

Aggiornamento del PEAR

novembre 2013

sintesi non tecnica

Accordo di Collaborazione fra:



Università Politecnica delle Marche
Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche



Regione Marche

INDICE

1	INTRODUZIONE	2
1.1	Obiettivi e contenuti.....	2
1.1.1	Struttura dell'Aggiornamento del PEAR	2
1.1.2	Il Burden Sharing	3
2	SCENARI E OBIETTIVI REGIONALI AL 2020 IN ADEGUAMENTO AL BURDEN SHARING.....	6
2.1	Confronto fra gli obiettivi del D.M. Burden Sharing e gli scenari delineati	6
2.1.1	Consumi finali lordi.....	6
2.1.2	Rinnovabili elettriche.....	7
2.1.3	Rinnovabili termiche.....	8
2.2	Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012	9
3	STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE E SISTEMA DI AZIONI	12
3.1	Contesto.....	12
3.1.1	Il ruolo dei distretti produttivi e la loro evoluzione	13
3.2	Diversificazione equilibrata delle fonti di energia e ruolo dei combustibili fossili	14
3.2.1	Produzione sostenibile di idrocarburi	14
3.2.2	Raffinazione di carburanti	15
3.2.3	Approvvigionamento di gas naturale	15
3.2.4	Stoccaggio di gas naturale	16
3.2.5	Eolico off-shore.....	17
3.3	Risparmio ed Efficienza energetica.....	18
3.4	Produzione di energia elettrica e generazione distribuita	18
3.4.1	Stato del deficit elettrico	20
3.4.2	Raggiungimento del pareggio tra produzione e consumi di energia elettrica.....	21
3.4.3	Generazione distribuita	22
3.4.4	Analisi critica del modello di "centrale di cogenerazione di Distretto"	23
3.5	Sviluppo ed efficientamento delle infrastrutture energetiche di rete	24
3.5.1	Rete di Trasmissione dell'energia elettrica	24
3.6	Sistema di azioni per il raggiungimento dell'obiettivo Burden Sharing.....	31
3.6.1	Azioni di contenimento dei CFL e di sviluppo delle FER-C.....	32
3.6.2	Azioni di sviluppo delle FER-E	32
3.6.3	Programmazione comunitaria 2014-2020.....	32
3.6.4	Azioni in favore della Pubblica Amministrazione	32
3.6.5	Iniziative per la mobilità sostenibile.....	33
3.6.6	Filiera delle biomasse	33

1 INTRODUZIONE

La presente sintesi è un estratto del Documento di Aggiornamento del Piano Energetico-Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Marche. Il PEAR, approvato dal Consiglio Regionale il 16 febbraio 2005, costituisce il punto di partenza per ogni analisi e verrà citato nel seguito, a scanso di equivoci, come **PEAR2005**¹.

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

- ✓ la regionalizzazione degli obiettivi del "Piano europeo per l'Energia e il Clima", approvato con Decisione n. 406/2009/CE² e Direttiva 2009/28/CE³, denominato "Strategia 20.20.20" e recepito con D.lgs. 28/2011⁴. In Italia gli obblighi assegnati dall'Unione Europea sono stati suddivisi tra le diverse Regioni con il D.M. 15 marzo 2012⁵, noto come Decreto "Burden Sharing" (letteralmente: condivisione dell'onere), e sono diventati cogenti per le Regioni stesse.
- ✓ il mutato contesto socio-economico, il quale modifica di fatto, rispetto al PEAR2005, parte degli obiettivi e le modalità per raggiungerli. Ciò impone una revisione di alcune delle azioni 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 l'Aggiornamento del PEAR persegue sono pertanto:

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

1.1.1 Struttura dell'Aggiornamento del PEAR

Le modalità per il raggiungimento degli obiettivi elencati al punto precedente sono dettagliate nell'Aggiornamento del PEAR, il quale è 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 di incremento costituiscono una mera linea d'indirizzo, in quanto il **D.M. Burden Sharing vincola la Regione esclusivamente al perseguimento dell'obiettivo del 15,4%** e attribuisce alla pianificazione regionale in materia di energia, in quanto materia concorrente Stato-Regioni, la competenza all'individuazione e all'articolazione delle singole componenti. In definitiva l'obiettivo vincolante è semplicemente quello rappresentato dall'equazione (1) qui di seguito:

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

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

- ✓ consumo di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2020 per fonte (eolica, idroelettrica, fotovoltaica e biomasse);
- ✓ consumo di energia termica da fonte rinnovabile al 2020 per fonte (biomasse, geotermia, e solare termico) per uso (uso diretto, teleriscaldamento e 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

⁶ Allegato 1 al D.M. 15 marzo 2012

⁷ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

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 § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

¹⁰ FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

¹¹ D.M. 15 marzo 2012, Tabella A

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:

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

Nel documento di Aggiornamento del PEAR i 3 contributi (CFL, FER-E, FER-C) vengono 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 vengono confrontati nell'Aggiornamento del PEAR con i risultati ottenuti 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.

¹² Allegato 2 al D.M. 15 marzo 2012

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

Il Burden Sharing rappresenta la principale sfida da affrontare nei prossimi anni per il comparto energetico ed è quindi lo schema all'interno del quale tutta la pianificazione regionale 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 Capitolo 5 dell'Aggiornamento del PEAR 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 Capitolo 6 dell'Aggiornamento del PEAR viene dispiegato il resto della Strategia Energetica Regionale.

Il Capitolo 5 dell'Aggiornamento del PEAR 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 vengono mostrati i valori dei CFL¹³, delle FER-E¹⁴ e delle FER-C¹⁵ e le loro proiezioni al 2020. L'esposizione comincia con l'esame del valore attuale e delle 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 sono poi confrontati con le proiezioni preparate dall'ENEA per conto del MISE e riportate nel D.M. 15 marzo 2012 "Burden Sharing" per verificare se esistono le condizioni per l'effettivo raggiungimento degli obiettivi cogenti.

2.1 Confronto fra gli obiettivi del D.M. Burden Sharing e gli scenari delineati

I risultati dell'analisi svolta al Capitolo 5 dell'Aggiornamento del PEAR vengono qui 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.

2.1.1 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 3 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.

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 database 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.

¹³ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

¹⁴ FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

¹⁵ FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

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.

Tabella 3: proiezioni dei CFL nei vari settori e totali

	Anno 2012	Anno 2020 Sc. BAU ¹⁶	Anno 2020 Sc. SEE ¹⁷	Anno 2020 D.M. Burden Sharing
Totale CFL	3.436	3.608	3.357	3.513
CFL-E	691	772	794	705
CFL-NON E	2.746	2.836	2.594	2.917

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

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 D.M. 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.

2.1.2 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 4.

Tabella 4: proiezioni delle diverse FER-E [ktep]

	Anno iniziale	Anno 2020 Sc. BAU ¹⁸	Anno 2020 Sc. SEE ¹⁹	Anno 2020 DM Burden Sharing
Idroelettrico	41	43	46	54
Biomasse	9	15	21	41
Solare	98	129	131	18
Eolico	0	13	19	20
Totale FER-E	148	200	216	134²⁰

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

¹⁶ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

¹⁷ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

¹⁸ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

¹⁹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

²⁰ 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

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.

2.1.3 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 5 i dati di sintesi degli scenari relativi alle FER-C.

Dall'esame della Tabella 5 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 visto che deve essere ancora definita la normativa al 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.

Tabella 5: 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
di cui da PDC	2	2	0
di cui biomasse	35	45	40
di cui solare	2	2	0
civile	155	245	
di cui da PDC	75	100	82
di cui biomasse	55	115	225
di cui solare	25	30	37
agricoltura	5	7	17
di cui biomasse	5	7	17
altro			6
Totale FER-C	199	301	406

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

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

Sintetizzando quanto finora esposto si può pervenire al risultato mostrato in Tabella 6 e in Figura 1.

Tabella 6: riepilogo proiezioni [ktep]

		valore di partenza calcolato	valore di partenza assegnato dal D.M.	obiettivo 2020 sc. BAU ²¹	obiettivo 2020 sc. SEE ²²	obiettivo 2020 assegnato dal D.M.
CFL ²³	[ktep] ²⁴	3.363	3.622	3.608	3.358	3.513
FER-E ²⁵	[ktep]	148	60	200	216	134
FER-C ²⁶			34	199	301	406
(FER-E+FER-C)/CFL	%	4,5	2,6	11,0	15,4	15,4

Dalla lettura della Tabella 6 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 15,4%). Lo scenario Business As Usual, invece, permetterebbe un risultato pari all'11,0%, largamente insufficiente per l'ottenimento dell'obiettivo regionale previsto per le Marche dal D.M. 15 marzo 2012.

L'analisi della Figura 1 permette un ulteriore approfondimento, perché consente di leggere anche la traiettoria temporale dei risultati ottenibili.

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.

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 dell'Aggiornamento del PEAR, poi, si danno alcune indicazioni più precise circa le specifiche azioni e linee di intervento da mettere in atto.

²¹ Scenario Business As Usual, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

²² Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

²³ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

²⁴ [ktep], migliaia di tep, tonnellate equivalenti di petrolio (1 tep è pari a 41,87 GJ, o 11,63 MWh)

²⁵ FER-E, Fonti di Energia Rinnovabile-Elettriche, come definite al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

²⁶ FER-C, Fonti di Energia Rinnovabile-Termiche (Calore), come definite al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

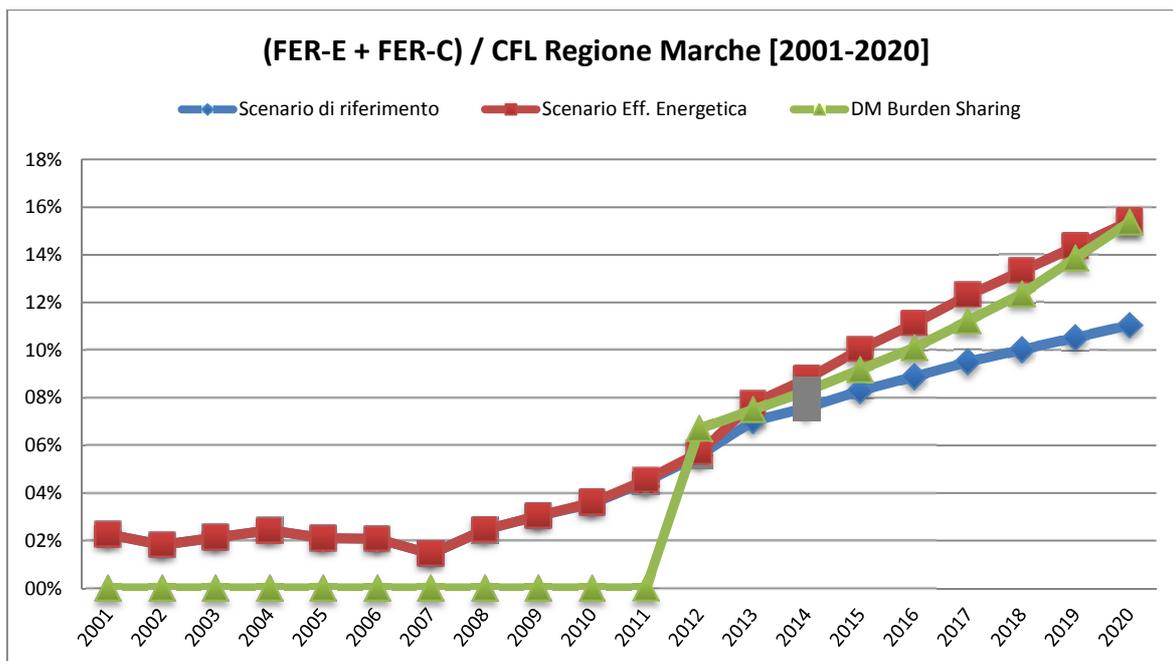


Figura 1: andamento del rapporto (FER-E + FER-C)/CFL nelle Marche nei diversi scenari

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 fonte 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 bianchi²⁷ 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).

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.

²⁷ Il DM 28 dicembre 2012 ha introdotto nuove schede standardizzate fra cui una riguarda proprio l'installazione di caldaie a biomassa in ambito agricolo

3 STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE E SISTEMA DI AZIONI

Sulla base delle considerazioni relative al contesto, svolte qui di seguito, vengono poi 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).

3.1 Contesto

Gli assi costitutivi del PEAR2005 erano²⁸:

- ✓ **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)²⁹, approvata con Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013³⁰;

²⁸ Paragrafo 1.2 "Contenuti ed obiettivi del PEAR" del "Sommaro del PEAR"

²⁹ 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.

3.1.1 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”*³¹.

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”*³².

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”*.

³⁰ Decreto Interministeriale MISE-MATTM dell'8 marzo 2013, reperibile su: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/decreto-8marzo2013-sen.pdf>

³¹ Paragrafo 1.2 *“Contenuti ed obiettivi del PEAR”* del *“Sommaro del PEAR”*

³² Paragrafo 4.2 *“Generazione di energia elettrica”* del *“Sommaro del PEAR”*

3.2 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 dell'Aggiornamento del PEAR mentre il sistema di azioni necessario a conseguirli viene presentato al paragrafo 6.6 dello stesso Aggiornamento del PEAR.

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.

3.2.1 Produzione sostenibile di idrocarburi

Uno degli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale è quello di³³. *“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.”*

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.

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 PEAR2005³⁴ 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*

³³ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.6 “Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali”, pag. 110

³⁴ Paragrafo 5.1.2 “Offerta di energia nella regione Marche” del “Sommario del PEAR”

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

3.2.2 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. Il settore viene ovviamente trattato anche nella Strategia Energetica Nazionale³⁵ 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."*

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.

3.2.3 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"³⁶.

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 di³⁷:

³⁵ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.5 "Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti", pag. 104

³⁶ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 "Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo", pag. 52

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

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.

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.

3.2.4 Stoccaggio di gas naturale

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

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

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

L’esperienza maturata a livello regionale consente di affermare che i giacimenti già sfruttati ai fini della coltivazione di idrocarburi gassosi (stoccaggi convenzionali) e individuati dal Ministero dello Sviluppo Economico sulla base della storia del giacimento, forniscono sufficienti garanzie sulla loro conversione in stoccaggi.

Gli stoccaggi di tipo semiconvenzionali o speciali sono di più difficile gestione e andrebbero quindi evitati.

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 (di competenza del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con parere delle Regioni interessate, le quali si avvalgono della collaborazione dell’ARPA e acquisiscono il parere di Province, Comuni ed Enti Parco interessati) la decisione su tali concessioni. In ogni caso gli impianti dovranno essere ubicati in contesti poco antropizzati e con una vocazione compatibile con la loro realizzazione (non in zone turistiche o densamente abitate).

Nell’analizzare gli impianti di stoccaggio particolare attenzione andrà posta:

- ✓ all’aspetto dei rischi in caso di incidente industriale;

³⁷ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.2 “Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo”, pag. 63

- ✓ al controllo dei movimenti verticali in corrispondenza della proiezione al piano campagna del giacimento;
- ✓ alla micro sismicità indotta dalle operazioni di iniezione e prelievo.

3.2.5 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 POWERED³⁸ (Project of Offshore Wind Energy Research, Experimentation and Development), finanziato dall'IPA (Adriatic Cross Border Cooperation) con lo scopo di stilare le Linee Guida per lo sviluppo dell'eolico off-shore nel Mare Adriatico.

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

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

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

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

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

³⁸ www.powered-ipa.it

3.3 Risparmio ed Efficienza energetica

Al paragrafo 4.1 “Domanda di energia: efficienza energetica” dell’Aggiornamento del PEAR sono 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 paragrafo 6.6 dell’Aggiornamento del PEAR, 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 paragrafo successivo.

3.4 Produzione di energia elettrica e generazione distribuita

Tra gli aspetti caratterizzanti del PEAR 2005, riguardo la “Capacità di generazione di energia elettrica”³⁹ si perseguiva un importante obiettivo:

C1. La tendenza verso il raggiungimento del pareggio tra domanda ed offerta nel comparto elettrico è giudicato nel PEAR obiettivo strategico di medio periodo. Per il conseguimento di questo obiettivo strategico non si pongono vincoli temporali in ragione di una situazione nazionale in forte e dinamica evoluzione dagli esiti a tutt’oggi incerti. Si individuano invece nella generazione distribuita e nella cogenerazione le tecnologie con le quali raggiungere:

- *il sostanziale pareggio di bilancio ed al tempo stesso conseguire anche:*
- *l’efficiente utilizzo della fonte fossile,*
- *la riduzione delle emissioni di gas climalteranti,*
- *la possibilità di prezzi dell’energia competitivi per il sistema produttivo,*
- *una minore dipendenza dalla rete di trasmissione,*
- *una maggiore garanzia di affidabilità del servizio.*

*Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le **installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali)** ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per **centrali di cogenerazione di Distretto**. L’obiettivo è quello di ricalcare con l’energia il modello dei **Distretti industriali** già sperimentato con successo*

³⁹ Punto C) del Capitolo 2 del “Sommaro del PEAR”

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 55/2002⁴⁰ 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”⁴¹. 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”⁴² 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)⁴³;
- ✓ consapevolezza che il costo dell’energia elettrica per le famiglie e le imprese del territorio regionale non dipende in alcun modo dalla presenza sul territorio regionale di una capacità generativa pari al consumo, così come dimostrato dalle ricerche di Confartigianato⁴⁴;
- ✓ 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

⁴⁰ 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

⁴¹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 87

⁴² 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>

⁴³ 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.

⁴⁴ 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.

- 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 raffinazione sgancia di fatto l'attività della centrale da quella della raffinazione stessa e la rende capace di produrre autonomamente in base alle richieste del mercato.

3.4.1 Stato del deficit elettrico

La **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** rappresenta bene il settore elettrico delle Marche nell'ultimo decennio: dal momento dell'entrata in funzione delle due centrali a ciclo combinato di API e Jesi Energia il deficit elettrico regionale (differenza tra la richiesta annuale di energia elettrica e produzione in Regione) si è stabilizzato nell'intorno del 50%.

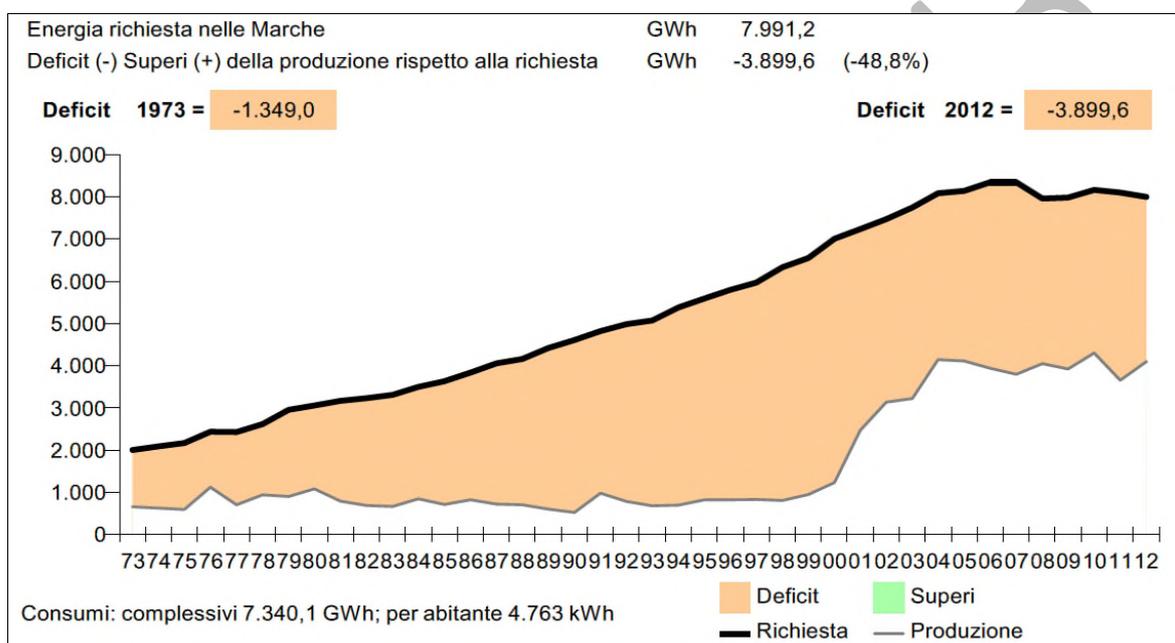


Figura 2: andamento storico della produzione e della richiesta di energia elettrica nelle Marche [GWh]⁴⁵

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'ambito del contesto nazionale,

⁴⁵ Fonte dati: Terna, "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Elettricità nelle Regioni" – anno 2012, reperibili su: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/dati_statistici.aspx

caratterizzato da una manifesta sovraccapacità produttiva evidenziata in maniera netta nella Strategia Energetica Nazionale⁴⁶.

3.4.2 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 garantisse prezzi migliori a famiglie e imprese del territorio.

Una volta dimostrato che non esiste alcun collegamento diretto tra tali parametri, le decisioni prese dal Governo regionale in merito all'intesa da concedere (Legge 55/2002⁴⁷) 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"⁴⁸ di Terna.

La stessa SEN non menziona la necessità di installare nuova capacità produttiva sul territorio nazionale⁴⁹; 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.

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

⁴⁶ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4, pag. 87

⁴⁷ 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

⁴⁸ 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>

⁴⁹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 "Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico", pag. 87

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.

3.4.3 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.

Le difficoltà applicative del modello richiedono però 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 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 dal Programma Operativo regionale. Più difficile risulta la penetrazione della tecnologia nei Centri commerciali e nei Centri direzionali, normalmente di proprietà privata, che guardano all’aspetto economico come parametro principale.

L’altro settore 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 non-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 originate 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”⁵⁰.

✓ **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

⁵⁰ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 “Definizione di un nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad alto rendimento”

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 è sempre stato un cavallo di battaglia per le associazioni ambientaliste, che lo hanno visto come strumento utile per abbattere l'impatto ambientale delle installazioni energetiche e necessario alla introduzione delle energie rinnovabili, quando si arriva vicini alla sua implementazione sorgono inaspettati ostacoli 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 inizi 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, e che preveda l'applicazione delle BAT (Best Available Techniques);
- 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. In questo senso potrebbe essere utile la nascita di un comitato tecnico/scientifico regionale, ampiamente partecipato e magari finanziato con i proventi delle VIA.

3.4.4 **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, la quale doveva essere la destinataria ultima del calore prodotto dalla centrale. Si trattava di un esempio che calzava perfettamente con l'idea di centrale di cogenerazione di Distretto ipotizzata nel PEAR2005, sia in termini di modalità operative che di dimensioni.

Purtroppo 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, e in effetti la centrale a ciclo combinato di ultima generazione, capace comunque di un elevato rendimento nella conversione dell'energia termica in energia elettrica, poteva avere un senso in termini di politica energetica del territorio anche in assenza di cogenerazione. Poteva coprire infatti la quota del fabbisogno della Provincia di Ascoli Piceno non prodotta in loco. Nella Provincia di Ascoli Piceno si trovano alcune importanti centrali idroelettriche e qualche impianto di cogenerazione al servizio delle aziende del territorio, ma questi impianti coprono solo una frazione del fabbisogno elettrico del territorio. Con l'aggiunta della centrale a ciclo combinato si sarebbe potuto chiudere il cerchio previsto dal PEAR2005, che puntava a produrre sul territorio una parte considerevole dell'energia che il territorio consuma.

La proposta non ha avuto poi seguito, anche e soprattutto a causa dell'opposizione dell'opinione pubblica, dispiegatasi secondo le modalità descritte al paragrafo precedente.

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.

3.5 Sviluppo ed efficientamento delle infrastrutture energetiche di rete

3.5.1 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”⁵¹, quella relativa all'eliminazione di **“inefficienze e colli di bottiglia nella rete (con un sovra-costi stimato di circa 500-600 milioni di euro l'anno per il sistema), come ad esempio quelli tra le isole maggiori e il continente, che determinano ancora un significativo differenziale di prezzo e costituiscono aree dove la concorrenza e le dinamiche di mercato sono limitate da vincoli strutturali, rendendo possibili fenomeni di sfruttamento di potere di mercato da parte degli operatori presenti. Altra area di intervento riguarda le strozzature di rete tra il Centro e il Sud Italia, che possono limitare il potenziale di produzione rinnovabile (e quindi determinano la necessità di ‘staccare’ ad esempio la produzione eolica in overflow, pur pagando tale mancata produzione)”**⁵².

Le strozzature di rete tra il Centro e il Sud Italia cui si riferisce la SEN sono rappresentate nella Figura 3 e coinvolgono in maniera diretta le Marche.

⁵¹ Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 88

⁵² Strategia Energetica Nazionale – marzo 2013 – Paragrafo 4.4 “Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico”, pag. 90



Figura 3: magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale a 380 kV nel Centro Italia⁵³

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 (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

⁵³ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 5

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, causa di 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.

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.

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 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), 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.”⁵⁴

Nello stesso documento⁵⁵ 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;

⁵⁴ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 4

⁵⁵ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pagg 16-18

- ✓ *semplificazione delle attività e dei tempi di manutenzione della dorsale adriatica, con miglioramento della affidabilità e della economicità di gestione.”*

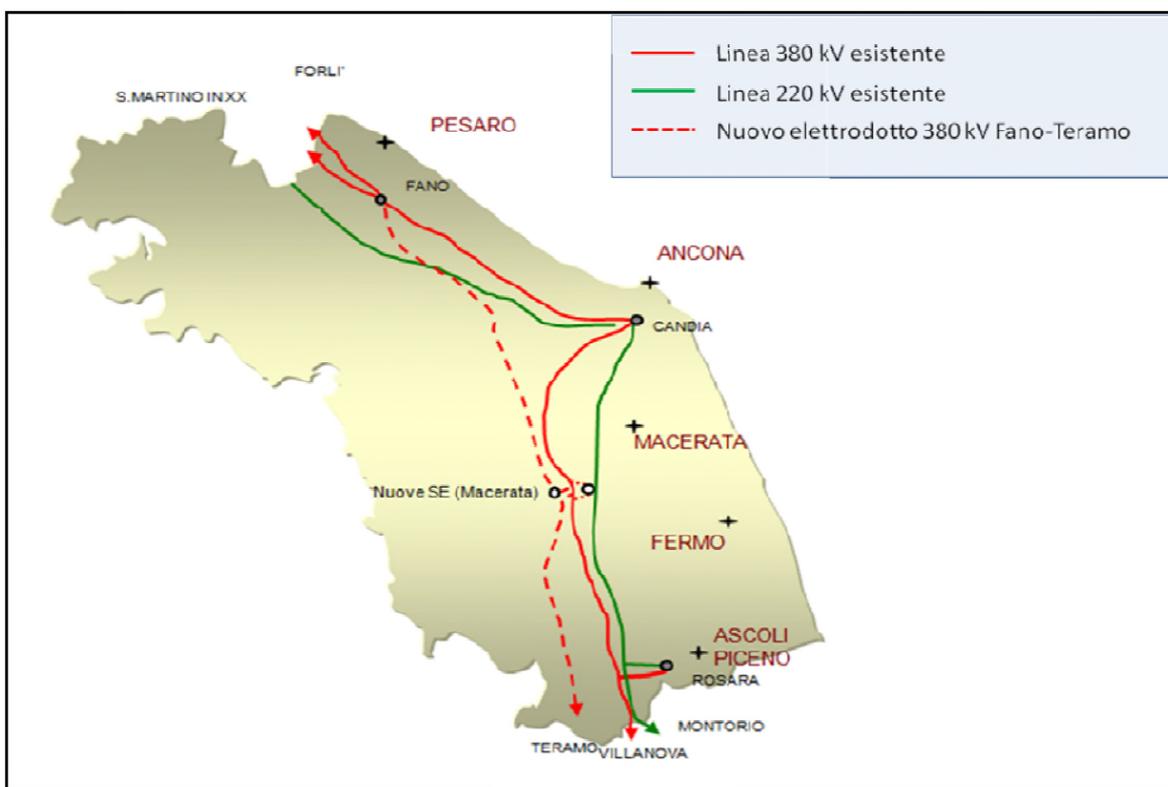


Figura 4: schema (indicativo) dell'intervento Elettrodotto Fano-Teramo ⁵⁶

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);
- ✓ dismissione pari a 88 km per linee a tensione 132 kV (linee S. Lazzaro-Camerata P., Abbadia-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

⁵⁶ Report TERNA “Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS” – Dicembre 2011, pag 9

- 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 2008-2019⁵⁷, 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 2012⁵⁸ 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 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."⁵⁹
- 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 2011⁶⁰ 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.

⁵⁷ Report TERNA "Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS" – Dicembre 2011, pag 4

⁵⁸ Terna, "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Elettricità nelle Regioni" – anno 2011, reperibili su: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=ImcbTJOYuhg%3d&tabid=418&mid=2501>, si veda anche il § 3.3

⁵⁹ Report TERNA "Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS" – Dicembre 2011, pag 4

⁶⁰ Reperibile su <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/11/st00/st00002-re01.en11.pdf>

All'interno di questa logica l'elettrodotto Fano-Teramo è stato considerato una priorità nazionale fin dal 2004⁶¹.

Nel "Piano di Sviluppo 2013"⁶² 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 rete⁶³. Uno studio è stato commissionato dal Governo dell'EIRE ad ECOFYS⁶⁴. 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 distribuita⁶⁵, 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 RES4MED⁶⁶, mirati a sfruttare l'enorme disponibilità di energia solare del Nord Africa per alimentare i consumi europei, le reti di trasmissione rimarrebbero

⁶¹ 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

⁶² "TERNA Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2013", pag. 73, reperibile su: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/piano_sviluppo_rete/pds_2013.aspx

⁶³ "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
⁶⁴ 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

⁶⁵ 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.

⁶⁶ <http://www.desertec.org/> ; <http://www.res4med.org/>

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.

Al riguardo è bene rimarcare che a fronte della costruzione di circa 145 km, la realizzazione della nuova linea comporterà contestualmente:

- ✓ la rimozione di circa 155 km di rete elettrica obsoleta, fonte di instabilità del sistema, sprechi energetici, inquinamento elettromagnetico, danni agli utenti per le continue sospensioni di fornitura elettrica;
- ✓ l'incremento di 400 MW della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente;
- ✓ la riduzione di perdite energetiche per 160 GWh/anno;
- ✓ incremento della stabilità del sistema elettrico e possibilità di connessione alla rete elettrica di nuove produzioni provenienti da fonti rinnovabili locali ed extra regionali;
- ✓ riduzione di emissioni di gas climalteranti pari a 168 kt/anno;
- ✓ la realizzazione di opere di compensazione situate sino a 5/6 km dall'elettrodotto.

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.

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^{67, 68} e gli altri attori presenti sul territorio che permetta di rintracciare una soluzione condivisa che sia

⁶⁷ Report TERNA "Elettrodotto Fano-Teramo (Regione Marche) – Applicazione della VAS" – Dicembre 2011, pag 15

⁶⁸ 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

quanto più possibile rispettosa dei legittimi interessi coinvolti, anche sulla base di simili esperienze del passato⁶⁹.

3.6 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 Sharing⁷⁰.

Le proiezioni mostrano chiaramente che solo la realizzazione dello scenario SEE⁷¹ consente il conseguimento degli obiettivi vincolanti del Burden Sharing, mentre lo scenario BAU⁷² 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 viene svolta pure nel PAN⁷³ 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

⁶⁹ 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.

⁷⁰ Cfr. § 5.6 "Raggiungimento dell'obiettivo vincolante del D.M. 15 marzo 2012"

⁷¹ Scenario Efficienza Energetica, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

⁷² Scenario Business As Usual, definito al § 5.1 dell'Aggiornamento del PEAR

⁷³ Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE, 30 giugno

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).

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

Nel paragrafo 6.6.1 dell'Aggiornamento del PEAR sono esposte le misure proposte per il raggiungimento degli obiettivi in tema di CFL⁷⁴ (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).

3.6.2 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 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 realizzare con la programmazione comunitaria) l'azione della Regione su tali temi può solo essere quella di promuovere uno sviluppo equilibrato attraverso politiche chiare su tali temi.

3.6.3 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.

3.6.4 Azioni in favore della Pubblica Amministrazione

Una quota dei fondi della Programmazione Comunitaria è destinata alla Pubblica Amministrazione. E una quota importante di questi fondi è destinata ad azioni di "Valorizzazione, gestione e tutela dell'ambiente", tra cui sono comprese quelle relative al contesto energetico. Oltre che per i numeri assoluti ottenibili in ottica Burden Sharing da iniziative che scaturiscono dall'uso di questi fondi comunitari è fondamentale che tali fondi siano spesi con la massima efficienza possibile, alla luce della funzione simbolica e dimostrativa posseduta dagli interventi promossi dalle Pubbliche Amministrazioni.

Al fine di orientare al meglio l'uso dei fondi comunitari destinati alle Pubbliche Amministrazioni sono stati analizzati i risultati ottenuti con i fondi del Programma Operativo Regionale 2007-2013, così da rintracciare le azioni con efficienza ottimale in termini di ritorno energetico per unità di capitale investito.

I risultati di queste analisi, con le indicazioni sulle priorità nella destinazione dei fondi comunitari sono riportati al paragrafo 6.6.4 dell'Aggiornamento del PEAR.

⁷⁴ CFL, Consumi Finali Lordi, come definiti al § 2.2.4 dell'Aggiornamento del PEAR

3.6.5 Iniziative per la mobilità sostenibile

Il raggiungimento di buoni risultati in termini di risparmio ed efficienza energetica nel campo dei trasporti presuppone la congruenza tra le misure contenute nel Piano Regionale del Trasporto Pubblico Locale (TPL) e gli obiettivi della pianificazione energetica.

In questo senso nel paragrafo 6.6.5 dell'Aggiornamento del PEAR sono riportate le misure per la mobilità sostenibile previste dal Piano Regionale dei Trasporti che perseguono, tra gli altri, l'obiettivo del risparmio e dell'efficienza energetica e pertanto potranno contribuire a rispettare i vincoli dettati dal Burden Sharing.

3.6.6 Filiera delle biomasse

Nonostante la Regione Marche abbia vocazione e forte potenzialità relativamente alla fornitura di biomassa legnosa, essendo coperta da boschi per più di un quarto del proprio territorio, la filiera legno-energia termica stenta a decollare o rimane in una dimensione domestica.

Ciò è dovuto soprattutto alla forte presenza di proprietà private (più del 75% della superficie boscata) e alla carenza di infrastrutture forestali che rende complicata ed antieconomica la raccolta ed il trasporto della legna al di fuori del bosco, aspetti che contribuiscono al degrado ed abbandono dei boschi e delle zone rurali, con conseguenti problematiche ambientali e socioeconomiche.

Per contrastare questo andamento, e al tempo stesso incentivare la produzione di biomasse soprattutto per l'utilizzo come FER-C, è necessario promuovere forme di filiera corta che consentano di coniugare la difesa del territorio con il suo utilizzo sostenibile.

In particolare risulta di notevole interesse mettere in rete le imprese agroforestali con gli Enti pubblici locali e/o con utenti finali privati tramite la creazione di filiere in cui l'impresa agroforestale, oltre a fornire la biomassa legnosa, realizza l'impianto e vende calore alle utenze pubblico/private, coinvolgendo anche imprese di servizi come le ESCo-Energy Service Companies, con conseguenti benefici sociali (creazione di nuovi posti di lavoro, mantenimento e aumento della qualità della vita della popolazione rurale, riduzione costi energetici per le amministrazioni locali) ed ambientali (la corretta gestione del bosco lo mantiene in buona conservazione riducendo i rischi di incendio e di dissesto idrogeologico).