26.7
laterizi	GWh	404.5	9.4
manufatti in cemento	GWh	406.0	7.4
altre lavorazioni	GWh	1,099.0	27.1

Cartaria	GWh	8,671.5	349.9
di cui carta e cartotecnica	GWh	7,406.7	322.8
Manifatturiera non di base	GWh	52,113.5	1,538.6
Alimentare	GWh	11,971.8	212.1
Tessile, abbigl. e calzature	GWh	5,236.9	216.6
tessile	GWh	3,682.6	21.4
vestiario e abbigliamento	GWh	557.5	24.1
pelli e cuoio	GWh	559.6	15.9
calzature	GWh	437.2	155.3
Meccanica	GWh	19,531.0	559.4
di cui apparecchi. elett. ed elettron.	GWh	2,822.8	83.6
Mezzi di Trasporto	GWh	3,340.0	42.4
di cui mezzi di trasporto terrestri	GWh	2,617.7	21.1
Lavoraz. Plastica e Gomma	GWh	7,570.9	265.1
di cui articoli in mat. plastiche	GWh	6,344.6	248.1
Legno e Mobilio	GWh	2,894.2	185.5
Altre Manifatturiere	GWh	1,568.6	57.4
Costruzioni	GWh	1,251.1	27.1
Energia ed acqua	GWh	15,569.7	338.9
Estrazione Combustibili	GWh	397.4	8.9
Raffinazione e Cokerie	GWh	5,272.2	200.6
Elettricità e Gas	GWh	3,917.0	32.6
Acquedotti	GWh	5,983.1	96.8
TERZIARIO	GWh	98,951.4	2,544.1
Servizi vendibili	GWh	79,295.9	2,046.6
Trasporti	GWh	10,462.3	252.3
Comunicazioni	GWh	4,082.9	81.0
Commercio	GWh	20,905.9	554.7
Alberghi, Ristoranti e Bar	GWh	10,878.3	268.0
Credito ed assicurazioni	GWh	2,171.3	46.5
Altri Servizi Vendibili	GWh	30,795.2	844.2
Servizi non vendibili	GWh	19,665.5	497.5
Pubblica amministrazione	GWh	4,609.5	106.6
Illuminazione pubblica	GWh	5,885.1	172.4
Altri Servizi non Vendibili	GWh	9,160.9	218.5
DOMESTICO	GWh	64,255.0	1,520.0
di cui serv. gen. edifici	GWh	5,386.8	-
TOTALE	GWh	291,083.5	6,700.0

Fonte dati: Terna – statistiche annuali

Figura 6

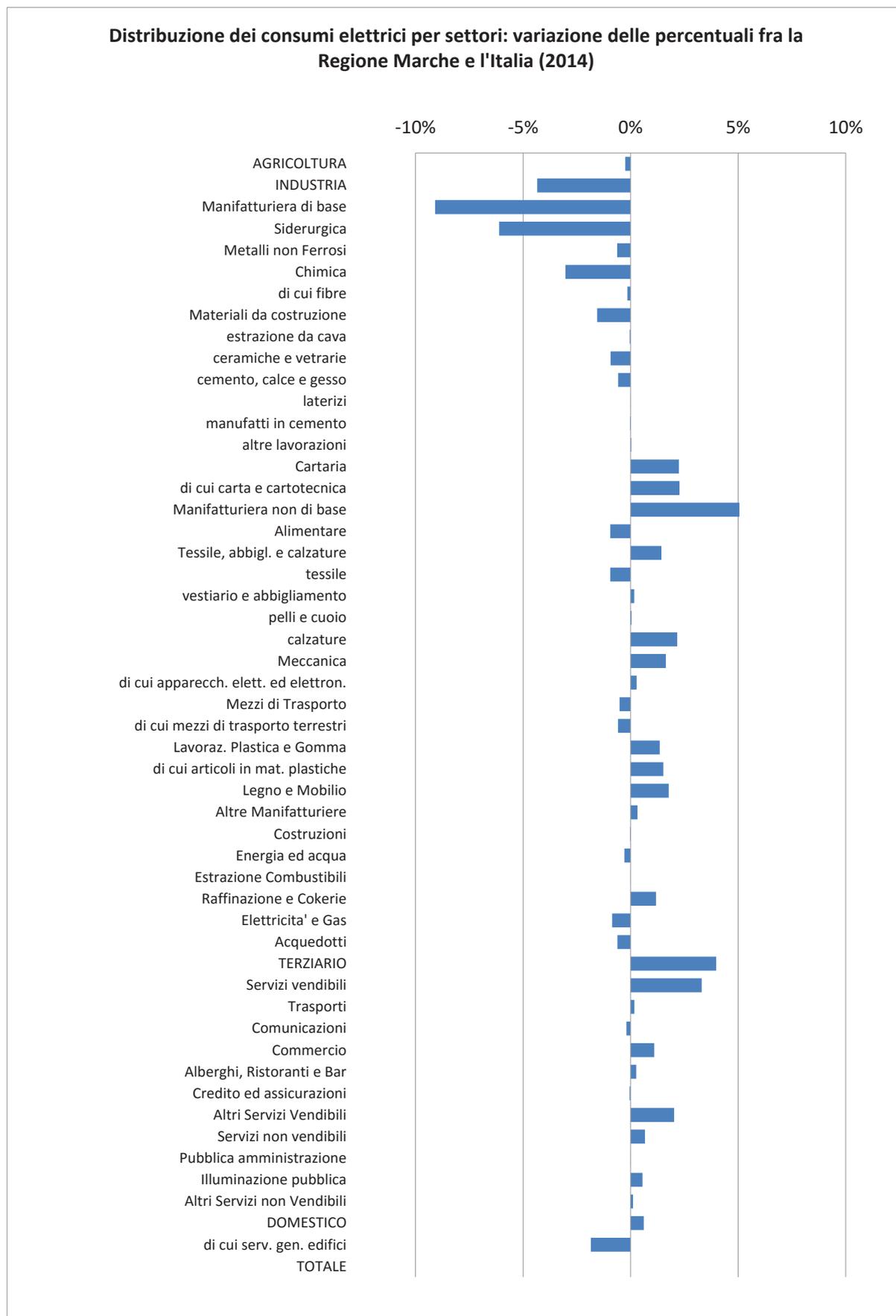


Tabella 12

POPOLAZIONE MEDIA RESIDENTE NELLA REGIONE MARCHE (media sull'anno, 1996-2014)							
	U.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	Totale regione
1996	unità	440'136	363'566		296'736	340'033	1'440'470
1997	unità	441'295	364'666		297'450	341'347	1'444'757
1998	unità	442'528	365'685		298'335	343'066	1'449'613
1999	unità	443'959	366'817		299'172	344'987	1'454'934
2000	unità	445'675	367'848		300'065	347'256	1'460'844
2001	unità	447'607	368'932		301'141	349'911	1'467'590
2002	unità	450'401	370'993		303'391	353'078	1'477'862
2003	unità	454'893	374'368		307'287	358'167	1'494'714
2004	unità	459'478	377'645		311'359	363'322	1'511'804
2005	unità	462'886	379'805		314'145	366'959	1'523'795
2006	unità	465'608	381'685		315'640	369'522	1'532'454
2007	unità	468'753	384'549		317'932	373'348	1'544'581
2008	unità	473'366	387'855		320'983	378'888	1'561'321
2009	unità	477'168	390'194		323'346	382'762	1'573'627
2010	unità	479'674	213'805	177'693	324'795	366'380	1'562'439
2011	unità	481'859	213'989	178'130	325'626	367'358	1'567'189
2012	unità	474'569	210'447	174'978	319'897	363'032	1'542'922
2013	unità	477'385	211'234	175'776	320'866	363'887	1'549'147
2014	unità	478'584	211'511	176'394	321'610	363'869	1'551'967

Fonte dati: www.demo.istat.it - ISTAT

Figura 7

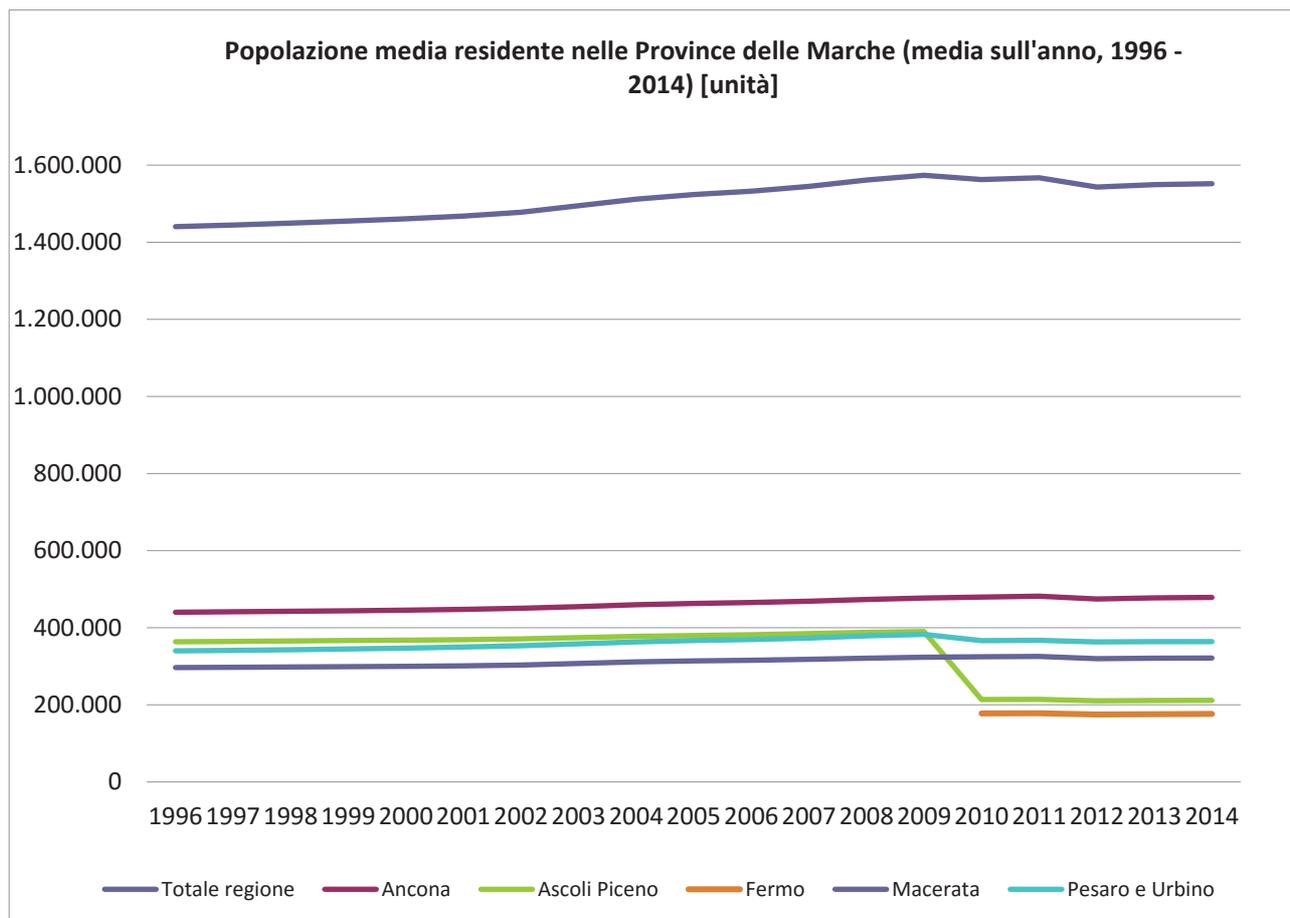


Tabella 13

**CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA PRO-CAPITE NELLE PROVINCE DELLE MARCHE, NELLA
REGIONE MARCHE E IN ITALIA (1996-2014)**

	U.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	REGIONE	ITALIA
1996	kWh/ab	4'094	3'592	-	3'552	3'079	3'616	4'326
1997	kWh/ab	4'140	3'688	-	3'369	3'164	3'637	4'459
1998	kWh/ab	4'400	3'823	-	3'509	3'276	3'805	4'633
1999	kWh/ab	4'703	3'901	-	3'663	3'313	3'958	4'643
2000	kWh/ab	5'248	4'045	-	3'859	3'554	4'257	4'905
2001	kWh/ab	5'579	4'180	-	3'842	3'704	4'424	5'011
2002	kWh/ab	5'593	4'237	-	4'038	3'875	4'523	5'091
2003	kWh/ab	5'698	4'327	-	4'413	4'009	4'686	5'204
2004	kWh/ab	6'259	4'250	-	4'252	4'123	4'831	5'234
2005	kWh/ab	6'125	4'210	-	4'348	4'148	4'805	5'286
2006	kWh/ab	6'374	4'294	-	4'477	4'233	4'949	5'387
2007	kWh/ab	6'336	4'231	-	4'504	4'299	4'942	5'372
2008	kWh/ab	5'842	3'949	-	4'182	4'295	4'655	5'333
2009	kWh/ab	6'117	3'735	-	4'234	4'009	4'627	4'983
2010	kWh/ab	5'934	4'101	3'491	4'329	4'139	4'800	5'124
2011	kWh/ab	5'946	4'114	3'568	4'368	4'193	4'830	5'169
2012	kWh/ab	5'955	4'182	3'515	4'326	4'140	4'672	5'095
2013	kWh/ab	4'858	4'024	3'459	4'270	4'117	4'289	4'856
2014	kWh/ab	4'965	3'886	3'373	4'123	3'993	4'235	4'710

Elaborazione su dati: Terna – statistiche annuali e www.demo.istat.it - ISTAT

Figura 8

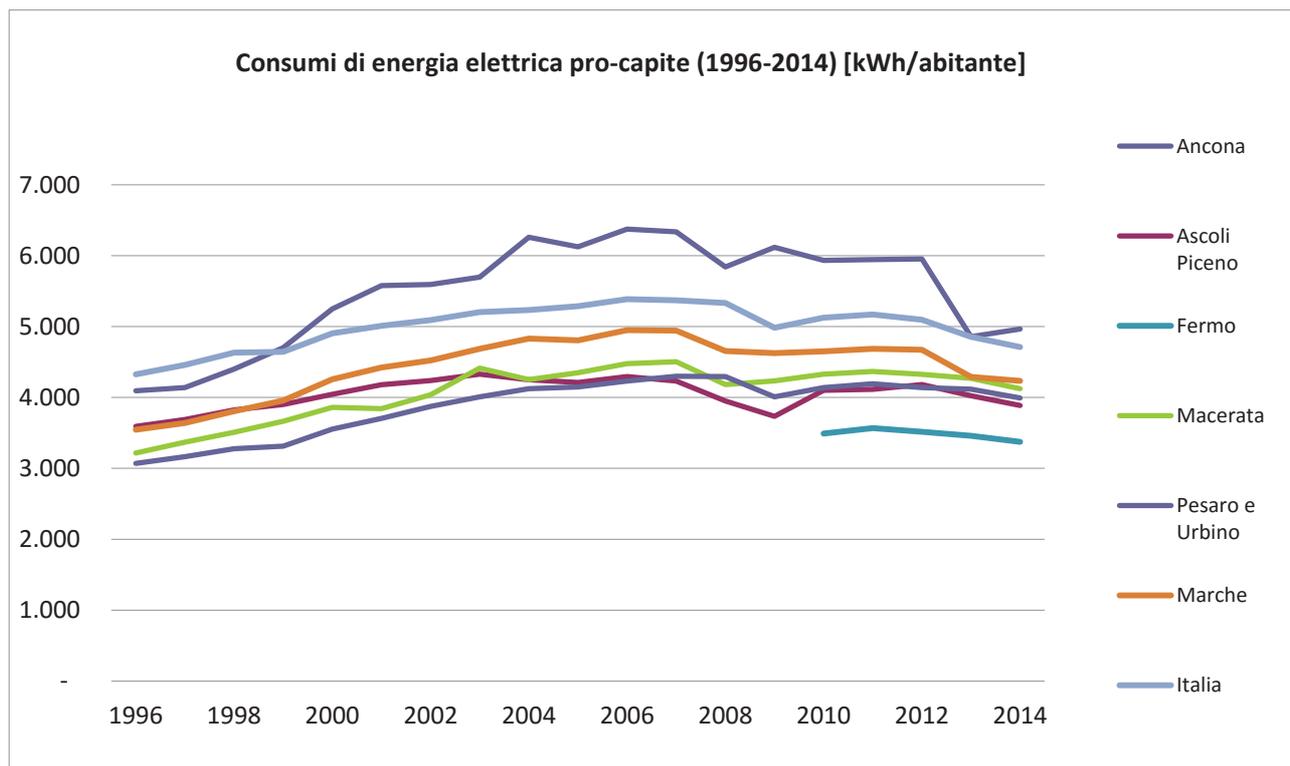


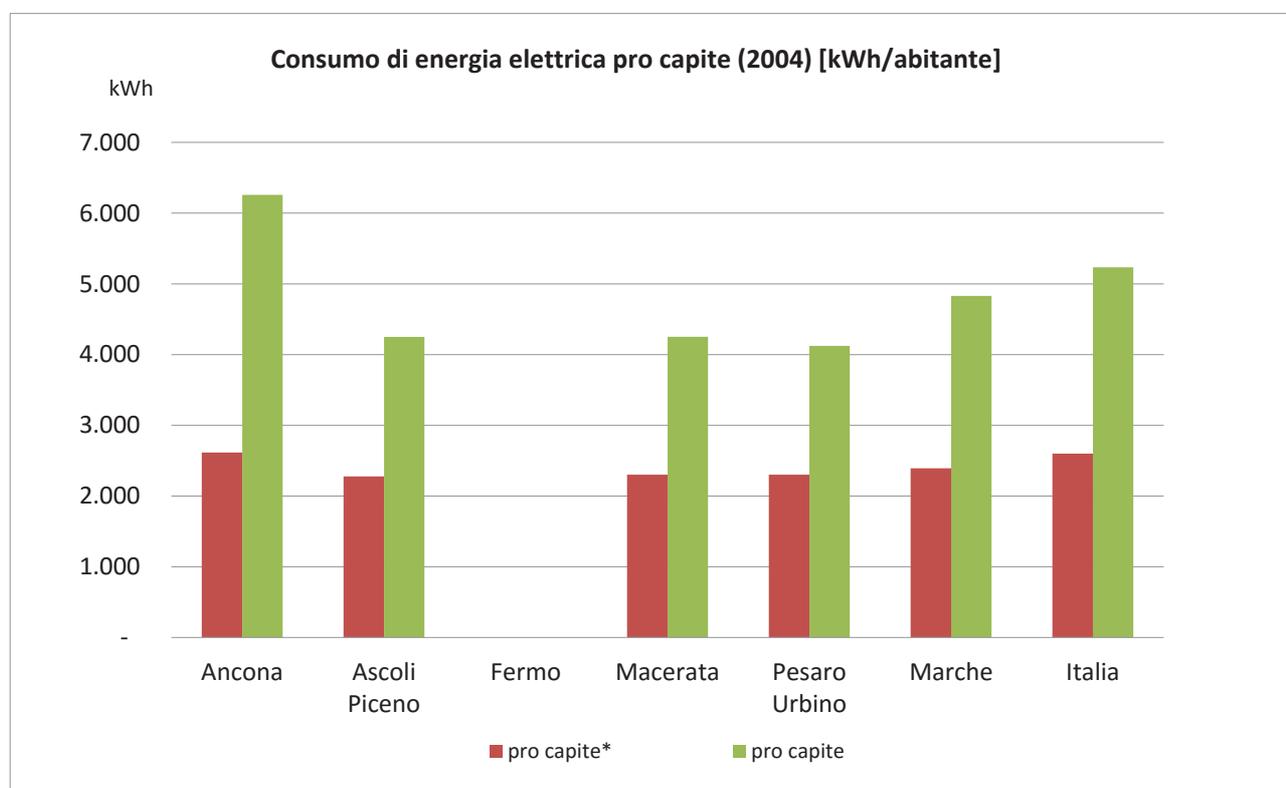
Tabella 14

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PRO-CAPITE NELLE PROVINCE DELLE MARCHE (2004)			
	U.d.m.	pro-capite	pro-capite*
Ancona	kWh/abitante	6'259	2'616
Ascoli Piceno	kWh/abitante	4'250	4'210
Fermo	kWh/abitante	-	-
Macerata	kWh/abitante	4'252	2'303
Pesaro Urbino	kWh/abitante	4'123	2'304
REGIONE	kWh/abitante	4'831	2'392
ITALIA	kWh/abitante	5'234	2'601

*escluso settore industriale

Fonte: Terna – statistiche annuali

Figura 9



Procapite* = procapite escluso il settore industriale

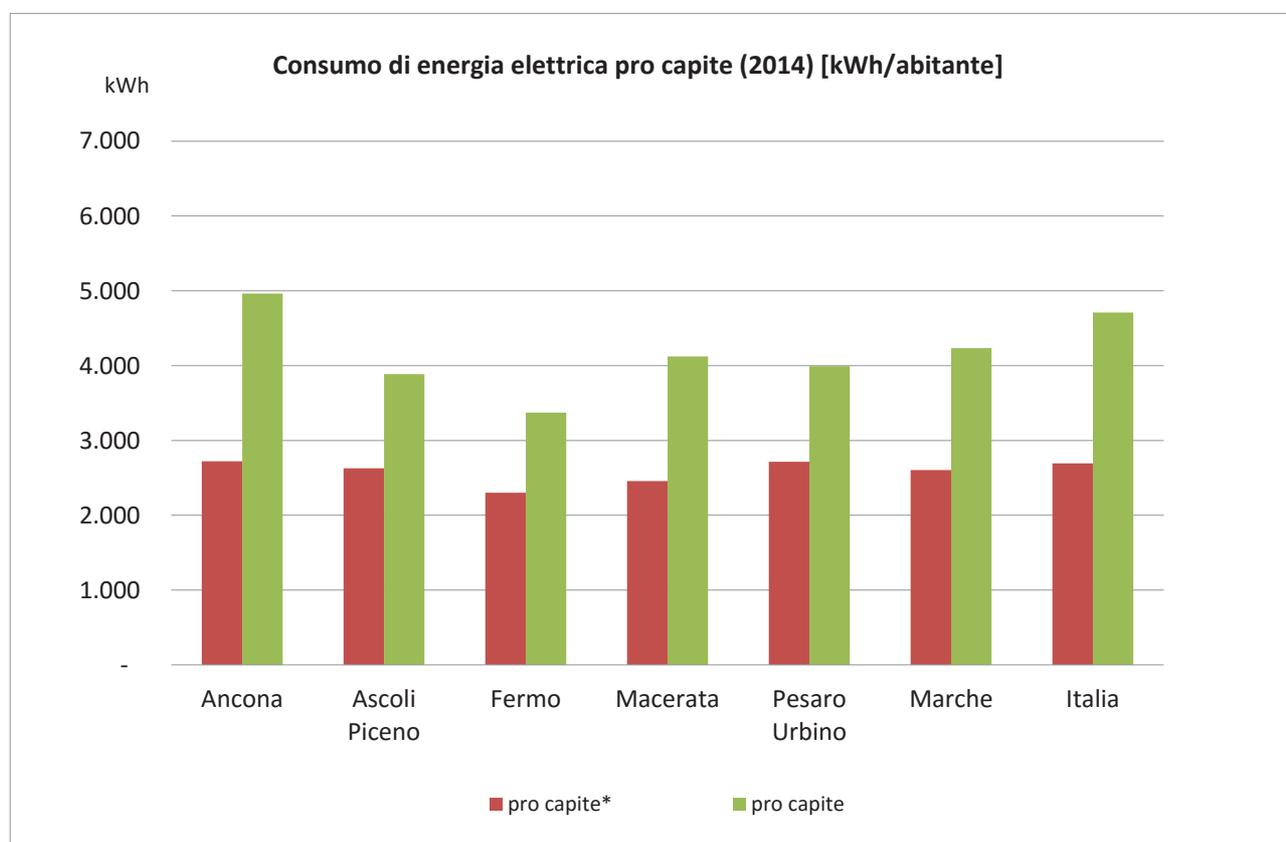
Tabella 15

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PRO-CAPITE NELLE PROVINCE DELLE MARCHE (2014)			
	U.d.m.	pro-capite	pro-capite*
Ancona	kWh/abitante	4'965	2'723
Ascoli Piceno	kWh/abitante	3'886	2'629
Fermo	kWh/abitante	3'373	2'302
Macerata	kWh/abitante	4'123	2'456
Pesaro Urbino	kWh/abitante	3'993	2'715
REGIONE	kWh/abitante	4'235	2'605
ITALIA	kWh/abitante	4'710	2'695

*escluso settore industriale

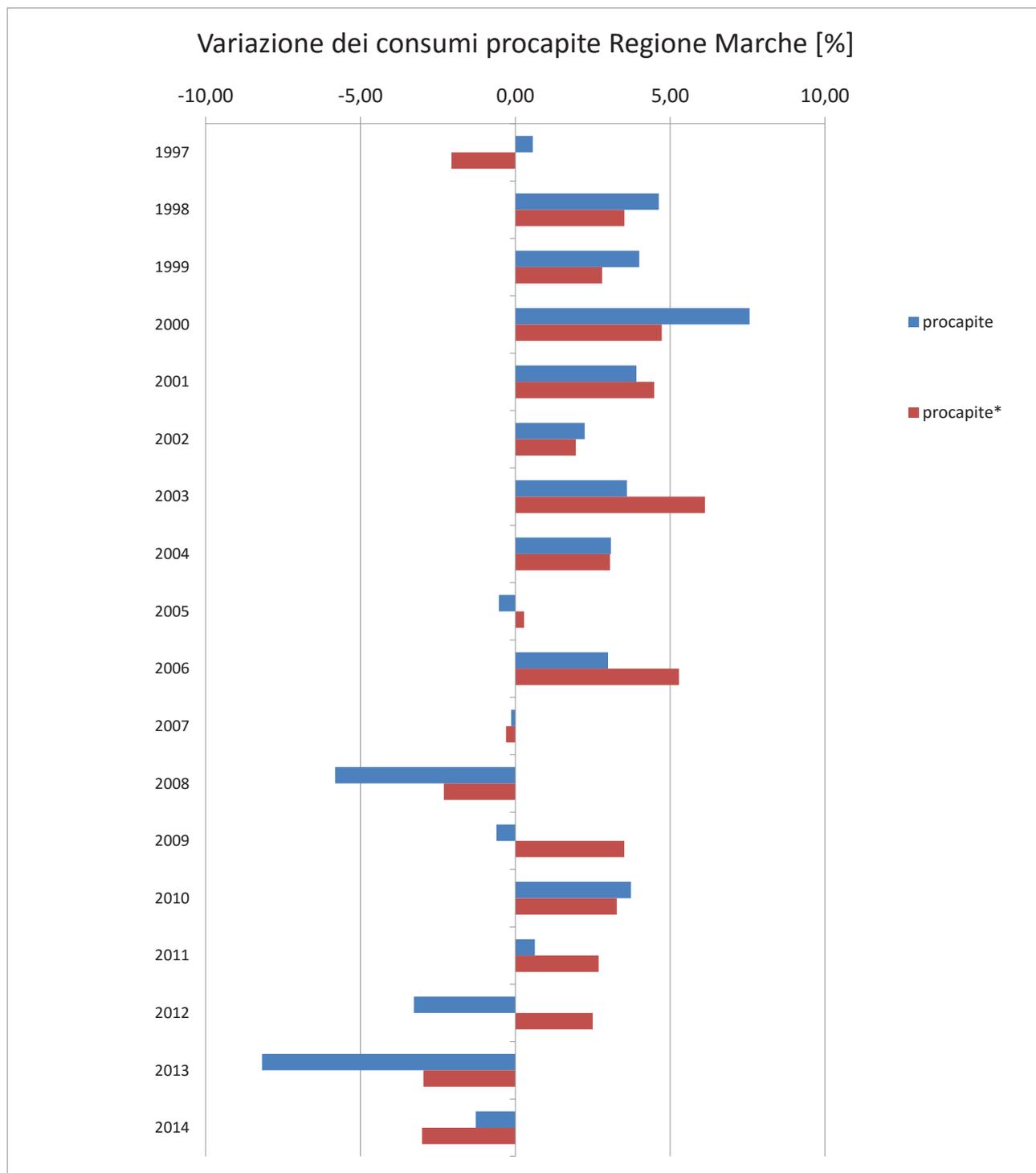
Fonte: Terna – statistiche annuali

Figura 10



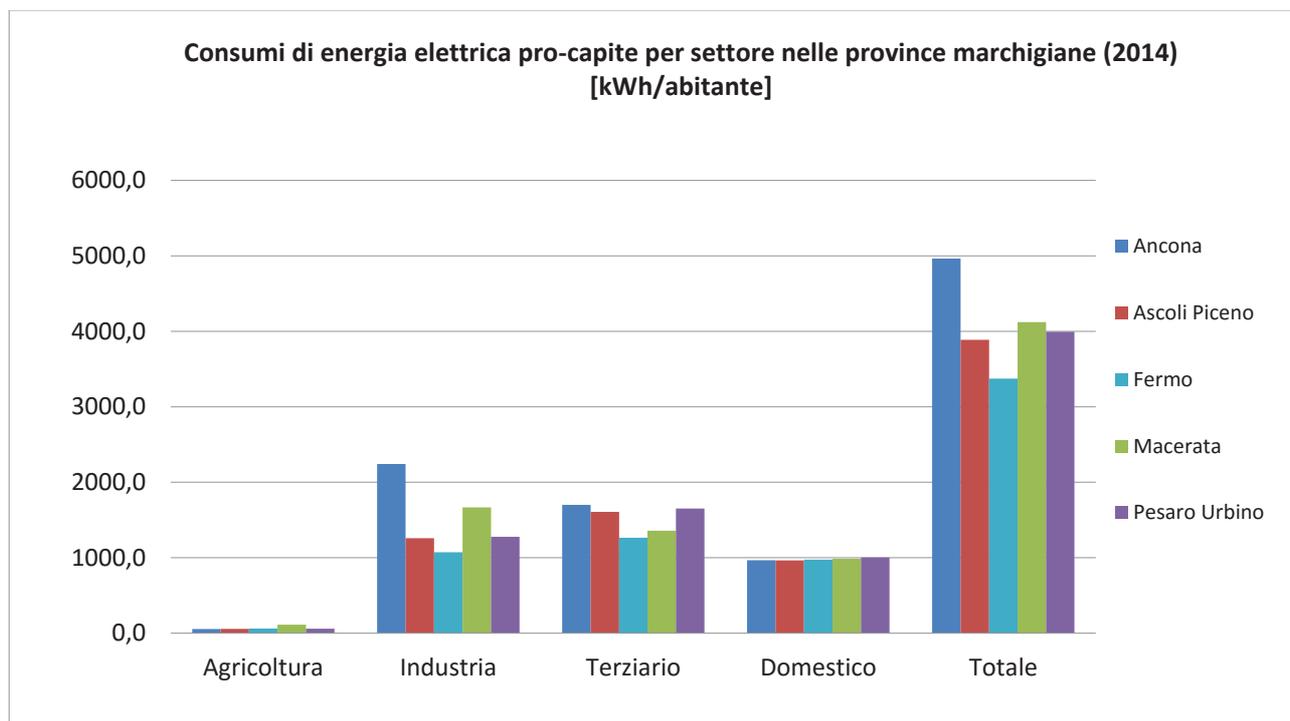
Procapite* = procapite escluso il settore industriale

Figura 11



Procapite* = procapite escluso il settore industriale

Figura 12



2.3 Consumi di gas naturale

Per quanto riguarda il consumo di gas naturale, i dati con dettaglio regionale sono stati reperiti dal documento ENEA “Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche”, curato dall’Unità Tecnica Efficienza Energetica che fornisce i dati riguardanti la produzione e il consumo di gas naturale per gli anni 1988, 1990, 1995, e poi annuali dal 2000 al 2008. Inoltre, sono stati utilizzati i dati del Ministero dello Sviluppo Economico⁶ per confrontare i dati regionali con i consumi nazionali e per studiare la distribuzione dei consumi nelle diverse province della Regione.

Purtroppo, i dati forniti da ENEA per i consumi di gas naturale si fermano all’anno 2008, pertanto non è stato possibile analizzare la situazione relativa agli anni 2009, 2010 e 2011; per quanto riguarda, invece, gli anni 2012 e 2013, sono disponibili i dati forniti dal GSE. Relativamente a questi ultimi, si ribadisce che, ai sensi del D.M. 11/05/2015, il GSE ha il compito di stimare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termine di quota di consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili; tale risultato è ottenuto applicando la metodologia approvata con il D.M. 11/05/2015 (il cosiddetto Burden Sharing), metodologia che è stata applicata la prima volta proprio con riferimento all’anno di monitoraggio 2012. Per quanto concerne, invece, i dati del 2013, questi sono da considerare non completamente definitivi in quanto alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili. Si fa infine notare che, poiché il GSE non fornisce il dettaglio provinciale o settoriale del consumo di gas naturale, a partire dall’anno 2012 tali dettagli non sono disponibili e quindi non riportati nel presente documento.

Il consumo di gas naturale nella Regione Marche, nell’anno 2013, è stato pari a circa 796 ktep, con un aumento del 29% rispetto al 1988 ed un aumento medio annuo del 3,6%. Analizzando invece i settori di consumo per l’anno 2008 si evidenzia che il settore maggiormente dispendioso è stato il “residenziale” con il 37% dei consumi di gas naturale, seguito dai settori “servizi”, “industria” e “trasporti” con quote percentuali pari rispettivamente al 32%, 23% e 8%. Irrilevante è stato il contributo del settore “agricoltura”.

E’ interessante notare che il settore dei trasporti, tra il 1988 e il 2008, ha incrementato i suoi consumi di gas naturale del 149%, passando dai 45 milioni di Nm³ del 1988 ai 113 del 2008, a conferma di un utilizzo sempre più consistente del gas naturale come carburante per autotrazione.

Analizzando i consumi delle cinque Province marchigiane nel 2008 si evince che la Provincia di Ancona è di gran lunga la più energivora della Regione, con un consumo relativo all’anno 2008 pari a 796 milioni di Nm³, corrispondente al 52% dell’intero consumo regionale, seguita da Pesaro Urbino, Macerata, Ascoli Piceno e Fermo, con consumi rispettivamente del 18%, 15%, 14% e 2%.

Rapportando i consumi di gas naturale alla popolazione marchigiana, cioè analizzando i consumi pro-capite di gas naturale si è notato un aumento di tale fattore dai 532 Nm³/(abitante*anno) del 1988 ai 627 Nm³/(abitante*anno) del 2013, con un aumento medio annuale di circa il 3%.

Confrontando il consumo pro-capite regionale con il corrispettivo valore nazionale nel 2013, si nota che il valore nella Regione Marche è inferiore. Infatti, si è registrato un valore di consumo pro-capite nazionale pari a 720 Nm³/(abitante*anno), a fronte dei 627 Nm³/(abitante*anno) registrati nella Regione Marche.

⁶ <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/>

2.4 Consumi di gas naturale - dati

Tabella 16

CONSUMI DI GAS NATURALE NELLA REGIONE MARCHE (1988-2013)		
anno	Unità di misura	Valore
1988	ktep	619
1989	ktep	n.d.
1990	ktep	702
1991	ktep	n.d.
1992	ktep	n.d.
1993	ktep	n.d.
1994	ktep	n.d.
1995	ktep	876
1996	ktep	n.d.
1997	ktep	n.d.
1998	ktep	n.d.
1999	ktep	n.d.
2000	ktep	933
2001	ktep	931
2002	ktep	940
2003	ktep	1'012
2004	ktep	1'153
2005	ktep	1'284
2006	ktep	1'165
2007	ktep	1'120
2008	ktep	1'196
2012	ktep	773
2013	ktep	796

Fonti dati: ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica, Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Marche e GSE

Figura 13

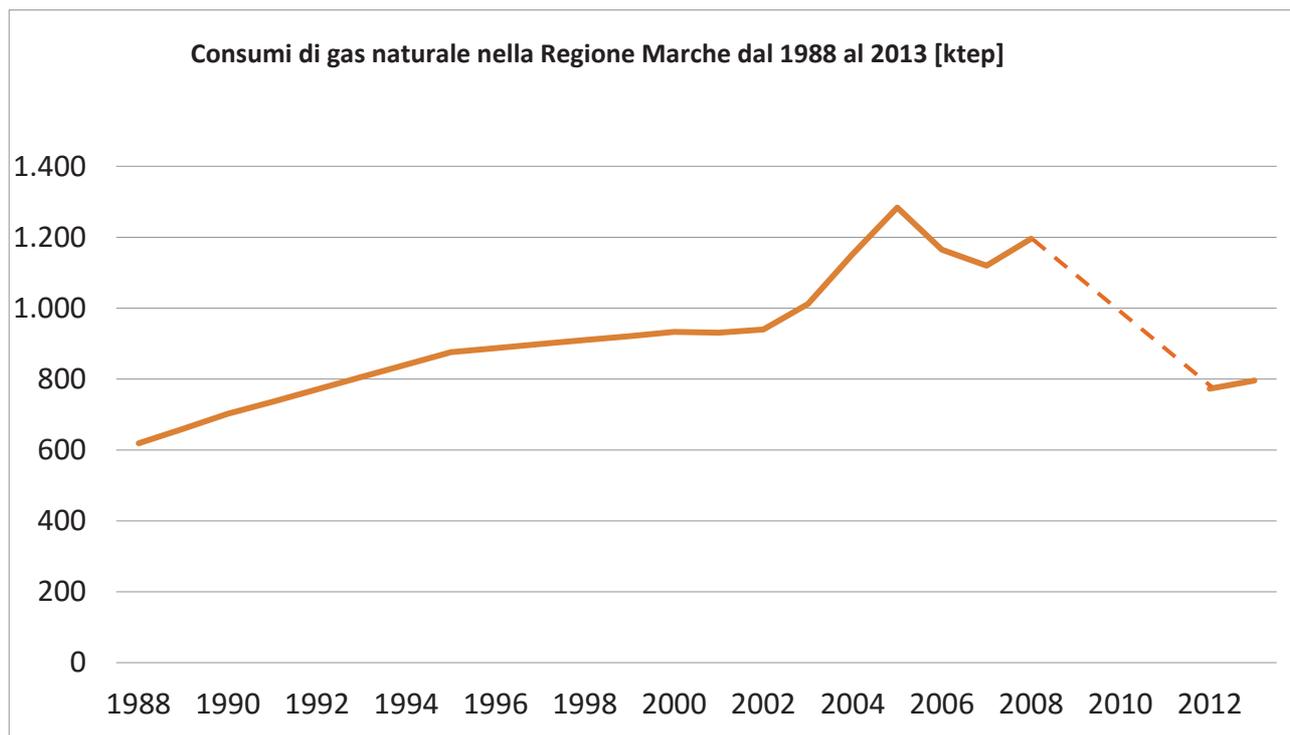


Figura 14

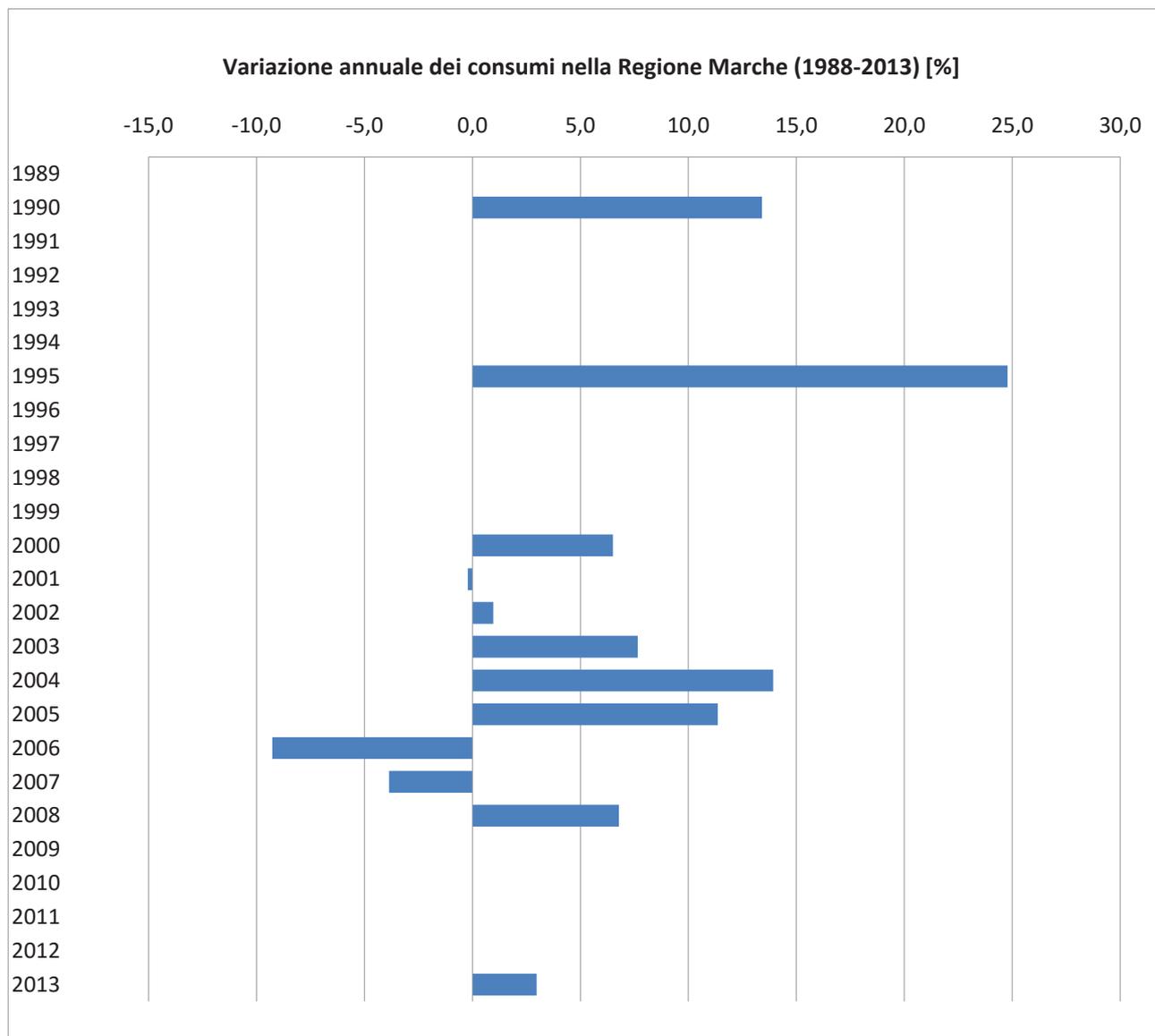


Tabella 17

CONSUMI DI GAS NATURALE NELLA REGIONE MARCHE PER CATEGORIA (1988-2008)													
Tipi Attività		1988	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
INDUSTRIA	ktep	207	248	323	311	296	304	339	407	359	282	281	272
Metallurgia	ktep	6	9	5	2	2	2	3	4	4	4	4	3
Minerali non metalliferi	ktep	36	44	47	44	45	55	61	64	57	54	49	67
Chimica e petrolchimica	ktep		36	36	29	25	24	32	38	41	42	45	47
Carta, grafica ed editoria	ktep	43	46	59	51	49	48	49	70	55	51	42	39
Alimentari, bevande, tabacco	ktep	60	65	93	96	95	94	102	127	106	26	30	20
Tessile e confezioni	ktep	1	8	15	15	13	14	15	19	16	19	24	17
Meccanica	ktep	24	29	49	57	49	52	56	64	61	66	68	63
Altre manifatturiere	ktep	38	10	19	18	17	15	20	22	18	19	19	16
TRASPORTI	ktep	37	34	39	54	62	61	61	61	64	73	82	92
Ferroviani e urbani	ktep	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stradali	ktep	37	34	39	54	62	61	61	61	64	73	82	92
Navigazione marittima	ktep	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Navigazione aerea	ktep	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESIDENZIALE	ktep	296	303	384	413	426	410	450	452	488	453	425	446
SERVIZI	ktep	78	116	125	153	145	162	160	230	369	354	329	384
AGRICOLTURA, SILVICOLTURA, PESCA	ktep	1	2	5	2	2	2	2	3	3	3	3	3
TOTALE	ktep	619	702	876	933	931	940	1012	1153	1284	1165	1120	1196

Fonte dati: ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica, Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Marche

Figura 15

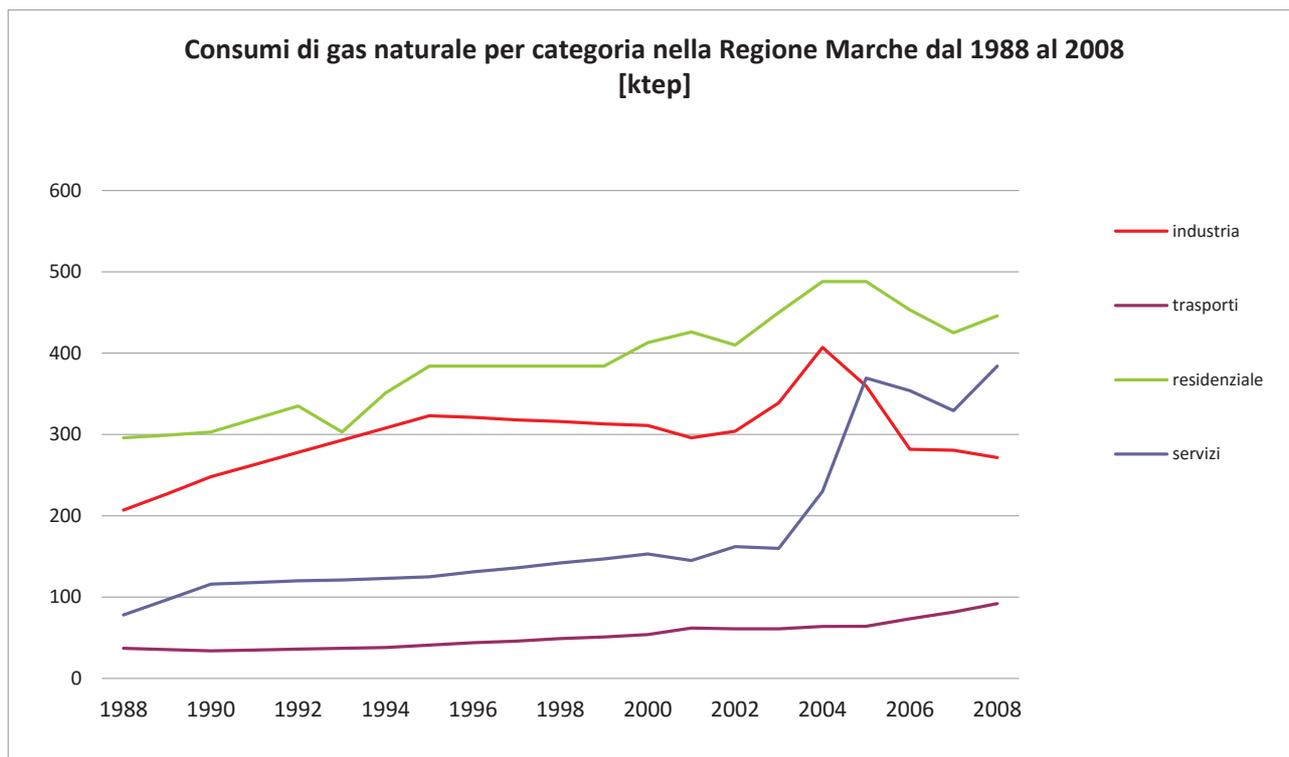


Figura 16

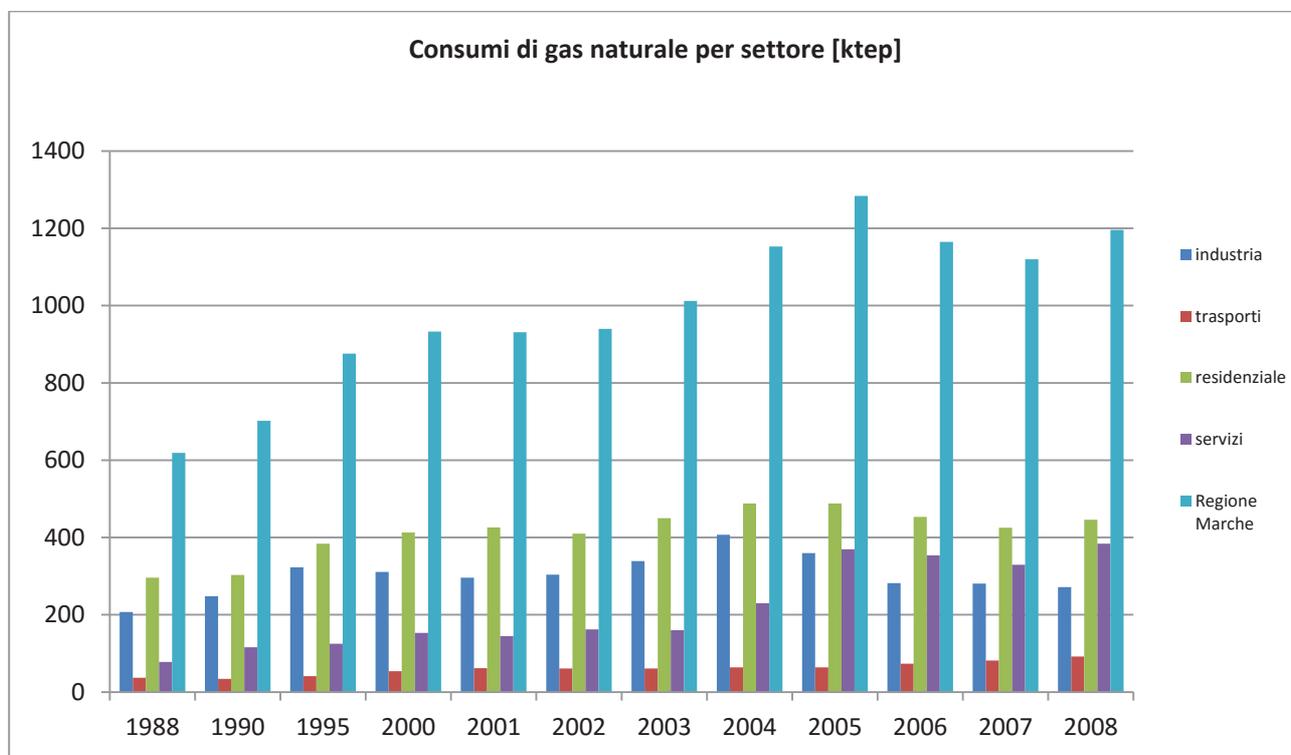


Figura 17

Distribuzione dei consumi di gas naturale in Italia e nelle Marche (2008) [%]

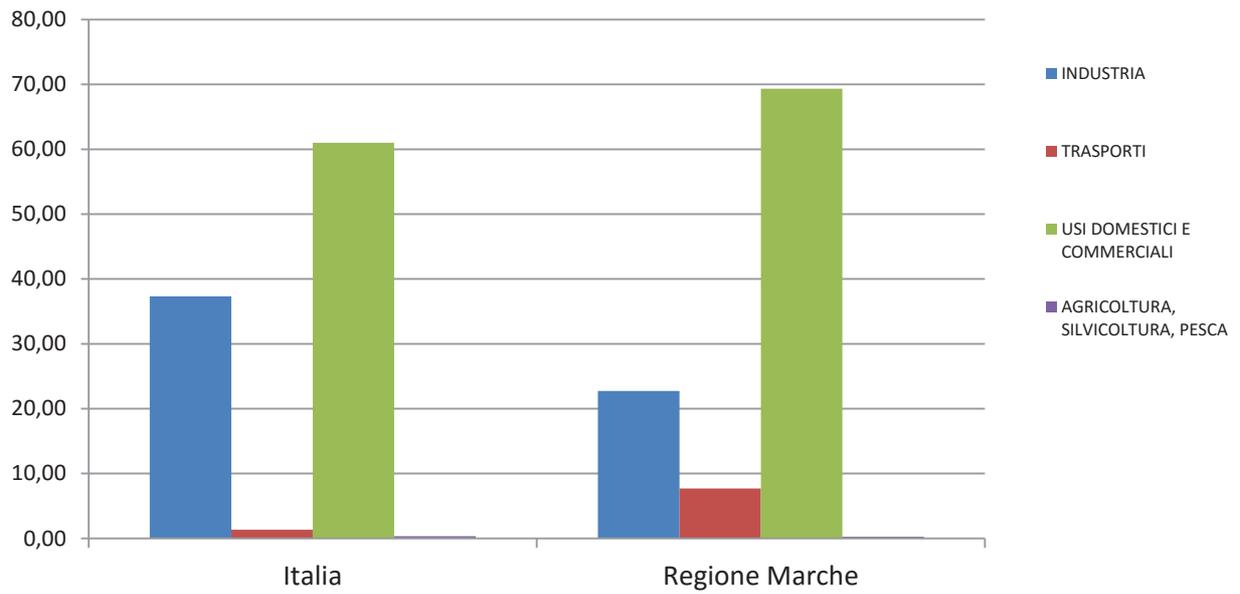


Figura 18

Differenza distribuzione dei consumi Marche-Italia (2008) [%]

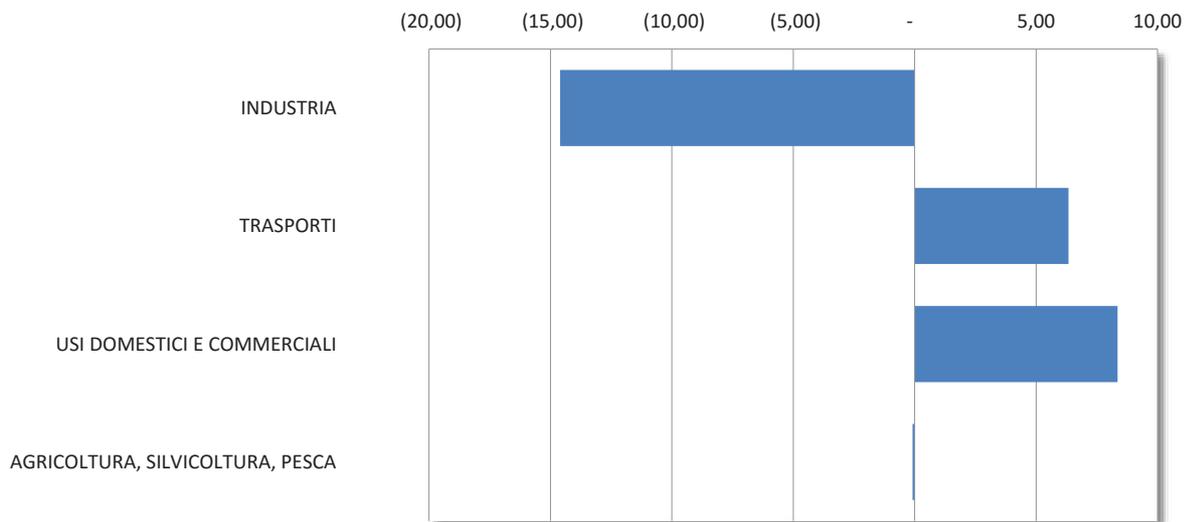


Figura 19

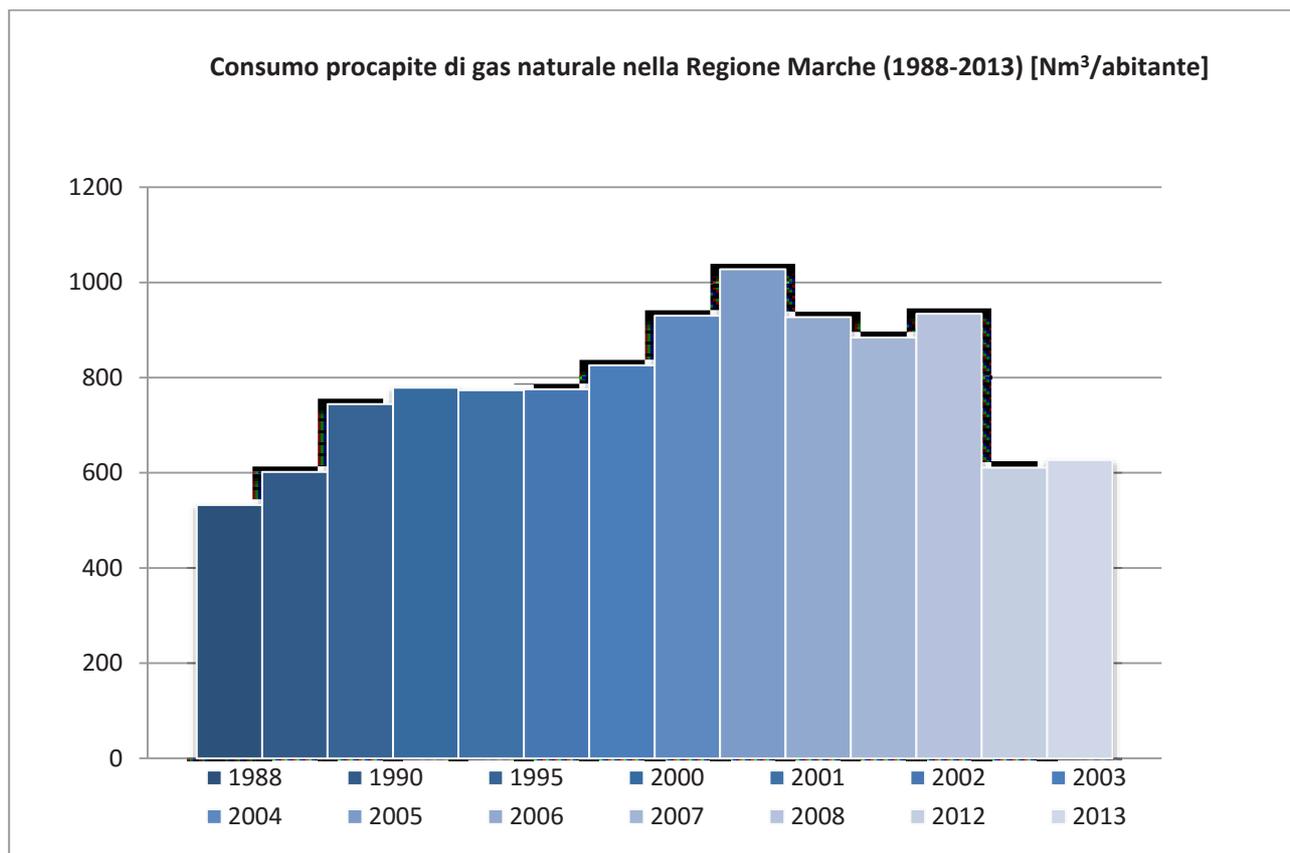
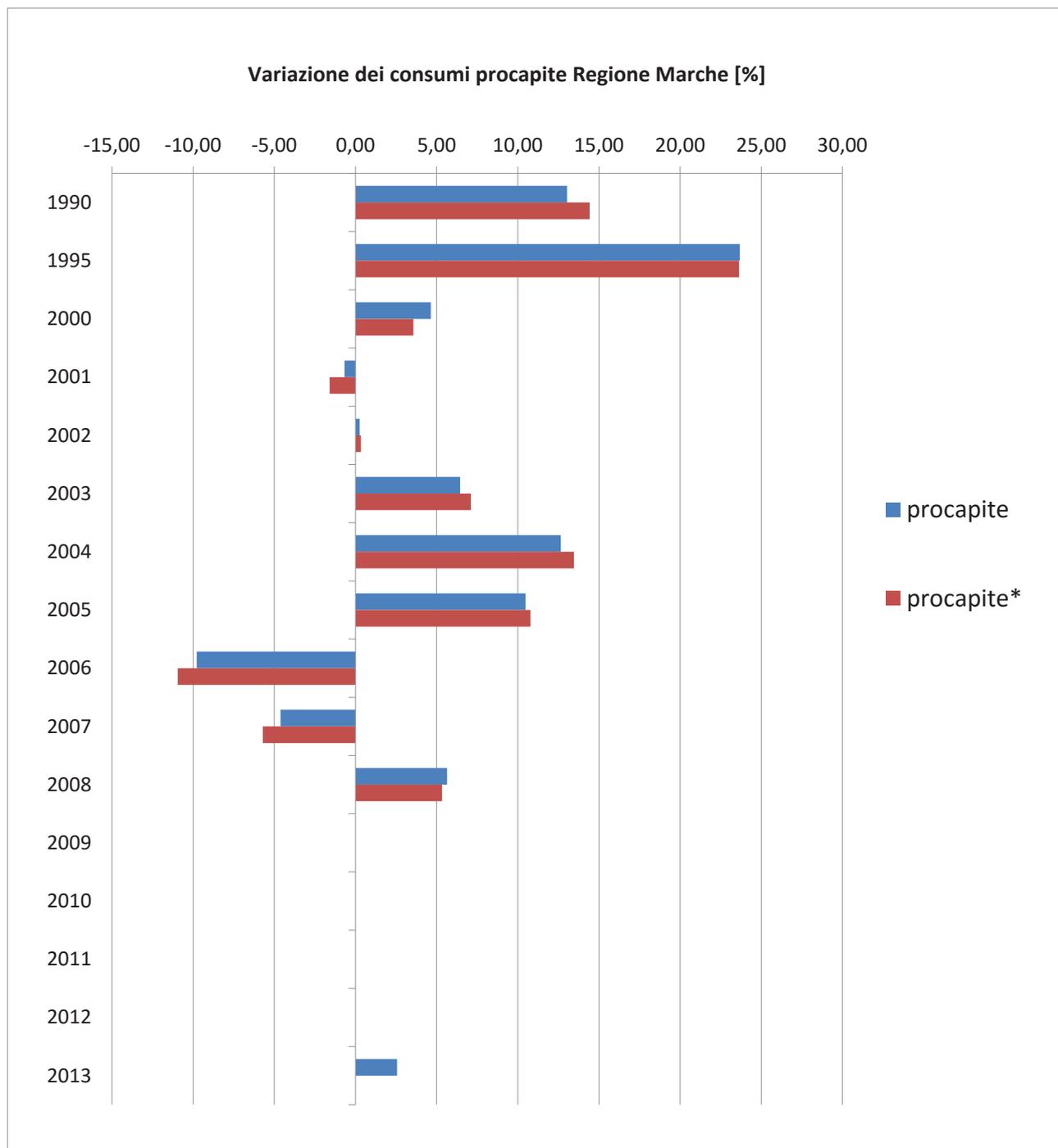


Figura 20



2.5 Consumi di derivati del petrolio

Per quanto riguarda il consumo di derivati del petrolio, i dati con dettaglio regionale sono stati reperiti dal documento ENEA “Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche” curato dall’Unità Tecnica Efficienza Energetica che fornisce i dati riguardanti produzione e consumo di gas naturale per gli anni 1988, 1990, 1995, e poi annuali dal 2000 al 2008. Inoltre, sono stati utilizzati i dati del Ministero dello Sviluppo Economico⁷ per confrontare i dati regionali con i consumi nazionali e per studiare la distribuzione dei consumi nelle diverse province della Regione.

Come per il gas naturale, anche i dati forniti da ENEA per i consumi di derivati del petrolio si fermano all’anno 2008, pertanto non è stato possibile analizzare la situazione relativa agli anni 2009, 2010 e 2011; per quanto riguarda, invece, gli anni 2012 e 2013, sono disponibili i dati forniti dal GSE. Relativamente ai dati del 2013, si fa notare che essi sono da considerare non completamente definitivi in quanto alcune informazioni sulle fonti fossili non sono ancora totalmente disponibili. Si fa infine presente che, poiché il GSE non fornisce il dettaglio provinciale o settoriale del consumo di derivati del petrolio, a partire dall’anno 2012 tali dettagli non sono disponibili e quindi non riportati nel presente documento.

Il consumo di derivati del petrolio nella Regione Marche, nell’anno 2013, è stato pari a 1'026 ktep, rispetto ai 1'473 ktep consumati nel 1988. Vi è stata dunque una riduzione significativa dei consumi, pari a circa il -30%.

Riguardo ai settori di consumo per il 2008, il settore maggiormente dispendioso è stato quello dei trasporti con il 79% dei consumi, seguito dai settori “agricoltura, silvicoltura e pesca”, “residenziale”, “industriale” e “servizi” con rispettivamente l’8%, il 6%, il 5% e l’1%.

Analizzando gli andamenti dei settori di consumo è interessante notare la riduzione consistente del settore “residenziale”, dal 19% del 1988 al 6%, dovuto all’aumento dell’impiego del gas naturale per usi civili nel territorio nazionale.

Dal confronto delle percentuali di consumo per settore nel 2008 della Regione Marche con le corrispettive percentuali nazionali si notano differenze sostanziali per il settore “industriale”, che in Italia rappresenta il 21% dei consumi totali rispetto al 5% dell’Italia, e per il settore dei trasporti dove, al contrario, in Italia rappresenta il 65% dei consumi rispetto al 79% del territorio marchigiano.

Nel 2013, nella Regione Marche il gasolio risulta essere il combustibile derivato dal petrolio maggiormente consumato, con un consumo pari al 66% dell’intero consumo regionale. A seguire le benzine con un consumo pari al 20% dell’intero consumo regionale, il GPL con il 10%, il carboturbo col 2% ed il coke di petrolio con l’1%.

Riguardo ai consumi provinciali nel 2008, la Provincia di Pesaro Urbino è stata la più dispendiosa con un consumo di 620 ktep, pari a circa il 39% dell’intero consumo regionale, seguita da Ancona, Ascoli Piceno (comprendente anche la Provincia di Fermo) e Macerata con, rispettivamente, il 28%, il 19% e il 14%. Ancona risulta la provincia più dispendiosa riguardo il consumo di GPL e benzina, con il 50% e il 32%. Per gasolio e olio combustibile Pesaro Urbino risulta la provincia più dispendiosa con il 41% e l’86% dei consumi regionali.

Analizzando i consumi pro-capite di prodotti petroliferi, si è evidenziata una riduzione da 1,04 tep/abitante/anno del 1988 ai 0,67 tep/abitante/anno del 2013. Confrontando il consumo pro-capite regionale con quello nazionale nel 2013, si nota che il valore della Regione Marche è leggermente inferiore

⁷ <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/>

al corrispondente dato nazionale. Infatti, per il 2013, si registra un valore di consumo pro-capite nazionale pari a 0,75 tep/abitante/anno.

2.6 Consumi di derivati del petrolio – dati

Tabella 18

CONSUMI DI DERIVATI DEL PETROLIO NELLA REGIONE MARCHE (1988-2013)		
anno	Unità di misura	Valore
1988	ktep	1'143
1989	ktep	n.d.
1990	ktep	1'412
1991	ktep	n.d.
1992	ktep	n.d.
1993	ktep	n.d.
1994	ktep	n.d.
1995	ktep	1'449
1996	ktep	n.d.
1997	ktep	n.d.
1998	ktep	n.d.
1999	ktep	n.d.
2000	ktep	1'395
2001	ktep	1'411
2002	ktep	1'521
2003	ktep	1'535
2004	ktep	1'545
2005	ktep	1'889
2006	ktep	1'524
2007	ktep	1'499
2008	ktep	1'498
2012	ktep	1'067
2013	ktep	1'026

Fonte dati: ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica, Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Marche e GSE

Figura 21

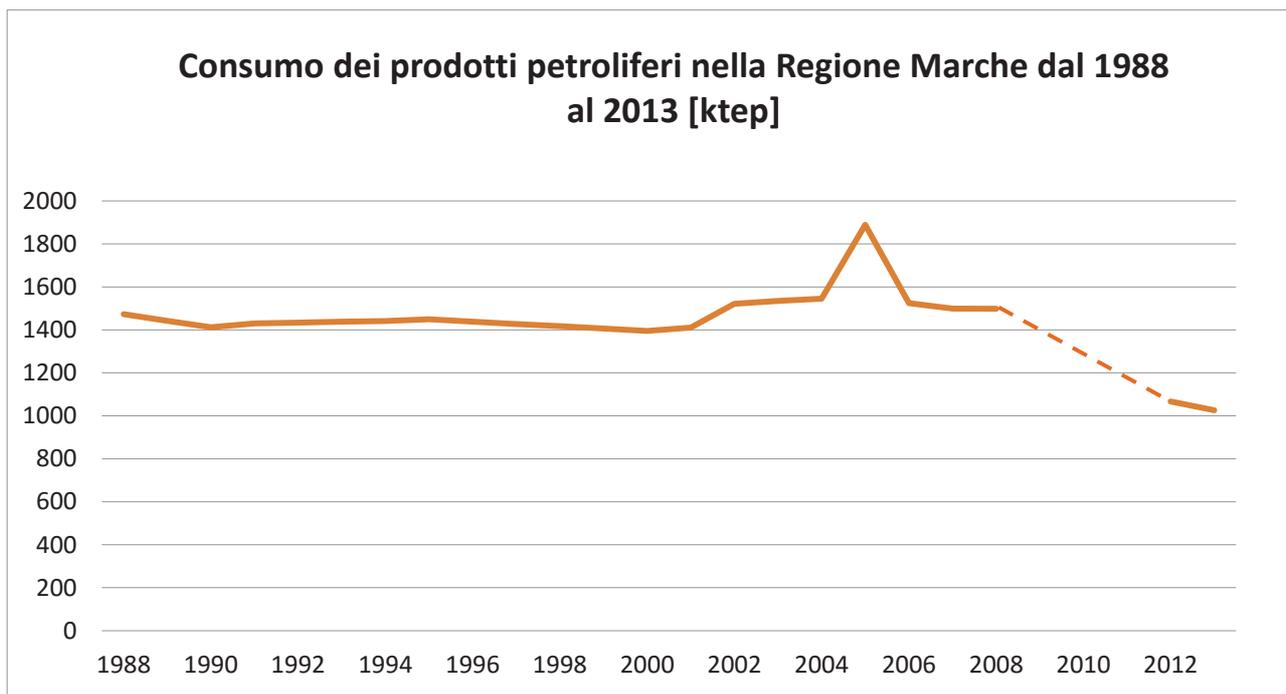


Figura 22

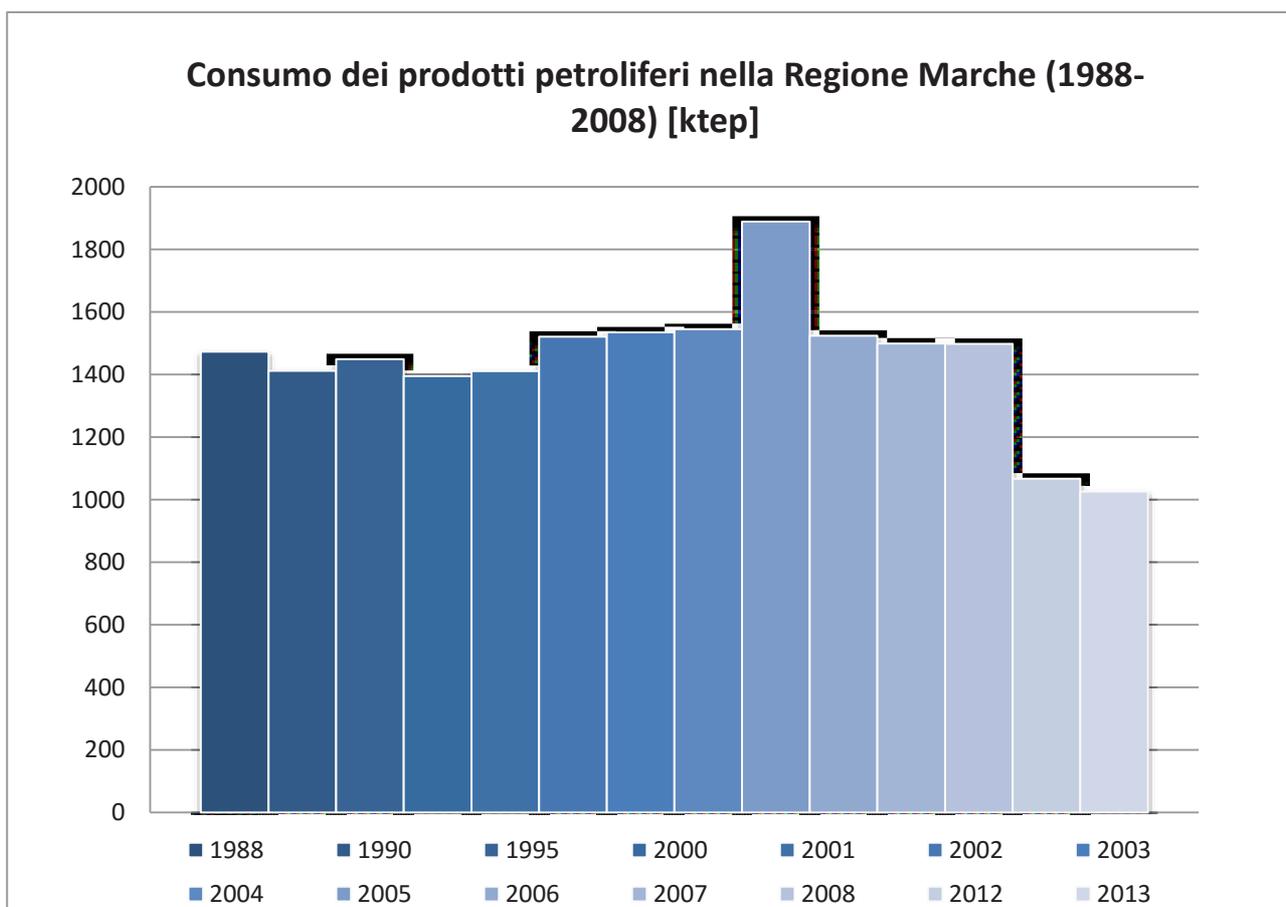


Figura 23

Variazione annuale dei consumi dei prodotti petroliferi nella Regione Marche (1988-2013) [%]

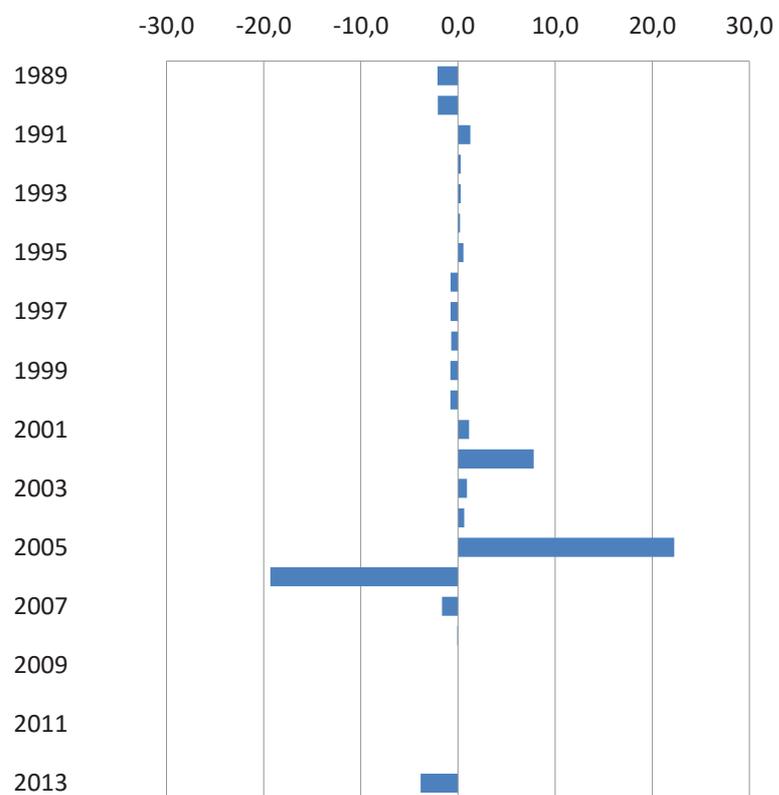


Tabella 19

**CONSUMI DI DERIVATI DEL PETROLIO NELLA REGIONE MARCHE PER CATEGORIA
(1988-2008)**

Tipi Attività	udm	1988	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
INDUSTRIA	ktep	111	88	81	95	96	100	111	110	99	90	88	76
Metallurgia	ktep	0	0	8	3	2	0	0	0	0	0	0	0
Minerali non metalliferi	ktep	53	46	30	40	32	35	46	47	47	44	44	44
Chimica e petrolchimica	ktep	2	0	0	0	0	4	4	4	6	1	1	1
Carta, grafica ed editoria	ktep	2	4	2	0	0	6	2	4	5	5	5	4
Alimentari, bevande, tabacco	ktep	6	4	5	13	14	15	12	21	9	8	8	1
Tessile e confezioni	ktep	11	9	7	16	18	15	19	12	11	9	9	5
Meccanica	ktep	8	6	7	10	11	9	6	6	5	6	7	7
Altre manifatturiere	ktep	28	17	19	11	17	17	20	14	14	16	14	12
TRASPORTI	ktep	914	941	1076	1102	1105	1213	1195	1209	1470	1233	1224	1190
Ferroviani e urbani	ktep	3	3	4	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Stradali	ktep	883	911	1025	1076	1071	1179	1160	1172	1437	1194	1169	1151
Navigazione marittima	ktep	27	25	46	22	25	26	27	29	25	30	31	31
Navigazione aerea	ktep	1	1	1	2	6	7	6	6	6	7	22	6
RESIDENZIALE	ktep	276	225	154	69	82	83	91	82	191	79	66	85
SERVIZI	ktep	62	42	34	46	36	38	36	37	37	26	18	21
AGRICOLTURA, SILVICOLTURA, PESCA	ktep	110	115	105	84	92	87	102	108	93	95	102	126

Fonte dati: ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica, Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Marche

Figura 24

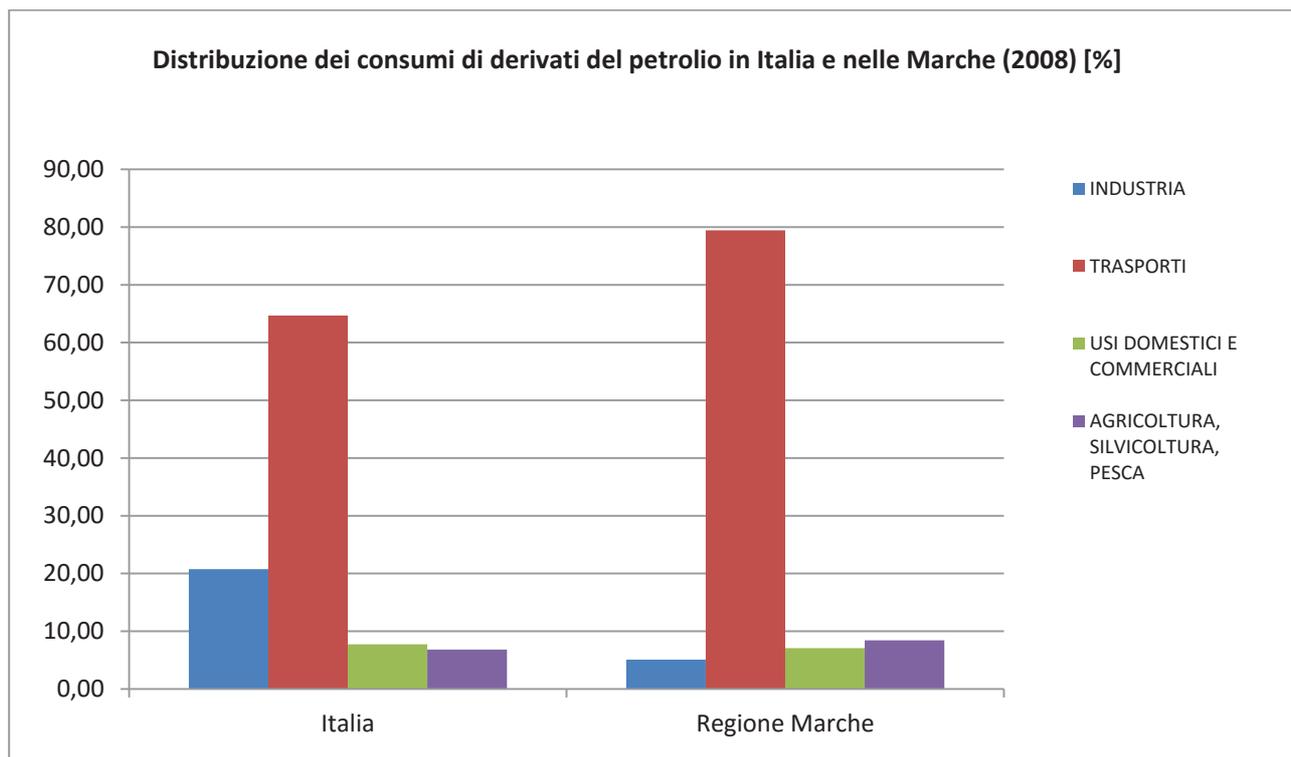


Figura 25

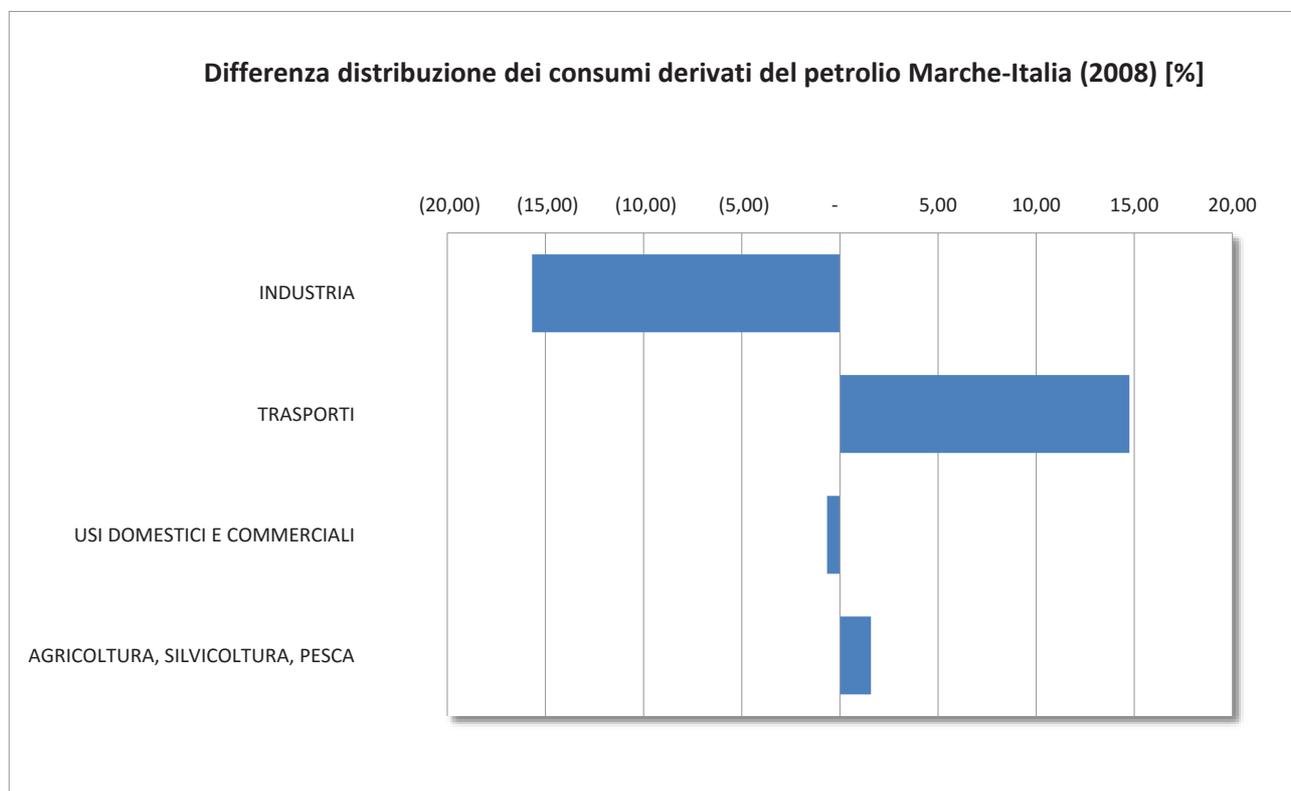


Figura 26

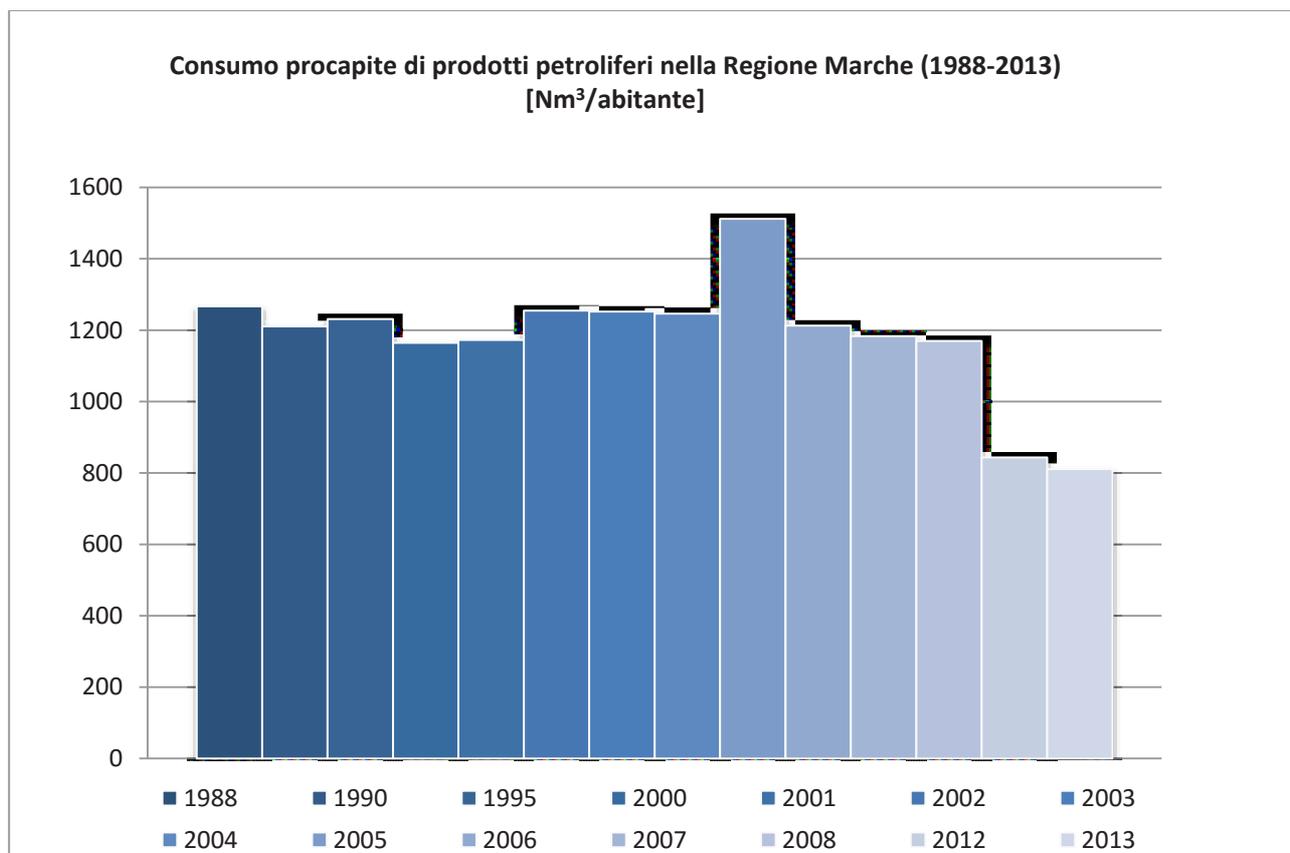


Figura 27

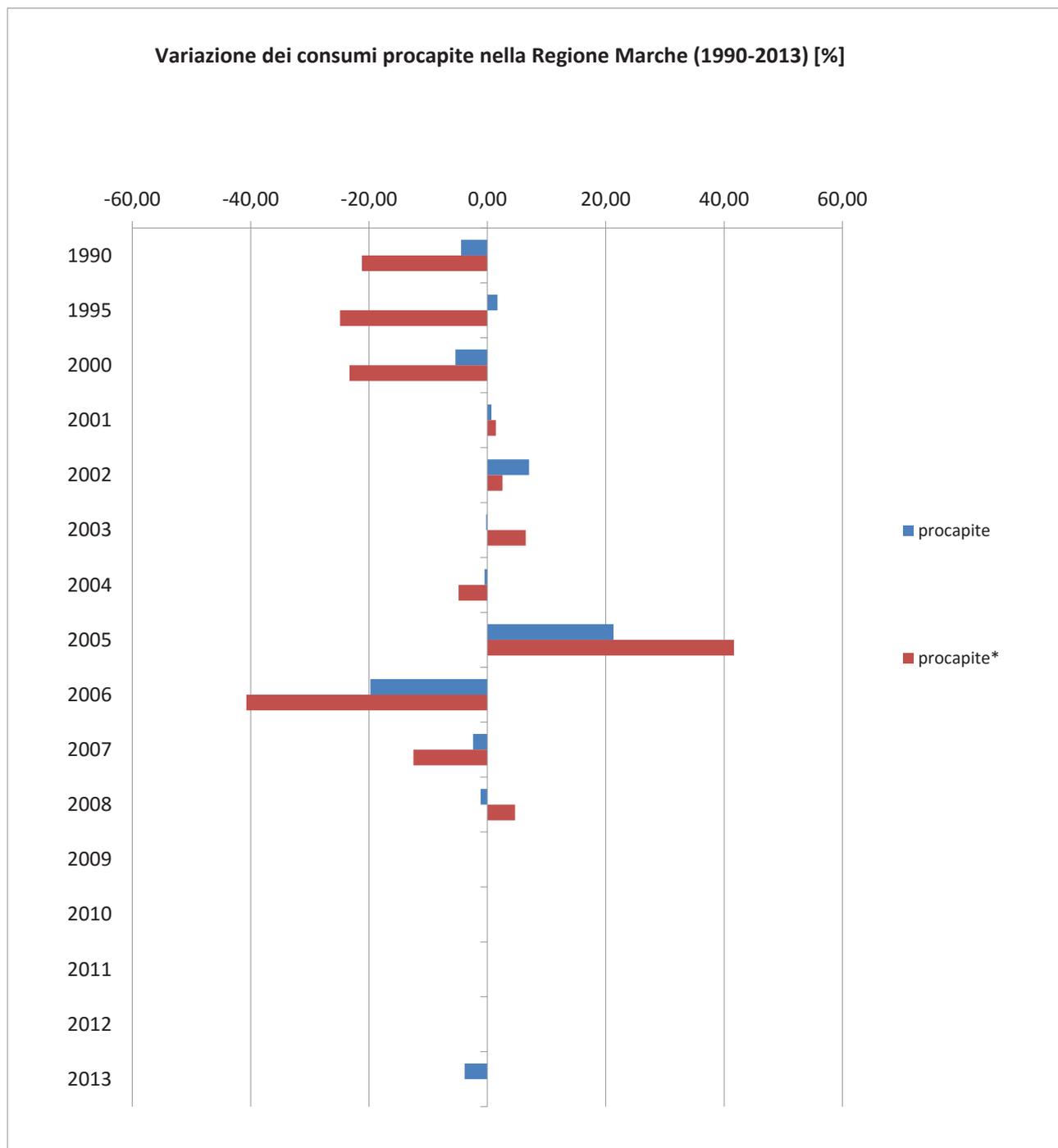


Tabella 20

CONSUMI PROVINCIALI DI DERIVATI DEL PETROLIO NEL 2008 [ktep]					
	Ancona	Ascoli Piceno	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE
Gasolio	279	206	153	441	1'079
Autotrazione	254	191	137	369	952
Riscaldamento	7	2	2	18	29
Agricolo	17	13	14	54	98
Benzina	104	72	58	91	326
GPL	48	17	13	17	95
Olio Combustibile	9	1	1	71	82
TOTALE PROVINCIA	440	297	225	620	1'582

Fonte dati: Ministero dello Sviluppo Economico, Statistiche dell'Energia,
<http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/>

Figura 28

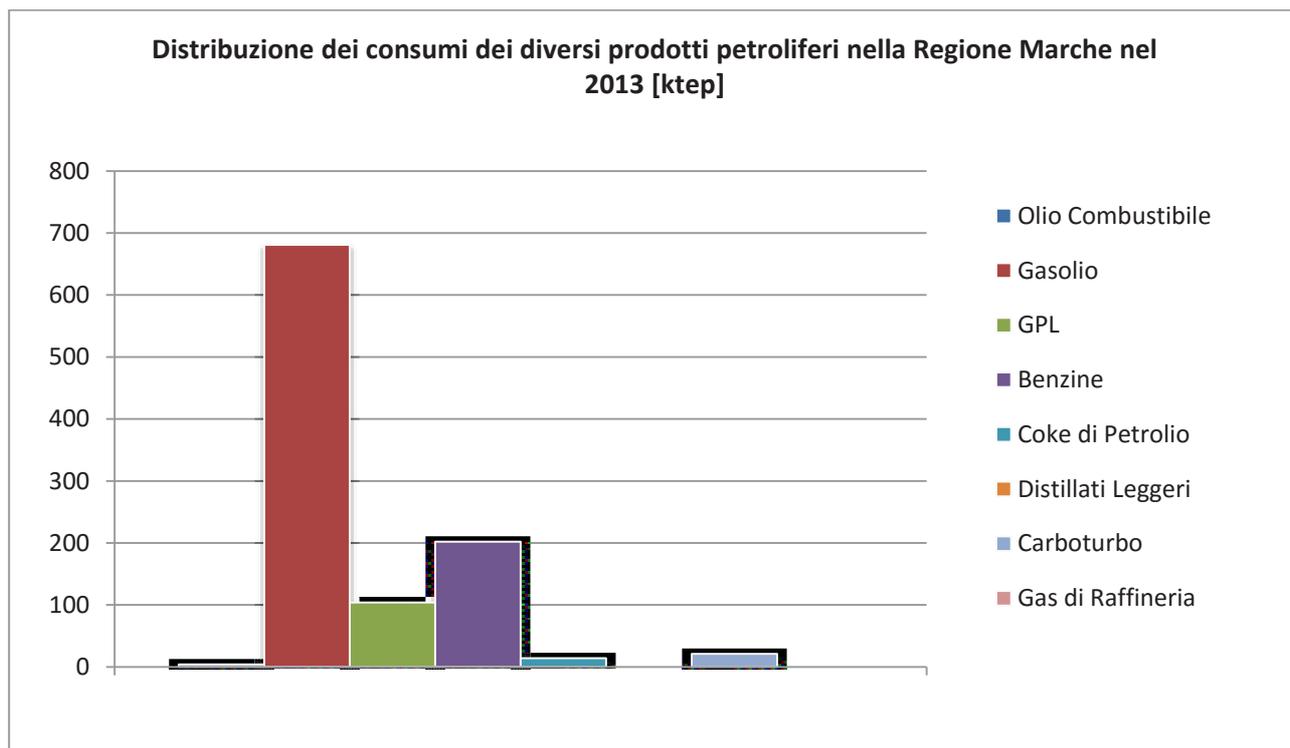
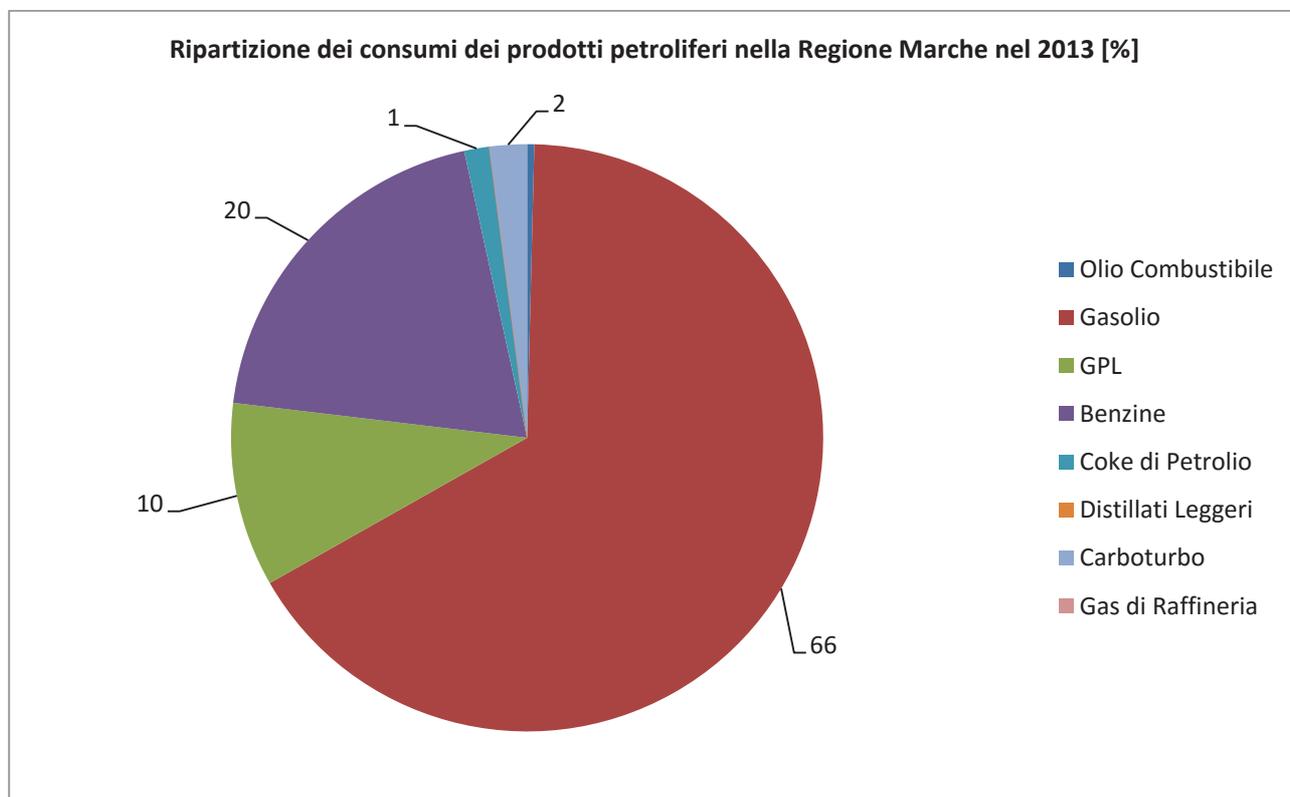


Figura 29



2.7 Sintesi dei consumi

Per quanto riguarda l'anno 2013, si nota che la quota maggiore dei consumi riguarda il settore civile (44%), seguito dai trasporti (36%) e dall'industria (17%). Il settore agricolo, col 3% dei consumi totali, riveste un ruolo più marginale.

In merito alle fonti, si vede come siano i prodotti petroliferi ad occupare la maggior parte dei consumi (37%). A seguire, si hanno il gas naturale (29%), l'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili (17%) e le fonti energetiche rinnovabili (16%). I combustibili solidi occupano l'ultima posizione, tra l'altro con una percentuale molto ridotta (1%).

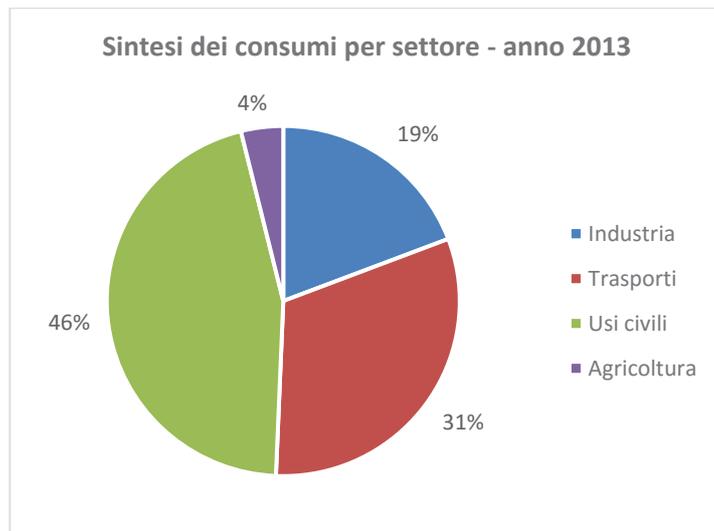


Figura 30 Consumi energetici nei diversi settori della Regione Marche nell'anno 2013

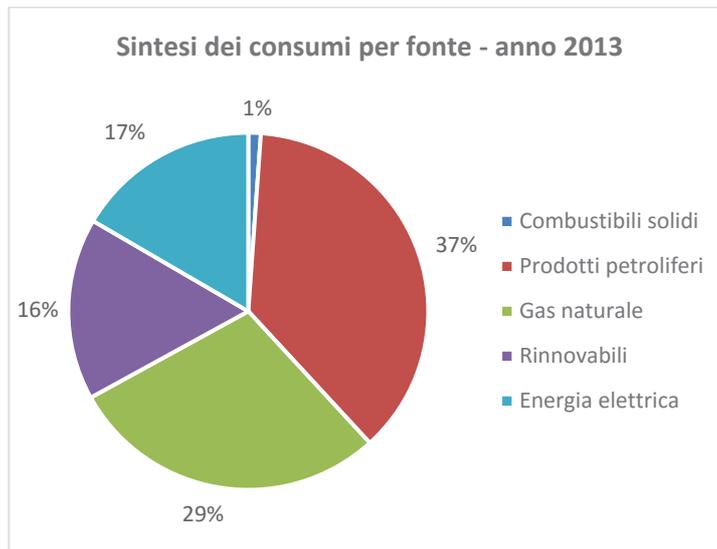


Figura 31 Consumi energetici per fonte energetica nella Regione Marche nell'anno 2013

3 Produzione di energia elettrica

I dati relativi all'energia elettrica discussi nel presente paragrafo provengono dai rapporti statistici di Terna⁸; in alcuni casi, in particolare per le ripartizioni provinciali, i dati provengono da trasmissioni private di Terna o del sistema Simeri (GSE)⁹ alla Regione Marche. Per identificare la fonte di ciascun dato, si invita a fare riferimento all'indicazione posta sotto ciascuna delle tabelle ivi presenti. Riguardo l'anno 2014, sono disponibili i dati relativi alla produzione per la Regione Marche e la ripartizione per ciascuna provincia.

La produzione di energia elettrica nella Regione Marche, nel 2014, è stata pari a 2.535,8 GWh. Essa avviene principalmente tramite solare fotovoltaico, il quale è responsabile del 49% circa dell'intera produzione regionale di energia. Una quota pari al 31% è proveniente dalle altre fonti rinnovabili, più specificatamente il 24% da impianti idroelettrici, il 7% da impianti a biomasse e lo 0,07% da impianti eolici. Globalmente, le fonti rinnovabili incidono pertanto per ben l'80% dell'intera produzione di energia elettrica regionale, mentre il restante 20% è prodotto da centrali termoelettriche.

Vale la pena notare che la quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili è in notevole aumento, soprattutto negli ultimi 3 anni: si è passati dal 38% circa relativo al 2012 per arrivare al notevole 81% del 2013, trend confermato nel 2014 (80%). Tale significativo aumento dipende senz'altro dall'aumento di produzione da parte del solare fotovoltaico (che dal 2011 al 2012 è quasi raddoppiata, passando da 658,4 GWh a 1.137,7 GWh, per poi aumentare molto meno sensibilmente), ma soprattutto dalle fermate delle grandi centrali termoelettriche presenti nella provincia di Ancona (a Jesi e Falconara): infatti, dal 2012 al 2013 si è avuto un netto crollo della produzione termoelettrica, la quale è passata da 2.654,3 GWh a 479,6 GWh. La produzione da termoelettrico è stata pari a 495,2 GWh nel 2014, con una diminuzione del -81% rispetto al 2012.

Tale crollo di produzione da parte degli impianti termoelettrici si è riversato anche sulla produzione regionale totale, che dal 2012 al 2013 passa, rispettivamente, da 4.243,6 GWh a 2.559,7 GWh. Dal 2012 al 2014 vi è stato un crollo nella produzione totale pari al -40% circa. La diminuzione della produzione da termoelettrico è stata in parte compensata soprattutto dalla fonte idroelettrica (che dal 2012 al 2014 ha registrato un +78% di produzione, nonostante vi sia stata una contenuta diminuzione dal 2013 al 2014).

Da segnalare, inoltre, decisi aumenti della produzione da fonte eolica (+224% dal 2012 al 2014) e da biomasse (+70% dal 2012 al 2014).

3.1 Produzione di energia elettrica da fonti fossili

L'analisi delle produzioni di energia elettrica da fonti fossili è stata eseguita grazie alla banca dati delle statistiche Terna, che fornisce anche i dati riguardanti le produzioni provinciali di energia da centrali termoelettriche per il periodo temporale 2000-2014.¹⁰

L'energia elettrica prodotta nelle Marche nel 2014 da fonti fossili è stata pari a 495,2 GWh.

Considerando l'andamento dall'anno 2000 (in cui la produzione era pari a 767 GWh), si è registrata una diminuzione delle produzioni pari al -35%. Le diminuzioni più considerevoli sono avvenute tra il 2010 ed il 2011 (dove si è passati da 3'536 GWh a 2'588 GWh, con un crollo pari al -27%) e soprattutto dal 2012 al 2013,

⁸ Fonte dei dati: "Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia" redatti annualmente da Terna e pubblicati su http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/dati_statistici.aspx

⁹ I dati provengono da bollettini ufficiali SIMERI (reperibili sul sito del GSE o, in alternativa, da estrapolazioni di dati svolte su richieste esplicite della Regione Marche).

¹⁰ E' da precisare che i dati Terna relativi alla produzione termoelettrica includono la produzione di energia da biomassa. Quest'ultima è stata scorporata esclusivamente sui dati regionali riportati nella Tabella 21.

dove la produzione è passata da 2'654,3 GWh a 479,6 GWh, con un crollo del -82%. Tali diminuzioni nella produzione sono da associare principalmente alle fermate delle grandi centrali termoelettriche presenti nella provincia di Ancona (a Jesi e Falconara).

L'analisi delle distribuzioni delle produzioni nelle diverse province marchigiane, riferite all'anno 2014, ha evidenziato quanto segue:

- ✓ La produzione di energia elettrica da impianti di generazione da fonti fossili nella Regione Marche avviene in quota maggioritaria nella Provincia di Ancona, la quale ha prodotto nell'anno 2014 il 56,4% dell'energia proveniente da combustibili fossili dell'intero territorio regionale, e corrispondente a 279 GWh.
- ✓ Il restante 43,6% di produzione è distribuito nelle restanti province in questo modo: il 5,5% a Fermo (27 GWh), l'8,17% ad Ascoli Piceno (40 GWh), l'11% a Pesaro Urbino (55 GWh) e il 19% a Macerata (94 GWh). La distribuzione di tali percentuali nell'arco di tempo considerato (2000-2014) è stata grossomodo costante fino all'anno 2012, per poi variare, a spese della Provincia di Ancona, dal 2013 (dove si è passati dal 95% circa al 57% circa).

Anche i dati riguardanti le centrali termoelettriche presenti nella regione Marche (sia cogenerative che dedicate interamente alla produzione di energia elettrica) sono stati reperiti dalla banca dati di Terna, che fornisce i dati riguardanti il numero di impianti, la relativa potenza e la distribuzione territoriale degli stessi nelle province marchigiane.

Il numero di impianti presenti nel territorio regionale nel 2014 è pari a 147, con un aumento di ben 70 impianti rispetto al 2011 (77). Da segnalare il deciso aumento di tali impianti, dal 2011 al 2012, nelle province di Ascoli Piceno (da 8 a 22) e Macerata (da 20 a 35). Presumibilmente, la taglia di questi è modesta dato che la potenza installata è addirittura diminuita di 71 MW, passando da 618 MW installati del 2011 agli attuali 547 MW. In maniera speculare alla produzione, la potenza installata ha subito una significativa diminuzione dal 2012 al 2013, passando da 644 MW a 547 MW.

La Provincia che presenta il maggior numero di impianti termoelettrici e la maggior potenza installata nel 2014 è Ancona (51 impianti, 490 MW). A seguire, è possibile trovare Macerata (39 impianti, 29 MW), Ascoli Piceno (28 impianti, 12 MW), Pesaro Urbino (17 impianti, 10 MW) e, infine, Fermo (12 impianti, 5 MW).

3.2 Produzione di energia elettrica per fonti (GWh). Regione Marche.

Tabella 21

Fonti	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Idroelettrica	487,2	445,5	336,7	469,6	589,6	582,2	477,6	211,2	500,7	641,2	707,7	445,8	341,3	690,1	608,4
Termoelettrica	766,9	2053,7	2838,0	2785,4	3577,1	3551,5	3482,8	3609,3	3572,2	3322,1	3536,1	2588,0	2654,3	479,6	495,2
Biomassa	19,9	22,6	25,7	29,3	29,0	42,9	44,2	49,9	57,3	61,1	85,4	102,5	109,7	175,1	186,5
Eolica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,5	1,8
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,0	1,2	9,8	35,8	104,3	658,4	1137,7	1214,4	1243,9
Totale rinnovabile	507,1	468,1	362,4	498,9	618,6	625,0	522,9	262,3	567,8	738,0	897,5	1206,9	1589,3	2080,1	2040,6
Totale	1274,0	2521,8	3200,4	3284,3	4195,7	4177,5	4005,7	3871,5	4139,9	4060,2	4433,6	3794,8	4243,6	2559,7	2535,8
% da rinnovabile	39,8%	18,6%	11,3%	15,2%	14,7%	15,0%	13,1%	6,8%	13,7%	18,2%	20,2%	31,8%	37,5%	81,3%	80,5%
% da fonte fossile	60,2%	81,4%	88,7%	84,8%	85,3%	85,0%	86,9%	93,2%	86,3%	81,8%	79,8%	68,2%	62,5%	18,7%	19,5%

Fonte: elaborazione Regione Marche su dati Terna Statistiche annuali, anni 2000-2014.

3.3 Produzione di energia elettrica da fonti fossili – dati

Tabella 22

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI FOSSILI (2000-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2000	GWh	672,821	36,269	0	55,645	2,209	766,944
2001	GWh	1'953,023	39,749	3,752	57,408	3,582	2'057,514
2002	GWh	2'725,696	44,668	7,711	55,547	5,254	2'838,876
2003	GWh	2'682,144	33,403	11,914	53,004	4,974	2'785,439
2004	GWh	3'467,079	35,129	14,608	56,126	4,974	3'577,050
2005	GWh	3'409,600	51,476	16,638	69,030	4,754	3'551,498
2006	GWh	3'369,208	20,535	17,488	71,571	4,025	3'483,827
2007	GWh	3'503,901	18,907	15,470	66,623	4,365	3'609,266
2008	GWh	3'473,074	0,547	14,885	71,668	11,988	3'572,162
2009	GWh	3'157,994	77,480	8,500	65,154	12,995	3'322,123
2010	GWh	3'407,921	25,758	11,140	71,842	19,459	3'536,120
2011	GWh	2'450,588	25,767	11,569	71,986	28,048	2'587,958
2012	GWh	2'513,697	35,652	10,523	63,176	31,257	2'654,305
2013	GWh	274,851	36,149	21,170	98,953	48,472	479,595
2014	GWh	279,170	40,432	27,050	93,977	54,548	495,177

Fonte: Terna – comunicazione privata alla Regione Marche

Figura 32

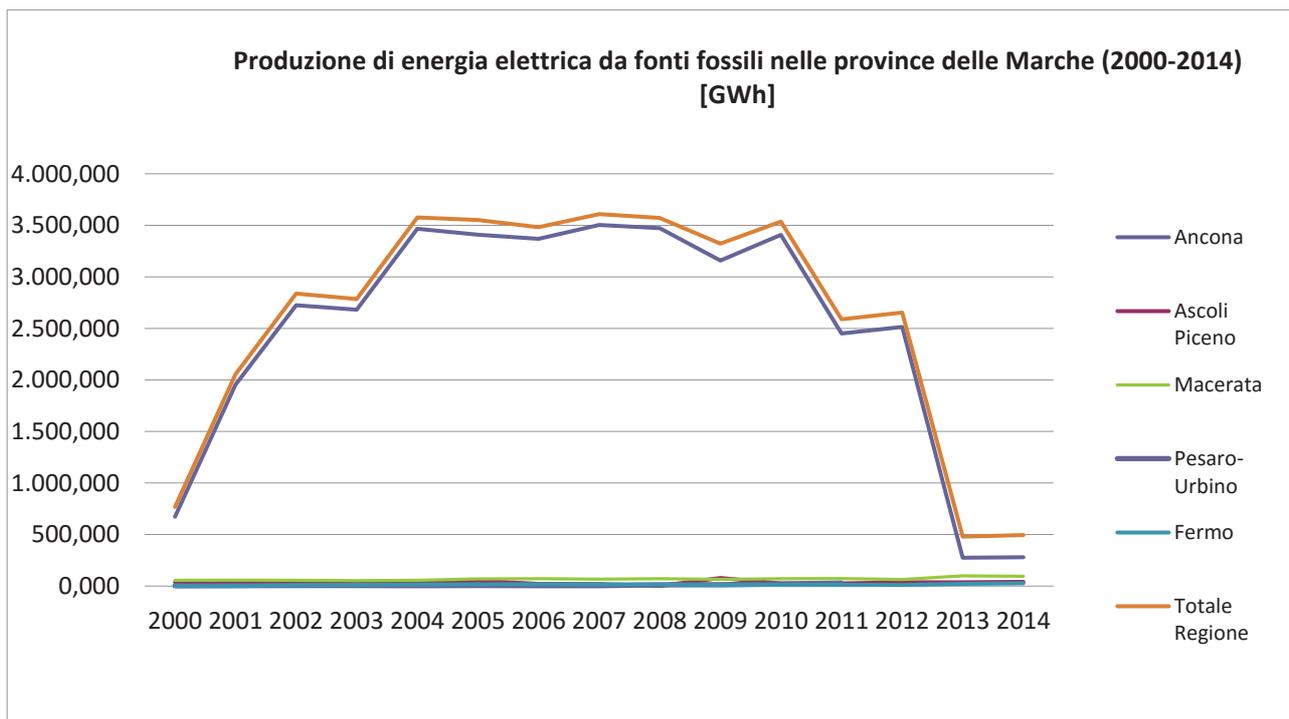


Figura 33

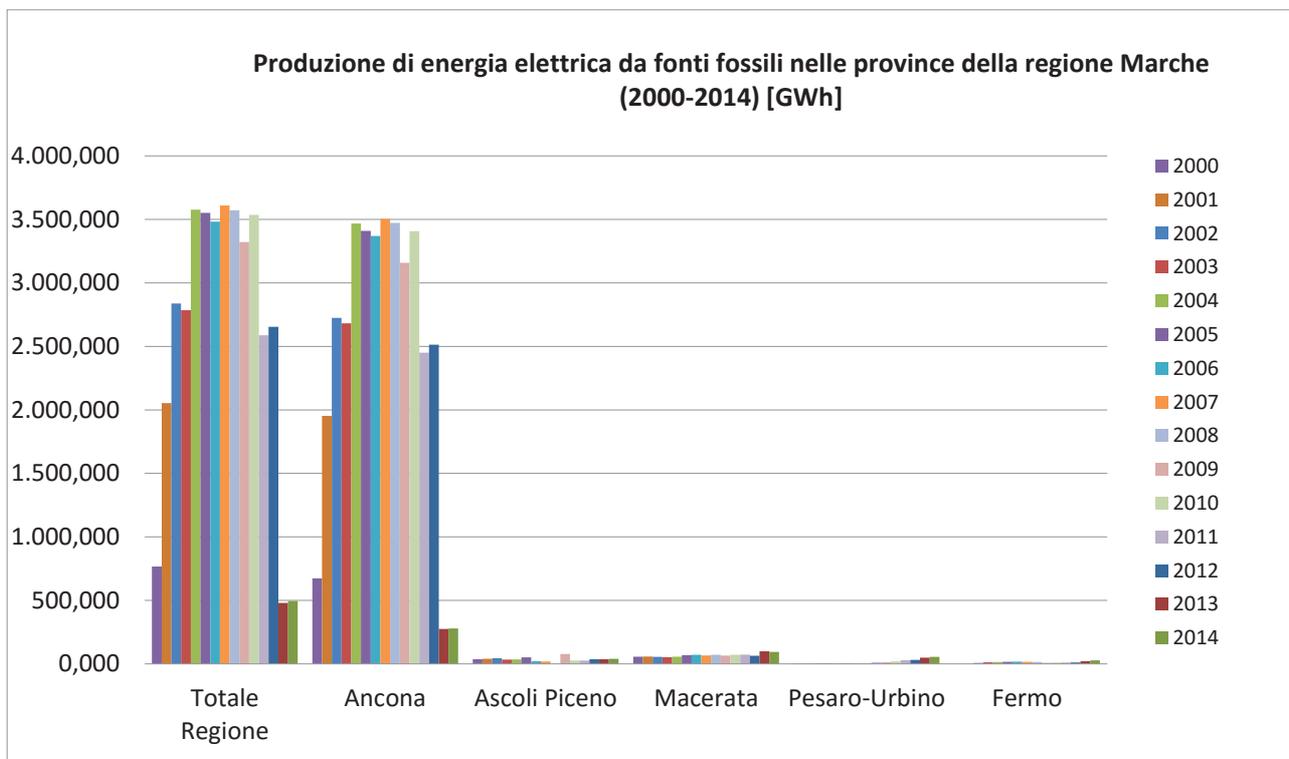


Tabella 23

IMPIANTI TERMOELETTRICI NELLE MARCHE (2000-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2000	unità	21	9	0	11	2	43
2001	unità	20	9	2	11	2	44
2002	unità	19	9	3	11	2	44
2003	unità	15	9	4	11	2	41
2004	unità	17	9	4	9	2	41
2005	unità	18	9	3	13	2	45
2006	unità	18	9	3	13	2	45
2007	unità	18	5	3	13	2	41
2008	unità	19	5	3	13	7	47
2009	unità	20	6	3	14	4	47
2010	unità	23	5	3	18	5	54
2011	unità	34	8	5	20	10	77
2012	unità	37	22	10	35	14	118
2013	unità	45	28	12	37	16	138
2014	unità	51	28	12	39	17	147

Fonte: Terna – comunicazione privata alla Regione Marche

Tabella 24

POTENZA INSTALLATA DA IMPIANTI TERMOELETTRICI NELLE MARCHE (2000-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2000	MW	452,2	19,8	0	11,9	0,9	484,8
2001	MW	586,5	19,9	0,8	11,9	0,9	620,0
2002	MW	586,3	20,0	1,1	11,9	0,9	620,2
2003	MW	581,8	20,0	2,5	11,9	0,9	617,1
2004	MW	596,7	20,0	2,5	11,5	0,9	631,6
2005	MW	597,7	20,0	2,5	14,4	0,9	635,5
2006	MW	599,9	20,0	2,5	14,4	0,9	637,7
2007	MW	600,4	4,9	2,5	14,4	0,9	623,1
2008	MW	582,6	4,9	2,5	14,4	4,3	608,7
2009	MW	582,8	5,9	2,5	14,4	3,8	609,4
2010	MW	578,7	10,7	2,5	15,9	4,3	612,1
2011	MW	582,7	8,7	3,6	16,1	6,4	617,5
2012	MW	590,0	13,3	5,0	27,3	8,5	644,2
2013	MW	488,6	14,5	5,3	28,6	9,8	546,9
2014	MW	489,9	12,0	5,3	29,1	10,2	546,4

Fonte: Terna – comunicazione privata alla Regione Marche

3.4 Produzione di energia da fonti rinnovabili

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nella Regione Marche proviene principalmente da tre fonti: idroelettrico, solare fotovoltaico e biomasse. Infatti, la produzione da impianti eolici è ancora di entità molto ridotta (pari allo 0,07% nel 2014).

La produzione da fonti rinnovabili nel 2014 è stata pari a 2.040,6 GWh, corrispondente a circa l'80% dell'intera produzione regionale di energia elettrica. Essa risulta in crescita del 28% rispetto al 2012, ma in perdita del 2% circa rispetto al 2013: questo lieve trend negativo è causato principalmente da una diminuzione della produzione da idroelettrico dal 2013 al 2014 (-12%), che non è stata sufficientemente compensata dalle altre rinnovabili (seppure queste ultime abbiano tutte registrato un trend positivo negli anni considerati).

Considerato che nel 2012 la produzione era del 38% circa, è evidente come negli ultimi anni l'energia rinnovabile stia assumendo un ruolo sempre più decisivo nel territorio regionale, ma in merito a tale considerazione bisogna anche precisare il crollo di produzione da termoelettrico dal 2012 al 2014 (-78%), al quale è corrisposto un crollo nella produzione totale di energia elettrica (-40%).

L'andamento delle produzioni da fonti rinnovabili è in aumento, specialmente se ci si riferisce alla biomassa e all'eolico; occorre invece evidenziare che la produzione da fotovoltaico, benché avente sempre trend positivo, non faccia più registrare notevoli aumenti a partire dal 2012 (risultati pari al solo 9% quando riferiti al 2014).

3.4.1.1 Idroelettrico

All'interno della Regione Marche, l'energia idroelettrica ha sempre rivestito un ruolo molto importante come fonte energetica, soprattutto nelle Province di Ascoli Piceno e Macerata.

Le fonti dei dati sulle produzioni sono state in questo caso Terna e Simeri (GSE), che hanno fornito per il periodo 2005-2014 l'energia prodotta annualmente, ed il numero, la distribuzione e la produzione annuale di impianti all'interno del territorio marchigiano.

La produzione di energia idroelettrica nel 2014 è stata pari a 608,4 GWh (in riduzione rispetto al 2013, dove era pari a 690,1 GWh), corrispondente al 24% dell'intera produzione di energia regionale e al 30% dell'energia proveniente da fonti rinnovabili. Tale percentuale è decaduta notevolmente negli ultimi anni, basti pensare che nel 2010 l'idroelettrico rappresentava addirittura il 79% della produzione rinnovabile. Rispetto alla produzione di energia elettrica totale, invece, la quota proveniente da idroelettrico era inferiore nel 2010 (16%), ma bisogna sottolineare che l'energia complessivamente prodotta era decisamente maggiore (4'433,6 GWh contro 2'535,8 GWh).

L'abbattimento della quota rinnovabile è rintracciabile in due motivi principali:

- ✓ una riduzione del -14% di produzione di energia idroelettrica, passata dai 708 GWh del 2010 ai 608,4 GWh del 2014;
- ✓ un notevole aumento della produzione dalle altre due fonti rinnovabili (fotovoltaico e biomasse), dai 189,7 GWh di produzione nel 2010 ai 1'430,4 GWh nel 2014.

Analizzando l'andamento produttivo regionale nel periodo considerato, c'è un altro anno in cui la produzione di energia da fonte idroelettrica ha registrato un calo repentino: nel 2007, in cui si è registrato il valore di picco negativo, con una produzione pari a 211 GWh, per poi tornare a valori di produzione addirittura maggiori alla media di periodo nell'anno seguente. Questa osservazione serve a far notare che la riduzione di produzione registrata nel 2011 e nel 2012 può essere un fenomeno sporadico ed infatti nel 2013 si è tornati

a valori di produzione notevolmente maggiori e più vicini ai valori elevati e superiori alla media di periodo registrati nel triennio precedente, come accaduto nei due casi precedenti.

Analizzando le produzioni provinciali nel 2014, si nota che la Provincia più produttiva in termini di produzioni da idroelettrico è quella di Ascoli Piceno, con una produzione pari a 262 GWh, corrispondente al 43% dell'intera produzione regionale. Di seguito troviamo Macerata con il 35%, Pesaro Urbino con il 15%, Fermo e Ancona con il 4% circa ciascuna.

Osservando l'andamento delle produzioni provinciali nel tempo, si nota che l'andamento segue molto coerentemente l'andamento dell'intera produzione regionale, lasciando circa invariate le percentuali provinciali di produzione.

Analizzando anche in questo caso i dati relativi agli impianti presenti nel territorio, nel 2014 si registrano 156 impianti idroelettrici nel territorio marchigiano, in aumento costante dal 2005 quando gli impianti presenti erano 94. La potenza installata in Regione è pari a 245,6 MW. La taglia media di impianto regionale è pari a 1,6 MW, in calo rispetto agli anni precedenti.

La Provincia che nel 2014 presenta il maggior numero di impianti è Macerata con 58 impianti idroelettrici, seguita da Ascoli Piceno con 34, Ancona con 32, e Pesaro Urbino e Fermo con 16 ciascuna.

La Provincia che nel 2014 presenta la maggior potenza installata è Ascoli Piceno con 113 MW, seguita da Macerata con 83, Pesaro Urbino con 32, Ancona con circa 10 e Fermo con 8 MW.

Di conseguenza, nel 2014 la Provincia che presenta gli impianti di taglia media maggiore è Ascoli Piceno con 3,3 MW, seguita da Pesaro Urbino con 2,0, Macerata con 1,4 MW, Fermo con 0,5 MW e Ancona con 0,3 MW.

3.4.1.2 Solare fotovoltaico

Anche i dati riguardanti il solare fotovoltaico sono stati reperiti da Terna e dal sistema Simeri (GSE), i quali hanno fornito i dati dal 2005 al 2014 riguardanti l'energia prodotta da impianti fotovoltaici, il loro numero e la potenza nelle diverse province della Regione Marche.

La produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2014 è stata pari a 1'243,9 GWh, corrispondente al 49% dell'intera produzione regionale e a circa il 61% dell'energia proveniente da fonti rinnovabili. Tali percentuali sono aumentate notevolmente negli ultimi anni esaminati, considerando che il fotovoltaico rappresentava nel 2009 solo l'1% dell'intera produzione regionale e il 5% circa di quella di provenienza rinnovabile.

Analizzando le produzioni provinciali, si nota che la provincia maggiormente produttiva nel 2014 è stata Macerata con il 29% delle produzioni, seguita da Ancona con il 27%, Pesaro Urbino con il 22%, Ascoli Piceno con l'11% e Fermo con il 10%.

Il numero di impianti presenti in Regione è passato dai 330 del 2007 ai 5'769 del 2010, fino ai 23'053 del 2014. Rispetto al 2007, vi è stato un impressionante aumento degli impianti installati, pari al 6'886%; con riferimento al 2010, l'aumento è stato in ogni caso significativo ed uguale a circa il 300%. La potenza installata è passata dai 184 MW del 2010 ai 1'044 MW del 2014, con un aumento percentuale persino maggiore a quello del numero di impianti e pari al 466%. Di conseguenza, la taglia media di impianto passa dai 32 kW del 2010 ai 45 kW nel 2014.

La provincia con il maggior numero di impianti è quella di Ancona con 7'444 impianti, seguita da Macerata con 5'251, Pesaro Urbino con 5'162, Ascoli Piceno con 2'822 e Fermo con 2'374 impianti. È Macerata, però, la provincia con la potenza installata maggiore e pari a 301 MW, a cui corrisponde una taglia media di impianto di 57 kW; seguono Ancona con 286 MW e taglia media di impianto di 38 kW, Pesaro Urbino con

238 MW e taglia media di impianto di 46 kW, Ascoli Piceno con 116 MW e taglia media di impianto di 41 kW, ed infine Fermo con 104 MW e taglia media di impianto di 44 kW.

3.4.1.3 Biomasse

I dati sulle produzioni di energia elettrica da impianti a biomasse sono stati reperiti anch'essi da Terna e dal sistema Simeri, che hanno fornito nel periodo 2005-2014 le produzioni annuali e i dati relativi al numero e alla potenza degli impianti, il tutto con dettaglio provinciale.

La produzione di energia elettrica da impianti a biomasse nel 2014 è stata pari a 186,5 GWh, in costante aumento nel corso degli anni e corrispondente al 7% dell'intera produzione regionale e a circa il 9% in riferimento alla produzione da fonti rinnovabili. Tale produzione è in aumento, anche se il "peso" all'interno della famiglia delle rinnovabili è all'incirca costante intorno all'8% dal 2009.

Analizzando le produzioni dal 2005, si nota un aumento costante soprattutto negli ultimi quattro anni considerati. Si passa dai 42,9 GWh prodotti nel 2005, ai 61,1 GWh del 2009, ai 102,5 GWh del 2011, fino ad arrivare ai 186,5 del 2014. Analizzando le produzioni provinciali nel 2014, si nota che la Provincia più produttiva è quella di Ancona con una produzione pari a 67 GWh, corrispondente al 36% dell'intera produzione regionale da biomasse; a seguire Pesaro Urbino con il 29%, Macerata con il 14%, Fermo con il 15% ed Ascoli Piceno con il 7%. L'andamento delle produzioni delle Province marchigiane segue per lo più quello regionale.

Gli impianti presenti in regione nel 2014 sono 66 (erano 55 nel 2012 e 65 nel 2013), in aumento notevole dal 2005 in cui erano solamente 8.

La potenza installata è pari a 40,5 MW nel 2014 (38,9 MW nel 2012 e 41,7 MW nel 2013), cui corrisponde una taglia media di impianto pari a circa 600 kW, in lieve diminuzione rispetto agli anni precedenti.

La Provincia che nel 2014 presenta il maggior numero di impianti in Regione è Ancona con 21, seguita da Macerata con 14, Pesaro Urbino con 12, Ascoli Piceno con 10 e Fermo con 9. Le Province che presentano gli impianti di taglia media più grande nel 2014 sono Ancona e Pesaro Urbino con 0,7 MW, seguite da Fermo con 0,6, ed Ascoli Piceno e Macerata con 0,5 MW ciascuna.

3.4.1.4 Eolico

I dati riguardanti la produzione di energia elettrica da fonte eolica provengono da Terna e dal sistema Simeri (GSE) e sono riferiti al periodo 2010-2014. Infatti, i primi 3 impianti eolici installati nella Regione Marche (di cui 2 in Ancona ed 1 a Pesaro Urbino) risalgono all'anno 2010, e nel corso degli ultimi anni il loro numero è aumentato costantemente, arrivando fino ai 35 installati nel 2014.

La produzione di energia elettrica da parte degli impianti eolici è risultata, nel 2014, pari a 1,8 GWh. Tale valore, seppure di gran lunga inferiore rispetto ad altre fonti rinnovabili (è pari al solo 0,07% dell'intera produzione di energia elettrica e allo 0,09% della produzione da fonte rinnovabile), presenta un trend positivo: nel 2011, la produzione da eolico era di 0,3 GWh, mentre nel 2013 essa è stata pari a 0,5 GWh. Dal 2013 al 2014, l'aumento percentuale è stato notevole e pari al 301% circa. La media di produzione calcolata nei 5 anni produttivi (2010-2014) risulta uguale a 0,6 GWh circa.

Per quanto riguarda la potenza installata, il primo dato storico risale al 2010 e riporta una potenza di soli 23 kW. Nel 2011, essa è passata a 711 kW, restando per lo più costante fino al 2013 (dove risultava pari a 798 kW). Nel 2014, vi è stato invece un notevole "balzo": infatti, nell'anno in esame la potenza installata risulta essere di 8,8 MW, corrispondente ad un impressionante aumento del 1000% circa rispetto al 2013. Tale aumento, che come visto trova corrispondenza anche nella produzione, è dovuto alla nascita del primo parco eolico nella Regione Marche, situato sopra Torre Beregna, nel territorio di Serrapetrona (Provincia di

Macerata). L'impianto comprende 4 turbine eoliche, ciascuna con una potenza nominale di 2 MW; si spiega quindi la differenza di 8 MW di potenza installata tra il 2013 ed il 2014.

Non sorprende pertanto che, a livello provinciale, nel 2014 la Provincia con la maggior produzione da eolico sia proprio quella di Macerata, con circa 1,8 GWh prodotti: di fatto, questi coincidono con quasi la totalità della produzione regionale (97,6%). Il rimanente 1,9% circa spetta a Pesaro Urbino, mentre Ancona detiene lo 0,5%. Le Province di Ascoli Piceno e Fermo, seppur avendo un limitato numero di impianti installati, non hanno realizzato produzioni apprezzabili.

La Provincia col maggior numero di impianti installati nel 2014 risulta Ancona in numero di 11, seguita da Macerata con 10, Pesaro Urbino con 9, Fermo con 3 ed Ascoli Piceno con 2. Come ampiamente prevedibile, la potenza installata maggiore risiede a Macerata (8,5 MW circa), che è di uno o più ordini di grandezza superiore a quella delle restanti Province e copre quasi interamente il totale regionale. Risulta Macerata, quindi, la Provincia con la maggior taglia media, pari a 847 kW. Da evidenziare anche che, dal 2010, è sempre Macerata la Provincia che ha detenuto le quote maggiori di potenza installata ed energia prodotta.

3.5 Produzione di energia da fonti rinnovabili – dati

Tabella 25

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI IDROELETTRICI (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	GWh	17,892	263,242		207,914	93,137	582,185
2006	GWh	16,111	220,555		176,654	64,316	477,636
2007	GWh	11,370	91,185		70,868	37,750	211,172
2008	GWh	15,832	262,838		159,416	62,615	500,700
2009	GWh	14,978	340,133	25,031	192,689	68,341	641,172
2010	GWh	17,318	337,929	23,581	227,216	101,685	707,729
2011	GWh	14,331	213,187	14,871	148,538	54,826	445,754
2012	GWh	16,489	128,775	18,449	113,157	64,453	341,323
2013	GWh	23,241	301,132	27,001	246,605	92,157	690,136
2014	GWh	21,395	262,481	24,179	211,341	88,985	608,381

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Figura 34

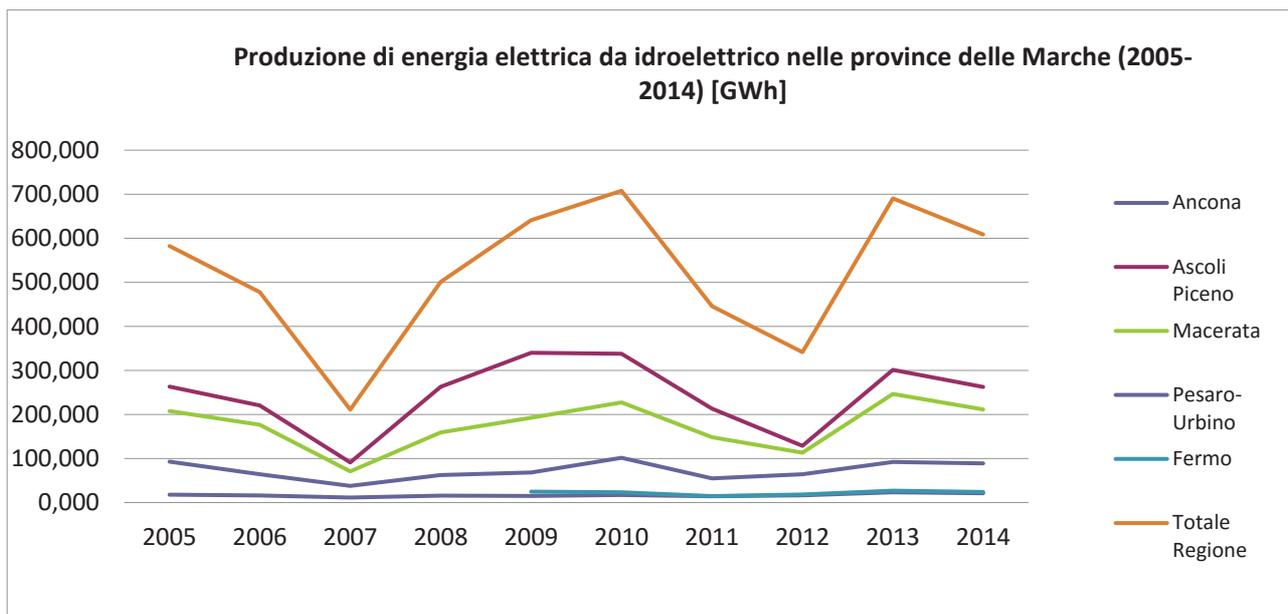


Figura 35

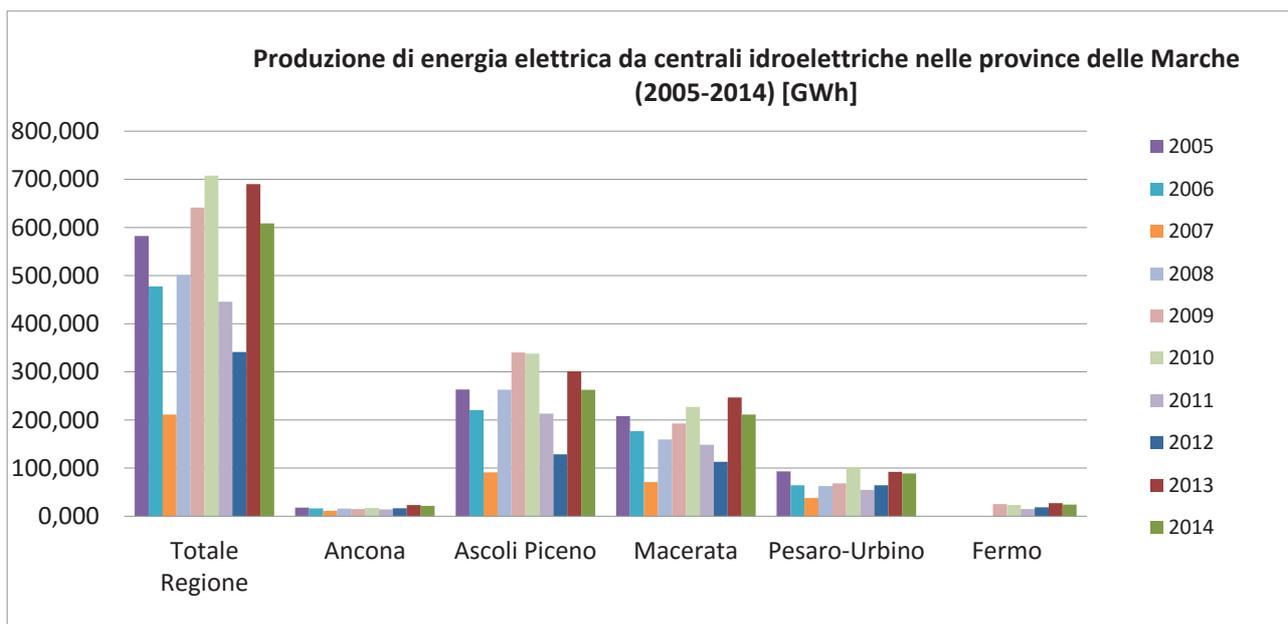


Tabella 26

IMPIANTI IDROELETTRICI NELLE MARCHE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	unità	9	35		37	13	94
2006	unità	9	36		38	13	96
2007	unità	10	41		40	13	104
2008	unità	10	41		40	13	104
2009	unità	10	30	14	42	10	109
2010	unità	16	32	17	43	13	121
2011	unità	22	32	14	46	15	129
2012	unità	21	33	16	49	14	133
2013	unità	31	33	16	56	14	150
2014	unità	32	34	16	58	16	156

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 27

POTENZA INSTALLATA DA IMPIANTI IDROELETTRICI NELLE MARCHE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	MW	5,120	108,394		74,172	30,633	218,319
2006	MW	5,120	114,531		74,627	30,753	225,031
2007	MW	5,250	118,636		75,347	30,753	229,986
2008	MW	5,250	118,636		75,706	30,753	230,345
2009	MW	5,250	112,128	7,364	78,250	29,753	232,745
2010	MW	5,816	112,512	7,977	79,750	30,145	236,200
2011	MW	7,690	112,179	7,424	79,927	31,292	238,512
2012	MW	7,716	112,538	7,899	80,478	31,362	239,993
2013	MW	9,580	112,538	7,899	82,791	31,326	244,134
2014	MW	9,772	112,803	7,899	83,074	32,086	245,634

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 28

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI A BIOMASSE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	GWh	9,370	16,638		12,165	4,754	42,927
2006	GWh	8,692	17,488		14,028	4,025	44,233
2007	GWh	15,822	15,470		14,219	4,365	49,876
2008	GWh	20,929	14,885		12,623	8,874	57,312
2009	GWh	24,977	2,767	8,500	13,572	11,265	61,081
2010	GWh	29,429	8,202	11,140	18,943	17,703	85,417
2011	GWh	36,623	8,869	10,941	20,040	25,979	102,452
2012	GWh	40,081	13,925	10,503	15,148	30,013	109,670
2013	GWh	62,694	13,333	21,159	30,853	47,065	175,104
2014	GWh	66,908	13,782	27,045	25,490	53,235	186,459

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Figura 36

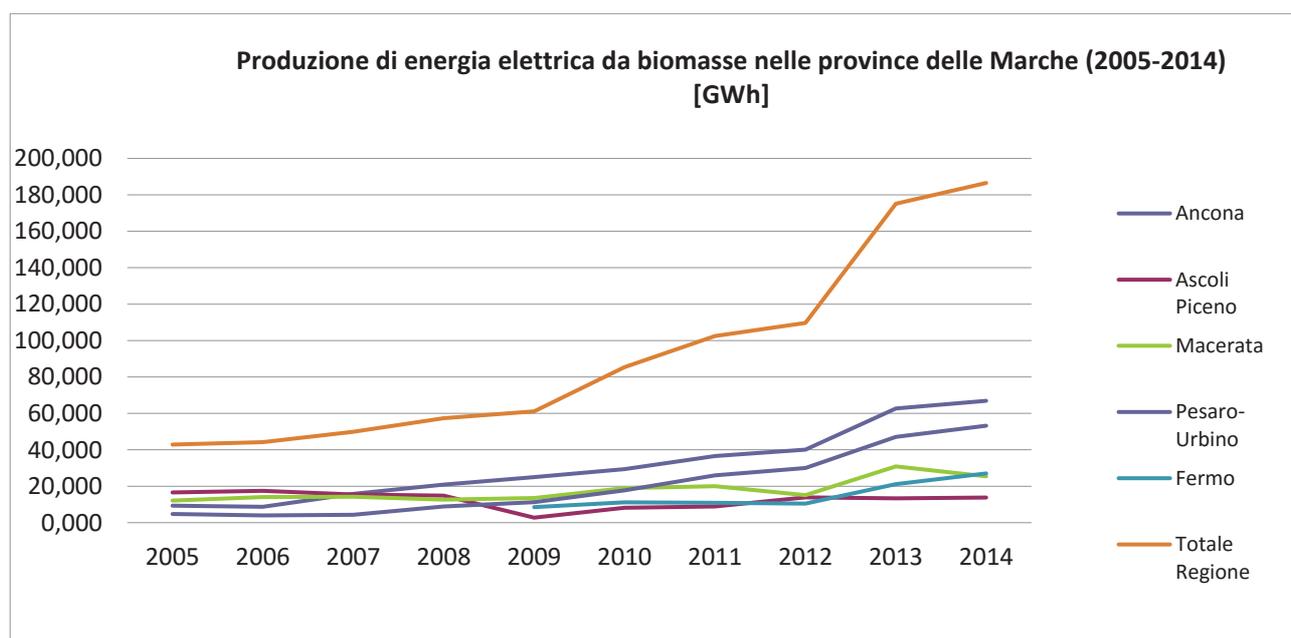


Figura 37

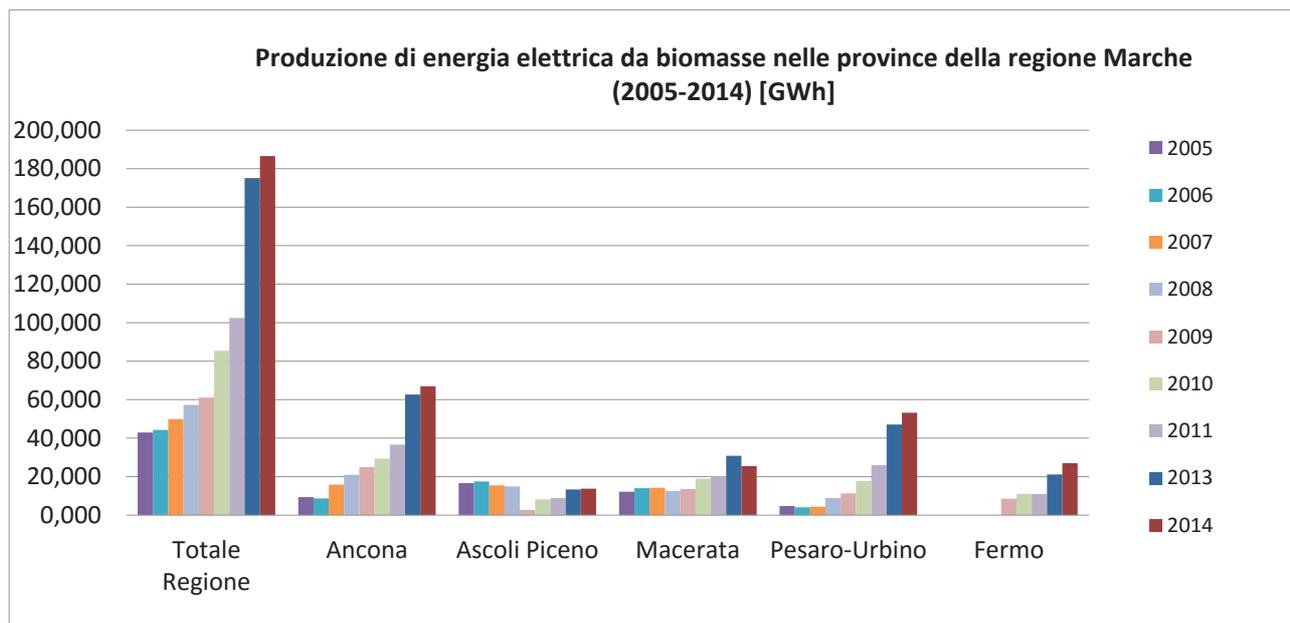


Tabella 29

IMPIANTI A BIOMASSE NELLE MARCHE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	unità	2	2		3	1	8
2006	unità	3	2		3	1	9
2007	unità	3	2		3	1	9
2008	unità	6	2		3	2	13
2009	unità	6	1	2	4	3	16
2010	unità	8	1	2	7	4	22
2011	unità	11	3	3	8	8	33
2012	unità	15	8	7	14	11	55
2013	unità	19	11	9	14	12	65
2014	unità	21	10	9	14	12	66

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 30

POTENZA INSTALLATA DA IMPIANTI A BIOMASSE NELLE MARCHE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	MW	1,534	2,520		2,860	0,920	7,834
2006	MW	3,664	2,520		2,860	0,920	9,964
2007	MW	4,189	2,520		2,860	0,920	10,489
2008	MW	6,467	2,520		2,860	1,984	13,831
2009	MW	6,467	0,970	2,520	2,990	3,004	15,951
2010	MW	7,377	0,970	2,520	4,060	3,454	18,381
2011	MW	8,910	1,990	3,519	4,108	5,482	24,009
2012	MW	13,772	4,665	4,957	7,910	7,580	38,884
2013	MW	15,241	5,840	5,256	6,740	8,579	41,656
2014	MW	15,440	4,840	5,256	6,740	8,227	40,503

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 31

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA SOLARE FOTOVOLTAICO (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	GWh	0,843	0		0	0	0,843
2006	GWh	1,020	0		0	0	1,020
2007	GWh	0,313	0,321		0,355	0,226	1,215
2008	GWh	3,150	4,186		1,364	1,062	9,763
2009	GWh	11,142	9,906	1,539	8,374	4,827	35,787
2010	GWh	36,851	17,144	4,379	33,164	12,792	104,329
2011	GWh	199,637	60,786	68,935	206,909	122,118	658,384
2012	GWh	303,512	118,711	120,450	352,753	242,319	1'137,746
2013	GWh	327,971	137,447	125,316	359,719	263,970	1'214,423
2014	GWh	337,671	139,139	128,661	360,605	277,830	1'243,906

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Figura 38

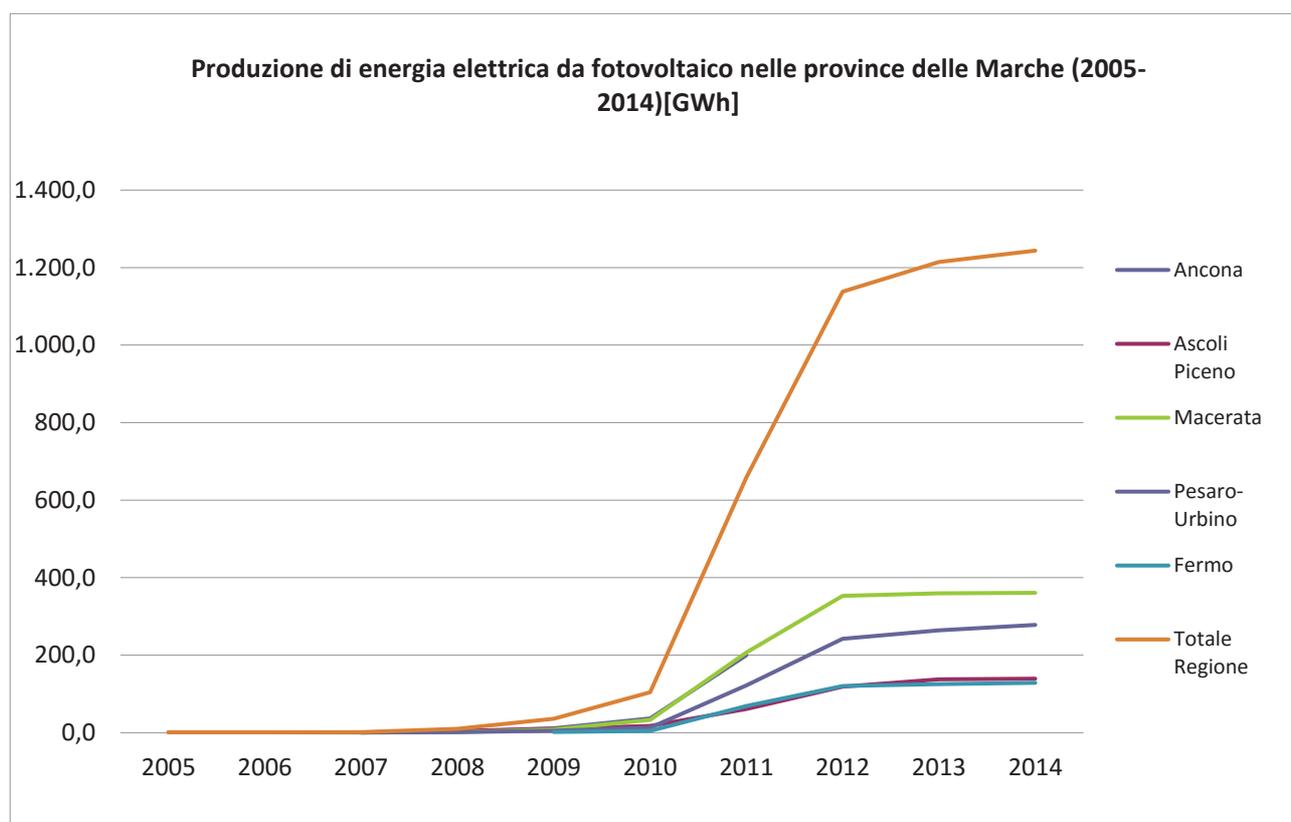


Figura 39

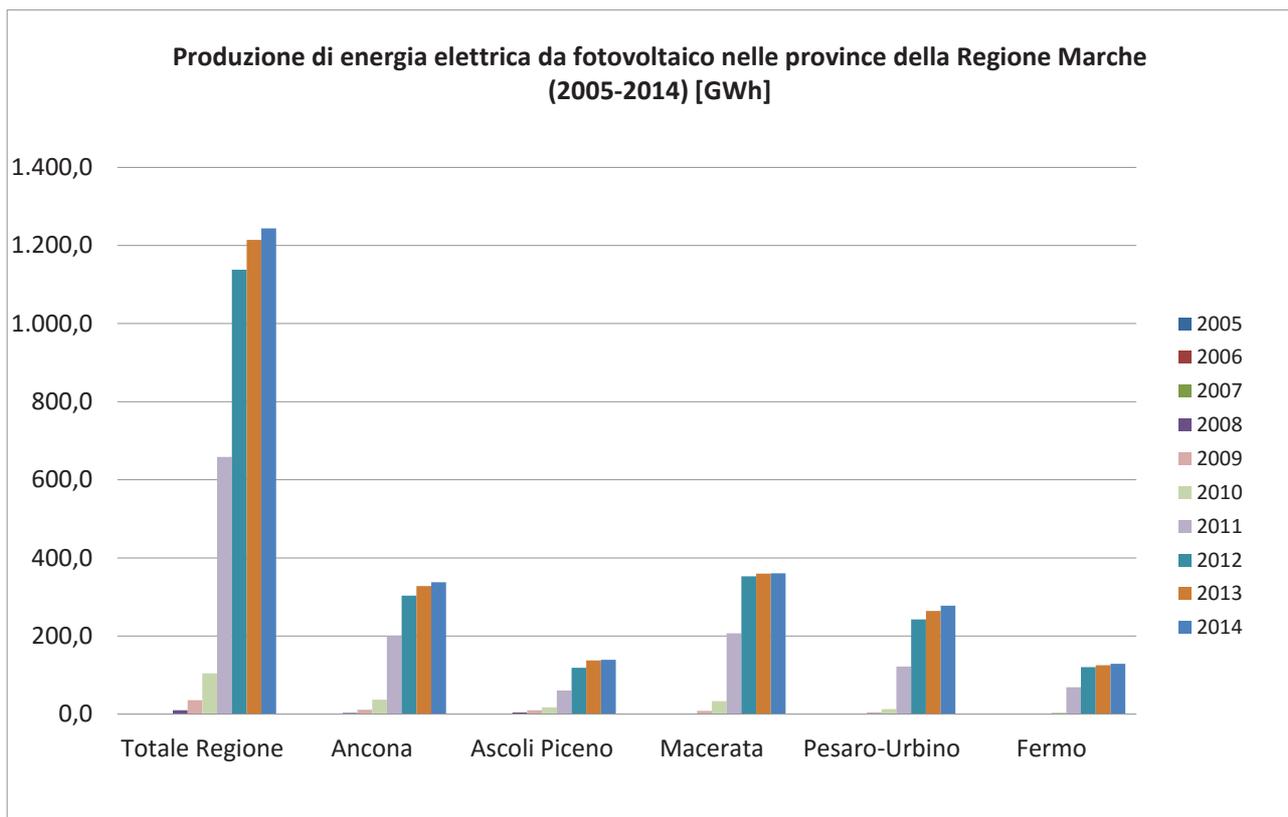


Figura 40

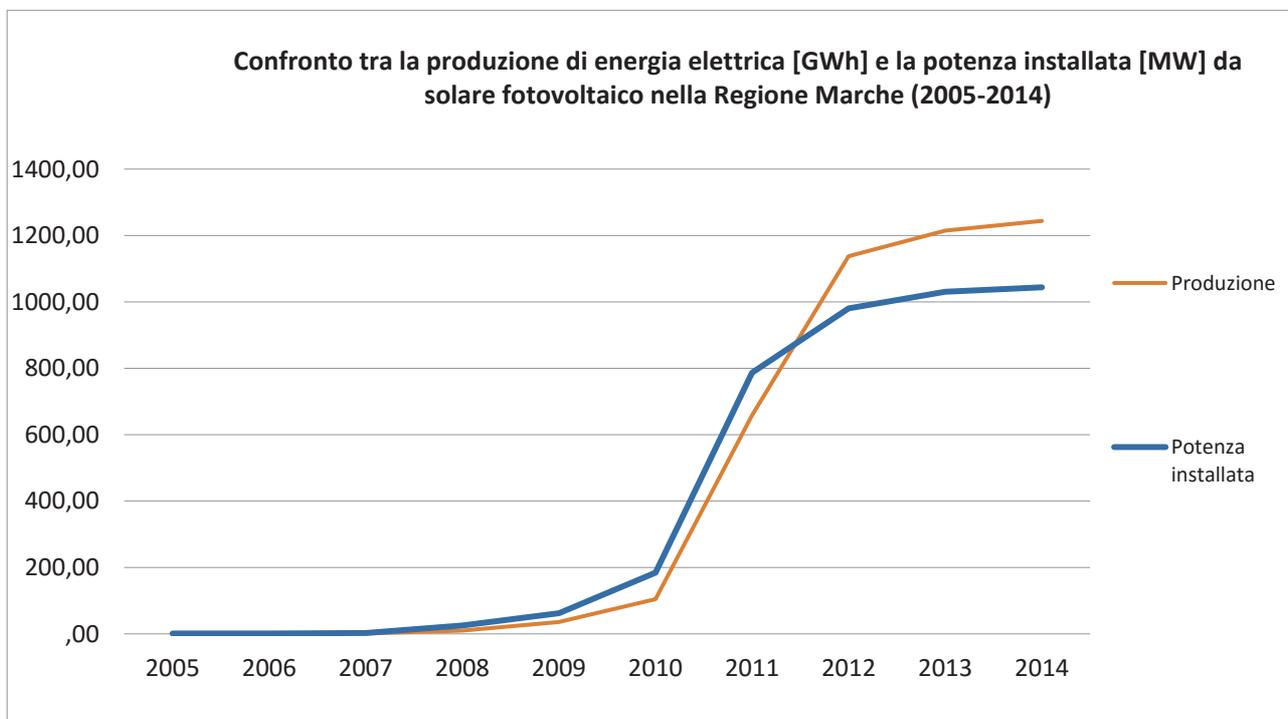


Tabella 32

IMPIANTI FOTOVOLTAICI NELLE MARCHE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	unità	0	0		0	0	0
2006	unità	0	0		0	0	0
2007	unità	109	79		92	50	330
2008	unità	494	288		332	253	1'367
2009	unità	1'015	328	229	643	605	2'820
2010	unità	2'062	648	505	1'246	1'308	5'769
2011	unità	3'901	1'509	1'241	2'728	2'669	12'048
2012	unità	5'365	2'132	1'834	3'937	3'811	17'079
2013	unità	6'810	2'594	2'199	4'685	4'685	21'094
2014	unità	7'444	2'822	2'374	5'251	5'162	23'053

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 33

POTENZA INSTALLATA DA IMPIANTI FOTOVOLTAICI NELLE MARCHE (2005-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2005	MW	0,811	0		0	0	0,811
2006	MW	1,142	0		0	0	1,142
2007	MW	0,899	0,595		0,642	0,482	2,618
2008	MW	7,287	8,465		6,605	2,485	24,842
2009	MW	20,880	10,631	2,250	19,637	8,574	61,972
2010	MW	71,972	20,248	7,787	55,600	28,684	184,291
2011	MW	211,502	77,620	82,648	243,523	171,300	786,593
2012	MW	266,647	108,041	99,238	288,343	226,105	988,374
2013	MW	280,475	114,307	102,448	295,973	234,173	1'027,376
2014	MW	285,796	115,729	103,725	300,594	238,195	1'044,039

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 34

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA EOLICO (2010-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2010	GWh	0,000				0,006	0,006
2011	GWh	0,007	0,002		0,133	0,119	0,261
2012	GWh	0,005	0,000		0,542	0,024	0,571
2013	GWh	0,005	0,000	0,000	0,430	0,025	0,461
2014	GWh	0,009	0,000	0,000	1,803	0,035	1,847

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Figura 41

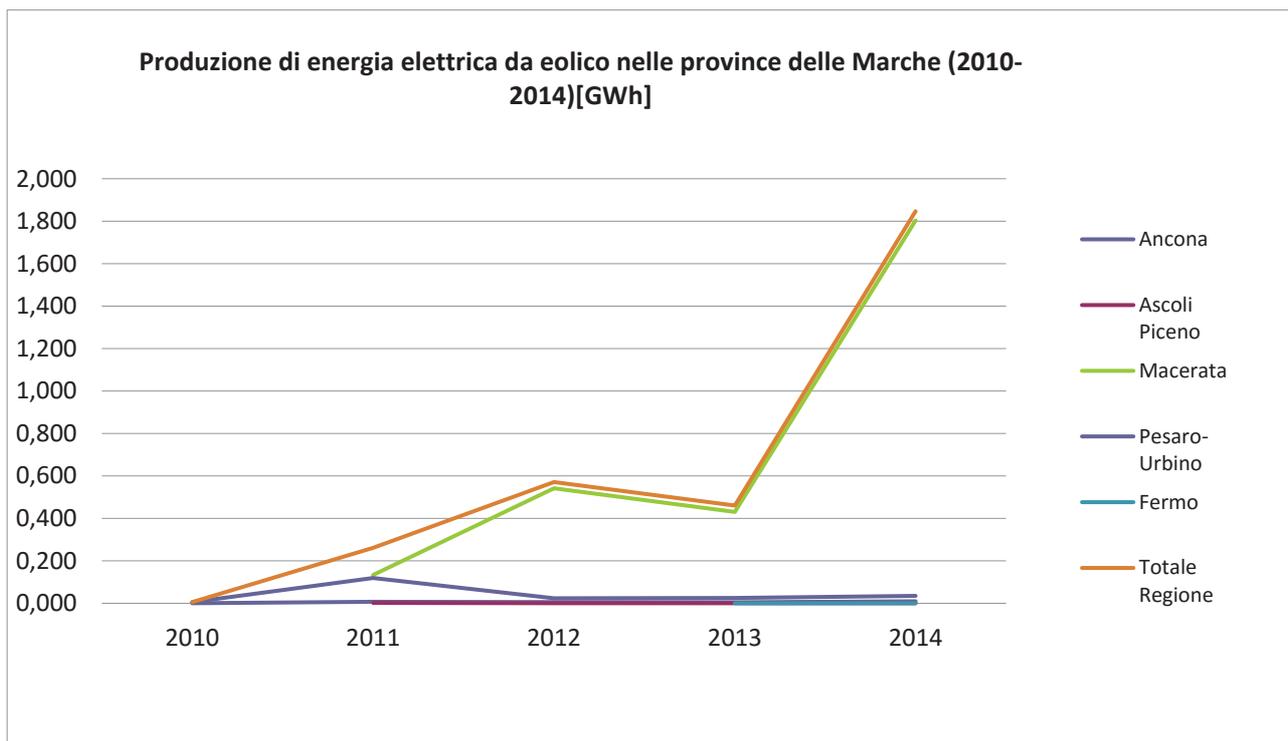


Figura 42

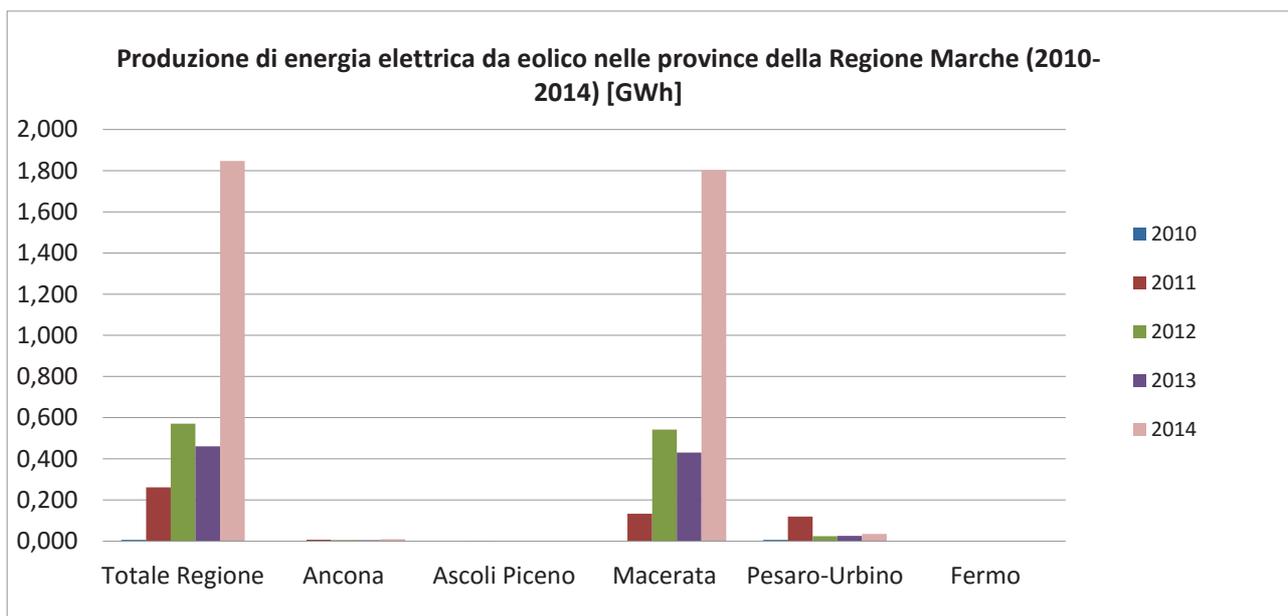


Tabella 35

IMPIANTI EOLICI NELLE MARCHE (2010-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2010	unità	2				1	3
2011	unità	5	1		5	6	17
2012	unità	6	1		6	8	21
2013	unità	10	1	3	8	9	31
2014	unità	11	2	3	10	9	35

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

Tabella 36

POTENZA INSTALLATA DA IMPIANTI EOLICI NELLE MARCHE (2011-2014)							
Anno	u.d.m.	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
2010	MW	0,003				0,020	0,023
2011	MW	0,027	0,005		0,427	0,252	0,711
2012	MW	0,029	0,005		0,447	0,261	0,742
2013	MW	0,058	0,005	0,012	0,459	0,264	0,798
2014	MW	0,078	0,010	0,012	8,466	0,218	8,784

Fonte: elaborazione dati Regione Marche su base Terna e Simeri (GSE)

3.6 Sintesi Produzione di Energia Elettrica

Tabella 37

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELLA REGIONE MARCHE NEL 2009 [GWh]						
	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	Totale
Fonti fossili	3'157,994	77,480	8,500	65,154	12,995	3'322,123
Fonti rinnovabili	51,096	352,806	35,070	214,634	84,433	738,040
Idroelettrico	14,978	340,133	25,031	192,689	68,341	641,172
Biomasse	24,977	2,767	8,500	13,572	11,265	61,081
Fotovoltaico	11,142	9,906	1,539	8,374	4,827	35,787
Eolico	0	0	0	0	0	0
Totale	3'209,090	430,286	43,570	279,788	97,428	4'060,163

Fonti: elaborazione Regione Marche su dati Simeri (GSE) e Terna (comunicazione privata Regione Marche)

Figura 43

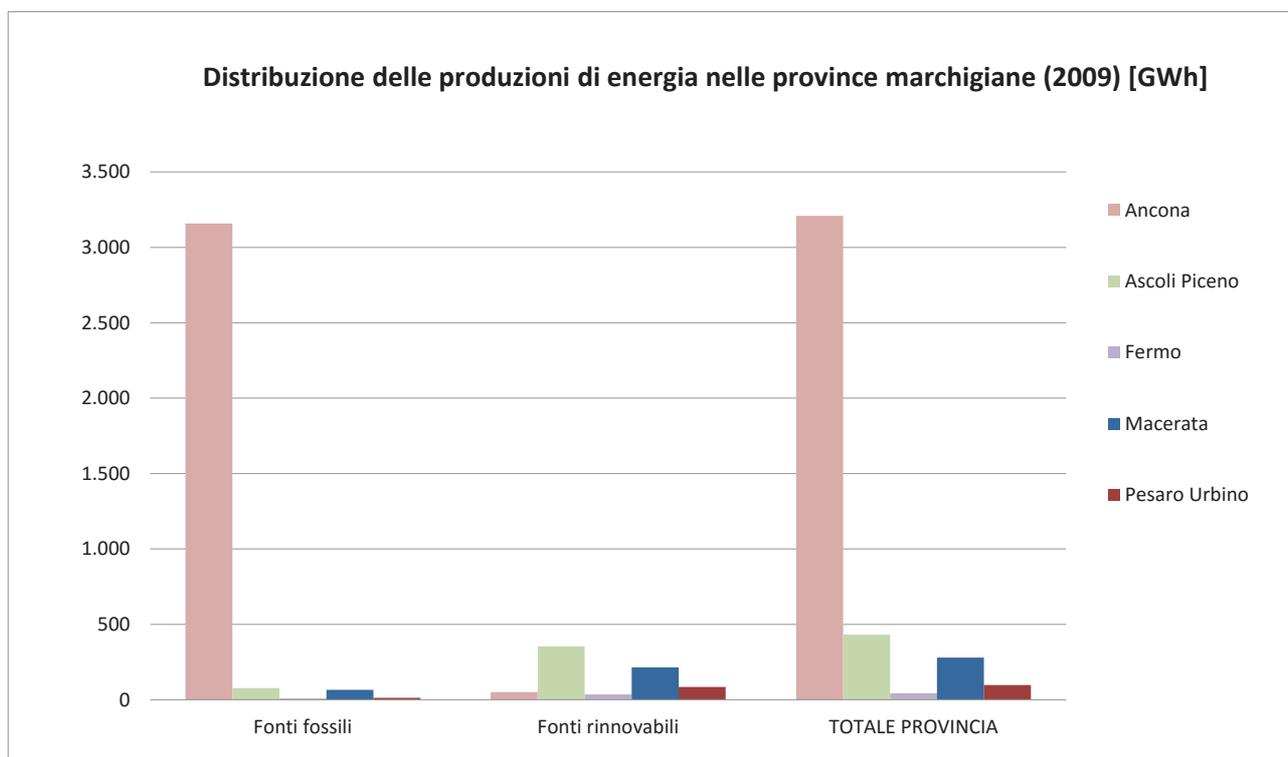


Tabella 38

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELLA REGIONE MARCHE NEL 2010 [GWh]						
	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
Fonti fossili	3'407,921	25,758	11,140	71,842	19,459	3'536,120
Fonti rinnovabili	83,598	363,274	39,100	279,323	132,179	897,475
Idroelettrico	17,318	337,929	23,527	227,216	101,685	707,729
Biomasse	29,429	8,202	11,140	18,943	17,703	85,417
Fotovoltaico	36,851	17,144	4,379	33,164	12,762	104,329
Eolico	0	0	0	0	0,006	0,006
Totale Provincia	3'491,519	389,032	50,240	351,165	152,638	4'433,595

Fonti: elaborazione Regione Marche su dati Simeri (GSE) e Terna (comunicazione privata Regione Marche)

Figura 44

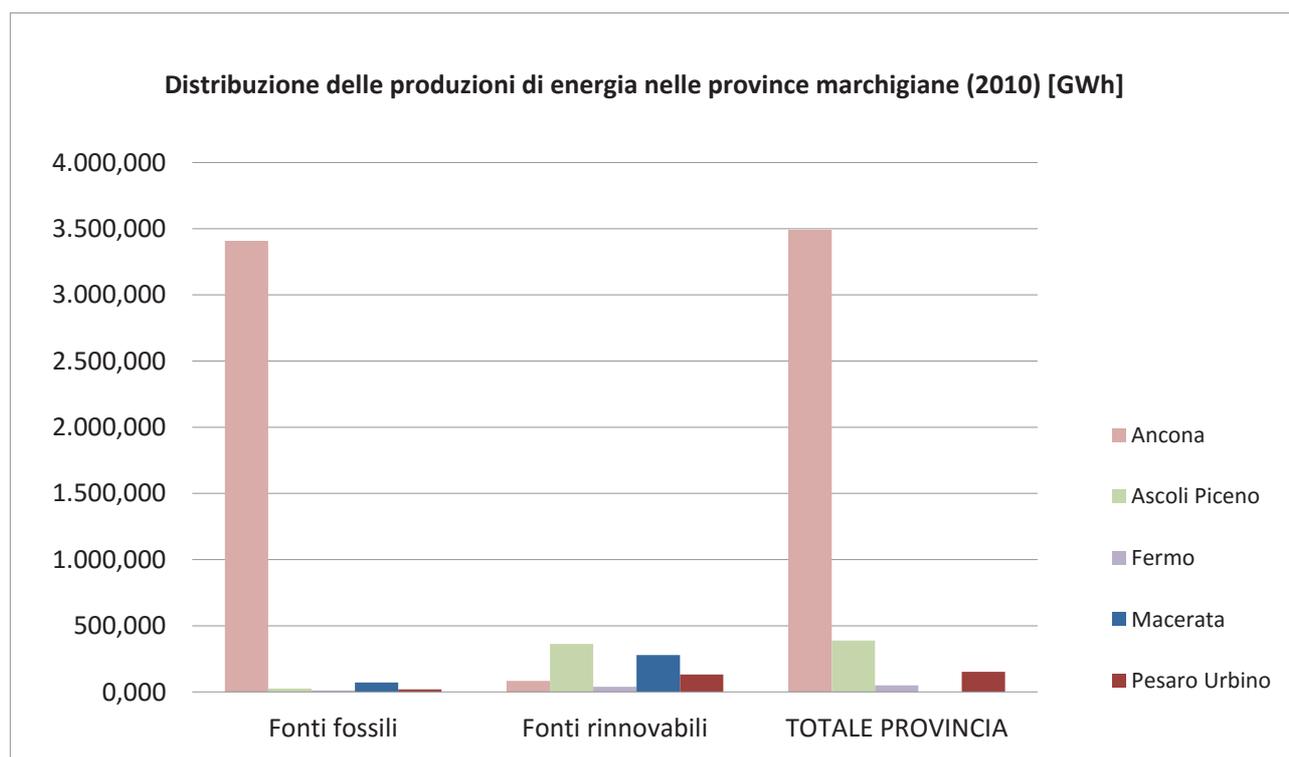


Tabella 39

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELLA REGIONE MARCHE NEL 2011 [GWh]						
	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
Fonti fossili	2'450,588	25,767	11,569	71,986	28,048	2'588,281
Fonti rinnovabili	250,598	282,844	94,747	375,620	203,042	1'206,851
Idroelettrico	14,331	213,187	14,871	148,538	54,826	445,754
Biomasse	36,623	8,869	10,941	20,040	25,979	102,452
Fotovoltaico	199,637	60,786	68,935	206,909	122,118	658,384
Eolico	0,007	0,002	0	0	0,119	0,261
Totale Provincia	2'701,186	308,611	106,316	447,606	231,413	3'795,132

Fonti: elaborazione Regione Marche su dati Simeri (GSE) e Terna (comunicazione privata Regione Marche)

Figura 45

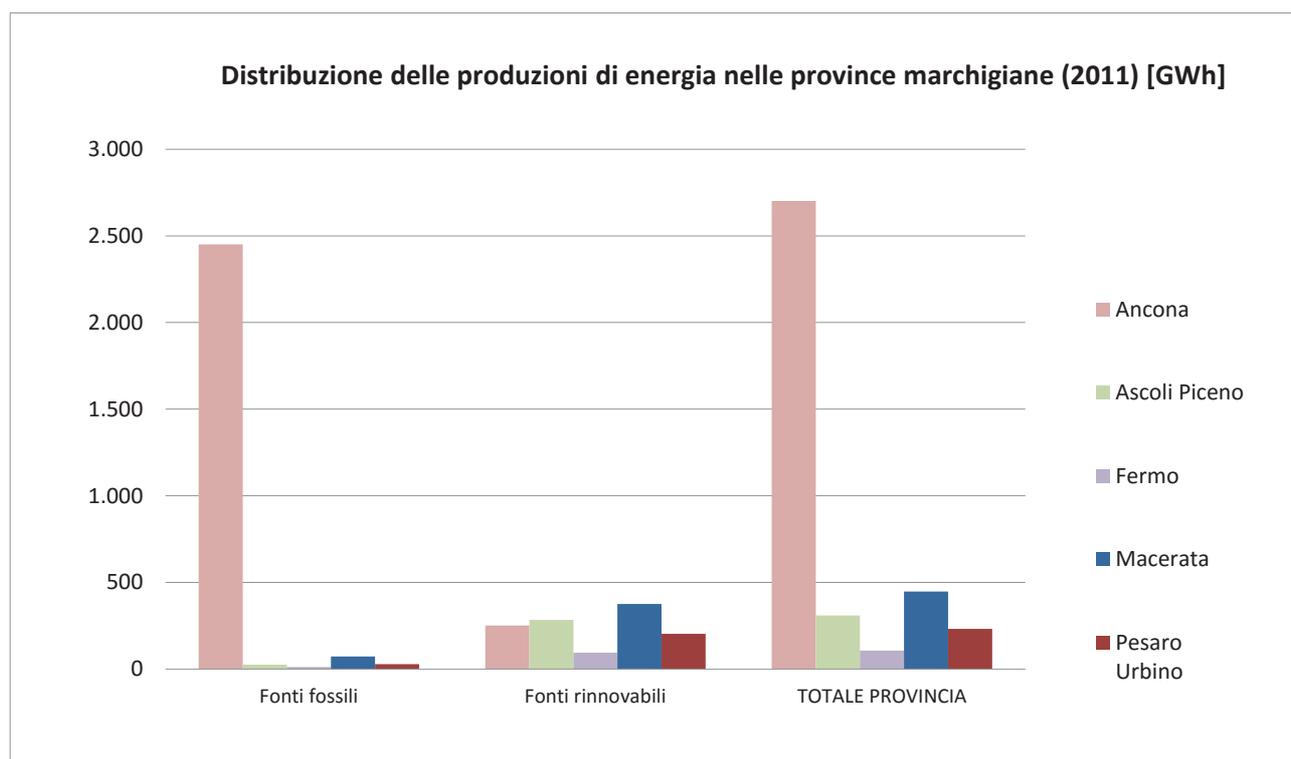
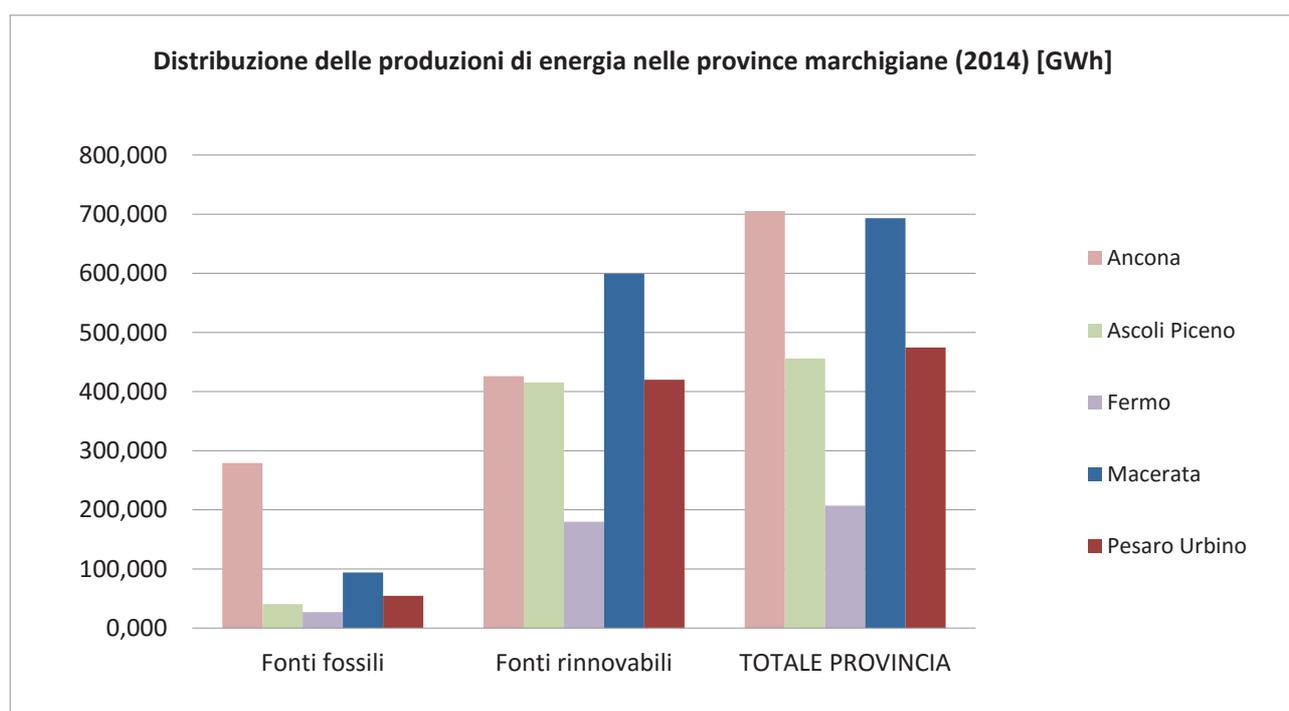


Tabella 40

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELLA REGIONE MARCHE NEL 2014 [GWh]						
	Ancona	Ascoli Piceno	Fermo	Macerata	Pesaro Urbino	TOTALE REGIONE
Fonti fossili	279,170	40,432	27,050	93,977	54,548	495,177
Fonti rinnovabili	425,983	415,401	179,885	599,239	420,085	2.040,593
Idroelettrico	21,395	262,481	24,179	211,341	88,985	608,381
Biomasse	66,908	13,782	27,045	25,490	53,235	186,459
Fotovoltaico	337,671	139,139	128,661	360,605	277,830	1.243,906
Eolico	0,009	0,000	0,000	1,803	0,035	1,847
Totale Provincia	705,153	455,833	206,935	693,216	474,633	2.535,770

Fonti: elaborazione Regione Marche su dati Simeri (GSE) e Terna (comunicazione privata Regione Marche)

Figura 46



4 Produzione di energia termica da fonti rinnovabili

I dati relativi all'energia termica prodotta da fonti rinnovabili negli anni 2012 e 2013 hanno come fonte il GSE. La Figura 47 e la Figura 48 mostrano, rispettivamente, la ripartizione percentuale dei consumi finali di energia termica prodotta da fonti rinnovabili negli anni 2012 e 2013.

Come è possibile vedere da entrambi i grafici, la quasi totalità dell'energia termica prodotta da FER proviene dalle biomasse solide del settore residenziale e, in quota minore, dalle pompe di calore. Quote molto esigue provengono dalle biomasse solide del settore non residenziale, dall'energia solare termica, dalla frazione biodegradabile dei rifiuti e dal biogas/biometano immesso in rete, mentre la fonte geotermica ed i bioliquidi sostenibili non apportano alcun contributo. Per quanto riguarda il calore derivato da fonti rinnovabili, esso è risultato pari a 2 ktep sia nel 2012 che nel 2013.

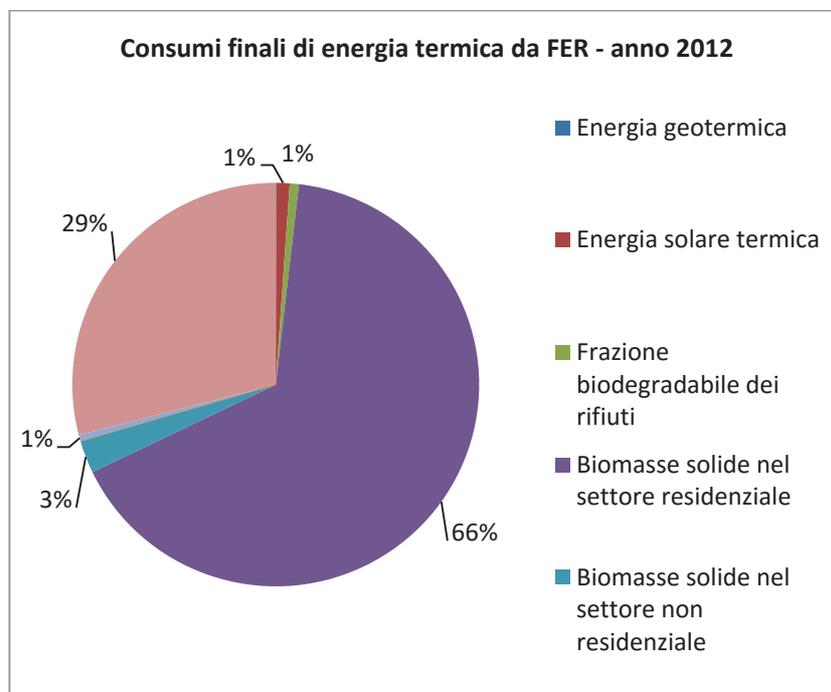


Figura 47: consumi finali di energia termica da fonti rinnovabili per la Regione Marche (anno 2012).

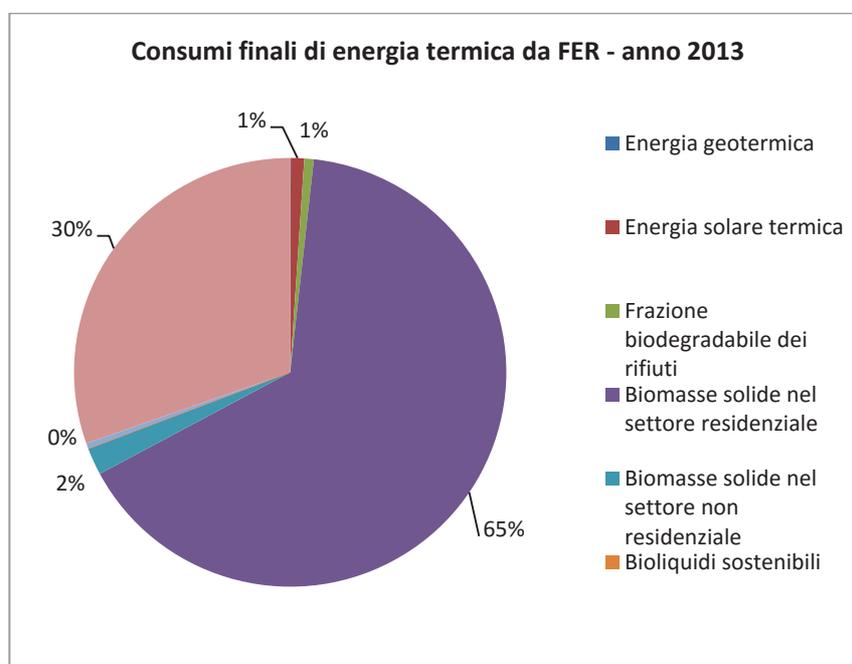


Figura 48: consumi finali di energia termica da fonti rinnovabili per la Regione Marche (anno 2013).

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PEAR 2020

Allegato 4: Dichiarazione di sintesi del procedimento di VAS, ai sensi dell'art. 17 comma 1 lettera b) del D.lgs 152/2006

Novembre 2016



Regione Marche

Servizio Infrastrutture, trasporti ed energia - P.F. Rete elettrica regionale, autorizzazioni energetiche gas ed idrocarburi

Premessa

La proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale al 2020 (d'ora in avanti "Piano") è stata adottata dalla Giunta Regionale con Delibera n. 662 del 27 giugno 2016 ed è stata sottoposta alla procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) ai sensi del D.lgs 152/2006. Il giudizio di compatibilità ambientale di VAS è stato rilasciato con Decreto del Dirigente della PF Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali n. 98 /VAA del 9 novembre 2016.

Con l'attuazione del Piano la Regione Marche potrà ottemperare all'obbligo stabilito dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012 "*Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome*" (il cosiddetto decreto *Burden Sharing*, cioè *ripartizione degli oneri* del contenimento delle emissioni ad effetto gas-serra tra tutte le regioni e province autonome). Il *Burden Sharing* assegna alla Regione Marche un obiettivo minimo del 15,4% di un determinato rapporto. Il rapporto è costituito al numeratore dalla somma tra la produzione/consumo di energia elettrica da fonte rinnovabile (FER E) e la produzione/consumo di energia termica da fonte rinnovabile (FER C); al denominatore vi sono i consumi finali lordi di energia (CFL). In particolare i CFL sono dati dalla somma dei:

- a) consumi elettrici, compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
- b) consumi di energia per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici;
- c) consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale.

La proposta di Piano adottata con DGR 662 del 27 giugno 2016 si poneva obiettivi virtuosi, in quanto superiori a quello minimo del 15,4% dovuto per il *Burden Sharing*, stabilendo diversi scenari: con lo scenario Business As Usual (BAU - scenario tendenziale) il 17,7%, con lo Scenario di Efficienza Energetica (SEE) il 25,3% e con lo Scenario di Efficienza Energetica alternativo (SEEA) il 24,9%.

L'art.17 del D.lgs 152/2006 prevede che sia messa a disposizione del pubblico una dichiarazione di sintesi che illustri "*in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel piano o programma e come si è tenuto conto del rapporto ambientale e degli esiti delle consultazioni, nonché le ragioni per le quali è stato scelto il piano o programma adottato alla luce delle alternative che erano state individuate.*". Di seguito viene, pertanto, esposto quanto richiesto dalla norma.

Proponente: Giunta Regione Marche - Servizio Infrastrutture Trasporti Energia - *Posizione di Funzione Rete Elettrica Regionale, Autorizzazioni Energetiche, Gas e Idrocarburi.*

Autorità Procedente: Giunta Regione Marche - Servizio Infrastrutture Trasporti Energia - *Posizione di Funzione Rete Elettrica Regionale, Autorizzazioni Energetiche, Gas e Idrocarburi.*

Autorità Competente: Giunta Regione Marche - Servizio Infrastrutture Trasporti Energia - *Posizione di Funzione Valutazioni ed Autorizzazioni Ambientali.*

1. Come le considerazioni ambientali sono state integrate nel piano.

Le considerazioni ambientali sono contenute nell'istruttoria del parere positivo motivato di VAS (DDPF 98/VAA del 9 novembre 2016). In generale tutte le modifiche e integrazioni sono state apportate al Piano per renderlo maggiormente coerente con alcuni principi stabiliti dalle strategie dell'Unione europea o, comunque, per introdurre altri elementi ritenuti necessari per rafforzare la sostenibilità del Piano: l'applicazione dell'economia circolare, la pratica dell'autoconsumo, il privilegiare le incentivazioni per la riduzione dei CFL (consumi finali lordi) soprattutto rispetto a quelle relative all'aumento delle FER-E (fonti di energia rinnovabile elettrica) e, infine, il concentrare le risorse finanziarie sulle azioni che presentano la maggiore resa in termini di riduzione di emissioni in atmosfera e la minore possibilità di generare impatti ambientali.

2. Come si è tenuto conto del rapporto ambientale.

Nel Rapporto Ambientale sono state individuate le possibili interferenze del Piano rispetto a determinati temi ambientali. Di conseguenza sono state proposte misure di mitigazione per attenuare o evitare gli impatti sull'ambiente e sul paesaggio che potrebbero derivare dall'attuazione delle misure contenute nel Piano.

Il Rapporto Ambientale è stato modificato sulla base sia delle osservazioni pervenute nel corso del periodo di consultazione pubblica, sia del parere motivato di VAS; in particolare le misure di mitigazione indicate nel Rapporto Ambientale, opportunamente integrate, sono state integrate nel Piano (allegato 2) e saranno riportate nei Programmi Annuali di Attuazione (cfr. successivo punto 3.) poiché in tale sede saranno selezionate le misure da avviare effettivamente e quindi le relative mitigazioni.

3. Come si è tenuto conto degli esiti delle consultazioni

La consultazione pubblica è iniziata il 07/07/2016 ed è terminata il 05/09/2016. Sono state presentate 222 osservazioni da n. 26 soggetti (cittadini, associazioni ambientaliste, associazioni di categoria, ecc.). Gli esiti della loro valutazione sono stati motivati nell'Allegato A del Decreto 98/VAA del 09/11/2016.

Le integrazioni e le modifiche derivanti dall'accoglimento delle osservazioni si ritrovano negli elaborati di Piano modificati, così come richiesto nel parere motivato di VAS. In particolare e in estrema sintesi il Piano è stato integrato:

- con n. 2 allegati: Allegato 1- Disciplinare di attuazione del PEAR 2020, nel quale sono state individuate le disposizioni necessarie per dotare il Piano di strumenti operativi di attuazione e di coordinamento con le altre strutture regionali responsabili delle politiche di settore che concorrono al perseguimento degli obiettivi del Piano; Allegato 2 - Elenco dei criteri e delle misure di mitigazione dell'impatto ambientale richieste dal parere di VAS e dal recepimento e coordinamento dei pareri di valutazione di incidenza;
- con le proposte e le osservazioni pervenute in fase di consultazione di VAS valutate come accoglibili o parzialmente accoglibili dal parere di VAS (DDPF 98/VAA del 9 novembre 2016 - Allegato A "Controdeduzioni alle osservazioni"). Le modifiche hanno riguardato in prevalenza:
 - il capitolo 3 "Sintesi del bilancio energetico regionale" e relativo allegato, dove sono stati integrati i dati relativi ai Consumi finali di energia e alla produzione di energia termica da Fonti rinnovabili;
 - il capitolo 5 "Scenari e obiettivi Regionali al 2020 in adeguamento al Burden Sharing", dove sono stati rivisti gli scenari per incrementare la sostenibilità ambientale del Piano,

spingendo maggiormente sul risparmio e l'efficientamento energetico, riducendo il contributo derivante dalla fonte eolica (per quanto riguarda le fonti rinnovabili elettriche – FER E) e dalle biomasse (per quanto riguarda le fonti rinnovabili termiche - le FER C) e aumentando il contributo della fonte solare (fotovoltaico e solare termico), oltre all'introduzione della Biometano;

- il capitolo 6 “Strategia energetica Regionale al 2020”, nel quale la strategia complessiva è stata rivista potenziando gli interventi di efficientamento energetico e rafforzando il modello di sviluppo delle energie rinnovabili e della generazione distribuita e del tendenziale pareggio elettrico, attraverso l'inserimento dei principi dell'autoproduzione e dall'autoconsumo, della sostituzione dei combustibili fossili e del recupero e valorizzazione di materia di scarto e residuale. Il capitolo è stato, inoltre, integrato con le linee guida della politica energetica al 2030 e adeguato alla pianificazione nazionale della rete di trasmissione elettrica, secondo quanto proposto dal gestore della rete TERNA. Il potenziamento della strategia energetica ha richiesto di rivedere anche il sistema di azioni e monitoraggio, ora illustrato nel capitolo 7.

Per concludere, la consultazione di VAS ha portato a rimodulare gli obiettivi iniziali proposti, consentendo al Piano di perseguire un obiettivo ancora più performante, riducendone, al contempo, l'impatto ambientale.

La proposta di PEAR 2020, a seguito della conclusione del procedimento di VAS, in particolare, impegna la Regione Marche a portare la quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi di energia al 25,8 %, a ridurre i consumi finali lordi di energia rispetto allo scenario “Business as usual” del 20% entro il 2020 e a procedere nella riconversione del sistema economico energetico regionale dalle fonti fossili alle rinnovabili entro il 2030.

4. Ragioni per la scelta di questo piano in relazione alle alternative individuate

Gli scenari BAU, SEE e SEEA costituiscono alternative di Piano in base a diverse possibilità riguardanti le emissioni di CO₂. Queste possibilità sono state costruite utilizzando il Modello CO₂MPARE, un software realizzato dall'ENEA. Tuttavia, come affermato nel parere motivato di VAS, si è trattato di un confronto operato senza considerare le varie componenti ambientali che potrebbero essere interessate.

Limitare le emissioni di gas serra è un obiettivo globale che influenza, indirettamente, lo stato dell'ambiente a livello locale in quanto è il fattore che determina i cambiamenti climatici con i fenomeni conseguenti sul territorio (siccità, esondazioni, ecc.). Occorre però limitare o meglio evitare anche gli impatti diretti delle misure volte, attraverso il Burden Sharing, a mitigare i cambiamenti climatici. Per questo motivo, come indicato nel parere motivato di VAS, si dovranno costruire Programmi Annuali di Attuazione che conterranno sia le misure da incentivare anno per anno in base a determinate priorità, sia il Piano di Monitoraggio Ambientale modulato in funzione di quanto indicato nei Programmi stessi. Attraverso i Programmi annuali di attuazione sarà possibile verificare l'andamento del Piano nel perseguire i suoi obiettivi e selezionare le misure che, contribuendo a limitare le emissioni in atmosfera o i consumi di energia, siano anche tali da evitare gli impatti locali nei confronti della biodiversità, del paesaggio, ecc.

I Programmi Annuali di Attuazione renderanno il Piano resiliente e potranno rappresentare, operando opportune selezioni e/o rafforzamenti di determinate misure, vere e proprie alternative di Piano in itinere.