

aggiornamento del PEAR

22 luglio 2013

Accordo di Collaborazione fra:



Università Politecnica delle Marche
Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche



Regione Marche

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
1.1	Obiettivi e contenuti	4
1.1.1	Struttura del Piano	4
1.1.2	Il Burden Sharing	5
1.2	Contributi	7
2	EVOLUZIONE DEL CONTESTO ECONOMICO E NORMATIVO	8
2.1	Evoluzione del contesto: prospettive e scenari al 2020	8
2.1.1	Il contesto mondiale	8
2.1.2	Scenari italiani	9
2.1.3	Fattori che possono influenzare la domanda di energia nelle Marche	13
2.2	Aggiornamenti normativi	17
2.2.1	Riduzione delle emissioni di gas climalteranti	17
2.2.2	Sviluppo e incentivazione delle energie rinnovabili	18
2.2.3	Efficienza energetica in edilizia	21
2.2.4	Il Burden Sharing	22
3	SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE (BER)	25
3.1	Consumi di Energia	25
3.1.1	Consumi di Energia Elettrica	25
3.1.2	Consumi di Gas Naturale	26
3.1.3	Consumi di Derivati del Petrolio	27
3.1.4	Sintesi dei consumi	29
3.2	Produzione di energia elettrica	30
3.2.1	Produzione di energia elettrica da fonti fossili	30
3.2.2	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32
3.3	Stato del deficit elettrico	34
4	STATO DI ATTUAZIONE DEL PEAR	36
4.1	Domanda di energia: l'efficienza energetica	36
4.1.1	Efficienza energetica in edilizia	36
4.1.2	L'efficienza energetica nei diversi settori	42
4.2	Offerta di energia	43
4.2.1	Le fonti rinnovabili elettriche	43
4.2.2	Lo sviluppo della cogenerazione	45
4.3	Le iniziative promosse dalla Regione	47
4.3.1	Interventi normativi: leggi, determine, delibere e altro	47
4.3.2	Iniziative di promozione delle linee di attuazione del PEAR	48
4.4	Individuazione dei settori critici	51
5	SCENARI E OBIETTIVI REGIONALI AL 2020 IN ADEGUAMENTO AL BURDEN SHARING	54
5.1	Note metodologiche e definizione degli scenari	54
5.2	Domanda di energia (CFL): proiezioni al 2020	56

5.2.1	Industria.....	57
5.2.2	Trasporti	59
5.2.3	Terziario.....	60
5.2.4	Residenziale.....	62
5.2.5	Agricoltura	64
5.2.6	Considerazioni conclusive relative ai CFL.....	65
5.3	Fonti di Energia Rinnovabile Elettrica (FER-E): proiezioni al 2020.....	69
5.3.1	FER-E: idroelettrico.....	69
5.3.2	FER-E: biomasse.....	72
5.3.3	FER-E: produzione da fonte solare	75
5.3.4	FER-E: eolico	77
5.3.5	FER-E: sintesi degli scenari	79
5.4	Fonti di Energia Rinnovabile Termica (Calore) (FER-C) : proiezioni al 2020	81
5.4.1	FER-C Settore Industriale.....	83
5.4.2	FER-C Settore terziario e domestico.....	84
5.4.3	FER-C: agricoltura	86
5.4.4	FER-C: sintesi degli scenari	86
5.5	Confronto fra gli obiettivi del D.M. Burden Sharing e gli scenari delineati.....	88
5.5.1	Consumi finali lordi.....	89
5.5.2	Rinnovabili elettriche.....	89
5.5.3	Rinnovabili termiche.....	90
5.6	Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012	91
6	STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE E SISTEMA DI AZIONI	95
6.1	Contesto.....	95
6.1.1	Il ruolo dei distretti produttivi e la loro evoluzione	96
6.2	Diversificazione equilibrata delle fonti di energia e ruolo dei combustibili fossili.....	97
6.2.1	Produzione sostenibile di idrocarburi	97
6.2.2	Raffinazione di carburanti	99
6.2.3	Approvvigionamento di gas naturale	102
6.2.4	Stoccaggio di gas naturale.....	104
6.2.5	Eolico off-shore.....	105
6.3	Risparmio ed Efficienza energetica.....	106
6.4	Produzione di energia elettrica e generazione distribuita	106
6.4.1	Raggiungimento del pareggio tra produzione e consumi di energia elettrica.....	108
6.4.2	Generazione distribuita	109
6.4.3	Analisi critica del modello di "centrale di cogenerazione di Distretto"	111
6.5	Sviluppo ed efficientamento delle infrastrutture energetiche di rete	111
6.5.1	Rete di Trasmissione dell'energia elettrica	111
6.5.2	Smart Grid	118
6.5.3	Reti di teleriscaldamento	119
6.5.4	Reti per la mobilità elettrica.....	120
6.6	Sistema di azioni per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing	121
6.6.1	Azioni di contenimento dei CFL e di sviluppo delle FER-C.....	122
6.6.2	Azioni di sviluppo delle FER-E.....	125
6.6.3	Programmazione comunitaria 2014-2020.....	126
6.6.4	Iniziative di ricerca e sviluppo	132

7	MONITORAGGIO	134
8	ALLEGATI.....	136

BOZZA 22/07/2013

1 INTRODUZIONE

Il presente Documento rappresenta l'aggiornamento del Piano Energetico-Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Marche approvato dal Consiglio Regionale il 16 febbraio 2005. Quest'ultimo 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 immaginate nel 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 del Piano

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

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. 90 del 17 aprile 2012

- 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.
- 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 otto 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 la Strategia Energetica Regionale al 2020 per ciò che riguarda: la diversificazione equilibrata delle fonti di energia e il ruolo dei combustibili fossili, 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. Da ultimo si propone un sistema di azioni per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing.
 - 7) MONITORAGGIO
 - 8) ALLEGATI

1.1.2 Il 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 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 d'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 biogas immesso in rete) per settore (residenziale, terziario, agricoltura e industria);
- ✓ consumo finale lordo.

L'obiettivo 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 del Burden Sharing per le Marche, ripartiti su scala temporale¹¹

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

⁶ Allegato 1 al D.M. 15 marzo 2012

⁷ CFL, 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**)

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

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

¹¹ D.M. 15 marzo 2012, Tabella A

- ✓ 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 dall'ENEA, 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 il risultato vincolante 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.

1.2 Contributi

L'aggiornamento del PEAR è stato realizzato all'interno dell' "ACCORDO DI COLLABORAZIONE PER L'ADEGUAMENTO DEL PIANO ENERGETICO-AMBIENTALE REGIONALE" stipulato e cofinanziato dalla Regione Marche e dall'Università Politecnica delle Marche.

L'Accordo è stato firmato il 23 luglio 2012 dall'Arch. Antonio Minetti, Dirigente pro-tempore del Servizio Territorio Ambiente ed Energia della Regione Marche, e dal Prof. Marco Pacetti, Rettore pro-tempore dell'Università Politecnica delle Marche.

I responsabili designati dalle parti per l'attuazione dell'Accordo sono stati:

- ✓ Antonio Minetti, (Regione Marche)
- ✓ Fabio Polonara, (Università Politecnica delle Marche).

Il Comitato Tecnico-Scientifico paritetico, previsto dall'Art. 5 dell'Accordo, è stato composto, oltre che dai due responsabili, da:

- ✓ Raffaella Fontana (Regione Marche)
- ✓ Katuscia Grassi (Regione Marche)
- ✓ Paolo Principi (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Renato Ricci (Università Politecnica delle Marche)

Hanno inoltre collaborato ai lavori previsti dall'Accordo:

- ✓ Alessia Arteconi (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Monica Bocci (Regione Marche)
- ✓ Caterina Brandoni (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Raffaele Cerulli (Regione Marche)
- ✓ Giovanni Ciriachi (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Gabriele Comodi (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Costanzo Di Perna (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Roberto Fioretti (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Maria Cristina Giombetti (Regione Marche)
- ✓ Marco Mazzieri (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Simona Palazzetti (Regione Marche)
- ✓ David Piccinini (Regione Marche)
- ✓ Marco Sotte (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Marco Tartaglia (Università Politecnica delle Marche)
- ✓ Raffaele Velardocchia (Università Politecnica delle Marche)

¹² Allegato 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 2012 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 per vizio di obsolescenza; 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. Ciò nondimeno essa è anche attività 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"^{13 14 15}, 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.

¹³ 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-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. 90 del 17 aprile 2012

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**”).

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 sta contribuendo alla ripresa economica dell'America del Nord, e che sul lungo periodo riduce le necessità di approvvigionamento estero per gli Stati Uniti, provocando quindi notevoli conseguenze su tutta la politica energetica del pianeta.

2.1.2 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)²⁰ 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 comunque tiene conto solo dei primi effetti della crisi economica²¹, essi costituiscono di fatto il riferimento più importante per due ragioni:

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

¹⁸ reperibile 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 pubblicato in data 30 giugno 2010, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

²¹ 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,

- ✓ 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 a, paragrafo 1 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 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e il paragrafo 2.2.4 per dettagli); inoltre i settori di consumo vengono così rivisti e distinti in consumi di energia nei settori elettricità, riscaldamento e raffrescamento e trasporti²² (si veda la Figura 2).

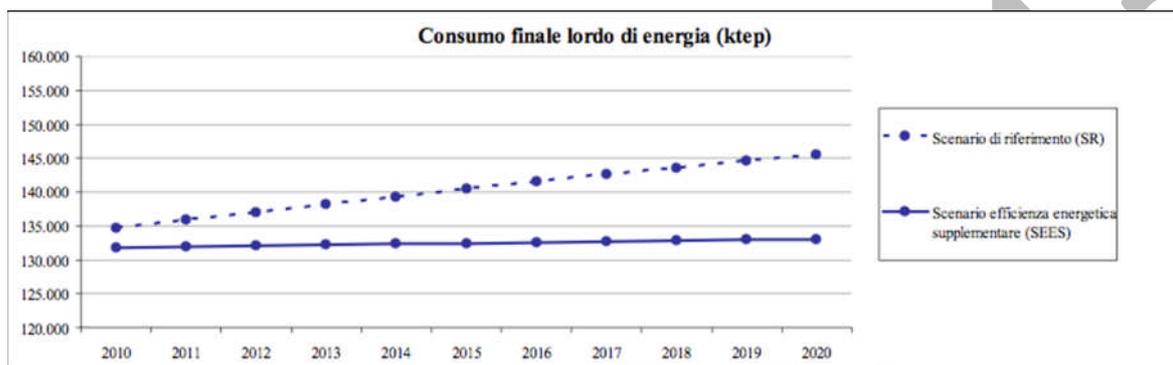


Figura 1: scenari di evoluzione dei consumi finali lordi di energia in Italia²³

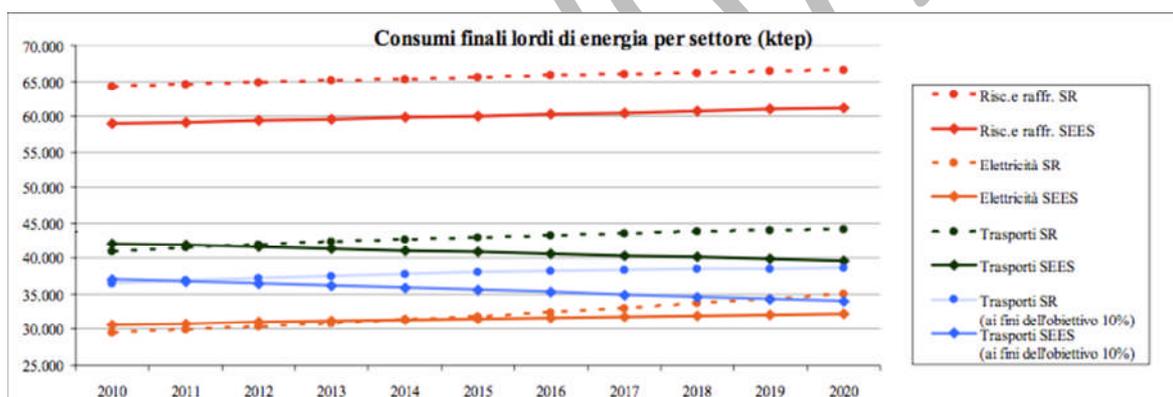


Figura 2: scenari di evoluzione dei consumi finali lordi di energia per settore in Italia²⁴

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.

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).

²² Ci sono poi i trasporti aerei che sono scorporati, ma che comunque sono da considerare come parte della voce complessiva dei trasporti

²³ PAN energie rinnovabili, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

²⁴ PAN energie rinnovabili, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

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.

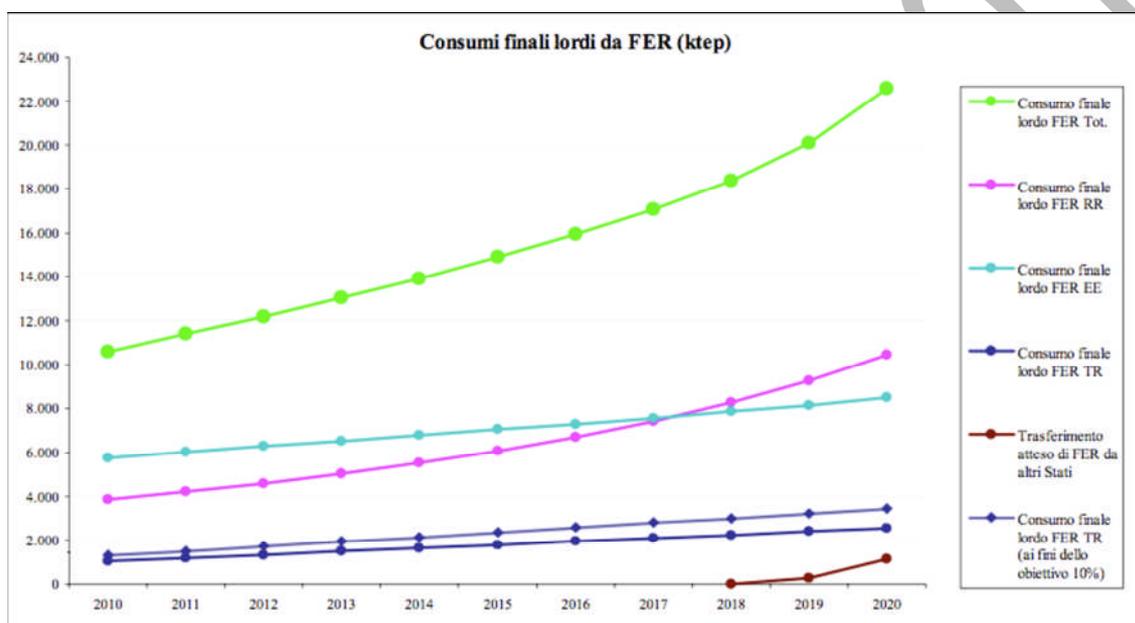


Figura 3: scenari di evoluzione della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia²⁵

Come consuetudine anche l’ENEA nel suo documento di analisi energetica ed ambientale (Rapporto Energia e Ambiente)²⁶ ha tracciato alcuni scenari che sono basati su un proprio modello²⁷. 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);

²⁵ PAN energie rinnovabili, reperibile su: http://www.energiaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf

²⁶ ENEA – Rapporto Energia e Ambiente, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>

²⁷ 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.

- ✓ 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 2009-2010²⁸ 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 DLgs 28/2011 e DM del 5 maggio 2011. L’analisi condotta prescinde da una valutazione 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 ENEA²⁹

%	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.

²⁸ 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>

²⁹ 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>

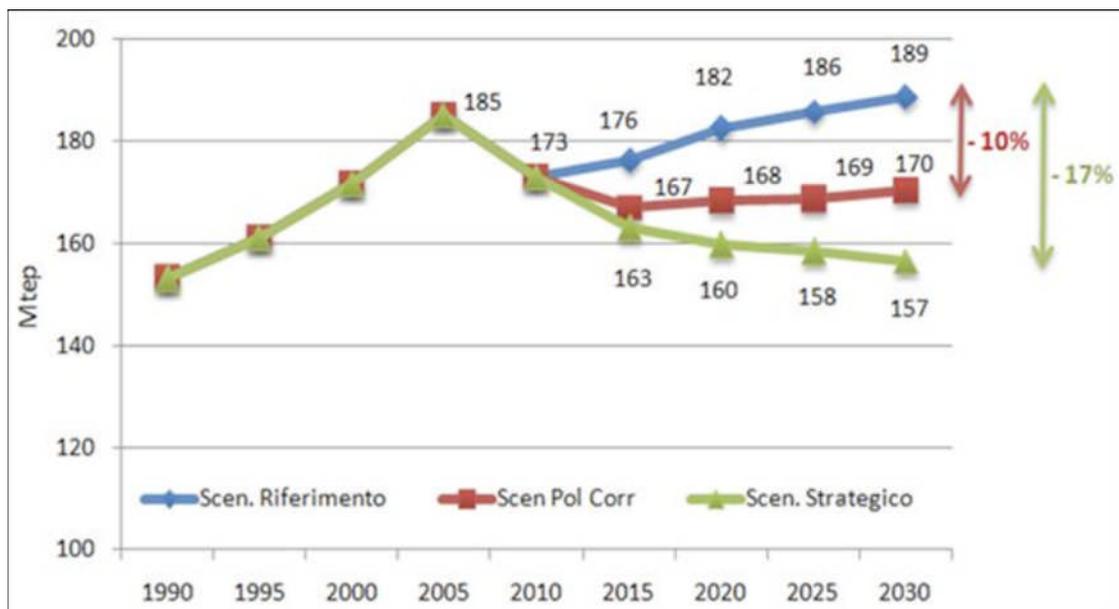


Figura 4: scenari di evoluzione del consumo di energia primaria in Italia³⁰

2.1.3 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.

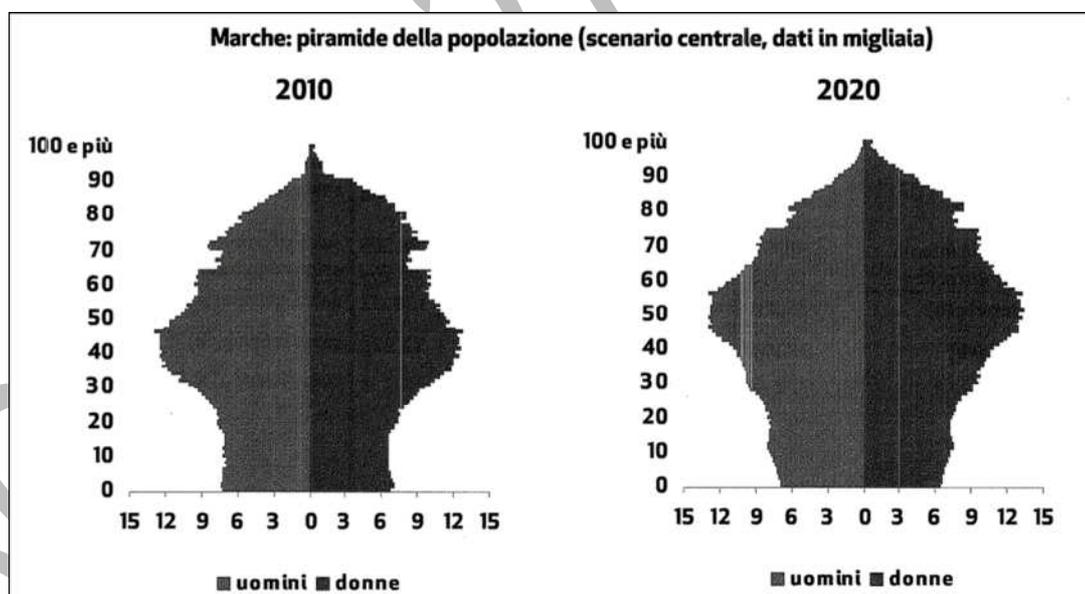


Figura 5: piramide della popolazione nelle Marche³¹

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

³⁰ 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>

³¹ PROMETEIA, Scenari Economie Locali, previsioni 2020 (febbraio 2012), Lo scenario della Regione Marche verso il 2020

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.

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. 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 6.

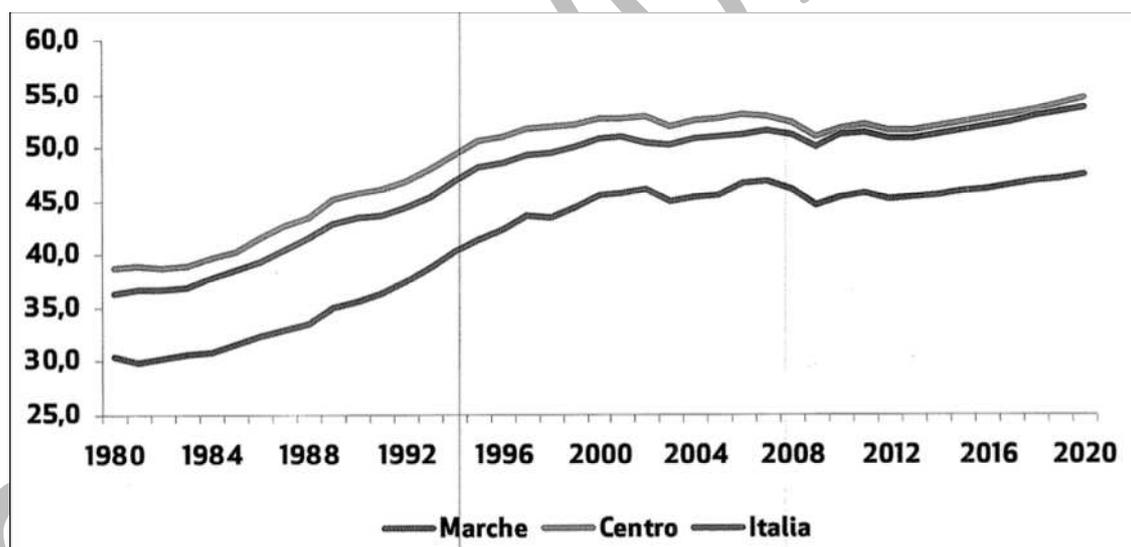


Figura 6: PIL per unità di lavoro [k€]³²

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

³² PROMETEIA, Scenari Economie Locali, previsioni 2020 (febbraio 2012), Lo scenario della Regione Marche verso il 2020

La tendenza è proseguita in maniera forte anche nell'anno 2009; alla fine di tale anno, infatti, il totale delle tonnellate-kilometro 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.

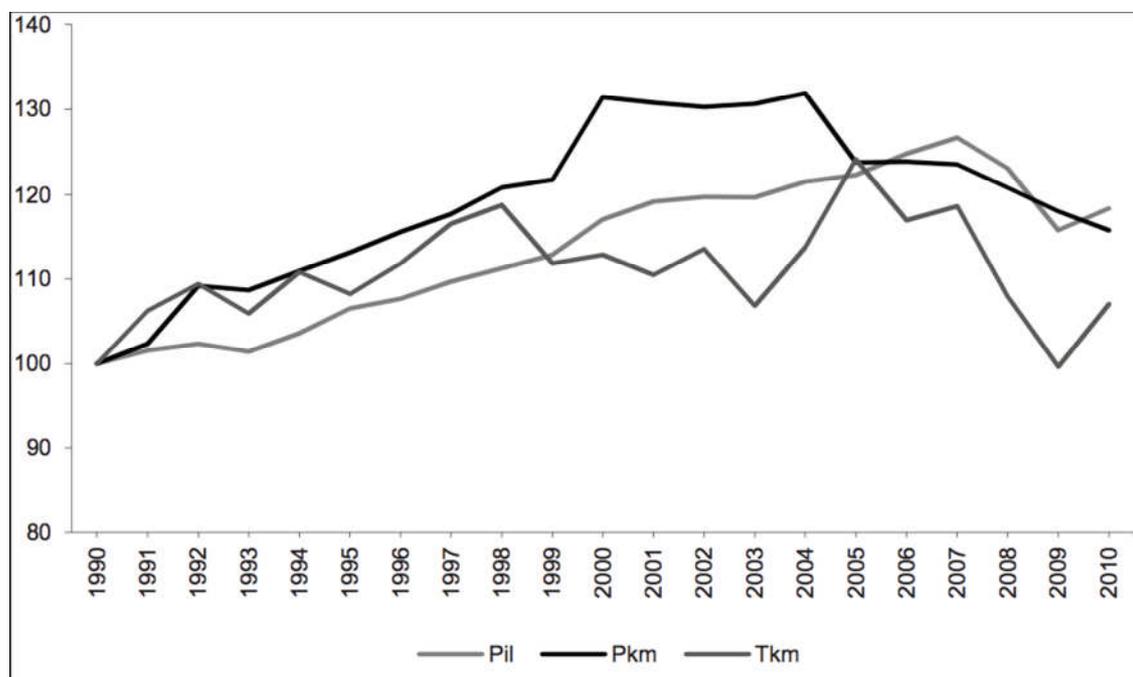


Figura 7: evoluzione della domanda di trasporto e prodotto interno lordo negli anni 1991-2010 (indici base 1990=100)³³,

Pil = prodotto interno lordo, Pkm = passeggeri-chilometro, Tkm=tonnellate-kilometro

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 8 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 9, invece, mostra invece 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.

Nel quadro di contesto che si sta tracciando è utile riportare una 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 Italia³⁴. 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.

³³ 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

³⁴ 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

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 10).

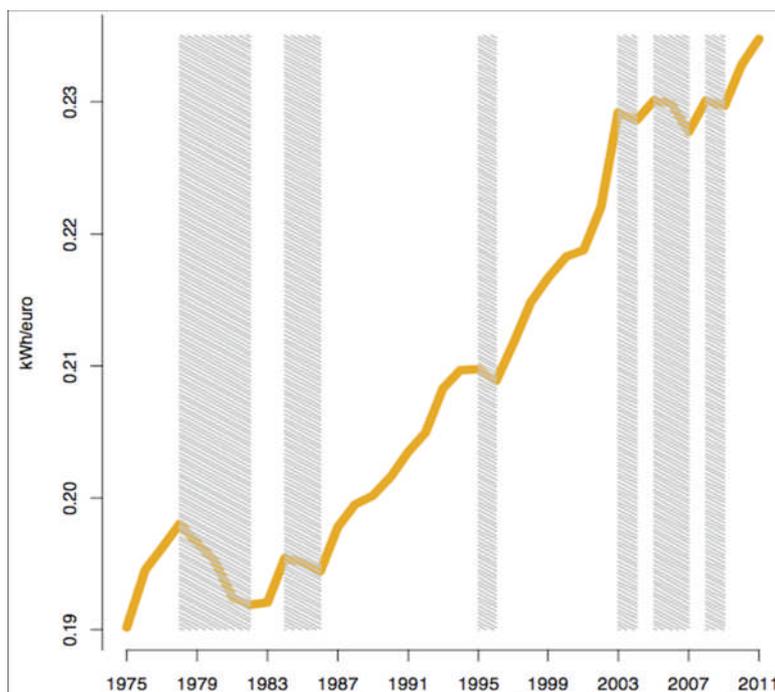


Figura 8: intensità elettrica in Italia espressa con l'indice kWh/€ PIL, anni 1975-2011³⁵

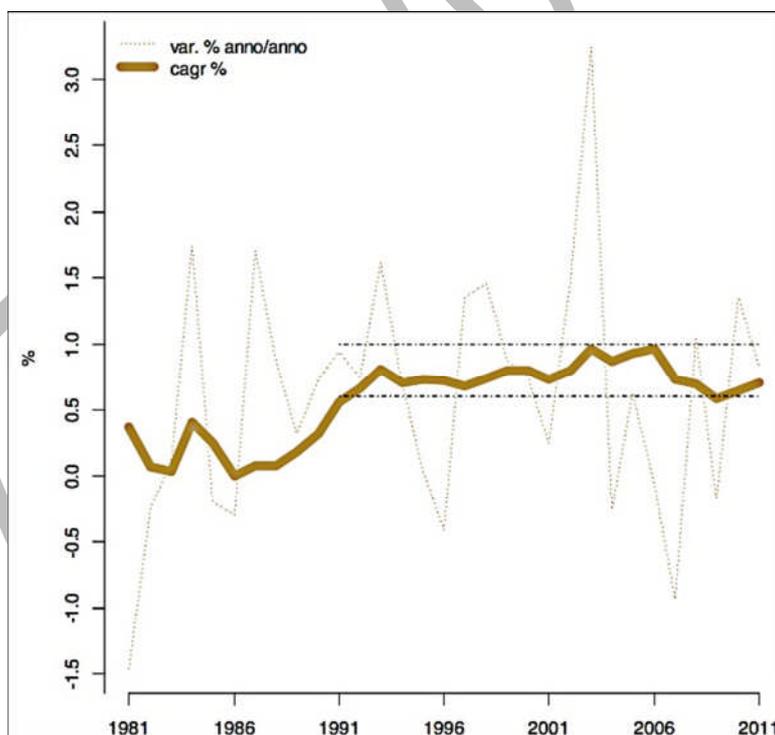


Figura 9: dinamica dell'intensità elettrica in Italia espresse come variazione anno su anno precedente e media sui dieci anni (cagr%) 1981-2011³⁶

³⁵ 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

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 28 dicembre 2012³⁷, cd. Conto Energia Termico 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.

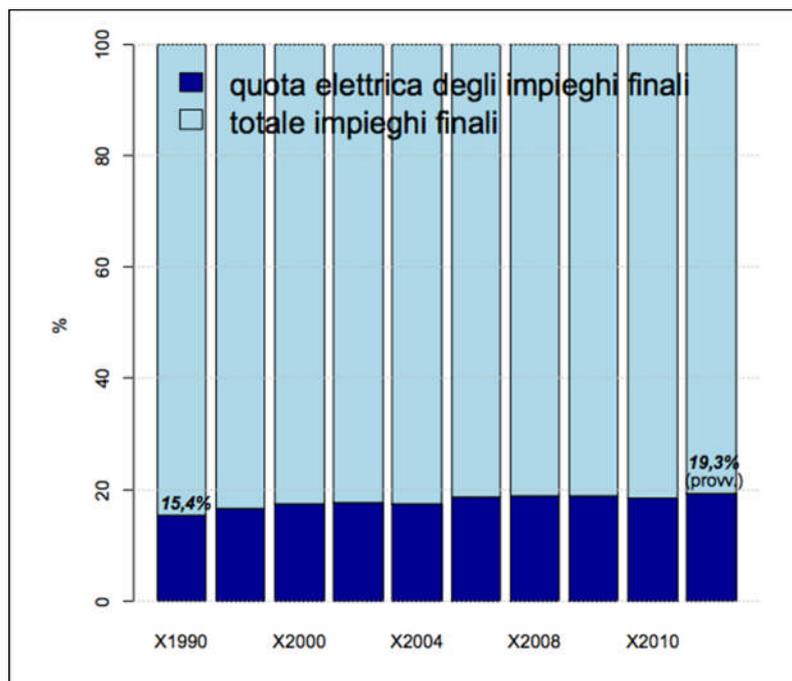


Figura 10: evoluzione degli impieghi finali elettrici sul totale impieghi in Italia³⁸

2.2 Aggiornamenti normativi

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

³⁶ 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

³⁷ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2012 "Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni", Pubblicato sulla GU del 2/01/2013 – serie generale n. 1 – supplemento ordinario n.1

³⁸ 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

Parlamento europeo e del Consiglio"³⁹, 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 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 afforestazione o riforestazione.

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.

A livello nazionale, il CIPE (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) nella seduta dell'8 marzo 2013 ha approvato il "Piano d'Azione Nazionale per la riduzione dei livelli di emissione di gas ad effetto serra", di aggiornamento del precedente Piano approvato con la delibera n. 132/2002 e modificato con la successiva delibera n. 135/2007. Il piano, che è in attesa di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, risponde agli impegni comunitari contenuti nella Decisione n. 406/2009/CE, ovvero, per l'Italia, la riduzione del 13% rispetto ai livelli del 2005, da raggiungere entro il 2020. Pertanto l'obiettivo perseguito dalle misure delineate dal Piano è centrare gli obiettivi UE di riduzione alle emissioni al 2020, attraverso azioni coordinate al fine di rispettare gli impegni UE sulla riduzione delle emissioni del 25% al 2020 (rispetto al 1990), proprio ai sensi della Decisione n. 406/2009/CE.

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".

Come indicato nel titolo, dall'adozione 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; l'obiettivo della Direttiva è quindi quello di istituire un quadro comune per la promozione del consumo di energia a partire da fonti rinnovabili.

³⁹ 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>

Come indicato nella sintesi ufficiale della direttiva⁴⁰, 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 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 e 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 alle energie prodotte da fonti rinnovabili nel settore dei 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 a 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 sono realizzati a partire da materie prime provenienti dall'interno o dall'esterno della Comunità. 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 2011, "Recante attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso razionale dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"

⁴¹.

⁴⁰ reperibile su: www.europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/en0009_it.htm

⁴¹ 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

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 e la riduzione del 20% dei consumi di energia entro il 2020 rispetto al 2005.

L'aumento della quota dei 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 § 2.2.4.

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, 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.

Secondo il quinto conto energia sarà possibile scegliere tra una tariffa onnicomprensiva 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 onnicomprensiva, occorre sommare al premio per l'autoconsumo anche il valore dell'energia risparmiata. Fatta tale considerazione il meccanismo dell'autoconsumo risulta decisamente conveniente. Gli incentivi cesseranno decorsi 30 giorni dalla data in cui verrà raggiunto un costo indicativo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro l'anno.

Il Decreto del 6 luglio si applica invece a tutti gli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, 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, biometano. Gli incentivi, a cui si può accedere in diverse modalità a seconda del tipo di impianto e di altri parametri, saranno erogati fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 5,8 miliardi di euro all'anno.

L'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili termiche (FER-C) è regolata nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2012, cosiddetto Conto Termico, pubblicato in G.U. il 2 gennaio 2013. 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 1 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.

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 recentissimo intervento⁴² le detrazioni del 55% sono state portate al 65%

⁴² 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

delle spese fino al 31 dicembre 2013 per tutti gli interventi precedentemente ricadenti nelle detrazioni 55% e fino al 30 giugno 2014 per interventi relativi a parti comuni di edifici condominiali; lo stesso provvedimento ha anche prorogato fino al 31 dicembre 2013 le detrazioni 50% per interventi di ristrutturazione edilizia in genere.

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 9/11⁴³ 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.

2.2.3 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 progressivamente 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).

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.

state successivamente reintrodotte con un emendamento al Senato della Repubblica. Quanto sopra riportato si riferisce, quindi, all'ultima stesura disponibile.

⁴³Delibera 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.

2.2.4 Il Burden Sharing

Il Burden Sharing (letteralmente: condivisione dell'onere) è il processo di regionalizzazione dell'obiettivo di 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.

Prima di entrare nel dettaglio delle disposizioni con le quali tale procedimento è stato implementato è necessario premettere la definizione di 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). Questo è molto importante perché 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 Rinnovabile" 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 per la precedente nell'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; infatti oltre a tutto quanto finora evidenziato si sottolinea anche 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 utilizzando fattori di conversione che tengono conto dell'efficienza media di conversione nell'area studiata⁴⁴. 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 4, Tabella 5 e Tabella 6.

⁴⁴ 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 4: traiettorie regionale e nazionale dei CFL (CFL-E, CFL-NON E e CFL-E + CFL-NON E) [ktep]⁴⁵

	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 5: traiettorie regionale e nazionale delle FER (FER-E, FER-C e FER-E + FER-C) [ktep]⁴⁶

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

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

Tabella 6: traiettorie regionale e nazionale del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL [%]⁴⁷

	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 ⁴⁸

⁴⁵ Allegato 1, D.M. 15 marzo 2012

⁴⁶ Allegato 1, D.M. 15 marzo 2012

⁴⁷ Allegato 1, D.M. 15 marzo 2012

⁴⁸ 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 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 Terna⁴⁹, per l'intervallo temporale 1996-2011.

Analizzando i consumi per l'anno 2011 è emerso un consumo pari a 7'339 GWh, con un aumento dei consumi negli ultimi 15 anni di circa il 30% e un aumento medio annuo pari al 2,3%. L'unico anno per cui si è registrata una riduzione dei consumi rispetto all'anno precedente è stato il 2008, in conseguenza della crisi economica; mentre negli ultimi 4 anni analizzati (2008-2011) i consumi si sono assestati su valori pressoché costanti.

Riguardo ai settori di consumo il settore che incide di più in Regione è quello industriale, con un consumo corrispondente al 42,8% dell'intero consumo regionale, nonostante una riduzione percentuale considerevole dal 1996 (quando era pari al 51%). A seguire il terziario con il 32,9%, il settore domestico con il 22,5% e il settore dell'agricoltura con l'1,8%.

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 2011 pari a 2'865 GWh, corrispondente al 39% dell'intero consumo regionale, seguita da Pesaro Urbino, Macerata, Ascoli Piceno e Fermo, con consumi rispettivamente del 21%, 19,4%, 12% e 8,7%.

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 4,83 MWh/abitante/anno del 2011, registrando un aumento percentuale pari al 33,6%.

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 1996 si nota che il consumo pro-capite nazionale era di gran lunga maggiore e pari a 4,33 MWh/abitante/anno, mentre i valori nazionali si avvicinano molto a quelli regionali nell'ultimo periodo (il consumo medio pro-capite nel 2011 è stato pari a 5,17 MWh/abitante/anno). Quindi l'aumento percentuale dei consumi pro-capite a livello nazionale ha subito un incremento di soli 19,5 punti percentuali che si discostano parecchio dai 33,6% di quelli regionali.

Confrontando i consumi pro-capite delle province marchigiane nel 2011 si registra il valore massimo nella Provincia di Ancona, pari a 5,95 MWh/abitante/anno, valore maggiore anche al corrispettivo nazionale; mentre il valore minimo viene registrato nella provincia di Fermo dove i consumi pro-capite si fermano a 3,57 MWh/abitante/anno, valore parecchio sotto la media regionale (di circa 1,30 MWh/abitante/anno) e nazionale (di circa 1,50 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 che provoca un aumento considerevole dei consumi nella Provincia di Ancona, rispetto alle altre Province.

Infatti, nel 2011 la Provincia di Ancona ha registrato un consumo pro-capite da settore industriale pari a 3,05 MWh/abitante/anno; notevolmente maggiore rispetto ai 1,52 MWh/abitante/anno di

⁴⁹ Terna, Direzione Relazioni Esterne e Comunicazione – Dati statistici in Italia, edizioni 1997 – 2012; tutti i dati sono reperibili sul sito www.terna.it, sistema elettrico, dati statistici.

Ascoli Piceno, ai 1,24 MWh/abitante/anno di Fermo, ai 1,78 MWh/abitante/anno di Macerata e i 1,63 MWh/abitante/anno di Pesaro Urbino. Negli altri settori i valori sono molto più allineati e pesano sul computo totale notevolmente meno rispetto ai consumi industriali.

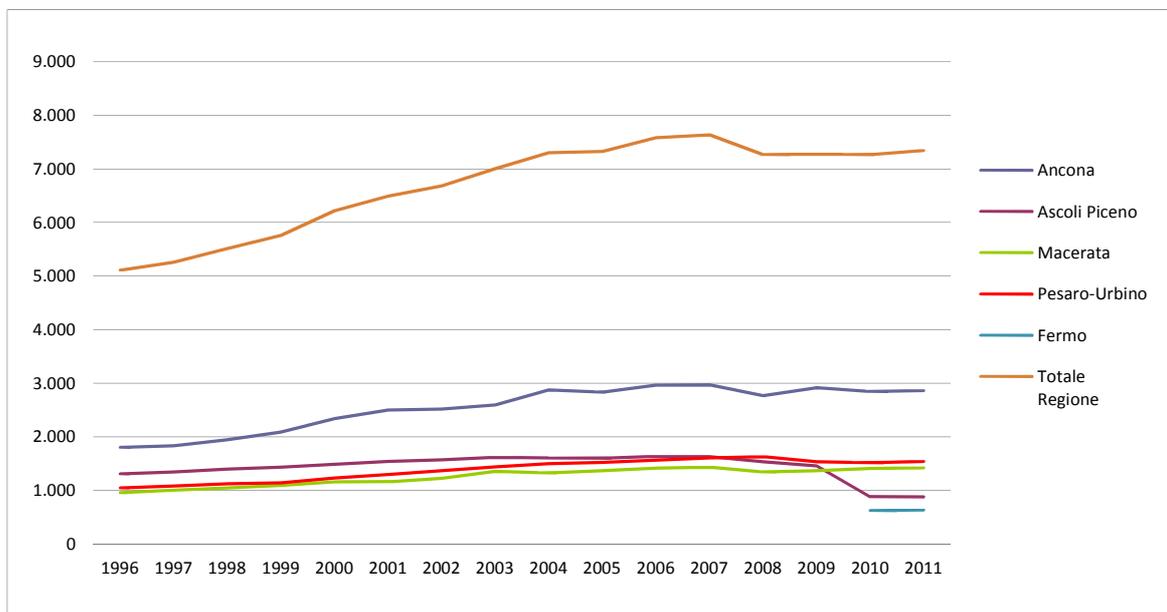


Figura 11: Consumo di energia elettrica nella Regione Marche (1996-2011) [GWh]⁵⁰

3.1.2 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.

Il consumo di gas naturale nella Regione Marche, nell'anno 2008, è stato di 1'460 milioni di Nm³, pari a circa 1'196 ktep, con un aumento del 93% rispetto al 1988 ed un aumento medio annuo del 3,3%.

Analizzando 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

⁵⁰ Fonte dati: Terna – statistiche annuali, reperibili su:

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

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.

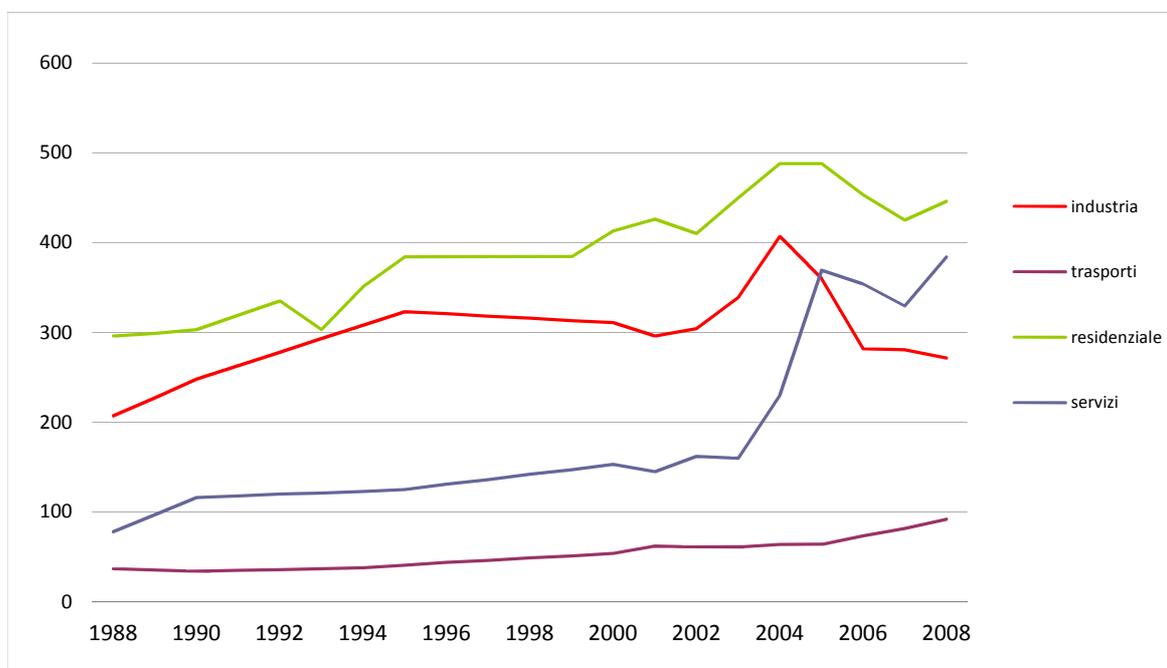


Figura 12: Consumo di gas naturale per categoria nella Regione Marche (1988-2008) [ktep]⁵¹

3.1.3 Consumi di Derivati del Petrolio

I prodotti petroliferi rappresentano la terza fonte energetica presa in considerazione; anche in questo caso i dati sono stati reperiti dai “Rapporti Energia Ambiente” dell’ENEA per quanto riguarda i consumi regionali.

Inoltre sono stati utilizzati i dati forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico per quanto concerne i consumi nazionali, per risalire ai consumi riferiti alla singola tipologia di carburante e per effettuare un confronto tra i consumi nelle diverse Province marchigiane.

Come per l’analisi dei consumi di gas naturale i dati sono disponibili fino al 2008, per cui non si presentano risultati per gli ultimi 4 anni.

Il consumo di derivati del petrolio nella Regione Marche, nell’anno 2008, è stato pari a 1’498 ktep, rispetto ai 1’473 ktep consumati nel 1988, senza dunque un aumento significativo dei consumi (1,7%).

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

⁵¹ Fonte dati: “Rapporti Energia Ambiente” dell’ENEA, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>

dove, al contrario, in Italia rappresenta il 65% dei consumi rispetto al 79% del territorio marchigiano.

Al fine di confrontare i consumi delle differenti tipologie di combustibili derivati dal petrolio, quali benzine, gasolio, GPL e olio combustibile, sono stati utilizzati i fattori di conversione indicati nella circolare del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 2 marzo 1992, n. 219/F, riportata in Tabella 7. I dati con dettaglio al singolo combustibile sono messi a disposizione dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Tabella 7: fattori di conversione⁵²

FATTORI DI CONVERSIONE	1 ton =
benzina	1,20 tep
gasolio	1,08 tep
olio combustibile	0,98 tep
GPL	1,10 tep

Nella Regione Marche il gasolio risulta essere il combustibile derivato dal petrolio maggiormente consumato, con un consumo pari al 68 % dell'intero consumo regionale. A seguire la benzina con un consumo pari al 21 % dell'intero consumo regionale, il GPL con il 6 % e l'olio combustibile con il 5 %.

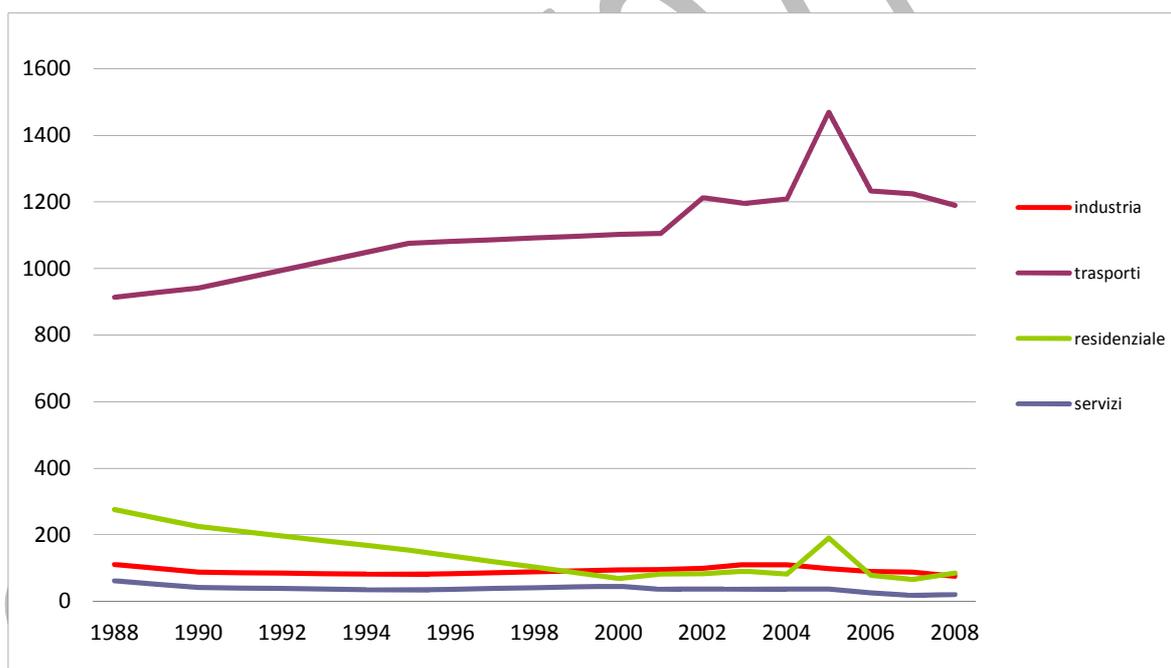


Figura 13: Consumo di derivati del petrolio per categoria nella Regione Marche (1988-2008) [ktep]⁵³

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%.

⁵² Circolare MICA del 2 marzo 1992, n. 219/F

⁵³ Fonte dati: "Rapporti Energia Ambiente" dell'ENEA, reperibili su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>

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 0,96 tep/abitante/anno del 2008, pur con una costanza dei valori negli ultimi tre anni considerati.

Confrontando il consumo pro-capite regionale con quello nazionale nel 2008 si nota che il valore della Regione Marche è minore rispetto al corrispondente dato nazionale. Infatti, per il 2008, si registra un valore di consumo pro-capite nazionale pari a 1,15 tep/abitante/anno a fronte dei 0,96 tep/abitante/anno della Regione Marche.

3.1.4 Sintesi dei consumi

In sintesi, i consumi regionali negli anni 2002, 2004, 2006 e 2008 evidenziano un aumento tra il 2002 e il 2004 e l'assestamento su valori circa costanti per gli anni successivi.

Il settore maggiormente dispendioso in Regione è stato quello dei trasporti in tutti e quattro gli anni analizzati, con consumi percentuali rispetto al totale di circa il 40%. Il secondo settore di consumo è stato quello industriale per gli anni 2002, 2004 e 2006 e quello domestico, che si mantiene sempre orientativamente al 20% dei consumi totali, per l'anno 2008.

Il settore terziario ha avuto un incremento graduale dei consumi dall'11% del 2002 al 18% del 2008, mentre il settore agricolo è quello meno dispendioso energeticamente per la Regione Marche con un consumo sempre al di sotto del 5% dei consumi totali.

Analizzando invece l'andamento dei consumi finali per fonte energetica (energia elettrica, gas naturale e derivati del petrolio) si è constatato che il consumo di energia elettrica è circa costante in termini percentuali rispetto all'intero consumo regionale e pari circa al 19%; si è riscontrato un decremento del 5% circa nei consumi di derivati del petrolio a favore del gas naturale che, di conseguenza, ha registrato un aumento del consumo percentuale dello stesso valore; i derivati petroliferi hanno rappresentato comunque la fonte energetica maggiormente consumata, corrispondente a circa il 45% nel 2008, con un consumo sempre intorno ai 1'500 ktep/anno; il gas naturale ha incrementato il suo peso nel computo totale dei consumi energetici passando dal 31% del 2002 al 36% del 2008, con un aumento da 939 ktep/anno a 1'197 ktep/anno.

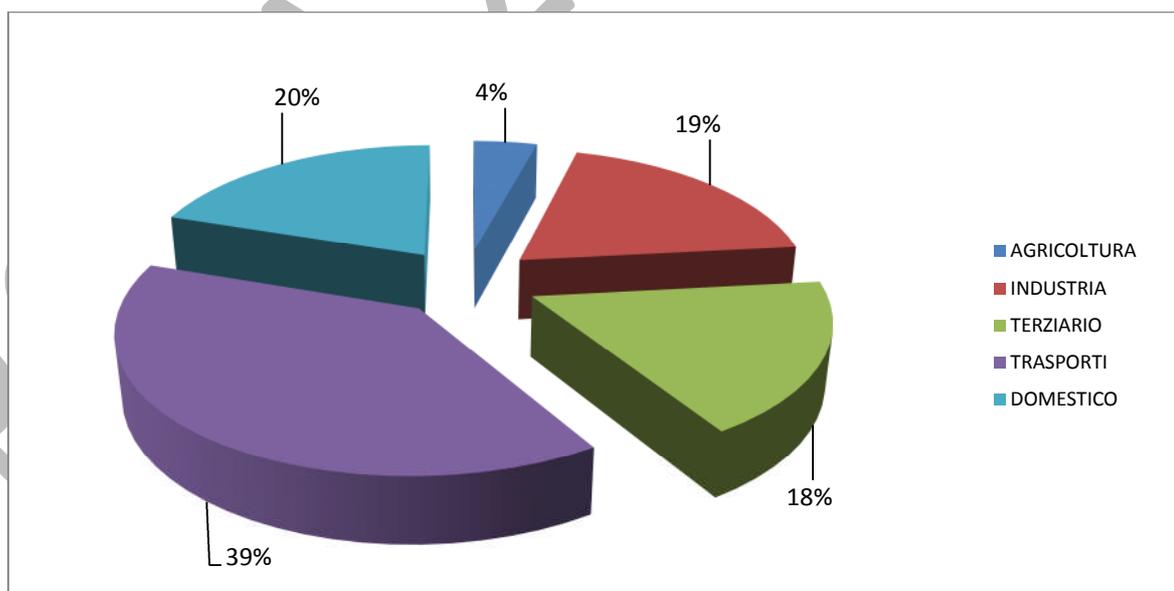


Figura 14: consumi energetici nei diversi settori nella Regione Marche all'anno 2008⁵⁴

⁵⁴ Fonte dei dati: per le fonti specifiche dei singoli dati fare riferimento all'allegato "Bilancio Energetico Regionale"; a titolo di sintesi si ricorda che i dati riguardanti i consumi di energia elettrica provengono dai

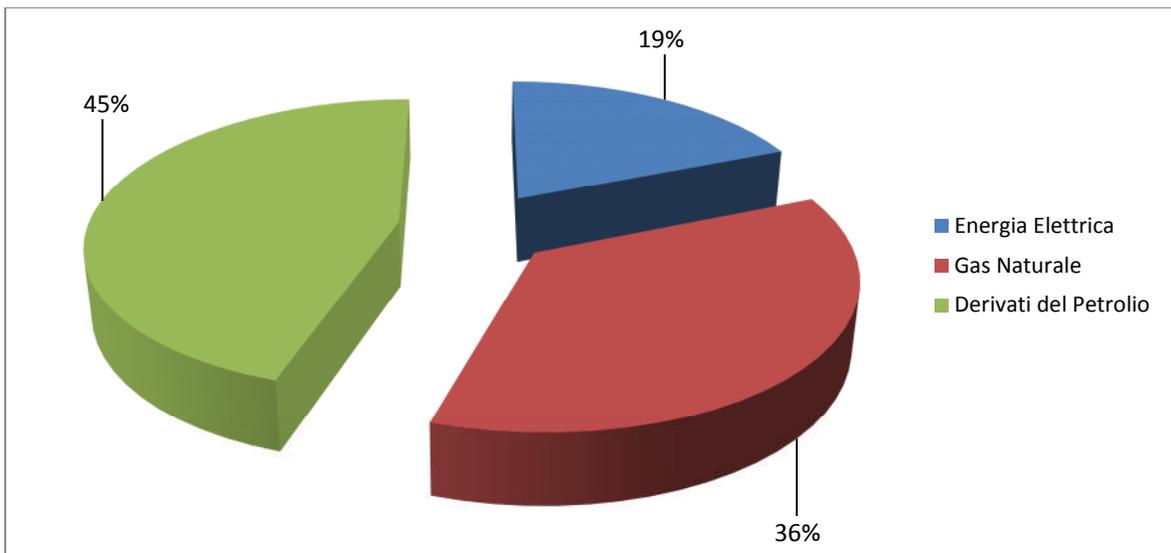


Figura 15: consumi finali delle diverse fonti energetiche nella Regione Marche all'anno 2008⁵⁵

3.2 Produzione di energia elettrica

I dati relativi all'energia elettrica discussi nel presente paragrafo provengono dai rapporti statistici di Terna⁵⁶; in alcuni casi, in particolare per le ripartizioni provinciali, i dati provengono da trasmissioni private di Terna alla Regione Marche.

La produzione di energia elettrica nella Regione Marche avviene principalmente tramite centrali termoelettriche, che, facendo riferimento ai dati del 2011, sono responsabili del 68% circa dell'intera produzione regionale di energia.

Il restante 32% è proveniente da fonti rinnovabili, più specificatamente il 12% da impianti idroelettrici, il 3% da impianti a biomasse e il 17% da impianti fotovoltaici.

È bene notare che la quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili è in notevole aumento soprattutto negli ultimi 3 anni, tant'è che la percentuale di energia proveniente dalle centrali termoelettriche si è ridotta dall'82% del 2009 al 68% del 2011, con corrispondente aumento della quota relativa alle rinnovabili, che passa dal 18% del 2009 al 32% del 2011.

Tale andamento è dovuto principalmente all'enorme aumento di energia prodotta da impianti fotovoltaici, dove la produzione è passata da 36 GWh del 2009 a 658 GWh del 2011 e meno all'aumento di produzione da impianti a biomasse, dove la produzione è passata dai 61 GWh del 2009 ai 102 GWh del 2011. La produzione da impianti idroelettrici, a differenza delle altre fonti rinnovabili, ha avuto una riduzione di produzione dai 641 GWh del 2009 ai 446 GWh del 2011.

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 i dati riguardanti le produzioni provinciali di energia da centrali termoelettriche per il periodo temporale 2000-2011.

documenti "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. I dati riguardanti, invece, i consumi di derivati del petrolio e gas naturale provengono dalle schede regionali dei "Rapporti Energia e Ambiente" redatti da ENEA (<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1>).

⁵⁵ Fonte dei dati: vedere nota precedente

⁵⁶ 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

L'energia elettrica prodotta nelle Marche nel 2011 da fonti fossili è stata pari a 2'589 GWh⁵⁷. Considerando l'andamento dall'anno 2000, si è registrato un aumento delle produzioni addirittura pari al 237%. Infatti, la produzione nel 2000 è stata pari a 767 GWh. Ad ogni modo, l'aumento considerevole di produzione c'è stato soprattutto dal 2000 al 2004 dove la produzione è passata dai 767 GWh del 2000 ai 3'577 del 2004, per poi mantenersi su valori pressoché costanti fino al 2010 (con il picco di produzione registrato nel 2007 e pari a 3'609 GWh), fino ad una riduzione del 27 % delle produzioni registrata nel 2011 rispetto all'anno precedente.

L'analisi delle distribuzioni delle produzioni nelle diverse province marchigiane ha evidenziato quanto segue:

- ✓ La produzione di energia elettrica da impianti di generazione da fonti fossili nella Regione Marche avviene quasi interamente nella Provincia di Ancona che, grazie alle tre grandi centrali presenti nel suo territorio (API, Jesi Energia e ENEL Camerata Picena), ha prodotto nell'anno 2011 il 94,7% circa dell'energia proveniente da combustibili fossili dell'intero territorio regionale, corrispondente a 2'451 GWh.
- ✓ Il restante 5,5% di produzione si è distribuito nelle restanti province in questo modo: l'1 % ad Ascoli Piceno (26 GWh), il 2,8 % a Macerata (72 GWh), l'1,1 % a Pesaro Urbino (28 GWh) e lo 0,5 % a Fermo (12 GWh).
 - La distribuzione di tali percentuali nell'arco di tempo considerato (2000-2011) è stata grossomodo costante.
- ✓ Osservando l'andamento delle produzioni provinciali si può osservare che Ancona segue l'andamento di produzione della Regione Marche precedentemente descritto essendo la principale (e quasi totale) produttrice, Ascoli Piceno ha avuto un picco di produzione nel 2009 con 77 GWh di produzione per poi tornare su valori vicini alla media di periodo, Macerata ha mantenuto circa costante nel periodo considerato la produzione intorno ai 60 GWh, Pesaro Urbino ha incrementato notevolmente le produzioni dal 2007 al 2011 passando da 4 GWh di produzione a 28, Fermo ha mantenuto circa costante la sua produzione intorno ai 10 GWh annuali.

3.2.1.1 Impianti di cogenerazione

I dati riguardanti le centrali termoelettriche a cogenerazione presenti nella regione Marche sono stati reperiti dalla banca dati di Terna, che fornisce dati riguardanti il numero di impianti e la relativa potenza e la distribuzione territoriale degli stessi nelle province marchigiane.

Il numero di impianti presenti nel territorio regionale nel 2011 è pari a 77, con un aumento di ben 23 impianti rispetto al 2010. Presumibilmente la taglia di tali impianti è piccola dato che la potenza installata aumenta solo di 5 MW, passando da 612 MW installati del 2010 a 617 MW. Tale valore è all'incirca costante nel periodo considerato e non segue quasi mai l'andamento della produzione regionale di energia.

L'analisi precedente sulle produzioni di energia che ha evidenziato che la provincia di Ancona produce la quasi totalità dell'energia proveniente da combustibili fossili nella Regione.

Analizzando il numero di impianti e la potenza si nota che la precedente considerazione è dovuta non tanto al numero maggiore di impianti quanto alla taglia degli stessi.

Infatti:

- ✓ Ancona registra nel 2011 una potenza installata pari a 583 MW, con una taglia media di impianto pari a 17 MW. Scorporando da questo calcolo le tre grandi centrali presenti nella provincia di Ancona (API, Jesi Energia e ENEL Camerata Picena) rispettivamente di taglia 188 MW, 125 MW e 104 MW, la taglia media degli impianti cogenerativi nella provincia anconetana si abbassa notevolmente fino a circa 5 MW, rimanendo comunque molto superiore rispetto alla media delle altre province marchigiane.

⁵⁷ Circa tale valore il dato potrebbe contenere anche una quota effettivamente proveniente da biomasse in quanto Terna le include nelle fonti fossili.

- ✓ Infatti, le altre province marchigiane hanno una taglia media di impianto che si aggira intorno a 1 MW.
- ✓ Analizzando l'andamento della taglia media di impianto dal 2003 in poi, si nota che è aumentato notevolmente il numero di impianti di piccola taglia. Basta osservare che nella provincia di Ancona gli impianti di cogenerazione (escluse le grandi centrali) avevano una taglia media di 13 MW nel 2003 per arrivare ai 5 MW del 2011.

3.2.2 Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nella Regione Marche proviene esclusivamente da tre fonti: idroelettrico, solare fotovoltaico e biomasse. Infatti la produzione da impianti eolici è praticamente nulla.

Come precedentemente accennato, la produzione da fonti rinnovabili nel 2011 è stata pari a 1'207 GWh, corrispondente al 32% dell'intera produzione regionale di energia elettrica.

Considerato che nel 2009 la produzione era del 18% è evidente come negli ultimi anni l'energia rinnovabile stia assumendo un ruolo sempre più decisivo nel territorio regionale.

L'andamento delle produzioni da fonti rinnovabili è in notevole aumento, eccetto per la fonte idroelettrica il cui andamento invece mostra continue variazioni in aumento e in riduzione.

Occorre evidenziare, infatti, che la produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica è fortemente connessa all'andamento del regime pluviometrico annuale.

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.

La fonte dei dati sulle produzioni è stata in questo caso il Simeri⁵⁸ del GSE, che ha fornito per il periodo 2005-2011 l'energia prodotta annualmente, il numero, la distribuzione e la produzione annuale di impianti all'interno del territorio marchigiano.

La produzione di energia "idroelettrica" nel 2011 è stata pari a 446 GWh, corrispondente al 12% dell'intera produzione di energia regionale e al 37% dell'energia proveniente da fonti rinnovabili.

Tale percentuale è decaduta notevolmente negli ultimi due anni, basti pensare che nel 2010 l'idroelettrico rappresentava per il 16% le produzioni regionali di energia e addirittura per il 79 % quelle di provenienza rinnovabile. L'abbattimento di tale percentuale è rintracciabile in due motivi principali:

- ✓ una riduzione del 37% di produzione di energia idroelettrica, passata dai 708 GWh del 2010 ai 446 GWh del 2011;
- ✓ un notevole aumento della produzione dalle altre due fonti rinnovabili, dai 190 GWh di produzione del 2010 ai 761 GWh del 2011.

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 207 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 può essere un fenomeno sporadico ed è possibile che nel 2012 si torni 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.

⁵⁸ SIMERI è il sistema italiano per il monitoraggio statistico delle energie rinnovabili: Elettricità, Riscaldamento - Raffreddamento e Trasporti. Permette di seguire l'evoluzione dei consumi soddisfatti con le fonti rinnovabili attraverso "cruscotti" interattivi. Nelle sezioni documentali sono reperibili tutti i riferimenti informativi. SIMERI consente di monitorare lo stato di raggiungimento dell'obiettivo nazionale del 17% al 2020 imposto dalla direttiva UE 28/2009. 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).

Analizzando le produzioni provinciali nel 2011 si nota che la Provincia più produttiva in termini di produzioni da idroelettrico è quella di Ascoli Piceno, con una produzione pari a 213 GWh, corrispondente al 48% dell'intera produzione regionale. Di seguito troviamo Macerata con il 33%, Pesaro Urbino con il 12%, Fermo e Ancona con il 3% circa.

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 e all'incirca equivalenti a quanto descritto per il 2011.

Analizzando anche in questo caso i dati relativi agli impianti presenti nel territorio, nel 2011 si registrano 129 impianti idroelettrici nel territorio marchigiano, in aumento costante dal 2005 quando gli impianti presenti erano 94. La potenza installata in Regione è pari a 239 MW. La taglia media di impianto regionale è pari a 1,8 MW, in leggero calo rispetto agli anni precedenti.

La Provincia che presenta il maggior numero di impianti è Macerata con 46 impianti idroelettrici, seguita da Ascoli Piceno con 32, Ancona con 22, Pesaro Urbino con 15 e Fermo con 14.

La Provincia che presenta la maggior potenza installata è Ascoli Piceno con 112 MW, seguita da Macerata con 80, Pesaro Urbino con 31, Ancona con 8 e Fermo con 7.

Di conseguenza la Provincia che presenta gli impianti di taglia media maggiore è Ascoli Piceno con 3,5 MW, seguita da Pesaro Urbino con 2,1, Macerata con 1,7 MW, Fermo con 0,5 MW e Ancona con 0,4 MW.

3.2.2.2 Solare fotovoltaico

Anche i dati riguardanti il solare fotovoltaico sono stati reperiti dal Simeri⁵⁹ che ha fornito i dati dal 2005 al 2011 riguardanti l'energia prodotta da impianti fotovoltaici, il loro numero e la potenza nelle diverse province della Regione Marche.

La produzione di energia elettrica dal fotovoltaico nel 2011 è stata pari a 658 GWh, corrispondente al 17% dell'intera produzione regionale e al 55% dell'energia proveniente da fonti rinnovabili. Tale percentuale è aumentata enormemente negli ultimi tre anni esaminati, considerando che il fotovoltaico rappresentava nel 2009 solo l'1% dell'intera produzione regionale e il 5% di quello di provenienza rinnovabile.

Analizzando le produzioni provinciali si nota che la provincia maggiormente produttiva nel 2011 è stata Macerata con il 31% delle produzioni, seguita da Ancona con il 30%, Pesaro Urbino con il 19%, Fermo con il 10% ed Ascoli Piceno con il 9%.

Il numero di impianti presenti in Regione è passato dai 330 del 2007, ai 2'820 del 2009, fino ai 12'048 del 2011 con un aumento addirittura del 327 % nell'ultimo triennio. La potenza installata è passata dai 62 MW del 2009 ai 787 MW del 2011, con un aumento percentuale addirittura maggiore a quello del numero di impianti e pari al 1169%. Di conseguenza la taglia minima di impianto passa dai 22 kW del 2009 a 65 kW nel 2011.

La provincia con il maggior numero di impianti è quella di Ancona con 3'901 impianti, seguita da Macerata con 2'728, Pesaro Urbino con 2'669, Ascoli Piceno con 1'509 e Fermo con 1'241 impianti. È Macerata però la provincia con la potenza installata maggiore e pari a 243 MW a cui corrisponde una taglia media di impianto di 89 kW, seguita da Ancona con 211 MW e taglia media di impianto di 54 kW, Pesaro Urbino con 171 MW e taglia media di impianto di 64 kW, Fermo con 83 MW e taglia media di impianto di 67 kW ed Ascoli Piceno con 78 MW e taglia media di impianto di 51 kW.

3.2.2.3 Biomasse

I dati sulle produzioni di energia elettrica da impianti a biomasse sono stati reperiti anch'essi dalla banca dati Simeri⁶⁰ che ha fornito le produzioni annuali e i dati relativi al numero e alla potenza degli impianti, il tutto con dettaglio provinciale e per il periodo di tempo che va dal 2005 al 2011.

⁵⁹ 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).

⁶⁰ 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).

Nell'ultimo quinquennio l'inversione del trend di aumento costante dei consumi di energia e che le Marche hanno registrato fino al 2006 è stato compensato da diversi fattori (tra cui la diminuzione della produzione nella centrale di Jesi Energia e l'altalenante apporto dell'idroelettrico) e quindi il dato di medio periodo non subisce nessuna variazione sostanziale.

La situazione economica nazionale che ha provocato la riduzione progressiva della produzione della centrale di Jesi Energia verosimilmente provocherà la sua messa a riposo con conseguente cessazione temporanea della produzione, intanto che anche la centrale IGCC di API è sottoposta nel 2012-13 a fermo per la riconversione da gas di sintesi a gas naturale.

Il combinato disposto di questi effetti è in parte contrastato dal consistente aumento della produzione delle rinnovabili (fotovoltaico e biomasse), dimodoché nel prossimo futuro è lecito attendersi una sostanziale conferma della stabilità del deficit intorno al 50%.

La ricaduta di questo andamento del deficit elettrico e gli eventuali interventi per contenerlo sono ampiamente discussi nel capitolo della Strategia Energetica Regionale, ma è bene precisare che questo deficit diventa un aspetto del tutto marginale nell'analisi del contesto nazionale, caratterizzato da una manifesta sovraccapacità produttiva evidenziata in maniera netta nella Strategia Energetica Nazionale⁶².

⁶² 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, 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.

4.1.1 Efficienza energetica in edilizia

L'aggiornamento legislativo nazionale, con l'adozione dei D.lgs 192/05⁶³ e 311/06⁶⁴ e dei successivi decreti del 2009, ha portato a un abbassamento significativo dei valori limite richiesti per le nuove costruzioni e le ristrutturazioni, richiedendo inoltre dal 2009 l'attestato di qualificazione o certificazione come strumento di controllo e verifica delle prestazioni.

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 (i valori limiti prevedevano 3 step: 2006-2008-2010) 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.

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. Nel caso di nuove costruzioni è stata richiesta la verifica delle prestazioni globali dell'edificio, con il calcolo dell'**indice di prestazione energetica globale (Epgl)**, dell'**indicatore di prestazione energetica per la climatizzazione invernale (Epi)**, dell'**indicatore di prestazione energetica per il raffrescamento estivo dell'involucro edilizio (Epe, invol)**, e dell'**indice di prestazione energetica per la produzione dell'acqua calda sanitaria (Epacs)**⁶⁵. L'obbligo di certificazione energetica, entrato in vigore con il Decreto del 26 giugno 2009⁶⁶, è richiesto nei casi di nuova costruzione, compravendita e locazione e, oltre a essere un documento obbligatorio che porta l'acquirente o i

⁶³ 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

⁶⁴ 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)

⁶⁵ Decreto Ministeriale 26/6/2009 – Ministero dello Sviluppo Economico Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici (G.U. 10/7/2009 n. 158 – in vigore dal 25/7/2009)

⁶⁶ Decreto 26 giugno 2009 Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici. (09A07900) (G.U. n. 158 del 10-7-2009)

diversi soggetti a conoscenza delle caratteristiche energetiche, è stato notevolmente utilizzato come strumento commerciale e di promozione della qualità energetica degli edifici. Tale fattore ha spinto gli operatori del settore e i committenti a investire in efficienza ben oltre il limite di legge, determinando in diversi casi edifici energeticamente più efficienti rispetto ai limiti imposti da legge.

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

Da un campione di certificazioni energetiche (790), 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 edilizia⁶⁷. 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.

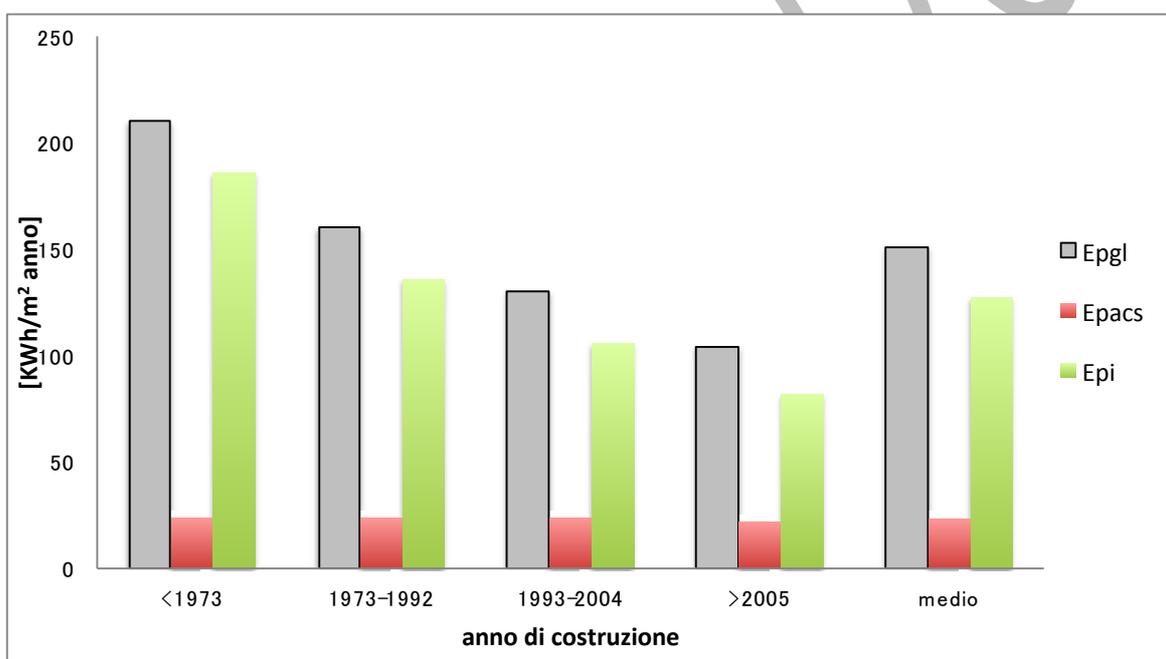


Figura 17: Media degli indicatori di prestazione energetica per fascia temporale di costruzione⁶⁸

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

⁶⁷ elaborazione effettuata su un campione di dati dal protocollo regionale certificazioni energetiche edifici, reperibile su: <http://ace.regione.marche.it/>

⁶⁸ elaborazione effettuata su un campione di dati dal protocollo regionale certificazioni energetiche edifici, reperibile su: <http://ace.regione.marche.it/>

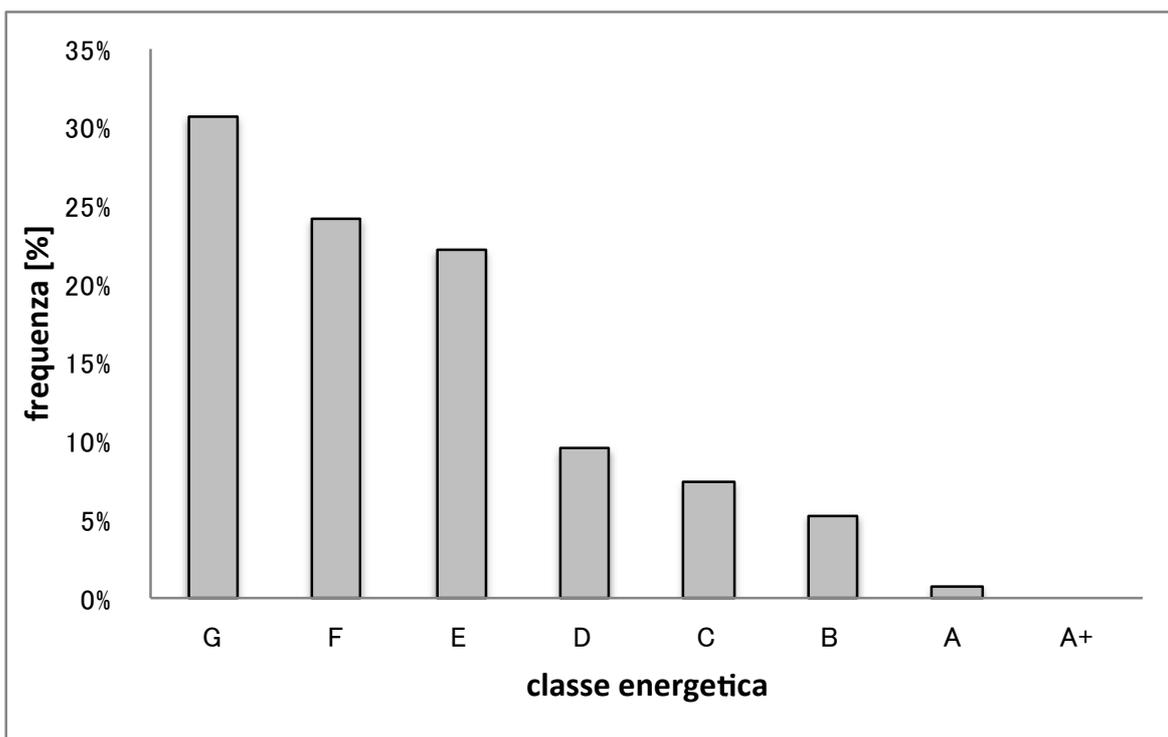


Figura 18: Distribuzione delle classi energetiche in un campione di edifici certificati⁶⁹

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.

Al fine di facilitare il processo e il controllo, la Regione Marche ha elaborando un sistema informatico di accatastamento delle certificazioni energetiche: una volta entrato in funzione il database vigerà l'obbligo di trasmissione telematica alla Regione degli Attestati di Certificazione Energetica in formato digitale.

Dal Rapporto annuale sull'efficienza energetica dell'Enea 2011⁷⁰ si può estrapolare un interessante aspetto riguardante il contributo che i decreti sull'efficienza energetica degli edifici hanno avuto per il raggiungimento degli obiettivi nazionali per l'anno 2016 stabiliti dal Piano di azione per l'efficienza energetica 2011⁷¹. Il dato è riferito al territorio nazionale evidenzia come a tali interventi sia imputabile una parte sostanziale (40%) del risparmio energetico ottenuto dalle politiche nazionali per l'efficienza energetica degli ultimi anni. (TEE, detrazioni 55%, detrazioni 20%, EcoAuto).

⁶⁹ elaborazione effettuata su un campione di dati dal protocollo regionale certificazioni energetiche edifici, reperibile su: <http://ace.regione.marche.it/>

⁷⁰ Enea - Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2011, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/edizioni-enea/2013/rapporto-annuale-efficienza-energetica-2011>

⁷¹ <http://www.energiaenergetica.enea.it/politiche-e-strategie-1/l-efficienza-energetica-in-italia-3/piani-e-strategie/il-piano-d-azione-per-l-efficienza-energetica-2011.aspx>

4.1.1.1 Fonti rinnovabili per gli edifici

Il D.lgs 28/2011⁷² 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
Tale passo in avanti legislativo, introdotto per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza richiesti dalla Comunità Europea, comporta a una riduzione sostanziale dei consumi negli interventi dove viene applicato. Inoltre tale verifica determina una notevole spinta verso l'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) a coprire il fabbisogno dell'edificio. Il Decreto prevede percentuali di copertura da fonti rinnovabili ancora più elevate dal 2014 e dal 2017.

4.1.1.2 Detrazioni fiscali 55%

Per quanto riguarda le politiche incentivanti, prima fra tutte l'applicazione del 55% per le ristrutturazioni, dal 2007 al 2012 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%⁷³ 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 8: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2007 – [MWh]⁷⁴

	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

⁷² 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)

⁷³ 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>

⁷⁴ 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 9: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2008 – [MWh]⁷⁵

	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 10: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2009 – [MWh]⁷⁶

	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 11: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2010 – [MWh]⁷⁷

	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

⁷⁵ 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

⁷⁶ 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

⁷⁷ 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 12: risultati delle "detrazioni 55%" per l'anno 2011 – [MWh]⁷⁸

	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

4.1.1.3 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. Tale strumento ha trovato applicazione all'interno di bandi e leggi incentivanti. L'applicazione più importante è stata con la L.R. 22/2009 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 13: dati riassuntivi di applicazione del Protocollo Itaca nella versione sintetica⁷⁹

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] ⁸⁰	24,38
Ep acs medio (residenziale) [kWh/m ²]	9,20
Ep gl medio (residenziale) [kWh/m ²]	33,58
CO2 media (residenziale) [kgCO ₂ /m ²]	14,45

⁷⁸ ENEA - 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>

⁷⁹ 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

⁸⁰ gli indici di prestazione sono definiti al paragrafo 4.1.1

Tabella 14: dati riassuntivi di applicazione del Protocollo Itaca nella versione completa⁸¹

Certificazioni Itaca completo	
numero totale di edifici	14
Punteggio Itaca sintetico medio	2,61
Epi medio (residenziale) [kWh/m ²] ⁸²	25,23
Ep acs medio (residenziale) [kWh/m ²]	9,34
Ep gl medio (residenziale) [kWh/m ²]	34,57
CO2 media (residenziale) [kgCO ₂ /m ²]	11,22

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

Tabella 15: 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 2010⁸³

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

Il Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica (RAEE) del 2011⁸⁴, fornisce per la Regione Marche i risultati ottenuti attraverso l'utilizzo dei Certificati Bianchi. Il risparmio in energia elettrica ottenuto attraverso l'immissione di tali titoli è stato di 67'153 tep, di cui 43'749 attribuibili alla sostituzione di ben 356'235 lampadine.

⁸¹ Regione Marche – elaborazione dati dal registro dei certificati previsto dalla Delibera della Giunta Regionale n. 1689 del 19/12/2011

⁸² gli indici di prestazione sono definiti al paragrafo 4.1.1

⁸³ Enea - Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2011, reperibile su: <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/edizioni-enea/2013/rapporto-annuale-efficienza-energetica-2011>

⁸⁴ vedi nota 78

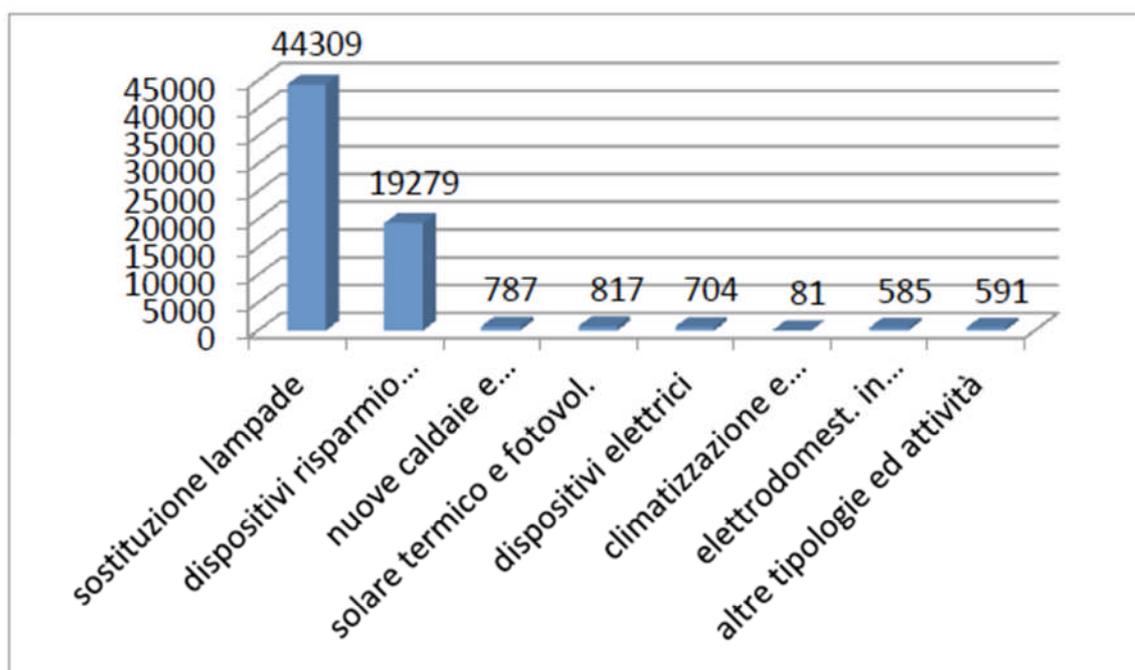


Figura 19: Risparmio di energia nella Regione Marche ottenuto attraverso l'immissione di Certificati Bianchi⁸⁵

Tabella 16: dati riassuntivi circa i risultati ottenuti tramite i certificati bianchi nella Regione Marche⁸⁶

	totale [tep]	%
energia elettrica	46.625	67,94
gas metano	20.937	31,18
altro combustibile	591	0,88
TOTALE	67.153	

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, al di là 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, che continua a vedere assente l'eolico, il cui mancato sviluppo è stato compensato dall'evoluzione straordinaria del fotovoltaico. Nei paragrafi che seguono vengono esaminate le diverse fonti.

⁸⁵ vedi nota 78

⁸⁶ vedi nota 78

4.2.1.1 Idroelettrico

L'energia da fonte idroelettrica è una risorsa rinnovabile storica per l'intera 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 2011 mostrano un aumento sensibile del numero degli impianti idroelettrici, che sono passati da 96 a 129, ma non è altrettanto importante il conseguente aumento della potenza installata, che infatti è cresciuta di soli 20 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 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 sei 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.

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 in qualche modo 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.

4.2.1.2 Bioenergie

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

Nello specifico di questa analisi le bioenergie sono definite innanzitutto dal 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.

Sicuramente esiste già un importante contributo delle bioenergie anche in termini di energia termica, ma esso è finora sempre rimasto fuori da qualunque computo; una delle novità introdotte dal Burden Sharing è proprio la necessità di quantificare questo contributo e di introdurlo a tutti gli effetti nei bilanci; tale argomento è discusso in una diversa sezione del presente aggiornamento e non viene qui affrontato.

Per quel che riguarda il perimetro appena tracciato nel periodo 2006-2011 si rileva una situazione in importante e costante evoluzione che ha visto la potenza installata passare da 10 a 24 MW, con un numero di unità produttive che è salito da 9 a 33 complessive.

Per quanto riguarda l'energia tali impianti offrono 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 quasi-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.

Per quanto riguarda la produzione di energia, dal 2006 al 2011 essa è più che raddoppiata, passando da 44 GWh a 103 GWh.

A quanto appena esposto sono da aggiungere due importanti note: la prima è che 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, gli anni più recenti hanno visto un importante sviluppo di impianti di digestione anaerobica, in particolare accoppiati ad attività agricole e di allevamento. La seconda nota riguarda il fatto che nell'anno 2012 vi sono elementi per pronosticare una crescita rilevante degli impianti per la produzione di energia

elettrica da biogas, il che porta a pensare che i numeri del 2011 cresceranno in maniera rilevante nel consuntivo del 2012.

4.2.1.3 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, infatti, mostrano un andamento di tipo esponenziale nel triennio 2009-2011. Anche l'anno 2012 presenta crescita rilevanti, ma non si dispone di dati consolidati al riguardo, pertanto non è possibile includerlo nell'analisi.

Per quanto riguarda gli andamenti, all'anno 2008 si sono avuti i primi segnali dello sviluppo di questa fonte, ma le potenze installate e l'energia prodotta erano pressoché ininfluenti ai fini complessivi. Già l'anno successivo, invece, si raccoglie un dato consuntivo di potenza fotovoltaica complessivamente installata nella regione Marche pari a circa 62 MW, su un numero complessivo di 2'820 impianti. L'anno dopo la potenza sale a 184 MW su 5'769 impianti. Nell'anno 2011 il numero sale ancora molto raggiungendo una potenza di 786 MW su 12'048 impianti. Da osservare 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 agli oltre 60 kW del 2011. Tale tendenza probabilmente non dovrebbe essere confermata nel 2012, quando dal IV conto energia si è passati al successivo V conto, e arriverà con tutta probabilità ad invertirsi fortemente nel 2013 quando si avranno pienamente sviluppati gli effetti del nuovo regime incentivante.

Le ragioni di questo importante risultato sono da imputare a molti fattori, dei quali, purtroppo, però, il primo è senza dubbio la presenza e l'entità dell'incentivo concesso a tale tecnologia. Questo comporta una situazione ad oggi di grande incertezza in quanto al momento della redazione del presente documento il GSE ha da poco dato notizia circa il raggiungimento del contingente dei 6,7 miliardi di euro indicato nel DM 5 luglio 2012⁸⁷ che ha quindi di fatto concluso la possibilità di accesso alla tariffa incentivante per i nuovi impianti.

4.2.1.4 Conclusioni circa il quadro delle rinnovabili elettriche

Riassumendo i dati esposti è possibile trarre alcune conclusioni. Tuttavia, prima di procedere è necessaria una importante precisazione riguardante la fonte eolica. Essa, infatti non è trattata nei precedenti paragrafi in quanto il suo contributo finora in regione è talmente piccolo da essere trascurabile⁸⁸.

Senza entrare nel dettaglio di questo grande ritardo si ricorda che da esso si attendeva un importante contributo. Se da un lato è vero che l'importante ed in larga parte inattesa prestazione del fotovoltaico consente in larga parte di sopperire a questa mancanza, è d'altra parte da rilevare anche il fatto che per raggiungere gli obiettivi del burden sharing sarà probabilmente necessario fare ricorso al concorso di tutte le risorse disponibili.

Per quel che riguarda la sintesi dello stato di evoluzione ed il confronto con le attese del PEAR2005 si può affermare che le prospettive e le stime sono state di fatto raggiunte, anche se con un mix di energie diverso da quello ipotizzato, che ha visto un forte mancato sviluppo dell'eolico cui ha sopperito un inatteso sviluppo del fotovoltaico.

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

⁸⁷ D.M. 5 luglio 2012, "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)"

⁸⁸ Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, anno 2011: n. impianti 17, potenza nominale 0.7 MW, produzione netta 0,3 GWh (www.terna.it → sistema elettrico → statistiche e previsioni → anno 2011).

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 17: impianti di cogenerazione nelle province della Regione Marche; numero, potenza e produzione di energia⁸⁹

	anno 2006			anno 2011		
	numero impianti ⁹⁰	potenza eff. lorda [MW]	produzione lorda [GWh]	numero impianti	potenza eff. lorda [MW]	produzione lorda [GWh]
Ancona	10	492,2	3347,7	12	470,0	2414,8
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	3421,9	31	491,3	2499,4

La situazione esposta in Tabella 17 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 comprensione di questi dati è in parte chiara, e in parte meno semplice; per quel che riguarda la minore potenza installata, infatti, essa 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. Resta un importante segnale da cogliere nel numero degli impianti, che è cresciuto a dispetto di una minore potenza: questo indica che nonostante la situazione e tutto quanto sopraesposto vi è stata l'entrata in funzione di alcune centrali di cogenerazione di modeste dimensioni, che, tuttavia, indicano comunque un interesse verso questa 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 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.

⁸⁹ Terna, direzione dispacciamento – statistiche.

⁹⁰ 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.

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, in particolare 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 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, determine, 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 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 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 n. 1502/2009 – Istituzione dello sportello informativo sull’edilizia sostenibile
- ✓ 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 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 1191/2011 riguardanti l’autorizzazione unica per gli impianti a biomasse ed a biogas e le 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

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 "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
- ✓ 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 18: 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 [€]	Risparmio netto energia [tep/anno]	Riduzioni emissioni annue [tCO ₂ eq/anno]	potenza elettrica installata [kW]
Fotovoltaico	96	28	4.580.902,53	7.898.907,20	235,29	705,87	840,32
Solare termico	42	42	1.559.274,71	0,00	120,33	361,00	
Cogenerazione e trigenerazione	20	20	5.928.146,41	0,00	1.768,58	5.305,74	
Minieolico	2	2	156.705,14	0,00	22,75	68,25	80,00
Biomasse	1	1	450.421,97	0,00	241,24	723,71	
Pubblica illuminazione	178	47	7.494.267,23	16.647.647,72	956,07	2.868,20	
Efficienza energetica negli edifici pubblici	43	28	10.410.851,08	4.122.019,21	207,31	621,93	
Geotermia	15	13	1.182.812,76	344.847,90	61,24	183,73	
Efficienza energetica Regione Marche	2	2	1.000.000,00	0,00	0,00	0,00	
TOTALE	399	183	32.763.381,83	29.013.422,03	3.612,81	12.240,74	

4.3.2.3 Patto dei Sindaci ed 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)⁹¹ 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 ##. 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_SEC⁹² - 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).

⁹¹ <http://www.pattodeisindaci.eu/>

⁹² <http://www.citysec.eu/>

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.

Tabella 19: Comuni ed Enti Locali delle Marche che hanno aderito al Patto dei Sindaci⁹³

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

* Comuni che hanno partecipato al progetto City_SEC

4.4 Individuazione dei settori critici

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

⁹³ Le informazioni presentate nella Tabella sono aggiornate a luglio 2013 e 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

Dal lato della domanda di energia, per quanto riguarda il tema dell'efficienza energetica, se da un lato sono evidenti gli sforzi per perseguire tale obiettivo, è altresì evidente che è necessario proseguire con le azioni.

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, e che, quindi, rappresenta una grande criticità.

Senza proporre qui ancora ipotesi di intervento al riguardo, si rileva tuttavia 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.

Andando oltre i consumi per usi civili ed esaminando la domanda di energia complessiva, essendo questa fortemente dipendente dall'andamento delle attività produttive, di fatto si è assistito ad un calo della domanda che non consente di individuare con chiarezza i risultati delle politiche di efficientamento energetico. Per quanto riguarda, tuttavia, la principale modalità con cui questo è stato perseguito al di fuori dell'ambito dell'edilizia, ovvero i Titoli di Efficienza Energetica (certificati bianchi), essi mostrano numeri contenuti, seppure non trascurabili. E' tuttavia da rilevare anche il fatto che a tutto il 2011 la grandissima maggioranza dei certificati è stata ottenuta con il metodo degli interventi standardizzati. Questa tendenza è valida su tutto il territorio nazionale, quindi non c'è stupore al riguardo. Però essa è la modalità di erogazione dei certificati meno incisiva dal punto di vista della creazione della consapevolezza dell'importanza dell'efficienza negli usi finali; è evidente che entrambe 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 fervente mercato del fotovoltaico è un fattore preoccupante sotto alcuni aspetti e, invece, promettente sotto altri. La preoccupazione è nel fatto che l'imminente venire meno dell'incentivazione sull'energia prodotta nelle modalità che man mano sono state messe in atto con i vari "conti energia" produrrà senza dubbio un forte rallentamento delle installazioni. Il fattore positivo è nel fatto che è prospettabile una prosecuzione di tale mercato: non vi saranno naturalmente i numeri che erano possibili in precedenza, ma molti dati suggeriscono che il mercato potrebbe comunque continuare ad esistere.
- ✓ le biomasse elettriche giocheranno un ruolo importante: l'anno 2012 vedrà diverse installazioni in Regione (i dati non sono disponibili ma vi sono molteplici indicazioni che fanno sperare positivamente al riguardo). 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 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 il fatto che le potenzialità inesprese 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 inespresso.

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

Come è stato parzialmente anticipato nel § 2.2.4 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.

Solo una volta definito il quadro degli impegni cogenti relativi al Burden Sharing, nel prossimo Capitolo verrà dispiegato il resto della Strategia Energetica Regionale.

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 CFL⁹⁴, delle FER-E⁹⁵ e delle FER-C⁹⁶ e le loro proiezioni al 2020. L'esposizione comincia con l'esaminare il valore attuale e le proiezioni dei CFL; successivamente sono esaminati valori e proiezioni delle FER-C e delle FER-E. La stima dei CFL attesi nelle Marche al 2020 e le proiezioni delle FER-C e delle FER-E saranno poi confrontati con le proiezioni preparate dall'ENEA per conto del MISE e riportate nel D.M. 15 marzo 2012 "Burden Sharing" per verificare l'effettivo raggiungimento degli obiettivi cogenti.

5.1 Note metodologiche e definizione degli scenari

L'introduzione del Burden Sharing ha diverse importanti conseguenze sulla pianificazione: la prima in termini operativi è una rivisitazione molto intensa delle modalità di rendicontazione energetica: ciò in particolare in riferimento alla rendicontazione delle fonti rinnovabili termiche, le quali, per via delle loro caratteristiche e soprattutto del fatto che quasi sempre vengono prodotte ed utilizzate in loco senza alcuna connessione a reti o sistemi più articolati costringono a modalità nuove per la loro identificazione e quantificazione.

Fra le novità è senza dubbio degna di nota, inoltre, la modifica del fattore di conversione utilizzato per ricondurre il consumo di energia elettrica ad unità primarie⁹⁷, 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 Italia⁹⁸. Una seconda misura di grande impatto riguarda le modalità per la rendicontazione del calore proveniente da fonte geotermica o aerotermica.

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 maggiore margine incrementale in riferimento al suddetto rapporto rispetto ad altre misure: prima ancora di svolgere l'analisi dei dati e di tracciare le traiettorie risulta evidente che se si

⁹⁴ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4

⁹⁵ FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite § 2.2.4

⁹⁶ FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite § 2.2.4

⁹⁷ 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/it/docs/08/003-08een.htm>)

⁹⁸ Direttiva 2009/28/CE e PAEE: fattore di conversione adottato 0,086 tep/GWh

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.

Il concetto è chiaro se si considerano i numeri indicati nel D.M. Burden Sharing: si ha per le Marche all'anno di riferimento⁹⁹ la situazione mostrata nella colonna "Anno di riferimento" della Tabella 20.

Tabella 20: 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]	3.622	3.622	3.572
FER-E + FER-C	[ktep]	94	144	94
(FER-E+FER-C)/CFL	%	2,59	3,97	2,63

La Tabella 20 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) in termini di aumento percentuale del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL.

Si può facilmente osservare come un aumento di 50 ktep della produzione di energia da fonti rinnovabili produca un aumento di 1,38 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 0,04 punti percentuali. Volendo raggiungere un rapporto (FER-E + FER-C)/CFL di 3.97 sarebbe necessario ridurre a quasi 2/3 dell'attuale valore i CFL (la riduzione allo stato attuale delle cose dovrebbe essere pari a circa 1250 ktep).

E' evidente che 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 21) si può verificare come anche al raggiungimento dell'obiettivo si abbia che per produrre lo stesso effetto sul rapporto il denominatore deve crescere circa 6 volte tanto rispetto al denominatore (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).

Tabella 21: 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 – Proiez. 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

Ai fini della metodologia per il raggiungimento degli obiettivi Burden Sharing è perciò assai più importante curare la produzione di energie rinnovabili che l'efficientamento energetico, il quale produce una riduzione dei consumi.

Si è già detto che il presente capitolo si pone come obiettivo l'esposizione organica di tutte le grandezze che concorrono alla definizione del quoziente imposto dal Burden Sharing. In

⁹⁹ l'anno di riferimento è stato considerato come la media dei consumi degli anni 2006-2010 per i dati relativi all'energia elettrica, e degli anni 2005-2007 per quanto riguarda le altre fonti energetiche.

particolare nei paragrafi che seguono saranno mostrati i valori dei CFL, delle FER-E e delle FER-C e le loro proiezioni al 2020.

Per quanto riguarda i CFL lo scenario complessivo di evoluzione dei consumi 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 di fatto 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 analoghe a quelle che sottendono allo scenario BAU del PAN¹⁰⁰, cui, in alcuni casi ci si è anche riferiti.
- ✓ 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 analoghe a quelle che sottendono allo scenario BAT del PAN, cui, in alcuni casi ci si è anche riferiti.

In diverse occasioni oltre a tenere in considerazione le suddette assunzioni è stato anche necessario introdurre ipotesi aggiuntive per definire gli scenari; tali ipotesi, ove introdotte, sono descritte nei paragrafi specifici.

5.2 Domanda di energia (CFL): proiezioni al 2020

L'obiettivo 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.

In generale verranno tracciati i due scenari sopra identificati, ovvero lo scenario BAU e lo scenario SEE.

Per quanto attiene alla elaborazione degli scenari, nel caso dei consumi domestici e dei consumi del settore terziario si è utilizzato un metodo specifico per definire le proiezioni degli stessi: si è innanzitutto assunto un database di dati edili (cubatura per tipologie di edificio¹⁰¹) e tale database è stato messo in relazione ai dati storici dei consumi dei settori. Sulla base di questo confronto è stata realizzata una istantanea dettagliata e sufficientemente approfondita delle prestazioni

¹⁰⁰ 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>

¹⁰¹ 14° Censimento ISTAT Popolazione e Abitazioni (2001) e 15° Censimento ISTAT Popolazione e abitazioni (2011); (<http://www.istat.it/it/censimento-popolazione-e-abitazi>)

energetiche degli edifici nella Regione Marche. Questa fotografia dello stato di fatto è stata quindi assunta come punto di partenza per l'elaborazione delle proiezioni che sono state di fatto parametrare in riferimento alle attese per i prossimi anni relativi allo sviluppo edilizio in termini di nuovi edifici e di ristrutturazioni.

Per quanto concerne il settore dei trasporti ed i settori dell'industria e dell'agricoltura si è fatto riferimento agli scenari elaborati da ERSE per il PAN¹⁰²; non essendo disponibili dati regionalizzati a tale livello di disaggregazione (i documenti consultabili indicano al livello regionale solo il valore dei CFL, il valore dei CFL-E e quello dei CFL-NON E al 2020) la regionalizzazione è stata prodotta con riferimento alle percentuali storiche di consumo.

Prima di esporre le previsioni per i diversi settori è necessaria una nota relativa al valore dei CFL all'anno 2012: in alcuni casi si può osservare una differenza fra il valore dei CFL nei due scenari anche in tale anno; il fatto che, anche per l'anno 2012 vi sia in alcuni casi una discrepanza fra le due proiezioni dipende dal fatto che anche tale anno rappresenta una proiezione a tutti gli effetti. Infatti, seppure esso rappresenti un periodo già trascorso, visto che le statistiche registrano i consumi con un ritardo di circa un anno per quanto attiene al vettore elettrico e di tre o quattro anni per quanto riguarda i carburanti (i bilanci energetici regionali completi più recenti attualmente disponibili sono relativi all'anno 2008) l'anno 2012 è spesso una proiezione e quindi risente delle differenti assunzioni come gli anni che lo succedono. Ciò nondimeno, visto che i trends relativi ai CFL registrano spostamenti molto modesti il dato dell'anno 2012 può comunque essere considerato un dato certo; per questa ragione, nelle tabelle che seguono si è fatto riferimento ad un punto di partenza, denominato "anno iniziale" che contiene il dato più recente sul quale si abbia un sufficiente grado di attendibilità.

5.2.1 Industria

Come accennato nell'introduzione al capitolo, per quanto riguarda l'industria non è stato possibile redigere proiezioni dei consumi in maniera indipendente rispetto al Burden Sharing. Le ragioni di tale impossibilità sono molteplici; fra di esse vi è la eterogeneità di tali consumi i quali, a meno di essere a loro volta suddivisi in sottocategorie (come ad esempio l'industria manifatturiera e quella non manifatturiera, o la cosiddetta "industria in senso stretto"¹⁰³ contrapposta a tutto il resto del comparto industriale) si prestano poco ad essere esaminati riconducendoli a dati di partenza che non siano sostanzialmente dati storici degli stessi.

La modalità consueta di proiezione dei consumi dell'industria, pertanto, è solitamente quella di riferire i consumi ad uno specifico parametro, generalmente rappresentativo di sintesi 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 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.

Nella situazione attuale, tuttavia, non è stato possibile ottenere fonti sufficientemente dettagliate (la maggior parte dei dati sono riferiti all'ambito nazionale e per quanto riguarda quello regionale il numero di fonti è molto limitato) o proiezioni di dati economici regionali con dettaglio sul settore industriale che contemplassero l'orizzonte dell'anno 2020¹⁰⁴.

¹⁰² 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

¹⁰³ ENEA – Rapporto Energia e Ambiente, anni vari (dal 2001 al 2010)

¹⁰⁴ Il Rapporto di Previsione Prometeia di Gennaio 2012, ad esempio, offre l'orizzonte 2014 per molte delle variabili utili alla definizione delle proiezioni.

In definitiva, quindi, la proiezione dei consumi energetici del comparto industriale è stata redatta basandosi sui dati definiti da ERSE¹⁰⁵ che sono alla base del Burden Sharing. In particolare la metodologia adottata per definire le proiezioni è stata quella di attribuire alla Regione Marche una quota dei CFL-E corrispondente alla rispettiva quota di consumo registrata negli anni 2001-2011 e di attribuire alla Regione Marche una quota dei CFL-NONE corrispondente alla quota di consumo media registrata negli anni 2001-2008. La discrepanza nella definizione del periodo deriva dal fatto che per i consumi di energia elettrica sono disponibili dati più recenti rispetto a quelli che si hanno, invece, per i consumi di energia termica.

Procedendo come anzidetto sono stati costruiti gli scenari che vengono esposti in Tabella 22, Tabella 23e Tabella 24

Tabella 22: proiezioni dei CFL settore industria nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁰⁶	[ktep]	685	705	726	747	767
Sc. SEE ¹⁰⁷	[ktep]	674	688	701	715	729

Tabella 23: proiezioni dei CFL-E settore industria nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	302	308	313	319	324
Sc. SEE	[ktep]	301	304	307	310	314

Tabella 24: proiezioni dei CFL – NON E settore industria nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	382	398	413	428	443
Sc. SEE	[ktep]	373	384	394	405	415

Il settore industriale è quello nel quale la valutazione organica delle possibilità di risparmio energetico risulta più difficile. Sulla base di quanto esposto e tenendo conto della eterogeneità dei consumi e degli utilizzi energetici presenti nel settore industriale risulta difficile esporre specifici indirizzi per tale ambito.

Infatti le potenzialità di risparmio individuate sono da ricondurre a modelli complessi di valutazione organica delle tendenze di sviluppo dei vari settori¹⁰⁸.

Di fatto le prospettive di riduzione dei consumi energetici del settore industriale sono quindi tutte da attribuite all'innovazione tecnologica attesa nelle tecnologie produttive dei beni ed al meccanismo vigente dei titoli di efficienza energetica. Riprendendo il PAN ed il PAEE¹⁰⁹, infatti, le

¹⁰⁵ 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

¹⁰⁶ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁰⁷ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁰⁸ Nella maggior parte dei casi, come ad esempio negli scenari elaborati con il modello "Primes" il consumo del settore industriale è ricondotto all'intensità energetica dello stesso.

¹⁰⁹ 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

attese per la riduzione del consumo di energia del settore industriale sono di fatto riconducibile a tale meccanismo, al POIN Energia (misura di natura finanziaria) ed al fondo rotativo per Kyoto. Alle misure succitate, in ambito industriale si aggiunge lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento.

Riassumendo quanto previsto dal PAN di fatto la riduzione del consumo energetico del settore industriale è legata 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.

In conclusione, quindi, si rilevano due importanti note relativamente al settore industriale marchigiano (che riflettono considerazioni valide anche al livello nazionale) la prima è il fatto che le potenzialità di riduzione dei consumi sono di fatto modeste rispetto alle possibilità che esistono in altri settori; la seconda, invece, riguarda il legame ancora strettissimo fra consumi e andamento della produzione: nonostante si rilevino in molte proiezioni scenari più che ottimistici per l'andamento degli indici legati all'intensità energetica della produzione industriale si deve osservare che non si riesce ancora a 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 i CFL relativi 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-T¹¹⁰ 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 decisione si è quindi valutato che per i trasporti fosse corretto adottare valori provenienti dal PAN come scenari cui riferirsi.

Dato che non è stato possibile trovare una traiettoria già definita per i consumi finali lordi relativi ai trasporti proveniente da fonti ministeriali, la definizione dell'ipotesi di sviluppo dei CFL relativi ai trasporti per la Regione Marche è stata ottenuta considerando che negli anni dal 2010 al 2020 si mantenga inalterata e pari a quella media degli anni 2001-2008 la percentuale di CFL trasporti consumati nella regione marche rispetto al totale del consumo italiano.

Con questa ipotesi sono state ottenute le traiettorie esposte in Tabella 25.

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>)

¹¹⁰ 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."

Tabella 25: proiezioni dei CFL settore trasporti nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹¹¹	[ktep]	1.311	1.318	1.325	1.332	1.339
Sc. SEE ¹¹²	[ktep]	1.252	1.231	1.209	1.187	1.165

Dato che tali valori non hanno particolare attinenza con le politiche regionali, su di essi viene svolto solo un breve commento volto ad esporre la provenienza dei risparmi di energia nell'ambito dei trasporti.

Sulla base di quanto indicato nel PAN¹¹³ per il 2020 è previsto un incremento complessivo della domanda di trasporto¹¹⁴; a tale incremento è da attribuire l'aumento dei CFL nei trasporti. Lo scenario efficienza energetica prevede che la contrazione del CFL dei trasporti si ottenga tramite l'introduzione di auto elettriche "plug-in", un rinnovo accelerato del parco vetture circolante e dei veicoli commerciali leggeri e l'introduzione di misure aggiuntive rispetto a quelle già in atto per migliorare l'efficienza dei trasporti e un incremento dell'offerta di mobilità collettiva tramite mezzi alimentati elettricamente (principalmente metropolitane e treni).

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, probabilmente 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 (2008-2011) 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 e contribuiranno, seppur in maniera modesta, alla riduzione dei consumi finali lordi.

La riduzione dei consumi finali 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 il 3% del patrimonio pubblico adeguandolo alla Direttiva Europea 2010/31/CE.

¹¹¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹¹² Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹¹³ 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)

¹¹⁴ 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.

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)

Di questi diversi usi che determinano i consumi energetici si ha che solo il consumo di energia primaria per il riscaldamento deve rispettare i valori limite imposti dal D.lgs. 192/05 e successivi, mentre per la climatizzazione estiva, l'acqua calda sanitaria e gli altri usi, non esistono riferimenti legislativi e normativi che limitino i consumi energetici.

I parametri di risparmio ottenibili dall'intervento sul patrimonio edilizio esistente sono stati calcolati utilizzando stime di riferimento da studi ENEA¹¹⁵. Il decremento corrispondente a interventi di efficientamento è stimato al 0,56% (0,51% termico e 0,66% elettrico), ogni 1% di edifici ristrutturati.

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 si è progressivamente annullata 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. Valutando i diversi fattori e le previsioni si può ipotizzare che con le politiche energetiche attualmente in vigore tale contributo possa ancora ridursi. Un progressivo spostamento dal consumo termico ad elettrico si può ipotizzare grazie al maggior utilizzo di pompe di calore e climatizzatori, anche spinto dalla necessità di copertura da impianti a fonti rinnovabili. Rispetto allo scenario regionalizzato BAU del PAN (previsione all'anno 2020 CFL=374 kTep, CFL-E=183 kTep CFL-NON E=191 kTep) i valori relativi a questo scenario sono superiori, derivato da dei valori di partenza ben più alti rispetto a quelli considerati nel PAN, e in parte dalla variazione delle contesto economico e legislativo.

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 è prevista una riduzione dei consumi determinata da un efficientamento del patrimonio edilizio esistente e dalla maggiore efficienza delle nuove costruzioni, le quali comunque incidono per una piccola parte sull'intero patrimonio edilizio. La riduzione dei consumi è direttamente dipendente dal numero d'interventi di efficientamento che si realizzeranno nei

¹¹⁵ ENEA - indagine sui consumi degli edifici pubblici (direzionale e scuole) e potenzialità degli interventi di efficienza energetica –report ricerca sistema elettrico rse/2009/165, reperibile su:

http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/condizionamento/rse165.pdf

prossimi anni. Potrebbe essere comunque rilevante dare indirizzi per la riduzione dei consumi per la climatizzazione estiva, 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, e allo stato attuale i vincoli legislativi sono assenti o poco efficaci.

Tabella 26: proiezioni dei CFL settore terziario nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹¹⁶	[ktep]	530	524	518	512	506
Sc. SEE ¹¹⁷	[ktep]	530	521	513	504	495

Tabella 27: proiezioni dei CFL-E settore terziario nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	158	157	157	157	157
Sc. SEE	[ktep]	158	156	154	152	150

Tabella 28: proiezioni dei CFL-NON E settore terziario nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	373	367	361	355	349
Sc. SEE	[ktep]	373	376	359	352	345

5.2.4 Residenziale

I consumi finali del settore residenziale (o 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 obbliga 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.

Da dati storici 2001-2011¹¹⁸ 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 2008-2012¹¹⁹ 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 (anche questo nullo negli ultimi anni dopo un incremento fino al 2009).

¹¹⁶ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹¹⁷ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹¹⁸ Istat – 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/>)

¹¹⁹ Ance - Osservatorio congiunturale sull'industria delle costruzioni – Dicembre 2012 (http://www.camera.it/temiap/ance_osservatorio_dic2012.pdf)

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. La strategia 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 tale contributo possa restare costante, tendendo a un prevedibile miglioramento dato dal contributo delle riqualificazioni energetiche. Un progressivo spostamento dal consumo termico ad elettrico si può ipotizzare grazie al maggior utilizzo di pompe di calore e climatizzatori, favorito anche dall’installazione di impianti solari fotovoltaici le cui tariffe privilegiano l’autoconsumo.

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 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 si dovrebbe intervenire per ridurre il surriscaldamento senza l’ausilio di impianti, attraverso strategie di schermatura della radiazione solare, raffrescamento adiabatico e ventilazione naturale. Tali interventi assicurerebbero che non ci sia un incremento dei consumi per raffrescamento che peserebbero negativamente sul bilancio. L’ultima considerazione riguarda gli altri usi elettrici (illuminazione e elettrodomestici) che dovrebbero essere progressivamente ridotti attraverso la sostituzione delle apparecchiature elettriche meno performanti.

Tabella 29: proiezioni dei CFL settore residenziale nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹²⁰	[ktep]	731	731	731	731	731
Sc. SEE ¹²¹	[ktep]	731	720	710	700	690

¹²⁰ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹²¹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Tabella 30: proiezioni dei CFL-E settore residenziale nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	225	238	250	263	275
Sc. SEE	[ktep]	227	230	237	245	252

Tabella 31: proiezioni dei CFL-NON E settore residenziale nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	505	493	480	468	455
Sc. SEE	[ktep]	504	490	473	455	438

5.2.5 Agricoltura

L'agricoltura rappresenta una percentuale molto piccola del consumo finale di energia. L'arghissima 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). 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 descritti nelle tabelle che seguono per i CFL.

Tabella 32: proiezioni dei CFL settore agricoltura nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹²²	[ktep]	132	128	124	121	117
Sc. SEE ¹²³	[ktep]	129	124	119	114	109

Tabella 33: proiezioni dei CFL-E settore agricoltura nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	13	13	14	14	15
Sc. SEE	[ktep]	13	13	14	14	15

Tabella 34: proiezioni dei CFL-NON E settore agricoltura nei diversi scenari

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	119	115	111	107	102
Sc. SEE	[ktep]	116	111	105	100	95

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 a maggiore efficienza nelle macchine per l'agricoltura.

¹²² Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹²³ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

5.2.6 Considerazioni conclusive relative ai CFL

La presente sezione espone una sintesi di quanto esposto nella definizione degli scenari per i CFL. In particolare la Tabella 35 mostra il confronto fra lo scenario BAU e lo scenario efficienza energetica per i diversi settori e successivamente in forma aggregata (ultime tre righe).

Tabella 35: proiezione dei CFL nei vari settori e totali (differenza fra lo scenario tendenziale e lo scenario efficienza energetica)

	Anno iniziale	Anno 2020 Sc. BAU	Anno 2020 Sc. SEE
CFL settore industriale	684	766	728
<i>CFL-E</i>	302	324	314
<i>CFL-NON E</i>	382	442	414
CFL settore trasporti	1.311	1.339	1.165
<i>CFL-E</i>	12	18	20
<i>CFL-NON E</i>	1.299	1.322	1'146
CFL settore terziario	530	506	495
<i>CFL-E</i>	158	157	150
<i>CFL-NON E</i>	373	349	345
CFL settore domestico	731	731	690
<i>CFL-E</i>	227	287	252
<i>CFL-NON E</i>	504	444	438
CFL settore agricoltura	132	117	109
<i>CFL-E</i>	13	15	15
<i>CFL-NON E</i>	119	102	95
Totale CFL	3.387	3.460	3.188
<i>CFL-E</i>	711	800	750
<i>CFL-NON E</i>	2.676	2.659	2.438

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

In premessa ai dati conclusivi si rende necessaria una importante osservazione circa la precisione dei dati: per i dati relativi ai CFL-E è stato possibile operare con le stesse fonti adottate dal PAN e quindi le proiezioni sono state svolte con dati di partenza identici a quelli utilizzati per il PAN; per quanto riguarda, invece, i CFL-NON E si registra una differenza di alcuni punti percentuali (alcune decine di ktep) nei data base di riferimento; pertanto uno scostamento fra i dati derivati dal PAN (e quindi inseriti nel Burden Sharing) e i dati utilizzati per le proiezioni espone è da attribuire a tale discrepanza. D'altra parte, purtroppo, le fonti di riferimento per tali dati sono molto limitate, pertanto non è stato possibile eliminare questo errore.

Osservando la tabella emergono alcune importanti osservazioni:

- ✓ la prima osservazione è di natura generale e riguarda il fatto che complessivamente le proiezioni svolte non si scostano in maniera significativa rispetto a quelle prodotte dal DM Burden Sharing come obiettivo per le Marche; questa conclusione ha come conseguenza il fatto che è sostanzialmente da confermare l'obiettivo di 540 ktep da FER nella Regione Marche.
- ✓ una seconda osservazione importante riguarda il peso dei CFL-E: in tutti gli scenari aumenta in percentuale il consumo di CFL-E: sia nello scenario base, sia nello scenario a maggiore efficienza il consumo di energia elettrica aumenta sia in termini assoluti, sia in termini percentuali (di circa 3 punti come quota sul totale dei CFL all'anno di riferimento). Questa osservazione è di grande rilievo soprattutto se letta in maniera coordinata rispetto

alle difficoltà sulla la rete elettrica di Trasmissione discusse più avanti. Le ragioni di tale virata sono da attribuire in generale al processo di elettrificazione dei consumi in atto da tempo, ma in particolare sono da riferire al fatto che negli anni fino al 2020 si avrà senza dubbio una diffusione delle pompe di calore anche per il riscaldamento domestico (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).

- ✓ Ultima importante nota riguarda il fatto che lo scenario nazionale attribuisce al risparmio nel campo dei trasporti un ruolo fondamentale; visto l'andamento tale traguardo sembra di fatto arduo da raggiungere.

Nel seguito vengono mostrati alcuni grafici che sintetizzano in le proiezioni che sono state mostrate finora in forma tabellare.

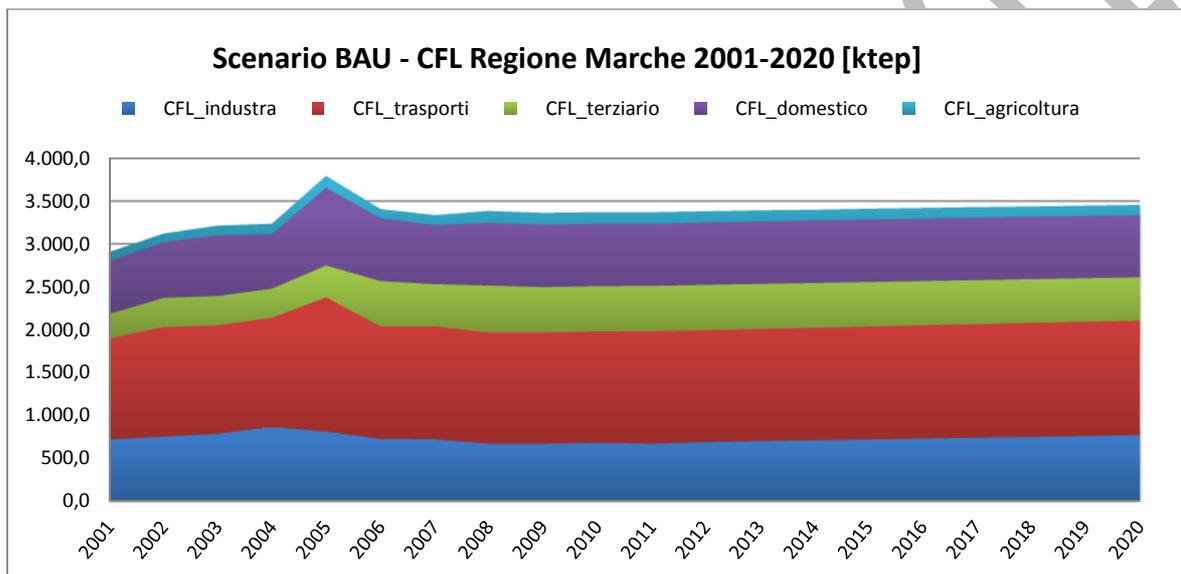


Figura 20: CFL dei vari settori nello scenario BAU

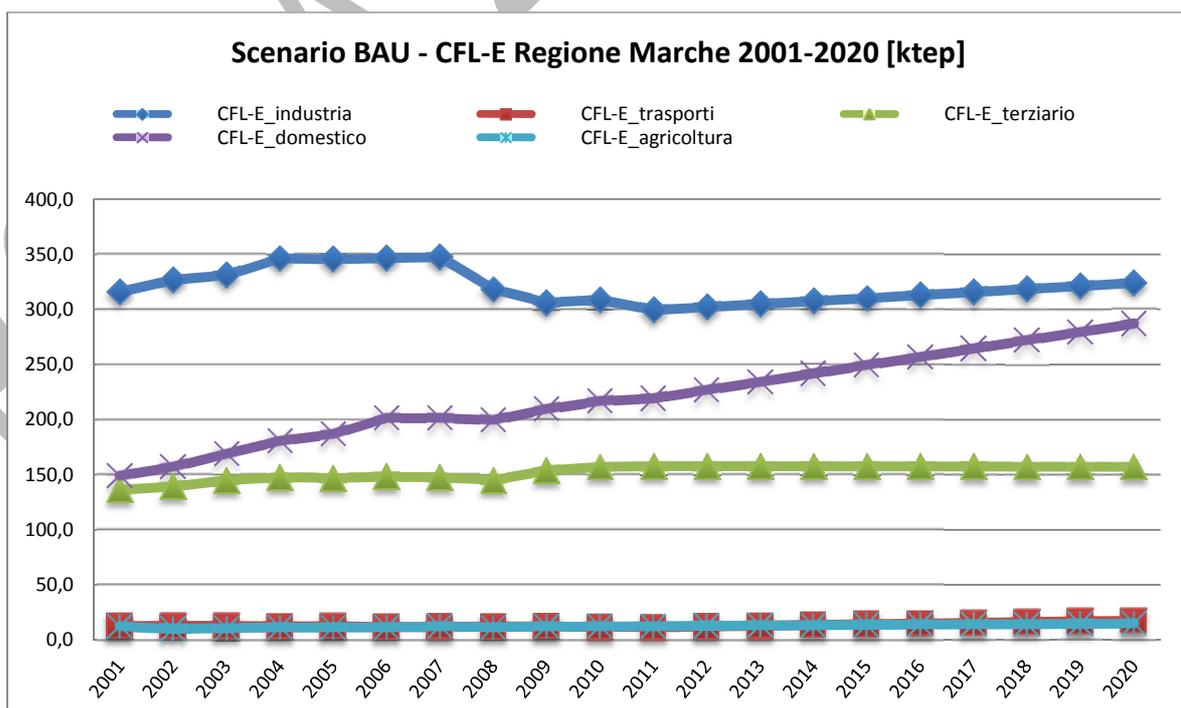


Figura 21: CFL-E dei vari settori nello scenario BAU

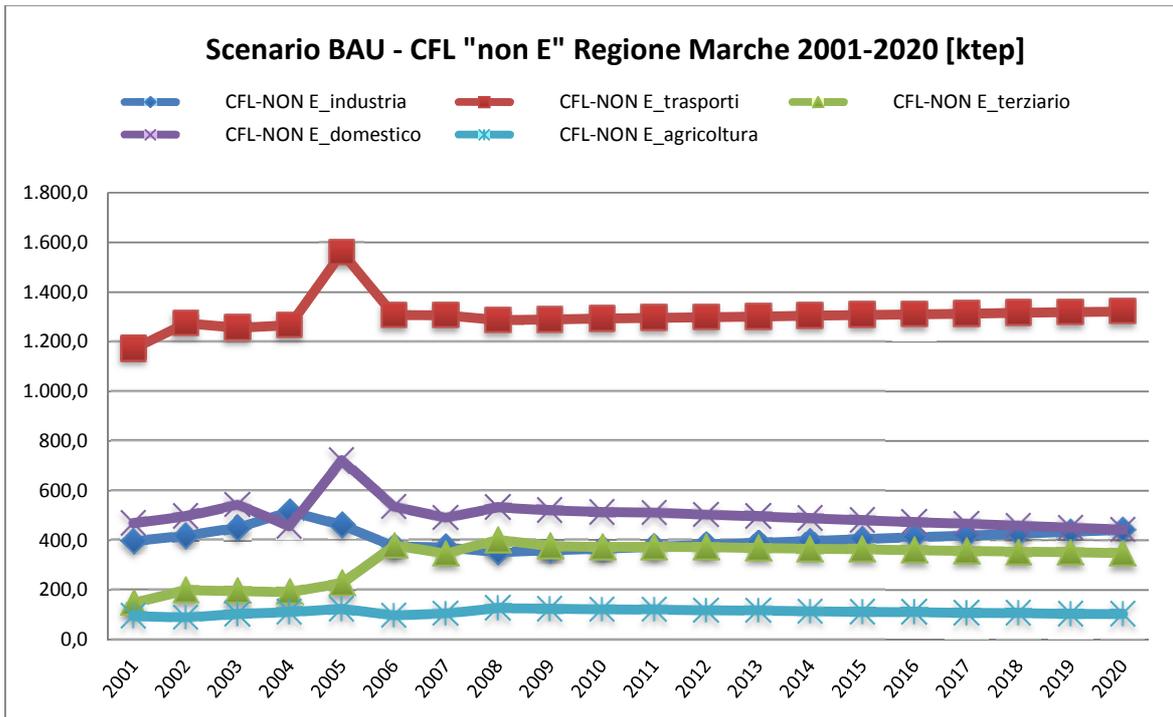


Figura 22: CFL- NON E dei vari settori nello scenario BAU

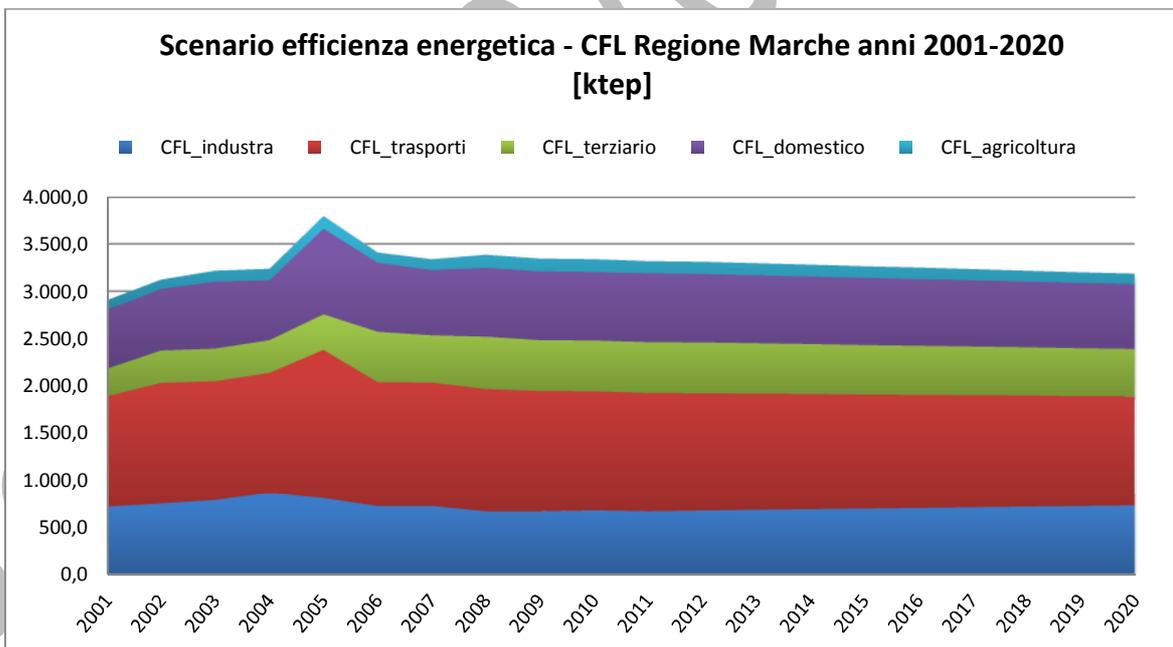


Figura 23: CFL dei vari settori nello scenario efficienza energetica

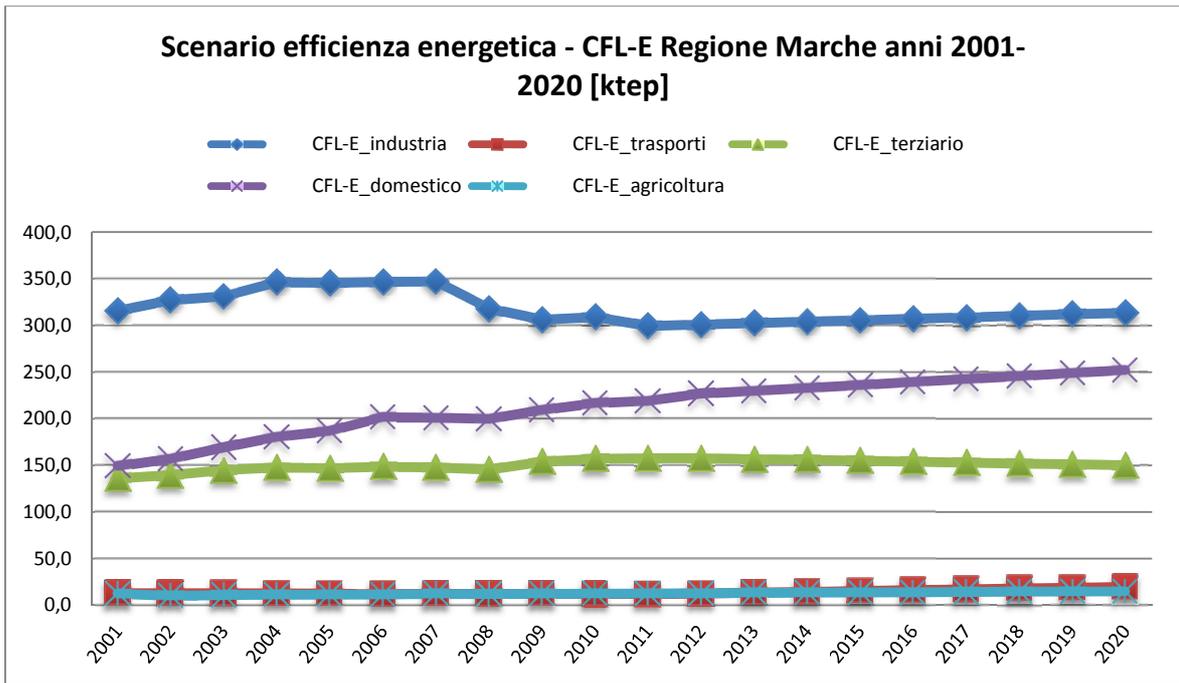


Figura 24: CFL-E dei vari settori nello scenario efficienza energetica

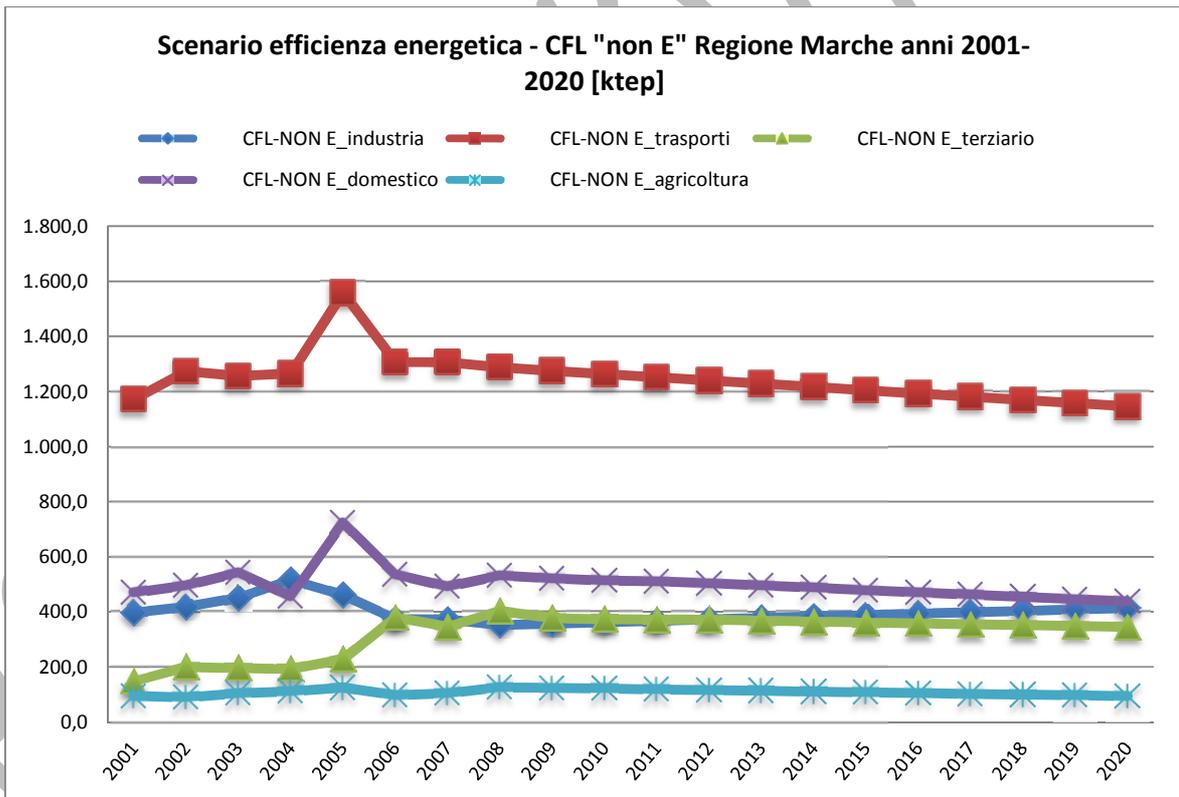


Figura 25: CFL- NON E dei vari settori nello scenario efficienza energetica

5.3 Fonti di Energia Rinnovabile Elettrica (FER-E): proiezioni al 2020

Le fonti di energia rinnovabile elettrica sono state il settore in maggiore fermento negli ultimi 8 anni; in particolare dall'introduzione del "Conto Energia" fotovoltaico¹²⁴ si è registrato non solo un incremento esponenziale delle installazioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili, ed in particolare di impianti fotovoltaici, ma anche una attenzione sempre crescente (sia in termini di plauso a molte iniziative, sia in termini di contestazioni nei confronti di altre) verso la realizzazione degli impianti.

Lo sviluppo impetuoso registrato è stato così imponente e così rapido che tutte le stime sono state spazzate via raggiungendo nel giro di alcuni mesi obiettivi il cui termine era stato collocato ad anni di distanza.

L'esempio più evidente è quello riguardante il fotovoltaico: il PAN e gli studi preparatori ponevano come obiettivo del fotovoltaico per le Marche al 2020 una produzione di 213 GWh¹²⁵; il consuntivo 2011 dell'energia prodotta è di 658 GWh, circa il triplo 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'unica strada possibile per adottare scelte politiche consapevoli passa per il fissare obiettivi, l'individuare le strategie per raggiungerli, l'implementarle e il verificarne l'efficacia. In questo momento si sottolinea in particolare l'ultimo passaggio: come verrà esposto nel successivo capitolo riguardante il monitoraggio, la fase di verifica e controllo continuo assume da ora un'importanza maggiore che nel passato: infatti visto 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.

Circa la realizzazione delle proiezioni che seguono la costruzione degli scenari si pone in analogia con le ipotesi poste per i medesimi scenari elaborati con riferimento ai CFL, che non vengono quindi ripetute in questa sede.

Nel caso delle FER-E di fatto la distanza fra i due scenari è limitata perché le misure delle quali è realistico attendersi una attuazione sono di fatto poche in riferimento alle FER; 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 da intendere come l'ultimo anno per il quale si hanno a disposizione o valori di consuntivo o per il quale si possono assumere stime con grado di incertezza così piccolo da poterle assimilare a valori di consuntivo (generalmente l'anno iniziale è il 2011 o il 2012).

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

¹²⁴ 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)

¹²⁵ 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

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 allontanano 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 in quanto lo sviluppo dell'idroelettrico negli anni scorsi è da considerare 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. E' infatti possibile facilmente reperire serie della produzione di energia elettrica da idroelettrico nelle Marche che hanno durata anche ventennale. Tuttavia la produzione idroelettrica ha sempre presentato una fortissima variabilità legata alla pluviometria nell'anno e a dati climatici. Fino a poco tempo fa, quindi, il modo più semplice di normalizzare tale dato era mediarlo su un determinato periodo. Tuttavia la semplice mediazione è un dato che rende poi difficile cogliere i trends. Fra le conseguenze dell'applicazione della direttiva CE 28/2009 c'è l'introduzione di una modalità più dettagliata per normalizzare il dato, che presuppone la conoscenza annuale della potenza installata e della sua distribuzione sulle varie taglia e tecnologie. La normalizzazione, infatti, deve essere operata secondo la formula riportata in Figura 26.

$$Q_{N(norm)} = C_N^{AP} * \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{AP}}{C_i^{AP}} \right]}{15} + C_N^{PM} * \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{PM}}{C_i^{PM}} \right]}{15}$$

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 26: formula per la normalizzazione della produzione di energia elettrica¹²⁶

Purtroppo nei rapporti TERNA¹²⁷ 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 27 il dato normalizzato si scosta sia dal valore effettivo annuale, sia dalla media su più anni.

¹²⁶ 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.

¹²⁷ Terna – Statistiche annuali, disponibile su:

(http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/dati_statistici.aspx)

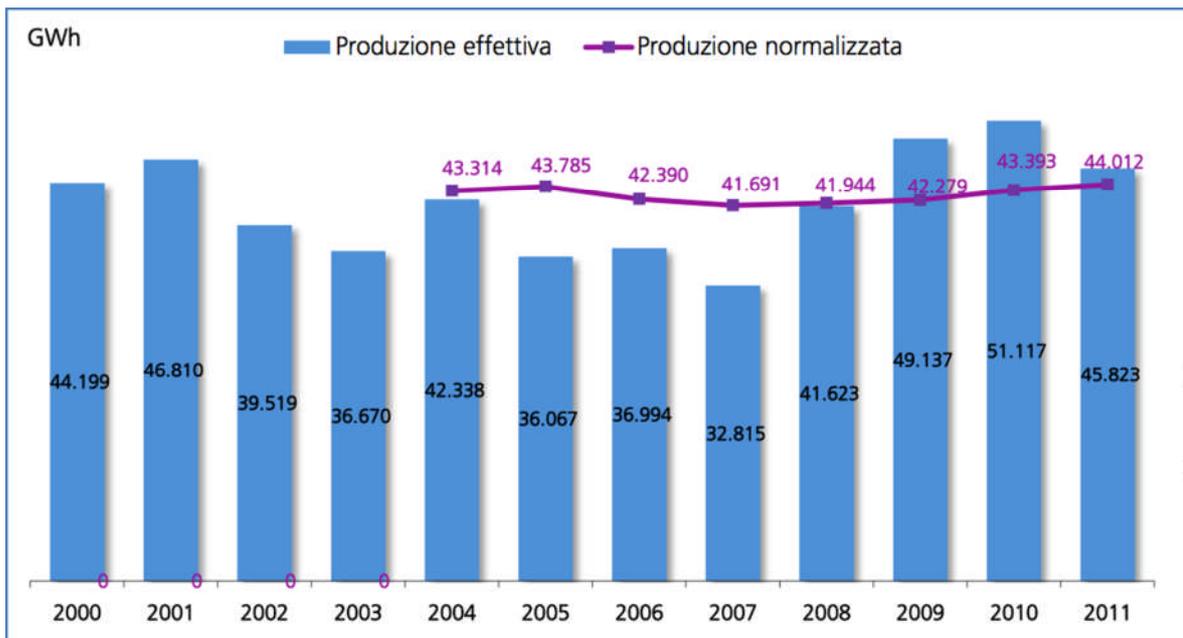


Figura 27: produzione elettrica effettiva e produzione elettrica normalizzata in Italia¹²⁸

In assenza di dati migliori, tuttavia, la scelta obbligata è stata quella di operare a partire da valori medi, essendo consapevoli, tuttavia, della necessità di verificare lo scostamento del dato medio dal dato normalizzato.

Venendo quindi ai dati marchigiani che sono stati alla base della definizione degli scenari, lo scenario è stato elaborato tenendo conto di due dati essenziali: il valore medio della produzione idroelettrica nelle Marche nel periodo 2001-2011 e l'andamento della potenza installata nel medesimo periodo.

Per quanto riguarda il primo dato, esso è stato calcolato pari a 492 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.

A questo quadro di insieme, però, vanno aggiunte due ulteriori considerazioni:

- ✓ il fatto 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 10% la stima al 2020¹²⁹;
- ✓ il fatto che il servizio regionale rileva una elevata quantità di domande per nuovi impianti dalle quali risulta una potenzialità complessiva di 32 MW di cui 12,6 già autorizzati e 19,8 da autorizzare.

Tutto considerato, quindi, per i prossimi anni si è assunto un valore medio di potenza annuale installata che è valutato pari a 3 MW/anno nello scenario tendenziale e pari a 4.5 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 36

¹²⁸ GSE, Rapporto statistico 2011 impianti a fonti rinnovabili (www.gse.it)

¹²⁹ Operando quindi in maniera migliorativa rispetto al PAN che fissa la percentuale al valore del 10%

Tabella 36: proiezione della produzione FER-E idroelettrico

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹³⁰	[ktep]	42	42	43	43	44
Sc. SEE ¹³¹	[ktep]	42	43	44	45	46

5.3.2 FER-E: biomasse

Per quanto costituiscano 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 sul territorio 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 liquide¹³², negli ultimi anni lo schema vantaggioso di incentivi ha provocato un fiorire di iniziative nel campo degli impianti a biogas da digestione anaerobica

Tali impianti, anche se di dimensioni tutto sommato modeste, hanno spesso incontrato fortissime ostilità sul territorio che hanno comportato rallentamenti all'evoluzione delle iniziative (per lo più riguardanti impianti per la produzione di biogas e la sua combustione in motore endotermico) quando non l'abbandono delle stesse.

Un'ultima importante nota riguarda una ulteriore incertezza in tema di biomasse: i dati pubblicati da Terna e dal GSE riportano generalmente in forma aggregata l'energia prodotta da Biomasse, Biogas e RSU; pertanto non si dispone di fatto di dati precisi per classificare la provenienza rinnovabile della produzione. Tuttavia per la presente analisi, in assenza di dati più dettagliati si è assunta tutta la produzione come proveniente da FER¹³³.

La valutazione circa le possibilità di sviluppo della produzione elettrica da biomasse in regione parte dall'analisi dei dati di consuntivo riportati in Tabella 37; i dati riportati contengono anche gli impianti alimentati con gas di discarica. Si rileva, in ogni caso, che nell'anno 2011 si è registrata una produzione totale di energia pari a 103 GWh con una potenza installata complessivamente pari a circa 23 MW.

¹³⁰ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹³¹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹³² 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-comunitaria

¹³³ Analogo problema è stato affrontato in 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, pp. 81-83

Tabella 37: impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse presenti in Regione e consuntivo della produzione nell'anno 2011

Provincia	Tipo	Impianti	Pot. Eff. Lorda	Pot. Eff. Netta	Prod. Lorda	Serv. Aus.	Prod. Netta
		N.	[MW]	[MW]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
ANCONA	biomasse	11	8,9	7,9	36,7	2,1	34,5
ASCOLI PICENO	biomasse	3	2	1,9	8,9	0,5	8,4
FERMO	biomasse	3	3,5	3,4	10,9	0,8	10,1
MACERATA	biomasse	8	4,1	4	20,0	1,1	18,9
PESARO E URBINO	biomasse	8	5,5	5,2	26,0	1,5	24,5

Il quadro complessivo delle autorizzazioni per impianti a biomasse nella Regione Marche, invece, è esposto in Tabella 38 e Tabella 39.

Considerata l'attuale potenza installata, la producibilità media degli impianti e le autorizzazioni concesse si può ipotizzare che le biomasse abbiano seguito nell'anno 2012 un trend regionale simile a quello nazionale che ha visto un aumento considerevole della produzione di energia elettrica da biomasse nello scorso anno (12'250 GWh rispetto ai 10'832 dell'anno precedente, con un incremento del 13%).

Per quanto riguarda, invece, gli sviluppi negli anni a venire, nello scenario Business As Usual si è ipotizzato che nel 2013 si abbia un incremento annuale della produzione di energia elettrica da biomasse pari al 25% e poi un continuo incremento annuale del 5% fino al 2020. La crescita elevata nel 2013 è da attribuire non tanto alla ipotesi di costruzione di alcuni impianti (la maggior parte dei quali già autorizzati), ma soprattutto al fatto che gli effetti dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti nel 2012 si registreranno appieno solo nel 2013.

Nello Scenario Efficienza Energetica la percentuale del 25% viene mantenuta, in quanto alla data di redazione del documento non si rilevano indicazioni che suggeriscono che vi possa essere un aumento (tale percentuale opera in pratica sulla ipotesi di produzione per l'anno in corso). Viene però aumentata la percentuale di crescita annuale negli anni successivi raddoppiandola dal 5% al 10%.

Tabella 38: stato delle autorizzazione relative a impianti a biomasse, biogas da discarica e biogas nella Regione Marche – fonte: Regione Marche

	Potenza, [MW]	Tipologia	Stato
Provincia di AN	16,29		
Castel Colonna	1,67	biogas da discarica	
Maiolati Spontini	2,13	biogas da discarica	
Ancona	0,42	biomasse	
Maiolati Spontini	2,13	biogas da discarica	
Osimo	0,99	biogas	TAR
Ancona	0,32	bioliquidi	
Chiaravalle	1,07	biogas da discarica	
Corinaldo	0,63	biogas da discarica	
Agugliano	0,99	biogas	INDAGINE
Jesi	0,99	biogas	INDAGINE
Osimo	0,99	biogas	TAR+INDAGINE
Castellbellino	0,99	biogas	TAR+INDAGINE
Camerata Picena	0,99	biogas	TAR+INDAGINE*
Monsano	0,99	biogas	TAR
Ostra	0,99	biogas	TAR+INDAGINE
Provincia di AP	5,72		
Monteprandone	0,48	biomasse	
Ascoli Piceno	0,97	biogas da discarica	
Ascoli Piceno	1,00	biomasse	
Ripatransone	0,84	biomasse	
Ascoli Piceno	0,66	biogas da discarica	
Ascoli Piceno	0,99	biomasse	
Monteprandone	0,78	biomasse	
Provincia di FM	4,86		
Montegranaro	1,00	bioliquidi	TAR
Fermo	0,99	biomasse	TAR
Torre San Patrizio	0,99	biogas da discarica	TAR
Fermo	1,88	biogas	
Provincia di MC	7,57		
Morrovalle	0,99	biogas da discarica	
Tolentino	0,18	biogas da discarica	
Morrovalle	0,15	biogas da discarica	INDAGINE
Tolentino	0,31	biomasse	
Cingoli	0,99	biogas	
Corridonia	0,99	biogas	TAR
Loro Piceno	0,99	biogas	TAR
Matelica	0,99	biogas	
Petriolo	0,99	biogas	TAR
Potenza Picena	0,99	biogas	TAR

*Autorizzazione annullata dal TAR Marche il 12 luglio 2013

Tabella 39: stato delle autorizzazione relative a impianti a biomasse, biogas da discarica e biogas nella Regione Marche – fonte: Regione Marche

Provincia di PU	7,11		
Montecopiolo	0,41	biomasse	
Colbordolo	1,33	biogas	
Colbordolo	0,99	biogas	
Mombaroccio	0,99	biogas	
Fano	0,99	biogas	TAR+INDAGINE
Fano	0,99	biogas	TAR
Montefelcino	0,99	biogas	TAR
S. Giorgio di Pesaro	0,42	biomasse	

I risultati in termini energetici delle valutazioni appena esposte sono rappresentati in Tabella 40. 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 40: proiezione della produzione FER-E biomasse

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹³⁴	[ktep]	10	13	14	16	18
Sc. SEE ¹³⁵	[ktep]	10	14	17	20	24

Circa gli scenari elaborati si sottolinea il fatto che considerata la producibilità media degli impianti marchigiani il dato di energia al 2020 nello scenario BAU è molto cautelativo in quanto corrisponde, di fatto, all'energia che sarebbe prodotta se tutti gli impianti autorizzati (e solo quelli) entrassero effettivamente in esercizio. Lo scenario SEE, invece, prevede un incremento, ovvero la costruzione di altri nuovi impianti (per ulteriori 10 MW) al 2020.

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. Pertanto la presente sezione che tratta della fonte solare si occupa di fatto in forma esclusiva del fotovoltaico.

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 2011 (primo anno nel quale si sono resi disponibili i dati consuntivi che hanno consentito di avere dei riferimenti ufficiali circa lo sviluppo del fotovoltaico) è da scartare completamente; ciò vale quindi anche per il PAN.

Prendendo proprio il PAN e gli studi preparatori come esempio basti osservare che la quota di produzione attribuita al fotovoltaico nel 2020 per le Marche (213 GWh¹³⁶) è pari a meno di 1/3 del consuntivo 2011 (658 GWh).

¹³⁴ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹³⁵ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹³⁶ 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

Mentre per altre fonti è più facile individuare un valore di “potenzialità tecnica” che possa orientare le stime, nel caso del fotovoltaico la definizione di un tale riferimento è pressoché impossibile; infatti 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 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. In definitiva, quindi, la scelta alla base della proiezione sono così arbitrarie da rendere tale proiezione significativa solo per l’identificazione di un ordine di grandezza. In ogni caso, dato che la definizione di scenari di sviluppo è necessaria perché il Burden Sharing impone la costruzione di un quadro di insieme, si è partiti dai dati esistenti per poter costruire le proiezioni.

La produzione da fotovoltaico nelle Marche nel 2011 è stata pari a 56,6 ktep e nel 2012 è stata pari a circa 99 ktep¹³⁷. Per quanto riguarda, invece, l’anno 2013 non è possibile identificare un valore basato sui dati energetici di consuntivo. Tuttavia la stima deve tenere 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 2012¹³⁸;
- ✓ 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.

La valutazione di tutte le considerazioni finora svolte conduce ad ipotizzare che il consuntivo 2013 possa essere pari a circa il 135% del consuntivo 2012. Per quanto riguarda, invece, lo sviluppo negli anni dal 2013 al 2020 le basi per la costruzione di scenari sono molto incerte.

L’unica certezza è la permanenza della possibilità di accesso allo scambio sul posto per gli impianti fotovoltaici, dato che la quota di spesa annuale per gli incentivi prevista nel V conto è stata raggiunta nel mese di giugno 2013. Lo scenario di riferimento, quindi, deve essere costruito considerando che l’unica forma di sgravio cui gli impianti fotovoltaici potranno accedere è quella relativa alle ristrutturazioni edilizie (c.d. detrazioni 50%) che al momento sono state prorogate fino alla fine del 2013.

Sulla base di tali considerazioni si ipotizza nello scenario di riferimento una crescita dell’energia prodotta pari al 2 % all’anno; nello scenario più ottimistico, invece, tale percentuale è portata al 3%.

La differenza è ridotta in quanto tenuto conto del clima complessivo e degli indirizzi ormai adottati si ritiene che le prospettive per la fonte fotovoltaica saranno quelle di uno sviluppo costante ma contenuto; inoltre l’esame dei provvedimenti contenuti nel PAN non suggerisce una prospettiva di incentivazione particolare per il fotovoltaico¹³⁹.

L’implementazione delle assunzioni appena esposte conduce alla redazione del quadro riportato in Tabella 41.

¹³⁷ 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

¹³⁸ “Solare fotovoltaico – rapporto statistico 2012”, istogramma a pag. 10, www.gse.it

¹³⁹ 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>

Tabella 41: proiezione della produzione FER-E fotovoltaico

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁴⁰	[ktep]	99	119	122	124	127
Sc. SEE ¹⁴¹	[ktep]	99	125	127	130	132

5.3.4 FER-E: eolico

Per quanto riguarda la fonte eolica, visto che fino ad oggi praticamente non esistono installazioni eoliche degne di nota (in termini di energia prodotta) nella Regione Marche, e tenuto conto del limitato numero di richieste di autorizzazione in essere è possibile fornire un quadro molto dettagliato della situazione attuale e degli scenari possibili.

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. 6 luglio 2012¹⁴² 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 quadro degli incentivi per la fonte eolica emergono alcune considerazioni importanti che condizionano sicuramente lo sviluppo di nuovi impianti eolici in Italia e, ancor di più, 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 5000 kW risultano interessanti solo se di taglia inferiore a 1000 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 1000 kW. Per tutti questi impianti l'autorizzazione è affidata alla Provincia che richiede una Verifica di Impatto o una vera e propria Valutazione di Impatto ambientale. 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 proposto dal D.M.6 luglio 2012 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.

¹⁴⁰ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁴¹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁴² 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"

5.3.4.2 Prospettive di sviluppo della FER-E eolico nella Regione Marche

Esaminando la richiesta attuale di installazioni, ai sensi di quanto espresso nel D.M. 6 luglio 2012, 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 1000 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. L'asta degli impianti sotto ai 5 MW si è così conclusa con la copertura di tutti i 60 MW messi a disposizione, anche l'asta a ribasso degli impianti sopra a 5 MW è stata quasi completamente coperta con 472 MW presentati su una disponibilità di 500 MW.

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.

Se invece si passa ad osservare la situazione dei progetti autorizzati o in procedura autorizzativa la situazione è quella riportata in Tabella 42.

Tabella 42: impianti eolici sottoposti a VIA regionale con esito positivo o in procedura VIA (2012)

	Comune	Impianto	Potenza [MW]	stato Decreti
PU	Apecchio	APECCHIO EOLICA	14	in procedura VIA
PU	Apecchio	ABACO – M. dei Sospiri	10	autorizzato
PU	Cagli	LOC. MONTE SAN LORENZO	27,6	in procedura VIA
PU	Mercatello sul Metauro	MTRE – M. Cerrone	8,2	in procedura VIA
PU	Mercatello sul Metauro	ATI ABACO TRE EST – M. Cerr.	11,5	in procedura VIA
PU	Pergola	MAESTRALE	20	autorizzazione annullata
MC	Monte Cavallo	SORGENIA – M. Tolagna	14	CGA positiva/sospeso 387
MC	Serrapetrona	MONTE D'ARIA	8	autorizzato
MC	Serravalle del Chienti	Località Civitella	0,5	in autorizzazione 387
MC	Serrav.-MonteCav.-Pievetor.	Com. Montana di Camerino	34	autorizzato
	TOTALE CANTIERABILE		52	

Qualora l'impianto di Monte Cavallo riuscisse a superare l'annullamento espresso dalla Soprintendenza, così come è accaduto per la Comunità Montana di Camerino, ai 52 MW si aggiungerebbero altri 14 MW portando il tutto a 66 MW complessivi.

Per quanto riguarda invece il possibile sviluppo alla luce del nuovo decreto D.M. 6 luglio 2012, sulla base dell'indagine svolta sulle potenzialità di produzione delle principali turbine eoliche di piccola e media taglia attualmente in commercio si evidenzia come la macchina da 200 kW sia sempre utilizzabile, in collina come in montagna, con tempi di rientro dell'investimento inferiori a tutti gli altri casi analizzati (la macchina presenta un diametro di 27 metri ed una torre di sostegno di 40 m). Per installazioni da 50 kW il prezzo della macchina fa la vera differenza perché risulta più conveniente una macchina di medie prestazioni, sia in siti collinari che in quelli montani (diametro circa 20 metri su torre da 24 metri). La macchina da 850 kW risulta interessante solo se scelta di classe 2 o, dove possibile, in classe 3; il problema è che il prezzo di queste macchine è ancora troppo alto e vedono una loro applicazione solo in siti montani (macchina da circa 50 m di diametro su torre da 70 metri).

Benché preliminare, l'analisi lascia prevedere lo sviluppo di impianti da 200 kW, per quelli che andranno a registro, e di 50-60 kW di medie prestazioni, per quelle ad accesso diretto alla tariffa. E' difficile fare una previsione sul numero di macchine da 200 kW, o superiore, che potrebbero essere installate nelle Marche; è ovvio che il registro consente un'iscrizione annua ad un contingente di massimo 60 MW che, una volta suddiviso fra le regioni che tradizionalmente vi accedono (Sicilia, Calabria, Basilicata, Campania, Puglia, Molise, Abruzzo, Toscana, Sardegna) potrebbe garantire forse una disponibilità residua di 5-8 MW da dividere fra Umbria, Marche, Liguria ed Emilia Romagna. In tal caso le Marche potrebbero accedere a circa 2-3 MW all'anno di installazioni da 200 kW, che corrisponde a 10-15 macchine/anno.

Per la fascia sotto i 60 kW le installazioni potrebbero essere più numerose, in quanto non contingentate, ed 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 è modesta in quanto gli impianti cantierabili sono stati considerati tutti realizzati all'anno 2014. I 14 MW aggiuntivi di impianti che potrebbero diventare cantierabili se superassero l'annullamento sono stati considerati come effettivamente realizzabili ed entranti in esercizio nello scenario più ottimistico; analogamente nello scenario base si è considerata una potenza annuale installata pari a 2 MW per gli anni 2015-2020, mentre nello scenario più ottimistico tale potenza è stata considerata pari a 3 MW. I risultati in termini di energia sono calcolati adottando una producibilità media pari a 2.4 GWh/MW e sono mostrati in Tabella 43.

Tabella 43: proiezione della produzione FER-E eolico

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁴³	[ktep]	0	5	12	12	13
Sc. SEE ¹⁴⁴	[ktep]	0	5	15	17	19

5.3.5 FER-E: sintesi degli scenari

L'esame delle ipotesi di traiettoria di sviluppo delle FER-E consente alcune osservazioni di rilievo; la prima è il fatto che il loro ruolo è stato molto maggiore di quanto non ci si attendesse e questo principalmente grazie allo sviluppo della fonte solare che oggi produce circa il 65% del totale delle rinnovabili elettriche in regione.

Come si può vedere, tuttavia, lo sviluppo delle FER-E previsto per i prossimi anni offre un contributo molto importante al totale delle FER; contributo che supera di gran lunga quello previsto alla 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, quella che si stima crescerà meno in termini percentuali è l'idroelettrico, in quanto lo sfruttamento di tale risorsa è già molto esteso e le possibilità residue sono limitate.

Anche per il fotovoltaico si prevede un forte rallentamento, che, comunque, gli consentirà in ogni caso di continuare a rappresentare una quota percentuale sempre maggiore della metà del totale al 2020. Per le biomasse le prospettive di sviluppo sono ampie, ma le incertezze circa l'effettiva realizzazione di impianti sono altrettanto grandi; per questo in entrambe gli scenari la previsione svolta è sufficientemente conservativa.

In ultimo c'è grande attesa per l'evoluzione riguardante l'eolico, finora assente nel panorama regionale: infatti, anche tenuto conto dei molti vincoli e delle rilevanti difficoltà si aspetta nei

¹⁴³ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁴⁴ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

prossimi anni uno sviluppo importante di questa fonte che le consentirà di coprire un ruolo di rilievo nel mix previsto per il 2020.

La Tabella 44 e le Figure 28, 29, 30 e 31 mostrano le proiezioni esposte finora.

Tabella 44: 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
Idroelettrico	42	44	46
Biomasse	10	18	24
Solare	99	127	132
Eolico	0	13	19
Totale FER-E	151	201	221

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

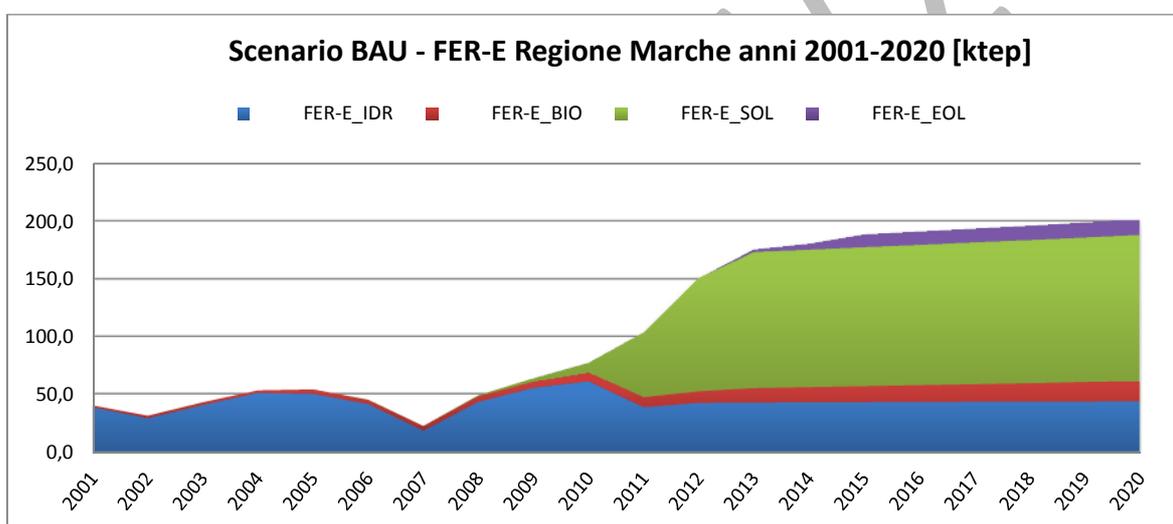


Figura 28: FER-E nello scenario BAU

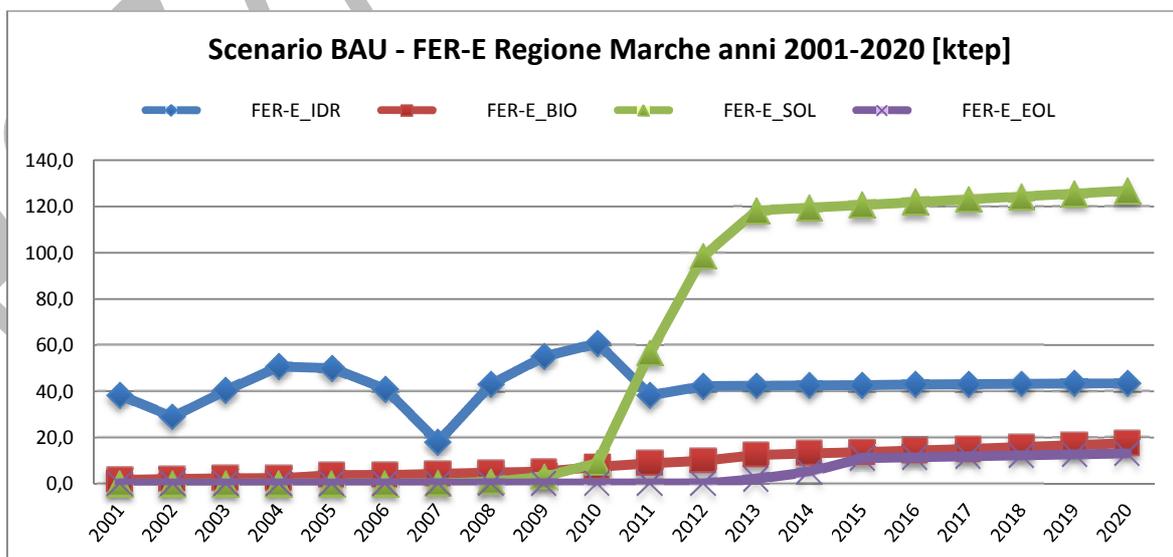


Figura 29: FER-E nello scenario BAU

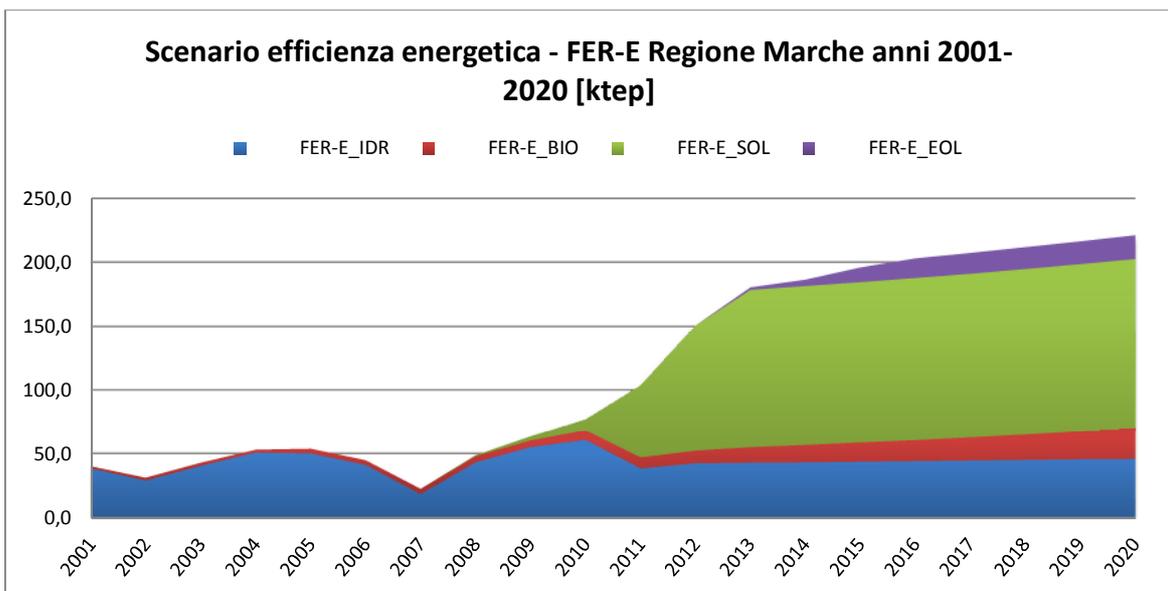


Figura 30: FER-E nello scenario efficienza energetica

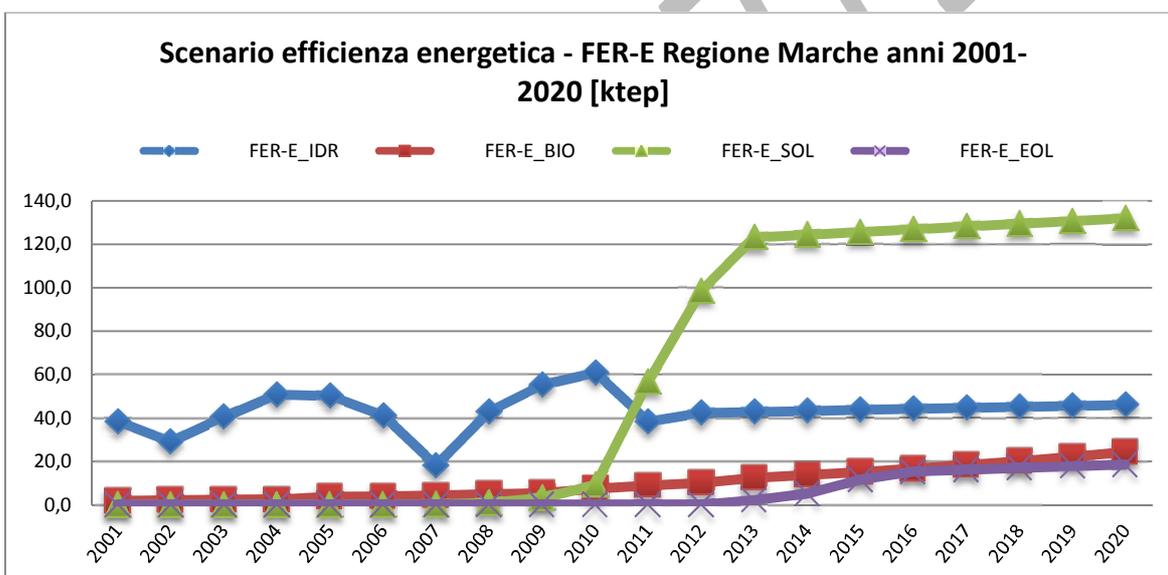


Figura 31: FER-E nello scenario efficienza energetica

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 innanzitutto in termini numerici in quanto l'attesa relativa al loro contributo è molto alta (il PAN¹⁴⁵ attribuisce al 2020 alle FER-C un valore di 10'456 ktep in Italia, superiore a quello delle FER-E alle quali sono associati 9'631 ktep).

Lo sono, tuttavia, anche in termini statistici in quanto l'introduzione appieno delle FER-C nei bilanci come elemento indipendente rappresenta una novità inedita.

¹⁴⁵ 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>

Infatti, se è vero che nei bilanci nazionali in effetti 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 innanzitutto a delle difficoltà oggettive relative ai dati: le rinnovabili elettriche presentano per la quasi totalità la peculiarità di essere “grid-connected”; anzi, dato che la capacità di trasporto dell’energia elettrica è piuttosto sviluppata, spesso è proprio l’assenza di infrastrutture a compromettere lo sviluppo di una fonte FER-E (come è spesso per l’eolico, per il quale a volte proprio l’assenza di infrastrutture pregiudica 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 comportano l’esistenza di una molteplicità di dati circa le FER-E. Non ultimo anche i dati della produzione di energia che è nella maggior parte dei casi tele-letta; qualora non sia così 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 la installazione di un semplice impianto solare termico svolta presso una utenza, 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 lo sviluppo di una pratica edilizia (con la trasmissione all’apposito ufficio comunale di una dichiarazione di attività di edilizia libera). 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 fluorurati¹⁴⁶) ed in particolare il meccanismo dei certificati bianchi e le detrazioni 55% hanno consentito di cominciare a costruire raccolte di dati per alcune specifiche tecnologie (caldaie a condensazione, pompe di calore, impianti solari termici). Tuttavia 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 conta-calorie è un’operazione spesso sconsigliata dal punto di vista economico.

Per le ragioni poste la definizione degli obiettivi e il monitoraggio del loro raggiungimento per le FER-C è una strada lunga, articolata e ancora piena di incertezze, soprattutto perché mancano in effetti punti di riferimento.

Ecco quindi che il cerchio si chiude sulla prima premessa, ovvero l’importanza del monitoraggio e la capacità di aggiornare rapidamente proiezioni e strategia alla luce della disponibilità dei dati. Circa i dati, infatti, l’unico dato disponibile è quello presente nel D.M. 15 marzo 2012 che attribuisce alle Marche all’anno di riferimento una quantità di FER-C pari a 34 ktep; tuttavia di tale grandezza non è stato possibile recuperare la scomposizione, quindi le possibilità di riferirsi ad essa sono di fatto molto parziali.

Entrando nel merito della presente analisi, le FER-C, diversamente dalle FER-E, sono state innanzitutto raggruppate per settore di consumo (industria, civile, composto da terziario e residenziale, 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 innanzitutto 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.

¹⁴⁶ il 14 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.

All'interno di ciascuno dei settori di consumo è stato poi stimato il contributo di ciascuna fonte rinnovabile; ovviamente sono stati scartati gli accoppiamenti impossibili o a contributo nullo (ad esempio il contributo delle pompe di calore o del solare sono considerati nulli nel settore agricolo in quanto non vi sono domande di rilievo in tale settore che possono essere soddisfatte da tali fonti).

In conclusione, quindi, sono state elaborate proiezioni per lo sviluppo di:

- ✓ FER-C settore industria:
 - biomasse;
 - solare;
 - pompe di calore;
- ✓ FER-C settore utilizzi civili:
 - biomasse;
 - solare;
 - pompe di calore;
- ✓ FER-C agricoltura:
 - biomasse.

Rispetto alle previsioni che emergono dai documenti preparatori del PAN¹⁴⁷ il presente studio trascura due fonti: la geotermia per utilizzo diretto e la produzione di biometano da immettere in rete.

Nel primo caso il problema è legato al fatto che non si hanno dati disponibili per valutare l'effettivo peso dell'utilizzo diretto di risorsa geotermica (che, nelle Marche, è da ricondurre essenzialmente agli utilizzi termali); si comprende facilmente, però, che considerato il numero e la dimensione delle stazioni esistenti nelle Marche i ktep provenienti da tale fonte possono essere trascurati in termini di incidenza numerica; si rimanda.

Per quanto riguarda, invece, l'immissione in rete di biometano, il problema sorge per via del fatto che non si conoscono al momento installazioni commerciali in esercizio in Italia e tantomeno nelle Marche; pertanto non si hanno basi per definire l'effettiva possibilità di sviluppo di questo utilizzo e pertanto si è preferito operare in forma conservativa e per il momento trascurare questa fonte per eventualmente integrarla alla prima revisione.

Si sottolinea, però, che il momento del primo monitoraggio servirà a rivedere queste assunzioni ed eventualmente a correggere gli errori che dovessero emergere.

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)^{148,149}.

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 molto 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 Tabelle 41, 42 e 43.

¹⁴⁷ 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

¹⁴⁸ 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

¹⁴⁹ Weiss V., Bergman I., Faninger G., Solar Heat Worldwide – Markets and Contribution to Energy Supply 2005, International Energy Agency 2007

La Tabella 41 mostra le due traiettorie di sviluppo delle FER-C biomasse nel settore industriale; al riguardo si è avuta la fortuna di poter partire da un dato consolidato: una precedente analisi svolta dalla Regione Marche presso le diverse Province ha evidenziato l'esistenza di un considerevole 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. Partendo da dati di potenzialità installata e stimando le ore di effettivo utilizzo di tali caldaie si è potuto pervenire ad un valore consolidato di circa 20 ktep come punto di partenza. Sulla base di tale dato è stato quindi stimato che in una traiettoria ottimistica si possa più che raddoppiare questo valore al 2020, mentre in una ipotesi meno virtuosa si arrivi quasi al raddoppio. Nello sviluppare queste cifre si è tenuto conto anche del fatto che probabilmente esiste anche una certa quantità di macchine già installate ma mai censite che potranno probabilmente rientrare in tale stima.

Tabella 45: proiezione della produzione FER-C biomasse nel settore industriale

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁵⁰	[ktep]	20	24	28	31	35
Sc. SEE ¹⁵¹	[ktep]	20	26	33	39	45

Per quel che riguarda il contributo del solare in ambito industriale, esso è in effetti una grande incognita. Da anni, infatti, esistono diverse iniziative che sono volte a sviluppare le potenzialità di questo accoppiamento; tuttavia i risultati sono in effetti molto limitati. Pertanto è stato ipotizzato negli anni fino al 2020 un certo sviluppo, partendo da un valore attuale nullo, ma l'incertezza ha suggerito di adottare una certa cautela e quindi il numero identificato è molto limitato.

Tabella 46: proiezione della produzione FER-C solare nel settore industriale

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	0	1	1	2	2
Sc. SEE	[ktep]	0	1	1	2	2

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 47: proiezione della produzione FER-C PDC nel settore industriale

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	1	1	1	2	2
Sc. SEE	[ktep]	1	1	1	2	2

5.4.2 FER-C Settore terziario e domestico

Nel settore civile con l'introduzione degli obblighi previsti dal D.lgs 28/2009 è stato reso obbligatorio l'utilizzo di fonti rinnovabili a copertura del fabbisogno energetico per il

¹⁵⁰ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁵¹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

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 si possano crescere in modo molto più veloce rispetto al passato. Un elemento di incertezza si ha relativamente ai dati di partenza, riferiti agli anni 2005-2008, che potrebbe far modificare sensibilmente quella che sono le stime e traiettorie.

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 aerulico/geotermico e biomassa è stata fatta considerando la zona climatica (E biomassa – D aerulico) e la posizione rispetto all'offerta di biomassa locale (alta collina e montana biomassa, fascia litoranea PDC). Tale suddivisione non è necessariamente netta, ma è plausibile ipotizzare come la convenienza all'utilizzo di pompa di calore aerulica in zone climatiche meno fredde (dove quindi i rendimenti sono più alti), oppure l'elevata disponibilità di biomassa locale, influenzi la scelta del tipo di impianto da installare.

Seppure non sia stato possibile costruire una matrice dettagliata che incrociasse le disponibilità di ogni singolo territorio con le effettive possibilità di utilizzo, tuttavia è stata svolta una verifica al livello regionale per assicurarsi dell'effettiva disponibilità di risorsa legnosa nel territorio regionale per coprire la quota di utilizzi prevista nel presente piano. A fronte di una specifica analisi sul territorio marchigiano¹⁵² si può verificare che come l'adozione di idonee pratiche 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. Si sottolinea a tale riguardo anche il fatto che il documento preparativo del PAN¹⁵³ aveva assegnato alla Regione Marche una maggiore quota di sfruttamento delle biomasse, e che quindi la proiezione è conservativa rispetto a tale stima.

Tabella 48: proiezione della produzione FER-C biomasse nel settore civile

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU ¹⁵⁴	[ktep]	18	27	37	46	55
Sc. SEE ¹⁵⁵	[ktep]	18	42	67	91	115

Tabella 49: proiezione della produzione FER-C solare nel settore civile

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	10	14	18	21	25
Sc. SEE	[ktep]	10	15	20	25	30

¹⁵² 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,

¹⁵³ 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

¹⁵⁴ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁵⁵ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Tabella 50: proiezione della produzione FER-C PDC nel settore civile

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	5	23	40	58	75
Sc. SEE	[ktep]	5	29	76	82	100

5.4.3 FER-C: agricoltura

Per il settore dell'agricoltura, la possibilità di utilizzare impianti che utilizzino fonti rinnovabili termiche, è limitato agli impianti di riscaldamento delle serre e degli edifici. In tale ambito risulta vantaggioso l'utilizzo di generatori termici a biomasse, data la presenza in gran parte delle aziende di residui legnosi adatti all'utilizzo in caldaie per la produzione di energia termica. Dato il consumo di combustibile per riscaldamento e calore (al massimo stimati in 7 kTep di consumo di gas naturale¹⁵⁶) si dà come limite massimo tale valore come potenzialità tecnica, mentre il valore di riferimento viene ridotto per tenere conto di un utilizzo parziale di biomassa. Si sottolinea l'incertezza relativa a tali dati che dovranno quindi essere soggetti a stretto monitoraggio.

Tabella 51: proiezione della produzione FER-C biomasse nel settore agricolo

		Anno iniziale	2014	2016	2018	2020
Sc. BAU	[ktep]	1				5
Sc. SEE	[ktep]	1				7

5.4.4 FER-C: sintesi degli scenari

Sulla base di quanto posto in premessa al paragrafo sulle FER-C si comprende come le proiezioni svolte soffrano di una forte incertezza. Oltre all'incertezza che accompagna ogni genere di proiezione, nel caso specifico ad essa si aggiunge anche l'incertezza legata al punto di partenza: infatti il raggiungimento degli obiettivi fissati dal DM 15 marzo appare molto difficile da raggiungere a meno che non si abbiano durante il monitoraggio riscontri che possano condurre a rivedere il numero di 34 ktep di FER-C attribuito alla regione marche per l'anno di riferimento. In effetti, quindi, è proprio il monitoraggio lo strumento tramite il quale gli scenari individuati andranno necessariamente riletti e corretti. In ogni caso, al fine di fornire un quadro completo si riassumono in Tabella 52 i dati di sintesi degli scenari relativi alle FER-C.

Tabella 52: proiezioni delle diverse FER-C nei diversi settori [ktep]

	Anno 2020 Sc. BAU ¹⁵⁷	Anno 2020 Sc. SEE ¹⁵⁸
industria	39	49
<i>di cui PDC</i>	2	2
<i>di cui biomasse</i>	35	45
<i>di cui solare</i>	2	2
civile	155	245
<i>di cui PDC</i>	75	100

¹⁵⁶ il dato fa riferimento al consumo di gas naturale proveniente dai Rapporti Energia e Ambiente ENEA e valutazione fatta da Enama sul riscaldamento delle serre

¹⁵⁷ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁵⁸ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

<i>di cui biomasse</i>	55	115
<i>di cui solare</i>	25	30
agricoltura	5	7
<i>di cui biomasse</i>	5	7
Totale FER-C	199	301

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

Dall'esame della Tabella 48 si osserva immediatamente che le differenze maggiori fra i due scenari sono nel settore degli utilizzi civili; non solo, il medesimo settore presenta anche il contributo di FER-C di gran lunga maggiore fra tutti. Queste osservazioni sono essenziali in quanto sottendono al fatto che gli sforzi principali da compiere sono all'interno del settore civile il quale presenta le maggiori potenzialità di sviluppo al 2020.

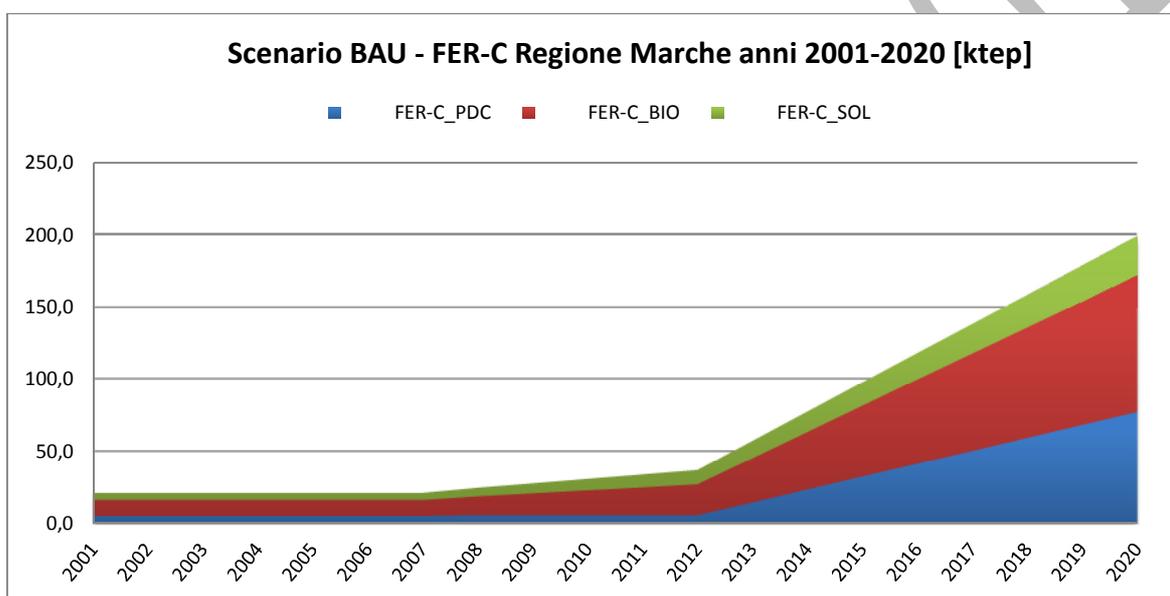


Figura 32: FER-C nello scenario BAU

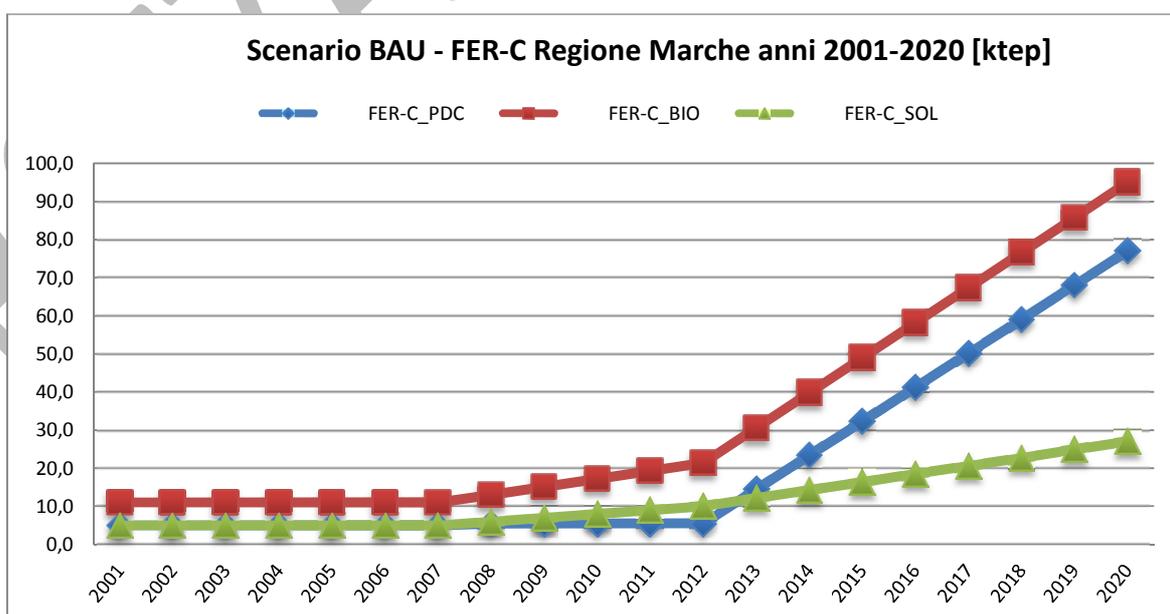


Figura 33: FER-C nello scenario BAU

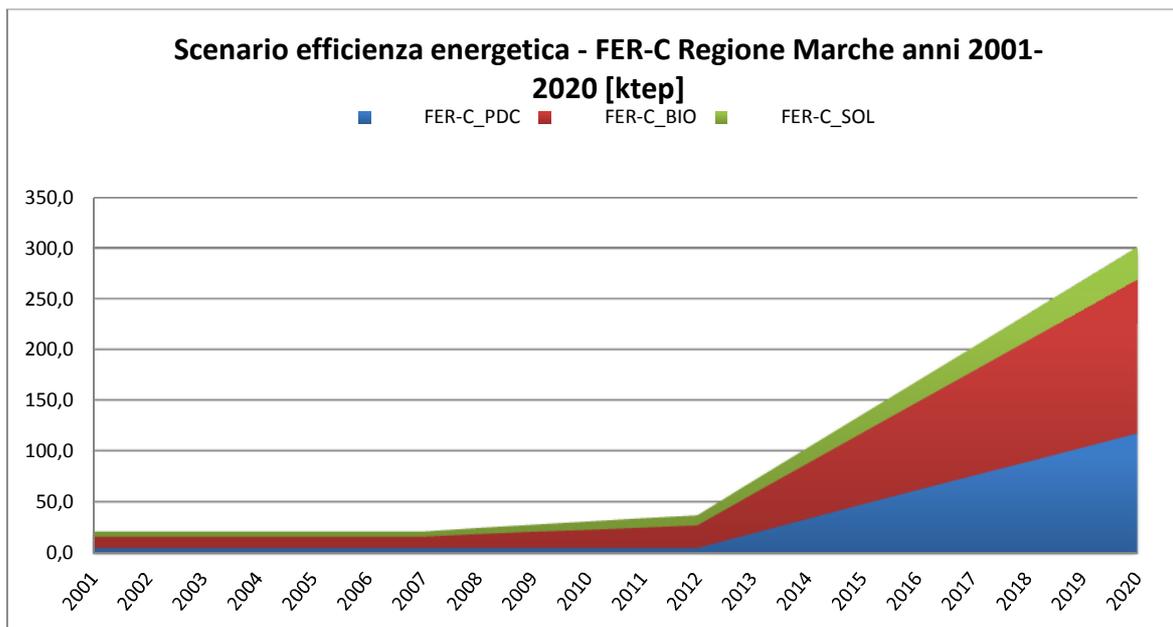


Figura 34: FER-C nello scenario efficienza energetica

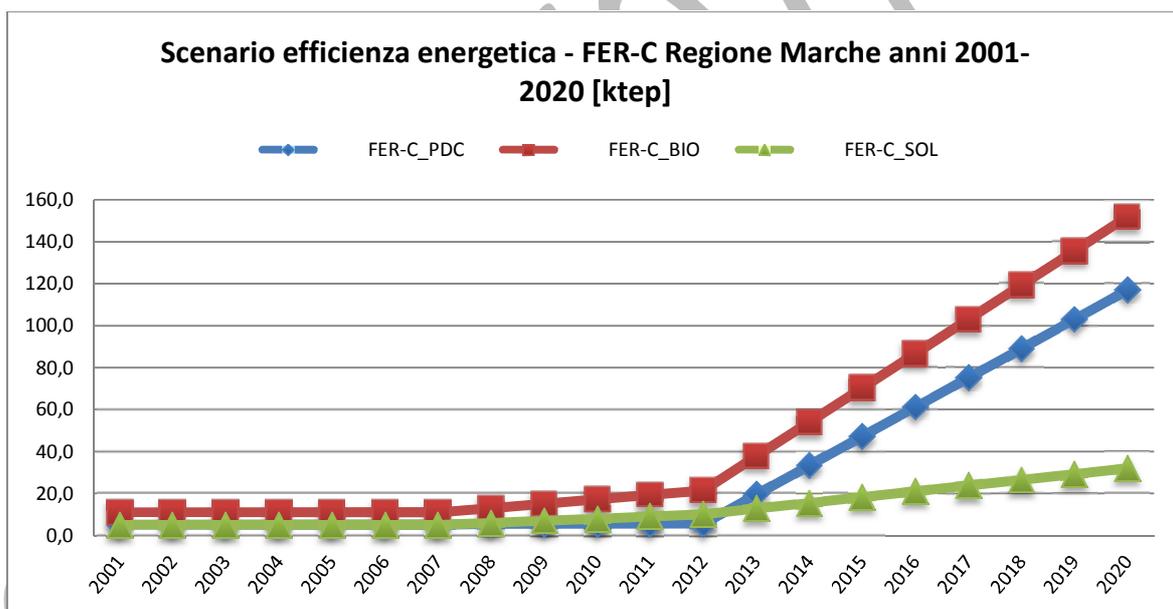


Figura 35: FER-C nello scenario efficienza energetica

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 una 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.

Per completezza si sottolinea nuovamente che l'impegno vincolante del D.M. Burden Sharing per le singole Regioni è il rapporto tra energia rinnovabile (FER-E + FER-C) e consumi finali lordi (CFL), per le Marche pari al 15,4%, e non il dettaglio su come questo rapporto viene raggiunto.

5.5.1 Consumi finali lordi

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, calcolati dall'ENEA.

La Tabella 53 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 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.

Tabella 53: proiezioni dei CFL nei vari settori e totali

	Anno 2012	Anno 2020 Sc. BAU ¹⁵⁹	Anno 2020 Sc. SEE ¹⁶⁰	Anno 2020 D.M. Burden Sharing
Totale CFL	3.387	3.460	3.188	3.513
<i>CFL-E</i>	<i>711</i>	<i>800</i>	<i>750</i>	<i>705</i>
<i>CFL-NON E</i>	<i>2.676</i>	<i>2.659</i>	<i>2.438</i>	<i>2.917</i>

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

Si osserva come di fatto entrambi gli scenari identificati nella presente analisi (BAU e SEE) riportino proiezioni dei CFL più ottimistiche rispetto a quelle presenti nel DM Burden Sharing. Va osservato che la differenza fra i databases adottati comporta sicuramente una stima inferiore dei consumi storici da parte della presente analisi pari a circa 100 ktep nell'ambito dei CFL-NON E. Ciò posto lo scenario di riferimento riconduce a valori sostanzialmente analoghi a quelli del DM Burden Sharing e solo lo scenario efficienza energetica realizza una proiezione effettivamente un po' più ottimistica.

Al riguardo è importante tenere conto del fatto che una buona parte del contenimento dei consumi ipotizzato qui è da ricondurre anche all'impatto della crisi economica i cui effetti negli scenari elaborati qui 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 della strategia per il Burden Sharing. Altra importante nota riguarda il fatto che, in entrambi gli scenari elaborati qui, si osserva una quota maggiore di CFL E rispetto allo scenario prospettato dal Burden Sharing; ciò è importante perché sottende una considerazione essenziale: viste le attuali normative, il contenimento dei consumi in edilizia è strettamente collegato anche alle rinnovabili termiche ed alla elettrificazione della domanda: nelle nuove edificazioni, ma soprattutto nelle ristrutturazioni, infatti, non si potrà fare a meno d'ora in poi di adottare le pompe di calore e l'energia solare. Questo significa che il contenimento dei consumi sarà necessariamente accompagnato da uno spostamento della domanda di calore sulla fonte elettrica; l'aumento dei CFL-E è pertanto da ricondurre a tale fenomeno.

5.5.2 Rinnovabili elettriche

Per quanto riguarda le rinnovabili elettriche ci si limita a riassumere le considerazioni già fatte in precedenza alla luce del quadro di insieme e del confronto mostrati in Tabella 54.

¹⁵⁹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁶⁰ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

Tabella 54: proiezioni delle diverse FER-E [ktep]

	Anno iniziale	Anno 2020 Sc. BAU ¹⁶¹	Anno 2020 Sc. SEE ¹⁶²	Anno 2020 DM Burden Sharing
Idroelettrico	42	44	46	54
Biomasse	10	18	24	41
Solare	99	127	132	18
Eolico	0	13	19	20
Totale FER-E	151	201	221	134¹⁶³

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

Aldilà delle differenze fra i due scenari tracciati nel presente piano si riscontrano differenze di rilievo rispetto agli obiettivi Burden Sharing. Per l'idroelettrico si prospetta uno sviluppo un po' meno marcato; stesso si può affermare, ma con maggiore intensità anche per le biomasse. Per il fotovoltaico, invece, si richiama quanto già detto, mentre per l'eolico le stime sono sostanzialmente coincidenti.

5.5.3 Rinnovabili termiche

Sulla base di quanto posto in premessa al paragrafo sulle FER-C si comprende come le proiezioni svolte soffrano di una forte incertezza. Oltre all'incertezza che accompagna ogni genere di proiezione, nel caso specifico si aggiunge anche l'incertezza legata al punto di partenza: infatti il raggiungimento degli obiettivi fissati dal D.M. 15 marzo 2012 appare molto difficile a meno che non si abbiano durante il monitoraggio riscontri che possano condurre a rivedere il numero di 34 ktep di FER-C attribuito alla Regione Marche per l'anno di riferimento. In effetti, quindi, è proprio il monitoraggio lo strumento tramite il quale gli scenari individuati andranno necessariamente rilette e corretti.

In ogni caso, al fine di fornire un quadro completo si riassumono in Tabella 55 i dati di sintesi degli scenari relativi alle FER-C.

Dall'esame della Tabella 55 si può osservare che:

- ✓ per quanto riguarda l'industria nel complesso le stime sono fra loro vicine;
- ✓ nell'ambito del civile, invece, si hanno stime simili per quanto riguarda l'utilizzo delle pompe di calore, mentre si hanno valori sensibilmente diversi per le biomasse.
- ✓ anche in agricoltura i valori sono diversi, non tanto nel valore assoluto, quanto in percentuale l'uno rispetto all'altro;
- ✓ la quota finale "altro" è relativa alla produzione di biometano immesso nella rete di distribuzione; dato che non si hanno indicazioni circa lo sviluppo di progetti del genere in Regione e poiché la normativa relativa a tale biocombustibile è lungi dall'essere approvata a livello nazionale, tale quota è stata trascurata dal presente piano, mentre il PAN le associa un contributo di circa 5,5 ktep per la Regione Marche.

¹⁶¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁶² Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁶³ 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 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

Tabella 55: proiezioni delle FER-C nei diversi settori [ktep]

	Anno 2020 Sc. BAU	Anno 2020 Sc. SEE	Anno 2020 DM Burden Sharing
industria	39	49	40
<i>di cui da PDC</i>	2	2	0
<i>di cui biomasse</i>	35	45	40
<i>di cui solare</i>	2	2	0
civile	155	245	
<i>di cui da PDC</i>	75	100	82
<i>di cui biomasse</i>	55	115	225
<i>di cui solare</i>	25	30	37
agricoltura	5	7	17
<i>di cui biomasse</i>	5	7	17
altro			6
Totale FER-C	199	301	406

nota: eventuali differenze nelle somme sono dovute all'approssimazione all'intero

5.6 Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012

Sintetizzando quanto finora esposto si può pervenire al risultato mostrato in Tabella 56 e in Figura 36.

Tabella 56: riepilogo proiezioni [ktep]

		valore di partenza calcolato	valore di partenza assegnato dal D.M.	obiettivo 2020 sc. BAU ¹⁶⁴	obiettivo 2020 sc. SEE ¹⁶⁵	obiettivo 2020 assegnato dal D.M.
CFL ¹⁶⁶	[ktep] ¹⁶⁷	3.387	3.622	3.460	3.188	3.513
FER-E ¹⁶⁸	[ktep]	151	60	201	221	134
FER-C ¹⁶⁹			34	199	301	406
(FER-E+FER-C)/CFL	%	4,5	2,6	11,6	16,4	15,4

Dalla lettura della Tabella 56 risulta immediatamente evidente che il raggiungimento dell'obiettivo vincolante del 15,4% è possibile solo se si riesce ad implementare lo Scenario Efficienza Energetica (che permetterebbe al 2020 di raggiungere la percentuale del 16,4%). Lo scenario Business As Usual, invece, permetterebbe un risultato pari all'11,6%, largamente insufficiente per l'ottenimento dell'obiettivo regionale previsto per le Marche dal D.M. 15 marzo 2012.

L'analisi della Figura 36 permette un ulteriore approfondimento, perché consente di leggere anche la traiettoria temporale dei risultati ottenibili.

¹⁶⁴ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

¹⁶⁵ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

¹⁶⁶ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al successivo § 2.2.4

¹⁶⁷ [ktep], migliaia di tep, tonnellate equivalenti di petrolio (1 tep è pari a 41,87 GJ, o 11,63 MWh)

¹⁶⁸ FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite al successivo § 2.2.4

¹⁶⁹ FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite al successivo § 2.2.4

Lo scenario “BAU” è quello più in basso (nella Figura è definito come “Scenario di riferimento”); la curva al centro rappresenta, invece, lo scenario D.M. Burden Sharing (ovvero lo scenario efficienza energetica aggiuntiva del PAN opportunamente regionalizzato) mentre la curva più in alto rappresenta lo Scenario Efficienza Energetica, SEE, del presente Piano.

Si vede che anche per il raggiungimento degli obiettivi in itinere (previsti agli anni 2016 e 2018) è necessario che si dia corso alle iniziative che permettono lo scenario più virtuoso, mentre lo scenario che procede per inerzia non consente il raggiungimento, oltre che dell’obiettivo finale, nemmeno di quelli in itinere.

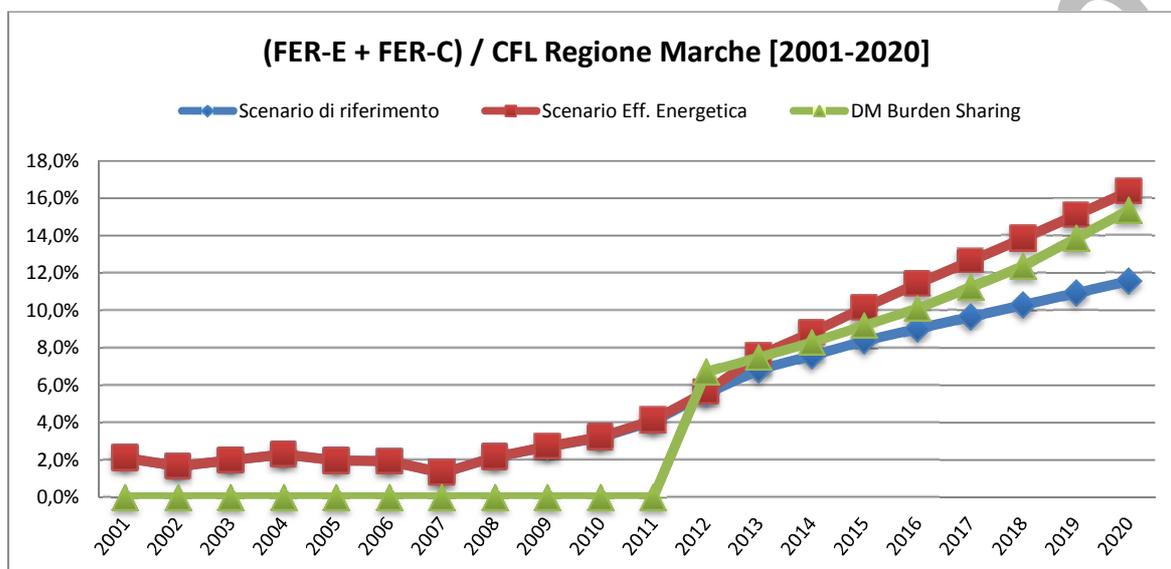


Figura 36: andamento del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL nelle Marche nei diversi scenari

In definitiva, solo l’adozione di politiche mirate al risparmio e all’efficienza energetica e allo sviluppo delle rinnovabili permetteranno alla Regione Marche di arrivare al 2020 e conseguire l’obiettivo cogente imposto dall’Unione Europea all’Italia e, di rimando, dall’Italia alle Marche. Aspettarsi che l’inerzia dell’innovazione tecnologica e della spinta verso l’efficienza e le rinnovabili provocata da fattori esterni permettano di ottenere comunque il risultato potrebbe rivelarsi errore molto grave.

Qui di seguito si danno alcune indicazioni circa le possibili politiche da adottare per implementare lo scenario virtuoso. Al paragrafo 6.4, poi, si daranno alcune indicazioni più precise circa le specifiche azioni e linee di intervento da mettere in atto.

Per quanto riguarda l’aspetto dei consumi, se, 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, bisogna tuttavia ravvisare che le previsioni sono “ottimistiche” sotto questo aspetto innanzitutto perché tengono già conto di molte cose fatte, e quindi per mantenere il percorso di tali scenari tutte le politiche in atto dovranno essere proseguite; in secondo luogo le assunzioni circa la scarsa espansione edilizia aiutano molto il contenimento dei CFL che sono molto legati anche a questa variabile.

La prima indicazione da cogliere, pertanto è il fatto che lo scenario efficienza energetica potrà essere percorso esclusivamente se si attueranno politiche volte a privilegiare il più possibile le ristrutturazioni rispetto alle nuove edificazioni; non solo, per percorrere tale strada sarà probabilmente necessario attuare anche iniziative che abbiano lo scopo di incrementare sempre di più lo standard di efficienza richiesto agli edifici ristrutturati, portandoli il più possibile vicini alle nuove edificazioni: infatti è proprio questa la via per contenere i consumi energetici dato che il parco edifici esistenti ha un peso di gran lunga maggiore rispetto a quello delle nuove edificazioni e quindi l’efficienza energetica dovrà necessariamente incidere su tale mole di edifici.

Per i settori agricolo ed industriale è difficile offrire spunti che non siano semplici indicazioni generali: se da un lato è vero che l'intensità energetica è andata diminuendo nel settore industriale nell'ultimo decennio, c'è però da tenere conto del fatto che nel complesso la diminuzione dei consumi è da attribuire più alla crisi che ha investito le produzioni che non a tale fenomeno. Ciò considerato l'unica indicazione possibile per tali ambiti è quella di proseguire il più possibile nello sforzo verso l'efficienza energetica. Sotto questo aspetto si hanno grandi attese in particolare verso il sistema dei certificati bianchi che, così come è stato riformato, potrebbe conseguire dei risultati più incisivi negli anni a venire rispetto a quelli, pur interessanti, che sono stati rilevati finora.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili elettriche, invece, il ruolo della Regione è marginale in quanto lo sviluppo è dettato principalmente dalle politiche di incentivazione. Sotto questo aspetto c'è da osservare che lo scenario efficienza energetica è basato sul presupposto che non si arresti del tutto l'installazione di impianti fotovoltaici, bensì che essa continui, seppure a ritmi molto meno sostenuti di quelli degli anni passati; anche se sembra ad oggi abbastanza chiaro che non vi saranno ulteriori "conto energia", si suppone che tale crescita sia possibile accoppiando lo scambio sul posto con qualche forma di detrazione, magari rafforzata (un esempio potrebbe essere quello di far accedere gli impianti fotovoltaici alle detrazioni ex 55%, ora 65%). Se il quadro incentivante resta quello attuale, invece, non si hanno particolari dubbi per quanto riguarda l'idroelettrico e l'eolico. Per le FER-E biomasse, invece, al fine di poter effettivamente percorrere la strada indicata nello scenario saranno forse necessari alcuni sforzi, se non sotto l'aspetto dell'incentivazione, almeno in termini di certezza riguardo la possibilità di installazione degli impianti e di sostegno all'accettabilità degli impianti nel territorio.

L'ultimo capitolo riguarda, infine, le FER-C. Per il solare e le pompe di calore gli sforzi possono essere ricondotti al tema dell'edilizia che è stato prima citato (l'installazione di pompe di calore e di pannelli solari è diventato ormai quasi un obbligo per i nuovi edifici); quindi di fatto lo sviluppo di tale fonti sarà strettamente legato alle misure che accompagneranno l'efficienza energetica in edilizia.

Probabilmente, invece, si dovranno mettere in atto sforzi importanti per sostenere le filiere delle biomasse in quanto il contributo stimato per tale fonte sarà raggiungibile solo se si riuscirà ad innescare su tale fronte un fenomeno analogo a quello che ha accompagnato negli ultimi anni lo sviluppo del fotovoltaico. Se da un lato le nuove schede standardizzate legate ai certificati bianchi¹⁷⁰ e il conto energia termico sono strumenti sicuramente utili per la diffusione di tale fonte, dall'altro si ritiene che essa sia quella che maggiormente necessita di interventi regionali, sia di natura generale per focalizzare l'attenzione su tale possibilità, sia di natura specifica per sostenere singole iniziative in ambito pubblico e privato che possano fungere da incubatori non solo per aprire la strada a queste applicazioni nel territorio, ma anche per sostenere la creazione di filiere che aiutino anche a sfruttare le risorse autoctone invece di utilizzare materia prima proveniente da fuori regione.

Infine, poiché 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, il monitoraggio e la continua revisione degli scenari e degli obiettivi sono un'attività essenziale per rendere efficace il presente Piano. Pertanto si insiste su tale aspetto perché esso rappresenta probabilmente la sfida maggiore nei prossimi anni (almeno fino al momento in cui il sistema di monitoraggio non avrà dipinto la prima istantanea dell'insieme).

¹⁷⁰ Il DM 28 dicembre 2012 ha introdotto nuove schede standardizzate fra cui una riguarda proprio l'installazione di caldaie a biomasse in ambito agricolo

Risulta evidente quindi la necessità di revisionare le analisi del presente documento nel momento in cui saranno disponibili i dati del primo monitoraggio effettuato in conformità ai richiami della Direttiva Europea.

BOZZA 22/07/2013

6 STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE E SISTEMA DI AZIONI

Sulla base delle considerazioni relative al contesto vengono analizzate e definite le linee strategiche regionali al 2020 per quanto riguarda:

- ✓ la diversificazione delle fonti di energia e il ruolo delle fonti fossili;
- ✓ la produzione di energia elettrica e la generazione distribuita;
- ✓ lo sviluppo e l'efficientamento delle reti energetiche;
- ✓ il sistema di azioni per lo sviluppo di risparmio, efficienza energetica ed energie rinnovabili (i temi sul risparmio e l'efficienza energetica e sulle energie rinnovabili, già approfonditi al Capitolo 5 per esplorare il percorso utile a conseguire il rispetto del Burden Sharing, verranno portati a logica conclusione attraverso la definizione del sistema di azioni necessarie a raggiungere l'obiettivo).

6.1 Contesto

Gli assi costitutivi del PEAR2005 erano¹⁷¹:

- ✓ **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;
- ✓ **ecoefficienza 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 ed 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, ecoefficienza 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;
- ✓ 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)¹⁷², approvata con Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013¹⁷³;

¹⁷¹ Paragrafo 1.2 "Contenuti ed obiettivi del PEAR" del "Sommaro del PEAR"

¹⁷² reperibile su:

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

- ✓ la reazione dei territori e dei cittadini alle infrastrutture energetiche. Reazione il più delle volte negativa, nel solco della cosiddetta *sindrome NIMBY*, 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 pertinenza della pianificazione regionale.

6.1.1 Il ruolo dei distretti produttivi e la loro evoluzione

Uno dei 3 assi principali e costitutivi del PEAR2005, insieme a **risparmio energetico e impiego delle energie rinnovabili**, 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 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”*¹⁷⁴.

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”*¹⁷⁵.

L'evoluzione del contesto socio-economico di questi ultimi anni impone una riconsiderazione del modello proposto dal PEAR2005 anche e soprattutto alla luce delle esperienze di implementazione del modello registrate nel corso dei questi anni. L'analisi viene svolta nel successivo paragrafo 6.4 “Produzione di energia elettrica e generazione distribuita” analizzando criticamente sia il modello di “generazione distribuita” che quello di “centrale di cogenerazione di Distretto”.

¹⁷³ Decreto Interministeriale MISE-MATTM dell'8 marzo 2013, reperibile su: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/decreto-8marzo2013-sen.pdf>

¹⁷⁴ Paragrafo 1.2 “Contenuti ed obiettivi del PEAR” del “Sommaro del PEAR”

¹⁷⁵ Paragrafo 4.2 “Generazione di energia elettrica” del “Sommaro del PEAR”

6.2 Diversificazione equilibrata delle fonti di energia e ruolo dei combustibili fossili

L'incremento sostenibile dello sfruttamento di energie rinnovabili, uno dei tre pilastri del PEAR 2005, rimane parametro fondamentale anche nell'ottica del presente aggiornamento.

Gli obiettivi relativi all'uso delle energie rinnovabili, fissati dal Decreto Burden Sharing, sono stati presentati ed analizzati al Capitolo 5 mentre il sistema di azioni necessario a conseguirli si presenterà più avanti al paragrafo 6.6.

In questo contesto i combustibili fossili, il gas in particolare e i carburanti liquidi, continueranno a giocare un ruolo estremamente importante, accresciuto dall'impatto che essi continuano a provocare in termini occupazionali (situazione della raffineria di Falconara) e ambientali (approvvigionamento di combustibili liquidi e gassosi). Questo paragrafo si occupa del ruolo dei combustibili fossili nelle Marche da qui al 2020 attraverso l'esame di alcuni aspetti di interesse per lo scenario regionale:

- ✓ la produzione sostenibile di idrocarburi,
- ✓ la raffinazione dei carburanti,
- ✓ l'approvvigionamento di gas naturale,
- ✓ lo stoccaggio di gas naturale.

Da ultimo si affronterà un aspetto relativo alle energie rinnovabili, quello dello sfruttamento del vento al largo delle coste adriatiche, che non è stato inserito nella contabilità della produzione di energia rinnovabile in Regione al 2020 perché non è verosimile attendersi prima di quella data alcun contributo da eolico off-shore.

Le cose potrebbero cambiare in una prospettiva più lontana, per cui vanno riportate le informazioni relative agli studi in corso, insieme all'eventuale ruolo che il Porto di Ancona potrebbe giocare nell'ambito di un sistema, interregionale e internazionale, di sfruttamento dell'energia eolica in Adriatico.

6.2.1 Produzione sostenibile di idrocarburi

Uno degli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale è quello di¹⁷⁶. *“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 equivalente) 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).”

¹⁷⁶ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 110

Questa strategia si basa sul fatto che¹⁷⁷ *“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 iniziative¹⁷⁸. *“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 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 recente 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*

¹⁷⁷ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 111

¹⁷⁸ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 114

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 Dlgs 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."

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 PEAR2005¹⁷⁹ 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."

Poiché le attività di estrazione del gas naturale non hanno mai costituito un problema per il territorio si ritiene che esse possano continuare, **in particolare se confinate all'interno di uno scenario di regole e vincoli alle attività estrattive di cui il Governo e le Regioni italiane vorranno dotarsi in modo condiviso.**

Si ritiene che non debbano essere promosse e autorizzate sul territorio regionale attività di prospezione ed estrazione di idrocarburi liquidi.

6.2.2 Raffinazione di carburanti

La materia di raffinazione dei carburanti riveste un importante carattere socio-economico per la regione Marche, in virtù della presenza sul suo territorio della raffineria API di Falconara.

¹⁷⁹ Paragrafo 5.1.2 "Offerta di energia nella regione Marche" del "Sommaro del PEAR"

Il settore viene ovviamente trattato anche nella Strategia Energetica Nazionale¹⁸⁰ che ritiene necessario *“accompagnare il settore della raffinazione verso una progressiva ristrutturazione e ammodernamento, in un periodo di forte crisi strutturale, in modo da aumentarne la competitività ed efficienza e salvaguardarne la rilevanza industriale e occupazionale, con benefici anche in termini di sicurezza di approvvigionamento.”*

Il contesto del settore della raffinazione è visto così dalla SEN¹⁸¹:

“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 TotalErg 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.*
- ✓ *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).”*

¹⁸⁰ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 “Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti”, pag. 104

¹⁸¹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 “Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti”, pag. 104

In questo contesto gli interventi proposti dalla SEN sono i seguenti ¹⁸²:

“Superati gli impatti dell’embargo sui greggi iraniani, 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 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*

¹⁸² Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 “Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti”, pag. 105

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."

Per ciò che attiene la Regione Marche, 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).

L'attività della raffineria, sospesa nel 2012 è ripresa a metà del 2013.

Si ritiene che il quadro dipinto e gli interventi proposti dalla SEN per il panorama nazionale possono essere condivisi ed adottati anche per la situazione specifica della Regione Marche.

6.2.3 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"¹⁸³.

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 di¹⁸⁴:

"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

¹⁸³ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 52

¹⁸⁴ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 63

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 mercato. 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.

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. 152/2006¹⁸⁵.

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 340/2000¹⁸⁶.

¹⁸⁵ 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

Su istanza della società api Nova Energia s.r.l. del 26/11/2012, il Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito la proroga di un anno per l'inizio dei lavori di realizzazione del terminale di rigassificazione. Secondo il programma lavori predisposto dalla ditta l'ultimazione dei lavori era prevista per la fine del 2015, pertanto questi slitteranno alla fine del 2016.

Nell'ottica di una distribuzione geografica ottimale delle infrastrutture si ritiene che, oltre all'impianto già autorizzato, non vi sia spazio per ulteriori opere di questo tipo nel territorio regionale o al largo delle sue coste.

6.2.4 Stoccaggio di gas naturale

Al pari dell'approvvigionamento, lo stoccaggio di gas naturale è trattato nel Paragrafo 4.2 della SEN¹⁸⁷.

L'argomento viene trattato all'interno del quadro denominato "Dettaglio fabbisogno di infrastrutture strategiche"¹⁸⁸:

"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

¹⁸⁶ 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

¹⁸⁷ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 52

¹⁸⁸ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 65

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 **sufficiente** ai fini della sicurezza di approvvigionamento, lasciando impregiudicate ulteriori iniziative a fini commerciali.

Sulla base di queste considerazioni la Regione Marche stabilisce di non escludere a priori la possibilità di concedere autorizzazioni a impianti di stoccaggio del gas naturale, rimandando alle procedure istituzionali di VIA la decisione su tali concessioni.

6.2.5 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.

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 POWERED¹⁸⁹ (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 Hall, 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

¹⁸⁹ www.powered-ipa.it

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.

6.3 Risparmio ed Efficienza energetica

Al paragrafo 4.1 "Domanda di energia: efficienza energetica" sono stati descritte in dettaglio tutte le azioni, sia a livello nazionale che a livello regionale, intraprese negli anni scorsi per riuscire a ridurre la domanda di energia del territorio attraverso l'incremento del risparmio energetico e l'aumento dell'efficienza dei processi che consumano energia.

L'azione a livello regionale è stata concentrata sul tema dell'efficienza in edilizia, perché è in quel settore che la Regione, attraverso gli strumenti di cui è responsabile, può maggiormente contribuire ad innescare un percorso di efficientamento complessivo con ricadute nel lungo periodo. In effetti misure del tipo del protocollo ITACA non danno risultati immediati, soprattutto per via del basso tasso di rinnovamento del parco edilizio, ma sono misure strutturali in grado di esplicare i propri effetti sul medio-lungo periodo.

Nonostante questo tipo di azioni possa sembrare trascurabile perché il loro effetto rimane poco visibile anche su un orizzonte di circa 10 anni, la loro caratteristica strutturale le rende enormemente importanti e quindi si ribadisce con forza che "risparmio ed efficienza energetica" rimangono assi portanti della strategia energetica regionale per il futuro.

Il sistema di azioni in questo campo, presentato al successivo paragrafo 6.6, costituisce quindi una delle linee prioritarie di intervento che si vuole quanto più possibile sostenere sia politicamente che finanziariamente.

Tra le linee strategiche collegate al tema dell'efficienza energetica c'è anche quella della cogenerazione e della trigenerazione, strettamente legata al concetto di generazione distribuita e coniugata, nel PEAR2005, nel modello di "centrale di cogenerazione di Distretto". Poiché il tema è strettamente integrato con quello della generazione di energia elettrica esso verrà trattato nel successivo paragrafo 6.4 "Produzione di energia elettrica e generazione distribuita".

6.4 Produzione di energia elettrica e generazione distribuita

Tra gli aspetti caratterizzanti del PEAR 2005, riguardo la "Capacità di generazione di energia elettrica"¹⁹⁰ 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,

¹⁹⁰ Punto C) del Capitolo 2 del "Sommaro del PEAR"

- 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 55/2002¹⁹¹ cosiddetta "sbloccacentrali", 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 mostra chiaramente una situazione di ampia disponibilità di capacità con riferimento all'anno 2012 – quantomeno per quanto riguarda il Continente*"¹⁹². 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"¹⁹³ 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)¹⁹⁴;
- ✓ 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

¹⁹¹ 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

¹⁹² Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 "Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico", pag. 87

¹⁹³ fonte: Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2011, Terna SpA, pag 33, reperibile su: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bh7uq4IGmE8%3d&tabid=418&mid=2501>

¹⁹⁴ 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.

capacità generativa pari al consumo, così come dimostrato dalle ricerche di Confartigianato¹⁹⁵;

- ✓ 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, parità raggiungibile nel breve termine solo 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 garantisce prezzi migliori a famigli ed 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 55/2002¹⁹⁶) affinché il MISE 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"¹⁹⁷ di Terna.

La stessa SEN non menziona la necessità di installare nuova capacità produttiva sul territorio nazionale¹⁹⁸; 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 è una priorità strategica della pianificazione energetica della Regione Marche nell'orizzonte temporale al 2020, anche se si ribadisce l'atteggiamento positivo nei riguardi della tendenza verso il pareggio elettrico, ammesso che ciò si realizzi attraverso lo sfruttamento delle energie rinnovabili e/o attraverso l'uso di tecnologie energetiche anche non rinnovabili ma caratterizzate da evidenti caratteristiche di efficienza come la cogenerazione.

¹⁹⁵ 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.

¹⁹⁶ 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

¹⁹⁷ fonte: Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2011, Terna SpA, pag 60, reperibile su: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bh7uq4IGmE8%3d&tabid=418&mid=2501>

¹⁹⁸ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 "Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico", pag. 87

In altri termini, nel medio periodo rappresentato dall'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, anche a gas naturale, 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. Situazioni di questo tipo non sono al momento rintracciabili sul territorio marchigiano, ma ove emergessero nel prossimo futuro si ribadisce che esse rispondono al modello energetico che viene disegnato col presente piano.

E rimane attuale e sempre auspicabile l'aumento di capacità produttiva da fonte rinnovabile, purché connotata da caratteristiche accettabili di impatto ambientale nel rispetto della vigente normativa, nella consapevolezza che questo tipo di impianti, oltre a contribuire al rispetto dei vincoli imposti dal Burden Sharing, corrobora la tendenza verso uno scenario energetico in maggioranza rinnovabile che questa Regione considera come priorità per il medio-lungo periodo.

6.4.2 Generazione distribuita

Pur nelle oggettive difficoltà di applicazione diffusa il modello di "generazione distribuita" non può che rimanere uno dei pilastri concettuali su cui si baserà la strategia energetica al 2020 della Regione Marche, non fosse altro perché questo è l'unico modello che consente una diffusione estesa delle energie rinnovabili.

Ciononostante le difficoltà applicative del modello richiedono l'analisi delle criticità al fine di comprendere i limiti oggettivi di applicabilità e rintracciare possibili correttivi alle linee di azione nella pianificazione energetica.

✓ 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, di cui si discuterà estesamente nel prossimo paragrafo.

Le applicazioni della cogenerazione manifestamente vantaggiose 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 dai programmi regionali. 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 manifestamente 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.

La criticità dovuta alla economicità degli impianti di cogenerazione in assenza di incentivi è destinata a perdurare. Il cambio di tendenza può essere innescato solo dall'introduzione di robuste incentivazioni, anche originarie dalla normativa europea. Un passo in questa direzione è stato effettuato con l'implementazione in Italia del regime di sostegno specifico per la "Cogenerazione ad Alto Rendimento"¹⁹⁹.

✓ **Cogenerazione e 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 6.5.3 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.

✓ **Adeguamento della rete elettrica (smart grid)**

L'adeguamento e la modernizzazione della rete elettrica verso la "smart grid" (meglio definita al paragrafo 6.5.2) renderà il modello di generazione distribuita quello più adatto per la produzione di energia elettrica.

Al tempo stesso la rete elettrica dovrà necessariamente diventare smart grid o il modello di generazione distribuita non sarà realizzabile.

Benché esistano pochi dubbi sul fatto che la smart grid sarà la rete del futuro, ipotizzare quando essa potrà essere implementata in modo diffuso è esercizio assai difficile. Meno difficile prevedere che la transizione dal modello attuale a quello di smart grid, per molti versi già cominciata, impegnerà almeno due decenni.

L'affermazione della smart grid, però, non potrà che accelerare l'affermazione della generazione distribuita e delle energie rinnovabili. In questo senso la smart grid, più che una criticità per la generazione distribuita è una opportunità, anche se i tempi di transizione verso quel modello saranno medio-lunghi.

✓ **Accettabilità sociale**

Un aspetto decisamente delicato del modello di "generazione distribuita" è la sua accettabilità sociale. Anche se questo modello ha sempre costituito 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 per il rigetto della cittadinanza ad ospitare nelle vicinanze delle proprie abitazioni un qualsiasi impianto che si presenti come "centrale energetica".

La sindrome NIMBY (Not In My Back Yard) manifesta inevitabilmente i suoi effetti ogni qual volta si inizia a parlare di infrastrutture energetiche. Il paradosso è che quale che sia il tipo di centrale, nucleare, a carbone, a biomassa, a biogas, eolica, fotovoltaica, essa viene percepita come nociva, in senso lato e a prescindere. Né ci si cura della potenza installata: a sentire certe visioni del problema, una centrale da 1 MW di potenza costituisce una minaccia allo stesso modo di una centrale da 600 MW.

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.

Per poter contrastare efficacemente questi atteggiamenti che rischiano di minare seriamente l'affermazione della generazione distribuita occorre porsi i seguenti obiettivi:

- sostenere una progettazione di qualità sotto il triplice aspetto (tecnico, energetico e ambientale) che preveda l'applicazione delle BAT (Best Available Techniques);

¹⁹⁹ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 "Definizione di un nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad alto rendimento"

- garantire un'informazione della cittadinanza seria e tecnicamente affidabile; gli Enti Locali, una volta presa una decisione positiva circa una installazione energetica, supportino politicamente tale scelta.

6.4.3 Analisi critica del modello di “centrale di cogenerazione di Distretto”

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 morso 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, che doveva essere la destinataria 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 la proposta si è azzoppata con l'inopinata chiusura della Cartiera di Ascoli, che privava la centrale della possibilità di utilizzare il calore prodotto.

In realtà la proposta è stata mantenuta anche in assenza di un destinatario per il calore di scarto. 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 precedente §2.1.4.

In definitiva e in conclusione 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 piccola e piccolissima. 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

6.5.1 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”*²⁰⁰. quella relativa all'eliminazione di *“inefficienze e colli di bottiglia nella rete (con un sovra-costi stimato di circa*

²⁰⁰ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 88

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)"²⁰¹.

Le strozzature di rete tra il Centro e il Sud Italia cui si riferisce la SEN sono rappresentate nella Figura 37 e coinvolgono in maniera diretta le Marche.

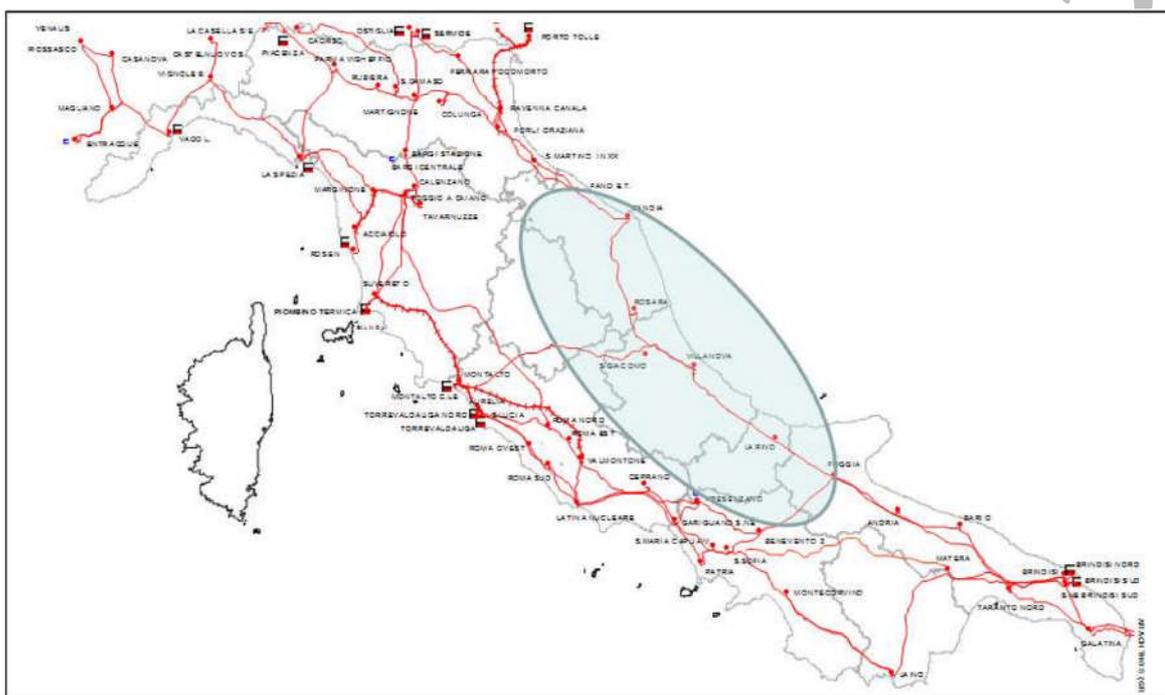


Figura 37: magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale a 380 kV nel Centro Italia²⁰²

E' indubbio che le Marche non possano esimersi dal recitare il ruolo che compete loro all'interno del sistema elettrico nazionale. In questo senso, se è possibile evitare la presenza di centrali medio-grandi sul territorio sulla base delle considerazioni riportate nel paragrafo precedente, non appare possibile un rifiuto aprioristico alle esigenze sollecitate da Terna in merito alla necessità di adeguamento della Rete di Trasmissione.

Le motivazioni che Terna adduce per sollecitare la realizzazione dell'adeguamento della Rete di Trasmissione sul territorio marchigiano sono riepilogate nel Rapporto redatto nel dicembre 2011 per descrivere l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) all'elettrodotto Fano-Teramo, e sono qui riportate.

"Terna è la società responsabile in Italia, come pubblico concessionario, della Trasmissione e del Dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione e, come tale, deve garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza, la continuità e il minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti, pianificando e realizzando lo sviluppo, nel rispetto dell'ambiente e del territorio.

Terna pianifica le esigenze elettriche attraverso un Piano di Sviluppo (PdS) annuale della Rete elettrica di Trasmissione nazionale (RTN); l'Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo in Singola Terna

²⁰¹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 "Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico", pag. 90

²⁰² Report Terna "Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS" – Dicembre 2011, pag 5

(S.T.) è presente tra gli interventi strategici di Terna già dal 2004 ed esso andrà a raddoppiare l'elettrodotto già esistente a pari tensione, denominato Fano - Candia - Rosara – Teramo. Tale raddoppio, associato a quello più meridionale denominato Villanova - Gissi - Foggia, permetterà la risoluzione delle congestioni sulla locale porzione di rete AAT (altissima tensione) adriatica; così da ottimizzare il dispacciamento della produzione, anche da fonte rinnovabile, lungo la dorsale in questione.

Il raddoppio, inoltre, è teso a risolvere le problematiche di esercizio della rete tra le stazioni elettriche (SE) di Fano, Larino (Molise) e Foggia (Puglia), dovute ad un forte incremento dei carichi nel periodo estivo, migliorando l'affidabilità della rete stessa. In particolare, la rete di trasmissione nazionale che, ad oggi, si sviluppa nel territorio regionale marchigiano presenta vincoli e limiti strutturali che condizionano negativamente l'economicità, la sicurezza, la qualità e la continuità del servizio di trasmissione, comportando problemi soprattutto all'industria che ha una richiesta di energia pari al 43,8% del consumo totale regionale. Inoltre, il bilancio elettrico regionale legato al rapporto tra produzione elettrica interna e il fabbisogno elettrico evidenzia, per l'annualità 2010, un deficit pari al 47,3% circa.

Al bilancio elettrico regionale delle Marche fortemente negativo si aggiunge quindi un'elevata carenza infrastrutturale di natura elettrica del settore adriatico, causata da gravi limitazioni all'esercizio (sia per l'import da Regioni con surplus sia per la gestione dei flussi interni). Le condizioni attuali della RTN nelle Marche risultano, pertanto, talmente critiche da compromettere la sicurezza del sistema elettrico lungo la dorsale adriatica fino a giungere a condizioni di black-out.

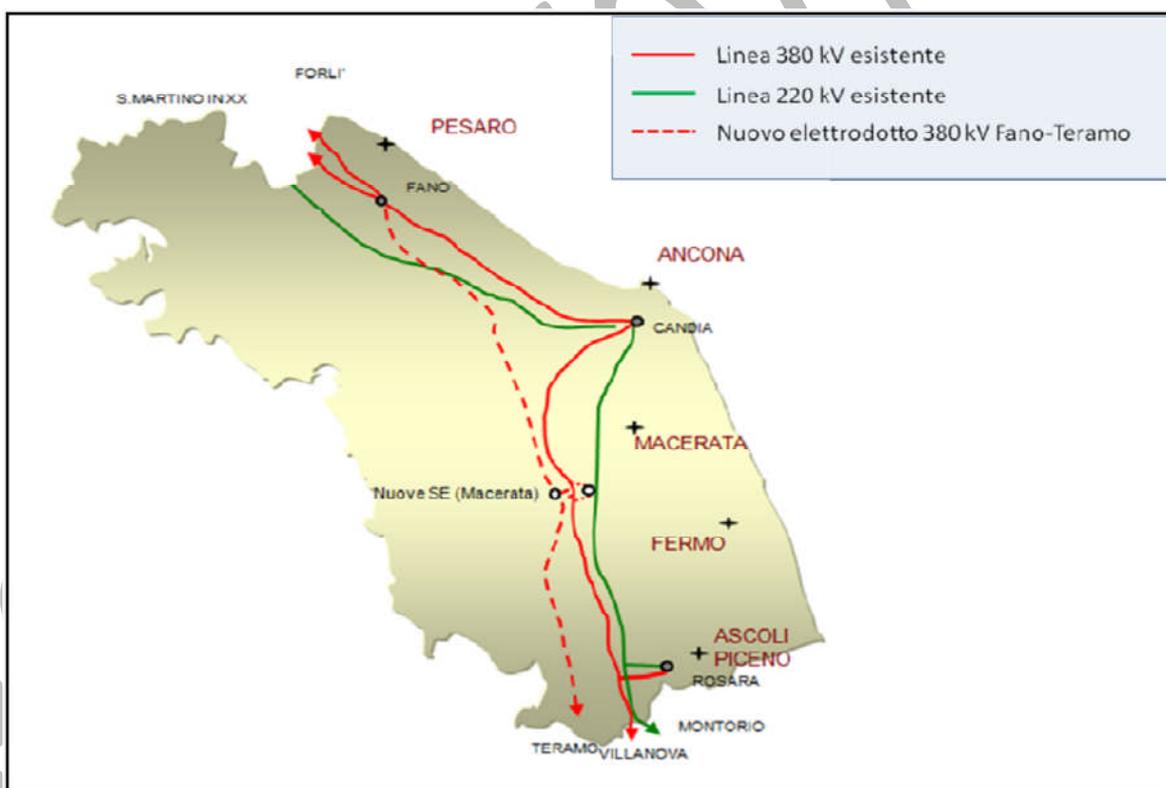


Figura 38: schema (indicativo) dell'intervento Elettrodotto Fano-Teramo²⁰³

Per la Regione Marche vengono anche registrate perdite di rete pari a 770,3 GWh nel 2010, valore superiore del 50% del valore medio nazionale, a causa del mancato rinnovamento infrastrutturale elettrico.

²⁰³ Report TERNA "Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS" – Dicembre 2011, pag 9

Tutto ciò considerato, è necessario inoltre sottolineare che nelle Marche è previsto un profilo di crescita dei consumi, nel periodo 2008–2019, significativamente più accentuato rispetto a quello medio nazionale e parallelamente sono ad oggi prevedibili investimenti ridotti per la produzione di energia elettrica regionale concentrati però esclusivamente nel settore delle rinnovabili a bassa programmabilità (fotovoltaico).

Terna ha, quindi, previsto la realizzazione di un nuovo elettrodotto AAT (si veda la figura che segue), che collegherà la stazione elettrica di Fano alla stazione elettrica di Teramo al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV ed assicurare alla regione un'adeguata fornitura di energia elettrica. L'opera, nel suo complesso, prevede anche la realizzazione di due stazioni, localizzate nel territorio provinciale di Macerata.”²⁰⁴

Nello stesso documento²⁰⁵ TERNA circostanzia i vantaggi ottenibili dalla nuova infrastruttura, che sarà capace di “migliorare la qualità e la continuità del servizio elettrico alle imprese e alle famiglie, far fronte alla crescita dei consumi dell'area e risolvere le congestioni sulla rete elettrica che limitano la produzione attuale e futura.

Il raddoppio della dorsale adriatica oltre a migliorare qualità, sicurezza e affidabilità del sistema elettrico nazionale, porterà con sé rilevanti benefici elettrici, territoriali, ambientali ed economici.

La realizzazione del nuovo elettrodotto 380 kV Fano-Teramo, comporterà:

- ✓ l'incremento di 400 MW della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente;
- ✓ la riduzione delle perdite pari ad almeno 160 GWh/anno;
- ✓ l'incremento dell'affidabilità e la diminuzione della probabilità di energia non fornita, pari a circa 1,3 GWh/anno;
- ✓ la riduzione delle emissioni di CO₂ per circa 168 kt/anno.

Inoltre, la nuova linea a 380 kV eviterà di dover occupare territorio con nuove ulteriori linee a 132 kV e potranno essere assicurati importanti benefici per la collettività, così riassumibili:

- ✓ aumento della sicurezza e della qualità del servizio elettrico;
- ✓ incremento dell'efficienza della rete di trasmissione nazionale, con riduzione delle perdite di trasmissione;
- ✓ incremento dell'affidabilità del sistema elettrico regionale, con riduzione del rischio di disalimentazione del carico;
- ✓ mancata necessità di nuove ulteriori linee a 132 kV in uscita dalle stazioni elettriche di Candia (AN) e Rosara (AP);
- ✓ riduzione delle limitazioni di scambio di potenza tra le zone di mercato Nord e Centro-Nord con un aumento di capacità di trasporto al fine di ridurre gli attuali differenziali di prezzo e rendere il sistema più economico;
- ✓ semplificazione delle attività e dei tempi di manutenzione della dorsale adriatica, con miglioramento della affidabilità e della economicità di gestione.”

Inoltre, la realizzazione del nuovo elettrodotto Fano-Teramo e delle opere connesse renderà possibile un piano di razionalizzazione che prevede la demolizione di linee già esistenti sul territorio, ormai vetuste e con diverse criticità territoriali.

In relazione al tema razionalizzazioni, Terna ha previsto, in prima analisi, una serie di interventi che possono essere schematizzati come segue.

- ✓ dismissioni pari a 67 km per linee a tensione 220 kV (linea Colunga-Candia–Montorio, derivazione Rosara) che coinvolgono le Province di Ancona, Macerata, Fermo e Ascoli Piceno);

²⁰⁴ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 4

²⁰⁵ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pagg 16-18

- ✓ dismissione pari a 88 km per linee a tensione 132 kV (linee S. Lazzaro–Camerata P., Abbazia–Corneto, Corneto–Treia e Treia–Osimo) che coinvolgono le Province di Pesaro–Urbino e Ancona.”

Poiché però sul territorio si è andata manifestando una opposizione, anche da parte degli Enti Locali, alla infrastruttura in esame è necessario valutare la questione con il fine di rintracciare soluzioni e tecnologie che possano eliminare o, quanto meno, minimizzare queste opposizioni. Tra gli Atti in cui gli Enti Locali registrano questa situazione, è possibile segnalare i seguenti:

- ✓ il 15 dicembre 2009 l'Assemblea legislativa delle Marche all'unanimità ha approvato l'o.d.g. che impegna la Giunta Regionale "a rinegoziare con Terna spa i criteri di realizzazione delle linee elettriche e far sì che queste vengano costruite sul territorio regionale secondo le normative europee e regionali, o quanto meno ispirandosi alle pratiche utilizzate negli altri paesi dell'Unione Europea, secondo i principi di precauzione rispetto alla salute e alla salvaguardia del paesaggio, seguendo l'impostazione propria del PEAR, e in particolare: 1) privilegiando l'interramento degli stessi, 2) modulando la presenza delle linee dell'alta tensione in maniera tale da ridurre il voltaggio da trasportare e aumentando le linee e quindi riducendo i rischi per la salute umana";
- ✓ il 5 aprile 2012 il Consiglio Provinciale di Ancona ha approvato l'o.d.g. presentato dalla Commissione Ambiente che impegna la Giunta della Regione Marche a verificare: - la sussistenza dell'effettiva necessità e priorità dell'opera in progetto, - la sua aderenza alle strategie delineate dal Piano Energetico Ambientale Regionale, - l'idoneità della soluzione aerea come la migliore rispetto le altre macroalternative, - la sostenibilità dell'opera nell'impatto che comporterà sul territorio dal punto di vista ambientale, paesaggistico, sanitario, economico e patrimoniale, richiedendo per quest'ultimo aspetto specifico impegno finanziario per intervento risarcitorio ai cittadini coinvolti loro malgrado;
- ✓ in delibere e in atti di alcuni Comuni interessati e nelle delibere della Provincia di Fermo del 15 febbraio 2013 e della Provincia di Macerata del 28 febbraio 2013;
- ✓ il 5 febbraio 2013 l'Assemblea legislativa delle Marche ha approvato una risoluzione che impegna la Giunta Regionale "a riprendere tempestivamente un efficace confronto con Terna allo scopo di verificare ed aggiornare i dati del fabbisogno energetico regionale e possibili nuove soluzioni tecniche; a sospendere la procedura avviata per individuare un nuovo e condiviso tracciato che sia frutto di concertazione con tutto il territorio; a concertare le misure compensative in modo trasparente.”

Alcuni aspetti del problema esulano dal puro interesse e dalla pura competenza regionale, e quindi se ne può soltanto prendere atto:

- ✓ Le motivazioni addotte da Terna nel proporre l'opera da realizzare sono relative sia al contesto nazionale che a quello regionale. Nel caso del contesto regionale si cita una previsione di crescita dei consumi elettrici regionali nel periodo 2008-2019²⁰⁶, ma non è solo questo il motivo per cui l'opera viene ritenuta necessaria nel contesto regionale, anzi è piuttosto l'efficientamento e la messa in sicurezza dell'intero apparato di trasmissione la ragione principale della proposta. Il fatto che nella realtà i consumi dal 2009 al 2012²⁰⁷ non siano aumentati ma siano rimasti costanti non pregiudica quindi nella sostanza le motivazioni per le quali l'opera viene ritenuta necessaria. In più, nel citato documento sull'applicazione della VAS all'elettrodotto Fano-Teramo, Terna dichiara esplicitamente che le proprie priorità sono relative al contesto nazionale in

²⁰⁶ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 4

²⁰⁷ Terna, “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Elettricità nelle Regioni” – anno 2011, reperibili su: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=ImcbTJOYuh%3d&tabid=418&mid=2501>, si veda anche il § 3.3

quanto essa *“è la società responsabile in Italia, come pubblico concessionario, della Trasmissione e del Dispacciamento dell’energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione e, come tale, deve garantire la sicurezza, l’affidabilità, l’efficienza, la continuità e il minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti, pianificando e realizzando lo sviluppo, nel rispetto dell’ambiente e del territori.”*²⁰⁸,

Né va dimenticato che l’interconnessione tra le reti, cui l’opera in esame contribuisce, non è una priorità solo a livello nazionale ma anche comunitario, tanto che Il Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011²⁰⁹ ha sottolineato la necessità di modernizzare e ampliare le infrastrutture energetiche europee e di interconnettere le reti attraverso le frontiere, al fine di rendere operativa la solidarietà tra gli Stati membri, garantire rotte di approvvigionamento o di transito e fonti di energia alternative e sviluppare fonti energetiche rinnovabili in competizione con le fonti tradizionali. Il Consiglio ha ribadito che dopo il 2015 nessuno Stato membro dovrebbe rimanere isolato dalle reti elettriche e di gas europee o vedere minacciata la sua sicurezza energetica per mancanza di connessioni adeguate.

All’interno di questa logica l’elettrodotto Fano-Teramo è stato considerato una priorità nazionale fin dal 2004²¹⁰.

Nel “Piano di Sviluppo 2013”²¹¹ Terna ha declassato l’elettrodotto Fano-Teramo da “opera prioritaria” a “ulteriori interventi programmati in un orizzonte successivo”. La ragione del declassamento è, secondo Terna, il fatto che “sono ancora in corso di definizione le soluzioni elettriche e territoriali finalizzate all’avvio dell’iter autorizzativo”.

- ✓ Le spinte contrastanti che derivano dall’utilità infrastrutturale di interventi come le reti elettriche ad altissima tensione e dalla contrarietà delle popolazioni interessate ha indotto l’Unione Europea di dedicare studi specifici alla problematica. In tali studi viene esaminato soprattutto l’aspetto che anche ad un occhio inesperto potrebbe sembrare risolutivo: l’interramento delle linee.

Come ogni tecnologia, anche l’interramento delle linee elettriche presenta vantaggi e svantaggi, che vanno adeguatamente soppesati. Dal 2003 ad oggi sono stati prodotti dalla Commissione delle Comunità Europee, direttamente o su incarico esterno, tre studi, reperibili in rete²¹². Uno studio è stato commissionato dal Governo dell’EIRE ad ECOFYS²¹³.

²⁰⁸ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 4

²⁰⁹ Reperibile su <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/11/st00/st00002-re01.en11.pdf>

²¹⁰ Lettera di Terna prot. TRISPA/P20120001981 in data 8 giugno 2012 indirizzata all’Assessore Ambiente ed Energia della Regione Marche, con oggetto: Realizzazione dell’Elettrodotto 380 kV Fano-Teramo: strategicità dell’opera afferente alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale

²¹¹ “TERNA Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2013”, pag. 73, reperibile su:

http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/piano_sviluppo_rete/pds_2013.aspx

²¹² “Undergrounding Electricity Lines in Europe” - Background paper – Dicembre 2003

reperibile su:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2003_12_undergrounding.pdf

“Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe” – Prepared for the DG-TREN European Commission – Febbraio 2003, reperibile su:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2003_02_underground_cables_icf.pdf

“Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines” – Joint paper of ENTSOE and Europacable, Dicembre 2010, reperibile su:

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2010_high_voltage_power_transmission_lines.pdf

²¹³ ECOFYS, “Study on the comparative merits of overhead electricity transmission lines versus underground cables” May 2008, disponibile su: http://www.dcenr.gov.ie/NR/rdonlyres/4F49D5FA-0386-409A-8E72-6F28FD89EC7C/0/FinalReport_StudyonOHLversusUGC_June2008.pdf

Da tali studi emerge il fatto che nessuna delle due tecnologie è superiore all'altra sempre e comunque: in entrambe le situazioni emergono pro e contro che impongono che la scelta venga fatta caso per caso in base ad un corretto esame dei costi e dei benefici connessi a ciascuna opzione

- ✓ L'evoluzione tecnologica del comparto energetico e in particolare di quello elettrico, rappresentata dal concetto di "Smart Grid", potrebbe far pensare ad un prossimo futuro nel quale le reti intelligenti, le energie rinnovabili e la generazione distribuita²¹⁴, siano in grado di decretare l'obsolescenza di infrastrutture pesanti ed invasive come le reti di trasmissione elettrica ad altissima tensione.

Secondo questa visione si potrebbe considerare l'elettrodotto Fano-Teramo come una infrastruttura che nascerebbe già vecchia e quindi l'ipotesi di cancellare il progetto non del tutto peregrina.

Uno scenario di "Smart Grid" quale quello descritto, per quanto auspicabile, è però assai lontano nel tempo e, soprattutto, non è assolutamente dato di sapere, oggi, se potrà effettivamente fare a meno di infrastrutture per il trasporto dell'energia su lunghe distanze, come la rete di trasmissione AAV. Ove infatti avessero successo programmi come DESERTEC e RES4MED²¹⁵, mirati a sfruttare l'enorme disponibilità di energia solare del Nord Africa per alimentare i consumi europei, le reti di trasmissione rimarrebbero comunque necessarie. Se poi queste reti saranno a Corrente Alternata o a Corrente Continua non è dato sapere oggi, ma è certo che tutti gli scenari, nessuno escluso, sono futuribili e implementabili solo in alcune decine di anni. Il che lascia immutata per il futuro prossimo la necessità di un adeguamento efficace ed efficiente della rete di trasmissione quale è quello rappresentato dal progetto di elettrodotto Fano-Teramo.

In definitiva, si ribadisce che le motivazioni sottese alla proposta di costruzione dell'elettrodotto Fano-Teramo da 380 kW, presentata da Terna, sono da considerarsi plausibili e condivisibili e pertanto vengono adottate dalla Regione Marche all'interno della propria Strategia Energetica. Quanto alle modalità di costruzione dell'infrastruttura esse dovranno essere concordate tra gli aventi causa e sottoposte all'approvazione attraverso gli strumenti istituzionali (Valutazione Ambientale Strategica, VAS, e Valutazione di Impatto Ambientale, VIA). In ogni caso dovranno fare riferimento, per qualsiasi aspetto, alle BAT (Best Available Technologies).

La procedura di VIA, cui è demandata la definizione esecutiva degli aspetti progettuali dell'opera, dovrà tenere conto delle seguenti linee di indirizzo:

- ✓ le parti dell'opera eseguite con linea aerea dovranno essere curate in maniera da minimizzare l'impatto sul paesaggio. In particolare i tralicci dovranno essere previsti in forma e numero capaci di armonizzarsi quanto più possibile con il territorio circostante;
- ✓ dovrà essere sempre massimizzata la distanza tra la linea aerea e gli edifici utilizzati per più di 4 ore/giorno, anche al di là del semplice rispetto della normativa vigente;
- ✓ il ricorso alla linea interrata è auspicabile, oltre che in tutte le situazioni in cui è oggettivamente impossibile prevedere la linea aeree, ***anche in tutti gli altri casi in cui la linea aerea possa provocare un impatto complessivo sul territorio troppo evidente.***

Quanto alla perdita di valore di proprietà private situate nelle vicinanze dell'opera, poiché la struttura è di interesse generale, esso supera l'interesse dei singoli che pertanto non può costituire pregiudiziale ostativa alla realizzazione della stessa.

²¹⁴ Ammesso che un modello di autosufficienza basato sulle energie rinnovabili e la generazione distribuita sia implementabile a breve sul territorio regionale, vista l'opposizione delle stesse forze che si oppongono alla realizzazione dell'adeguamento della rete di trasmissione.

²¹⁵ <http://www.desertec.org/> ; <http://www.res4med.org/>

E' diritto degli interessati chiedere compensazioni che, in linea di principio, non siano limitate solo all'ambito dell'esproprio. Così come i Comuni dovranno esercitare il proprio legittimo interesse nel richiedere finanziamenti di riqualificazione ambientale e territoriale.

In questo senso non può che esistere una contrattazione tra la Regione Marche, Terna^{216, 217} e gli altri attori presenti sul territorio che permetta di rintracciare una soluzione condivisa che sia quanto più possibile rispettosa dei legittimi interessi coinvolti, anche sulla base di simili esperienze del passato²¹⁸.

6.5.2 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 e di impianti di cogenerazione e trigenerazione, tutti di taglia piccola o media.

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, 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, 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:

²¹⁶ Report TERNA "Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS" – Dicembre 2011, pag 15

²¹⁷ Lettera di Terna in data 8 giugno 2012, prot. TRISPA/P20120001981, indirizzata all'Assessore Ambiente ed Energia della Regione Marche, con oggetto: Realizzazione dell'Elettrodotto 380 kV Fano-Teramo: strategicità dell'opera afferente alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale

²¹⁸ Si veda l'accordo stipulato nell'agosto del 1992 tra il Governo francese ed EDF (Electricité de France) per riconoscere un indennizzo ai proprietari di immobili nelle vicinanze delle linee a 380 kV.

- ✓ 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 (le auto elettriche 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. Quando si parla di smart grid, in effetti, ci si riferisce ad una infrastruttura futuribile, per la quale occorre spendere ancora molte risorse in ricerca e sviluppo e attendere almeno due decenni.

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 per molti versi 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. 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).
- ✓ 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.

6.5.3 Reti di teleriscaldamento

Il teleriscaldamento (teleraffreddamento) è il complemento ottimale, dal punto di vista termodinamico, di un impianto di cogenerazione (trigenerazione). I parametri economici di tali

iniziative vanno però in grave sofferenza quando si debbano realizzare in aree climatiche non particolarmente fredde (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 necessità 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 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.

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.

6.5.4 Reti per la mobilità elettrica

Un utile complemento alla realizzazione della smart grid può essere rappresentato dalla rete di ricarica dei veicoli elettrici.

La mobilità elettrica, realizzata sia con veicoli ibridi che, soprattutto, con veicoli equipaggiati con il solo motore elettrico, al momento sembra la migliore risposta al problema della riduzione dell'inquinamento da traffico nei centri urbani.

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. 134²¹⁹, 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 a pubblicare on-line per la consultazione pubblica il "Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica"²²⁰. La consultazione pubblica è terminata il 10 maggio 2013 e i risultati sono stati pubblicati dal MIT il 12 giugno 2013²²¹. 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 2050²²².

²¹⁹ Legge 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

²²⁰ Ministero 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

²²¹ Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, "Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica", Report riepilogativo sugli esiti della Consultazione Pubblica, pubblicato il 12 giugno 2013, reperibile su: http://www.mit.gov.it/mit/mop_all.php?p_id=14974

²²² Libro bianco della Commissione UE del 28 marzo 2011 "Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti – Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile", reperibile su: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0144:FIN:IT:PDF>

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.

Tabella 57: traiettoria temporale di implementazione del Piano per le infrastrutture di ricarica²²³

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 Sistema di azioni per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing

Nei paragrafi precedenti sono stati esposti scenari e 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 Sharing²²⁴.

Le proiezioni mostrano chiaramente che solo la realizzazione dello scenario SEE²²⁵ consente il conseguimento degli obiettivi vincolanti del Burden Sharing, mentre lo scenario BAU²²⁶ non permette il raggiungimento dell'obiettivo.

In tale ottica, al fine di offrire spunti concreti di lavoro, sono di seguito proposte azioni volte a consentire il passaggio dallo scenario BAU allo scenario SEE nel percorso necessario al raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing.

Così come l'elaborazione degli scenari è attività che risente di grandi incertezze, è bene sottolineare il fatto che la quantificazione della potenzialità delle azioni sottoelencate, che pure è stata svolta allo scopo di offrire uno strumento il più possibile utile e rispondente alle esigenze della Regione, è da considerare come una indicazione di realistica potenzialità relativa a ciascuna misura, pur soffrendo spesso di rilevante incertezza dovuta alla scarsità dei dati o alla difficoltà di stima dell'effettivo impatto di una specifica misura.

In più, è necessario sottolineare che la proposta di azioni volte a spostare la traiettoria di sviluppo dallo scenario BAU allo scenario SEE è una attività complessa anche perché lo stesso tipo di analisi

²²³ Ministero 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

²²⁴ Cfr. § 5.6 "Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012"

²²⁵ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1

²²⁶ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1

viene svolta pure nel PAN²²⁷ e vi è un intreccio assai articolato fra le prerogative e le attività svolte al livello nazionale ed i compiti attribuiti alle Regioni.

In effetti alcune azioni di forte impatto (come il mantenimento delle detrazioni fiscali per gli interventi di riqualificazione energetica e il mantenimento dei Titoli di Efficienza Energetica, o “certificati bianchi”) sono principalmente demandate al livello nazionale e la funzione principale delle Regioni può essere quella di spingere affinché esse siano mantenute e conservino quell’aspetto di continuità che è fattore essenziale per la buona riuscita di qualsiasi misura.

Gran parte della efficacia delle azioni proposte, infatti, risiede nel loro carattere di durata e continuità nel tempo. Azioni di corto respiro (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. Pertanto 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.

Le azioni sono elencate in ordine sparso in quanto non è stato possibile identificare un criterio gerarchico; 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, in particolare per quanto concerne gli edifici (che sono i destinatari della quasi totalità dell’energia termica prodotta da FER-C). Quindi molte delle misure proposte inevitabilmente conducono in maniera sinergica alla riduzione dei consumi ed alla produzione di energia da FER-C. Ad esempio il mantenimento delle detrazioni 55% (ora 65%) ha impatto in entrambi gli ambiti in quanto coinvolge sia misure di efficientamento (isolamento termico, sostituzione di infissi, ecc.) sia misure per la produzione di FER-C (solare termico, pompe di calore e caldaie a biomassa).

6.6.1 Azioni di contenimento dei CFL e di sviluppo delle FER-C

Nel seguito esposte le misure proposte per il raggiungimento degli obiettivi in tema di CFL²²⁸ (lo scostamento fra scenario BAU e scenario SEE in termini di CFL al 2020 è pari a circa 170 ktep, ovvero da 5'460 ktep a 5'188 ktep) e di FER-C (per quanto riguarda le FER-C al 2020 lo scenario BAU prevede 199 ktep mentre lo scenario SEE ipotizza 301 ktep).

Azione	Beneficio
<p>Mantenimento delle 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 molto superiori allo standard legislativo attuale. Per tale ragione al fine di continuare il processo di efficientamento avviato con la “Legge Finanziaria 2007” è auspicabile il mantenimento delle detrazioni fiscali. 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</p>	<p>3,5 ktep annuo di risparmio sui CFL concentrati quasi totalmente sul residenziale NON Elettrico (media delle richieste degli anni passati – dati Enea: Rapporto 55% anni 2007-2011)</p>

²²⁷ Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE, 30 giugno

²²⁸ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4

Azione	Beneficio
Mantenimento dei “certificati bianchi” per la promozione di interventi di efficientamento, specie per quelli non finanziabili con le detrazioni fiscali sopra citate	dati ENEA da: Rapporto annuale efficienza energetica 2011 (Tabella 13.11.2) 67 ktep anno ripartiti in : 45 ktep elettrico 22 ktep termico Di questi alcuni sono in effetti produzione da fonte rinnovabile, ma tale quota è indistinguibile dai totali
Adozione di incentivi per la riqualificazione di complessi di edifici, attraverso la demolizione e la ricostruzione di edifici altamente efficienti (sul modello della L.R. 22/2009)	<5 ktep/anno (valutazione fatta solo sui CFL per il riscaldamento e acqua calda sanitaria)
Adozione di incentivi fiscali a carattere locale (riduzione IMU, Tares, addizionale Irpef e oneri costo di costruzione per riqualificazione edifici ad alta prestazione energetica (energia quasi 0) secondo la direttiva europea 2010/31/CE	Valore non quantificabile Propedeutico ad altre azioni
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 sia ambientali, è possibile dare un forte contributo alla riduzione del consumo finale lordo dell’edificio, e al miglioramento della qualità energetico ambientale degli edifici. Per tale fine potrebbe essere opportuno lavorare per far attuare le regole incentivanti proposte a livello regionale (DGR 1689 del 2011) a tutte le amministrazioni, favorendo l’inserimento 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 dovrebbe essere 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	<<5 ktep/anno (valutazione fatta solo sui CFL per il riscaldamento e acqua calda sanitaria)
Introduzione di un sistema regionale per favorire gli enti locali che realizzano una corretta ed efficace contabilità energetica anche tramite strumenti di privilegio per l’accesso a fondi comunitari per quegli enti che dimostrano quanto sopra (a tal fine, ad esempio, può essere adottato un premio per i comuni che hanno aderito al “Patto dei Sindaci” ed hanno redatto e mantenuto aggiornato il proprio SEAP)	Propedeutico alle altre azioni
Maggior sviluppo della certificazione energetica. Il sistema di certificazione energetica 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 anche a campione (art18 dir 2010/31/CE)	Propedeutico alle altre azioni

Azione	Beneficio
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 magari 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	Propedeutico alle altre azioni
Favorire l'adozione di tecnologie di gestione e controllo, specialmente nelle destinazioni d'uso non residenziale dove potrebbero determinare una notevole riduzione dei consumi	5 ktep anno (se effettuato sul 3% di edifici pubblici)
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	Valore non quantificabile, non essendo disponibili dati sufficienti sulla climatizzazione estiva degli edifici (% edifici climatizzati e tipologie impiantistiche utilizzate)
Attuazione prima dei tempi previsti e su una quantità di edifici superiori le indicazioni presenti sulla direttiva 2012/27/CE sull'efficientamento del patrimonio edilizio pubblico esistente, e l'adeguamento ai valori limiti attuali, in misura del 3% (o superiore) del patrimonio ogni anno.	1-2 tep anno di riduzione dei CFL, in aggiunta a un analogo valore di installazione di impianti alimentati a FER-E e FER-C
Attuazione prima dei tempi previsti (1° gennaio 2019) del Decreto legge 4 giugno 2013, n. 63, per la parte riguardante gli edifici di nuova costruzione occupati da pubbliche amministrazioni e di proprietà di queste ultime, per i quali prevede che siano ad energia quasi zero.	<1 tep anno di riduzione dei CFL, in aggiunta a un analogo valore di installazione di impianti alimentati a FER-E e FER-C
Favorire (obbligare) l'installazione di generatori a fonti rinnovabili , in particolare aerotermico (PdC) negli interventi che vengono realizzati in fascia costiera e zona climatica D, mentre biomasse nelle zone montane dove è presente la materia prima locale. In casi alternativi valutare l'utilizzo di fonte rinnovabile geotermica o idrotermica, oppure pompe di calore a gas ad assorbimento	Aerotermico e Geotermico (PdC) 25 ktep (cfr. § 5.4.2 Tabella 50) Biomasse 60 ktep (cfr. § 5.4.2 Tabella 48)
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 (ricettive, sportive, ospedaliere). Tali interventi rientrano in quelli che beneficiano della detrazione fiscale (65% - ex 55%) o del conto termico	5 ktep (cfr. § 5.4.2 Tabella 49)
Favorire (obbligare) il settore agricolo, all'utilizzo di biomasse per il riscaldamento delle serre, locali e per il processo, in particolare con autoproduzione di materia prima legnosa o vegetale	5-7 ktep (cfr. § 5.4.3)

Azione	Beneficio
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 da centri di produzione biomasse.	10 kTep (cfr. § 5.4.1 Tabella 45)
Supportare lo sviluppo di iniziative per la raccolta di biomasse boschive ed il loro utilizzo locale	Valore non quantificabile
Incentivazione per la realizzazione di audit energetici in ambito industriale (in analogia a quanto previsto per gli edifici al DM 28 dicembre 2012²²⁹) con incentivo legato all'impegno dell'azienda a implementare azioni per l'efficienza energetica o la produzione di energia da fonti rinnovabili: una delle peculiarità italiane che le Marche interpretano appieno è l'esistenza di molte industrie medio-piccole. 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 ²³⁰ volti a fornire alle amministrazioni maggiore consapevolezza sull'utilizzo dell'energia nell'ambito delle proprie attività	Valore non quantificabile
Incentivazione (anche aggiuntiva rispetto agli obblighi derivanti dal D.Lgs 115/2008) dell'adozione di contratti "Servizio Energia" e "Servizio Energia Plus"²³¹ ed in particolare stimolo alle iniziative che realizzano interventi di efficientamento tramite l'intervento di ESCO e l'introduzione di cooperazioni pubblico/privata (PPP – Public-private partnership"	Valore non quantificabile
Supportare lo sviluppo di iniziative per la raccolta di biomasse boschive ed il loro utilizzo locale	Valore non quantificabile

6.6.2 Azioni di sviluppo delle FER-E

Mentre gli interventi per l'incremento delle FER-C rappresentano una tematica fortemente legata all'edilizia, o comunque alla prestazione energetica degli edifici (di fatto, quindi, gli interventi legati alle FER-C vanno sempre di pari passo con quelli relativi all'efficientamento degli edifici, ad

²²⁹ Il DM 28 dicembre 2012, cd. "Conto termico" prevede all'art. 15 un incentivo per gli interventi che siano accompagnati da diagnosi energetiche preliminari e certificazione energetica successiva secondo le modalità di cui all'allegato III

²³⁰ eventualmente 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).

²³¹ Così 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.

eccezione degli interventi in ambito industriale o agricolo, i quali, però, sono ben circoscritti) la Regione ha di fatto possibilità di intervento limitate per quanto riguarda le FER-E. Infatti in tema di fotovoltaico, biomasse, eolico ed idroelettrico lo sviluppo dipende principalmente dal quadro di incentivazione che si va delineando; pertanto al di là della promozione diretta con incentivi economici di interventi (che si può osservare nella successiva programmazione comunitaria) l'azione della Regione su tali temi può solo essere quella di promuovere uno sviluppo equilibrato attraverso politiche chiare su tali temi.

Per le ragioni sopra esposte in effetti si può osservare che la differenza fra i due scenari relativamente alle FER-E è limitata (circa 20 ktep).

I 20 ktep complessivi sono distribuiti in maniera quasi omogenea fra le diverse fonti. Tuttavia, nel caso di queste tipologie di intervento non è possibile tracciare precise indicazioni relative alle politiche regionali: in effetti le differenze fra gli scenari BAU ed SEE sono legate ad uno sviluppo complessivo più o meno intenso delle diverse tecnologie sul quale la Regione non ha possibilità di intervento diretto.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, ad esempio, si prevede l'assenza di incentivi diretti e quindi il suo sviluppo più o meno intenso è legato principalmente all'effettiva riduzione del costo degli impianti.

Nel caso delle biomasse, invece, l'obiettivo del SEE sarebbe quasi raggiunto anche solo con l'entrata in esercizio di tutti gli impianti autorizzati e con una modesta diffusione di nuovi impianti di potenza elettrica inferiore a 200 kW.

Per l'eolico valgono considerazioni in qualche maniera simili a quelle del fotovoltaico, quindi l'effettivo raggiungimento dello scenario SEE è legato principalmente all'esito di alcune iniziative puntuali e ad uno sviluppo più o meno diffuso di specifiche taglie di aerogeneratori.

Da ultimo, anche lo sviluppo dell'idroelettrico è legato alla effettiva realizzazione di tanti piccoli impianti o in fase di autorizzazione o autorizzati ma non realizzati.

6.6.3 Programmazione comunitaria 2014-2020

Una funzione importante per l'implementazione della Strategia Energetica Regionale è assegnata ai fondi strutturali di origine comunitaria appartenenti agli schemi FESR (Fondo Europeo Sviluppo Regionale), FEASR (Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale) e FSE (Fondo Sociale Europeo). Va da sé che questi fondi, da soli, non possono finanziare completamente il raggiungimento degli obiettivi della Strategia Energetica. Poiché però sono indirizzati principalmente a finanziare opere compiute dalla Pubblica Amministrazione essi hanno una funzione simbolica e dimostrativa di grande momento, in quanto sono capaci di indurre e trascinare altri finanziamenti sulle linee strategiche individuate.

I fondi strutturali di origine comunitaria vengono suddivisi tra le diverse linee di finanziamento in base all' "Accordo di partenariato".

L'Accordo di partenariato è lo strumento previsto dalla proposta di Regolamento della Commissione Europea per stabilire la strategia – risultati attesi, priorità, metodi di intervento – di impiego dei fondi comunitari per il periodo 2014-2020²³².

L'Accordo finale, predisposto dallo Stato Membro e condiviso al suo interno, viene approvato dalla Commissione Europea²³³.

²³² La proposta di Accordo di partenariato 2014-2020, una volta elaborata, viene portata alla Conferenza Unificata per l'intesa e, successivamente, all'approvazione del CIPE, per i profili di competenza e la formalizzazione del mandato all'interlocazione formale con la Commissione europea, durante l'anno 2013. Si tratta dei fondi comunitari collegati al Quadro Strategico comune 2014-2020 e, segnatamente, del Fondo europeo di Sviluppo regionale (FESR), del Fondo Sociale europea (FSE), del Fondo europeo per gli affari marittimi e la pesca (FEAMP), del Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale (FEASR). Questi due fondi sono di diretta responsabilità del Ministro delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, che ha anche responsabilità di coordinamento.

L'Accordo scaturisce dal confronto tecnico-istituzionale avviato sulla base del documento "Metodi e obiettivi"²³⁴, licenziato dal Consiglio dei Ministri il 17 dicembre 2012, e dal Position paper della Commissione Europea.

Uno dei 4 obiettivi tematici oggetto dell'Accordo è "Valorizzazione, gestione e tutela dell'ambiente" (gli altri sono "Lavoro, Competitività dei sistemi produttivi e innovazione", "Qualità della vita e inclusione sociale" e "Istruzione, formazione e competenze"), ed è quello di interesse qui.

Per ogni obiettivo tematico l'Accordo fornisce l'indicazione dei risultati attesi e delle azioni necessarie a conseguirli.

Non esiste ancora²³⁵ una versione definitiva dell'Accordo, ma esistono informazioni sufficienti per offrire un quadro istruttivo delle linee di intervento nell'ambito di interesse.

Per quanto riguarda l'ambito relativo all'energia è opportuno riportare le "linee di indirizzo strategico" dell'Accordo di partenariato che precedono e giustificano le tabelle relative alle azioni da intraprendere con i fondi strutturali.

"L'ambito relativo all'energia è ricompreso in quello, più generale, della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Gli obiettivi sono stati definiti a livello comunitario e inglobati nella strategia per rilanciare l'economia dell'Unione conosciuta come "Strategia 20.20.20". Sono quindi del tutto congruenti con l'indirizzo adottato in questo documento. Questi obiettivi passano essenzialmente attraverso le politiche energetiche. L'Italia ha definito la sua Strategia Energetica Nazionale²³⁶ che individua nella riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia da parte di famiglie e imprese, nel rafforzamento della sicurezza energetica del Paese, nell'aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili e innovative e nel raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali indicati dall'Europa, i quattro obiettivi strategici per il 2020. A tali obiettivi dovrà concorrere il potenziamento delle infrastrutture di rete. Alla luce del divario di competitività del sistema produttivo italiano rispetto ai diretti concorrenti imputabile agli alti costi energetici, la strategia nazionale fissa obiettivi per l'efficientamento energetico e lo sviluppo delle energie rinnovabili più ambiziosi di quelli fissati a livello europeo al 2020, anche attraverso un più equilibrato bilanciamento tra le diverse fonti e dando preferenza a tecnologie con maggiori ricadute sulla filiera economica.

Nella visione della SEN, infine, il potenziamento delle infrastrutture per il trasporto e la distribuzione di energia rappresenta il fattore principale per un mercato libero e pienamente integrato con la produzione da fonti rinnovabili. Questi obiettivi richiedono misure di natura nazionale e a valere su risorse ordinarie.

La politica di coesione può concorrervi per quei profili che richiedono un forte contenuto di competenze e scelte territoriali e che possono in maniera dimostrata dare luogo a elevati benefici sullo sviluppo locale.

La coerenza tra politiche aggiuntive e politiche ordinarie è in questo ambito indispensabile in ragione della natura essenziale degli input e delle infrastrutture energetiche e dell'ancora incompleta liberalizzazione dei mercati dei servizi a valle. Gli interventi aggiuntivi di questa politica e la loro entità dovranno, dunque, tenere conto sia delle iniziative intraprese dalla strategia nazionale che prevede di finanziare il raggiungimento degli obiettivi con ingenti risorse ordinarie, sia dei risultati fin ora conseguiti che vedono, ad esempio, per il settore elettrico già quasi raggiunto l'obiettivo della produzione da fonte rinnovabile tanto da prevedere nel tempo una graduale riduzione degli incentivi.

²³³ reperibile su: <http://www.coesioneterritoriale.gov.it/wp-content/uploads/2012/12/Metodi-e-obiettivi-per-un-uso-efficace-dei-fondi-comunitari2014-20.pdf>

²³⁴ reperibile su: <http://www.coesioneterritoriale.gov.it/wp-content/uploads/2012/12/Metodi-e-obiettivi-per-un-uso-efficace-dei-fondi-comunitari2014-20.pdf>

²³⁵ al momento della redazione di questo documento, luglio 2013

²³⁶ reperibile su: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf

È quindi necessario operare scelte e individuare percorsi atti a evitare rischi di spiazzamento, di sovrapposizione o di eccesso di incentivazione.

La politica di coesione dovrà pertanto concentrare le risorse sull'efficienza energetica, a cominciare dalla riduzione dei consumi negli edifici e nelle strutture pubbliche o a uso pubblico residenziali e non, in coerenza con le previsioni della normativa comunitaria²³⁷. Particolare attenzione sarà dedicata agli interventi di efficientamento delle reti di pubblica illuminazione che dovranno essere orientati a pratiche e tecnologie particolarmente innovative in modo da superare la logica tradizionale della semplice sostituzione dei punti luce i cui benefici non sono sempre apprezzabili.

Al contempo, per massimizzare le ricadute economiche a livello territoriale, la politica di coesione incentiverà il risparmio energetico nelle strutture e nei cicli produttivi anche attraverso l'introduzione di innovazioni di processo e di prodotto e agevolando la sperimentazione e laddove possibile la diffusione di fonti energetiche rinnovabili per l'autoconsumo. Il sistema produttivo sarà oggetto di interventi finalizzati anche a potenziare le filiere produttive legate alla clean economy. La produzione di energia sarà principalmente orientata all'autoconsumo favorendo per altro fonti rinnovabili alternative a quelle ad oggi maggiormente diffuse. La produzione da fonti rinnovabili finalizzata all'immissione in rete sarà incentivata solo nelle aree dove saranno installati sistemi di distribuzione intelligente dell'energia (smart grids) la cui diffusione rappresenta uno dei risultati della politica di coesione.

La produzione di energia sarà sostenuta inoltre attraverso lo sfruttamento sostenibile delle bioenergie, anche in coerenza con la strategia per le aree interne. In questo ambito la produzione di energia sarà favorita da una gestione attiva delle foreste in modo da garantire l'avvio di filiere corte realizzando anche piattaforme logistiche e reti per la raccolta. Gli interventi in questo ambito dovranno non confliggere con gli utilizzi alimentari e non dovranno impattare sul consumo di suolo. Sarà incentivata la valorizzazione energetica dei reflui zootecnici e delle altre deiezioni solide e liquide e dei residui delle filiere agricole e dell'agroindustria.

Infine, rientrano negli obiettivi di efficientamento energetico e di qualità della vita dei cittadini gli interventi volti ad aumentare la mobilità sostenibile nelle aree urbane e tra aree urbane e aree rurali, i cui benefici, insieme agli impatti derivanti dal risparmio energetico e alla costruzione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, si ripercuoteranno sulla qualità dell'aria dei centri urbani

Il raggiungimento dei risultati potrà essere conseguito se le azioni saranno supportate da iniziative di contesto come le attività di formazione per aumentare le competenze delle risorse umane e il supporto alla governance dei processi e per il potenziamento della capacità amministrativa con particolare riferimento alla qualità della progettazione e della gestione dei consumi. Infine, il conseguimento di alcuni risultati, soprattutto con riferimento agli interventi di risparmio energetico, dipenderà dall'interazione tra amministrazioni pubbliche e società di servizi energetici e dal tema più generale di accesso al credito."

E' evidente come ci sia completa congruenza tra le linee programmatiche espresse dal presente documento e gli indirizzi relativi all'utilizzo dei fondi strutturali.

In questo senso si riportano qui di seguito le Tabelle con i "Risultati attesi" e le "Azioni" da implementare secondo l'Accordo di partenariato nell'ambito dell'energia.

²³⁷ Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica pubblicata in G.U. dell'Unione Europea il 14/11/2012.

6.6.3.1 Risultati attesi

1. Migliorare l'efficienza energetica negli usi finali e promuovere l'energia intelligente

risultati/obiettivi specifici	indicatori
Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumi di energia primaria degli edifici pubblici ✓ Riduzione % dell'indice di fabbisogno di energia a mc nel patrimonio edilizio pubblico ✓ Aumento % di energia da FER negli edifici pubblici per autoconsumo
Ridurre i consumi energetici dei sistemi di illuminazione pubblica	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumo di energia dei sistemi di illuminazione pubblica
Ridurre i consumi energetici nei cicli e strutture produttivi	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumi energetici nelle imprese industriali - TEP per euro di valore aggiunto prodotto dall'industria ✓ Consumi energetici nelle imprese agricole
Incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumi di energia elettrica coperti da fonti rinnovabili ✓ Numero di utenti di energia addizionali collegati a reti intelligenti
Incrementare la quota di fabbisogno energetico coperta da impianti di cogenerazione e trigenerazione	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumi di energia coperti da cogenerazione e trigenerazione

2. Migliorare lo sfruttamento sostenibile delle biomasse

risultati/obiettivi specifici	indicatori
Aumento della produzione e consumo sostenibili di bioenergie rinnovabili (biomasse solide, liquide e biogas)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Rapporto consumi di bioenergie su consumi finali lordi ✓ Consumi di energia elettrica in aree rurali coperti da fonti rinnovabili

3. Aumentare la mobilità sostenibile nelle aree urbane

risultati/obiettivi specifici	indicatori
Aumentare la quota di spostamenti effettuati in ambito urbano ed extraurbano attraverso sistemi di trasporto sostenibile	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilizzo di mezzi pubblici ✓ Passeggeri trasportati dal TPL nei comuni capoluogo di provincia per abitante ✓ Disponibilità stazioni di monitoraggio - Popolazione esposta a concentrazioni inquinanti superiori al valore limite
Aumentare i servizi di infomobilità	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Orari dei mezzi pubblici on line nei comuni capoluogo di provincia ✓ Bigliettazione elettronica: percentuali di comuni capoluogo di provincia con carta a banda magnetica e/o contactless ✓ Informazioni in tempo reale

4.Consolidare la filiera produttiva della Clean Economy

risultati/obiettivi specifici	indicatori
Promuovere la specializzazione dei territori nel settore della clean economy attraverso lo sviluppo e potenziamento di cluster tecnologici	✓ da definire
Promuovere la diversificazione e la produzione di sistemi, beni e componenti nel settore della clean economy	✓ da definire
Favorire progetti di sviluppo locale connessi alla produzione di energie rinnovabili attraverso la implementazione di filiere produttive corte (es. filiera legno-bosco-energia, filiere agro-industriale)	✓ da definire

6.6.3.2 Azioni

1.Migliorare l'efficienza energetica negli usi finali e promuovere l'energia intelligente

- Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali

azioni	fondo
Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche attraverso interventi di ristrutturazione su singoli edifici o interi quartieri i cui immobili sono di proprietà pubblica o ad uso pubblico	FESR
Installazione di sistemi intelligenti di telecontrollo, regolazione e gestione e di monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici (smart buildings) e delle emissioni inquinanti in edifici e impianti	FESR
Installazione di sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile da destinare all'autoconsumo associati a interventi di efficientamento energetico	FESR
Realizzazione di interventi dimostrativi per l'efficienza energetica mediante utilizzo di mix tecnologici	FESR
Attività formative per la qualificazione del capitale umano operante per la gestione efficiente dell'energia	FSE

- Ridurre i consumi energetici dei sistemi di illuminazione pubblica

azioni	fondo
Ammodernamento della rete di illuminazione pubblica attraverso la sostituzione delle fonti luminose con sistemi improntati al risparmio energetico con maggiore efficienza e durata e alla riduzione inquinamento luminoso	FESR
Installazione di sistemi automatici di regolazione, accensione e spegnimento dei punti luce (sensori di luminosità) o sistemi di telecontrollo e di telegestione energetica della rete di illuminazione pubblica	FESR

- Ridurre i consumi energetici nei cicli e strutture produttivi

azioni	fondo
Incentivi finalizzati alla riduzione dei consumi energetici dei cicli e delle strutture produttivi compresa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile per l'autoconsumo	FESR
Incentivi alla sostituzione di dispositivi a bassa efficienza con nuove tecnologie maggiormente efficienti	FESR
Attività formative per la qualificazione del capitale umano operante per la gestione efficiente dell'energia	FSE

- Incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita

azioni	fondo
Realizzazione di reti di distribuzione dell'energia provviste di sistemi di comunicazione digitale, di misurazione intelligente e di controllo e monitoraggio (smart grids come infrastruttura delle "città intelligenti a basse emissioni" – smart cities)	FESR
Promozione dell'efficientamento energetico anche tramite teleriscaldamento e teleraffrescamento	FESR
Realizzazione di sistemi intelligenti di stoccaggio asserviti a impianti di produzione da FER	FESR FEASR
Installazione di impianti di cogenerazione o trigenerazione	FESR FEASR

2. Migliorare lo sfruttamento sostenibile delle bioenergie

- Aumento della produzione e consumo sostenibili di bioenergie rinnovabili (biomasse solide, liquide e biogas)

azioni	fondo
Realizzazione di impianti di produzione di energia da biomasse provenienti da gestione forestale attiva e da sottoprodotti e residui di origine organica, da filiera corta	FEASR
Incentivi alla gestione forestale attiva e alla pianificazione forestale aziendale	FEASR
Realizzazione di impianti alimentati da biogas e da reflui zootecnici e sottoprodotti provenienti da filiera corta	FEASR
Realizzazione di piattaforme logistiche e reti per la raccolta da filiera corta delle biomasse da conferire agli impianti	FEASR

3. Aumentare la mobilità sostenibile nelle aree urbane

- Aumentare la quota di spostamenti effettuati in ambito urbano ed extraurbano attraverso sistemi di trasporto sostenibile

azioni	fondo
Realizzazione di infrastrutture e nodi di interscambio destinate alla mobilità collettiva e relativi sistemi di trasporto	FESR
Interventi di mobilità sostenibile urbana promuovendo l'utilizzo di veicoli a basso impatto ambientale nel trasporto pubblico anche attraverso il rinnovamento delle flotte e incentivando servizi di mobilità condivisa	FESR
Sistemi infrastrutturali e tecnologici per l'integrazione tariffaria attraverso la realizzazione di un sistema di pagamento automatico regionale interoperabile (bigliettazione elettronica)	FESR
Sviluppo delle infrastrutture necessarie all'utilizzo del mezzo a basso impatto ambientale anche attraverso iniziative di charging hub	FESR
Incentivi per l'adozione di sistemi di distribuzione pulita delle merci	FESR

- Aumentare i servizi di infomobilità

azioni	fondo
Sistemi infrastrutturali e tecnologici di gestione del traffico e della fruizione dei mezzi pubblici	FESR

4.Consolidare la filiera produttiva della Clean Economy

- Promuovere la specializzazione dei territori nel settore della clean economy attraverso lo sviluppo e potenziamento di cluster tecnologici

azioni	fondo
Creazione start up innovative e spin off della ricerca in domini tecnologici afferenti la clean economy	FESR
Promozione progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale delle tecnologie dotate di minor impatto ambientale (es. conversione energetica delle biomasse di II e III generazione, sistemi di cattura e stoccaggio della CO2, recupero energetico dei rifiuti)	FESR
Promozione dell'innovazione dal lato della domanda attraverso Public Procurement dell'innovazione o precompetitivo	FESR

- Promuovere la diversificazione e la produzione di sistemi, beni e componenti nel settore della clean economy

azioni	fondo
Sviluppo e diffusione di prodotti e tecnologie eco-sostenibili con particolare riferimento alle nuove tecnologie energetiche (es. impianti avanzati per il solare termico, solare a concentrazione, geotermia, biocombustibili di II e III generazione, sistemi avanzati per l'efficienza energetica, celle combustibili,....)	FESR

- Favorire progetti di sviluppo locale connessi alla produzione di energie rinnovabili attraverso la implementazione di filiere produttive corte (es. filiera legno-bosco-energia, filiere agro-industriale)

azioni	fondo
Sostegno a sistemi di raccolta e trattamento di biomasse vergini locali, utilizzabili per la produzione di calore in impianti a elevato rendimento e basse emissioni	FEASR

6.6.4 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.

Per completezza di informazione sembra corretto riportare anche alcune linee di ricerca, tra le tantissime dell'ambito energetico, il cui sviluppo potrebbe essere di interesse anche per lo scenario regionale.

✓ 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.),
 - 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.

7 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.

Come è esposto nella bozza di metodologia per il monitoraggio diffusa recentemente dal GSE²³⁸, "Le attività da sviluppare per assicurare il monitoraggio degli utilizzi di fonti rinnovabili di energia in Italia, [...], sono definite nell'articolo 40 del D.lgs. 28/20113. Il comma 1, in particolare, pone in capo al Ministero dello sviluppo economico il compito di integrare il sistema statistico in materia di energia assicurando, tra l'altro:

- ✓ "[...] il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi, intermedi e al 2020, in materia di quote dei consumi finali lordi di elettricità, energia per il riscaldamento e il raffreddamento, e per i trasporti, coperti da fonti energetiche rinnovabili, secondo i criteri di cui al Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio";
- ✓ che il monitoraggio di cui al punto precedente "[...] consenta di stimare, per ciascuna regione e provincia autonoma, i medesimi parametri di quote dei consumi energetici coperti da fonti energetiche rinnovabili, con modalità idonee a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali stabiliti in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244. [...]"

Per il perseguimento di queste finalità, nel comma 2 del decreto viene assegnato al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. il compito di organizzare e gestire, tenuto conto delle norme stabilite in ambito Sistan ed Eurostat, un sistema nazionale per il monitoraggio statistico dello stato di sviluppo delle fonti rinnovabili, idoneo, tra l'altro, a "rilevare i dati necessari per misurare lo stato di raggiungimento degli obiettivi di cui al comma 1 in ambito nazionale e stimare il grado di raggiungimento dei medesimi obiettivi in ciascuna regione e provincia autonoma [...]".

Il sistema di monitoraggio deve svilupparsi e funzionare sulla base di specifiche metodologie, previste dallo stesso art. 40 del Decreto. Alla data di redazione del presente documento non esiste ancora uno schema ufficialmente approvato; tuttavia la bozza precitata offre importanti indicazioni; in particolare è stato presentato lo schema riportato in Figura 39.

La scomposizione in schede serve a rendere più chiara l'esposizione. Di conseguenza, richiamando il succitato documento sulla metodologia si trae la seguente spiegazione dei blocchi rappresentati in Figura 39:

- ✓ 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 termica²³⁹;
- ✓ l'energia termica destinata alla vendita (calore derivato) viene interamente attribuita al transformation sector. La scheda B a numeratore riguarda l'energia termica lorda prodotta dalle sole fonti rinnovabili mentre la scheda D a 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 a denominatore considera i consumi finali lordi di energia elettrica, prodotta dunque sia dalle fonti rinnovabili sia da quelle non rinnovabili;

²³⁸ Metodologia per il monitoraggio statistico degli obiettivi regionali di uso delle FER definiti nel D.M. 15 marzo 2012

²³⁹ l'energia elettrica, infatti, viene prodotta da impianti del settore di trasformazione, e dunque mai attraverso un utilizzo diretto (uso finale) delle fonti

- ✓ 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 a denominatore (schede G1-G8, H1-H5 e I1-I5).

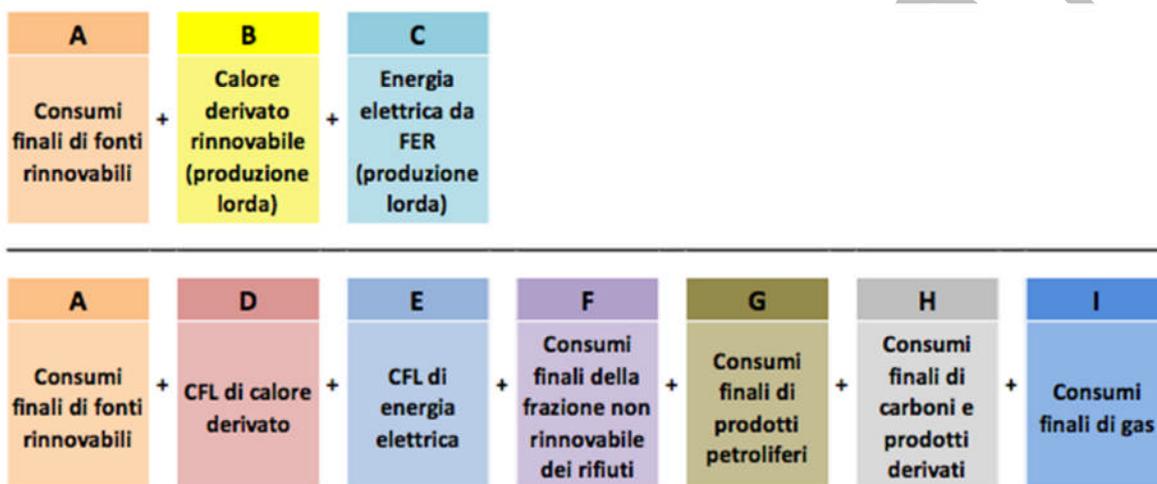


Figura 39: composizione della frazione da verificare regionalmente ai fini del Burden Sharing
fonte: Metodologia per il monitoraggio statistico degli obiettivi regionali di uso delle FER definiti nel D.M. 15 marzo 2012

Avendo esposto la macrostruttura del sistema di monitoraggio si comprende come non si possa in questa sede 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 alla fonte originale.

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. In ultimo c'è il fatto che, proprio per la complessità del processo e per la sua modalità di implementazione che coinvolge sostanzialmente tre soggetti (ENEA, Terna e GSE) le Regioni, non possono che attendere la prima presentazione di dati perché al di là di offrire il supporto al sistema non hanno un ruolo attivo nello svolgimento del monitoraggio.

Pertanto si ribadisce quanto esposto al termine del precedente capitolo, ovvero la necessità di riaggiornare le previsioni alla pubblicazione del primo rilievo completo proveniente dal sistema di monitoraggio.

8 ALLEGATI

Allegati all'aggiornamento del PEAR

- 1) Bilancio Energetico Regionale;
- 2) documenti "Aree non idonee" biomasse;
- 3) documenti "Aree non idonee" eolico.

BOZZA 22/07/2013