

PARTE PRIMA

Sezione II

ATTI DELLA REGIONE

DELIBERAZIONE DELL'ASSEMBLEA LEGISLATIVA 7 novembre 2017, n. 205.

Atto amministrativo - "Strategia energetico-ambientale regionale 2014/2020".

L'ASSEMBLEA LEGISLATIVA

Visto l'atto amministrativo di iniziativa della Giunta regionale, approvato con deliberazione n. 1281 del 9 novembre 2015, concernente: "Strategia energetico - ambientale regionale 2014/2020", depositato alla Presidenza dell'Assemblea legislativa in data 26 novembre 2015 e trasmesso in pari data per il parere alla II Commissione consiliare permanente (Atto n. 265);

Atteso che sull'atto in parola è stata svolta un'audizione in data 6 marzo 2017, con i soggetti individuati dalla Commissione;

Preso atto delle osservazioni pervenute a seguito dell'audizione sopra richiamata;

Visto l'emendamento alla proposta di strategia, presentato e approvato in Commissione, nella seduta del 13 marzo 2017;

Atteso che, al fine di accogliere la sopra citata proposta emendativa, la deliberazione della Giunta regionale n. 1281/2015 è stata modificata con la definizione di un diverso mix di fonti energetiche rinnovabili;

Visto l'atto amministrativo di iniziativa della Giunta regionale, approvato con deliberazione n. 501 dell'8 maggio 2017, concernente: "Strategia energetico-ambientale regionale 2014/2020" - Modificazioni ed integrazioni della deliberazione della Giunta regionale n. 1281 del 9 settembre 2015, depositato alla Presidenza dell'Assemblea legislativa in data 17 maggio 2017 e trasmesso in pari data per il parere alla II Commissione permanente (Atto n. 265/bis), con il quale si propone l'adozione della nuova versione di strategia, conseguente all'adeguamento del testo;

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

Visto il decreto ministeriale 15 marzo 2012 (Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome (c.d. Burden Sharing));

Vista la legge regionale 2 marzo 1999, n. 3 (Riordino delle funzioni e dei compiti amministrativi del sistema regionale e locale delle Autonomie dell'Umbria in attuazione della L. n. 59/1997 e del D.Lgs. n. 112/1998) e, in particolare, l'articolo 16 il quale prevede che la Regione adotta il Piano energetico ambientale regionale che costituisce lo strumento di attuazione della politica energetica regionale e ne fissa gli obiettivi con particolare riferimento agli aspetti ambientali;

Visto il parere e udite le relazioni della II Commissione consiliare permanente illustrate oralmente, ai sensi dell'articolo 27, comma 6 del regolamento interno, per la maggioranza dal consigliere Rometti e, per la minoranza, dal consigliere Andrea Liberati (Atto n. 265/ter);

Ritenuto necessario, per quanto riportato in premessa, procedere all'approvazione dell'atto amministrativo, concernente: Strategia energetico ambientale regionale 2014-2020, così come risulta dall'allegato, quale parte integrante e sostanziale del presente atto;

Uditi gli interventi dei consiglieri regionali e del rappresentante della Giunta regionale;

Vista la legge regionale statutaria 16 aprile 2005, n. 21 (Nuovo Statuto della Regione Umbria) e successive modificazioni;

Vista la deliberazione assembleare 8 maggio 2007, n. 141 (Regolamento interno del Consiglio regionale) e successive modificazioni;

con n. 11 voti favorevoli, n. 3 voti contrari e n. 2 voti di astensione
espressi nei modi di legge dai 16 consiglieri presenti e votanti

DELIBERA

— l'approvazione della "Strategia energetico ambientale regionale 2014-2020", nel testo allegato alla presente deliberazione, quale sua parte integrante e sostanziale.

Il Consigliere segretario
Marco Vinicio Guasticchi

Il Presidente
DONATELLA PORZI

Allegato



Regione Umbria

Giunta Regionale

***Direzione Agricoltura, Ambiente, Energia,
Cultura, beni culturali e Spettacolo***
Servizio Energia, qualità dell'ambiente, rifiuti, attività estrattive

**Strategia Energetico Ambientale Regionale
2014-2020**

Marzo 2017



UMBRIA+

ENERGIA PULITA E INTELLIGENTE

INDICE

Premessa	6
1 IL CONTESTO	9
1.1 Il contesto internazionale, europeo e nazionale	9
1.1.1 Contesto internazionale.....	9
1.1.2 Contesto europeo	10
La pianificazione in Europa.....	10
Quadro normativo europeo	11
1.1.3 Contesto italiano.....	12
La pianificazione in Italia	12
Quadro normativo nazionale	21
Il costo dell'energia	24
1.2 Il contesto regionale	31
1.2.1 Il Burden Sharing.....	31
1.2.2 La pianificazione regionale.....	33
Piano energetico regionale 2004-2009	33
Strategia regionale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 2011-2013.....	35
I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione	35
Fer: biomassa.....	39
Fer: eolico	40
Fer: Idroelettrico.....	40
Fer: Geotermia.....	41
Fer: Fotovoltaico – solare	42
1.2.3 L'aggiornamento dati di produzione elettrica 2013 in Umbria.	44
1.2.4 L'aggiornamento dati al 2014	48
La situazione energetica nazionale nel 2014.....	49
La produzione di energia elettrica da FER in Umbria – dati TERNA 2014	54
La produzione di energia termica da FER in Umbria – dati ISTAT – ENEA.....	58
1.2.5 Il punto di partenza.....	64
La stima del CFL in Umbria	64
La componente rinnovabile nelle annualità 2013 e 2014.....	67
Il Burden Sharing e La stima del rapporto FER/CFL al 2013e 2014 - considerazioni.....	68
1.2.6 Quadro normativo regionale	70
R.R.7/2011	70
L.R. 1 2015 – Testo unico Governo del territorio e materie correlate	70
L.R. 17 2008 - Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi.....	71
L.R. 31 1983 – Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici fino a 150.000 Volt	71
1.2.7 La generazione termoelettrica da fonti fossili	72
1.2.8 Energia ed emissioni atmosferiche	76
L'inventario 2007.....	78
L'inventario 2010.....	80
1.2.9 Misure del PRQA che interessano la componente energetica	83
1.2.10 Energia e scenario low carbon	84
1.2.11 Le infrastrutture per il trasporto di energia (reti elettriche, gas, teleriscaldamento).....	87
RETE ELETTRICA.....	87
RETE GAS NATURALE.....	90
Teleriscaldamento	92
2 La Strategia energetico ambientale 2014-2020.....	93

2.1	Premessa.....	93
2.2	Le Diretrici della Politica Energetica Regionale	95
2.3	Obiettivi della Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014-2020.....	101
2.4	I risultati attesi al 2020.....	102
2.4.1	Lo scenario 0 – “scenario inerziale”	103
2.4.2	Lo scenario 1 - “scenario obiettivo”	107
	IL CFL.....	107
	LE FER	109
2.4.3	Obiettivi al 2020.....	111
2.4.4	Traiettorie al 2020.....	113
2.5	Le misure regionali per il raggiungimento degli obiettivi	116
2.5.1	Il settore residenziale.....	116
2.5.2	Il settore Industriale e terziario	117
	La Pubblica Amministrazione	118
2.5.3	Il settore agricolo	119
2.5.4	Il settore trasporti	119
2.5.5	Il Miglioramento della Governance	120
2.5.6	Descrizione delle misure	120
	Le misure volte alla diminuzione del consumo: A.....	121
	Le misure volte all’incremento delle fonti energetiche rinnovabili - B.....	127
	Le misure volte al miglioramento della governance: C.....	130
	Le misure volte allo sviluppo della filiera industriale dell’energia - D.....	134
2.5.7	Riassunto delle misure	136

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Evoluzione del fabbisogno di energia primaria 1990-2030 – Elaborazione ENEA.....	14
Figura 2: Consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep-%) - Elaborazione MiSE -SEN	15
Figura 3: Consumi primari di energia Mtep Elaborazione MiSE SEN.....	15
Figura 4: Consumi di energia elettrica per i settori di uso finale nei tre scenari ENEA (TWh)	16
Figura 5: Sviluppo delle energie rinnovabili nel settore elettrico e incidenza sui Consumi Finali Lordi - Elaborazione MiSE - SEN.....	17
Figura 6: Evoluzione del Consumo finale di energia nei tre scenari ENEA – Mtep	17
Figura 7: Consumi finali di energia, Mtep - Elaborazione MiSE SEN	17
Figura 8: evoluzione delle emissioni di CO2 nei tre scenari ENEA	19
Figura 9: Riduzioni gas serra - MtonCO2/anno - Fonte MiSE SEN	19
Figura 10: Stima del contributo delle principali misure di efficienza al raggiungimento del target SEN al 2020 (elaborazione MiSE-ENEA) - da PAEE 2014	21
Figura 11: Differente mix di produzione elettrica 2010, % - SEN	24
Figura 12: Prezzo di borsa energia elettrica, media 2011 – SEN	24
Figura 13: Prezzi all’ingrosso energia elettrica, media 2011, €/MWh – SEN	25
Figura 14: Prezzi spot del gas, media 2011 – SEN	25
Figura 15: Voci in bolletta elettrica Italia (escluso imposte), miliardi di euro, 2011 – SEN.....	26
Figura 16: composizione percentuale della spesa per l’energia elettrica per l’utente tipo domestico di maggior tutela riferito al IV trimestre 2013 – Sito AEEG.....	26
Figura 17: Oneri generali di sistema - IV trimestre 2013 - AEEG.....	27
Figura 18: composizione percentuale della spesa per il gas per l’utente tipo domestico di maggior tutela riferito al IV trimestre 2013 – Sito AEEG	28
Figura 19: Traiettoria del CFL e sua scomposizione in FER e non FER - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia.....	32
Figura 20: Traiettoria delle FER scomposte in FER termiche ed elettriche - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia.....	32
Figura 21: suddivisione del CFL 2007 per macrosettori - dati ENEA elaborazione Servizio Energia	37
Figura 22: Andamento della produzione e del consumo elettrico nel periodo 1997 - 2013	45
Figura 23: Bilancio 1997-2013 con normalizzazione della fonte rinnovabile.....	46
Figura 24: Bilancio 1997-2013 normalizzato della sola produzione elettrica rinnovabile	47
Figura 25: trend del CIL, CFL e degli impieghi finali di energia in Italia nel periodo 1997-2014	50
Figura 26: Andamento della produzione e del consumo elettrico nel periodo 1997 - 2014	55
Figura 27: bilancio 1997-2014, con i dati normalizzati ai sensi del D. Lgs.28/2011 - elaborazione dati TERNA	56
Figura 28: Fonti di alimentazione degli impianti a riscaldamento anno 2013 - Fonte ISTAT.....	58
Figura 29: Fonti di alimentazione degli impianti per il riscaldamento dell'acqua anno 2013 - Fonte ISTAT ..	58
Figura 30: suddivisione delle famiglie per canale di approvvigionamento della legna - da ISTAT.....	59
Figura 31: Suddivisione famiglie per tipologia di dotazione per l’utilizzo di legna e pellets - da ISTAT.....	60
Figura 32: Produzione elettrica dal 1997 al 2013, dati in GWh - suddivisione per fonti- elaborazione dati TERNA	73
Figura 33: Produzione lorda termoelettrica da fonte fossile in Umbria 2007-2010 - dati in GWh.....	75
Figura 34: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti (CH4, CO2, N2O) – Elaborazione dati ARPA	79
Figura 35: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti, mediata con il parametro GWP - 2007.....	80
Figura 36: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti, mediata con il parametro GWP - 2010.....	83
Figura 37: Emissioni di CO2 e contributo dei settori alla decarbonizzazione - Fonte ENEA	84

Figura 38: Scenari ENEA di evoluzione del fabbisogno di energia primaria - Fonte ENEA.....	85
Figura 39: Evoluzione del mix delle fonti primarie nello scenario Roadmap - Fonte ENEA.....	85
Figura 40: Contributo dei settori alla riduzione dei consumi finale al 2050 - fonte ENEA.....	86
Figura 41: generazione elettrica netta per fonte Scenario Roadmap - Fonte ENEA.....	86
Figura 42: Rete di trasporto Nazionale e regionale - TERNA S.p.A.....	87
Figura 43: rete ad Alta Tensione e punti di alimentazione - TERNA S.p.A.	87
Figura 44: Interventi di potenziamento e adeguamento delle linee regionali - TERNA S.p.A.....	88
Figura 45: Previsione di potenziamento della rete nell'area di Perugia - TERNA S.p.A.	89
Figura 46: Potenziamento linee a 132 kV - TERNA S.p.A.....	89
Figura 47: Sviluppo della Rete di Trasporto regionale GAS e suddivisione in Ambiti Territoriali - Fonte Snam Rete Gas.....	90
Figura 48: Numero dei comuni serviti dalle Società di distribuzione di gas metano	91
Figura 49: Numero di abitanti serviti dalle Società di distribuzione di gas metano.....	91
Figura 50: Traiettorie nel periodo 2011-2020 de CFL - ktep	113
Figura 51: Traiettorie nel periodo 2011-2020 delle FER –E - ktep.....	114
Figura 52: Traiettorie nel periodo 2011-2020 delle FER –C - ktep	114
Figura 53: Traiettorie nel periodo 2011-2020 delle FER - ktep	115
Figura 54: Traiettorie nel periodo 2011-2020 del rapporto FER/CFL - %.....	115

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Risparmi energetici annuali conseguiti nel periodo 2011-2012 e attesi al 2020 secondo la SEN (energia finale, Mtep/anno) - fonte Elaborazione ENEA - da PAEE2014.....	20
Tabella 2: GAS - stato delle addizionali regionali relativo al periodo 1° gennaio - 30 aprile 2013.....	30
Tabella 3: PER 2004 - confronto tra obiettivi e dati a consuntivo 2009.....	35
Tabella 4: BER 2007	36
Tabella 5: FER elettriche - produzione, proiezione e previsione nella Strategia 2011-2013	37
Tabella 6: FER elettriche - traiettoria ipotizzata 2013-2020 nella Strategia 2011-2013	38
Tabella 7: produzione da FER-E al 2013 – confronto con dati precedenti (Fonte TERNA).....	38
Tabella 8: la stima della produzione di FER-T al 2011 (ktep).....	39
Tabella 9: Produzione di energia elettrica nel 2013 - Fonte TERNA.....	44
Tabella 10: Annualità 2013: confronto tra dato proiettato, puntuale e normalizzato	48
Tabella 11: trend del CIL, CFL e degli impieghi finali di energia in Italia nel periodo 1997-2014 – fonte <i>La situazione energetica nazionale nel 2014</i>	49
Tabella 12: Energia elettrica da FER –(TWh) - 2013-2014 – fonte TERNA -MiSE	51
Tabella 13: la produzione elettrica da FER in Umbria (2013 – dato normalizzato) ed in Italia (2013).....	51
Tabella 14: Energia termica da fonti rinnovabili (Mtep) - 2013-2014 – fonte MISE	52
Tabella 15: Produzione e fabbisogno di energia elettrica nel 2014 - Fonte TERNA.....	54
Tabella 16: la produzione elettrica da FER in Umbria (2014) ed in Italia (2014).....	55
Tabella 17: produzione normalizzata 2013-- elaborazione dati TERNA.....	56
Tabella 18: famiglie utilizzatrici di legna e pellets (per 100 famiglie), consumi totali e medi per famiglia (valori in tonnellate) per regione – elaborazione da ISTAT	61
Tabella 19: fattori di conversione ton-MWh per legno e pellet.....	61
Tabella 20: stima 2013 dell'energia termica da biomassa solida per riscaldamento residenziale - elaborazione da ISTAT.....	62
Tabella 21: andamento delle stime delle FER termiche in ktep relative agli anni 2011 - 2013 - 2014	62
Tabella 22: FER-T - aggiornamento dati 2011 con stima 2013 e 2014 e raffronto con precedente obiettivo 2020	63

Tabella 23: CFL nazionale e regionale da Burden Sharing – Fonte dati Simeri – MiSE—elaborazioni regionali	64
Tabella 24: Valori a consuntivo del CFL nazionale e stima per l'Umbria con il metodo del rapporto Burden Sharing – elaborazione interna - dati in ktep.....	65
Tabella 25: Suddivisione del CFL nazionale in ktep - elaborazione da GSE - Simeri.....	65
Tabella 26: Stima del CFL per l'Umbria con il metodo dei <i>fattori di ripartizione</i> – elaborazione interna - dati in ktep	66
Tabella 27: Confronto tra le 2 proiezioni del CFL regionale - elaborazione dati interna	66
Tabella 28: confronto della stima del CFL umbro con il CFL da Decreto <i>burden sharing</i> rielaborati – dati in ktep	67
Tabella 29: produzione al 2011, al 2013 ed al 2014 di energia elettrica da FER.....	67
Tabella 30: Riproposizione andamento delle stime delle FER termiche in ktep relative agli anni 2011 - 2013 - 2014	68
Tabella 31: Decreto <i>Burden Sharing</i> - traiettorie per l'Umbria del CFL e delle FER (ktep).....	68
Tabella 32: stima delle componenti FER-E, FER-T, CFL e rapporto FER/CFL	69
Tabella 33: Incidenza del settore energia nella emissione di gas inquinanti e climalteranti - 2007.....	78
Tabella 34: Confronto delle emissioni tra le annualità 2007 e 2008.....	80
Tabella 35: Incidenza del settore energia nella emissione di gas inquinanti e climalteranti - 2010.....	82
Tabella 36: scenario 0: evoluzione del CFL (ktep) - origine dati SEN – PRIMES2008 – Relazione <i>La situazione energetica nazionale nel 2014</i> - elaborazioni regionali	104
Tabella 37: scenario 0 - incremento delle FER-E (ktep).....	104
Tabella 38: scenario 0 - incremento delle FER-E e confronto con la produzione 2013 e 2014 (GWh - ktep).....	104
Tabella 39: scenario 0 - incremento delle FER-T (ktep) rispetto al 2014	105
Tabella 40: Traiettoria nazionale del CFL (da SEN) e sua regionalizzazione - dati MiSE elaborati	106
Tabella 41: Scenario 0 con diverse ipotesi di evoluzione del CFL.....	106
Tabella 42: Scenario 0 - traiettorie 2011-2020.....	107
Tabella 43: Previsione del CFL al 2020 e confronto con modello PRIMES2008, decreto Burden Sharing, proiezione regionale SEN e stime al 2013 - 2014 (ktep).....	108
Tabella 44: risparmi settoriali conseguenti le politiche energetiche regionali al 2020.....	108
Tabella 45: FER-E crescita settore per settore in termini di produzione (GWh-ktep) e di potenza da installare (MW)	109
Tabella 46: FER-T crescita per ogni tema statistico in termini di produzione (ktep)	111

PREMESSA

L'energia è, da tempo, uno dei principali motori del processo dinamico di sviluppo economico e sociale in quanto determina relazioni ed interazioni economiche e politiche. Oggi, però, riveste una importanza fondamentale per lo stato di qualità dell'ambiente nella misura in cui rappresenta la causa principale della attuale crisi climatica in relazione all'uso dei combustibili fossili (petrolio, carbone e gas).

Dopo un lungo dibattito sulle cause del cambiamento climatico, l'opinione scientifica è ormai pressoché unanime circa la gravità della situazione e le sue ragioni: il cambiamento climatico, se non contrastato e quindi corretto, porterà a modifiche ambientali rilevanti, senza precedenti nella storia della civiltà moderna, con pesanti conseguenze anche sul piano dello sviluppo economico, in diverse parti del pianeta. Esperti autorevoli hanno dimostrato il costo esorbitante dei cambiamenti climatici: per l'inevitabile adattamento e per gli impatti di eventi naturali devastanti ed estremi. Una delle cause, insieme con quella del degrado degli ecosistemi e della deforestazione, sta, certamente, nel considerevole utilizzo di combustibili fossili che durante la combustione emettono CO₂, il principale gas serra. Attraverso l'energia e le sue nuove, diverse, modalità di produzione ed uso passa, quindi, molto della soluzione delle crisi in atto, quella economica e quella ambientale.

Da qui, la centralità della politica energetica ed, in questa, la ricerca di soluzioni ambientalmente sostenibili e quindi la individuazione di percorsi che favoriscano, nel minor tempo possibile, la transizione verso una economia (green economy) ed una società a basse emissioni di carbonio.

La stessa Unione europea riconosce che la politica energetica rappresenta una sfida ineludibile e condizionante per il futuro: il futuro del settore energetico europeo passa per la riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili e per un aumento dell'impiego di fonti a basso tenore di carbonio. La risposta, dettata principalmente da esigenze ambientali, può anche essere idonea a risolvere l'aspetto fondamentale dell'approvvigionamento energetico. L'Europa possiede poche riserve energetiche ed è costretta ad importare oltre la metà dell'energia di cui ha bisogno, subendo i prezzi legati all'andamento dei mercati internazionali. Modi per ridurre la fattura energetica sono, quindi, il progressivo passaggio a fonti energetiche rinnovabili, e quindi auto approvvigionamento, e la riduzione dei consumi. E l'obiettivo ambizioso, ma non impossibile, sta nel coniugare tali traguardi con le possibilità di sviluppo ed il mantenimento della attuale qualità di vita e grado di comfort, in una logica sempre più prevalente di disaccoppiamento tra energia e sviluppo.

Impostare una politica energetica a basso impatto ambientale ed a minori consumi significa, anche, agire su numerosi settori: industria, trasporti, agricoltura, edilizia, chiamati ad introdurre nuove tecnologie e nuovi processi sostenibili da un punto di vista energetico ed ambientale, come pure utilizzare strumenti, come l'informatica e le telecomunicazioni, per assicurare una maggiore partecipazione al mercato da parte dei consumatori.

La politica energetica - e per quanto detto energetico-ambientale - incide, perciò, su molte politiche settoriali e ne guida gli indirizzi generali e gli obiettivi operativi.

L'Europa si muove su questa strada: con il Pacchetto "Clima - energia", il cosiddetto "Pacchetto 20 - 20-20" ha posto tra gli obiettivi finalizzati al contrasto al cambiamento climatico di ridurre le emissioni di gas serra del 20 %, alzare al 20 % la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e portare al 20 % il risparmio energetico. Obiettivi peraltro considerati minimi, giacché la meta è quella di ridurre fino all'80-90% le emissioni di gas serra nel 2050. Insieme, ha avviato, un percorso di innovazione tecnologica per produrre energia senza emettere CO₂. Per l'innovazione tecnologia già dal marzo 2008 l'UE ha approvato un piano strategico per le tecnologie a basse emissioni di CO₂, che consiste nel riunire i settori industriali interessati per farli cooperare e beneficiare del sostegno dell'Unione europea. Alcune iniziative industriali riguardano la produzione e le fonti di energia, tra cui i biocarburanti, l'energia eolica, solare e nucleare, nonché le pile a combustibile e lo sfruttamento dell'idrogeno. Altre invece riguardano una migliore gestione dell'energia nelle «città intelligenti», la cattura e lo stoccaggio sotterraneo di CO₂ e le reti elettriche del futuro. L'obiettivo è rendere le nuove tecnologie più abbordabili e redditizie per poter poi sostituire quelle attuali e diminuire le emissioni di CO₂ prodotte dal settore energetico europeo. Considerando l'enorme entità degli interessi finanziari in gioco, solo un grande sforzo coordinato a livello europeo permetterà di raggiungere questo obiettivo. Il costo del piano è infatti stimato a 50 miliardi di euro fino al 2020.

La strategia 20-20-20 è stata recepita dall'Italia con una declinazione degli obiettivi e con il coinvolgimento diretto delle Regioni per il raggiungimento degli stessi obiettivi (*Burden sharing*). In tal modo, l'attuazione delle politiche europee per l'energia e il clima investe tutti i livelli decisionali: europeo, nazionale, ma anche regionale e locale.

Insieme con il tema energia-cambiamenti climatici-ambiente va richiamato quello della stretta connessione tra energia e sviluppo economico-green economy. La green economy, nella sua accezione più ampia e quindi non solo di settore "verde" dell'economia, è una strada significativa per la ripresa economica e per l'occupazione. Da quanto emerge dal recente rapporto dell'International Labour Organization (ILO) realizzato dal Green Job Initiative (Lavorare per uno sviluppo sostenibile. Opportunità di lavoro dignitoso e inclusione sociale nell'economia verde) "la transizione verso un'economia più verde, avrà ripercussioni su almeno la metà della manodopera mondiale, l'equivalente di 1,5 miliardi di persone". Lo studio sostiene che otto settori avranno un ruolo centrale e subiranno le conseguenze maggiori: l'agricoltura, l'industria forestale, la pesca, il settore dell'energia, l'industria manifatturiera ad alta intensità di manodopera, il riciclaggio dei rifiuti, le costruzioni e i trasporti.

Il valore aggiunto prodotto dalla green economy nel 2012 è pari a 100.762,3 milioni di €, pari al 10,6% del totale prodotto. Osservata nella sua distribuzione settoriale, la quota di green economy nel caso delle costruzioni arriva al 24,2%, settore in cui il peso del valore aggiunto dei green jobs in senso stretto è particolarmente marcato (rapporto greenitaly 2013, unioncamere). Significativo il 13,7% dell'industria e il 16,2% dell'agricoltura.

Gli occupati in green jobs sono oltre 3 milioni, pari al 13,3% dell'occupazione complessiva nazionale. Accanto a questi si possono stimare altri 3 milioni e 700mila unità attivabili dalla green economy, ovvero figure che non hanno specifiche competenze green ma che, attraverso formazione e specifiche esperienze, sono collocabili in settori o filiere green.

Nel 2013 sono 52.000 le assunzioni di green jobs previste dalle imprese dell'industria e dei servizi, il 9,2% del totale; quelle attivabili dalla green economy altre 81.000 per un fabbisogno totale di 133.000 assunzioni. Si tratta di un'occupazione caratterizzata da maggiore qualità e più elevata stabilità rispetto ai settori tradizionali. (Rapporto greenitaly 2013, unioncamere).

I diversi elementi richiamati, economici ed ambientali, insieme con gli obiettivi energetico-ambientali posti dall'Unione europea per 2020, cui discende la ripartizione dell'obiettivo vincolante sulle fonti rinnovabili a livello regionale, richiedono, perciò, la definizione di una Strategia regionale energetico-ambientale che tracci le direttrici prevalenti e di riferimento per gli indirizzi prioritari, le azioni da intraprendere, gli strumenti da utilizzare.

La Strategia Energetico Ambientale Regionale si configura quale strumento strategico fondamentale per seguire e governare lo sviluppo del territorio regionale sostenendo e promuovendo la filiera energetica, tutelando l'ambiente per costruire un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita, sulla base di una piena condivisione dello spirito della Roadmap europea 2050 di sostanziale decarbonizzazione dell'economia, che punta ad un abbattimento fino all'80% delle emissioni.

Il documento si sviluppa, dopo l'illustrazione del contesto più generale – europeo, nazionale, italiano, nell'analisi della situazione regionale e nella individuazione del percorso fatto negli ultimi anni per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili (Strategia regionale per lo sviluppo di energia da fonti rinnovabili 2011-2013) e di avvio di misure idonee all'incremento dell'efficienza energetica.

La Strategia Energetico Ambientale Regionale, ponendo alla base della sua strategia energetica l'obiettivo programmatico assegnatole all'interno del decreto ministeriale 15 marzo 2012 c.d. "Burden Sharing", che consiste nell'ottenimento di un valore percentuale del 13,7% nel rapporto tra consumo di fonti energetiche rinnovabili e consumi finali lordi di energia sul territorio regionale al 2020, si incentrerà su 3 obiettivi principali:

1. Incrementare la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili e diminuire il consumo finale. Tale obiettivo mira a raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo

Clima-Energia 2020 (cosiddetto “20-20-20”). Tutte le scelte di politica energetica quindi mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione.

2. Sviluppare la filiera industriale dell’energia. Tale obiettivo è volto a favorire la crescita economica sostenibile dell’intera regione
3. Migliorare la governance del sistema, declinati individuando le diverse priorità d’azione.

La visione della Regione Umbria è quella di coniugare gli obiettivi energetici ed ambientali con quelli economici e sociali, attuando misure volte non solo allo sviluppo sostenibile energetico ed ambientale, ma anche economico ed occupazionale. L’energia, i suoi aspetti intimamente in relazione con l’ambiente ed ogni forma di green economy connessa, è sicuramente una componente fondamentale di sviluppo economico ed occupazionale.

Ai fini della predisposizione del presente documento finale, la Regione ha sviluppato un percorso partecipativo con tutti i diversi soggetti interessati, dagli Enti locali, alle categorie produttive, alle forze sociali, alle associazioni ambientaliste, alle istituzioni e centri di ricerca, finalizzato a garantire un confronto aperto che ha portato alla definizione delle politiche energetiche da intraprendere e degli obiettivi da perseguire attraverso gli altri strumenti della programmazione regionale, comunque connessi con la strategia. Il presente documento è stato inoltre aggiornato alla luce delle annotazioni scaturite in sede di VAS.

1 IL CONTESTO

Il contesto regionale non può prescindere da una lettura della situazione internazionale, europea e nazionale, e contiene sia informazioni energetiche (Bilancio Energetico Regionale, infrastrutture) che di natura programmatica e normativo-regolamentare.

1.1 Il contesto internazionale, europeo e nazionale

1.1.1 Contesto internazionale

Il Protocollo di Kyoto, parte integrante della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), costituisce, in materia di energia e ambiente, il più importante progetto avviato dalla comunità internazionale con lo scopo di vincolare i Paesi ad un accordo per la limitazione delle emissioni di gas ad effetto serra.

I risultati degli studi sugli effetti dell'aumento della CO₂ nell'atmosfera sono diventati oggetto di attenzione di governi nazionali e organismi internazionali solo dopo gli anni '70. Il primo atto rilevante è l'adozione, nel 1988, della risoluzione n. 43/53 con cui l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite esortava alla protezione del clima mondiale per le presenti e future generazioni.

Nello stesso anno la World Meteorological Organisation (WMO) e l'UNEP (United Nations Environment Programme) diedero vita a un'organizzazione comune, l'Intergovernment Panel on Climate Change (IPCC), la cui missione è la raccolta, la valutazione e la divulgazione di informazioni scientifiche sul clima e sui fattori che ne influenzano l'evoluzione.

Si deve attendere il mese di giugno 1992 per la prima conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente e lo sviluppo, denominata anche *Earth summit*, tenutasi a Rio de Janeiro. In tale occasione venne adottata la Convenzione quadro delle Nazioni unite sui cambiamenti climatici (UN Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), entrata in vigore nel marzo 1994 e ratificata, fino all'aprile 2007, da 190 Stati tra i 195 riconosciuti dalle Nazioni Unite.

La UNFCCC è, per l'alto numero dei paesi firmatari, uno degli accordi internazionali più universalmente riconosciuti e delinea un quadro comune di lavoro in risposta al cambiamento climatico.

Organo direttivo supremo della UNFCCC è la Conference of the Parties⁴ (COP), che si riunisce annualmente e i cui partecipanti sono tutti i paesi firmatari della Convenzione con l'obiettivo di esaminare l'attuazione della Convenzione stessa, deliberare lo sviluppo di norme ad essa relative e negoziare nuovi impegni.

Nella storia della Conferenza delle Parti, i due incontri più importanti sono stati la COP3, dove è stato definito il Protocollo di Kyoto, e la COP7 di Marrakesh, in cui sono state definite le norme operative del Protocollo di Kyoto, i cosiddetti meccanismi flessibili.

La Conferenza COP3, tenutasi a **Kyoto, Giappone, dall'1 all'11 dicembre 1997**, ha aperto i lavori registrando differenti posizioni dei diversi paesi rispetto agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera:

La UE aveva avanzato la proposta generalizzata di:

- a) riduzione del 10%, con disponibilità a raggiungere il 15% se altri paesi fossero stati disposti a fare altrettanto;
- b) porre un tetto all'utilizzo dei meccanismi flessibili al 50% degli impegni di riduzione di ogni paese;

Gli USA, guidati dal presidente Clinton, erano per la stabilizzazione delle emissioni al livello del 1990 entro l'anno 2000, cioè senza alcuna riduzione;

Il Giappone aveva avanzato la proposta di una riduzione del 5%.

Il Protocollo fu approvato con un compromesso: riduzione del 5,2% complessivo e quote variabili per i paesi dell'Allegato B5, periodo di adempimento 5 anni, dal 2008 al 2012.

Il protocollo è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. Vari paesi industrializzati non hanno voluto ratificare il protocollo, tra cui gli Stati Uniti. L'Australia, che aveva firmato ma non ratificato il protocollo, lo ha infine ratificato il 2 dicembre 2007.

Dopo Kyoto, con la COP7, tenutasi tra il 29 ottobre e il 10 novembre 2001 a Marrakesh (Marocco), è stato approvato un pacchetto di decisioni di attuazione pratica conosciute con il nome di *Marrakesh agreements*. Tra le norme approvate dalla COP7 per l'attuazione operativa del Protocollo di Kyoto, particolare interesse rivestono i così detti *meccanismi flessibili*.

1.1.2 Contesto europeo

LA PIANIFICAZIONE IN EUROPA

Il Consiglio europeo ha adottato l'obiettivo dell'Unione Europea di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990 quale contributo a lungo termine dell'UE per scongiurare pericolosi cambiamenti climatici.

La Comunicazione della Commissione Europea COM(2011) 112 "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" dell'8 marzo 2011, indica come raggiungere tale obiettivo in maniera economicamente sostenibile e ricorrendo a misure interne. Secondo la Roadmap, entro il 2050 l'UE dovrebbe ridurre le emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990 unicamente attuando interventi interni, dal momento che entro il 2050 i crediti internazionali per compensare le emissioni saranno molto meno disponibili di quanto non lo siano oggi. L'impiego di eventuali crediti contribuirebbe ad andare oltre alla riduzione complessiva di emissioni dell'80%. Le analisi di scenario sul quale si basa la tabella di marcia indicano che per realizzare all'interno dell'UE riduzioni delle emissioni dell'80% entro il 2050 è necessario prevedere alcune tappe intermedie di riduzione: in particolare entro il 2030 le emissioni dei gas a effetto serra dovrebbero essere ridotte del 40% rispetto ai livelli del 1990 ed entro il 2040 del 60%. Uno sforzo considerevole di de-carbonizzazione deve essere fatto dalla generazione elettrica mentre il settore residenziale e commerciale deve diventare molto più efficiente, ma tutti i settori sono chiamati a contribuire, incluso quello più dipendente dalle fonti fossili, quello dei trasporti.

L'analisi indica anche che per il 2020 l'obiettivo attuale di riduzione delle emissioni del 20% andrebbe rafforzato al 25% ricorrendo unicamente a interventi a livello UE: di fatto tale risultato sarebbe già raggiungibile attuando misure già previste e perseguendo gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 sulla quota di rinnovabili e su risparmio ed efficienza energetica. Le politiche del pacchetto 20-20-20, tuttavia, sono solo sufficienti a raggiungere una riduzione delle emissioni interne del 30% entro il 2030 e del 40% entro il 2050, dunque in vista di un ambizioso obiettivo di riduzione al 2050 queste andranno rafforzate ed integrate. Per realizzare un'economia a basse emissioni di carbonio, nei prossimi 40 anni l'UE dovrà effettuare ulteriori investimenti annuali pari all'1,5% del PIL, ovvero 270 miliardi di euro, oltre all'attuale 19% del PIL già investito. Tale aumento ricondurrebbe semplicemente l'Europa ai livelli di investimento precedenti la crisi economica. Una buona parte, se non tutta, di tali investimenti sarà compensata da una fattura energetica per gas e petrolio meno onerosa che, secondo le stime, permetterà di risparmiare tra i 175 e i 320 miliardi di euro l'anno, e da una riduzione della vulnerabilità alle fluttuazioni dei prezzi di petrolio e gas.

La Energy Roadmap 2050 (COM 2011 885/2) del 15 dicembre 2011 conferma l'obiettivo comunitario di ridurre dall'80% al 95% le emissioni inquinanti entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990 attraverso la completa decarbonizzazione della produzione energetica, rafforzando al contempo la competitività dell'Europa e la sicurezza degli approvvigionamenti. Sono quattro le modalità principali prospettate per un sistema energetico a zero emissioni: – efficienza energetica, con effetti soprattutto sul versante della domanda; – fonti rinnovabili; – tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS); – nucleare, che l'Unione non prescrive agli Stati membri, ma continua a ritenere quale alternativa sicura e sostenibile rispetto alle fonti tradizionali.

La strategia si basa su una serie di opzioni (scenari esemplificativi), che esaminano 5 diverse combinazioni dei principali elementi sopra elencati per ottenere una riduzione dell'85% delle emissioni al 2050. Tali "scenari di decarbonizzazione" elaborati utilizzando il modello PRIMES così comprendono:

1. Elevata Efficienza Energetica – Ipotizzate misure di efficienza energetica che porteranno ad una diminuzione della domanda di energia del 41% al 2050, rispetto al periodo 2005-2006.
2. Tecnologie di approvvigionamento diversificate - Tutte le tecnologie a basso carbonio competono liberamente, sulla base di ipotesi sui costi dell'energia (compresi i prezzi di CO₂) nel modello, senza nessuna misura specifica di sostegno.

3. Quota elevata da fonti rinnovabili - Ulteriori misure di sostegno alle energie rinnovabili al fine di raggiungere entro il 2050 il 75% di energia rinnovabile nel consumo finale di energia e un contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di elettricità pari al 97%.
4. Tecnologia di cattura e stoccaggio di CO₂ - Scenario simile allo scenario 2, ipotizzando l'impiego ritardato delle tecnologie CCS, e un maggiore contributo dell'energia nucleare.
5. Ricorso limitato all'energia nucleare - Nessun nuovo reattore nucleare oltre quelli già in costruzione, conseguente ad una maggiore penetrazione delle tecnologie CCS (32% della generazione).

Tali scenari vengono confrontati con uno scenario di riferimento e uno a politiche correnti.

La Roadmap non indica nessuna delle opzioni prospettate come quella vincente: tutti gli scenari proposti combinando in vario modo i diversi fattori (efficienza energetica, energie rinnovabili, energia nucleare, tecnologie CCS) evidenziano che la decarbonizzazione del sistema energetico è possibile e a costi accessibili. Indipendentemente dal mix energetico scelto, emergono in particole una serie di elementi comuni in tutti gli scenari:

- crescita del contributo delle energie rinnovabili, che nel 2050 rappresenterà il 55% del consumo energetico finale lordo;
- ruolo cruciale dell'efficienza energetica;
- incremento del ruolo dell'elettricità, che nel 2050 raggiungerà una quota compresa tra il 36 e il 39%;
- crescita degli investimenti di capitale;
- diminuzione del costo dei combustibili fossili.

QUADRO NORMATIVO EUROPEO

L'orientamento europeo in tema di energia è volto a raggiungere 2 obiettivi: il primo è l'integrazione in un mercato europeo in vista del quale si muovono i dibattiti in merito al regolamento sulle condizioni di accesso alle reti transfrontaliere e all'adozione di codici di rete comunitari. Il secondo è la riduzione delle emissioni di carbonio. Pertanto, nuove e ambiziose sfide si presentano per il mercato europeo dell'energia, dove la policy di settore cerca di gestire i cambiamenti in atto a livello globale, innescando una transizione verso un sistema integrato, meno dipendente dai combustibili importati, basato su un più equilibrato mix di fonti e vettori, con particolare attenzione a tecnologie a bassa/nulla intensità di carbonio.

Tale impostazione è destinata a sviluppare una filiera estremamente interessante, legata al grande potenziale di penetrazione delle fonti rinnovabili (con previsioni di incremento della produzione di elettricità "verde" ad un tasso medio annuo del 4,3% entro il 2030), data la progressiva riduzione del costo delle principali tecnologie, che sta portando le energie alternative sulla strada della grid parity, ed alle nuove frontiere delle tecnologie per la generazione elettrica, e per l'efficienza energetica.

Tale filiera avrà inoltre importanti risvolti occupazionali connessi sia allo sviluppo di una solida industria manifatturiera di settore, dotata di un notevole indotto, che fornirà all'economia un contributo significativo in termini di reddito e valore aggiunto.

I pilastri della strategia europea energetica sono:

- il potenziamento delle infrastrutture energetiche esistenti, in particolare le reti transfrontaliere e la costruzione di nuove interconnessioni;
- la formazione di quadri regolatori certi e armonizzati, soprattutto in materia di scambi transfrontalieri di energia;
- la promozione delle fonti energetiche rinnovabili e l'incremento dell'efficienza energetica, che vede nella "Direttiva 20-20-20" lo strumento normativo di riferimento.

Di seguito una breve e non esaustiva carrellata delle norme, Direttive, Protocolli europei, Comunicazioni in materia di energia:

- **Libro Verde sull'energia del 2006**, in cui per far fronte agli obiettivi economici, sociali e ambientali dell'Unione, si propone una politica energetica articolata su tre obiettivi fondamentali: sostenibilità, competitività, sicurezza degli approvvigionamenti.

- **Europa 2020** che lega le politiche dirette all'attuazione del Protocollo Kyoto ed al contrasto delle variazioni climatiche alle politiche di efficienza energetica e di diffusione di fonti rinnovabili di energia. Gli impegni assunti dal Consiglio europeo al 2020 per l'insieme dei Paesi dell'Unione:
 - **riduzione del 20%** delle **emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 2005**;
 - **risparmio del 20%** dei **consumi energetici rispetto alle proiezioni per il 2020**;
 - obiettivo del **20% di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi energetici dell'Unione**;
 - obiettivo del **10% di biocarburanti sul totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione dell'Unione**.
- **Direttiva 2004/8/CE** sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia
- **Direttiva 2005/32/CE** sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti, aggiornata poi con **Direttiva 2009/125/CE**
- **Direttiva 2006/32/CE** concernente "l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici" che fornisce il quadro giuridico di riferimento per la promozione dei servizi energetici e delle forme imprenditoriali (ESCO) in grado di renderli disponibili, realizzando interventi di efficientamento energetico dei sistemi esistenti e accettando un certo margine di rischio finanziario: il pagamento dei servizi forniti e degli investimenti effettuati si basa infatti sul risparmio derivante dal miglioramento dell'efficienza energetica conseguito.
- **Direttiva 28/2009/CE** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, nell'aggiornare la direttiva 2001/77/CE, ha rideterminato l'intero quadro di riferimento, a partire dalla stessa definizione di fonti rinnovabili di energia.
- **Direttiva 29/2009/CE** che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra
- **Direttiva 31/2010/CE** (c.d. "rifusione" della precedente direttiva 2002/91/CE) che prevede che gli Stati membri stabiliscano requisiti minimi di rendimento energetico degli edifici (in primis quelli della pubblica amministrazione) e disciplina i criteri generali della certificazione energetica quale strumento fondamentale di sensibilizzazione e di indirizzo del mercato immobiliare e, tra l'altro, introduce il concetto di "nearly zero Energy building" per le nuove edificazioni a partire dagli anni 2018-2020;
- **Comunicazione COM(2011) 112** dell'8 marzo 2011: "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050";
- **Comunicazione COM(2011) 885** del 15 dicembre 2011: "Energy Roadmap 2050".

Infine, Il Consiglio Europeo nelle sedute del 23 e 24 Ottobre è addivenuto ad una proposta condivisa, approvata dalla Commissione durante il semestre italiano, sugli obiettivi al 2030, così declinati:

- 40% di riduzione della CO2 rispetto al 1990,
- "Almeno" (*at least*) 27% di consumo di energia da rinnovabili,
- "Almeno" (*at least*) 27% in più di efficienza energetica.

1.1.3 Contesto italiano

LA PIANIFICAZIONE IN ITALIA

Nel corso del 2010, secondo dati del Ministero dello Sviluppo Economico, la domanda di energia primaria si è attestata sui 187,8 Mtep, aumentando del 4,1% rispetto al 2009, trainata dalla seppur lieve ripresa economica (1,3%). Il dato scaturisce da un incremento significativo dell'apporto dei combustibili solidi (+14,2%), delle rinnovabili (+13,3%) e del gas (+6,5%); si è registrata invece una contrazione del petrolio (-1,5%) e delle importazioni nette di energia elettrica (-1,8%). L'aumento della domanda di energia primaria evidenzia un'inversione del trend di riduzione dei consumi primari registratosi nei precedenti quattro anni, anche se il valore del 2010 è ben lontano dal massimo di 197,8 Mtep raggiunto nel 2005. La composizione percentuale della domanda per fonte energetica evidenzia la specificità italiana, relativamente all'elevato ricorso a petrolio e gas (oltre l'83%), all'import strutturale di elettricità (intorno al 5% negli ultimi anni), al ridotto contributo dei combustibili solidi e al mancato ricorso al nucleare. La variazione del mix rispetto al 2009 conferma la tendenza di riduzione del ricorso al petrolio (-1,9%), che pure rimane la fonte più

utilizzata, a favore del gas (+0,8%) e l'aumento del peso delle rinnovabili (+1%). Queste hanno conseguito, soprattutto negli ultimi anni, un'accelerazione notevole.

Nel 2010 il peso della fattura energetica del nostro Paese è stato pari a 53.866 milioni di euro (+27,1% rispetto al 2009) e la sua incidenza sul valore nominale del PIL pari al 3,4%. Le più recenti stime dell'Unione Petrolifera relative al 2011 collocano la fattura energetica italiana su valori che oltrepassano i 60 miliardi di euro. La suddivisione della fattura energetica per fonte indica che il petrolio, seguito dal gas, continua a rappresentare il maggior onere, anche se il suo peso tende a ridursi (da oltre 64% nel 2000 al 53% nel 2010). Tuttavia il peso dei biocombustibili, anche se ancora poco significativa in termini di valori assoluti, mostra un incremento sostenuto rispetto all'anno precedente.

Gli impieghi finali di energia nel 2010 sono aumentati del 4,4% rispetto all'anno precedente, raggiungendo i 138,6 Mtep, un valore comunque lontano dai livelli pre-crisi. Tale crescita è dovuta alla ripresa dei consumi nel settore industriale (+7,3%), negli usi del settore civile (+5,9%) e negli usi non energetici (+16,2%); in marcata diminuzione i consumi dell'agricoltura (-7,6%) e del settore dei trasporti (+0,2%). La ripartizione degli impieghi finali per settore evidenzia il peso crescente del settore civile (con una quota in salita dal 30,3% del 2007 al 35,4% del 2010) e dei trasporti (30,6%) mentre il settore industriale, la cui quota è in netto calo negli ultimi cinque anni (-5%), copre il 23,2% dei consumi finali. Agricoltura, bunkeraggi e usi non energetici (soprattutto industria petrolchimica) consumano il restante 10,8%.

In Italia la filiera industriale delle rinnovabili genera un giro d'affari stimato in circa € 21 mld nel 2011, fornendo occupazione a oltre 150 mila addetti, tra diretti e indotto. Le previsioni per i prossimi 10 anni sono orientate verso un incremento significativo del fatturato di settore, che dovrebbe superare la soglia dei € 100 mld sotto la spinta della domanda nazionale e internazionale. Le fonti rinnovabili rappresentano uno dei perni attorno al quale ruota la nuova strategia energetica nazionale, che punta alla creazione di un quadro organico di misure volte a garantire la sostenibilità economica degli investimenti nel comparto, la penetrazione delle energie alternative nel sistema economico-produttivo e la riduzione dei costi energetici per cittadini e imprese. Sebbene in Italia il sistema energetico evidenzia ancora un elevato grado di dipendenza dai combustibili fossili - che nel 2011 coprivano l'81% del fabbisogno energetico primario nazionale - il settore dell'energia verde ha mostrato nel corso dell'ultimo quinquennio una dinamica fortemente espansiva in termini di potenza installata, produzione elettrica e volume di investimenti.

La capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile è pressoché raddoppiata nel triennio 2009-2011, attestandosi a fine 2011 a 41,4 GW di potenza efficiente lorda, raggiungendo una quota di elettricità verde prodotta pari a 83 TWh nel 2011 (+45,4% rispetto al 2008), valore molto vicino all'obiettivo di 100 TWh previsto nel 2020. Gran parte dell'incremento è imputabile al fotovoltaico, che nel 2011 è arrivato a coprire il 13,0% della produzione di energia da FER e il 30,9% della potenza installata (contro lo 0,3% e l'1,8% rispettivamente nel 2008). Il parco di generazione vede dominare gli impianti idroelettrici e fotovoltaici, che rappresentano circa il 75% delle installazioni, con una capacità rispettivamente di 18 GW e 13 GW; tra il 2004 e il primo trimestre 2012 il comparto delle clean energy ha attratto investimenti per un valore complessivo di oltre US\$ 24,3 mld. Tra i Paesi del G20 l'Italia si contraddistingue per la maggiore incidenza degli investimenti in energia pulita in rapporto al PIL (1,58% nel 2011 contro l'1,04% della Germania, lo 0,45% della Cina e lo 0,33% degli USA). In particolare, nel ranking internazionale relativo al fotovoltaico nel 2011 l'Italia si colloca al secondo posto per potenza installata (12,7 GW), dopo la Germania, e in pole position in termini di nuove connessioni alla rete (9,3 GW contro i 7,5 GW della Germania), mentre nell'eolico si classifica in sesta posizione a livello mondiale, con circa 7 GW di capacità efficiente lorda.

Esistono interessanti analisi degli scenari nazionali, cioè proiezioni al 2030 del fabbisogno energetico nazionale, della domanda di energia finale nonché delle interrelazioni tra tali scenari e gli obiettivi ambientali della roadmap europea in termini di mitigazione e riduzione delle emissioni climalteranti. Tali proiezioni, effettuate da ENEA nell'ultimo Rapporto Energia Ambiente (2009-2010), descrivono la possibile evoluzione del sistema energetico nazionale secondo 3 differenti scenari. Il primo scenario, di tipo "tendenziale" (Scenario di Riferimento), assume il quadro delle politiche e misure in vigore al dicembre 2009 e descrive l'evoluzione del sistema in linea con il trend attuale; il secondo scenario descrive gli effetti

delle politiche energetiche in atto (Scenario a Politiche Correnti), e quindi è quello più simile all'attuale trend, mentre il terzo scenario (Scenario Roadmap) permette di quantificare lo sforzo aggiuntivo, rispetto al quadro politico ed energetico in vigore, necessario per ridurre le emissioni di gas serra in linea con la recente traiettoria di abbattimento delle emissioni al 2050, delineata con la Roadmap 2050 dall'UE.

Il terzo scenario – *Scenario Roadmap* – è quello che è stato preso a riferimento nella redazione della Strategia Energetica Nazionale, recentemente approvata con Decreto interministeriale dell'8 marzo 2013.

A livello di evoluzione del fabbisogno di energia primaria le analisi rilevano che l'azione combinata di misure, politiche ed investimenti previsti negli Scenari di Policy determina non solo una riduzione della domanda come effetto delle politiche di efficientamento energetico, ma anche un differente modo di produrre ed utilizzare energia rispetto ai trend storici, portando ad un mix energetico più diversificato. La piena attuazione del nuovo Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) comporta - al 2020 nello Scenario a Politiche Correnti - una riduzione di energia primaria rispetto allo Scenario di Riferimento pari all'8%. Tale riduzione costituisce il 20% circa del fabbisogno di energia primaria stimato per il 2020 nello scenario considerato dalla Commissione Europea nella definizione del pacchetto Clima-Energia (Pacchetto 20-20-20). Nel 2030 tale riduzione sale al 10% nello Scenario a Politiche Correnti e al 17% nello Scenario Roadmap. In tutte le proiezioni i combustibili fossili continuano a fornire il contributo prevalente al fabbisogno di energia primaria; cambia peraltro la loro quota nel mix che al 2020 scende dall'85% dello Scenario di Riferimento al 79% dello Scenario a Politiche correnti e al 77% dello Scenario Roadmap riducendosi di conseguenza la dipendenza energetica del Paese dall'estero, attualmente pari all'85,3%.

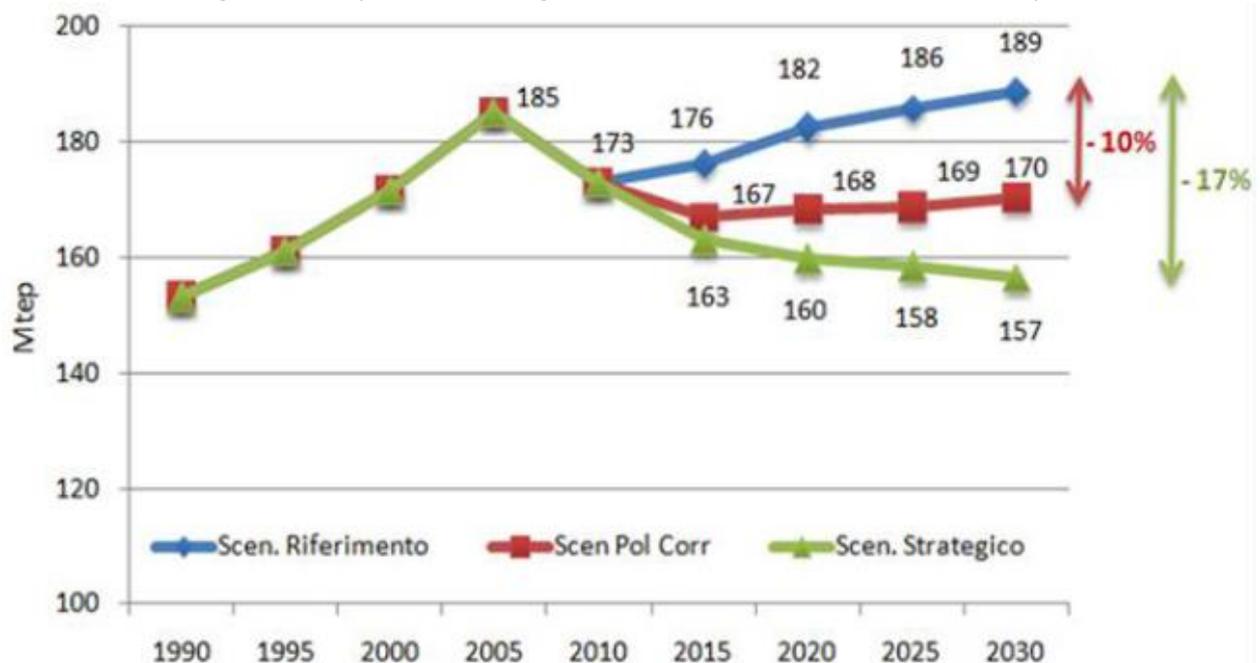


Figura 1: Evoluzione del fabbisogno di energia primaria 1990-2030 – Elaborazione ENEA

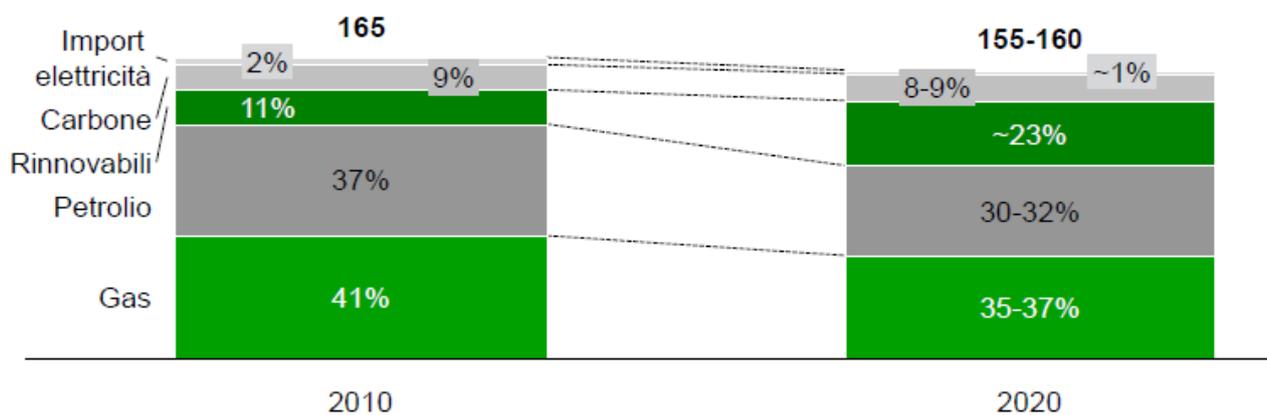


Figura 2: Consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep-%) - Elaborazione MISE -SEN

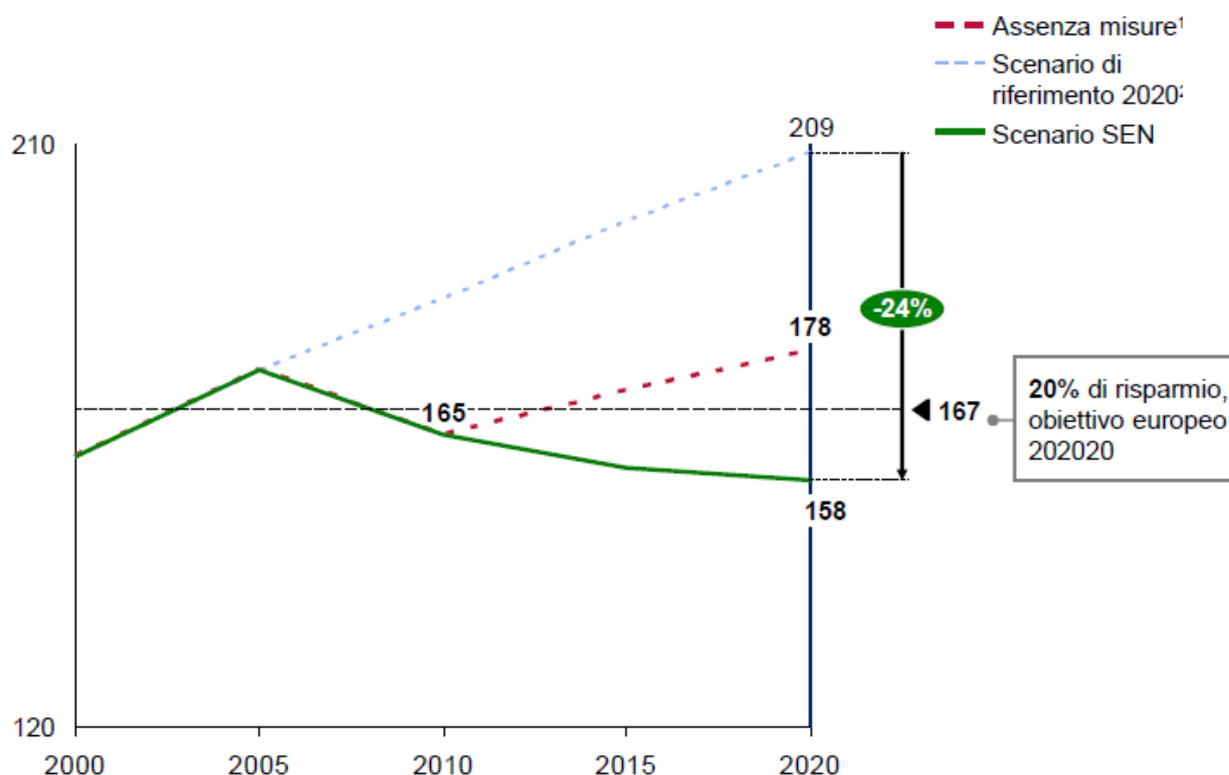


Figura 3: Consumi primari di energia Mtep Elaborazione MISE SEN

Le fonti rinnovabili vedono un trend in crescita in tutti e tre gli scenari ma nello Scenario Roadmap arrivano a rappresentare nel 2020 il 23% dell'intero fabbisogno energetico, al 2030 il 25%.

Per quanto riguarda il settore elettrico, la riduzione della domanda e la decarbonizzazione del sistema di produzione dell'energia elettrica sono i principali strumenti di intervento per conseguire l'ambizioso obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra dell'80-95% nel 2050 rispetto ai valori del 1990. Le principali opzioni per l'Italia sono costituite, oltre che dall'efficientamento e dallo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione che permettano di abbattere il picco di richiesta alla rete, dalle tecnologie per le fonti rinnovabili elettriche e per la cattura e stoccaggio della CO₂. Nelle analisi di scenario della Commissione Europea eseguite per la Comunicazione Roadmap 2050 è emersa la forte potenzialità del settore elettrico nel contribuire al raggiungimento dell'obiettivo politico di ridurre, entro il 2050, le proprie emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990 nonostante una crescita prevista della domanda elettrica nei settori di uso finale e una elevata elettrificazione nel settore trasporti. In Italia la generazione elettrica incide attualmente per circa il 30% delle emissioni totali di CO₂. Mentre lo Scenario di Riferimento, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, riprende il trend storico di crescita del Consumo

Interno Lordo con un aumento dell'1,13% medio annuo, entrambi gli scenari di policy suggeriscono un'evoluzione del consumo elettrico ad un ritmo più lento, pari allo 0,85% nel periodo 2010-2030.

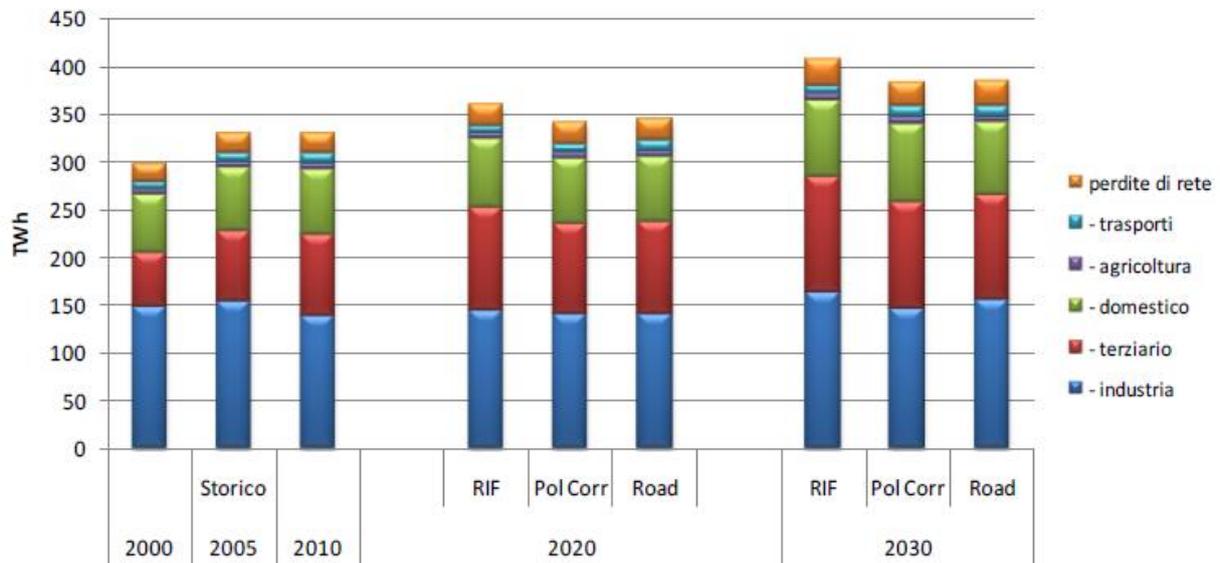


Figura 4: Consumi di energia elettrica per i settori di uso finale nei tre scenari ENEA (TWh)

Lo sviluppo della domanda di energia elettrica nei settori di uso finale, insieme con le politiche e misure di settore previste, influenza l'evoluzione del parco di generazione sia in termini di mix delle fonti che di tecnologie di produzione elettrica, consentendo al settore elettrico di controllare e ridurre le emissioni già nello Scenario a Politiche Correnti, con una riduzione della CO₂ del 20% nel 2030 rispetto al 1990.

Tali obiettivi non sono però compatibili con quelli della Roadmap UE 2050 per il cui raggiungimento si rende necessaria una ulteriore accelerazione del dispiegamento delle tecnologie low-carbon e quindi un ulteriore investimento in ricerca e innovazione tecnologica. La strada della decarbonizzazione del settore procede di pari passo con quella della diversificazione delle fonti guidata da una continuazione dei trend di diffusione di tecnologie per le rinnovabili.

La Sen ha posto come obiettivo al 2020 una produzione di energia elettrica da FER pari a circa 130 TWh (circa 11 Mtep), lievemente superiore allo scenario Roadmap tracciato da ENEA (117 TWh). A fare da traino per il settore rinnovabile sarà il contributo dell'energia prodotta da fonti intermittenti, quali eolico e fotovoltaico, che potrebbe superare i 60 TWh nel 2030 (circa il 18% della produzione totale). Per supportare la diffusione di queste tecnologie e garantire un certo grado di affidabilità del sistema elettrico, saranno quindi necessari maggiori investimenti iniziali in capacità di generazione. Con gli attuali livelli di penetrazione di fonti rinnovabili variabili, i requisiti incrementali operativi, come il bilanciamento orario e la fornitura di riserve operative, sono stati assorbiti dal sistema. Con l'espandersi della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), tuttavia, i requisiti operativi saranno sempre più stringenti. In un'evoluzione tendenziale infatti la potenza netta installata potrebbe passare dagli attuali 106 GW a circa 140 GW nel 2030 (+1,4% m.a.) mentre negli scenari di intervento potrebbe crescere fino a oltre i 170 GW nel 2030 (+2,5% m.a.) per garantire la stabilità operativa del sistema.

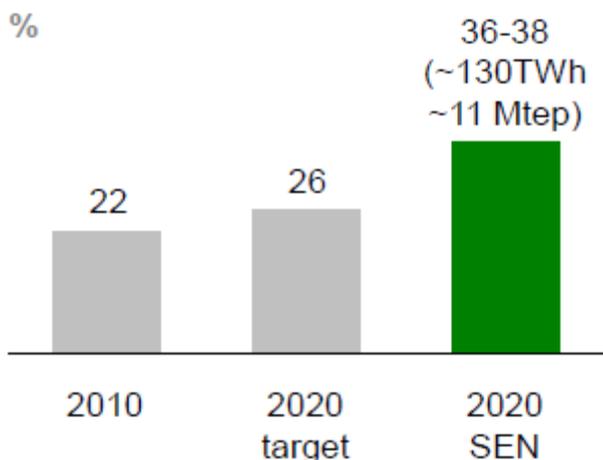


Figura 5: Sviluppo delle energie rinnovabili nel settore elettrico e incidenza sui Consumi Finali Lordi - Elaborazione MISE - SEN

Per quanto riguarda l'evoluzione della domanda di energia negli usi finali, lo scenario SEN ribadisce la validità dello scenario Roadmap, con una domanda al 2020 pari a 126 Mtep. Per raggiungere tale obiettivo di consistenti riduzioni di consumi la principale opzione tecnologica nel breve-medio periodo è l'efficienza energetica, indispensabile anche per l'abbattimento delle emissioni.

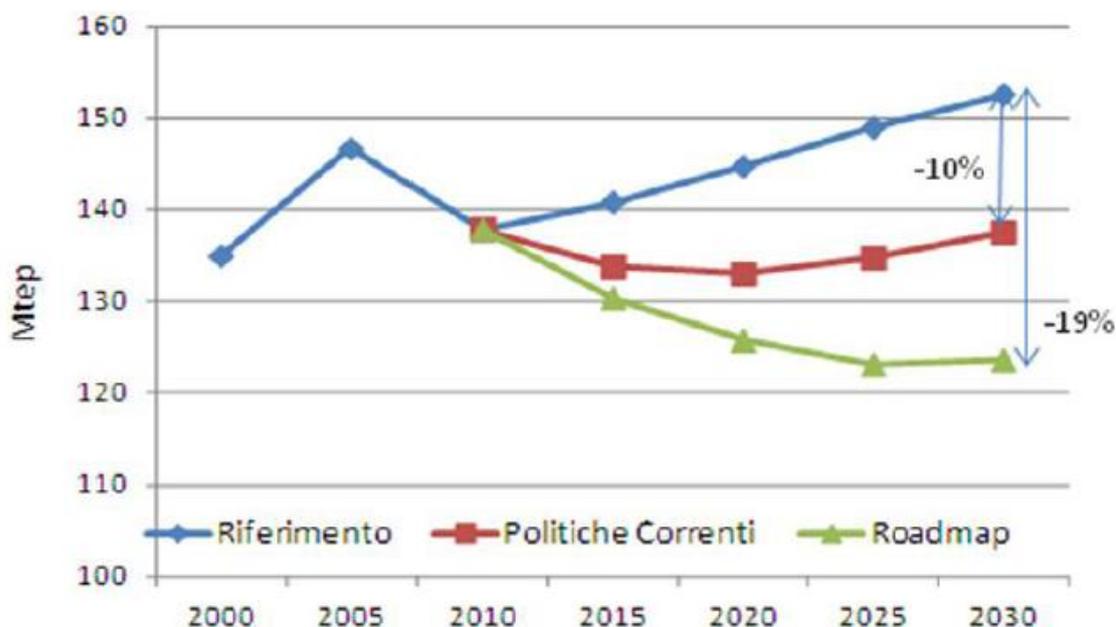


Figura 6: Evoluzione del Consumo finale di energia nei tre scenari ENEA – Mtep

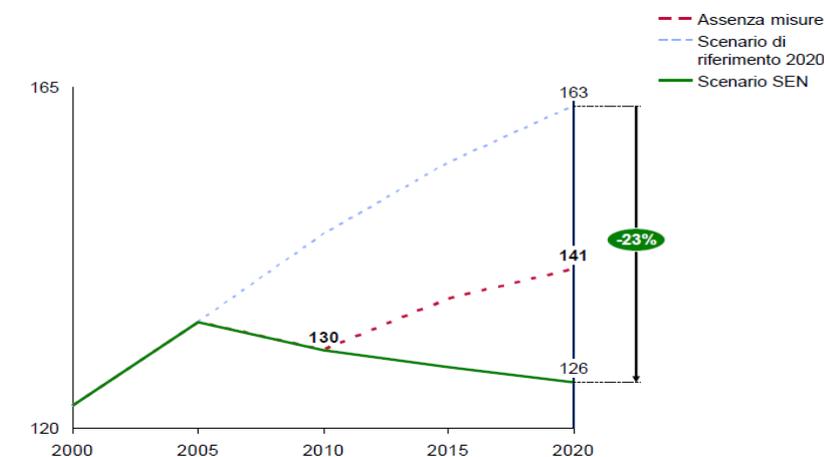


Figura 7: Consumi finali di energia, Mtep - Elaborazione MiSE SEN

La riduzione dei consumi energetici per le azioni di efficientamento avrà come effetto collaterale l'abbattimento delle emissioni climalteranti valutate in termini di tonnellate di CO₂.

Anche se, per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni indicato dal Protocollo di Kyoto, lo Scenario di Riferimento mostra come questa tendenza sia da considerarsi temporanea e che, in assenza di politiche e misure in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico, le emissioni della CO₂ riprendono ad aumentare già nel breve periodo. Lo Scenario a Politiche Correnti presenta un'evoluzione più sostenibile, con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni. Lo Scenario a Politiche Correnti non è comunque sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile e lo Scenario Roadmap dell'ENEA, che segue le stesse traiettorie di riduzione delle emissioni dello scenario UE, ipotizza un abbattimento delle emissioni conseguibile con una accelerazione tecnologica più spinta che nello Scenario a Politiche Correnti, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l'utilizzo di tecnologia di cattura e stoccaggio della CO₂ sia nel settore elettrico che industriale. Le emissioni di gas serra in Italia hanno cominciato a ridursi solo a partire dal 2005, ma da valori ben più alti di quelli dell'anno base per il protocollo di Kyoto, il 1990, in cui le emissioni totali si sono assestate sulle 519 Mt CO₂-eq. (escludendo gli assorbimenti del settore forestale e dal cambiamento di usi dei suoli). Per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni di 485 Mt come media del periodo 2008-2012 indicato dal Protocollo di Kyoto. Nel 2009 ha infatti registrato emissioni per 491 Mt CO₂-eq., di cui 407 Mt CO₂-eq., dovuti al sistema energetico (UNFCCC submission 2011). Tuttavia gli scenari ENEA mostrano come queste tendenze siano da considerarsi temporanee in assenza di interventi, politiche ed investimenti in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico. Secondo un'evoluzione di tipo "tendenziale", le emissioni della sola CO₂ potrebbero infatti riprendere ad aumentare già nel breve periodo, arrivando a sfiorare le 450 Mt nel 2030 Tale aumento potrebbe in realtà risultare ancora più significativo: lo Scenario di Riferimento infatti in parte già sconta i benefici derivanti da diversi fattori, tra cui una significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e i processi di innovazione tecnologica "spontanea", di mercato o in ottemperanza di regolamenti operativi.

D'altro canto, lo Scenario a Politiche Correnti prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria ambientalmente più sostenibile, con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni. La tendenza che caratterizza lo Scenario a Politiche Correnti è l'effetto combinato di molteplici fattori:

- il graduale processo di decarbonizzazione del parco di generazione elettrica, per l'aumento di produzione elettrica da fonti rinnovabili;
- la riduzione della domanda di energia nei settori finali, conseguenza dell'incremento di efficienza tecnologica;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche.

Sebbene lo Scenario a Politiche Correnti richieda al Paese uno sforzo significativo per una riduzione importante delle emissioni, questo non è sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile così come prospettato nello Scenario Roadmap 2050 dell'UE, che riduce entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'80- 95% rispetto ai valori del 1990.

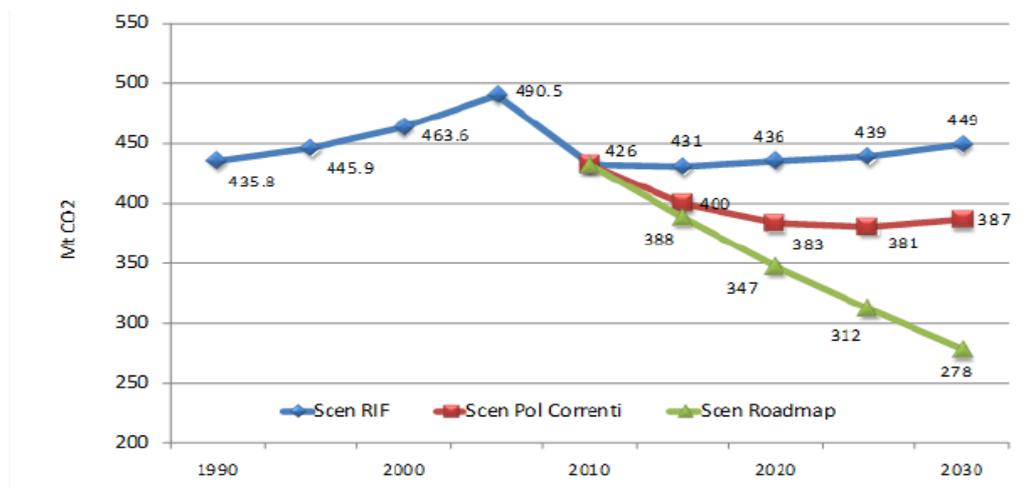


Figura 8: evoluzione delle emissioni di CO2 nei tre scenari ENEA

Lo Scenario Roadmap dell’ENEA, che segue le stesse traiettorie settoriali di riduzione delle emissioni dello scenario per l’intera UE, ipotizza un abbattimento rispetto al 1990 di 89 Mt di CO2 nel 2020 e di circa 170 Mt nel 2030. Questi risultati sono raggiungibili solo con una accelerazione tecnologica più spinta che nello Scenario a Politiche Correnti, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l’utilizzo di tecnologia di cattura e stoccaggio della CO2 sia nel settore elettrico che industriale.

La SEN, di converso, fissa come obiettivo lo stesso del Piano Nazionale CO2, cioè una riduzione del 19% rispetto all’emissione del 2005, riduzione superiore rispetto a quanto prospettato dall’obiettivo europeo 2020 (18%).

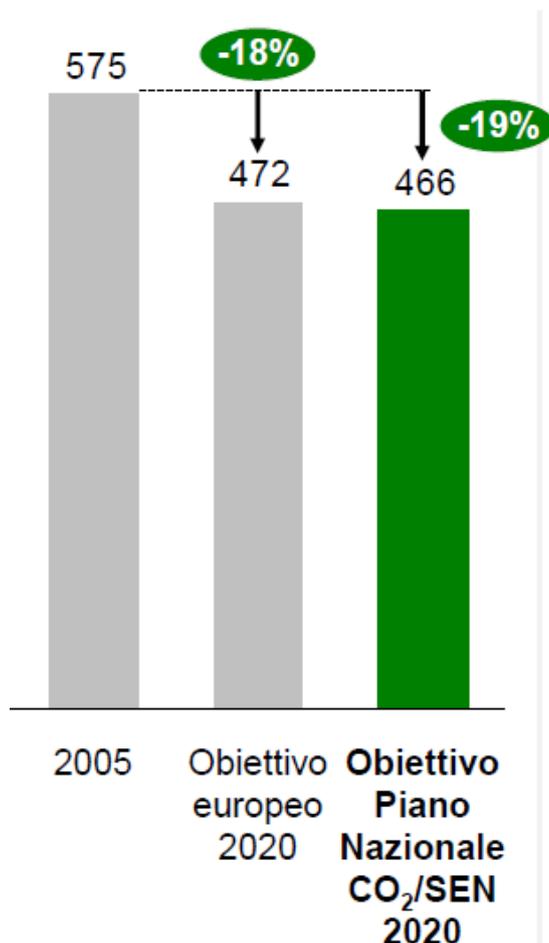


Figura 9: Riduzioni gas serra - MtonCO2/anno - Fonte MiSE SEN

Come già accennato, l'efficienza energetica rappresenta la principale opzione tecnologica per la riduzione delle emissioni nel breve periodo. Essa è posta al centro della politica energetica Europea al fine di raggiungere l'auspicata riduzione del 20% di energia primaria già nel 2020 (rispetto ad una evoluzione di tipo tendenziale), considerata una tappa intermedia fondamentale nella Roadmap al 2050. L'importante ruolo degli interventi di efficienza energetica è confermata dagli Scenari ENEA di policy che indicano come, nel primo decennio dello scenario, le maggiori riduzioni di CO₂ si ottengano tramite interventi di efficientamento nei settori finali di impiego dell'energia. Anche per la politica energetica italiana azioni di efficientamento sono prioritarie e costituiscono la prima priorità della SEN.

Nel mese di Luglio 2014 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il nuovo PAEE2014 – Piano di Azione Nazionale italiano per l'efficienza energetica.

Così come riportato nel documento stesso, Il PAEE 2014 descrive gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e i risultati raggiunti al 2012.

In particolare il Piano, in coerenza con le linee guida per la compilazione della Commissione Europea e con la SEN, riporta gli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi di energia primaria e finale, e specifica i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico e per principale strumento di promozione dell'efficienza energetica.

Nel PAEE2014 vengono messi in correlazione i risparmi attesi al 2020 secondo la SEN rispetto al 2011 con i risparmi annuali conseguiti nel periodo 2011-2012, suddivisi per settore in funzione delle misure statali in campo per l'efficientamento energetico:

Tabella 1: Risparmi energetici annuali conseguiti nel periodo 2011-2012 e attesi al 2020 secondo la SEN (energia finale, Mtep/anno) - fonte Elaborazione ENEA - da PAEE2014

Settore	MISURE				Risparmio conseguito 2011-2012	Risparmio atteso al 2020	Obiettivo raggiunto (%)
	Decreto Legislativo 192/05	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55%	Regolamento 443/2009			
residenziale	0,62	0,14	0,21	0	0,96	3,67	26,16%
terziario	0,02	0,03	0,01	0	0,05	1,23	4,07%
industria	0,05	1,04	0,01	0	1,09	5,1	21,37%
trasporti				0,22	0,22	5,5	4,00%
Totale	0,68	1,2	0,23	0,22	2,33	15,5	15,03%

In un anno su 10 disponibili, si è raggiunto il 15% dell'obiettivo, con il settore residenziale ed industriale che hanno concorso in maniera significativa (raggiungendo rispettivamente il 26% ed il 21% del proprio obiettivo settoriale).

Per i prossimi anni il PAEE 2014 stima i contributi delle principali misure di efficienza, riassunti nella Figura 10 che segue.

Al raggiungimento dell'ulteriore risparmio dei residui 6,5 Mtep contribuirà l'applicazione delle normative previste dalle direttive comunitarie(EPBD e Ecodesign) nonché le misure introdotte al seguito del recepimento della direttiva 2012/27/UE.

Di estremo interesse, ancorchè di lettura non immediata, l'elencazione delle misure orizzontali e trasversali volte all'efficienza energetica (cap 3).

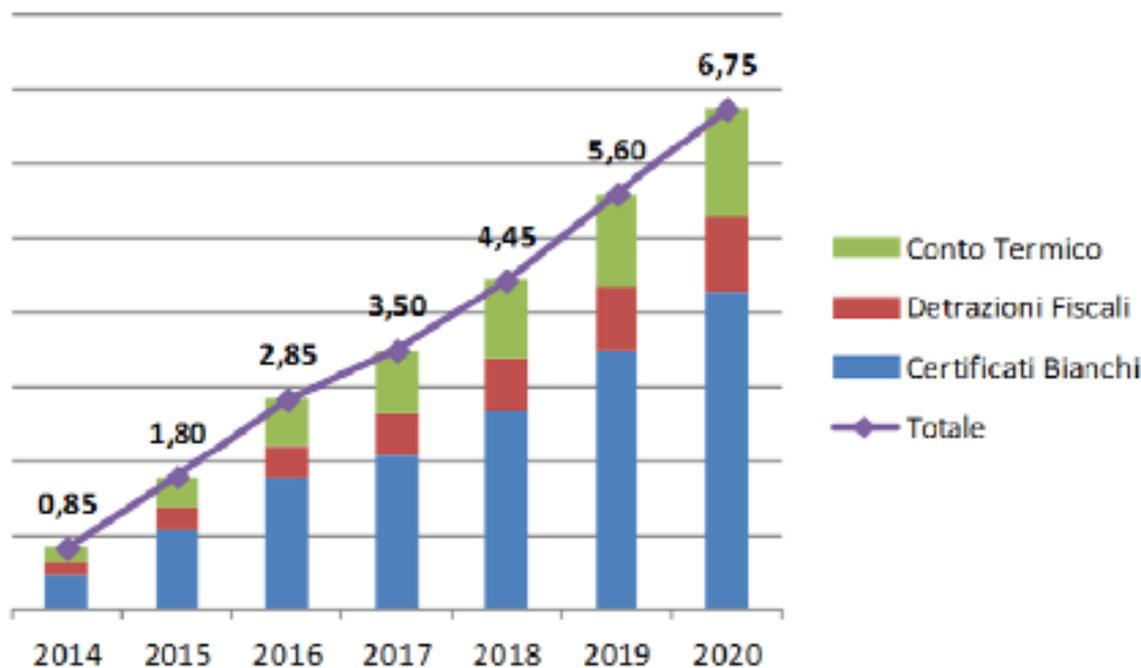


Figura 10: Stima del contributo delle principali misure di efficienza al raggiungimento del target SEN al 2020 (elaborazione MiSE-ENEA) - da PAEE 2014

QUADRO NORMATIVO NAZIONALE

Le politiche del governo italiano negli ultimi anni hanno continuato a perseguire gli obiettivi della sicurezza degli approvvigionamenti, della sostenibilità ambientale e della competitività attraverso il contenimento dei prezzi, nel più vasto contesto del nuovo quadro d'azione europeo, con particolare riferimento al “terzo pacchetto legislativo sul mercato interno dell'energia” e al “Pacchetto Clima-Energia”. Per conseguire tali obiettivi e per rispondere alla crescente attenzione dell'Unione Europea su questi temi, sono state adottate misure tese a completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico e del gas, a promuovere l'efficienza energetica e a sviluppare l'uso delle fonti rinnovabili, per consentire la necessaria diversificazione delle fonti energetiche. In ottemperanza a indicazioni di direttive e regolamenti europei e, relativamente a singoli settori dell'energia (gas, elettricità, rinnovabili ecc.), sono stati predisposti, recentemente, diversi strumenti di pianificazione e indirizzo in materia energetica.

Si fa riferimento, in particolare, ai seguenti:

- Strategia Energetica Nazionale – **SEN** – che è stata brevemente riportata in termini di obiettivi energetici al paragrafo precedente, approvata con Decreto interministeriale dell'8 marzo 2013;
- **Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili -PAN-** che, ai sensi dell'art. 4 della direttiva 2009/28/CE, definisce il programma per raggiungere entro il 2020 l'obiettivo assegnato dall'Europa in termini di quota minima dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti energetiche rinnovabili (termiche ed elettriche). Il raggiungimento dell'obiettivo, assegnato dalla direttiva, può avvenire anche attraverso il trasferimento di energia da fonte rinnovabile da altri Stati, tanto che l'Italia ha già messo a bilancio nel 2020 l'importazione di 1,14 Mtep di energia prodotta da fonte rinnovabile. Tale obiettivo Nazionale pari al 17% è stato ripartito tra le Regioni con DM 15 Marzo 2012 (il cosiddetto “burden sharing”);
- **Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 - Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili**, ove è stato chiaramente indicato al punto 1.2 che “*le sole Regioni e le Province autonome possono porre limitazioni e divieti in atti di tipo programmatico o pianificatorio per l'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili ed esclusivamente*” secondo particolari criteri, dando così la possibilità alle Regioni di disciplinare nel dettaglio la materia;

- **Piano d'azione per l'efficienza energetica (PAEE)**, che, in attuazione al D.lgs. 115/2008 assegna all'efficienza energetica il ruolo di strumento chiave per la riduzione dei consumi;
- **decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28**, che individua gli strumenti e i meccanismi operativi per l'attuazione delle politiche di sviluppo delle rinnovabili e di promozione dell'efficienza energetica. 1 Definizione formulata all'art.2, comma 2: "edifici ad altissima prestazione energetica, il cui fabbisogno energetico (molto basso o quasi nullo) dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze".
- **Decreto legislativo 387/2003**;
- **Decreto legislativo 192/2005**, Attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;
- **Decreto legislativo 115/2008**, di attuazione della Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.

Per quanto riguarda gli strumenti di promozione e le forme di incentivazione delle fonti rinnovabili e degli interventi a favore del risparmio energetico, attualmente sono presenti nel panorama nazionale numerosi e diversificati meccanismi, periodicamente oggetto di revisioni spesso complicate che causano momenti di incertezza del settore. Tra gli stessi vanno ricordati:

- i Certificati Verdi (CV) e la Tariffa Onnicomprensiva (TO) di cui al d.m. 18 dicembre 2008 (ultimo aggiornamento)
- il Conto Energia fotovoltaico (CE) di cui al d.m. 6 maggio 2011 (ultimo aggiornamento);
- detrazioni fiscali del 55% riguardanti in particolare gli interventi a favore del risparmio energetico sul patrimonio edilizio esistente introdotti dalla L. 27 dicembre 2006, n. 296 (Legge Finanziaria 2007) e s.m.i.;
- i Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi) introdotti dai decreti ministeriali 24 aprile 2001, modificati dai decreti 20 luglio 2004 e aggiornati dai decreti 21 dicembre 2007;
- il Fondo rotativo Kyoto, che consiste nella concessione di finanziamenti agevolati per le misure finalizzate all'attuazione del protocollo di Kyoto per complessivi 600 milioni di euro nel triennio 2007-2009; il Fondo, reso parzialmente operativo attraverso il d.m. 25 novembre 2008 e il d.m. 17 novembre 2009, è stato avviato, per una prima tranche di risorse, a partire dal 16 marzo 2012.

Appare inoltre opportuno fare un breve e non esaustivo inquadramento normativo e pianificatorio inerente la qualità dell'aria. Tale settore, difatti, è strettamente correlato alla produzione ed al consumo di energia, così come evidenziato anche per la realtà umbra, nel prosieguo (par. 1.2.8).

Il D.Lgs 155/2010 "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa" è la nuova normativa cui si deve far riferimento per la pianificazione regionale in merito alla gestione della qualità dell'aria.

Il decreto, attuando la Direttiva 2008/50/CE, riordina completamente la normativa in materia di gestione e tutela della qualità dell'aria per i seguenti inquinanti: biossido di zolfo (SO₂), biossido di azoto (NO₂), benzene, monossido di carbonio (CO), piombo, particelle sospese con diametro inferiore a 10 micron (PM₁₀) e diametro inferiore a 2,5 micron (PM_{2,5}), ozono, arsenico, cadmio, nichel e benzo(a)pirene.

Istituendo un quadro normativo unitario in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente, il nuovo decreto è finalizzato a:

- individuare obiettivi di qualità dell'aria ambiente volti a evitare, prevenire o ridurre effetti nocivi per la salute umana e per l'ambiente nel suo complesso;
- valutare la qualità dell'aria ambiente sulla base di metodi e criteri comuni su tutto il territorio nazionale;
- ottenere informazioni sulla qualità dell'aria ambiente come base per individuare le misure da adottare per contrastare l'inquinamento e gli effetti nocivi dell'inquinamento sulla salute umana e sull'ambiente e per monitorare le tendenze a lungo termine, nonché i miglioramenti dovuti alle misure adottate;
- mantenere la qualità dell'aria ambiente, laddove buona, e migliorarla negli altri casi. Il D.Lgs 155/2010 rappresenta un quadro normativo aggiornato alla luce dello sviluppo delle conoscenze in campo scientifico e sanitario e delle esperienze maturate. Oltre a facilitare una migliore cooperazione tra gli

Stati dell'Unione europea in materia di inquinamento atmosferico, gli obiettivi principali sono rivolti a una razionalizzazione delle attività di valutazione e di gestione della qualità dell'aria secondo canoni di efficienza, efficacia ed economicità, e a una responsabilizzazione di tutti i soggetti coinvolti sulla base di una precisa suddivisione delle competenze.

L'intero territorio nazionale e regionale è diviso in zone e agglomerati, qualora presenti, da classificare e da riesaminare almeno ogni cinque anni ai fini della valutazione della qualità dell'aria. Alla suddivisione in zone provvedono le Regioni o, su loro delega, le Agenzie regionali per la protezione dell'ambiente. I piani e le misure da attuare, in caso di individuazione di una o più aree di superamento all'interno delle zone, devono agire sulle principali sorgenti di emissione, ovunque localizzate, che influenzano tali aree.

Le funzioni amministrative relative alla valutazione e alla gestione della qualità dell'aria ambiente competono allo Stato, alle Regioni e agli Enti locali. È prevista la possibilità di ricorrere a misure nazionali, sulla base dei lavori di un comitato da istituire presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, qualora risulti da un'apposita istruttoria che tutte le possibili misure individuabili dalle Regioni non siano risolutive, in quanto i superamenti sono causati in modo decisivo da sorgenti di emissione su cui non hanno competenza amministrativa e legislativa.

Il D.Lgs 155/2010 abroga e sostituisce le seguenti norme:

- D.lgs 351/1999 “Attuazione della direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e gestione della qualità dell'aria”;
- DM 2 aprile 2002, n. 60 “Recepimento della direttiva 1999/30/CE del Consiglio del 22 aprile 1999 concernente i valori limite di qualità dell'aria ambiente per il biossido di zolfo, il biossido di azoto, gli ossidi di azoto, le particelle di piombo e della direttiva 2000/69/CE relativa ai valori limite di qualità dell'aria ambiente per il benzene ed il monossido di carbonio”;
- Il D.Lgs 183/2004 “Attuazione della direttiva 2002/3/CE relativa all'ozono nell'aria”;
- Il D.Lgs 152/2007 “Attuazione della direttiva 2004/107/CE concernente l'arsenico, il cadmio, il mercurio, il nichel e gli idrocarburi policiclici aromatici nell'aria ambiente”.

IL COSTO DELL'ENERGIA

Così come evidenziato nella SEN, l'Italia ha prezzi dell'energia mediamente superiori ai suoi concorrenti europei, e ancor più rispetto ad altri paesi come gli Stati Uniti. Questa situazione rappresenta un fattore di grave appesantimento per la competitività del sistema economico italiano, ed è dovuta in gran parte a quattro ragioni strutturali:

- Il mix attuale, in particolare quello elettrico, è piuttosto costoso perché principalmente basato su gas e rinnovabili, e si differenzia molto da quello della media UE per l'assenza di nucleare e la bassa incidenza di carbone;
- I prezzi all'ingrosso del gas in Italia sono mediamente più alti che negli altri Paesi europei. Il prezzo medio del gas sul mercato spot PSV nel 2011 è stato di circa il 25% superiore a quello dei principali hub nord-europei (anche il prezzo dei contratti di lungo termine 'take-or-pay' italiani è mediamente superiore agli analoghi contratti ToP europei). Ciò si riflette anche sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità, che nella maggior parte delle ore viene determinato da centrali CCGT a gas: il differenziale di prezzo del gas, pari a circa 6,00 €/MWh termici nel 2011, ha un impatto di circa 10-12 € al MWh sulla produzione elettrica di una centrale CCGT. Peraltro negli ultimi mesi è iniziato un percorso di riduzione di questo 'spread', che ha raggiunto i 3,8 €/MWh nel giugno 2012, favorito dalla crescente liquidità del mercato spot.
- Gli incentivi alla produzione rinnovabile elettrica in Italia sono storicamente i più elevati d'Europa (ad esempio, gli incentivi unitari alla produzione fotovoltaica sono circa il doppio di quelli tedeschi), con un forte impatto sul costo dell'energia: quasi il 20% della bolletta elettrica italiana (escluse imposte) è destinato a incentivi alla produzione tramite fonti rinnovabili.
- Vi sono infine una serie di altri costi e inefficienze diffuse, come ad esempio, per il settore elettrico: gli "altri oneri di sistema" (es. oneri per smantellamento nucleare, ricerca di sistema, regimi tariffari speciali); colli di bottiglia nella rete (ad esempio tra Sicilia e Continente); incentivi elevati per certi tipi di produzione (es. CIP6 non rinnovabile) e per alcuni segmenti di clientela.

I grafici che seguono evidenziano le criticità sopra rappresentate.

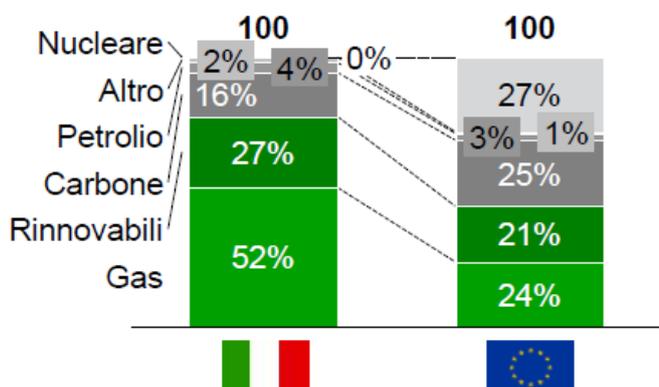


Figura 11: Differente mix di produzione elettrica 2010, % - SEN

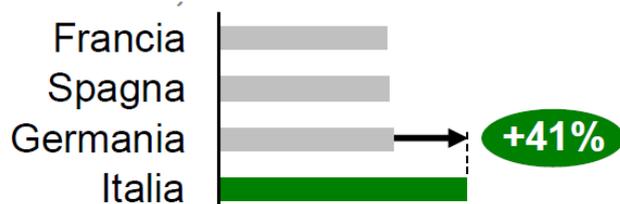


Figura 12: Prezzo di borsa energia elettrica, media 2011 – SEN

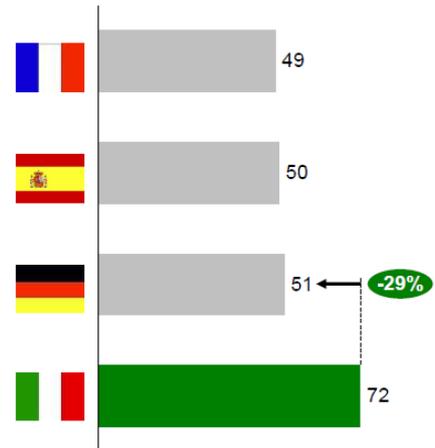


Figura 13: Prezzi all'ingrosso energia elettrica, media 2011, €/MWh – SEN



Figura 14: Prezzi spot del gas, media 2011 – SEN

Sempre dalle informazioni che si desumono dalla SEN, per quanto riguarda il gap di costo rispetto alla realtà europea del settore elettrico è dovuto ad una serie di fattori che possono essere così riassumibili:

- Elevata spesa per incentivi alle fonti rinnovabili elettriche
- Prezzi del gas più elevati dei nostri principali competitor
- Colli di bottiglia nella rete (e.g., Sicilia)
- Altri oneri di sistema (ad esempio spese relative al decommissioning nucleare, regimi tariffari speciali)
- Altre inefficienze di sistema quali
 - Sbilanciamenti
 - Sussidi a specifici segmenti di clientela

La distribuzione delle voci nella bolletta elettrica italiana 2011, in miliardi di euro, è rappresentata dal grafico che segue:

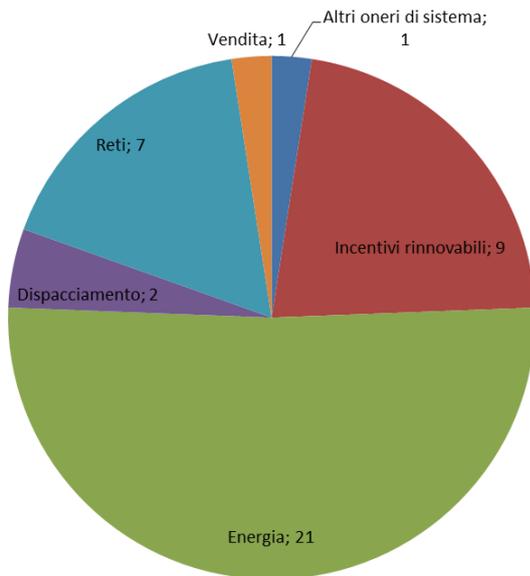


Figura 15: Voci in bolletta elettrica Italia (escluso imposte), miliardi di euro, 2011 – SEN

Per il consumatore finale il quadro delle voci che incidono sul prezzo dell'energia è sostanzialmente diverso, per la presenza di tasse ed accise.

Dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, difatti, è possibile desumere informazioni "lato cliente".

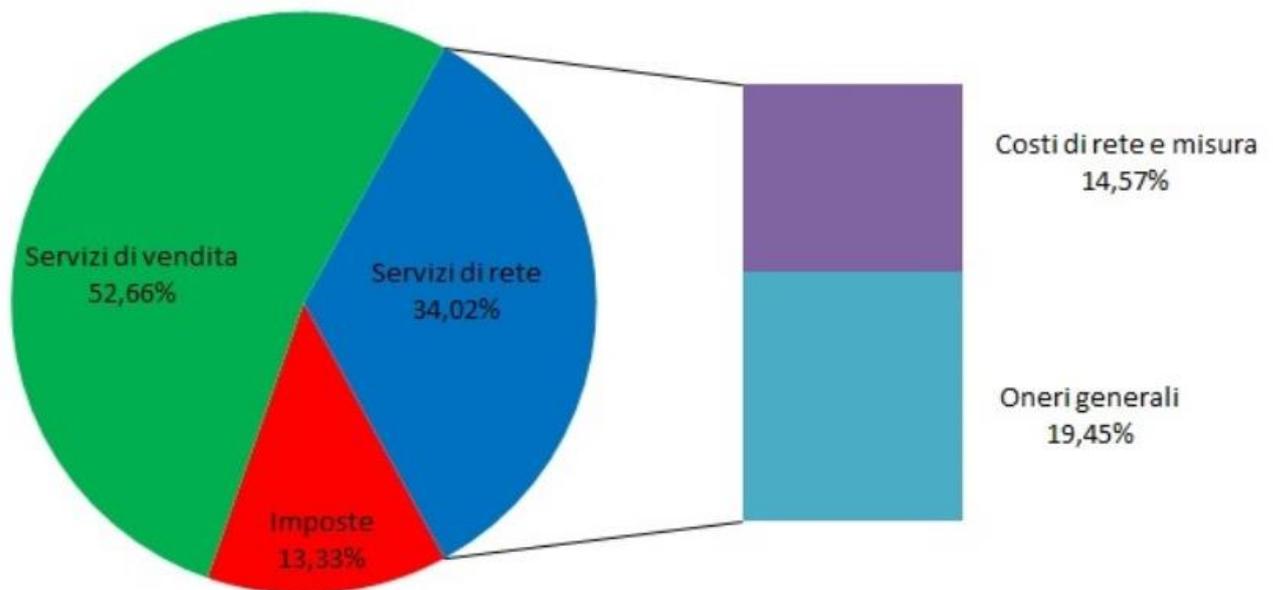


Figura 16: composizione percentuale della spesa per l'energia elettrica per l'utente tipo domestico di maggior tutela riferito al IV trimestre 2013 – Sito AEEG

Dal grafico si evidenzia che i **servizi di vendita** sono la voce più rilevante. Tali servizi sono composti da 3 voci elencate secondo l'ordine di importanza:

- il **prezzo dell'energia**, che corrisponde al costo per l'acquisto dell'energia elettrica, comprensivo delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione;
- il **prezzo di commercializzazione e vendita** che si riferisce alle spese che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti;
- il **prezzo del dispacciamento** che si riferisce alle attività per il mantenimento in costante equilibrio del sistema elettrico. Il dispacciamento assicura che ad ogni quantitativo di elettricità prelevato

dalla rete per soddisfare i consumi, corrisponda un quantitativo uguale immesso dagli impianti produttivi.

I **servizi di rete** rappresentano circa 1/3 della spesa affrontata dall'utente. Tali servizi sono le attività di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali, di distribuzione locale e comprendono la gestione del contatore. Per i servizi di rete non si paga un prezzo (come per l'energia) ma una tariffa fissata dall'Autorità sulla base di precisi indicatori, con criteri uniformi su tutto il territorio nazionale, tenendo conto dell'inflazione, degli investimenti realizzati e degli obiettivi di recupero di efficienza.

La differenza fra *servizi di vendita* e *servizi di rete* è sostanziale. Infatti, è sui servizi di vendita che si gioca la concorrenza e quindi la possibilità di risparmiare a seconda delle offerte commerciali dei diversi fornitori sul mercato libero. Sui servizi di rete, invece, non c'è concorrenza perché il trasporto e la distribuzione dell'energia avvengono attraverso infrastrutture che non possono essere replicate e che vengono utilizzate da tutti i fornitori per servire tutti i consumatori

I servizi di rete servono per pagare oneri introdotti da diverse leggi e decreti ministeriali (tra questi, i più rilevanti sono il decreto legislativo n. 79/99, il decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria e le leggi n. 83/03 e n. 368/03), ed in ordine di incidenza sulla bolletta le voci che concorrono sono:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3);
- promozione dell'efficienza energetica (componente UC7);
- oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (componenti A2 e MCT);
- regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato (componente A4);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4);
- sostegno alla ricerca di sistema (componente A5);
- copertura del bonus elettrico (componente As).

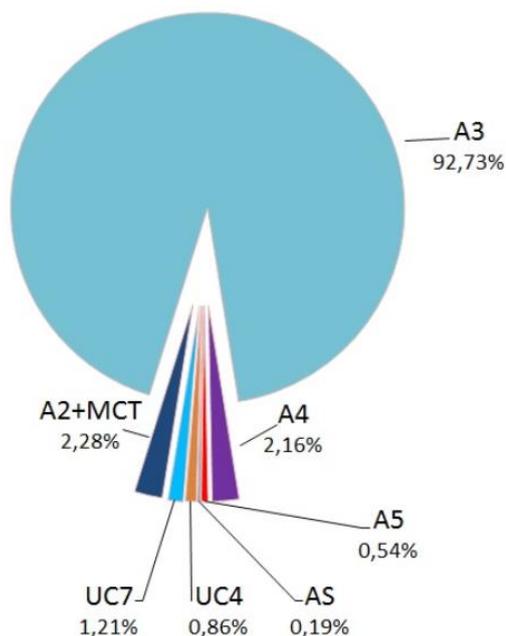


Figura 17: Oneri generali di sistema - IV trimestre 2013 - AEEG

Infine, le **imposte** (13,33%) sono l'imposta nazionale erariale di consumo (accisa) e l'imposta sul valore aggiunto (IVA):

- l'accisa si applica alla quantità di energia consumata indipendentemente dal contratto o dal venditore scelto. I clienti domestici con consumi fino a 1800 kWh godono di un'agevolazione per la fornitura nell'abitazione di residenza anagrafica a riduzione di questa imposta;
- l'IVA si applica sul costo totale della bolletta (servizi di vendita+servizi di rete+accise). Attualmente l'IVA per i clienti domestici è pari al 10%; per i clienti con "usi diversi" è pari al 21%.

Da quanto sopra rappresentato, si evidenzia come l'incidenza degli incentivi alle fonti rinnovabili abbia un peso rilevante (circa il 18%) sulle "bollette". Depurando il costo della componente imposte, si passa dal 18% al 22%.

Per quanto riguarda il gas, in analogia con la disamina delle voci che concorrono alla formazione del prezzo per l'utenza, sulla base delle informazioni che si desumono dal sito della AEEG, si rappresenta quanto segue.

Come per l'elettricità, il prezzo è formato dalla somma di 3 voci: servizi di vendita, servizi di rete, imposte.

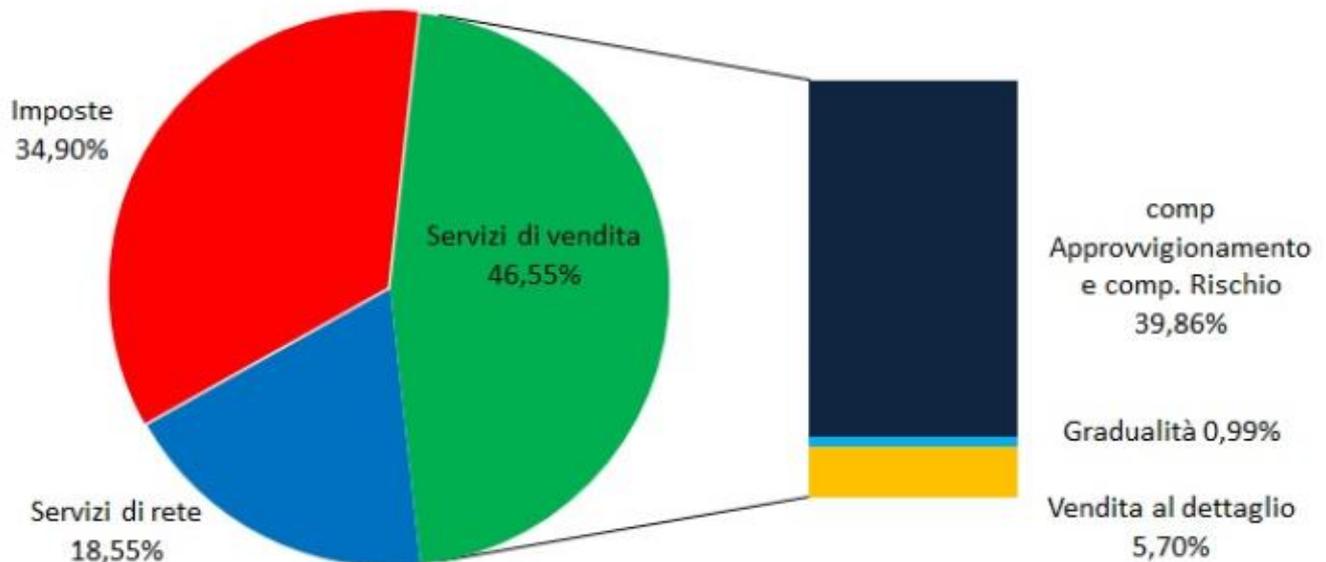


Figura 18: composizione percentuale della spesa per il gas per l'utente tipo domestico di maggior tutela riferito al IV trimestre 2013 – Sito AEEG

Dal grafico si evidenzia che, come per l'energia elettrica, i **servizi di vendita** sono la voce più rilevante. In tal caso, però, tali servizi non arrivano nemmeno al 50% della composizione del prezzo, le imposte pesano per più del doppio, rispetto al caso elettrico, e i servizi di rete pesano quasi la metà dell'analogo elettrico.

- I **servizi di vendita** sono composti da tre diverse voci di spesa: la componente energia, la commercializzazione all'ingrosso e la vendita al dettaglio. La componente energia è il costo dell'acquisto della gas e corrisponde a circa il 40% del totale della bolletta. La commercializzazione all'ingrosso e la vendita al dettaglio, corrisponde a circa l'8% del totale della bolletta del gas. Serve per coprire i costi sostenuti dai fornitori per l'attività di vendita all'ingrosso e al dettaglio, come ad esempio la gestione commerciale, i servizi al cliente, ecc... La componente energia dal 1° Ottobre 2013, viene calcolata con un nuovo metodo di calcolo messo a punto dall'Autorità per l'energia con l'obiettivo di trasferire ai consumatori i benefici dei cambiamenti intervenuti nei mercati all'ingrosso a livello nazionale e internazionale. Il nuovo metodo viene applicato a tutti i contratti di fornitura dei clienti domestici *del servizio di tutela* (i cui prezzi sono aggiornati ogni tre mesi dall'Autorità), ma potrà avere ricadute anche sui contratti del *mercato libero*, che spesso hanno come riferimento i prezzi stabiliti dall'Autorità;
- i **servizi di rete** rappresentano in media il 17 % della spesa totale lorda della bolletta e sono pagati non con un prezzo (come per l'energia elettrica) ma in base a tariffe stabilite dall'Autorità per tutti i clienti sia del mercato libero che nel servizio di tutela. Tali servizi sono riferiti a tutte quelle attività svolte dai fornitori per consegnare il gas ai clienti, trasportandolo nei gasdotti nazionali e nelle reti di distribuzione locale fino alle abitazioni. Comprendono anche l'attività di stoccaggio e la gestione del contatore domestico. Come per il caso elettrico, queste attività necessitano di infrastrutture

che sono 'uniche' e non possono essere replicate ma devono essere utilizzate da tutti i fornitori per servire tutti i consumatori. Quindi, a differenza dei servizi di vendita dove per effetto della liberalizzazione gli operatori sono in concorrenza fra loro, nei servizi di rete non c'è concorrenza e tutti pagano una tariffa fissata sulla base di criteri uniformi su tutto il territorio nazionale. Le tariffe vengono aggiornate annualmente per tener conto dell'inflazione, degli investimenti realizzati e degli obiettivi di recupero di efficienza fissati dall'Autorità. I **servizi di rete** si pagano in una quota variabile legata ai consumi e in una quota fissa sempre uguale e comprendono due diverse voci di spesa: il trasporto e lo stoccaggio e la distribuzione locale:

- il trasporto e lo stoccaggio, incidono per circa il 5% sul totale della bolletta del gas. Questi costi servono per coprire i servizi di trasporto e per i 'depositi' sotterranei dove il gas viene conservato e poi prelevato per soddisfare le richieste del mercato nei diversi momenti o per fare fronte a eventuali emergenze;
- La distribuzione locale, pesa il 12% circa sul totale della bolletta e serve per coprire i costi del trasporto del gas sulle reti locali fino al contatore ma anche per alcuni oneri relativi a iniziative di risparmio energetico, di miglioramento della qualità del servizio e per il contenimento della spesa dei clienti con bassi consumi.

Vi sono poi gli oneri aggiuntivi, una percentuale molto piccola della bolletta, che servono per coprire costi riferiti, ad esempio, al contenimento dei consumi di gas, alle garanzie per il servizio di rigassificazione e allo sviluppo degli stoccaggi;

- Le **imposte** rappresentano in media il 35% sul totale della bolletta del gas e comprendono:
 - *l'imposta sul consumo* (accisa): L'accisa per gli usi civili, e quindi per quelli domestici, incide per un 17% sul totale della bolletta. È diversificata per le due macro zone Centro nord e Centro sud e varia in relazione a 4 scaglioni di consumo; per gli usi industriali ha un'unica aliquota per i consumi fino a 200mila Smc
 - *l'addizionale regionale* che pesa per un 2% circa sul totale della bolletta ed è decisa in modo autonomo da ciascuna regione nei limiti fissati dalla legge. Sia l'accisa nazionale che l'addizionale regionale si pagano in relazione alla quantità di energia consumata. Nel caso umbro, l'addizionale regionale all'accisa sul gas naturale è unica e pari a 0,5165 c€/m³;
 - *l'imposta sul valore aggiunto (IVA)*: applicata sulla somma di tutte le voci della bolletta (costo dei servizi di vendita+costo dei servizi di rete+accise); per gli usi civili è del 10% per i primi 480mc consumati, del 21% su tutti gli altri consumi e sulle quote fisse; per gli usi industriali generalmente è del 21%. Questa voce incide per circa il 15% sul totale della spesa. Il **prezzo di commercializzazione e vendita** che si riferisce alle spese che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti.

Di seguito si riporta una tabella che presenta lo stato delle addizionali regionali relativo al periodo 1° gennaio - 30 aprile 2013 in c€/m³ e l'aliquota percentuale per l'IVA (dati così come riportati sul sito dell'AEEG, al link <http://www.autorita.energia.it/it/dati/gp30.htm>).

Dai dati riportati si evidenzia che:

- il quadro relativo a gli usi civili è molto differenziato con grandi variazioni regione per regione;
- il quadro relativo a gli usi industriali è sostanzialmente omogeneo con piccole variazioni tra regione e regione;
- la stragrande maggioranza delle regioni prevede addizionali differenziate in funzione delle fasce di consumo, con valori direttamente proporzionali nel caso di utenze civili (l'addizionale cresce al crescere della fascia di consumo), ed inversamente proporzionali per utenze industriali (l'addizionale si abbassa al crescere della fascia di consumo);
- la regione Umbria ha fissato il valore delle addizionali costante per qualsiasi fascia di consumo e per uso, e tale valore è il più basso dell'intera nazione.

Per l'uso domestico, la media nazionale dell'accisa regionale è pari a 2,24 c€/m³ (più di 4 volte il valore umbro), il valore massimo (regioni Emilia Romagna, Toscana, Lazio, Molise, Campania e Puglia, 3,1 c€/m³) è 6 volte il valore umbro.

Tabella 2: GAS - stato delle addizionali regionali relativo al periodo 1° gennaio - 30 aprile 2013

TRIBUTI	Usi civili				Usi industriali	
	fino a 120 m ³	Fascia di consumo annuo			fino a 1.200.000 m ³	oltre 1.200.000 m ³
		da 120 a 480 m ³	da 480 a 1.560 m ³	oltre 1.560 m ³		
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex-Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^B						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
- altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58230	2,58230	2,58230	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	21	21	10 ^(C)	10 ^(C)

Note A: Si tratta dei territori indicati all'art.1 del D.P.R. 6 marzo 1978, n. 218;

B:) Le regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta anche in Lombardia dal 2002 (L.R. 18/12/2001, n.27) e in Basilicata dal 2008 (L.R. 28/12/2007, n. 28). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano inoltre ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissati dalle relative convenzioni o accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise;

C: Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 21%

1.2 Il contesto regionale

La Regione esercita la potestà regolamentare e pianificatoria in materia di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia nel rispetto della Costituzione e dei principi fondamentali dettati dalla normativa statale, nonché dei vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali.

La l.r.3/99 recante Riordino delle funzioni e dei compiti amministrativi del sistema regionale e locale delle Autonomie dell'Umbria in attuazione della L. 15 marzo 1997, n. 59 e del D.Lgs. 31 marzo 1998, n. 112 (BUR Ed. str. n. 15 del 10/03/1999) prevede al Capo II – Energia – e nello specifico all'art. 16 che la Regione adotta il Piano energetico Ambientale Regionale che costituisce lo strumento di attuazione della politica energetica regionale e ne fissa gli obiettivi con particolare riferimento agli aspetti ambientali.

1.2.1 Il Burden Sharing

Appare opportuno anzitutto presentare gli obblighi regionali da conseguire entro il 2020.

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto Decreto *Burden Sharing* è stata data attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 che attua la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ed in particolare a quanto indicato all'art. 37, comma 6, il quale prevede che, con decreto del Ministro dello sviluppo economico sono definiti e quantificati gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della legge n. 244 del 2007 e successive modificazioni, nonché definite le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome, in coerenza con quanto previsto dal medesimo articolo 2, comma 170, della legge n. 244 del 2007.

Come noto, ogni regione è obbligata a conseguire degli obiettivi in termini di rapporto tra energia da fonti rinnovabili (FER) e consumo finale lordo (CFL).

L'allegato 1 al d.m. "Burden Sharing" nella traiettoria del CFL prevede una riduzione rilevante – 93 ktep pari al 3,6% – di fabbisogno energetico tra l'anno iniziale di riferimento ed il 2012, per poi stabilizzarsi e crescere costantemente di 4 ktep a biennio. La previsione di CFL al 2020 è pari a 2593 ktep.

Il grafico che segue, derivato dai dati dell'allegato 1 al Decreto burden sharing, mostra sia l'andamento del CFL, che la sua composizione suddivisa in fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili.

Si evidenzia come lo Stato ipotizzi una crescita sostanziale delle FER (elettriche e termiche), che al 2020 dovrebbero raggiungere la quota di 355 ktep.

Va ricordato che le previsioni contenute nel decreto non sono vincolanti per la Regione, che è tenuta a rispettare esclusivamente il valore percentuale complessivo pari al 13,7% al 2020: rimane quindi una certa flessibilità nell'azione regionale, che potrà compensare eventuali ridotti incrementi nello sviluppo di una fonte rinnovabile con superiori incrementi di altre fonti (azioni sul numeratore), ovvero con un maggiore risparmio energetico (azioni sul denominatore).

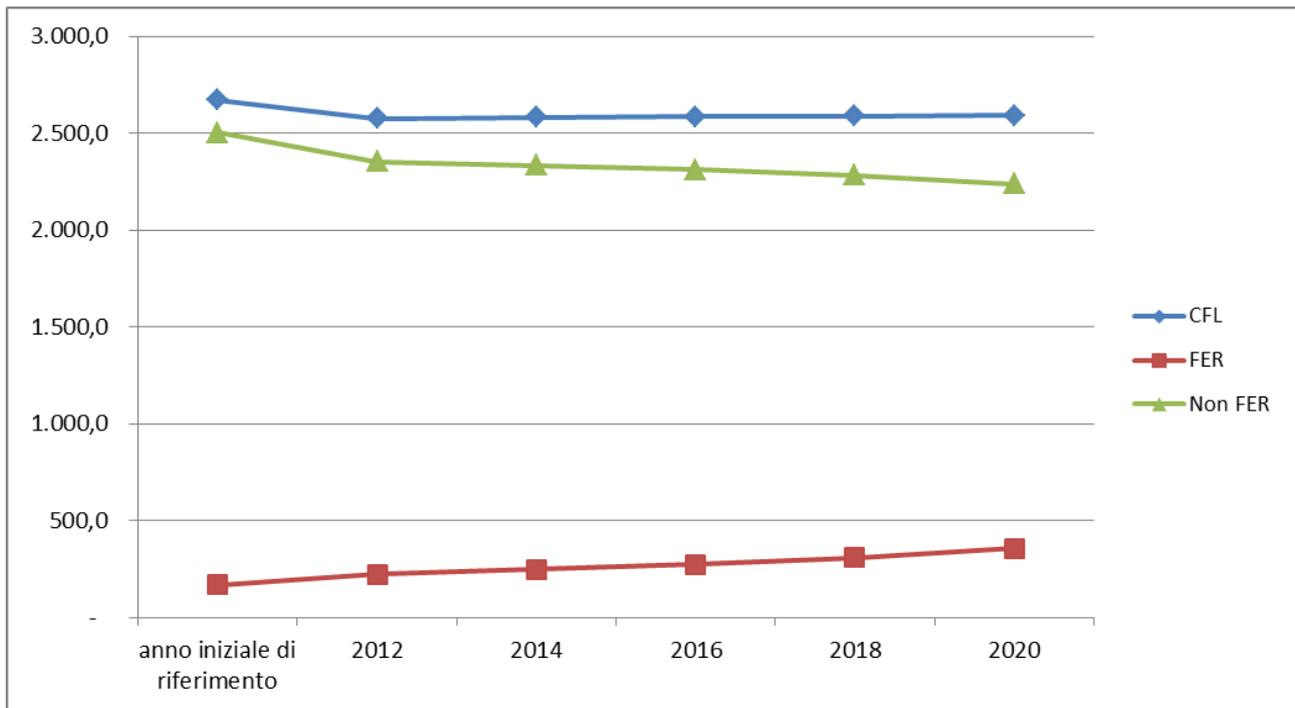


Figura 19: Traiettoria del CFL e sua scomposizione in FER e non FER - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia

La curva relativa alle FER, disaccoppiata in FER termiche e FER elettriche, mostra quale sia lo sforzo richiesto al sistema regione secondo le traiettorie delineate dallo Stato: rispetto all'anno iniziale la produzione di energia termica da FER dovrebbe aumentare del 420%, mentre l'incremento delle FER elettriche dovrebbe attestarsi a +37%.

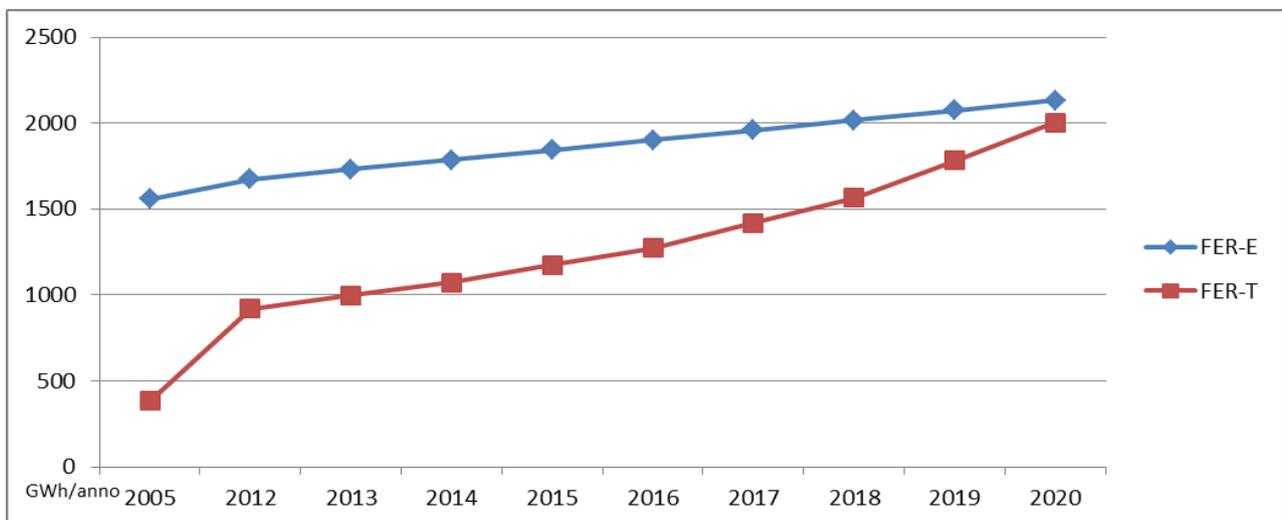


Figura 20: Traiettoria delle FER scomposte in FER termiche ed elettriche - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia

1.2.2 La pianificazione regionale

PIANO ENERGETICO REGIONALE 2004-2009

Il **Piano Energetico Regionale**, approvato con delibera della Giunta Regionale il 21 luglio 2004, è stato lo strumento di indirizzo e programmazione degli interventi in campo energetico, inserito e integrato nei documenti di programmazione economica e finanziaria della Regione, nei Documenti Annuali di Programmazione, nel Piano Regionale di Sviluppo e negli altri Piani regionali settoriali. Il Piano ha analizzato lo scenario internazionale e nazionale e si è concentrato sulla situazione locale articolandosi lungo tre direttrici fondamentali riconducibili:

- allo studio della situazione al 2004, nella quale è stata proposta un'analisi riassuntiva relativa allo scenario energetico attuale con la produzione, i consumi, le esportazioni e la situazione ambientale con riferimento alle emissioni inquinanti degli impianti di produzione esistenti ed attualmente funzionanti;
- alla proiezione energetica, nella quale sono state predisposte proiezioni e analisi riassuntive relative ai trend dei fabbisogni e all'inquinamento previsti;
- alle azioni energetiche che hanno rappresentato la parte propositiva del piano e individuato le azioni da attuare.

Il Piano ha evidenziato come il comparto energetico si caratterizzasse nella fase di redazione da un profondo processo di trasformazione organizzativa, istituzionale, tecnologica e di mercato riconducibile sostanzialmente ai seguenti fattori:

- gli impegni assunti in sede internazionale (Protocollo di Kyoto e più di recente le decisioni dei summit di Marrakech e di Johannesburg) per la riduzione fenomeni di inquinamento ambientale e di riduzione dei gas serra;
- la liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas con il superamento di una configurazione monopolistica risalente a quarant'anni fa, inerente non solo alla produzione, ma anche alle reti di trasporto e di distribuzione dell'energia;
- la nuova configurazione istituzionale conseguente al decentramento amministrativo e le nuove norme di settore in continua evoluzione.

I criteri ispiratori del piano sono stati essenzialmente:

- il tentativo di rappresentare gli elementi conoscitivi fondamentali per definire un quadro di riferimento regionale del settore energetico;
- l'individuazione degli obiettivi strategici e delle linee di indirizzo da perseguire;
- la definizione delle politiche coerenti con gli obiettivi indicati, individuando gli interventi praticabili su entrambi i versanti della domanda e dell'offerta.

Gli obiettivi sono stati distinti su due versanti: quello della domanda e quello dell'offerta.

Per quanto riguarda la domanda il piano puntava a:

- contenere i consumi;
- promuovere l'uso razionale dell'energia.

Per quanto riguarda l'offerta, si è scelta la promozione soprattutto alla diffusione dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile (eolico, idroelettrico, solare termico e fotovoltaico, biomasse e cogenerazione).

Il Piano mostrava come in Umbria il deficit di energia elettrica, che il bilancio elettrico regionale dell'anno 2001 aveva riscontrato, fosse stato poi colmato con l'entrata in funzione della centrale di Pietrafitta.

Il Piano faceva considerazioni anche sui trend futuri prevedendo una crescita dei consumi intorno al 3% l'anno con la conseguenza che il bilancio elettrico regionale, dalla posizione di equilibrio grazie all'impianto di Pietrafitta, alla fine del decennio attuale avrebbe potuto trovarsi nuovamente in deficit rispetto all'incremento previsto della richiesta.

Le azioni che il piano proponeva erano divise in:

1. Interventi sulla domanda:
 - a. risparmio energetico nell'industria:
 1. recupero dei reflui termici industriali,
 2. politiche regionali per la promozione del risparmio energetico nell'industria;
 - b. risparmio energetico nell'edilizia:
 1. certificazione energetica degli edifici,
 2. bioarchitettura;
 - c. efficienza energetica negli usi finali;
 - d. risparmio energetico per la prevenzione dell'inquinamento luminoso nell'illuminazione esterna;
 - e. trasporti;
 - f. risparmio energetico agli utenti finali con l'adozione di tariffe biorarie per famiglie e imprese;
2. Interventi sull'offerta:
 - a. energia idraulica;
 - b. energia solare:
 1. termica,
 2. fotovoltaica;
 - c. energia da biomassa agricolo - forestale;
 - d. energia geotermica;
 - e. energia da rifiuti;
 - f. energia eolica;
 - g. cogenerazione e teleriscaldamento.

Il PER aveva validità quinquennale (2004-2009 – cfr. par. 1.2) e quindi oggi è superato non solo per la sua “naturale” scadenza, ma anche sia per la tumultuosa modifica del contesto normativo e pianificatorio europeo e nazionale, sia per valutazioni di base che si sono rivelate inefficaci e prive di fondamento. Prima tra tutte, l'obiettivo di perseguire e mantenere l'autosufficienza produttiva elettrica non ha senso in un mondo così interconnesso come quello elettrico. In termini di obiettivi di produzione fissati, inoltre, si rileva che le previsioni effettuate sono state tutte sconfessate dai fatti.

La tabella del paragrafo VI.4 – Effetti del Piano riportava difatti valori di incrementi di produzione di energia da FER al 2009 rispetto al 2004 che si sono rivelati errati.

La tabella che segue riporta i dati ipotizzati, per il settore elettrico, in termini di incremento, in termini assoluti e a fronte di tali valore sono riportati i dati effettivi così come riportati da TERNA 2009.

Tabella 3: PER 2004 - confronto tra obiettivi e dati a consuntivo 2009

GWh		TERNA dati 2004	PER 2004		TERNA 2009
			Incremento ipotizzato al 2009	Obiettivo 2009	
fonti rinnovabili	idroelettrico	1633,4	11,8	1645,2	1407,3
	geotermico	0	4,13	4,13	0
	eolico	3,6	600,03	603,63	2,1
	fotovoltaico		1,77	1,77	25,8
	biomasse		142,9	213,9	128,1
	<i>Totale FER- elettriche</i>	<i>1637</i>	<i>760,63</i>	<i>2477,63</i>	<i>1563,3</i>

Si sottolinea che nel 2004 TERNA non rilevava la produzione di energia elettrica da biomassa, ed accorpava il settore eolico e fotovoltaico. Dall'incrocio di dati desunti dal PEAR e dalla Strategia regionale 2011-2013 si evidenzia che tra gli impianti a biomassa già funzionanti nel 2004 esisteva l'impianto TerniENA, con una produzione pari a circa 71 GWh.

Da una lettura complessiva dei dati sopra riportati si evidenzia che:

- ipotizzare incrementi in termini annui di produzione di energia idroelettrica non è corretto, a causa della variabilità della produzione in funzione del regime pluviometrico. Ciò ha portato ad una sovrastima notevole causata dal fatto che il 2004 è risultato uno degli anni di picco nella produzione idroelettrica;
- il fotovoltaico è stato ampiamente sottostimato (-1300%) anche a causa della non prevedibilità della introduzione dei sistemi incentivanti (Conto Energia);
- Il settore biomasse è stato sovrastimato (+40%);
- la fiducia nel settore eolico si è rilevata assolutamente infondata, con una previsione che non ha avuto alcun riscontro.

STRATEGIA REGIONALE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI 2011-2013

La Strategia Regionale per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili è stata approvata dalla Giunta Regionale con D.G.R. n.903 del 29/07/2011 e rappresenta il primo segmento di una nuova politica energetica regionale, limitata alle azioni da mettere in campo nel triennio 2011-2013 per conseguire un significativo incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili. Nella strategia, a valle di una analisi che ha portato ad una migliore conoscenza della situazione e delle tendenze evolutive regionali, sono delineati gli indirizzi di sviluppo, lo scenario attuale e l'insieme degli strumenti operativi a disposizione e delle procedure amministrative.

La Strategia Regionale è il primo tassello nella pianificazione energetica regionale, dopo il **Piano Energetico Regionale** di cui al paragrafo precedente.

I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione

La Strategia Regionale per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili ha fotografato lo stato energetico regionale ed indicato gli obiettivi e le azioni da mettere in campo nel triennio 2011-2013 per conseguire un significativo incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il bilancio presentato è valido e nel presente paragrafo i dati vengono aggiornati al 31/06/2013.

Il Bilancio energetico regionale è di competenza ENEA, che ha modificato rispetto al 2005 la modalità di rilevazione ed analisi per allinearsi alle specifiche Eurostat.

Nella tabella che segue si riportano i dati relativi al 2007.

Si sottolinea che il Consumo finale, paragonabile al CFL, è pari a 2.805 ktep. Depurato della quota elettrica, lo stesso è pari a 2.275 ktep.

Tabella 4: BER 2007

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna	0	-	0	0	501		-	501
Saldo import-export	283	2	1.038	1.323	86		120	2.853
Bunkeraggi internazionali	-	-	8	-	-		-	8
Variazioni delle scorte	0	-	0	-	-		-	0
Disponibilità interna lorda	283	2	1.031	1.323	587	0	120	3.346
Ingressi in trasformazione	253	0	5	493	142		0	893
Centrali elettriche	253	0	5	493	125			876
Cokerie	0	-	-	-	-			0
Raffinerie	-	-	0	-	-			0
Altri impianti	0	-	0,05	-	17			17
Uscite dalla trasformazione	0	0	0	0	0		456	456
Centrali elettriche							456	456
Cokerie	0							0
Raffinerie	-		0	0	-			0
Altri impianti	0		0	0	0			0
Trasferimenti	-91	0	-1	-272	-92		456	0
Energia elettrica	-91	0	-1	-272	-92		456	0
Calore								0
Altro	0		0	0	0			0
Consumi e perdite	0	0	0	20	38		46	103
Disponibilità interna netta	30	2	1.026	810	407	0	530	2.805
Usi non energetici	0	0	0	0	0			0
Consumi finali	30	2	1.026	810	407	0	530	2.805
Industria	30	2	214	451	6		324	1.027
Industria manifatturiera di base	25	1,91	133	370	6		216	752
Industria manifatturiera non di base	5	0	81	81	0		106	272
Trasporti	0	0	708	23	0		6	737
Stradali	-	-	705	23	-		0	728
Altre modalità di trasporto	-	-	3	0	-		6	9
Altri settori	0	-	104	337	401	-	200	
Residenziale	0	0	54	161	401		82	698
Terziario	0	0	11	176	0		109	295
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	0	0	40	0	0		9	49
Produzione di energia elettrica - GWh	1.062	0	12	3.158	1.071			5.303
Produzione di calore - PJ								

Si evidenzia che l'industria è il settore più energivoro (37% del CFL), i settori trasporti e residenziale risultano analoghi – rispettivamente 26% e 25% -, il terziario incide per il 10% ed infine il settore agro-silvo-pastorale incide per il residuo 2%.

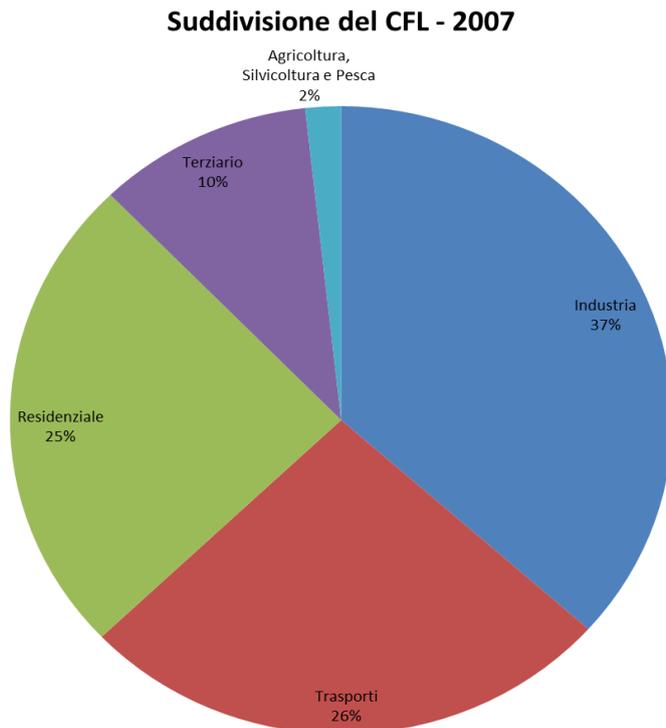


Figura 21: suddivisione del CFL 2007 per macrosettori - dati ENEA elaborazione Servizio Energia

Per quanto riguarda la quota elettrica che concorre al fabbisogno sopra rappresentato, bisogna premettere che l'approvazione della Strategia Regionale è avvenuta precedentemente alla emissione da parte dello Stato delle specifiche tecniche inerenti i fattori di conversione tep/Wh. La Strategia ha utilizzato il principio di sostituzione energetica, mentre a livello nazionale si è deciso di utilizzare il principio di trasformazione. Nella sostanza, il fattore di conversione Wh-tep si riduce di un valore pari a circa la metà.

La Strategia regionale partendo dai dati elettrici 2009, proiettava gli stessi al 31/12/2011 ed infine effettuava una previsione al 2013 in merito alla produzione di energia elettrica da FER. Infine, veniva indicata una traiettoria per raggiungere al 2020 il prevedibile obiettivo che sarebbe stato fissato dallo Stato con l'approvazione del cosiddetto Decreto Burden Sharing.

Tabella 5: FER elettriche - produzione, proiezione e previsione nella Strategia 2011-2013

Fonte energetica	GWh			2009	2011	2013
	Produzione 2009	Proiezione 2011	Previsione 2013	% Fabb. elettrico		
idroelettrico	1407	1407	1427	23,73%	23,73%	24,07%
geotermico	0	0	15	0,00%	0,00%	0,25%
Eolico	2,1	2,1	42,1	0,04%	0,04%	0,71%
fotovoltaico	25,8	210,9	270,9	0,44%	3,56%	4,57%
Biomasse	128,1	128,1	198,1	2,16%	2,16%	3,34%
<i>Incrementi</i>		185,1	205	0,00%	3,12%	3,46%
<i>Totale rinnovabile</i>	1563	1748,1	1953,1	26,37%	29,49%	32,95%
<i>Totale Non rinnovabile</i>	2761,7	2761,7	2761,7	46,59%	46,59%	46,59%
totale prod umbra	4324,7	4509,8	4714,8	73,0%	76,1%	79,53%
Fabbisogno regionale	5928,1	5928,1	5928,1			
Deficit	1603,4	1418,3	1213,3	27,0%	23,9%	20,5%
<i>Crescita delle rinnovabili rispetto al periodo precedente</i>					11,84%	11,73%

La Strategia aveva come obiettivo quindi una produzione di energia elettrica da FER al 2013 pari a 1953,1 GWh.

La traiettoria delineata per il 2020 era la seguente

Tabella 6: FER elettriche - traiettoria ipotizzata 2013-2020 nella Strategia 2011-2013

FER	Anno				
	2013	2015	2017	2019	2020
Idroelettrico	1427	1449	1474	1502	1518
Geotermico	15	32	51	72	83
Eolico	42,1	87,1	137,1	193,1	224
Fotovoltaico	270,9	337,9	412,9	496,9	544
Biomassa	198,1	276,1	364,1	462,1	517
<i>totale</i>	1953,1	2182,1	2439,1	2726,1	2886

Con una traiettoria di tal tipo al 2020 circa il 50% del fabbisogno energetico elettrico sarebbe soddisfatto da fonti rinnovabili.

I dati sopra riportati possono essere aggiornati e confrontati con i dati reali di produzione al 2011, nonché può essere effettuato un confronto con la produzione 2013, disponibile dal mese di luglio 2014 (fonte TERNA).

In una prima fase di elaborazione del presente documento è stata effettuata una proiezione al 2013, utilizzando quali dati di partenza il database GSE – atlasole, relativo agli impianti fotovoltaici installati in Umbria, nonché l'aggiornamento in corso del database regionale Biomassa, oltre che le informazioni statistiche TERNA.

Tabella 7: produzione da FER-E al 2013 – confronto con dati precedenti (Fonte TERNA)

Fonte energetica	GWh						
	Proiezione Strategia 2011	Produzione 2011	Differenze (Prod.-Proiez.)	Previsione Strategia 2013	Proiezione 2013 documento preadottato SEAR	Proiezione 2013 documento preadottato SEAR*	Produzione 2013*
idroelettrico	1407	1579,8	172,8	1427	1579,8	1460	1471,7
geotermico	0	0	0	15	0	0	0
Eolico	2,1	2,4	0,3	42,1	2,4	2,5	2,54
fotovoltaico	210,9	286,1	75,2	270,9	535	535	519,1
Biomasse	128,1	50,1	-78	198,1	160	160	152,8
<i>Totale rinnovabile</i>	1748,1	1918,4	170,3	1953,1	2277,2	2157,5	2146,3

* I dati idroelettrico ed eolico sono normalizzati nel rispetto di quanto disciplinato dal Decreto 28/2011

I dati riportati evidenziano una sottostima sia per il 2011 che per il 2013.

Nel primo caso la sottostima ha interessato la produzione idroelettrica e fotovoltaica, mentre si è assistito ad un sovradimensionamento della biomassa (compensato dal sottodimensionamento del fotovoltaico). La riduzione della produzione elettrica del settore biomassa risentiva sostanzialmente del processo di revamping dell'impianto TerniENA.

Per quanto riguarda il 2013, si sottolinea anzitutto la sovrapposibilità tra i dati di proiezione effettuati nella fase di preadozione del presente documento e i dati reali di produzione, argomento che sarà trattato più

approfonditamente nel prosieguo. Confrontando comunque i dati 2013 (proiettati o reali) con quelli previsti nella precedente Strategia 2011-20132, si evince che il 2013 ha evidenziato una crescita superiore, rispetto a quanto atteso, per il fotovoltaico che ha compensato le sottoproduzioni dei settori eolico, geotermico e ancora biomasse. I primi 2 settori hanno scontato la mancata autorizzazione di diversi impianti eolici e la lunghezza della procedura di VIA per l'impianto sperimentale di Torre Alfina. Per il settore biomassa appare terminato l'effetto di riduzione nella produzione connesso alla fase di revamping dell'impianto TerniENA. I dati del settore biomassa derivano dalla rilevazione puntuale degli impianti autorizzati ed in esercizio di potenza superiore a 50 kW effettuata dal servizio Energia, scomputata delle potenze autorizzate per gli impianti a bioliquidi che per la maggior parte non sono in funzione a causa dell'elevato costo del combustibile.

Il settore energia non elettrica da FER, calore, era un dato non noto.

La Strategia 2011-2013 considerava come dato utile l'ultima rilevazione ENEA – 23 ktep. Lo Stato ha considerato nella valutazione del Burden Sharing un dato pari a 33 ktep all'anno iniziale.

NI 2012 da analisi a livello nazionale è stato possibile individuare dei valori indicativi per ognuno dei 9 temi statistici che concorrono alla voce FER termiche. Tali valutazione sono effettuate spesso mediante correlazioni statistiche, nonché analisi di settore.

Rispetto al dato considerato quale dato iniziale (2005) nel decreto Burden Sharing (33 ktep) la situazione al 2011 appariva ben più rosea, con una stima pari a 131,2 ktep.

Tabella 8: la stima della produzione di FER-T al 2011 (ktep)

	2011
Energia geotermica	0
Solare termica	2
Frazione rinnovabile rifiuti	1
Biomasse solide residenziale	106
Carbone vegetale	2
Biomasse solide non residenziale	0
Bioliquidi	0
Biogas	0
Pompe di calore	20
Calore derivato rinnovabile – CHP	0,2
Calore derivato rinnovabile - Only heat	0
totale FER-t	131,2

A seguire dei sintetici report riguardanti l'analisi dei dati TERNA aggiornati al 2013 sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché le Fonti Energetiche Rinnovabili.

Fer: biomassa

La risorsa energetica biomassa rappresenta una delle fonti più invisa alla popolazione, per timore di impatti sulla qualità dell'aria, per l'immissione di sostanze climalteranti ed inquinanti, impatti sul paesaggio, per la necessità comunque di realizzare opere antropiche (digestori anaerobici, siti industriali per il trattamento e combustione della biomassa solida, ...), ed infine per timori connessi al potenziale contrasto produzione cibo/energia (noto in letteratura coi termini anglofoni *food-energy crop*. Spesso, nella letteratura americana, si parla di *food-fuel competition*, ma in Italia tale competizione ha una dimensione assolutamente trascurabile).

D'altro canto le potenzialità di crescita del settore, la intrinseca capacità della tecnologia (biogas) di risolvere alcuni problemi di gestione dei sottoprodotti (sanse, effluenti zootecnici, scarti alimentari), il fatto che a differenza di altre fonti rinnovabili si tratti di una fonte programmabile, e, non ultimo, la intrinseca

caratteristica di produrre calore ed energia elettrica, sono tutte caratteristiche che dimostrano l'assoluta necessità di non vietare l'ulteriore sfruttamento di questa risorsa.

Il settore agricolo, principale produttore della risorsa primaria, inoltre, ha dimostrato e dimostra ancora un notevole interesse per questa forma di energia. Ad esempio, il bando di evidenza pubblica di cui alla D.D. 11 dicembre 2012, n. 10047 (Programma di Sviluppo Rurale per l'Umbria 2007/2013 - Asse 3. Misura 311 - Azione a) - Tipologia 2 e 3 - Azione c)), pubblicato sul BUR dl 19/12/2012 che riguardava anche lo sviluppo dello sfruttamento delle energie ha riscosso interesse tale da ricevere più di 60 domanda per la realizzazione di impianti a biomassa, di potenza compresa tra 20 e 600 kW, per una potenza totale superiore a 3600 kW. Gli interventi finanziati riguardano 35 impianti: 17 a biomassa solida e 18 a biogas, per una potenza cumulativa dichiarata superiore a 2,6 MW.

La Regione ha inoltre firmato una convenzione con il CRB, consorzio interuniversitario oggi affluito nel CIRIAF, per lo studio della potenzialità della risorsa in Umbria con particolare riferimento alla valutazione della produzione di biomasse agricole-forestali potenzialmente utilizzabili, della stima delle quantità di sottoprodotti quali ad esempio sottoprodotti della trasformazione delle olive, dell'uva, della frutta e degli ortaggi, della lavorazione dei cereali, di frutti e semi oleosi, dell'industria della panificazione, della pasta alimentare e dell'industria dolciaria.

Da tale analisi, tra l'altro, emerge chiara la potenzialità del settore che mostrerebbe margini di crescita estremamente interessanti, non solo al fine di raggiungere gli obiettivi di cui al Burden Sharing, ma anche al fine di trasformare la gestione dei sottoprodotti da problema a risorsa, nonché al fine di rendere la comunità regionale sempre più indipendente dalle fonti fossili, non solo per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, ma anche di calore.

In estrema sintesi, la disponibilità di ulteriore biomassa agricola-forestale utilizzabile a fini energetici in Umbria assomma ad un totale medio, in termini di tonnellate di sostanza secca, pari a 600.000 tonnellate, e comunque un valore compreso tra 430.000 e 780.000 tonnellate.

Anche le altre tipologie di biomassa (sottoprodotti) utilizzabili raggiungono quantità interessanti.

Fer: eolico

Anche la risorsa eolica è normalmente invisibile alla popolazione, soprattutto per un ipotetico (e assolutamente relativo) *vulnus visivo*, nella convinzione, sicuramente discutibile, secondo la quale "se una cosa si vede, è brutta".

D'altro canto la risorsa eolica, pur se è caratterizzata dalla non programmabilità della stessa, può rivestire un interessante ruolo nel panorama energetico regionale, senza chiaramente raggiungere, almeno nel breve-medio termine, la dimensione in termini di producibilità dell'idroelettrico.

Così come per la biomassa, è in corso di esecuzione una convenzione con il CIRIAF per lo studio delle potenzialità dell'eolico sulla regione Umbria, studio a valle del quale potranno essere prese scelte scientificamente ed ambientalmente più corrette.

In breve, sulla base di una prima modellazione, le aree suscettibili di campi di vento adatto al grande eolico ed al piccolo eolico interessano rispettivamente il 12,8% e il 3,7% della superficie regionale (1092,5 km² e 320,51 km²). La differenza è legata al fatto che il modello valuta la velocità del vento a 50 m rispetto al suolo. Il grande eolico è tipicamente più alto, quindi la soglia di fattibilità è fissata in 5 m/s, il piccolo è più basso dei 50 m, e quindi è stata impostata una soglia di 6 m/s.

Intersecando tali aree con i vincoli (all.C r.r.7/2011) risulta una drastica riduzione dei siti idonei, per entrambi i casi stimabile dell'ordine dell'80%.

A livello nazionale si sottolinea la sostanziale *grid-parity* del settore del grande eolico.

Fer: Idroelettrico

La risorsa idrica, storicamente sfruttata, ha piccoli margini di crescita intesa come nuove derivazioni, anche se possono essere intraprese azioni di efficientamento delle opere esistenti, nonché possono essere sfruttati a fini energetici variazioni di pressione nelle condotte idriche.

Anche piccoli incrementi di efficienza dell'attuale parco idroelettrico installato possono comunque avere significativi riflessi sulla produttività, tenuto conto dell'elevata incidenza del settore idroelettrico nella

composizione della produzione: un incremento dell'1% in termini di efficienza si tradurrebbe in un incremento di produzione annua dell'ordine di 14 GWh, circa pari al 10% della produzione 2013 di energia elettrica da biomassa (160 GWh), e circa pari al 35% della attuale potenzialità dell'intero settore geotermico.

Fer: Geotermia

La fonte geotermica può essere utilizzata sia per la produzione di energia elettrica (geotermoelettrico) nel caso di sfruttamento di una sorgente caratterizzata da alte temperature (superiori a 130°C-150°C), tipicamente allo stato gassoso, sia per la produzione di energia termica, accoppiata con pompe di calore (geotermia a bassa entalpia), tipicamente con sorgente allo stato liquido.

Il settore termico non ha ancora avuto lo sviluppo che merita, e sconta una certa difficoltà nelle procedure autorizzative.

La Regione Umbria, al fine di aumentare la conoscenza nel settore geotermico e conseguentemente sensibilizzare i tecnici e gli operatori del settore, ha compiuto un notevole sforzo per studiare le potenzialità geotermiche del territorio regionale. Tale studio, realizzato in collaborazione tra Regione Umbria e i Dipartimenti di Scienze della Terra delle Università di Perugia e Pisa, ha tentato di valutare il potenziale geotermico a scala regionale. Il progetto è stato quindi sviluppato con la finalità essenziale di fornire ai potenziali utenti, pubblici e privati (enti e agenzie locali, regionali e nazionali; imprese e studi professionali) un quadro per quanto possibile completo ed aggiornato di conoscenze sul tema geotermico in Umbria, che facilitasse l'elaborazione di concrete proposte progettuali, sia per l'utilizzo delle risorse geotermiche, sia per scopi prettamente termali.

La prima parte del progetto è stata dedicata alla caratterizzazione geologica, idrogeologica e idrogeochimica degli acquiferi del settore occidentale della regione Umbria e delle aree limitrofe (Toscana orientale e Lazio settentrionale) e al censimento e alla caratterizzazione delle sorgenti termali nell'intero territorio regionale umbro.

Nella seconda fase del progetto sono stati presi in considerazione alcuni casi di studio, ritenuti particolarmente significativi e rappresentativi della regione analizzata. Sono state individuate quattro aree di interesse: Torre Alfina – Fonti di Tiberio, Parrano; Tavernelle e l'alta valle del Tevere (Umbertide). Per queste strutture sono stati costruiti modelli geotermici di dettaglio, basati sull'integrazione di tutti i dati disponibili, elaborati con procedure e software appropriati ed aggiornati.

Sulla base dei dati geologici, geochimici e geofisici disponibili e dei risultati delle modellazioni numeriche, è stata svolta una valutazione preliminare del potenziale geotermico teorico delle aree di maggior interesse.

Le aree che hanno mostrato le maggiori potenzialità geotermiche e dove la coltivazione della risorsa per fini geotermoelettrici potrebbe essere economicamente sostenibile, sono il campo di Torre Alfina e il vicino sistema termale di Castel Viscardo, per i quali la valutazione del potenziale geotermico si attesta rispettivamente sui 65 MWe 25 MWe elettrici.

Le aree di Umbertide e Tavernelle hanno mostrato valori preliminari del potenziale geotermico molto interessanti (20 e 45 MWe), anche se si tratta di aree per le quali sono necessari ulteriori studi di approfondimento.

Per il sistema di Parrano dati geologici, quelli geochimici e i risultati delle simulazioni numeriche non hanno evidenziato potenzialità geotermiche idonee alla produzione di energia elettrica, tuttavia la valutazione del potenziale geotermico utilizzabile per usi diretti risulta molto interessante e si attesta sui 180 MWt.

La valutazione preliminare del potenziale geotermoelettrico di tutta la Regione Umbria si attesta attorno ai 155 MWe, mentre il potenziale geotermico per quanto riguarda gli usi diretti del calore geotermico è sicuramente molto superiore ed è pari ad almeno 3,52 GWt.

Lo studio si conclude con l'elaborazione di due mappe di sintesi:

- La carta del potenziale geotermico delle aree modellate permette di dividere il territorio regionale in base al tipo di serbatoio carbonatico (toscano ad ovest ed umbro ad est), indica dove possibile le profondità a cui si trova e i valori di temperatura al tetto e al letto di esso ed evidenzia, tramite grafici, il potenziale geotermico delle aree modellate.
- La carta delle zone di interesse geotermico mostra le aree che per le loro caratteristiche possono contenere obiettivi geotermici (target) e nelle quali è auspicabile sviluppare ulteriori ricerche.

Infine, considerando i potenziali target di esplorazione geotermica individuati e le temperature attese nei serbatoi carbonatici a profondità minori di 3000 m, è stato fatto un tentativo di estrema sintesi cartografica elaborando una carta della zonazione geotermica dell'Umbria. Sono state individuate quattro zone, che procedendo da ovest verso est presentano temperature maggiori di 130 °C, temperature comprese tra 90 e 130 °C, temperature comprese tra 40 e 90 °C e temperature minori di 40 °C.

Fer: Fotovoltaico – solare

L'energia solare, fonte antropologicamente illimitata ed estremamente diffusa, ma a bassa densità, ha visto crescere la propria importanza, da un punto di vista della generazione elettrica, nell'ultimo quinquennio fino ad arrivare ad essere la seconda fonte energetica elettrica nel panorama energetico umbro.

Come evidenziato nei paragrafi precedenti, da una quota irrisoria di produzione nel 2006 (stimabile in 1,2 GWh) oggi ci si è attestati su di un valore stimabile in 535 GWh. Da giugno 2013 non è più prevista alcuna forma di incentivazione per il fotovoltaico ma da analisi macroeconomiche si ritiene che il fotovoltaico nazionale continuerà comunque a crescere, seppur più lentamente rispetto al passato. Dal 2014 si ipotizza una crescita di 900 MW/anno (-74% rispetto al 2012) che interesserà soprattutto il residenziale (50%), gli impianti industriali (40%) e solo una quota limitata per le grandi installazioni.

Non è da disprezzare però anche il contributo del solare termico: i classici pannelli solari per l'acqua calda sanitaria sono difatti interventi poco costosi, incentivati al 40% dal cosiddetto Conto Termico, e che possono creare una interessante filiera economica-occupazionale, oltre che possono concorrere all'incremento della quota delle FER termiche.

Ancora, tra le tecnologie di sfruttamento dell'energia solare è da rammentare la tecnologia solare termodinamica anche detta a concentrazione solare.

Tale tecnologia della concentrazione solare (o Concentrating Solar Power - CSP) consiste nel concentrare la radiazione solare su un fluido e quindi riscaldare tale fluido a temperature elevate. Tale fluido si comporta da vettore termico, e attraverso una serie di scambiatori di calore fa evaporare un secondo fluido che viene inviato in turbina al fine di trasformare l'energia meccanica (precedentemente termica) in energia elettrica. Tale tecnologia può essere ibridizzata in un ciclo combinato con un combustore, cioè utilizzando la stessa turbina il vapore può provenire dall'impianto solare termodinamico oppure da un ciclo di combustione, anche da FER.

Secondo la geometria e la disposizione del concentratore rispetto al ricevitore, si distinguono i seguenti sistemi a concentrazione solare – solare termodinamico:

- Collettori parabolici lineari;
- Collettori lineari Fresnel;
- Sistemi a torre con ricevitore centrale;
- Collettori a disco parabolico.

La possibilità di modulare l'erogazione dell'energia raccolta è una particolare caratteristica di tale tecnologia, che la distingue e la rende particolarmente vantaggiosa rispetto ad altre energie rinnovabili che non sono programmabili, quali il fotovoltaico o l'eolico, ed in misura minore l'idroelettrico. Le aree compatibili per la realizzazione di impianti a concentrazione devono inoltre presentare peculiarità territoriali e climatiche, prima fra tutte una irradiazione solare elevata. La parte meridionale dell'Europa, cioè Spagna meridionale, Italia meridionale, Grecia, l'Africa del Nord, il Medio Oriente, la Cina e l'Australia sono zone adatte per un funzionamento ottimale di queste centrali.

Ancorché l'Umbria si trovi al limite tecnico per il funzionamento di tali impianti, sulla nostra Regione insiste un importante centro di ricerca – polo industriale - *Archimede Solar Energy s.r.l.* all'avanguardia nella tecnologia del solare a concentrazione a collettori parabolici lineari. Tale società è l'unico produttore al mondo di tubi ricevitori solari commercialmente disponibili per centrali termodinamiche, con tecnologia parabolico lineare. Il Collettore Parabolico Lineare è costituito da file di specchi a forma parabolica che concentrano i raggi del sole su tubi ricevitori, sviluppati linearmente e posizionati nel suo fuoco. Concentratore e ricevitore costituiscono il collettore solare, dotato di un sistema di tracking che gli consente di inseguire il moto apparente del sole.

Altra caratteristica interessante della tecnologia sviluppata in Umbria è l'utilizzo di sali fusi (tipicamente nitrati di sodio e potassio) quale vettore termico in luogo degli oli minerali diatermici. Tali oli raggiungono temperature dell'ordine dei 400°, ma risultano essere potenzialmente inquinanti ed altamente infiammabili. I sali fusi, invece, raggiungono temperature superiori a 550°C, non sono infiammabili e non sono inquinanti.

Un impianto di tal genere, dimostrativo, è stato approvato e finanziato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dalla Regione Umbria, a seguito della Deliberazione di Giunta Regionale n.1655 del 19/12/2012 con la quale è stato sancito un protocollo di collaborazione tra Regione Umbria, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Archimede Solar Energy inerente la realizzazione dell'impianto solare termodinamico sperimentale dimostrativo nel territorio della regione Umbria. La centrale dimostrativa, realizzata nel comune di Massa Martana, ha una potenza elettrica di 350 kW, con una produzione elettrica netta annua oggi pari a 275 MWh, utilizza 6 collettori e sviluppa una lunghezza di 600 m, con una area captante pari a 3400 m² circa.

1.2.3 L'aggiornamento dati di produzione elettrica 2013 in Umbria.

Nel mese di Luglio 2014 TERNA ha pubblicato le statistiche regionali 2013.

La produzione di energia elettrica nel 2013, così come indicato da TERNA nel tema statistico *L'elettricità nelle regioni* in Umbria ed in Italia nel 2013 è riportato sinteticamente nella tabella che segue:

Tabella 9: Produzione di energia elettrica nel 2013 - Fonte TERNA

Anno 2013		GWh		%		% fabbisogno umbro
		Umbria	Italia	Umbria	Italia	
termoelettrico tradizionale	solidi	777,4	175896,7	21,79%	60,70%	14,71%
	gas naturale					
	petroliferi					
	altro					
	<i>sub-totale</i>	<i>777,4</i>	<i>175896,7</i>	<i>21,79%</i>	<i>60,70%</i>	<i>14,71%</i>
fonti rinnovabili	idroelettrico	2116	54671,6	59,30%	18,87%	40,04%
	geotermico	0	5659,2	0,00%	1,95%	0,00%
	eolico	2,7	14897	0,08%	5,14%	0,05%
	fotovoltaico	519,1	21588,6	14,55%	7,45%	9,82%
	biomasse	152,8	17090,1	4%	5,90%	2,89%
	<i>sub-totale</i>	<i>2790,6</i>	<i>113906,5</i>	<i>78%</i>	<i>39%</i>	<i>53%</i>
Totale		3568	289803,2	100%	100%	68%

L'energia elettrica prodotta in Umbria nel 2013 è stata pari a 3.568 GWh, a fronte di un consumo totale pari a 5.285 GWh, quindi con un deficit di produzione di 1.717 GWh.

Il 78% della produzione interna è da ascrivere al settore rinnovabile, ove l'idroelettrico rappresenta sempre la quota maggiore (59,3% a fronte di un dato nazionale del 18,87%) con una produzione di 2.116 GWh, e si conferma la grande crescita del fotovoltaico che in pochi anni è divenuto la seconda fonte per importanza (519,1 GWh – 14,55%). Quindi segue la biomassa che con 152,8 GWh ha superato il massimo di produzione che si era registrato nel 2007 (145,1 GWh) e che nel triennio 2010-2012 aveva subito una forte diminuzione a causa degli interventi di revamping prima citati.

La produzione interna da fonte fossile nel 2013 risulta $\frac{1}{4}$ della produzione da rinnovabile, di poco superiore alla somma dell'energia prodotta fonte fotovoltaica e biomassa.

Risulta inoltre interessante notare come la produzione di energia da fonte rinnovabile costituisce comunque il 53% del consumo totale umbro, mentre a livello nazionale tale valore è nettamente inferiore (39%). Ciò è inoltre ancor più notevole se si tiene in considerazione la realtà produttiva umbra, fortemente energivora.

È infine utile analizzare l'evoluzione del trend evolutivo della produzione e del consumo elettrico dal 1997 al 2013, così come mostrato nel grafico che segue.

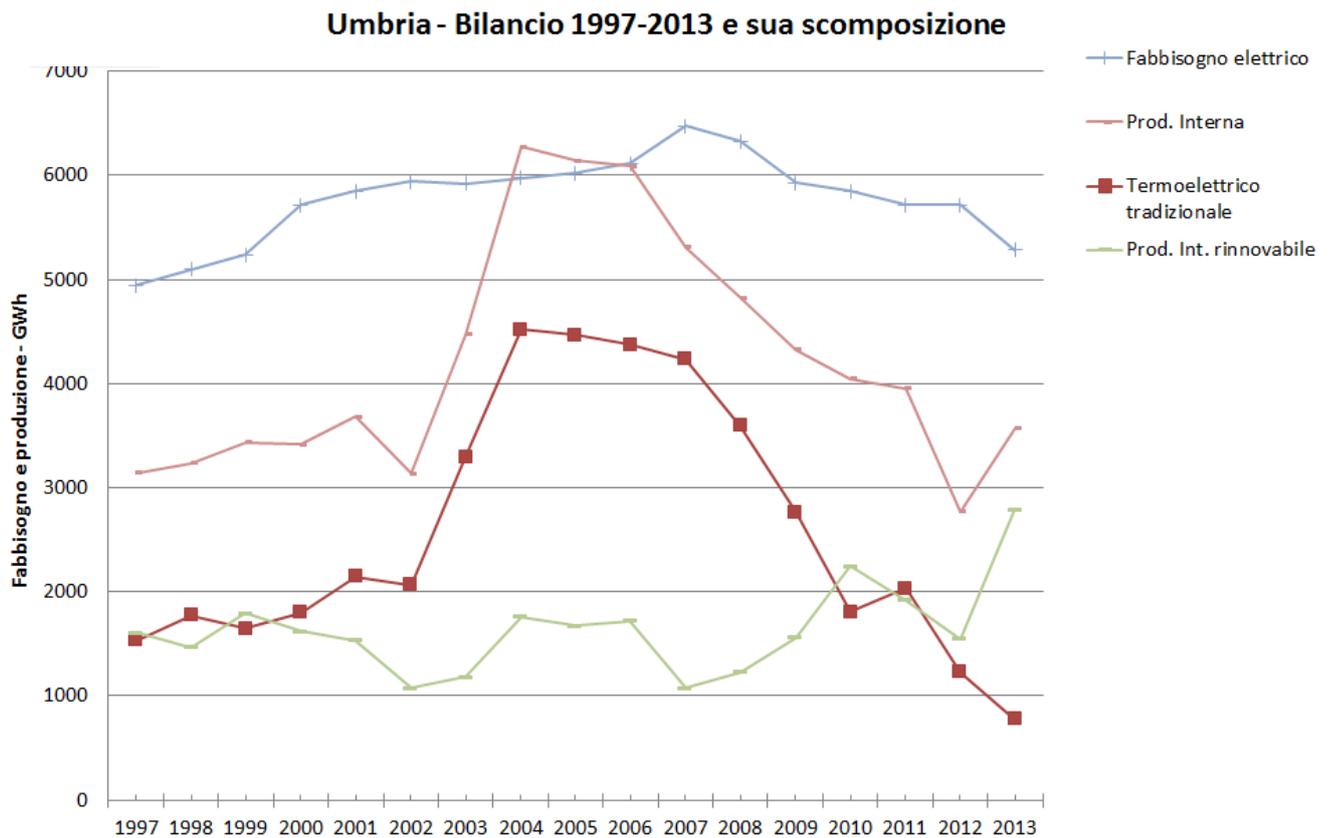


Figura 22: Andamento della produzione e del consumo elettrico nel periodo 1997 - 2013

Mentre il trend del consumo risulta crescente fino al 2007, per poi iniziare a calare seguendo così il trend economico degli ultimi anni caratterizzata da crisi e riduzione della produzione e dei consumi (raggiungendo nel 2013 il valore toccato nel 1999), il trend di produzione di energia elettrica evidenzia 3 fasi distinte:

1. Dal 1997 al 2002, periodo caratterizzato da una produzione da termoelettrico tradizionale paragonabile a quella da fonte rinnovabile;
2. Dal 2002 al 2007, periodo caratterizzato dalla messa in funzione a pieno regime della centrale termoelettrica di Pietrafitta e notevole incremento di produzione da termoelettrico (con picchi superiori a 4.000 GWh nel periodo 2004-2007), e produzione di energia elettrica pari (e addirittura lievemente superiore) al fabbisogno;
3. Dal 2007 al 2013: drastico calo della produzione da termoelettrico tradizionale fossile, che già nel 2012 raggiunge valori inferiori al minimo precedente del 1997, e superamento della produzione da fonte rinnovabile rispetto alla fossile.

Si evidenzia che il dato puntuale del 2013 mostra come la produzione da fonte rinnovabile sia 4 volte superiore alla produzione da fonte fossile, e da sola rappresenti il 78 % della produzione umbra ed il **53 % del fabbisogno regionale**.

Tale dato è chiaramente fortemente influenzato dalla notevole produzione idroelettrica, che risulta essere la massima produzione almeno degli ultimi 17 anni (periodo di disponibilità dei dati). Tale incremento di produzione è dovuta al particolarissimo regime pluviometrico che si è avuto nel 2013. La produzione idroelettrica 2013 è stata addirittura superiore del 43% della produzione media degli ultimi 17 anni.

Ai fini della pianificazione, di contro, i dati di produzione da fonte rinnovabile per l'eolico e l'idroelettrico devono essere normalizzati ai sensi del D. Lgs.28/2011.

La figura che segue mostra il bilancio 1997-2013, con i dati normalizzati secondo la norma citata.

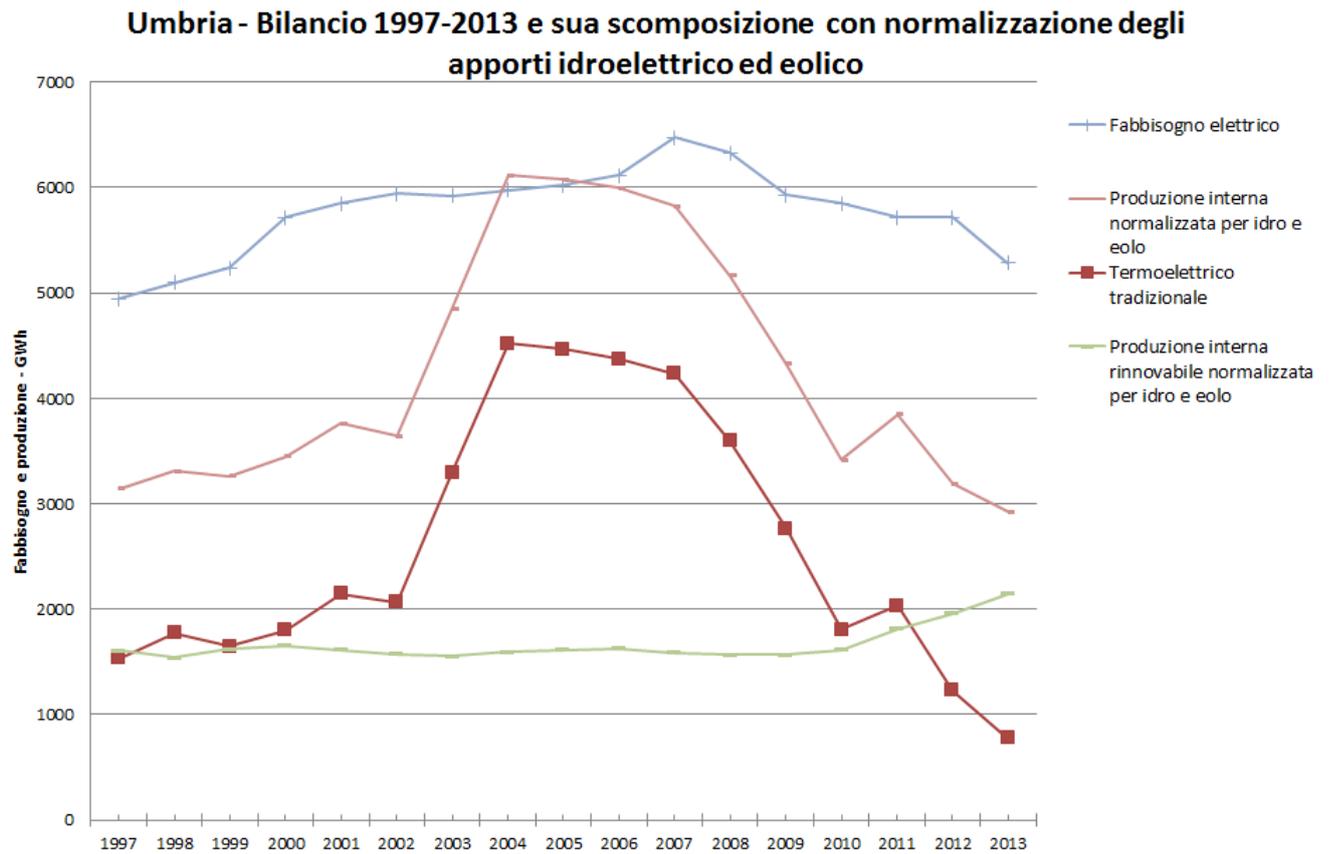


Figura 23: Bilancio 1997-2013 con normalizzazione della fonte rinnovabile

Il trend prima rappresentato viene confermato anche in tale caso, e la formula di normalizzazione ha un evidente effetto di smoothing sulla componente rinnovabile.

I grafici che seguono mostrano la composizione della produzione da fonte rinnovabile e la sua evoluzione nel tempo.

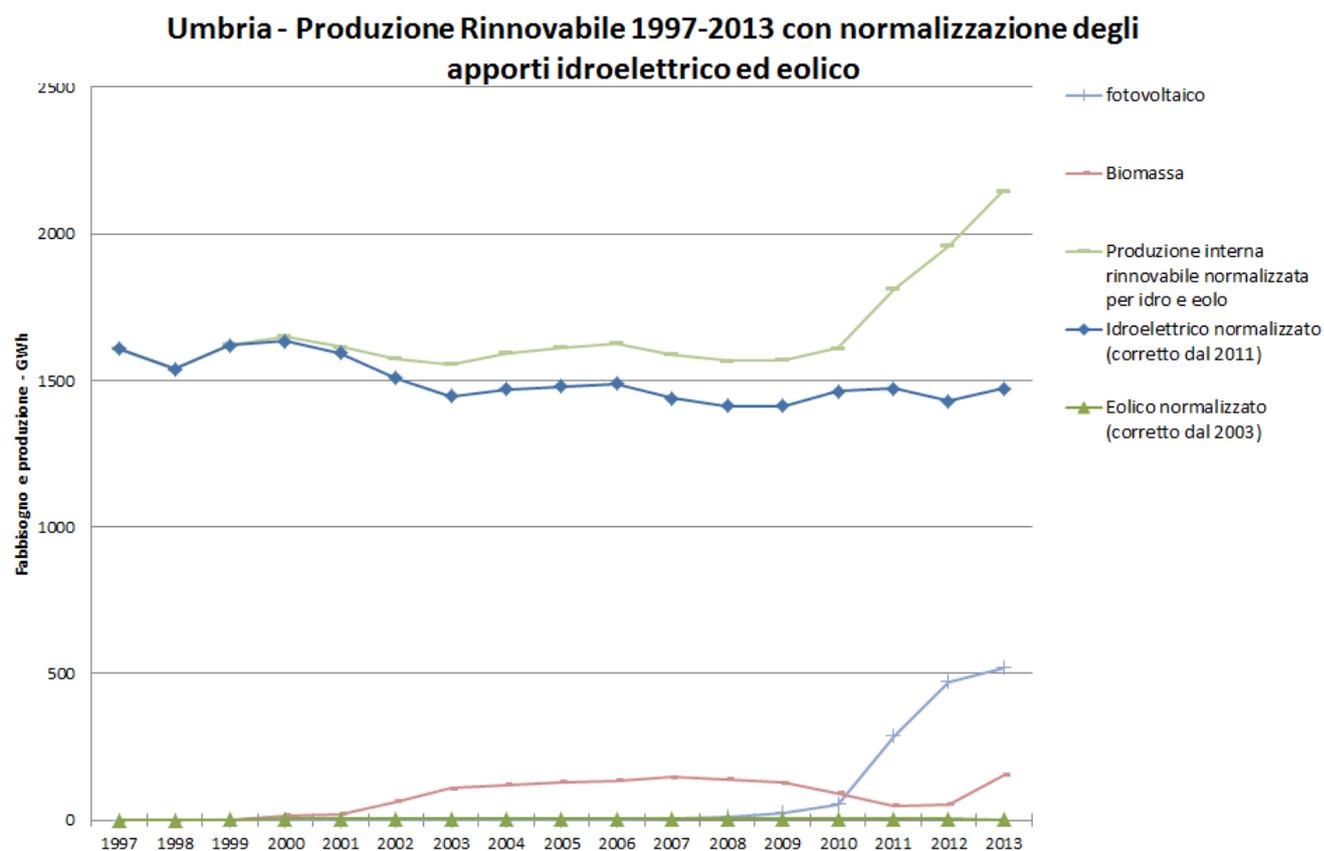


Figura 24: Bilancio 1997-2013 normalizzato della sola produzione elettrica rinnovabile

Come già anticipato, appare opportuno confrontare il dato di produzione effettivo con i dati di previsione al 2013 riportati alla Tabella 7.

Si sottolinea fin d'ora che la proiezione al 2013 di cui alla tabella 6 è stata effettuata sia in termini assoluti (6° colonna) che tenendo conto della normalizzazione statistica per la produzione da sorgente idroelettrica ed eolica (7° colonna), così come disciplinato, tra l'altro, all'allegato I del D. Lgs. 28/2011, in forza dell'art.3 comma 4.

Nella sostanza l'art.3 del citato D.Lgs. 28/2011 indica l'obiettivo nazionale di burden sharing, e per lo stesso l'Allegato citato esplicita le modalità di calcolo degli obiettivi.

L'elettricità da energia idraulica ed energia eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione definita al paragrafo 3 (par.1, p.to 5).

Il paragrafo 3 individua in 15 anni il lasso di tempo su cui valutare la media normalizzata della produzione per il settore idroelettrico, mentre il settore eolico valuta la media su un periodo massimo pari a 4 anni.

Andando a valutare quindi i contributi delle varie fonti, e normalizzando le stesse su un arco temporale di 15 anni nel rispetto della norma citata per le fonti idroelettrica e 4 anni per la eolica, il dato di produzione (normalizzato) al 2013, risulta molto simile alla proiezione 2013 effettuata.

La tabella che segue raffronta i dati, suddivisi per fonte, della proiezione 2013 con i dati a consuntivo 2013.

Tabella 10: Annualità 2013: confronto tra dato proiettato, puntuale e normalizzato

Fonte energetica	Proiezione 2013	Produzione 2013	Produzione 2013 "normalizzata"			
			GWh	GWh	GWh	Δ
Idroelettrico	1460	2116	1471,7	-11,7	-0,79%	-0,545%
geotermico	0	0	0			
Eolico	2,5	2,7	2,54	-0,04	-1,57%	-0,002%
fotovoltaico	535	519,1	519,1	15,9	3,06%	0,741%
Biomasse	160	152,8	152,8	7,2	4,71%	0,335%
Totale rinnovabile	2157,5	2790,6	2146,3	11,36	0,53%	0,529%

Lo scostamento massimo in termini assoluti si ritrova sul fotovoltaico (519,1 GWh di produzione effettiva a fronte di 535 GWh ipotizzati), seguito dall'idroelettrico (1471,7 GWh di produzione normalizzata a fronte di una stima di 1460 GWh), quindi le biomasse, sovrastimate di 7,2 GWh ed infine l'eolico, sottostimato di 0,04 GWh. A livello settoriale, lo scostamento massimo è da ascrivere alle biomasse (+4,71%), e quello minimo all'idroelettrico (-0,79%). Andando a confrontare invece l'errore con la produzione totale normalizzata, lo scostamento si mantiene sempre inferiore all'1%.

La presentazione dei dati riportati non può non sottolineare comunque che la previsione della Strategia regionale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 2011-2013 di cui al paragrafo precedente di raggiungere una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al 50% del fabbisogno regionale si è già avverata in termini puntuali (2790 GWh da fonti rinnovabili su 5.285 GWh di fabbisogno: 53%). Non si può dire lo stesso della produzione normalizzata (2146 GWh).

1.2.4 L'aggiornamento dati al 2014

Nel mese di Agosto 2015 il ministero dello Sviluppo Economico, Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche ha presentato e pubblicato la relazione *La situazione energetica nazionale nel 2014*.

Tale relazione è un documento di natura consuntiva nel quale viene descritto sinteticamente l'andamento del settore energetico relativo alla annualità 2014.

Tale documento risulta fondamentale per avere una visione nazionale e sovranazionale della realtà energetica, in continuità con i dati che sono stati oggetto di analisi al paragrafo 1.1- *Il contesto internazionale, europeo e nazionale*. Inoltre lo stesso documento tiene conto delle ultimissime rilevazioni statistiche che hanno modificato nella sostanza le informazioni precedentemente a disposizione, ed infine traccia un quadro estremamente interessante in merito al cd. *Burden Sharing* ed ai risultati finora raggiunti. Il documento risulta di grande interesse anche per le diverse fonti dati utilizzate (MISE, Terna, GSE, ISTAT, ENEA) che sono messe in relazione in maniera ragionata.

Il quadro che si legge può essere definito come sbalorditivo.

La transizione energetica nazionale ha compiuto passi da gigante: tanto per dare alcuni dati indicativi, nel 2014 più del 20% dell'energia primaria richiesta è rappresentata dalle FER, ed il 43% della produzione nazionale lorda di energia elettrica proviene da FER.

Ciò vuol dire che l'obiettivo di avere un sistema meno dipendente dalle fonti estere (fossili), basato sempre più sulle fonti a basso contenuto di carbonio, e sempre più efficiente si sta avverando con una velocità che non era ipotizzabile.

Nei paragrafi che seguono vengono presentati i dati desunti dal documento di Agosto 2015 e anche dal rapporto ISTAT-ENEA riferito all'anno 2013 *I consumi energetici delle famiglie*, reso pubblico in contemporanea con il documento *La situazione energetica nazionale nel 2014*.

LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2014

Come anticipato, il quadro nazionale è inatteso e assolutamente rispettoso, con anni di anticipo, della road map ipotizzata e disegnata dalla UE.

Interessante il disaccoppiamento tra il fabbisogno energetico ed il PIL: a fronte di una riduzione del PIL pari a -0,4%, si assiste ad una riduzione del fabbisogno energetico del 3,8% (raggiungendo così il valore minimo degli ultimi 18 anni). Ciò si spiega sia con una ricomposizione tra i settori produttivi, sia con un incremento dell'efficienza energetica, dimostrato da un calo dell'intensità energetica complessiva, così come riassunto dall'incremento dell'indice sintetico di misurazione dell'efficienza energetica – ODEX – per l'economia italiana, indice che è migliorato del 13,4% rispetto al 1990.

Si è assistito ad una contrazione degli usi energetici (-4,6% degli usi finali di energia) in tutti i settori, particolarmente acuta nel settore terziario (famiglie, servizi pubblici e privati).

Dalla relazione si legge testualmente che *La contrazione degli usi energetici e il concomitante sviluppo delle rinnovabili nei diversi comparti energetici (elettrico, termico e trasporti) ha contribuito a far raggiungere all'Italia già nel 2013 gli obiettivi europei previsti per il 2020 (con un'incidenza delle fonti rinnovabili sui consumi finali lordi pari al 16,7%, solo tre decimi di punto al di sotto del target europeo)* (pag. 7).

Risulta inoltre interessante la conferma, a livello Ministeriale, in merito alla difficoltà intrinseca di valutare in maniera compiuta il Consumo Finale Lordo e le fonti di energia rinnovabili.

In definitiva, i sistemi di contabilizzazione statistica dell'energia da fonti rinnovabili sono disciplinati da Eurostat. Rispetto a tali metodologie, però, sia le procedure di calcolo fissate per il monitoraggio degli obiettivi energetici europei, sia le metodologie su cui si basa il Bilancio Energetico Italiano e regionale seguono convenzioni differenti.

Le unità di misura di riferimento sono sostanzialmente tre:

- il CFL - Consumo Finale Lordo – che è la grandezza di riferimento per la direttiva Fonti Rinnovabili (2009/28/CE),
- il CIL – Consumo Interno Lordo – che rappresenta il fabbisogno complessivo nazionale di prodotti energetici definito anche come domanda di energia primaria,
- gli impieghi finali che rappresentano i prodotti energetici effettivamente utilizzati, al netto delle perdite di trasformazione.

In definitiva, vi sono scostamenti tra CFL, Impieghi finali e consumo interno lordo, pur essendo misure che rappresentano concettualmente la stessa grandezza, e anche il dimensionamento delle FER subisce vistose modifiche a seconda della metodologia utilizzata.

La tabella sottostante mostra la serie storica del Consumo Interno Lordo, del CFL e degli Impieghi finali (in Mtep) nel periodo 1998-2014.

Tabella 11: trend del CIL, CFL e degli impieghi finali di energia in Italia nel periodo 1997-2014 – fonte *La situazione energetica nazionale nel 2014*

Anno	Consumo Interno Lordo (Mtep)	CFL	Impieghi finali
1997	174,415		127,663
1998	179,427		131,156
1999	182,669		134,094
2000	185,897		134,848
2001	188,773		137,466

2002	188,066		136,293
2003	194,379		142,261
2004	196,526		145,12
2005	197,776	137,57	146,591
2006	196,191	135,64	145,658
2007	194,2	132,72	143,211
2008	191,304	131,98	141,124
2009	180,343	124,87	132,705
2010	187,785	128,51	138,584
2011	184,204	126,23	134,901
2012	176,306	124	127,862
2013	172,994	123,95	126,587
2014	166,43	119,25	120,804

Come si può notare, anche in forma grafica, l'andamento delle 3 curve è analogo, e addirittura la differenza tra CFL ed Impieghi finali va ad annullarsi negli ultimi anni, forse per modifiche nei parametri di calcolo volte alla convergenze delle 2 grandezze.

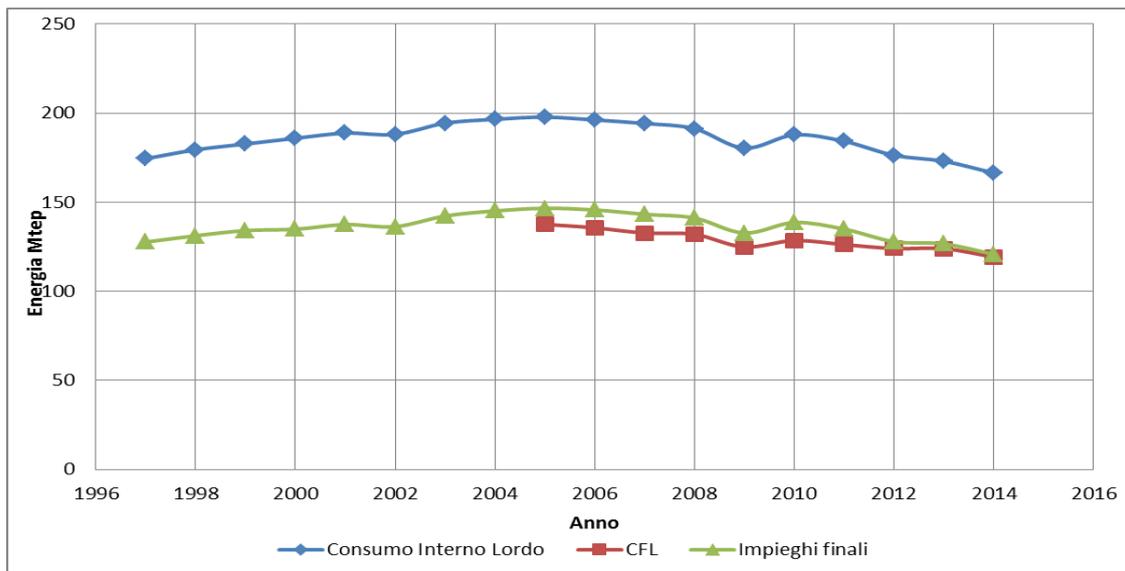


Figura 25: trend del CIL, CFL e degli impieghi finali di energia in Italia nel periodo 1997-2014

Il documento poi analizza a livello nazionale:

- la domanda complessiva di energia o consumo interno lordo, paragonabile al consumo finale lordo ma come sopra ricordato non sovrapponibile;
- le fonti energetiche rinnovabili per il settore elettrico;
- le fonti energetiche rinnovabili per il settore termico.

Per quanto riguarda la composizione delle fonti energetiche, si ha stabilità del petrolio e dei combustibili solidi fossili, diminuzione del gas, incremento lieve di import di energia elettrica e trend crescente della quota delle fonti rinnovabili che passa dal 19,5% al 21,2%: nel 2013 33,8 Mtep di energia derivavano da fonte rinnovabile, mentre nel 2014 il valore cresce a 35,3 Mtep.

Tali valori farebbero pensare ad un superamento della quota fissata dall'Europa per l'Italia (17%, cd. Burden Sharing a livello europeo). Come prima indicato, però, tali valori sono riferiti al Bilancio Energetico Nazionale, e così come il consumo interno lordo risultano superiori rispetto agli analoghi valori riferito alla direttiva europea Fonti Rinnovabili (2009/28/CE).

Nel bilancio Eurostat, difatti, il valore riferito al 2013 (19,5%) risulta pari al 16,5%, e ancora l'incidenza FER sul consumo finale lordo (parametro diverso dal consumo interno lordo) risulta pari al 16,7%: come anticipato anche in tal caso si utilizzano 3 diversi valori per mostrare lo stesso concetto.

In merito alle fonti energetiche rinnovabili per il settore elettrico, si conta una notevole numerosità degli impianti (più di 600.000), con una potenza installata di circa 50.000 MW, ed una produzione nel 2014 di 118 TWh (superiore di 6 TWh rispetto all'anno precedente - +5%).

La tabella che segue mostra l'evoluzione 2013-2014 della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Tabella 12: Energia elettrica da FER (TWh) - 2013-2014 – fonte TERNA -MiSE

Fonte	2013	2014 (stima preliminare)
Idraulica	52,8	57
Eolica	14,9	15,1
Solare	21,6	22,3
Geotermica	5,7	5,9
Bioenergie (b)	17,1	17,2
Totale	112	117,5

La tabella che segue mostra la ripartizione tra le FER in termini di produzione a livello nazionale nel 2013 e tale valore viene confrontato con la produzione FER umbra nel 2013.

Tabella 13: la produzione elettrica da FER in Umbria (2013 – dato normalizzato) ed in Italia (2013)

Fonte energetica	Produzione Umbria 2013	% Umbria 2013	Produzione ITALIA 2013	% Italia 2013
	GWh		TWh	%
Idroelettrico	1471,69	68,6%	52,8	47,1%
geotermico	0	0,0%	5,7	5,1%
Eolico	2,54	0,1%	14,9	13,3%
Biomasse	152,8	7,1%	17,1	15,3%
fotovoltaico	519,1	24,2%	21,6	19,3%
<i>Totale rinnovabile</i>	<i>2146,13</i>	<i>100,0%</i>	<i>112,1</i>	<i>100,0%</i>

Confrontando il dato nazionale con quello regionale (2013), si evidenzia:

- la produzione umbra da idroelettrico è superiore alla media nazionale (68,6% vs 47,1%);
- la produzione regionale da eolico è drasticamente inferiore alla nazionale (0,1% vs 13,3%);
- il settore biomassa è la metà rispetto all'incidenza nazionale (7,1% vs 15,3%);
- lo sviluppo del fotovoltaico umbro è superiore al valore analogo nazionale (24,2% vs 19,3%).

Nel paragrafo successivo *La produzione di energia elettrica da FER in Umbria – dati TERNA* sarà proposto un analogo confronto con l'anno 2014, ma si anticipa che non sussistono scostamenti rispetto al quadro rappresentato.

Mentre la situazione relativa alle FER elettriche era prevedibile grazie soprattutto alla solidità del sistema di acquisizione dati TERNA, per le FER termiche il quadro che si delinea è fortemente differente rispetto agli ultimi dati disponibili, presentati al paragrafo *I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione*, ed in particolare alla *Tabella 8: la stima della produzione di FER-T al 2011 (ktep)*.

Ancorché tali dati fossero riferiti al 2011, i nuovi dati nella sostanza rivoluzionano il quadro delle conoscenze, soprattutto per la nostra regione.

Le nuove informazioni derivano da una recentissima indagine ISTAT-ENEA sui consumi energetici delle famiglie, indagine volta a rispondere alle esigenze conoscitive derivanti dal contesto europeo che include le statistiche sui consumi energetici del settore residenziale, statistiche che confluiscono nella valutazione

degli obiettivi declinati con il cd. *burden sharing*. Tale indagine, effettuata **per la prima volta in Italia nel 2013**, aveva come obiettivo la stima dei consumi energetici delle famiglie, con un focus particolare sulle biomasse. È stato scelto un campione rappresentativo di ben 20.000 famiglie, e l'indagine sarà ripetuta nel 2016. I dati derivanti da tale indagine saranno analizzati per l'Umbria nel successivo paragrafo *La produzione di energia termica da FER in Umbria – dati ISTAT – ENEA*, ma per quanto riguarda la situazione nazionale si può sintetizzare che nel 2013 il contributo dell'energia rinnovabile per la componente termica è stato pari a 10,6 Mtep – quindi superiore alla componente elettrica pari a circa 9,6 Mtep, e nel 2014 tale dato appare lievemente inferiore (-0,4 Mtep) a causa delle più favorevoli condizioni climatiche. Nel 2014 quindi la quota termica ed elettrica quasi coincidono (10,15 Mtep elettrico vs 10,2 Mtep termici).

Rispetto ai dati relativi al 2011, il quadro, come anticipato, è rivoluzionato. All'epoca difatti, in assenza di indagini specifiche, lo Stato ipotizzava una produzione di energia termica da FER pari a 5,4 Mtep, ne' è ipotizzabile che la differenza sia dovuta all'incremento, che pure c'è stato, dell'utilizzo di tale fonte in soli 2 anni.

I 10,6 Mtep per riscaldamento rappresentano il 18% dei consumi termici complessivi. Di questi, 9,8 Mtep sono stati consumati in modo diretto (stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico), mentre 0,8 Mtep sono relativi ai consumi di calore prodotto da attività di trasformazione, principalmente impianti di cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse (calore derivato).

La fonte rinnovabile di gran lunga più importante per la produzione di energia termica è costituita dalla biomassa solida (7,8 Mtep nel 2013 e 7,3 Mtep secondo le stime preliminari del 2014), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet; è ancora piuttosto limitato, invece, lo sfruttamento della risorsa geotermica e di quella solare (complessivamente 0,3 Mtep - 0,4 Mtep). È da sottolineare, infine, il contributo rilevante fornito delle pompe di calore (oltre 2,5 Mtep sia nel 2013 che nel 2014).

La tabella che segue mostra in maniera sinottica l'energia termica da fonti rinnovabili negli anni 2013 e 2014 (per quest'ultimo anno trattasi di stima preliminare).

Tabella 14: Energia termica da fonti rinnovabili (Mtep) - 2013-2014 – fonte MISE

Fonte	2013	2014 (stima)
Solare	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1
Bioenergie (Biomasse solide, biogas, bioliquidi)	7,8	7,3
Pompe di calore (fonte aerotermica, geotermica o idrotermica)	2,5	2,6
Totale	10,6	10,2

Andando ad analizzare le incidenze percentuali dei vari temi statistici e confrontando tali incidenze relative al 2011 con quelle relative al 2013, si evidenzia che non vi sono forti scostamenti.

Ciò dimostra che si ignorava il valore energetico globale delle fonti energetiche rinnovabili, ma la loro suddivisione era sufficientemente chiara.

Per quanto riguarda infine il settore trasporti, settore che non viene computato nella regionalizzazione del *burden sharing*, il dato relativo al 2013 è pari a 1,25 Mtep, ed il dato relativo al 2014 appare essere in flessione (-0,2 Mtep).

Sommando quindi le quote FER elettrica, termica e trasporti relativa al 2013 (rispettivamente pari a circa 9 Mtep, 10 Mtep e 1,25 Mtep), i consumi complessivi di energia rinnovabile risultano pari a 20,7 Mtep. Per il 2014 i dati preliminari mostrano invece un consumo complessivo di energia da FER pari a 20,5 Mtep.

Considerando che il consumo finale lordo per il 2013 si è attestato su di un valore pari a circa 123,95 Mtep, il rapporto FER/CFL risulta pari a 16,7%.

Poiché, così come mostrato con la Tabella 11, il consumo interno lordo 2014 ha subito una riduzione del 3,8% rispetto al 2013 (passando da 173 Mtep a 166 Mtep), si può ipotizzare in prima approssimazione che tale contrazione sia riscontrabile anche nel parametro Consumo Finale Lordo, e quindi si può stimare in via cautelativa il CFL 2014 pari a 120 Mtep. In tale ipotesi, la stima del rapporto FER/CFL 2014 risulta pari a 17,1 %. Alla luce di quanto riportato si può ipotizzare che l'Italia abbia raggiunto l'obiettivo europeo con 5 anni di anticipo.

LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FER IN UMBRIA – DATI TERNA 2014

Come ogni anno, nel mese di Luglio 2015 TERNA ha pubblicato le statistiche regionali 2014 relative alla produzione/consumo di energia elettrica in Italia e quindi anche in Umbria.

La produzione di energia elettrica nel 2014, così come indicato da TERNA nel tema statistico *L'elettricità nelle regioni* in Umbria ed in Italia è riportato sinteticamente nella tabella che segue:

Tabella 15: Produzione e fabbisogno di energia elettrica nel 2014 - Fonte TERNA

ANNO 2014		Umbria	Italia	Umbria	Italia	Produzione/ fabbisogno umbro
		GWh		%		%
termoelettrico tradizionale	solidi	511,5	133936,6	16,68%	52,73%	10,24%
	gas naturale					
	petroliferi					
	altro					
termoelettrico tradizionale	<i>sub-totale</i>	<i>511,5</i>	<i>133936,6</i>	<i>16,68%</i>	<i>52,73%</i>	<i>10,24%</i>
fonti rinnovabili	idroelettrico	1813,1	58842,1	59,11%	23,17%	36,30%
	geotermico	0	5566,6	0,00%	2,19%	0,00%
	eolico	3	15088,6	0,10%	5,94%	0,06%
	fotovoltaico	516,1	21837,5	16,83%	8,60%	10,33%
	biomasse	223,5	18732,4	7%	7,37%	4,48%
	<i>sub-totale</i>	<i>2555,7</i>	<i>120067,2</i>	<i>83%</i>	<i>47%</i>	<i>51%</i>
	totale	3067,2	254003,8	100%	100%	61%
Fabbisogno		4994,4	291083,5			100%
Deficit		1927,2	37079,7			39%

L'energia elettrica prodotta in Umbria nel 2014 è stata pari a 3.067,2 GWh, a fronte di un fabbisogno totale pari a 4.994,4 GWh, quindi con un deficit di produzione di 1.927,2 GWh.

L'83% della produzione interna è da ascrivere al settore rinnovabile, con l'idroelettrico che rappresenta sempre la quota maggiore (59,1% a fronte di un dato nazionale del 23,17%) con una produzione di 1.813 GWh.

Il fotovoltaico supera la produzione da fonte fossile (che ha subito una ulteriore flessione rispetto all'anno precedente: da 777 a 511 GWh) e mantiene una produzione analoga a quella dell'annualità precedente (516 GWh). Si conferma anche per il 2014 il fotovoltaico quale seconda fonte per produzione.

La produzione interna da fonte fossile riduce ulteriormente la sua quota, risultando nel 2014 il 16,7% della produzione umbra.

La produzione da biomassa risente della ripresa a pieno regime dei grandi impianti che hanno subito revamping, oltre che della messa in produzione di piccoli impianti (di potenza tipica di 200 kW), superando la produzione del 2013 e raggiungendo 223 GWh, superando di più del 30% il picco di produzione che caratterizzò il 2007.

La produzione elettrica da eolico mantiene il trend degli anni precedenti (3 GWh) e non si assiste a produzione geotermica.

La tabella che segue mostra la ripartizione tra le FER in termini di produzione a livello nazionale nel 2014 e tale valore viene confrontato con la produzione FER umbra nel 2014.

Con riferimento all'analisi effettuata nel paragrafo precedente, si conferma anche per il 2014 il confronto tra regione Umbria e Stato inerente la ripartizione delle fonti rinnovabili.

Tabella 16: la produzione elettrica da FER in Umbria (2014) ed in Italia (2014)

Fonte energetica	Produzione Umbria 2014	% Umbria 2014	Produzione ITALIA 2014	% Italia 2014
	GWh		GWh	%
Idroelettrico	1813,1	70,9%	58842,1	49,0%
geotermico	0	0,0%	5566,6	4,6%
Eolico	3	0,1%	15088,6	12,6%
fotovoltaico	516,1	20,2%	21837,5	18,2%
Biomasse	223,5	8,7%	18732,4	15,6%
<i>Totale rinnovabile</i>	<i>2555,7</i>	<i>100,0%</i>	<i>120067,2</i>	<i>100,0%</i>

In analogia con l'analisi dati 2013 di cui al paragrafo *L'aggiornamento dati di produzione elettrica 2013 in Umbria.*, si riporta il bilancio elettrico umbro e la sua scomposizione, aggiornato al 2014.

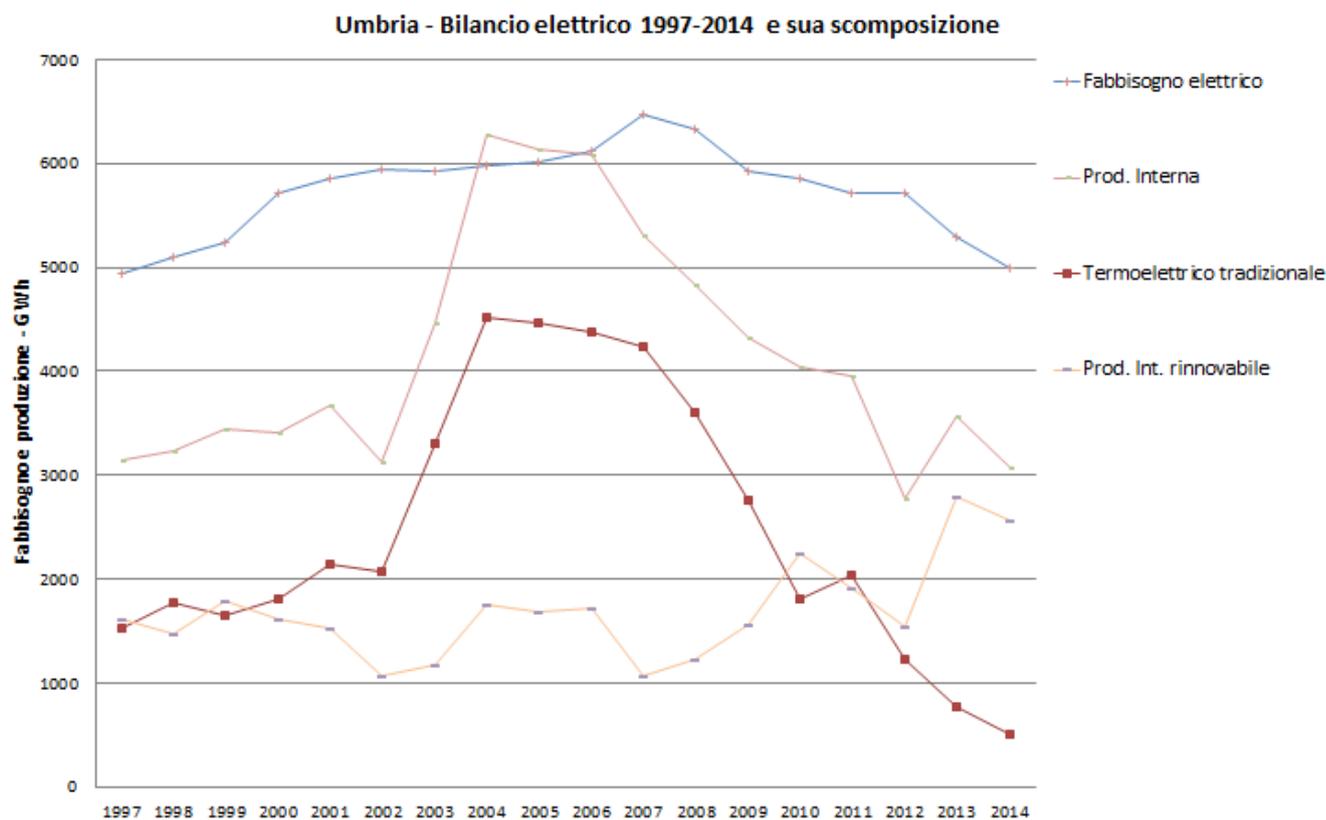


Figura 26: Andamento della produzione e del consumo elettrico nel periodo 1997 - 2014

Il consumo continua il trend calante evidenziato fin dal 2007, seguendo il trend economico degli ultimi anni caratterizzata da crisi e riduzione della produzione e dei consumi. Nel 2014 ha raggiunto un valore analogo al valore relativo al 1997 (circa 5.000 GWh).

La produzione puntuale relativa al 2014 da rinnovabile risulta essere pari a 5 volte quella da fonte fossile, superando il dato relativo al 2013 (4 volte superiore). Da sola, quindi, la generazione elettrica da fonte rinnovabile rappresenta l'83% della produzione interna, e rappresenta il **51% del fabbisogno umbro**.

La lieve diminuzione rispetto al 2013 (53% del fabbisogno regionale) è spiegata dalla riduzione della produzione idroelettrica (- 302 GWh) che nel 2013 ha assistito, come già rappresentato, ad un anno

eccezionale per piovosità, riduzione che non è stata compensata dalla crescita, comunque interessante, del settore biomassa (+ 70 GWh, incremento settoriale del 46%).

Come già analizzato per l'annualità 2013, la figura che segue mostra il bilancio 1997-2014, con i dati normalizzati ai sensi del D. Lgs.28/2011 per l'eolico e l'idroelettrico.

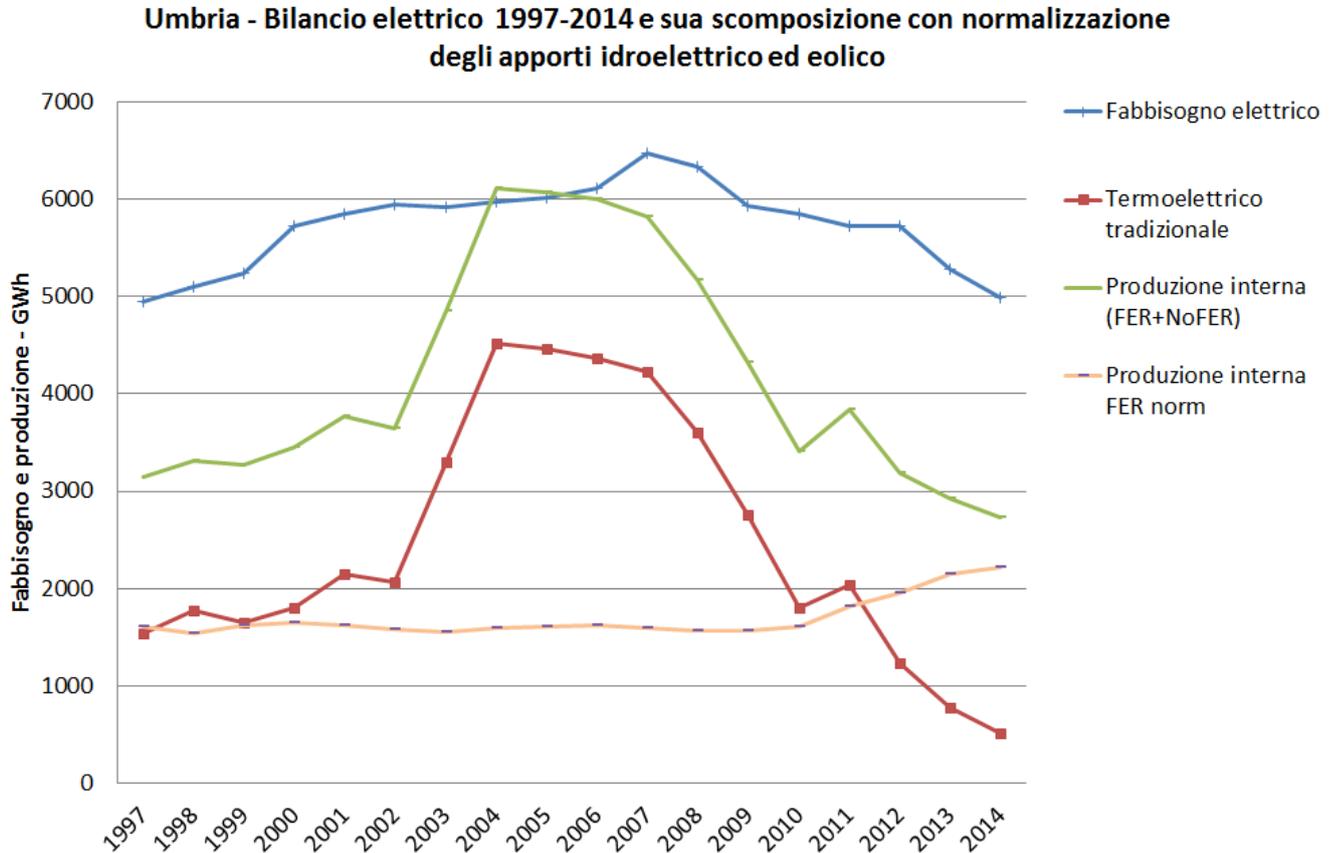


Figura 27: bilancio 1997-2014, con i dati normalizzati ai sensi del D. Lgs.28/2011 - elaborazione dati TERNA

La tabella che segue mostra la produzione elettrica, suddivisa per fonte, con i dati normalizzati per idroelettrico ed eolico, relativa alle annualità 2013 e 2014.

Tabella 17: produzione normalizzata 2013-- elaborazione dati TERNA

Fonte energetica	Produzione 2013	Produzione 2014	Variazione 2014-2013		Produzione 2014
	GWh	GWh	GWh	%	ktep
Idroelettrico	1471,69	1471,53	-0,16	-0,01%	126,55
geotermico	0	0	0		0
Eolico	2,54	2,72	0,18	7,09%	0,23
Biomasse	152,8	223,5	70,7	46,27%	19,22
fotovoltaico	519,1	516,1	-3	-0,58%	44,38
Totale rinnovabile	2146,13	2213,85	67,72	3,16%	190,39

Come evidenziato nelle colonne 4 e 5:

- la riduzione della produzione idroelettrica, a seguito della normalizzazione, incide in maniera nulla (-0,01%), risultando la riduzione di soli 160 MWh (rispetto a 303 GWh, differenza dei valori “puntuali”);
- il settore eolico cresce in maniera limitata in termini assoluti (0,18 GWh), ma in termini relativi si è assistito ad una crescita del 7%;
- Il fotovoltaico cala di 3 GWh, che corrispondono in termini relativi a -0,58%;
- le biomasse crescono del 46%: +70,7 ktep.

LA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FER IN UMBRIA – DATI ISTAT – ENEA

Il rapporto ISTAT-ENEA riferito all'anno 2013 *I consumi energetici delle famiglie* è la prima indagine statistica ufficiale su scala nazionale sulle quantità e la spesa delle famiglie per le diverse tipologie di fonti energetiche.

In particolare tale rapporto consente l'analisi di dati sul consumo di biomasse in precedenza mai raccolti da ISTAT.

Grazie a tale indagine, è possibile oggi andare a stimare un settore nel quale l'utilizzazione su piccola scala e realizzata da operatori privati ha portato sempre ad una sottostima. A conferma di ciò, il rapporto ISTAT riporta che il 55% degli utilizzatori di biomassa dichiara di utilizzare in tutto (38%) o in parte (17%) legname autoprodotta o recuperata.

Dall'analisi del rapporto, si evince che la spesa media per la spesa di riscaldamento in Umbria è pari a 1.673,00 €/anno, lievemente superiore alla spesa media nazionale (1.635,00€/anno).

La biomassa costituisce la seconda fonte di alimentazione degli impianti di riscaldamento delle abitazioni italiane, superata solo dal metano: il 70% delle famiglie ha come principale fonte di alimentazione degli impianti di riscaldamento dell'abitazione il metano, il 15% le biomasse. GPL, gasolio ed energia elettrica assumono un ruolo marginale nel riscaldamento delle abitazioni.

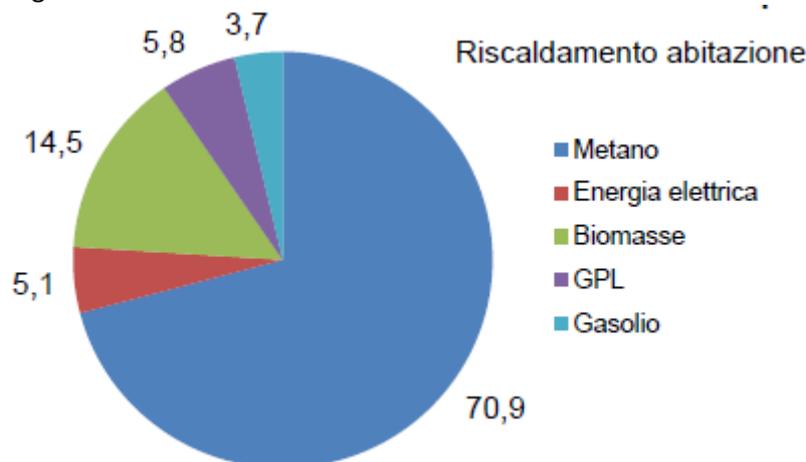


Figura 28: Fonti di alimentazione degli impianti a riscaldamento anno 2013 - Fonte ISTAT

La situazione relativamente al riscaldamento dell'acqua viene confermata per quanto riguarda il metano, mentre si ribalta nel rapporto elettrico - biomassa, come si può evincere dalla immagine che segue.

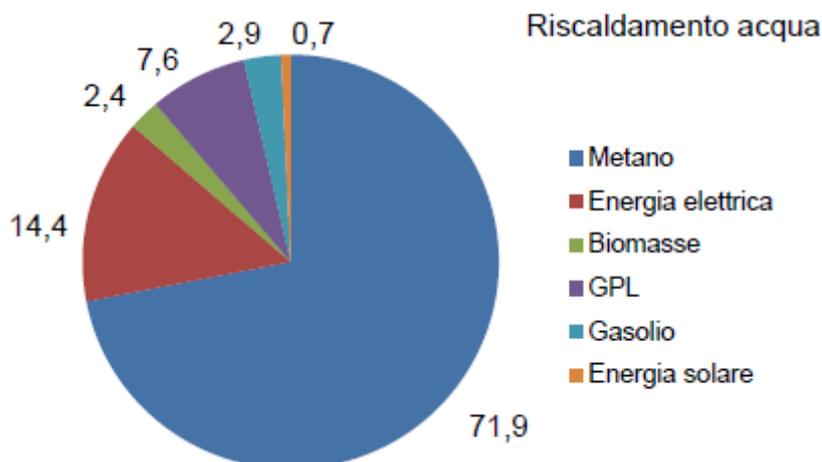


Figura 29: Fonti di alimentazione degli impianti per il riscaldamento dell'acqua anno 2013 - Fonte ISTAT

In analogia con le regioni del centro Italia, in Umbria il 90% delle famiglie utilizza l'impianto di riscaldamento tutti i giorni durante i mesi invernali, a fronte di un dato nazionale pari all'86,5% con il minimo rappresentato dalla Sicilia (62%) ed il massimo nella Provincia autonoma di Bolzano (98%).

In termini di spesa, il gasolio è la fonte energetica che determina una più elevata spesa media effettiva (1.398,00€), seguita da metano (1.004,00€). La biomassa/ pellets porta ad una spesa annua pari a circa 460,00€, anche se la legna spesso non è acquistata.

Focalizzando sulle FER termiche, l'**Umbria è la regione ove le famiglie utilizzano maggiormente legna e pellets: il 58,8% delle famiglie utilizza biomasse per il riscaldamento.**

La legna viene utilizzata dal 47,7% delle famiglie (dato massimo nazionale), ed il pellets viene utilizzato dall'11,1% delle famiglie (terzo dato a livello nazionale, dopo Valle d'Aosta e Sardegna, rispettivamente 13,4% e 11,5%).

A livello nazionale, la legna rappresenta il 92% della biomassa utilizzata: il 21,4% delle famiglie usa legna. Complessivamente si consumano 17,7 milioni di tonnellate, pari a un consumo medio familiare di 3,2 tonnellate. I pellets, nonostante la considerevole crescita degli ultimi anni, sono ancora poco diffusi. Le famiglie che li utilizzano sono il 4,1%, il consumo totale è pari a poco meno di 1 milione e mezzo di tonnellate, quello medio per famiglia è di 1,4 tonnellate. La diversa propensione all'utilizzo delle due fonti energetiche, unita ai differenti livelli di consumo medio a famiglia, fa sì che sia rappresentato dalla legna ben il 92% dei 20 milioni di tonnellate di pellets e legna consumati annualmente.

A livello nazionale, è molto diffusa la pratica dell'approvvigionamento autonomo di legna: le famiglie che acquistano tutta la legna che consumano sono meno della metà; il 55% dichiara di utilizzare, in tutto (nel 37,9% dei casi) o in parte (17%), legname autoprodotta o recuperato.

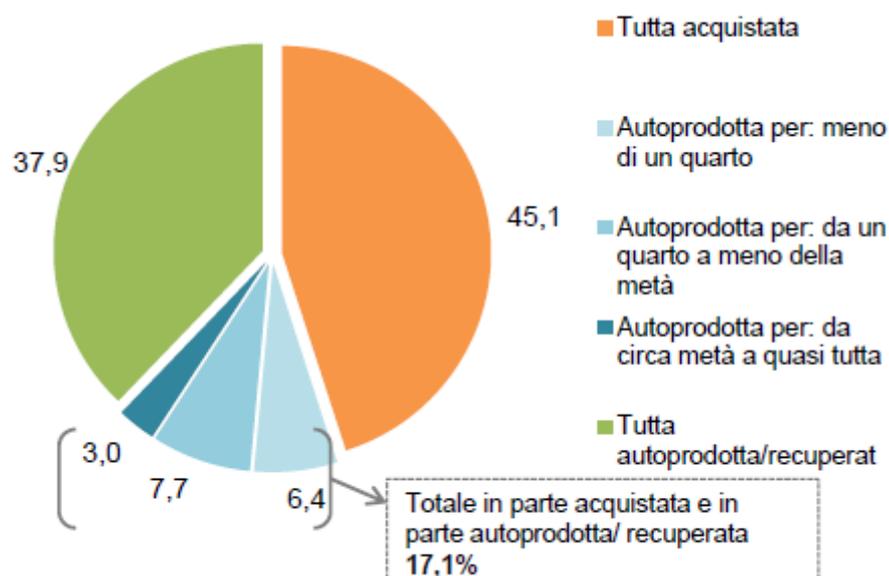
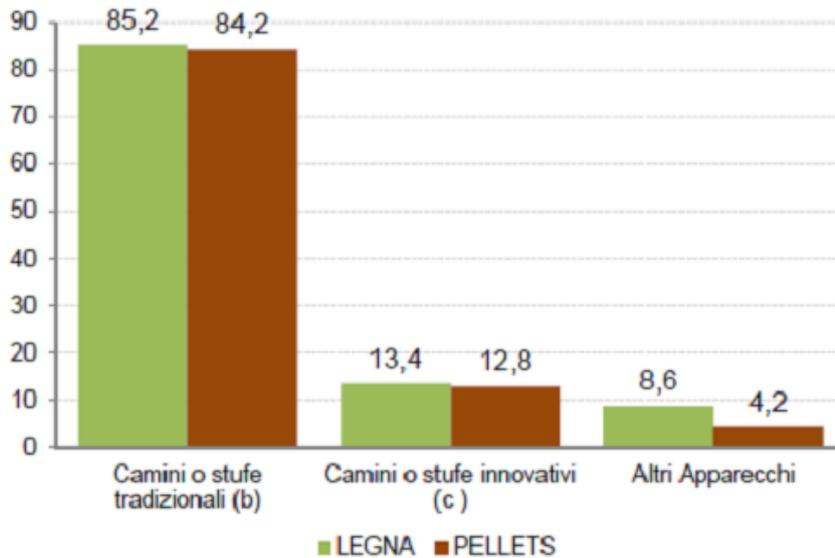


Figura 30: suddivisione delle famiglie per canale di approvvigionamento della legna - da ISTAT

Nonostante la crescente espansione di impianti innovativi, gli apparecchi più utilizzati restano i camini e le stufe tradizionali (circa 85% per entrambi i combustibili). L'incidenza di famiglie che utilizzano apparecchi innovativi è pari al 13% sia per legna sia per pellets.



(b) Stufe e camini che riscaldano singole stanze (inclusi camini e stufe ventilati).

(c) Stufe e camini collegati ai termosifoni che distribuiscono il riscaldamento in più ambienti della casa.

Figura 31: Suddivisione famiglie per tipologia di dotazione per l'utilizzo di legna e pellets - da ISTAT

La analisi della ripartizione della composizione della spesa energetica umbra per le famiglie mostra la notevole incidenza del settore biomassa (11,8%), terza regione italiana con un valore così elevato, valore che è più che doppio rispetto al quadro nazionale. Il metano costituisce la quota maggioritaria (41,3%), seguito dall'energia elettrica (34,8%). Gasolio e GPL coprono un ruolo molto inferiore (3,6% ed 8,4%).

A livello di consumo di biomassa a fini di riscaldamento domestico delle famiglie, solamente a fini esemplificativi rapportando il consumo totale agli abitanti regionali, si evidenzia che l'Umbria ha un consumo medio pro-capite elevatissimo: la media italiana è pari a 340 kg pro capite/anno, mentre il dato umbro è più che doppio (780 kg pro capite/anno), secondo solamente alla Basilicata (800 kg pro capite/anno).

Il consumo assoluto di biomassa è stato stimato per il 2013 in 692.135 ton, di cui 628.659 ton di legna ed il restante 63.476 ton di pellets (in termini ponderali, quindi, il pellets rappresenta il 9% della biomassa utilizzata in Umbria).

Da questo valore in peso di biomassa è possibile valutare, con un certo grado di approssimazione, l'equivalente in termini energetici (in tep), valore indispensabile per stimare la quota preponderante di FER termiche e quindi poter aggiornare il dato già trattato al paragrafo *I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione*, ed in particolare alla *Tabella 8: la stima della produzione di FER-T al 2011 (ktep)*.

Tabella 18: famiglie utilizzatrici di legna e pellets (per 100 famiglie), consumi totali e medi per famiglia (valori in tonnellate) per regione – elaborazione da ISTAT

Regione	LEGNA			PELLETS			Legna	Pellets	Totale Consumi (=100%)	Abitanti 2013	ton pro capite
	Famiglie utilizzatrici (per 100 famiglie)	Consumi (in tonnellate)	Consumi medi (in tonnellate) per famiglia	Famiglie utilizzatrici (per 100 famiglie)	Consumi (in tonnellate)	Consumi medi (in tonnellate) per famiglia					
Piemonte	21,3	1759641	4,1	4,4	138203	1,5	92,7	7,3	1897844	4374052	0,43
Valle-d'Aosta	33,7	74241	3,6	13,4	13368	1,6	84,7	15,3	87609	127844	0,69
Lombardia	12,9	1461341	2,6	4,5	250018	1,3	85,4	14,6	1711359	9794525	0,17
Trentino-Alto-Adige	46,7	662976	3,2	6,4	53091	1,9	92,6	7,4	716067	1039934	0,69
Bolzano	45,9	312741	3,2	7	36185	2,4	89,6	10,4	348926	509626	0,68
Trento	47,4	350235	3,2	5,8	16906	1,3	95,4	4,6	367141	530308	0,69
Veneto	27,1	1589578	2,9	5,4	192823	1,7	89,2	10,8	1782401	4881756	0,37
Friuli-Venezia-Giulia	31,8	565285	3,2	6,8	53134	1,4	91,4	8,6	618420	1221860	0,51
Liguria	10,9	359438	4,2	3,4	47370	1,7	88,4	11,6	406807	1565127	0,26
Emilia-Romagna	16,7	828609	2,5	3	85589	1,4	90,6	9,4	914198	4377487	0,21
Toscana	25,6	1294605	3,1	5,2	83833	1	93,9	6,1	1378438	3692828	0,37
Umbria	47,7	628659	3,4	11,1	63476	1,5	90,8	9,2	692135	886239	0,78
Marche	25,4	509532	3,1	5	43569	1,4	92,1	7,9	553102	1545155	0,36
Lazio	20	1560395	3	1,6	43042	1	97,3	2,7	1603437	5557276	0,29
Abruzzo	38,4	949107	4,4	5	55236	2	94,5	5,5	1004342	1312507	0,77
Molise	33,5	229869	5,2	5,9	12030	1,5	95	5	241899	313341	0,77
Puglia	17,4	763505	2,8	1,4	28870	1,3	96,4	3,6	792374	4050803	0,20
Basilicata	35,2	440141	5,4	5,6	20724	1,6	95,5	4,5	460865	576194	0,80
Calabria	35	1318749	4,7	4,4	59526	1,7	95,7	4,3	1378275	1958238	0,70
Sicilia	10,1	402596	2	0,8	14822	0,9	96,4	3,6	417418	4999932	0,08
Sardegna	39,2	735543	2,6	11,5	82354	1	89,9	10,1	817896	1640379	0,50

La trasformazione da massa ad energia (ton – tep) utilizza fattori di conversione, tipicamente il Potere calorifero inferiore – PCI (MWh/ton) e il rapporto che intercorre tra tep e Wh.

Mentre il secondo parametro è fissato in maniera convenzionale (1 MWh equivale a 0,086 tep, ossia 1 tep equivale a 11,628 MWh), i Poteri caloriferi inferiori possono variare entro un range abbastanza ampio.

Utilizzando diversi PCI reperibili in letteratura, è possibile valutare quindi l'energia equivalente in tep o ktep, entro un range di variazione.

Nello specifico, la tabella che segue mostra i parametri presi in considerazione, ed i risultati ottenuti.

Chiaramente trattasi di stime.

Tabella 19: fattori di conversione ton-MWh per legno e pellet

Fattori di conversione		UDM
Legna	3,4-4,2	MWh/ton
Pellet	4,6,4,8	MWh/ton

Tabella 20: stima 2013 dell'energia termica da biomassa solida per riscaldamento residenziale - elaborazione da ISTAT

Biomassa	Massa (ton)	Energia equivalente (ktep)	Energia equivalente media (ktep)
Legna	628659	183,8-227,1	205,4
Pellet	63476	25,1 - 26,2	25,7

La produzione di energia termica da FER per riscaldamento residenziale, quindi, per il 2013 oscilla in un range compreso tra 208,9 ktep e 253,3 ktep. In via cautelativa, appare opportuno attestare la stima su valori superiori al minimo, ma inferiori alla media, e quindi stimare al 2013 un apporto pari a **219 ktep**.

Riprendendo la tabella *Tabella 8: la stima della produzione di FER-T al 2011 (ktep)* come anticipato si può verificare come tale parametro sia stato sottostimato in maniera notevole: da 108 ktep si passa almeno a 219, quindi con una sottostima superiore al 100%.

Tale stima per il 2013 può essere poi aggiornata per il 2014, sulla base delle stime a livello nazionale.

Come evidenziato al par. *L'aggiornamento dati al 2014*, nel 2014 l'utilizzo della biomassa solida è passato da 7,8 Mtep a 7,3 Mtep (stima preliminare), a causa di più favorevoli condizioni climatiche.

In termini percentuali, la flessione indicata è pari al 6,41%.

Applicando tale parametro, si può stimare preliminarmente che in Umbria nel 2014 l'apporto delle fer termiche biomasse solide per riscaldamento residenziale sia stato pari almeno a **205 ktep**.

Oltre al tema biomasse solide, appare opportuno rielaborare ed aggiornare il dato riferito alle pompe di calore, rapportando la stima nazionale derivante dal documento *La situazione energetica nazionale 2014* con la precedente stima 2011.

Il documento nazionale ipotizza un contributo a livello nazionale delle pompe di calore stimabile in 2,5 Mtep sia nel 2013 che nel 2014. L'analogo valore stimato per il 2011 era pari a ,134 Mtep. Ciò vuol dire che a livello nazionale si è assistito ad una sottostima notevole, dell'ordine del -46%.

Nell'ipotesi di una sottostima lineare e costante per tutte le regioni, si può stimare per il 2013 e 2014 un contributo per le pompe di calore pari a **35 ktep**.

Tabella 21: andamento delle stime delle FER termiche in ktep relative agli anni 2011 - 2013 - 2014

FONTE	2011	2013	2014
Energia geotermica	0	0	0
Solare termica	2	2	2
Frazione rinnovabile rifiuti	1	1	1
Biomasse solide residenziale	106	219	205
Carbone vegetale	2	2	2
Biomasse solide non residenziale	0	0	0
Bioliquidi	0	0	0
Biogas	0	0	0
Pompe di calore	20	35	35
Calore derivato rinnovabile - CHP	0,2	0,2	0,2
Calore derivato rinnovabile - Only heat	0	0	0
totale FER-t	131,2	259,2	245,2

La tabella sinottica qui riportata considera valide per il 2013 ed il 2014 le stime 2011 relative a tutte le voci escluse Biomassa solida residenziale e pompe di calore.

Si evidenzia come la correzione apportata porta ad un incremento della stima globale del 2014 rispetto al 2011 dell'87%.

La tabella che segue mostra la produzione termica da FER, suddivisa per fonte, relativa alle annualità 2011, 2013 e 2014.

Tabella 22: FER-T - aggiornamento dati 2011 con stima 2013 e 2014 e raffronto con precedente obiettivo 2020

FONTE Energetica	2011	2013	2014
Energia geotermica	0	0	0
Solare termica	2	2	2
Frazione rinnovabile rifiuti	1	1	1
Biomasse solide residenziale	106	219	205
Carbone vegetale	2	2	2
Biomasse solide non residenziale	0	0	0
Bioliquidi	0	0	0
Biogas	0	0	0
Pompe di calore	20	35	35
Calore derivato rinnovabile - CHP	0,2	0,2	0,2
Calore derivato rinnovabile - Only heat	0	0	0
totale FER-t	131,2	259,2	245,2

1.2.5 Il punto di partenza

I paragrafi precedenti hanno trattato in maniera esaustiva lo stato energetico regionale dal punto di vista del Consumo finale lordo, nonché della attuale produzione di energia da FER elettriche e termiche, indicando tra l'altro le traiettorie regionali delineate dallo Stato (sia per quanto riguarda le FER-E, che le FER-T, nonché del CFL) per raggiungere l'obiettivo del 13,7%, cosiddetto Burden Sharing regionale.

Nel presente paragrafo si tenterà di riordinare le informazioni fornite, ed in particolare i valori riferiti al 2013 e 2014 dei parametri sopra indicati, al fine di individuare il posizionamento della regione rispetto agli obiettivi minimi da raggiungere imposti dallo Stato, nonché al fine, nei paragrafi successivi, di individuare gli obiettivi regionali di riduzione del consumo finale lordo e di incremento di produzione di energia da fonte rinnovabile, settore per settore.

Scopo del presente paragrafo è quindi:

- stimare il CFL umbro al 2013 ed al 2014;
- riassumere le stime effettuate per la componente FER-E e FER-T al 2013 e 2014;
- valutare il rapporto FER/CFL al 2013 e 2014.

Tali informazioni saranno poi utilizzate nel prosieguo al fine di:

- sviluppare 2 differenti scenari;
- declinare le direttrici della politica energetica;
- indicare gli obiettivi settoriali sia di riduzione del consumo finale lordo che di incremento di energia da FER.

LA STIMA DEL CFL IN UMBRIA

Una valutazione del CFL rigorosa è oggi impossibile.

È possibile però, basandosi sui dati nazionali e regionali del burden sharing, nonché sui dati a consuntivo derivanti dal sistema SIMERI e sui BER ENEA, stimare il livello attuale, o meglio rapportato ad oggi, del CFL, ed inoltre è possibile suddividere tale CFL per i vari settori produttivi.

Tale valore, poi, può essere confrontato con la traiettoria tracciata a livello regionale dal Decreto Burden Sharing.

Dal confronto tra la traiettoria del CFL regionale e del CFL nazionale si può desumere che il CFL umbro rappresenta all'incirca l'1,953% del CFL nazionale, con una deviazione standard dell'ordine del 0,02%.

Tabella 23: CFL nazionale e regionale da Burden Sharing – Fonte dati Simeri – MiSE—elaborazioni regionali

Anno	CFL nazionale	CFL Burden sharing	Incidenza CFI umbro su CFL nazionale
anno iniziale di riferimento	136.712	2.670,00	1,953%
2012	132.049	2.577,00	1,952%
2013	132.174	2.583,00	1,954%
2014	132.298	2.581,00	1,951%
2015	132.422	2.583,00	1,951%
2016	132.546	2.585,00	1,950%
2017	132.670	2.587,00	1,950%
2018	132.794	2.589,00	1,950%
2019	132.918	2.591,00	1,949%

2020	133.042	2.593,00	1,949%
		<i>Max</i>	1,953%
		<i>Min</i>	1,949%
		<i>Media</i>	1,951%
		<i>Deviazione standard</i>	0,002%

Noto il CFL a consuntivo nazionale, disponibile dal Sistema di Monitoraggio Energetico Regionale Italiano (SIMERI) per il periodo 2005-2013, è possibile quindi stimare il CFL regionale.

Tabella 24: Valori a consuntivo del CFL nazionale e stima per l'Umbria con il metodo del rapporto Burden Sharing – elaborazione interna - dati in ktep

Anno	CFL nazionale a consuntivo	CFL stima Umbria
2005	138.582	2706,52
2006	136.834	2672,38
2007	133.994	2616,91
2008	132.585	2589,40
2009	125.658	2454,11
2010	129.705	2533,15
2011	127.250	2485,20
2012	127.405	2488,22
2013	124.068	2423,05

I dati così valutati evidenziano una sostanziale diminuzione del CFL dal 2005 al 2013 di quasi 300 ktep.

È possibile inoltre utilizzare anche un'altra metodologia empirica per stimare il CFL in Umbria, metodologia che deriva da quella applicata dallo Stato nella emanazione del Decreto Burden Sharing, ed esplicitata all'allegato 2 del Decreto stesso.

In estrema sintesi, sono stati utilizzati i *fattori di ripartizione* utilizzati per ripartire il consumo finale lordo elettrico e non elettrico al 2020 tra le regioni italiane.

I fattori di ripartizione rappresentano il rapporto tra il consumo finale elettrico e non elettrico regionale nel rispettivamente mediati nel periodo 2006-2010 e 2005-2007, e l'omologo valore nazionale.

Per la regione Umbria tali fattori sono l'1,8% e il 2,0% rispettivamente per il CFL elettrico e per il CFL non elettrico.

In buona sostanza, la media del CFL elettrico regionale nel periodo 2006-2010 era pari all'1,8% dell'omologo dato nazionale, e quello non elettrico regionale nel periodo 2005-2007 era pari al 2% dell'omologo dato nazionale.

La tabella che segue mostra le grandezze in gioco a livello nazionale.

Tabella 25: Suddivisione del CFL nazionale in ktep - elaborazione da GSE - Simeri

Anno	CFL	CFL-E	CFL-C	CFL-T	meccanismi flessibili	% (mec. Fles./somma CFL-E CFL-C CFL-T)
2005	138.582	29.750	65.930	38.898	4.004	2,97%
2006	136.834	30.325	62.945	39.255	4.309	3,25%

2007	133.994	30.482	59.680	39.309	4.523	3,49%
2008	132.585	30.401	60.156	37.541	4.487	3,50%
2009	125.658	28.658	56.790	35.981	4.228	3,48%
2010	129.705	29.487	60.430	35.295	4.492	3,59%
2011	127.250	29.782	57.664	35.140	4.664	3,80%
2012	127.405	29.269	60.566	32.980	4.589	3,74%
2013	124.068	28.379	58.802	32.023	4.863	4,08%

Si sottolinea che i dati forniti da SIMERI a livello nazionale tengono anche conto dei *meccanismi flessibili*, quindi una piccola quota del CFL nazionale non viene computato in nessuna delle tre voci (elettrico, termico, trasporti).

Applicando i *fattori di ripartizione* alle due componenti del CFL - elettriche e non elettriche – mostrate nella tabella precedente, sommando tali valori e applicando a tale somma la percentuale relativa ai meccanismi di flessibilità, è stato possibile effettuare la stima del CFL a livello regionale con questo secondo approccio.

Tabella 26: Stima del CFL per l'Umbria con il metodo dei *fattori di ripartizione* – elaborazione interna - dati in ktep

Anno	CFL-E	CFL-non elettrico	CFL-E + CFL-C + CFL-T	meccanismi di flessibilità	CFL regionale
2005	536	2.097	2.632,07	78	2.710
2006	546	2.044	2.589,84	84	2.674
2007	549	1.980	2.528,44	88	2.617
2008	547	1.954	2.501,15	88	2.589
2009	516	1.855	2.371,27	83	2.454
2010	531	1.915	2.445,28	88	2.533
2011	536	1.856	2.392,16	91	2.483
2012	527	1.871	2.397,77	90	2.487
2013	511	1.817	2.327,33	95	2.422

Confrontando i due set di dati così elaborati si evince che non sussistono notevoli variazioni.

Tabella 27: Confronto tra le 2 proiezioni del CFL regionale - elaborazione dati interna

Anno	CFL - rapporto Burden Sharing	CFL - fattori di ripartizione	scostamenti
2005	2.707	2.710	0,14%
2006	2.672	2.674	0,06%
2007	2.617	2.617	-0,01%
2008	2.589	2.589	-0,02%
2009	2.454	2.454	-0,01%
2010	2.533	2.533	-0,01%
2011	2.485	2.483	-0,08%
2012	2.488	2.487	-0,03%
2013	2.423	2.422	-0,03%

Per il 2013 quindi si può stimare un CFL pari a 2.423 ktep.

Per il 2014 non sono ancora disponibili i dati ufficiali nazionali.

Nel documento *La situazione energetica nazionale nel 2014* si fa una prima stima per il CFL 2014 in 119,25 Mtep, con una riduzione del 3,79% rispetto al 2013 (123,95 Mtep).

Il sistema SIMERÌ nella realtà presenta dati lievemente differenti, ma non presenta alcuna ipotesi di dati al 2014.

Ipotizzando valida la riduzione percentuale sopra presentata si potrebbe ipotizzare un CFL 2014 pari a 2.333 ktep.

Tenendo conto della notevole incertezza delle variabili in gioco, appare però opportuno effettuare una analisi sulla *tendenza* della curva anno-CFL, effettuando una semplice estrapolazione lineare.

Così operando, il valore relativo al 2014 risulta pari a **2.385 ktep**, sicuramente più conservativo per gli scopi della pianificazione.

Risulta interessante infine confrontare i dati così proiettati per il CFL umbro dati con la traiettoria delineata dallo Stato per l'Umbria nel decreto Burden Sharing:

Tabella 28: confronto della stima del CFL umbro con il CFL da Decreto *burden sharing* rielaborati – dati in ktep

Anno	CFL	CFL Umbria da BurdenSharing	Stima CFL Umbria
2012	127.405	2.577	2.488
2013	124.068	2.583	2.423
2014	119.250	2.581	2.385
2016	132.546	2.585	
2018	132.794	2.589	
2020	133.042	2.593	

Si evidenzia che la proiezione del CFL umbro si mantiene sempre al di sotto della traiettoria tracciata dalla Stato, e nei 3 anni di analisi si è sempre mantenuta inferiore anche al valore obiettivo al 2020.

LA COMPONENTE RINNOVABILE NELLE ANNUALITÀ 2013 E 2014

È necessario riportare il contributo in termini energetici delle fonti energetiche rinnovabili – **FER** – sia termiche che elettriche.

Per quanto riguarda le **FER-elettriche (FER-E)**, nei paragrafi precedenti sono stati riportati i dati puntuali e normalizzati, fonte per fonte, riferiti alle annualità 2014 e precedenti, dati che vengono di seguito riassunti:

Tabella 29: produzione al 2011, al 2013 ed al 2014 di energia elettrica da FER

Fonte energetica	Produzione 2011		Produzione 2013		Produzione 2014	
	GWh	ktep	GWh	Ktep	GWh	ktep
Idroelettrico*	1459,1	125,48	1471,7	126,56	1471,53	126,55
geotermico	0	0	0	0	0	0
Eolico*	2,493	0,21	2,54	0,22	2,72	0,23
fotovoltaico	286,1	24,60	519,1	44,64	516,1	44,38
Biomasse	50,1	4,31	152,8	13,14	223,5	19,22
Totale rinnovabile	1797,793	154,61	2157,5	185,54	2213,85	190,39

* I dati idroelettrico ed eolico sono normalizzati nel rispetto di quanto disciplinato dal Decreto 28/2011

Analogamente con quanto riportato per le FER-Elettriche in merito alla componente termica (**FER-T**), si riporta la tabella 21 con i dati stimati al 2011, 2013 e 2014 dei vari temi statistici che compongono le FER-termiche:

Tabella 30: Riproposizione andamento delle stime delle FER termiche in ktep relative agli anni 2011 - 2013 - 2014

FONTE	2011	2013	2014
Energia geotermica	0	0	0
Solare termica	2	2	2
Frazione rinnovabile rifiuti	1	1	1
Biomasse solide residenziale	106	219	205
Carbone vegetale	2	2	2
Biomasse solide non residenziale	0	0	0
Bioliquidi	0	0	0
Biogas	0	0	0
Pompe di calore	20	35	35
Calore derivato rinnovabile - CHP	0,2	0,2	0,2
Calore derivato rinnovabile - Only heat	0	0	0
totale FER-t	131,2	259,2	245,2

IL BURDEN SHARING E LA STIMA DEL RAPPORTO FER/CFL AL 2013 E 2014 - CONSIDERAZIONI

La tabella che segue ripropone le traiettorie, opportunamente interpolate, tracciate dallo Stato per la regione Umbria nel Decreto Burden Sharing

Tabella 31: Decreto *Burden Sharing* - traiettorie per l'Umbria del CFL e delle FER (ktep)

	CFL	FER-E	FER-C
anno iniziale di riferimento	2670	134	33
2009	2639	137,28	48,39
2010	2608	140,56	63,77
2011	2577	143,84	79,16
2012	2577	143,84	79,16
2013	2579	148,76	85,74
2014	2581	153,68	92,32
2015	2583	158,6	100,9
2016	2585	163,52	109,48
2017	2587	168,44	122,06
2018	2589	173,36	134,64
2019	2591	178,28	153,37
2020	2593	183,2	172,1

Come appare evidente, lo Stato ipotizzava al 2020 una produzione da FER-E pari a 183,2 ktep, mentre il dato 2013 e 2014 attesta la produzione rispettivamente a 184,58 ktep e 190,39, quindi entrambi superiori alla stima 2020, e di molto superiore alla stima riferita al relativo anno.

Analogo ragionamento vale per le FER-T, superiori al valore obiettivo fissato dal Decreto Burden Sharing al 2020 rispettivamente di circa 90 e 75 ktep.

Per il Consumo Finale Lordo, le considerazioni si ribaltano, avendo raggiunto nel 2014 un valore inferiore di più di 200 ktep rispetto all'obiettivo 2020 (differenza di 170 ktep rispetto al 2013).

La tabella che segue mostra sinotticamente i valori sopra proposti riferiti al 2013 ed al 2014, e, esclusivamente al fine di avere un confronto, il valore del CFL secondo la traiettoria indicata nel decreto Burden Sharing per l'Umbria:

Tabella 32: stima delle componenti FER-E, FER-T, CFL e rapporto FER/CFL

Parametri	Stima 2013	Stima 2014
FER-T	259,2	245,2
FER-E	184,57	190,39
Totale FER (Fer-E + FER-T)	443,77	435,59
CFL	2.423	2.385
FER/CFL	18,31%	18,26%
CFL Burden Sharing al 2020	2.593	

Con le valutazioni e stime riportate nel paragrafo precedente, si può stimare che la componente FER-E e FER-T al 2013 e 2014 raggiunga rispettivamente i valori di 443,77 ktep e 435,39 ktep.

Tali valori vanno messi in relazione con il CFL, o meglio con la stima al 2013 e 2014 dello stesso, rispettivamente pari a 2.423 ktep e 2.385 ktep.

Il rapporto FER/CFL riferito al 2013 e 2014 risulta quindi rispettivamente pari a 18,31% e 18,26%.

Sia nel 2013 che nel 2014 si è raggiunto l'obiettivo al 2020 stabilito dal decreto cd. Burden Sharing, che, come riportato, assegna per l'Umbria un target pari a 13,7%. Va da se' che si sono superati anche gli obiettivi parziali riferiti alle annualità precedenti al 2020.

1.2.6 Quadro normativo regionale

R.R.7/2011

Il Regolamento Regionale 29 Luglio 2011, n.7 (BUR n.34 del 5/08/2011), recante “Disciplina regionale per l’installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili”, ha definito un quadro normativo certo al fine di assicurare l’equilibrato sviluppo del settore energetico nel rispetto dell’ambiente e del paesaggio dell’Umbria.

In particolare, con il citato regolamento sono stati definiti:

- il quadro complessivo delle procedure autorizzative per ogni specifica tipologia di impianto di energia elettrica da fonti rinnovabili ivi compreso i casi di estensione del regime della procedura abilitativa semplificata (d. lgs.vo 28/2011, art.6 comma 9) e i casi di estensione del regime della comunicazione relativa alle attività in edilizia libera (d. lgs.vo 28/2011, art.6 comma 11);
- i casi in cui la presentazione di più progetti sono da valutare in termini cumulativi nell’ambito della Valutazione di Impatto Ambientale (d. lgs.vo 28/2011, art.4 comma 3);
- le disposizioni regionali, ovvero i criteri generali di localizzazione degli impianti al di fuori delle aree non idonee, i criteri generali di progettazione e le condizioni da rispettare per l’installazione degli impianti (d. lgs.vo 28/2011, art.5 comma 1);
- le modalità di trasmissione alla Regione, da parte di Comuni e Province, delle informazioni relative agli impianti autorizzati (d. lgs.vo 28/2011, art.5 comma 4, art. 6 comma 9), la modulistica da utilizzare da parte del proponente (D.M. 10 settembre 2010);
- l’ammontare degli oneri istruttori a favore di Province e Comuni (D.M. 10 settembre 2010, d. lgs.vo 28/2011 art.6 comma 9).

Al regolamento regionale sono inoltre Allegati 4 elaborati, nell’ordine:

- Allegato A, contenente il quadro sinottica delle Procedure Autorizzative per ogni fonte (art.3, comma 6);
- Allegato B, contenente i criteri e le condizioni per l’installazione di impianti FER (art.4, comma 1);
- Allegato C, contenente l’individuazione delle aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti (art.7, comma 1);
- Allegato Cbis, contenente l’individuazione di ulteriori siti ed aree non idonee ai sensi dell’art.12, comma 3.

Successivamente alla approvazione del Regolamento, sono stati adottati atti in esecuzione a quanto imposto dal Regolamento stesso e di correzione e modifiche di alcune previsioni contenute negli allegati. Di seguito una breve carrellata:

- D.G.R. 6 dicembre 2011, n. 1466 recante *Regolamento regionale 7/2011, art. 3, comma 4. Adozione della modulistica per la presentazione dell’istanza di autorizzazione unica, della dichiarazione e della comunicazione, nonché del modello e del modulo informativo;*
- D.G.R. 23 gennaio 2012, n. 40 recante *Art.12 R.R.7/2011. Modifiche e integrazioni agli allegati. Ulteriori aree non idonee;*
- D.G.R 7 maggio 2012, n. 494, recante *R.R.7/2011 Disciplina regionale per l’installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Ulteriori modifiche ed integrazioni agli allegati;*

L.R. 1 2015 – TESTO UNICO GOVERNO DEL TERRITORIO E MATERIE CORRELATE

L’articolo 6 della legge regionale 21 gennaio 2015, n. 1 recante Testo unico Governo del territorio e materie correlate al comma 2 let. b sub 10 stabilisce che le funzioni per il rilascio dell’autorizzazione unica per la costruzione e l’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e l’esercizio

degli impianti stessi, di cui all' articolo 12, comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 sono conferite alle Province, è delegata alla Provincia competente per territorio.

L'art.118, poi, tratta anche dei regimi autorizzativi per la produzione di energia termica da FER.

Come noto, la recentissima riorganizzazione della Pubblica Amministrazione ha riportato in capo alla amministrazione regionale le competenze in materia di energia prima conferite alle Province

L.R. 17 2008 - NORME IN MATERIA DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEGLI INTERVENTI URBANISTICI ED EDILIZI
La l.r. 18 novembre 2008 , n. 17 recante *Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi* all'art. 15 -Risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile- pone obblighi minimi di integrazione di energia da fonte rinnovabile per gli edifici di nuova costruzione e per quelli oggetto di totale ristrutturazione edilizia o urbanistica: produzione almeno del 50% di ACS da fonti rinnovabili, almeno 1 kW di pannelli fotovoltaici per ogni unità abitativa nel caso di edilizia residenziale, almeno 5 kW di pannelli fotovoltaici per gli edifici destinati ad attività produttive di tipo industriale, artigianale o agricolo, nonché ad attività direzionali, commerciali e per servizi con superficie utile coperta superiore a cento metri quadrati.

Appare opportuno ricordare che il D. Lgs. 28/2011 prevede anch'esso obblighi minimi di integrazione delle FER negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (art.11) , riportati all'All.3 dello stesso Decreto. Nello specifico, oltre all'obbligo della produzione di almeno del 50% di ACS da fonti rinnovabili, nonché di percentuali crescenti dal 2012 al 2017 della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento ed il raffrescamento, tale da giungere al 2017 al 50%. Inoltre si pone l'obbligo di installare una potenza elettrica da FER crescente secondo lo stesso orizzonte temporale sopra citato, pari rispettivamente almeno ad 1 kW ogni 80, 65 e 50 m² di superficie in pianta dell'edificio.

L.R. 31 1983 – NORME IN MATERIA DI OPERE CONCERNENTI LINEE ED IMPIANTI ELETTRICI FINO A 150.000 VOLT

La l.r. 11 Agosto 1983, n. 31 recante *Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici fino a 150.000 Volt* disciplina le funzioni trasferite alla Regione in materia di opere per il trasporto, la trasformazione e la distribuzione di energia elettrica comunque prodotta, avente tensione non superiore a 150.000 Volt., stabilendo l'autorità competente a ricevere ed istruire la domanda di autorizzazione a costruire nuove linee, cabine, stazioni elettriche e relative opere accessorie, ovvero a variare le caratteristiche elettriche o del tracciato di linee esistenti, l'istruttoria da seguire, i contenuti dell'autorizzazione, le interrelazioni con la materia urbanistica, nonché varie casistiche applicative.

La l.r. 2 marzo 1999 ,n. 3 recante *Riordino delle funzioni e dei compiti amministrativi del sistema regionale e locale delle Autonomie dell'Umbria in attuazione della L. 15 marzo 1997, n. 59 e del D.Lgs. 31 marzo 1998, n. 112* ha attribuito alle province, ai sensi dell'art.70, le funzioni amministrative in materia di opere pubbliche relative alle linee ed impianti elettrici fino a 150 kV.

Va da se' che la l.290/2003 e ss. modifiche ed integrazioni individua una serie di interventi che sono di competenza esplicita dello Stato.

1.2.7 La generazione termoelettrica da fonti fossili

Al paragrafo 1.2.1 ed in particolare al sottoparagrafo *I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione* è stato riportato il Bilancio Energetico Regionale 2007, che per comodità viene riportato a seguire.

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna	0	-	0	0	501		-	501
Saldo import-export	283	2	1.038	1.323	86		120	2.853
Bunkeraggi internazionali	-	-	8	-	-		-	8
Variazioni delle scorte	0	-	0	-	-		-	0
Disponibilità interna lorda	283	2	1.031	1.323	587	0	120	3.346
Ingressi in trasformazione	253	0	5	493	142		0	893
Centrali elettriche	253	0	5	493	125			876
Cokerie	0	-	-	-	-			0
Raffinerie	-	-	0	-	-			0
Altri impianti	0	-	0,05	-	17			17
Uscite dalla trasformazione	0	0	0	0	0		456	456
Centrali elettriche							456	456
Cokerie	0							0
Raffinerie	-		0	0	-			0
Altri impianti	0		0	0	0		-	0
Trasferimenti	-91	0	-1	-272	-92		456	0
Energia elettrica	-91	0	-1	-272	-92		456	0
Calore								0
Altro	0		0	0	0			0
Consumi e perdite	0	0	0	20	38		46	103
Disponibilità interna netta	30	2	1.026	810	407	0	530	2.805
Usi non energetici	0	0	0	0	0			0
Consumi finali	30	2	1.026	810	407	0	530	2.805
Industria	30	2	214	451	6		324	1.027
Industria manifatturiera di base	25	1,91	133	370	6		216	752
Industria manifatturiera non di base	5	0	81	81	0		106	272
Trasporti	0	0	708	23	0		6	737
Stradali	-	-	705	23	-		0	728
Altre modalità di trasporto	-	-	3	0	-		6	9
Altri settori	0	-	104	337	401	-	200	
Residenziale	0	0	54	161	401		82	698
Terziario	0	0	11	176	0		109	295
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	0	0	40	0	0		9	49
Produzione di energia elettrica - GWh	1.062	0	12	3.158	1.071			5.303
Produzione di calore - PJ								

Ancorché, come già riportato, i dati sopra indicati non possono essere messi in correlazione diretta con il Consumo Finale Lordo, risulta interessante analizzare la trasformazione dell'energia primaria in energia elettrica.

La tabella sopra riportata evidenzia che nel 2007 la disponibilità interna netta di energia elettrica era pari a 530 ktep, equivalenti a 6160 GWh, perfettamente confrontabile con il consumo elettrico fornito dalle statistiche TERNA riferite allo stesso anno (6470 GWh).

Tali 530 ktep derivavano da una quota di import pari a 120 ktep, e la restante quota (410 ktep) derivavano dalla trasformazione di 893 ktep di energia primaria in 456 ktep di energia elettrica, di cui 46 ktep rappresentanti le perdite di sistema.

Gli 893 ktep di energia primaria erano costituiti per la stragrande maggioranza da combustibili fossili (750 ktep) e la residua quota di 142 ktep era costituita da fonti rinnovabili.

I combustibili fossili per la produzione di energia elettrica ricoprono quindi un importante ruolo nelle dinamiche energetiche ed ambientali regionali, costituendo più del 22% della disponibilità interna lorda di energia.

In termini di consumo finale di energia (non solo elettrica) il 66% del consumo finale è supportato dalle fonti fossili, il 15% dalle fonti rinnovabili, ed il residuo 19% dall'energia elettrica prima trattata.

Visto il notevole peso che storicamente hanno avuto le fonti fossili nella generazione elettrica, soprattutto in termini emissivi, oggetto del presente paragrafo è l'analisi del contributo delle centrali termoelettriche a combustibile fossile al fabbisogno elettrico regionale.

Appare opportuno mostrare l'evoluzione del contributo delle varie fonti (fossili e rinnovabili) alla generazione elettrica regionale.

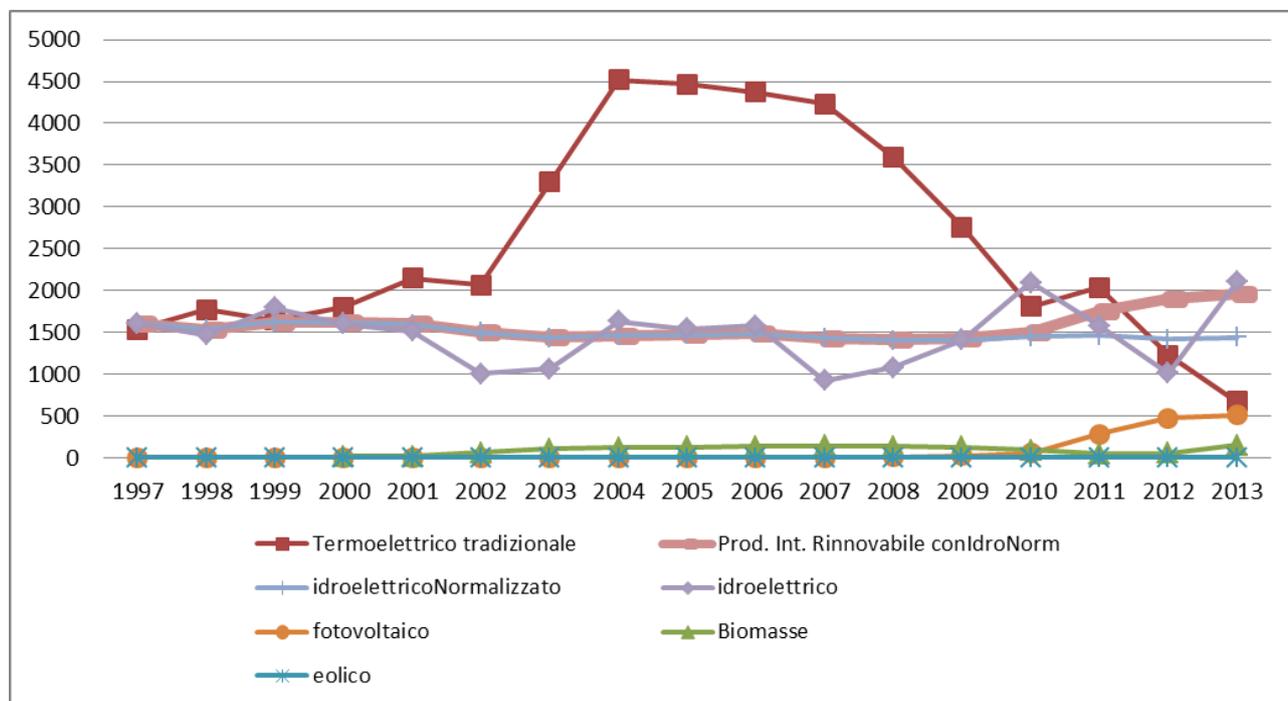


Figura 32: Produzione elettrica dal 1997 al 2013, dati in GWh - suddivisione per fonti- elaborazione dati TERNA

Dal grafico sopra riportato, si evidenzia come fino al 2000 circa la componente termoelettrica regionale pesasse quanto la componente idroelettrica in termini di produzione di energia elettrica (circa 1.700 GWh). A partire dal 2001, invece, la componente fossile è cresciuta notevolmente fino a raggiungere produzioni dell'ordine di 4.500 GWh (2004). Ciò ha coinciso con l'attivazione della centrale a turbogas di Pietrafitta. Poi le dinamiche di mercato hanno reso sempre meno conveniente l'utilizzo di tale centrale, tanto che nel 2010 la produzione di energia elettrica da fonte fossile è scesa sotto i 2.000 GWh, tornando a livelli produttivi di 10 anni prima.

La crescita notevole delle fonti rinnovabili, evidenziabile dal 2009, ha poi modificato ulteriormente il quadro, e dal 2012 si assiste ad una produzione delle rinnovabili che supera la produzione da fossile. Il 2013 mostra come la produzione da fonte fossile (circa 680 GWh), ormai superata nettamente dalla produzione idroelettrica (2.100 GWh, che equivalgono ad una produzione normalizzata di 1.440 GWh), costituendo solamente 1/3 di tale produzione, sia confrontabile con la produzione fotovoltaica (510 GWh), e sia circa pari alla somma della componente fotovoltaica e da biomassa (circa 660 GWh).

Le centrali termoelettriche a fonte fossile che insistono sul territorio regionale hanno una potenza totale elettrica installata pari a circa 770 MW, di cui circa l'87% è installata nelle centrali ENEL di Pietrafitta e Bastardo. La produzione di queste 2 centrali, come prima accennato, risulta estremamente variabile e funzione del mercato, tanto che la centrale di Pietrafitta ha funzionato a regime solamente nelle annualità 2004-2007, e la centrale di Bastardo ha evidenziato un funzionamento altalenante, anche in funzione del prezzo del combustibile. Le altre centrali, la cui potenza cumulata invece è dell'ordine di 100 MW, sono piccole centrali a servizi di utenze o gruppi di utenze private, con taglie piccole, variabili tipicamente tra 3 e 30 MW, ma che tipicamente hanno un funzionamento con caratteristiche di maggior costanza nel tempo.

Le 2 centrali ENEL che assorbono la maggior potenza installata sono la centrale "Franco Rasetti" di Pietrafitta nel comune di Piegaro e la centrale "Pietro Vannucci" di Bastardo nel comune di Giano dell'Umbria.

La prima centrale (Pietrafitta) è costituita da 3 diversi gruppi: 1 gruppo turbogas a ciclo combinato di potenza elettrica complessiva pari a 352 MW (potenza termica associata al turbogas pari a 680 MW), alimentato a gas naturale ed in esercizio dal 2003, denominato PF5, e due gruppi turbogas della potenza elettrica ciascuno di 88 MW (per un totale di circa 170 MW), e della potenza termica associata a ciascun turbogas pari a 310 MW, entrati in funzione nel 1980, denominati PF3 e PF4.

I gruppi turbogas in ciclo aperto sono utilizzati per la generazione elettrica solo in caso di improvvisa richiesta di carico o in situazioni critiche di rete, grazie ai brevi tempi di avviamento, ovvero possono essere utilizzati per rifasamento della rete elettrica locale.

Il gruppo PF5 dal 2009 in poi svolge servizio di copertura delle punte giornaliere di richiesta con frequenti fermate tipicamente in orario notturno. Prima del 2009, invece, veniva esercitato con continuità.

La seconda centrale (Bastardo) è costituita da 2 gruppi a vapore convenzionali alimentati a carbone, di potenza elettrica ciascuno pari a 75 MWe (per un totale di 150 MWe) e della potenza termica associata pari a circa 200 MWt ciascuno. La centrale, entrata in esercizio nel 1967 ed alimentata ad olio combustibile, è stata convertita per il funzionamento a carbone nel 1990.

Tale centrale è un impianto a ciclo continuo in cui sono impiegati più di 100 addetti, definita fino al 2010 come centrale *must run*, ossia a priorità di partenza, per la criticità della rete elettrica a 120 kV.

Dalla breve disamina proposta si evince che i mutamenti del mercato elettrico degli ultimi anni rendono marginale il ruolo della regione Umbria nel quadro della generazione termoelettrica, e a cascata ciò può portare ad un impoverimento in termini occupazionali e di *know how*.

A dimostrazione dell'andamento variabile nel tempo delle centrali, i grafici che seguono mostrano l'andamento della produzione lorda per le 2 centrali nei periodi 2007-2010, della loro produzione cumulata, ed il dato relativo alla produzione termoelettrica totale in Umbria, da fonte fossile, nello stesso periodo.

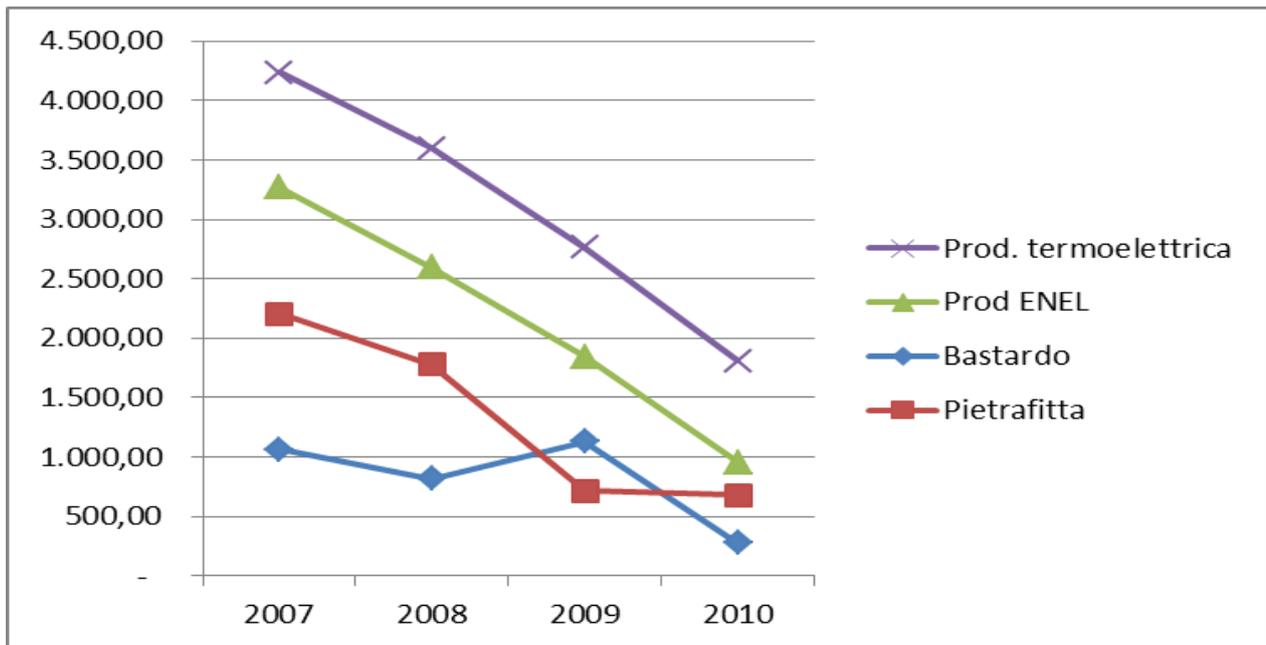


Figura 33: Produzione lorda termoelettrica da fonte fossile in Umbria 2007-2010 - dati in GWh

1.2.8 Energia ed emissioni atmosferiche

La produzione e lo sfruttamento dell'energia sono strettamente collegate alla tematica emissioni in atmosfera. Tali emissioni hanno evidenti responsabilità sul cambiamento climatico e sullo stato di qualità dell'aria.

Qualsiasi processo di combustione è responsabile della emissione sia di gas serra o climalteranti, gas cioè che contribuiscono all'incremento dell'effetto serra, fenomeno comunque necessario per lo sviluppo della vita sul pianeta terra, assorbendo maggiormente la radiazione infrarossa ed "intrappolando" energia termica nell'atmosfera, sia di gas inquinanti.

La diretta correlazione energia – emissione in atmosfera è evidente analizzando i dati dell'Inventario Regionale Emissioni in Atmosfera (<http://apps.arpa.umbria.it/inventarioemissioni/>).

Le emissioni sono suddivise in 3 macrocategorie:

- principali inquinanti dell'aria: ossidi di zolfo (SO_2+SO_3), ossidi di azoto ($\text{NO}+\text{NO}_2$), composti organici volatili con l'esclusione del metano (COVNM), monossido di carbonio (CO), particelle sospese con diametro inferiore a 10 μm (PM10), particelle sospese con diametro inferiore a 2,5 μm (PM2,5) e ammoniaca (NH_3);
- IPA e metalli pesanti: benzene (C_6H_6) e benzo(a)pirene nonché Arsenico, Cadmio, Cromo, Piombo, Nichel;
- gas serra: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O).

Chiaramente sono monitorati un numero limitato di composti, che possono essere visti quali indicatori.

Le sorgenti emissive sono suddivise in 11 macrosettori:

- Centrali termoelettriche
- Riscaldamento
- Combustione industriale
- Processi produttivi
- Estrazione e distribuzione dei combustibili fossili
- Solventi
- Trasporti
- Altre sorgenti mobili
- Rifiuti
- Agricoltura
- Natura

Per maggior precisione, appare opportuno riportare la definizione di ciascun macrosettore e una sintetica esplicitazione per ognuno di essi:

01. Combustione nell'industria dell'energia e trasformazione fonti energetiche

Il macrosettore riunisce le emissioni di caldaie, turbine a gas e motori stazionari e si focalizza sui processi di combustione necessari alla produzione di energia su ampia scala e alla sua trasformazione.

02. Impianti di combustione non industriali

Comprende i processi di combustione finalizzati per la produzione di calore (riscaldamento) per le attività di tipo non industriale: sono compresi, quindi, gli impianti commerciali ed istituzionali, quelli residenziali (riscaldamento e processi di combustione domestici quali camini, stufe, ecc.) e quelli agricoli.

03. Impianti di combustione industriale e processi con combustione

Comprende tutti i processi di combustione strettamente correlati all'attività industriale e, pertanto, vi compaiono tutti i processi che necessitano di energia prodotta in loco tramite combustione: caldaie, fornaci, prima fusione di metalli, produzione di gesso, asfalto, cemento, ecc.

04. Processi produttivi

Comprende le rimanenti emissioni industriali che non si originano in una combustione, ma da tutti gli altri processi legati alla produzione di un dato bene o materiale (tutte le lavorazioni nell'industria siderurgica, meccanica, chimica organica ed inorganica, del legno, della produzione alimentare, ecc.).

05. Estrazione, distribuzione combustibili fossili e geotermia

Il macrosettore raggruppa le emissioni dovute ai processi di produzione, distribuzione, stoccaggio di combustibile solido, liquido e gassoso e riguarda sia le attività sul territorio che quelle off-shore. Comprende, inoltre, anche le emissioni dovute ai processi geotermici di estrazione dell'energia.

06. Uso di solventi

Comprende tutte le attività che coinvolgono l'uso di prodotti contenenti solventi, ma non la loro produzione (es. dalle operazioni di verniciatura e sgrassaggio sia industriale che non, fino all'uso domestico che si fa di tali prodotti).

07. Trasporti su strada

Tutte le emissioni dovute alle automobili, ai veicoli leggeri e pesanti, ai motocicli e agli altri mezzi di trasporto su strada, comprendendo sia le emissioni dovute allo scarico che quelle da usura dei freni, delle ruote e della strada.

08. Altre sorgenti mobili e macchine

Include il trasporto ferroviario, la navigazione interna, i mezzi militari, il traffico marittimo, quello aereo e le sorgenti mobili a combustione interna non su strada, come ad esempio mezzi agricoli, forestali (motoseghe, apparecchi di potatura, ecc.), quelli legati alle attività di giardinaggio (falciatrici, ecc.) e i mezzi industriali (ruspe, caterpillar, ecc.).

09. Trattamento e smaltimento rifiuti

Comprende le attività di incenerimento, spargimento, interrimento di rifiuti, ma anche gli aspetti ad essi collaterali come il trattamento delle acque reflue, il compostaggio, la produzione di biogas, lo spargimento di fanghi, ecc.

10. Agricoltura

Comprende le emissioni dovute a tutte le pratiche agricole ad eccezione dei gruppi termici di riscaldamento (inclusi nel macrosettore 3) e dei mezzi a motore (compresi nel macrosettore 8): sono incluse le emissioni dalle coltivazioni con e senza fertilizzanti e/o antiparassitari, pesticidi, diserbanti, l'incenerimento di residui effettuato in loco, le emissioni dovute alle attività di allevamento (fermentazione enterica, produzione di composti organici) e di produzione vivaistica.

11. Natura e altre sorgenti e assorbimenti

Comprende tutte le attività non antropiche che generano emissioni (attività fitologica di piante, arbusti ed erba, fulmini, emissioni spontanee di gas, emissioni dal suolo, vulcani, combustione naturale, ecc.) e quelle attività gestite dall'uomo che ad esse si ricollegano (foreste gestite, piantumazioni, ripopolamenti, combustione dolosa di boschi).

I macrosettori sopra indicati possono essere suddivisi in 2 gruppi: quello direttamente correlato con l'energia (uso, produzione, trasformazione) e quello non direttamente correlato. Nel primo gruppo vanno annoverati i seguenti settori:

- Centrali termoelettriche
- Riscaldamento
- Combustione industriale
- Estrazione e distribuzione dei combustibili fossili
- Trasporti
- Altre sorgenti mobili;

mentre il secondo settore contempla i processi produttivi, i solventi, i rifiuti, l'agricoltura e la natura.

Nel prosieguo, inoltre, i macrosettori sono stati accorpatisi in funzione del settore (Industria - comprensiva del termoelettrico, Civile, Trasporti, Agricoltura e zootecnia, Natura) a cui possono essere ascritti.

In tale ottica, al settore industriale sono stati associati: centrali termoelettriche, combustione industriale, processi produttivi, Estrazione e distribuzione dei combustibili fossili, Solventi. Al settore Civile è stato associato il macrosettore riscaldamento e rifiuti, al settore trasporti e altre sorgenti mobili. Va da se' che tale associazione non è completamente esaustiva, ma è utile per analizzare in linea di massima i valori riportati

I dati dell'inventario si riferiscono alle annualità 2007 e 2010. Si sottolinea che con la pubblicazione dei dati 2010, avvenuta nel Luglio 2014, i dati precedentemente pubblicati relativi al 2007 hanno subito delle lievi variazioni, dovute alla modifica, effettuata a livello internazionale, dei fattori emissivi di conversione. In conseguenza di tale modifica, i dati di emissione vengono aggiornati con riferimento non solo all'ultima rilevazione, ma anche alle precedenti, al fine di armonizzare, omogeneizzare e rendere confrontabili gli stessi nel tempo.

Di seguito si propone una lettura sintetica dei dati relativi alle annualità 2007 e 2010, con commenti riferiti ai singoli anni e alle mutue differenze.

L'INVENTARIO 2007

La tabella che segue mostra in maniera sinottica la "responsabilità" del settore energetico sulle emissioni.

Tabella 33: Incidenza del settore energia nella emissione di gas inquinanti e climalteranti - 2007

	Inquinanti	Incidenza Percentuale	
		Energia	Altro
Inquinanti principali	Monossido di carbonio	86,57%	13,43%
	Composti organici volatili ad esclusione del metano	26,03%	73,97%
	Ossidi di azoto	96,52%	3,48%
	Particelle sospese con d<10µm	70,96%	29,04%
	Particelle sospese con d<2,5µm	85,47%	14,53%
	Ossidi di zolfo	98,08%	1,92%
	Ammoniaca NH3	5,28%	94,72%
Gas serra	Anidride carbonica	77,45%	22,55%
	Metano	32,30%	67,70%
	Protossido di Azoto	24,37%	75,63%
IPA e metalli pesanti	Benzo(a)pirene	76,40%	23,60%
	Benzene	94,15%	5,85%
	Arsenico	45,36%	54,64%
	Cadmio	30,86%	69,14%
	Cromo	58,94%	41,06%
	Piombo	13,19%	86,81%
	Nichel	23,65%	76,35%

È evidente che il gruppo energia sia responsabile della gran parte delle emissioni. Ciò è in assoluto vero per gli idrocarburi policiclici aromatici, con incidenze superiori al 90% per gli IPA ed elevate percentuali relative al benzo(a)pirene e ad 1 metallo pesante (Cromo).

Per i gas serra la responsabilità del gruppo energia è notevole per quanto riguarda la CO₂ (il 77,45% delle emissioni sono legate alla produzione ed all'uso energetico, trattandosi sostanzialmente della ossidazione del Carbonio nei processi di combustione), mentre l'emissione di metano e di protossido di azoto è ascrivibile sostanzialmente agli altri macrosettori (incidenze dell'ordine del 65-75%).

Anche per le 7 voci degli inquinanti principali l'incidenza del gruppo energia è notevole: per il monossido di carbonio, tipicamente dovuto ad un parziale processo di combustione, il gruppo energia incide per l'86%, per gli NO_x, anch'essi connessi alla fase di combustione ad alte temperature, l'incidenza è prossima al 100% (96,5%), stesso dicasi per gli ossidi di zolfo (98%). Le polveri fini sono anch'esse generate preminentemente nei processi energetici (70% per le PM₁₀ e 85% per le PM_{2,5}). I COV (ad esclusione del metano) e l'Ammoniaca sono gli unici inquinanti del settore inquinanti principali per il quale il gruppo energia ha una limitata responsabilità (rispettivamente 26% e 5%).

È inoltre interessante riportare alcuni dati inerenti il contributo emissivo per macrosettore.

Le centrali termoelettriche al 2007 erano responsabili della emissione del 66% degli ossidi di zolfo.

Il 40% delle emissioni di PM10 è causato dal riscaldamento (e di questo valore, più del 90% è connesso al riscaldamento civile alimentato a legna), e per il PM2.5 la percentuale sale al 53%. Sempre il riscaldamento è responsabile dell'emissione dell'85% del benzo-a-pirene, del 24% del CO, del 35% del Nichel. La combustione industriale incide per il 21% per l'emissione di SOx, del 20% della CO₂, del 53% di Arsenico e del 20% di Nichel.

I trasporti incidono per il 52% sulla CO₂, per il 41% per gli NOx.

Risulta infine interessante analizzare la "responsabilità" dei settori Industria (comprensiva del termoelettrico), Civile, Trasporti, Agricoltura e zootecnia, Natura, nella immissione di sostanze climalteranti o inquinanti nell'atmosfera.

Di seguito i grafici relativi ai tre indicatori dei gas climalteranti (CO₂, CH₄ e N₂O).

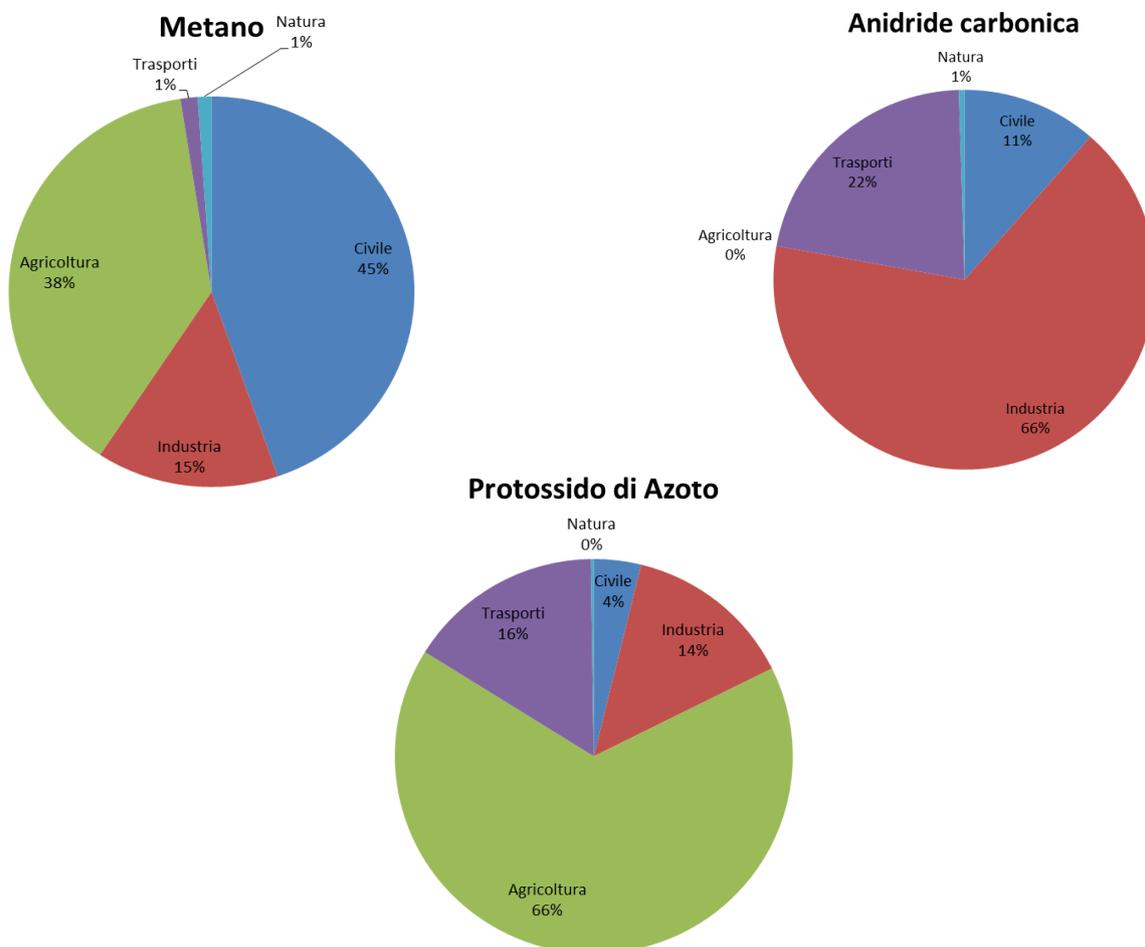


Figura 34: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti (CH₄, CO₂, N₂O) – Elaborazione dati ARPA

Tenendo conto dei diversi potenziali GWP (Global Warning Potential, a 100 anni) i 3 grafici sopra riportati possono essere trasformati in un solo grafico.

Incidenza Gas serra tenendo conto del GWP

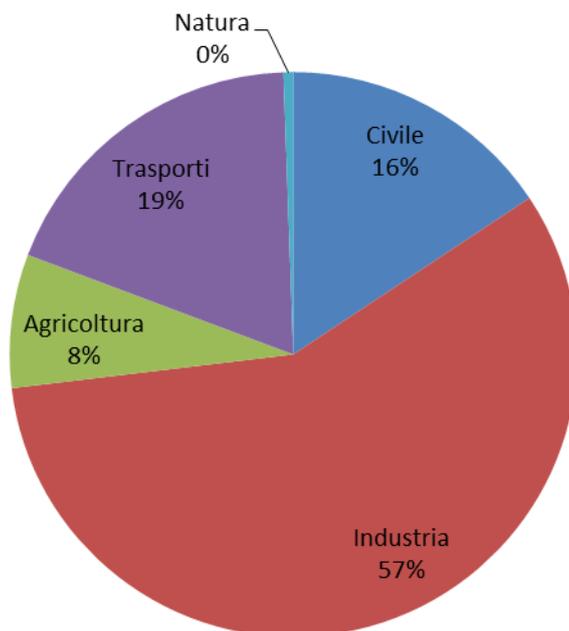


Figura 35: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti, mediata con il parametro GWP - 2007

L'industria incide per circa il 57% sull'effetto serra, mentre i trasporti ed il settore civile incidono per meno di un terzo rispetto all'industria (rispettivamente 19% e 16%), quindi l'agricoltura incide per l'8%.

L'INVENTARIO 2010

I dati analizzati nel precedente paragrafo si riferiscono al 2007. Nel mese di Luglio 2014 sono stati messi a disposizione i dati relativi al 2010, dati che sicuramente approssimano con maggior precisione lo stato dell'ambiente. Ad oggi, tenuto conto delle dinamiche di crisi economica che interessano ormai da diversi anni l'Europa, l'Italia e la nostra regione.

Tabella 34: Confronto delle emissioni tra le annualità 2007 e 2008

EMISSIONI	U.d.m.	2007	2010	incremento 2010	Variazione % ($\Delta/2007$)
Monossido di carbonio - CO	t	73.987,06	75.804,58	1.817,52	2,5%
Composti organici volatili ad esclusione del metano - COVNM	t	36.085,07	26.711,69	-9.373,39	-26,0%
Ossidi di azoto - NOX	t	32.049,29	26.550,26	-5.499,03	-17,2%
Particelle sospese con diametro < 10 micron - PM10	t	9.391,90	12.069,81	2.677,90	28,5%
Particelle sospese con diametro < 2,5 micron - PM2,5	t	7.451,81	10.067,47	2.615,66	35,1%
Ossidi di zolfo - SOX	t	6.399,14	2.236,82	-4.162,32	-65,0%
Ammoniaca - NH3	t	13.861,56	6.080,07	-7.781,49	-56,1%
Anidride carbonica - CO2	t	11.710.678,94	10.097.699,58	-1.612.979,35	-13,8%
Metano - CH4	t	33.161,78	36.105,10	2.943,32	8,9%
Protossido di Azoto - N2O	t	1.714,43	1.559,05	-155,39	-9,1%
Benzo(a)pirene - BAP	kg	1.192,60	1.517,39	324,79	27,2%

EMISSIONI	U.d.m.	2007	2010	incremento 2010	Variazione % ($\Delta/2007$)
Benzene - C6H6	kg	574.626,00	774.852,15	200.226,15	34,8%
Arsenico - AS	kg	256,66	224,43	-32,23	-12,6%
Cadmio - CD	kg	442,29	473,03	30,74	6,9%
Cromo - CR	kg	711,92	749,66	37,74	5,3%
Piombo - PB	kg	5.115,92	4.817,40	-298,52	-5,8%
Nichel - NI	kg	1.347,12	1.190,10	-157,02	-11,7%

Si assiste ad una riduzione delle emissioni globali dell'ordine di 1.630.000 tonnellate (Gg). La massima riduzione in termini assoluti interessa le emissioni di CO₂ che si riducono di ben 1.610.000 tonnellate (-13,8%). Sempre in termini assoluti, gli inquinanti principali hanno notevoli riduzioni dell'ordine del migliaio di tonnellate per macrosettore per quanto riguarda i COV, gli NO_x, gli SO_x e l'NH₃. In particolare, in termini relativi, la diminuzione massima interessa gli Ossidi di zolfo e l'Ammoniaca (rispettivamente 65% e 56%).

Andando nello specifico, nella macrocategoria dei gas serra, oltre alla diminuzione della CO₂, si assiste ad un incremento del Metano (+8,9%, pari a circa 3.000 ton di incremento) e ad una diminuzione nell'emissione del protossido di azoto (N₂O) del 9,1% (pari a circa 150 ton di riduzione).

Nella macrocategoria degli inquinanti principali il CO subisce variazioni limitate (+2,5%), e a fronte delle diminuzioni, anche notevoli, dei già citati COV (-26%), NO_x (-17%), SO_x (-65%) e NH₃ (-56%), si assiste ad un incremento di 1/3 circa nell'emissione dei PM₁₀ e PM_{2,5} (per la precisione, rispettivamente +28% e +35%). Dall'analisi più specifica dei dati sopra riportati, si evince che nel 2010 la principale fonte di emissioni nel territorio regionale del PM₁₀ è da ascrivere al riscaldamento (74%, pari a circa 8.900 ton su un totale di 12.000 ton), seguita da processi produttivi (9%), Agricoltura (8%) e Trasporti (6,5%). Analizzando la voce di maggior peso, si evince che la combustione di legna per caminetti domestici e per stufe tradizionali è il responsabile, essendo dovuti a tale combustibile ben l'85% dell'emissione dovuta al riscaldamento (e quindi, in termini assoluti, la combustione di legna per uso domestico incide per circa il 64%).

Confrontando i dati sopra riportati con i dati dell'inventario relativo al 2007, si evince che il riscaldamento nel 2007 era responsabile dell'emissione del 60% circa dei PM₁₀ (pari a circa 5500 ton su un totale di 9400 ton), e che era sempre la combustione di legna ad essere la responsabile principale dell'emissione nel settore residenziale, con una percentuale identica a quella del 2010 (85%), e quindi, in termini assoluti, la combustione di legna ad uso residenziale nel 2005 incideva per il 50%.

L'incremento di emissioni di PM₁₀ dal 2007 al 2010, stimabile in 2.700 ton circa, è da ascrivere per la quasi totalità al riscaldamento domestico (che ha portato ad una emissione aggiuntiva di 2.970 ton, superiore all'incremento globale, differenza compensata da riduzioni negli altri settori).

Ragionamento analogo vale anche per i PM_{2,5}.

Da studi di settore risulta che su tutto il territorio nazionale si è assistito ad un incremento di biomassa solida (legna) per il riscaldamento domestico (più del 7% annuo negli ultimi anni), e ciò è probabilmente dovuto al prezzo del combustibile notevolmente inferiore rispetto ai combustibili fossili tradizionali, tale da portare ad un risparmio economico consistente nella gestione del bilancio delle famiglie.

Per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NO_x) nel territorio regionale, pur a fronte della citata riduzione in termini assoluti, si assiste comunque ad un aumento delle emissioni dovuto al combustibile legna (per circa 265 t).

La riduzione della NO_x è dovuta sostanzialmente alla riduzione di emissione dalle centrali termoelettriche (che hanno prodotto molto meno rispetto al 2007) (-1870 ton), alla riduzione di emissioni dovute alla combustione industriale (-1280 ton), e ciò è dovuto sia alle autorizzazioni alle emissioni che hanno imposto dei limiti più stringenti, e quindi un ammodernamento dei sistemi di produzione più efficienti dal punto di vista ambientale, sia alla crisi economica che ha portato ad una riduzione delle produzioni e quindi delle emissioni. La notevole riduzione di emissioni di NO_x a livello regionale è dovuta in particolare all'attività

della produzione del cemento nel comune di Gubbio con una riduzione di oltre 940 ton. La maggior riduzione settoriale, però, si è avuta nel settore dei trasporti stradali (-2350 ton): come noto, le emissioni di ossidi di azoto risultano imputabili principalmente ai veicoli alimentati a gasolio, e negli ultimi anni si è assistito ad un notevole miglioramento tecnologico indotto dalla normativa comunitaria di settore, che ha stabilito limiti sempre più stringenti alle emissioni. Non va dimenticata comunque anche la riduzione dei consumi del gasolio dovuta alla crisi economica.

Gli IPA e metalli pesanti subiscono limitate variazioni per la maggior parte degli elementi monitorati (Ar, Cd, Cr, Pb, Ni), mentre gli IPA risultano in crescita percentualmente sostenuta (Benzene + 35% con un incremento di 200 t, Benzo(a)pirene + 27% con un incremento di 320 kg).

Sono state effettuate analisi analoghe a quelle precedentemente presentate relative al 2007 al fine di consentire un confronto omogeneo tra le 2 annualità.

Tabella 35: Incidenza del settore energia nella emissione di gas inquinanti e climalteranti - 2010

	Inquinanti	Incidenza Percentuale	
		Energia	Altro
Inquinanti principali	Monossido di carbonio	94,67%	5,33%
	Composti organici volatili ad esclusione del metano	40,90%	59,10%
	Ossidi di azoto	94,63%	5,37%
	Particelle sospese con $d < 10 \mu\text{m}$	82,05%	17,95%
	Particelle sospese con $d < 2,5 \mu\text{m}$	94,97%	5,03%
	Ossidi di zolfo	90,21%	9,79%
Gas serra	Ammoniaca NH ₃	16,53%	83,47%
	Anidride carbonica	77,94%	22,06%
	Metano	40,97%	59,03%
IPA e metalli pesanti	Protossido di Azoto	25,91%	74,09%
	Benzo(a)pirene	97,32%	2,68%
	Benzene	99,44%	0,56%
	Arsenico	43,43%	56,57%
	Cadmio	40,84%	59,16%
	Cromo	64,67%	35,33%
	Piombo	15,12%	84,88%
Nichel	21,31%	78,69%	

Si conferma nuovamente che il gruppo energia è responsabile della gran parte delle emissioni. Ciò è in assoluto vero per gli idrocarburi policiclici aromatici, ed i restanti metalli pesanti confermano il trend del 2007: solamente il Cromo supera la soglia del 50%, mentre Arsenico, Cadmio, Piombo e Nichel hanno percentuali inferiori al 50% con riferimento al gruppo energia.

Per i gas serra si ripete con piccole variazioni la responsabilità del gruppo energia: la CO₂ (il 78% delle emissioni sono legate alla produzione ed all'uso energetico, trattandosi sostanzialmente della ossidazione del Carbonio nei processi di combustione) rimane circa costante rispetto al 2007, cresce percentualmente il metano (da 32% a 41%), ed il protossido di azoto rimane circa costante (26%).

Le 7 voci degli inquinanti principali anche per il 2010 confermano che l'incidenza del gruppo energia è notevole.

Per quanto riguarda la "responsabilità" dei settori Industria (comprensiva del termoelettrico), Civile, Trasporti, Agricoltura e zootecnia, Natura, nella immissione di sostanze climalteranti o inquinanti nell'atmosfera, sono state effettuate analoghe analisi, e per il 2010 risulta quanto segue:

Incidenza Gas serra tenendo conto del GWP - 2010

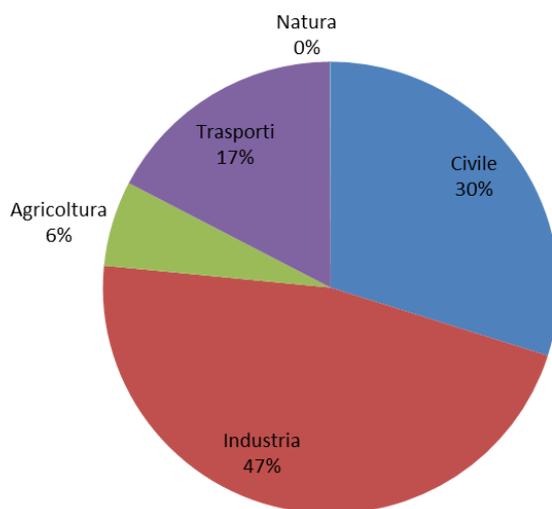


Figura 36: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti, mediata con il parametro GWP - 2010

Il peso dell'industria è calato sensibilmente, passando dal 57% al 47%, a causa della ridotta produzione conseguente la crisi, l'agricoltura ha mantenuto il peso del 2007 (6% vs 8%), i trasporti hanno ridotto di 2 punti percentuali la propria incidenza, sempre a causa della crisi, ed il settore civile ha raddoppiato il proprio peso (30% vs 16%).

1.2.9 Misure del PRQA che interessano la componente energetica

Sulla base delle analisi delle principali emissioni e delle relative concentrazioni al suolo, all'interno della proposta di Piano Regionale della Qualità dell'Aria sono state previste delle misure per la riduzione delle emissioni che hanno impatto anche sul bilancio energetico regionale.

Dalle misure del PRQA sono interessati alcuni dei settori analizzati dall'inventario regionale delle emissioni dove è più importante la componente emissiva e che hanno maggiore influenza sulle concentrazioni al suolo degli inquinanti.

Le principali misure prevedono la riduzione del traffico in alcuni comuni più interessati da concentrazioni elevate di inquinanti e l'efficientamento dei sistemi di combustione della legna.

Oltre alle misure base del Piano Regionale della Qualità dell'Aria sono comprese delle Misure Tecniche di indirizzo per l'attuazione in altra programmazione e pianificazione regionale, e tra queste misure alcune in particolare incidono direttamente sulla componente energetica.

Le misure tecniche di indirizzo interessano il traffico con il miglioramento del trasporto pubblico regionale attraverso l'ammodernamento del parco autobus con mezzi elettrici o a basse emissioni, nonché la promozione dell'uso dei mezzi pubblici o di mezzi collettivi. Ulteriori azioni previste incentivano l'uso di mezzi a basse o zero emissioni attraverso la realizzazione di infrastrutture dedicate. Sempre collegato al trasporto è prevista nelle misure di indirizzo la realizzazione di una rete infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e la promozione dell'utilizzo nell'area urbana dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

Altro settore oggetto delle misure tecniche di indirizzo nella proposta del piano regionale della qualità dell'aria che coinvolge la componente energetica riguarda l'efficienza energetica in edilizia con la promozione di riqualificazioni energetiche negli edifici pubblici e privati e la promozione di sistemi di riscaldamento ad alta efficienza.

Per la produzione di energia nelle misure tecniche di indirizzo nel PRQA viene promossa la realizzazione di impianti di cogenerazione dotati delle migliori tecnologie disponibili e lo sviluppo di sistemi di recupero ai fini energetici dei residui dalle filiere zootecnica, agricola e forestale. La promozione della realizzazione di smart grid per una migliore gestione della produzione energetica nel territorio regionale. È promosso il risparmio energetico nell'industria e nel terziario ed il recupero del calore in attività dove sono previsti processi di combustione. Nelle aree di superamento delle concentrazioni degli inquinanti in atmosfera è

prevista l'adozione di criteri e provvedimenti per emissioni in atmosfera derivanti da attività energetiche o industriali.

1.2.10 Energia e scenario low carbon

Nei paragrafi precedenti si è dimostrato come il settore energetico abbia una grande influenza con la qualità dell'aria.

Tale affermazione è valida sia per il settore inquinamento che per i gas climalteranti (parametri indice: CO₂, CH₄, N₂O). Per quest'ultimo settore l'incidenza dei settori energetici è notevole per quanto riguarda la CO₂ (99,5%), mentre per gli altri gas l'incidenza è inferiore al 50%.

L'abbattimento delle emissioni di CO₂ è comunque un tema di estremo interesse a livello planetario (così come già evidenziato al paragrafo 1.1.1 - Contesto internazionale con il protocollo di Kyoto), e nel breve termine, difatti, tale riduzione rappresenta uno degli obiettivi 2020 Europa 2020: al 2020 il livello emissivo di CO₂ deve ridursi del 20% rispetto ai livelli emissivi del 1990.

Questo obiettivo europeo rappresenta solamente il primo passo verso una Europa *low carbon*: al 2050, difatti, la Roadmap 2050 prevede un abbattimento delle emissioni di CO₂ dell'80% rispetto alla produzione 1990. Questo obiettivo richiede, evidentemente, uno sforzo epocale e richiederà una trasformazione del sistema produttivo amplissima.

L'ENEA, con il Rapporto Energia e Ambiente *Verso un'Italia low carbon: sistema energetico, occupazione e investimenti* del 2013, ha analizzato le implicazioni della decarbonizzazione spinta al 2050 nella realtà italiana, tenendo conto dei trend demografici e della domanda energetica, nonché dei trend economici.

Sono stati sviluppati 2 scenari: lo *Scenario di Riferimento*, che non prevede nuove politiche oltre quelle esistenti, e lo *Scenario Roadmap*, ossia il percorso che può portare al livello di decarbonizzazione richiesto.

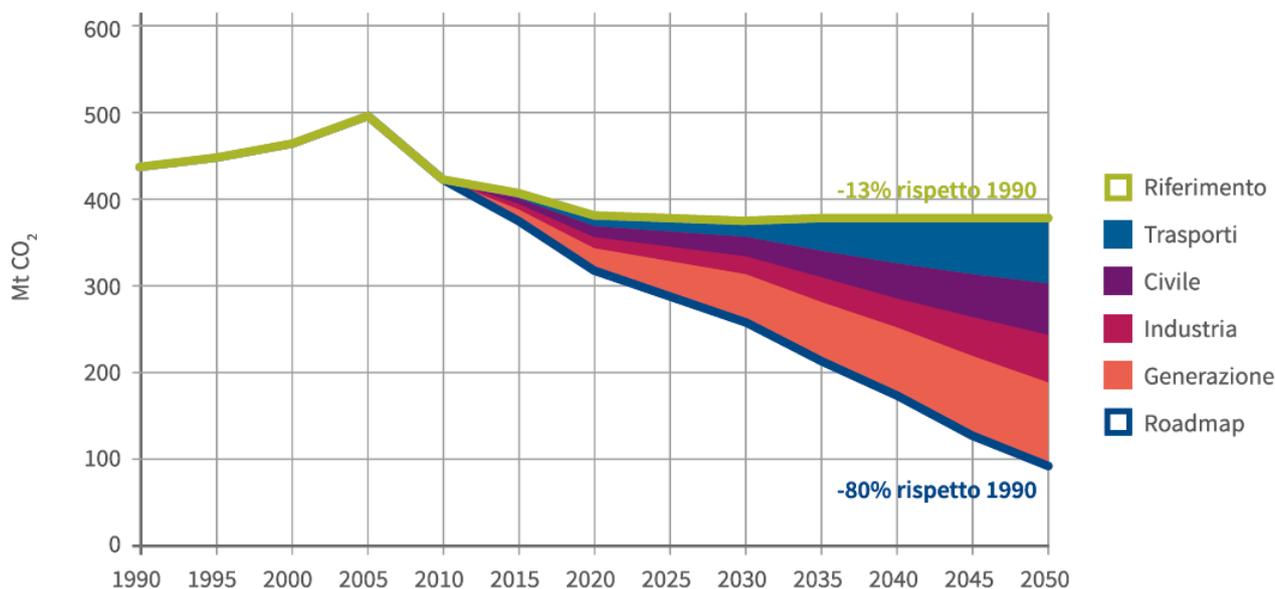


Figura 37: Emissioni di CO₂ e contributo dei settori alla decarbonizzazione - Fonte ENEA

Secondo il rapporto ENEA, l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ è tecnologicamente ed economicamente fattibile, a patto che avvenga una quasi totale decarbonizzazione dei processi di produzione di energia elettrica (-97% al 2050 rispetto allo scenario di riferimento). Ciò è realizzabile solamente grazie all'utilizzo di FER, all'utilizzo di reti intelligenti che permettano di sfruttare la generazione da FER nonché all'applicazione della Cattura e Stoccaggio della CO₂ (CCS – Carbon Capture and Storage). Oltre ciò, ENEA afferma che si deve dare priorità all'efficientamento delle tecnologie, nonché, per il settore trasporti, l'utilizzo di auto elettriche ovvero a combustibili alternativi ed ecosostenibili (ciò potrebbe portare ad un abbattimento del 26% della riduzione al 2050). Nel settore civile (contributo alla riduzione

stimato al 22%) si deve ricorrere all'efficienza energetica ed all'utilizzo delle FER. Per il settore industriale (18% di contributo), oltre all'efficientamento del parco macchine, risulta fondamentale il CCS.

Comunque sia il raggiungimento dell'obiettivo 2050 non può prescindere da una drastica riduzione del Fabbisogno di energia primaria, che rispetto ai circa 185 Mtep del 2005 dovrà ridursi di 60-70 Mtep al 2050 (per raggiungere il valore di 116 Mtep nell'ipotesi della Roadmap).

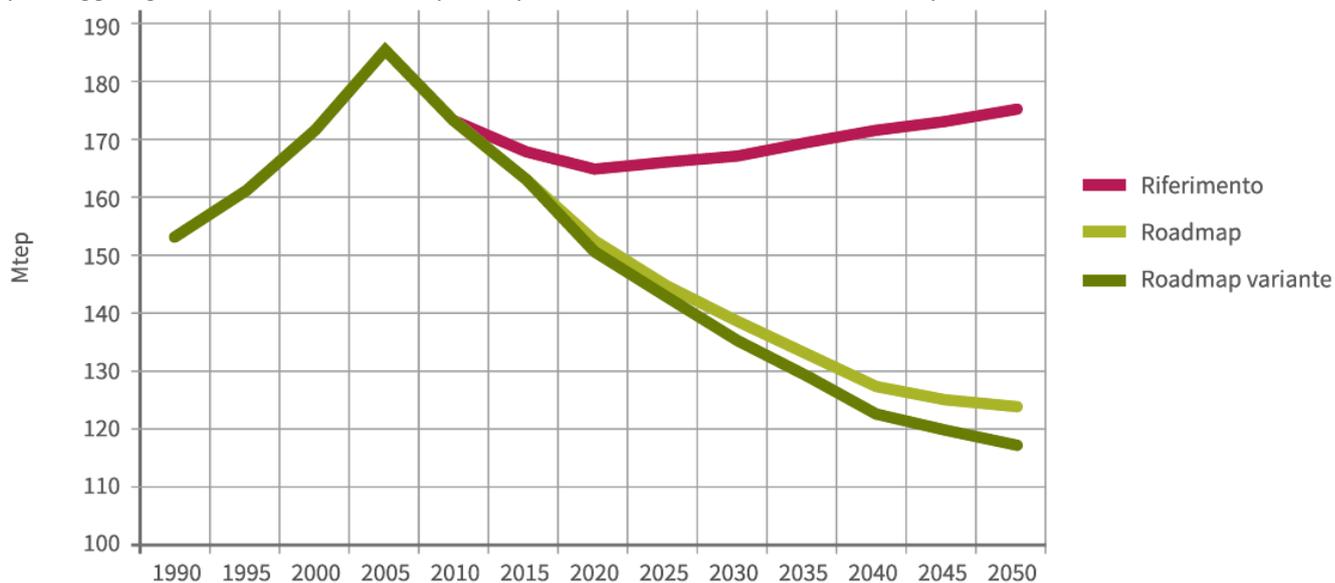


Figura 38: Scenari ENEA di evoluzione del fabbisogno di energia primaria - Fonte ENEA

Lo strumento principe per l'abbattimento del fabbisogno primario è chiaramente l'efficienza energetica, che dovrà portare ad un abbattimento dell'intensità energetica dell'ordine del 2% all'anno.

Come si evidenzia nel grafico che segue, al 2050 il mix delle fonti primarie subirà una drastica modifica, con le FER che incideranno fino ad 85 Mtep (su 116 Mtep), sostituendo i fossili nel mix energetico. I prodotti petroliferi manterranno una quota di circa 24 Mtep per il trasporto passeggeri e merci. Il gas manterrà un ruolo importante, ma solo a fronte dell'applicazione delle tecniche di CCS.

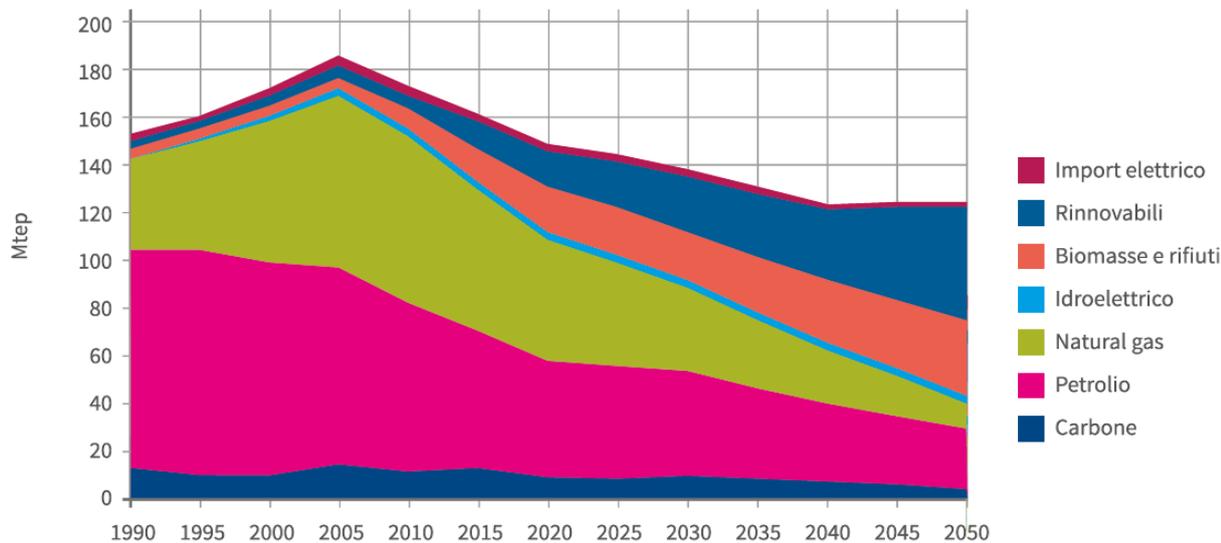


Figura 39: Evoluzione del mix delle fonti primarie nello scenario Roadmap - Fonte ENEA

In termini di Consumo finale di energia, lo scenario di riferimento ipotizza al 2050 un Consumo pari a circa 132 Mtep. Lo scenario Roadmap invece propone una riduzione di 53 Mtep (79 Mtep), e per conseguire tale risultato l'efficienza energetica sarà l'unica arma. Per la riduzione di 53 Mtep il settore civile contribuirà per più el 50%, i trasporti per un terzo, l'industria per il rimanente 15%.

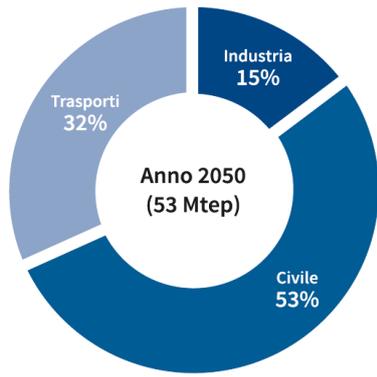


Figura 40: Contributo dei settori alla riduzione dei consumi finali al 2050 - fonte ENEA

Per quanto riguarda la generazione elettrica, il ricorso alle FER sarà fondamentale. Già oggi, nei primi 8 mesi del 2013 la generazione elettrica da FER ha pesato per il 34%. Le fonti rinnovabili termiche ed i biocombustibili incidono per 5,45 Mtep nel 2011. ENEA ipotizza che questo andamento continui, fino ad arrivare al 2050 ad un peso delle FER per il consumo di energia primaria stimabile al 65%, generando il 92% della produzione elettrica (che al 2050 dovrebbe

raggiungere un valore di 360 TWh).

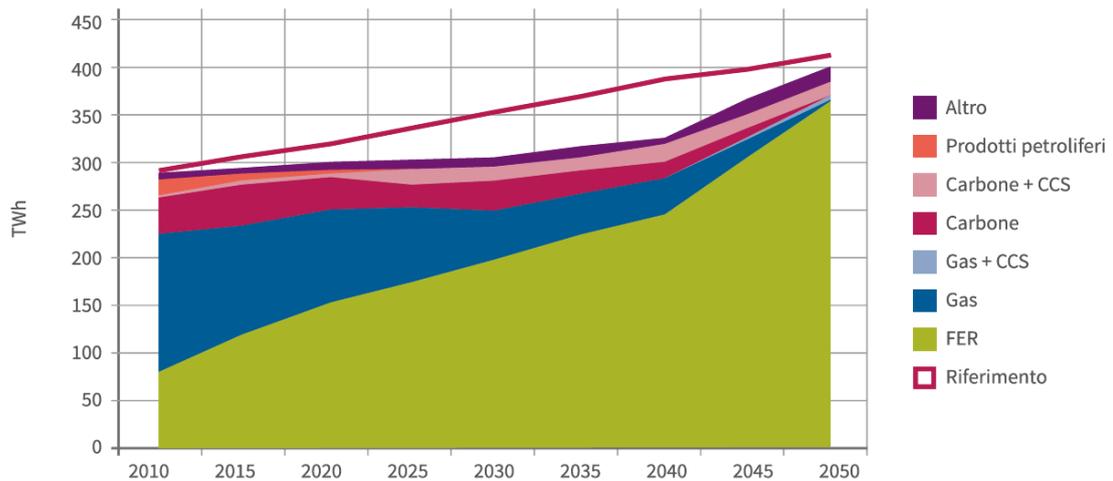


Figura 41: generazione elettrica netta per fonte Scenario Roadmap - Fonte ENEA

1.2.11 Le infrastrutture per il trasporto di energia (reti elettriche, gas, teleriscaldamento)

RETE ELETTRICA

La rete elettrica si suddivide in rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), rete di trasporto secondaria (150 e 132 kV) e rete di distribuzione ad alta tensione - AT (120 kV), media tensione - MT (15 kV), bassa tensione - BT (380-220 V).

Mentre la rete di trasporto (rete ad alta ed altissima tensione) è gestita dalla, ed inoltre è di proprietà della, società TERNA Rete Italia srl Gruppo Terna, la rete di distribuzione è, in Umbria, gestita da Enel Distribuzione in quasi tutto il territorio tranne che a Terni, Ferentillo e San Gemini dove è gestita dall'ASM Terni.

La trasmissione ed il dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta ed altissima tensione è gestito dalla società TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A..



Figura 42: Rete di trasporto Nazionale e regionale - TERNA S.p.A.



Figura 43: rete ad Alta Tensione e punti di alimentazione - TERNA S.p.A.

TERNA ha il compito di assicurare in ogni momento l'equilibrio tra l'energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori nazionali da un lato ed i consumi degli utenti finali dall'altro. Inoltre di garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza, la continuità ed il minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti, pianificando e realizzando lo sviluppo della Rete Elettrica Nazionale (RTN). TERNA, a tal fine, redige ogni anno il Piano di Sviluppo della rete elettrica con orizzonte temporale pari a dieci anni.

TERNA ha intrapreso un percorso di concertazione sperimentale e volontario per definire le modalità con cui introdurre la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) nel processo di pianificazione della RTN. In data 25 marzo 2005 è stato siglato tra il GRTN (ora TERNA S.p.A.) e la Regione Umbria il Protocollo di Intesa per l'applicazione della VAS alla pianificazione elettrica relativa al territorio

regionale.

Con D.G.R. n. 1176 del 16/09/2008 è stato attivato il Tavolo Tecnico regionale per l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica agli interventi sulla rete elettrica previsti nel Piano di Sviluppo per il territorio regionale. Partecipano al tavolo vari Servizi regionali, le Province, l'ARPA Umbria, la Direzione regionale Beni culturali e Paesaggistici dell'Umbria e TERNA.

In Umbria la funzione prioritaria di trasmissione dell'energia elettrica è svolta dalla rete ad Alta Tensione (AT) caratterizzata dai livelli 120 kV, 132 kV e 150 kV, che soddisfa l'intero carico. Tale rete è alimentata dalla Stazione Elettrica (SE) a 380 kV di Villavalle, dalle SE a 380 kV situate nelle Marche e dalla SE a 220 kV di Pietrafitta.

TERNA, in relazione alla vetustà della rete elettrica umbra ed all'incremento di carico regionale previsto, ha programmato una serie di interventi di adeguamento e potenziamento della rete, che renderanno attuabile il passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV. Tali interventi individuati da TERNA quali prioritari hanno dato vita anche ad un accordo programmatico sottoscritto dall'Assessore regionale all'Ambiente e dal Presidente di TERNA SpA in data 30/09/2011 e ratificato con D.G.R. n. 1129 del 04/10/2011.

Gli interventi previsti, attraverso i quali si prevede di ridurre le perdite nella trasmissione di energia, di aumentare la capacità di trasporto della rete di oltre il 10% nonché di migliorare la qualità e la sicurezza del servizio di trasmissione e ridurre le congestioni, interessano il potenziamento e l'adeguamento delle linee rappresentate nell'immagine che segue.

POTENZIAMENTO ED ADEGUAMENTO DA 120 KV A 132 KV

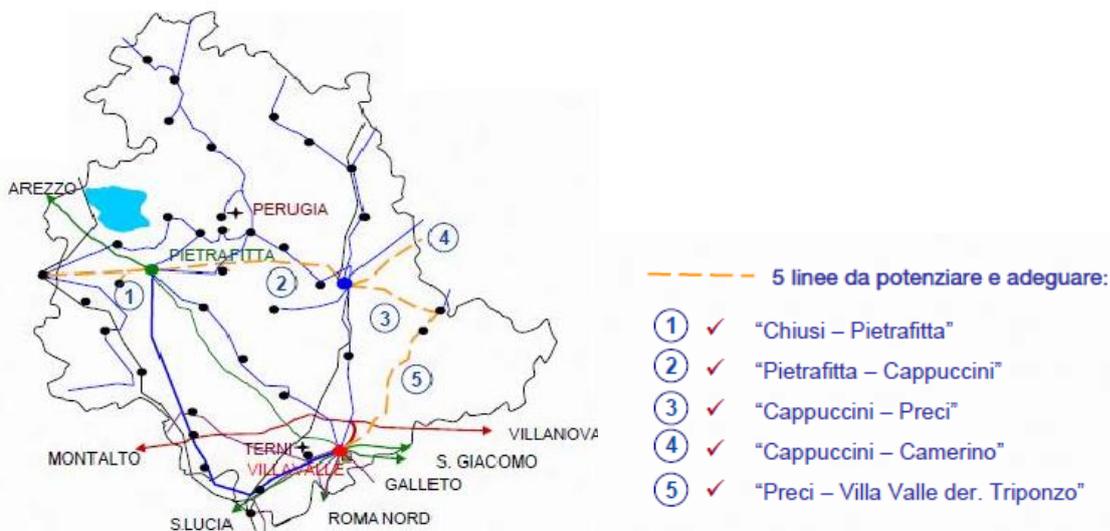


Figura 44: Interventi di potenziamento e adeguamento delle linee regionali - TERNA S.p.A.

Si sottolinea infine che l'intervento di incremento della tensione (da 120 a 132 kV) porterà ad una riduzione del 10% della corrente circolante su tutti gli elementi della rete AT, e quindi anche sugli elettrodotti a 132 kV, con conseguenti riduzione delle perdite di trasporto di una quota pari a circa il 20%, ed inoltre si avrà una riduzione del campo elettro-magnetico indotto.

Sussiste inoltre la necessità di potenziare la rete nell’area di Perugia, nonché la necessità di potenziare alcune linee a 132 kV.

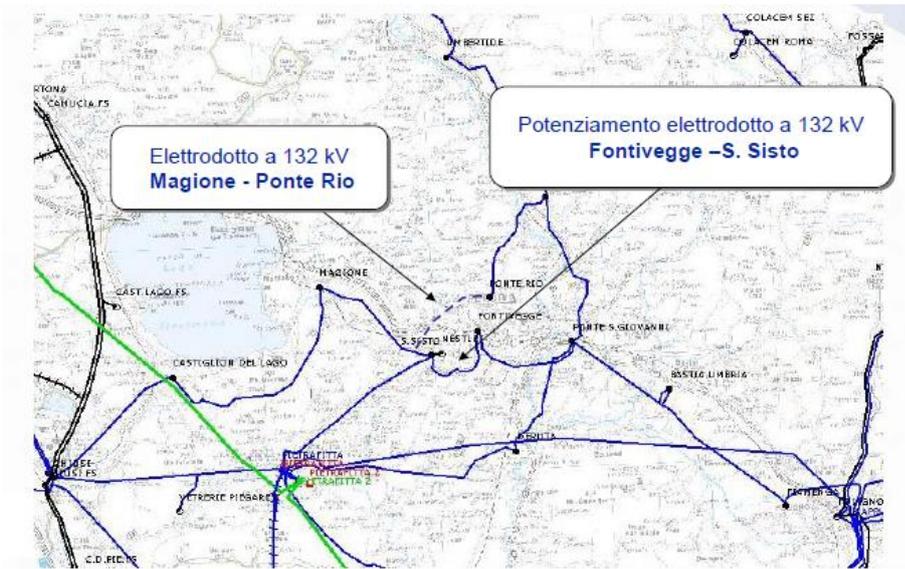


Figura 45: Previsione di potenziamento della rete nell’area di Perugia - TERNA S.p.A.

TERNA ha previsto la realizzazione di nuovo collegamento a 132 kV tra le cabine primarie di Magione e Ponte Rio ed il potenziamento della linea a 132 kV S. Sisto – Fontivegge al fine di migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione della città di Perugia e dell’area centrale dell’Umbria.

POTENZIAMENTO LINEE A 132 KV

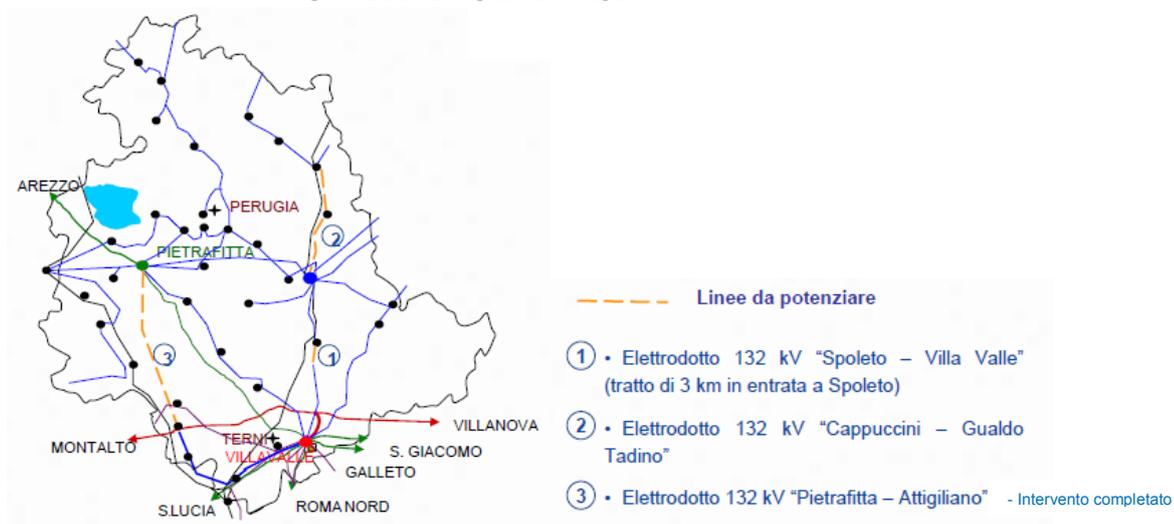


Figura 46: Potenziamento linee a 132 kV - TERNA S.p.A.

RETE GAS NATURALE

Il trasporto del gas metano dai luoghi di produzione avviene attraverso la Rete Nazionale dei Gasdotti che, a sua volta, trasferisce il gas metano alla Rete di Trasporto Regionale, alla rete di stoccaggio ed a quella della distribuzione locale mentre rifornisce direttamente le grandi industrie e le centrali termoelettriche.

La Rete di Trasporto Regionale nella Regione Umbria, di proprietà della SNAM RETE GAS, consta di km 1150 di metanodotto. La rete è, in base a quanto previsto nel piano decennale di sviluppo della stessa, presentato dai Gestori al Ministero dello sviluppo economico, potenziata in base all'evoluzione dei consumi e delle forniture. In Umbria nel 2010-2011 è entrato in esercizio un nuovo tratto di metanodotto per complessivi 3,348 km che ha interessato il territorio del Comune di Terni mentre nel 2012-2013 sono entrati in esercizio ulteriori 3,955 km di gasdotto tra i Comuni di Narni e di Terni. È invece ancora in fase autorizzativa il rifacimento del metanodotto Recanati-Foligno che in Umbria comporterà solo un breve tratto aggiuntivo di 0,1 km nel Comune di Foligno.

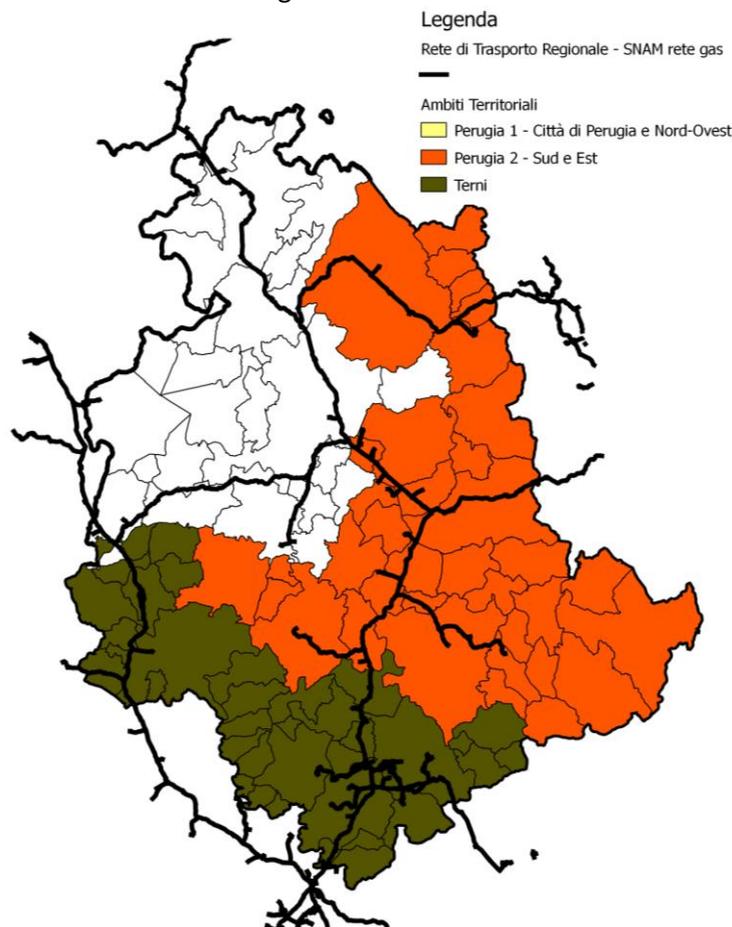


Figura 47: Sviluppo della Rete di Trasporto regionale GAS e suddivisione in Ambiti Territoriali - Fonte Snam Rete Gas

Dalla rete di trasporto nazionale e regionale il gas viene poi distribuito alle utenze finali attraverso le reti di distribuzione locale che sono controllate dalle Società di Distribuzione.

In 86 Comuni della Regione Umbria operano 13 diverse Società di Distribuzione che sono:

- 1 Enel Rete Gas Spa
- 2 SNAM ITALGAS
- 3 Valle Umbra Servizi
- 4 Umbria Distribuzione Gas
- 5 TecniConsul Costruzioni e Gestioni Srl
- 6 Assisi Gestioni Servizi Srl
- 7 Azienda servizi intercomunale multiservices

- 8 EuroGasNet - Narni Scalo
- 9 Estra Reti Gas Spa
- 10 Valnerina Servizi SCPA
- 11 Consorzio Energia Veneto
- 12 SiEnergia
- 13 Optima Spa

Nei restanti 6 Comuni della Regione, che sono Lisciano Niccone, Monteleone di Spoleto, Monte S.M. Tiberina, Pietralunga, Poggiodomo e Polino, che hanno una popolazione complessiva di 5412 abitanti, non si ha, per ora, una rete di distribuzione di gas metano.

Riportando in un grafico le Società di Distribuzione in base ai Comuni da loro serviti si nota che SNAM ITALGAS ed Enel Rete Gas Spa coprono 58 Comuni ovvero il 67% dei comuni metanizzati in Umbria.

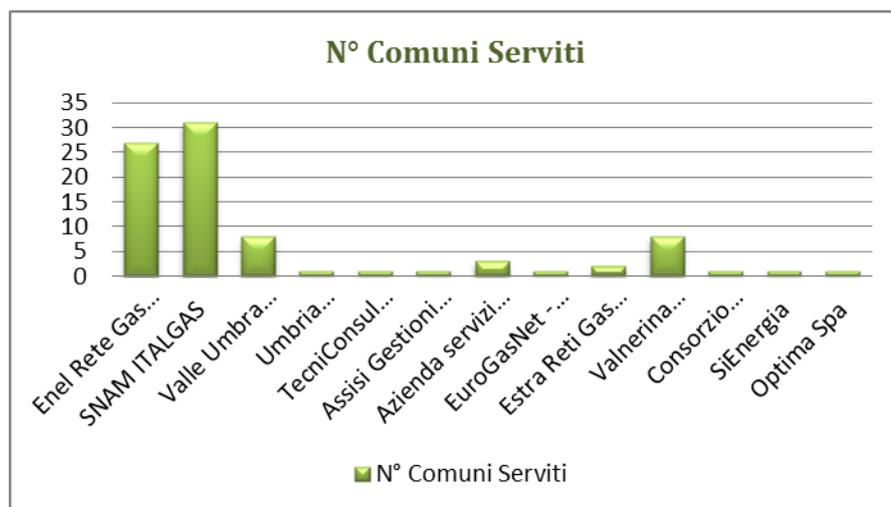


Figura 48: Numero dei comuni serviti dalle Società di distribuzione di gas metano

Anche se SNAM ITALGAS rifornisce un numero maggiore di comuni, Enel Rete Gas si rivolge al 35% della popolazione dei comuni metanizzati ovvero 337.662 abitanti.

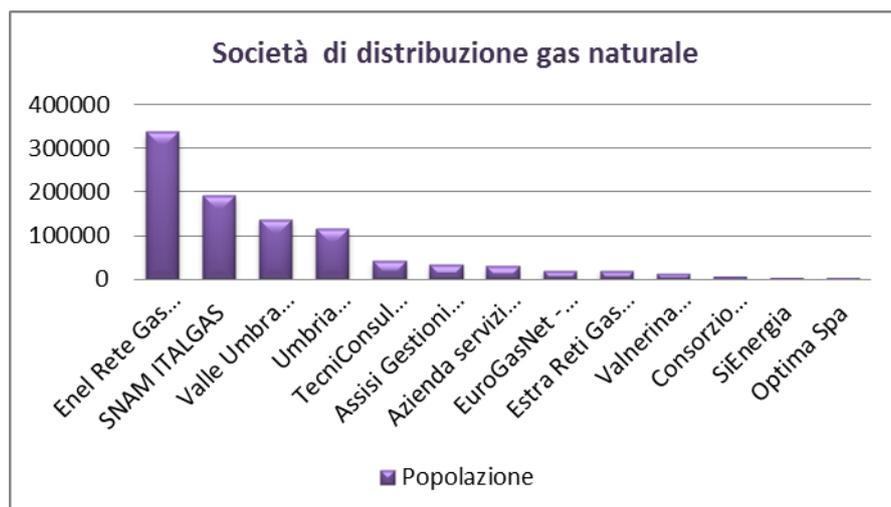


Figura 49: Numero di abitanti serviti dalle Società di distribuzione di gas metano

All'interno degli 86 Comuni metanizzati ci sono diffuse aree dove il metanodotto è completamente assente. Il Ministero dello sviluppo economico negli ultimi anni, ponendosi tra gli altri anche l'obiettivo di espandere la rete anche laddove la densità delle abitazioni presenti non è così elevata da rendere l'investimento redditizio, con una serie di decreti ha individuato 177 ambiti territoriali minimi ed un nuovo regolamento per i criteri di gara, per la valutazione dell'offerta e per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas

naturale. L'Umbria quindi, a seguito del D.M. 19/11/2011 è stata suddivisa in tre ambiti territoriali minimi che sono Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest, Perugia 2 – Sud e Est e Terni, così come rappresentati nella precedente Figura 47: Sviluppo della Rete di Trasporto regionale GAS e suddivisione in Ambiti Territoriali - Fonte Snam Rete Gas.

In base alle tempistiche previste nel D.M. n. 226 del 12/11/2011 i Comuni capoluogo di provincia, per quanto riguarda gli ambiti Perugia 1 e Terni, e la stazione appaltante che verrà designata, per quanto riguarda l'ambito Perugia2, indiranno rispettivamente le gare per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale che vedrà quindi notevolmente mutare lo scenario attuale sopra riportato.

TELERISCALDAMENTO

Ancorché ancora non sia sviluppato come in altre realtà nazionali (ad esempio, Torino, Brescia, o, per realtà più piccole, Bagno di Romagna) si sottolinea che negli ultimi anni sono state realizzate centrali di teleriscaldamento a combustibile fossile (metano) per il riscaldamento di zone o quartieri. Tra di essi vanno ricordati gli impianti di Perugia e Corciano (zona di Via Fonti Coperte e S. Mariano Girasole rispettivamente per Perugia e Corciano).

Lo sviluppo di piccole centrali di combustione per la produzione di energia elettrica da FER costituiscono una importante possibilità di sviluppare localmente piccole reti che possano sfruttare il cascame termico che spesso attualmente viene disperso.

2 LA STRATEGIA ENERGETICO AMBIENTALE 2014-2020

2.1 Premessa

Si è detto in premessa che la finalità della strategia è quella di definire scelte ed azioni per seguire e governare il fondamentale e decisivo intreccio fra energia, economia, ambiente e salute e per costruire consapevolmente un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita. Tutta la prima parte di questo documento ha cercato di far comprendere, insieme con i dati e le condizioni al contorno, le diverse connessioni tra questi diversi ambiti e di far percepire che la risposta alla crescente domanda globale di energia sicura ed a prezzi accessibili non si trova nelle vecchie strategie energetiche e che, quindi, è necessario, nella piena consapevolezza della necessità di avere ed utilizzare energia, giacché è l'energia che muove l'economia e la società, libera gli uomini dal bisogno e dalla fatica, individuare percorsi di energia sostenibile, appunto, per l'economia, l'ambiente, la salute.

I paragrafi precedenti hanno delineato il contesto mondiale ed europeo in termini di evoluzione dei consumi energetici, di previsioni, sfide ambientali ed economiche, ed hanno anche tracciato sinteticamente gli elementi essenziali del sistema italiano dell'energia e gli indirizzi prevalenti nazionali che di fatto sottendono ai sostanziali mutamenti di scenario registrati in questi ultimi anni: la crisi economico-finanziaria-occupazionale ancora in atto, nella quale si riconoscono significative potenzialità di sviluppo quasi esclusivamente legate al settore della *green e white economy*; il peso economico e politico della dipendenza dall'approvvigionamento energetico dall'estero; l'evoluzione del mercato italiano dell'energia; le misure trasversali e settoriali di incentivazione adottate e le sempre più scarse risorse pubbliche da destinare a qualsiasi forma di incentivazione; i timidi accenni all'introduzione della contabilità ambientale come nuova diversa impostazione culturale, ma anche economica.

Accanto a tali elementi di contesto, sono stati richiamati aspetti, peraltro supportati da recenti analisi e valutazioni¹, che indicano come l'efficienza energetica possa soddisfare tutti i principali obiettivi comunitari previsti dal pacchetto clima-energia: riduzione dei gas clima-alteranti, sicurezza degli approvvigionamenti, opportunità tecnologica di sviluppo per l'industria, ma anche attivare un consistente incremento di domanda di tecnologie ad alta efficienza che coinvolgono in modo significativo il settore manifatturiero italiano.

Significa, in altre parole, che, in una fase di ampio dibattito sulle politiche per lo sviluppo e la crescita, risulta estremamente importante trasformare la tutela degli interessi generali di tutela ambientale e di energia sostenibile in una opportunità di crescita.

Tale considerazione, insieme con alcuni degli elementi già richiamati ma che di seguito si riprendono sinteticamente (il nuovo mercato dell'energia e lo sviluppo di un sistema ad alta efficienza energetica), diviene, quindi, di preliminare riferimento all'impostazione ed alle scelte della strategia regionale.

Il mercato italiano dell'energia elettrica ha conosciuto un importante processo di liberalizzazione. Con una decisione – una volta tanto- rapida e incisiva, è stata effettuata una separazione societaria piena tra l'attività di gestione della rete e l'attività di generazione elettrica. L'accesso alla rete è così attuato nel rispetto del principio del "third party access": il mercato è libero e si possono definire contratti bilaterali, acquistare o vendere energia alla borsa elettrica. Molto rimane ancora da fare sul fronte della tutela del consumatore, ma è un fatto che la liberalizzazione e, insieme, la rilevante produzione di energia da fonti rinnovabili sta producendo un cambiamento radicale del sistema energetico italiano.

Un cambiamento in atto, che la Regione Umbria intendere promuovere e sostenere.

In pochi anni, quindi, sono state poste le basi per rivoluzionare un sistema energetico "centralizzato" fondato sull'offerta di pochi produttori verso un'offerta anche di piccoli produttori che hanno avviato il processo di una costante, progressiva, se pur contenuta, riduzione delle quote di mercato dei grandi produttori.

¹ Energie rinnovabili ed efficienza energetica: scenari ed opportunità – Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l'innovazione, Presidenza del Consiglio dei Ministri- Edizione 2013

Il calo delle quote di mercato dei principali produttori (enel, eni, edison, e.on, edipower, a2a) è registrata nel 2012 a favore della categoria “residuale” dei piccoli produttori che hanno raggiunto il 29,6% della produzione nazionale lorda, in crescita di circa 3 punti rispetto al 2011 e di oltre 4 punti superiore alla quota del principale produttore nazionale (Enel, pari al 25,4%). Una produzione di energia pressoché interamente da fonti rinnovabili. A questi piccoli produttori “residuali” si deve il 97,6% del totale dell’energia solare, l’80% dell’energia da biomassa biogas e rifiuti, il 69,1% dell’eolico, il 19,8% dell’idroelettrico (AEEG, rapporto annuale 2013, contributo dei maggiori gruppi alla produzione rinnovabile per fonte).

Si sta dunque affermando un nuovo sistema energetico caratterizzato da una “generazione distribuita”, diffusa sul territorio, costituita da una moltitudine di piccoli impianti di proprietà di “produttori-consumatori” di energia.

Pure nel problematico e discusso tema della “overcapacity” degli impianti installati, la produzione di energia offre ancora interessanti prospettive di sviluppo e investimento.

La sfida per i player del settore è oggi quella di riuscire ad operare sul mercato con un regime di sussidi pubblici progressivamente meno rilevante, fino ad annullarsi nel medio periodo. Dal 2016 non vi sono certezze della prosecuzione del regime incentivante.

Un sistema energetico perché sia davvero sostenibile nel medio e lungo periodo deve poter non contare sui sussidi pubblici. In altri termini si deve aumentare l’efficienza nella produzione e distribuzione dell’energia, promuovere l’uso razionale nei consumi finali, la riduzione dei consumi energetici in tutti i settori dell’economia. “L’epoca delle risorse abbondanti e a basso costo è finita, le imprese devono far fronte all’aumento dei prezzi di materie prime e minerali essenziali, la cui scarsità e instabilità sul fronte dei prezzi hanno ripercussioni negative sull’economia” - TABELLA DI MARCIA VERSO UN’EUROPA EFFICIENTE NELL’IMPIEGO DELLE RISORSE [COM(2011) 571].

Sul piano dell’efficienza energetica, l’effetto delle misure adottabili, calcolato per il periodo 2010-2020 e ad invarianza dell’attuale sistema di meccanismi di incentivazione fiscale ovvero considerando il peso sul bilancio pubblico, è altamente positivo sul sistema paese in ragione degli impatti sul sistema energetico (riduzione approvvigionamenti: ~ 15 mld€), sul sistema ambientale (Valorizzazione economica CO2 risparmiata: ~ 5mld€), sul sistema industriale e sull’occupazione (aumento occupazione di 1.635 ULA).

Razionalizzare e ridurre i consumi può consentire di liberare risorse per incrementare la competitività delle imprese manifatturiere. Gli alti costi dell’energia pongono in condizioni svantaggiose molte imprese italiane in confronto a competitor europei o internazionali. Ridurre i costi dell’energia, in taluni settori è diventata una ragione di sopravvivenza, di mantenimento dei livelli produttivi e occupazionali. Per il sistema delle imprese, l’energia non è più solo e soltanto un fattore di produzione di beni e servizi ma costituisce un asset importante per la competitività, oltre che un vero e proprio autonomo settore produttivo, un pezzo importante della “green economy”.

Un sistema energetico “ad alta efficienza” migliora la competitività delle imprese, la qualità della vita dei cittadini, riduce gli impatti ambientali: è un sistema “intelligente” , di contrasto agli effetti della profonda crisi economica e di contrasto alla crisi ecologica provocata da un’economia ad alta emissione di carbonio (brown economy) che ha già prodotto innegabili mutamenti climatici.

2.2 Le Diretrici della Politica Energetica Regionale

La Regione Umbria intende cogliere tutte le opportunità offerte dal cambiamento in atto nel modo di produrre, distribuire, consumare energia per percorrere la strada europea della crescita intelligente, sostenibile, inclusiva, tenendo comunque conto di tutti i diversi punti di forza e di debolezza regionali ovvero delle condizioni di partenza economiche – occupazionali – ambientali, di potenzialità oggettive rispetto agli indirizzi di sviluppo di energie alternative, di consolidamento e per certi versi ampliamento della specificità ed identità del territorio regionale nell’immaginario collettivo.

In tal modo si pensa di poter concorrere, significativamente, alle tre grandi opzioni strategiche che l’Italia dice di perseguire: la green economy, la riconversione energetica, la difesa delle risorse ambientali, per agire sul rilancio economico e sul recupero del benessere sociale.

Si è già detto di voler costruire, attraverso un documento programmatico come quello della strategia energetico-ambientale, e quindi attraverso una politica energetica a validità trasversale, una nuova visione che traduca concretamente l’esigenza di un nuovo equilibrio nelle relazioni fra ambiente ed economia, società ed istituzioni. Una sfida molto impegnativa, che nasce dal considerare la politica energetica non una politica settoriale, ma generale, e gli interventi in materia di energia non interventi verticali, bensì a carattere orizzontale, idonei a far connotare l’Umbria sul piano dell’innovazione ambientale e del miglioramento del benessere. Significa che la strategia diventa anche un documento di indirizzo per le politiche settoriali e che, conseguentemente, tutti i settori sono chiamati ad uno sforzo coerente: l’agricoltura, i servizi, l’industria, le costruzioni, i trasporti, e quindi le politiche legate alle attività produttive, della mobilità, per la casa, agricole e di sviluppo rurale. Settori, certamente, ma anche luoghi. La politica energetica passa anche per l’individuazione di luoghi energivori, come le città, su cui realizzare progetti infrastrutturali o di quartiere, ma anche per la valorizzazione, proprio attraverso nuove modalità di produzione o utilizzo di energia, di aree a spiccata vocazione naturalistica e/o ambientale. Gli obiettivi scelti e le azioni prioritarie connesse dovranno, perciò, essere applicate ai diversi settori in una progettualità coordinata ed integrata data, appunto, dai traguardi di sostenibilità e valorizzazione delle nostre città, del territorio rurale ed in questo delle aree naturalistiche. Le azioni di intercettazione delle direttrici di politica energetica con quelle del più generale cambiamento “intelligente” possono costituire la strada per un modello umbro di “green” e di “smart” economy, amplificando e innovando la connotazione e la vocazione di “Umbria verde”. In tal senso, nel pacchetto delle numerose azioni che potrebbero e dovrebbero essere intraprese, sarà necessario scegliere quelle a maggior grado di fattibilità, ma anche di visibilità e ritorno. Tutto ciò configura la necessità di un coinvolgimento consapevole di tutti i cittadini.

A partire dalla Conferenza Rio + 20 del 2012, le Istituzioni, ai vari livelli decisionali, hanno messo ben in evidenza nelle proprie agende operative l’obiettivo della green economy. Un’economia, cioè, che sia in grado di migliorare il benessere e l’equità sociale, riducendo in modo significativo i rischi ambientali e la scarsità dei sistemi ecologici. La trasformazione dell’economia da una condizione brown a una green diventa, in sostanza, un passaggio indispensabile per centrare l’obiettivo finale dello sviluppo sostenibile.

Per andare verso questo nuovo modello economico, un ruolo centrale è attribuito al cambiamento del sistema energetico. Un’evoluzione che, da un lato, è rivolta a sostituire, almeno in parte nel breve medio periodo, le fonti energetiche intensive di carbonio con energie rinnovabili, dall’altro lato, pone particolare attenzione a diffondere tecnologie e tecniche in grado di aumentare l’efficienza di tutte le forme di uso energetico e di ridurre al minimo gli sprechi di energia.

L’evoluzione verso questo nuovo modello energetico, oltre a migliorare significativamente la sicurezza energetica, rappresenta anche una decisa opportunità economica per tutte le componenti della società e, di certo, permette di salvaguardare il rapporto fra l’uomo e l’ambiente, in modo tale che le risorse naturali non siano più considerate come mezzi da sfruttare in modo intensivo, bensì come elementi da gestire in modo attento affinché per l’uomo, di oggi e di domani, vi sia sempre la possibilità di utilizzarle entro limiti che possano garantire il loro mantenimento nel tempo.

Oltre alla razionalizzazione energetica, la SEAR ha come finalità generale il contenimento dei fenomeni di inquinamento ambientale nel territorio, non solo con riferimento alle problematiche legate al fenomeno del cambiamento climatico, ma anche prestando attenzione ad altri aspetti legati alla sostenibilità ambientale.

La Strategia è infatti energetica ma anche ambientale, e deve quindi promuovere e programmare l'ottimizzazione del sistema energia regionale per la sua efficienza, per il rispetto dei traguardi europei e nazionali, ma anche per la sostenibilità ambientale del sistema stesso. Le scelte presentate nella Strategia, quindi, tengono conto anche di una serie di obiettivi di sostenibilità ambientale, che indirizzano già verso alcune soluzioni rispetto ad altre, soprattutto nella successiva fase di applicazione operativa delle misure ed effettiva realizzazione delle stesse. Non potrebbe essere che così, considerato che una parte delle risorse che renderanno operative le misure saranno di provenienza FESR, e nel programma operativo regionale FESR 2014-2020 c'è un intero asse dedicato alle energie, l'ASSE IV che prende proprio il nome di Energia sostenibile.

Inoltre, l'integrazione della dimensione ambientale già all'interno della Strategia è il risultato di una corretta interpretazione attuazione della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Infatti, la VAS ha lo scopo di indirizzare piani/programmi/strategie verso scelte e decisioni sostenibili anche dal punto di vista ambientale. È un processo che cammina in parallelo con la formazione della Strategia, e ne supporta la costruzione ad ogni passaggio. Integrare la dimensione ambientale nella Strategia, inserendo specifici obiettivi di sostenibilità ambientale significa proporre misure che sono state pensate anche considerando le loro ricadute ambientali. Così la Strategia assume una forte configurazione non solo energetica, ma anche ambientale. Di riflesso, la valutazione ambientale svolta durante il processo di VAS sarà agevolata, perché molti effetti ambientali potenzialmente negativi sono stati già evitati all'origine.

Gli obiettivi di sostenibilità ambientale della Strategia energetico ambientale regionale sono:

- 1 Contrastare i cambiamenti climatici e promuovere l'efficienza energetica e le energie rinnovabili
 - Ridurre le emissioni di gas serra
 - Razionalizzare e ridurre i consumi energetici
 - Aumentare la percentuale di energia proveniente da fonte rinnovabile
- 2 Tutela, valorizzazione e uso sostenibile delle risorse ambientali
 - Mantenimento e recupero dell'equilibrio idraulico e idrogeologico
 - Salvaguardia della qualità di corpi idrici
 - Contenimento del consumo di suolo
 - Riduzione della frammentazione degli habitat
 - Tutela del paesaggio e del patrimonio culturale
- 3 Promuovere l'integrazione tra ambiente, salute e qualità della vita
 - Migliorare la qualità della vita della popolazione (riducendo la percentuale di popolazione esposta a livelli di inquinamento atmosferico, acustico, elettromagnetico, luminoso superiore ai valori limite)
 - Incremento della mobilità sostenibile
 - Sensibilizzare, educare e formare la popolazione verso le tematiche ambientali e le relazioni con il settore energia.

Gli obiettivi puntuali sono contenuti in tre raggruppamenti. Il primo gruppo, "Contrastare i cambiamenti climatici e promuovere l'efficienza energetica e le energie rinnovabili", ripropone due degli obiettivi generali della Strategia, cioè la riduzione dei consumi e l'aumento delle FER, ma con un'ottica esclusivamente ambientale; si aggiunge ad esse l'esplicito obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra.

Il secondo gruppo, "Tutela, valorizzazione e uso sostenibile delle risorse ambientali" propone principalmente degli obiettivi che pongono delle condizioni ambientali precise allo sviluppo di nuovi impianti. Ad esempio, nel posizionamento sul territorio di nuovi impianti di qualunque genere (eolico, biomasse, ecc.) occorre minimizzare il consumo di suoli di pregio, la frammentazione degli habitat, le interferenze con il paesaggio ed il patrimonio culturale. I corpi idrici devono essere salvaguardati sia dal

punto di vista idraulico ed idrogeologico (ad es. idroelettrico), sia dal punto di vista qualitativo (ad es. colture dedicate).

Il terzo gruppo “Promuovere l’integrazione tra ambiente, salute e qualità della vita”, propone invece degli obiettivi dedicati al miglioramento della salute umana e della qualità della vita in generale, da conseguirsi mediante la riduzione delle diverse forme di inquinamento alle quali può concorrere anche il settore energetico, mediante la promozione del trasporto sostenibile, e la sensibilizzazione della popolazione attraverso forme diverse di educazione e formazione sui rapporti fra energia e ambiente.

La nuova strategia energetica intende cogliere le opportunità offerte dalla “conversione ecologica dell’economia”. Una strategia che in maniera “intelligente” può cogliere obiettivi di contrasto degli effetti economici e sociali di una perdurante crisi economica, ma anche di contrasto degli effetti di una crisi ecologica che ha prodotti innegabili mutamenti climatici.

È per questo necessario stabilire oggi precisi obiettivi e promuovere efficaci azioni in tutti i settori: dalla riqualificazione energetica degli edifici esistenti alla realizzazione di nuovi edifici “a energia quasi zero”; alla adozione di sistemi di mobilità alternativi delle persone e delle merci; alla adozione di tecnologie ad alta efficienza nelle industrie e nei servizi che possano concorrere alla riduzione dei costi di produzione di beni e servizi.

Si vuole quindi assecondare una rivoluzione già in atto che ha già sovvertito il tradizionale modello energetico che vuole da una parte i produttori e dall’altra i consumatori di energia, con un nuovo sistema di “generazione distribuita”, di utilizzo razionale e di consumo consapevole dell’energia.

La politica energetico-ambientale regionale sposa, pertanto, l’idea di un “green new deal” e individua i traguardi, nel breve-medio periodo, di:

- ridurre i costi dell’energia per le imprese e le famiglie;
- produrre ed utilizzare energia pulita ed intelligente;
- promuovere la crescita competitiva dell’industria delle nuove tecnologie energetiche;
- incrementare l’occupazione a livello locale, quale diretta conseguenza della politica energetica;
- migliorare la governance.

Per conseguire tali traguardi, nei paragrafi successivi, saranno delineati gli obiettivi specifici e le azioni correlate. Intanto, si cominciano a precisare i profili di intervento.

In primo luogo, la Regione Umbria intende mantenere il superamento dell’obiettivo di burden sharing dato, cioè mantenere al al 2020 un valore superiore al 13,7% di consumo di fonti energetiche rinnovabili rispetto al totale dei consumi finali lordi di energia. Si ricorda che il consumo di energia da fonti rinnovabili rappresenta uno degli obiettivi assegnati nell’ambito della strategia “Europa 2020” con la quale si propone di favorire “un mondo a basse emissioni di carbonio e con risorse vincolate, evitando al tempo stesso il degrado ambientale, la perdita di biodiversità e l’uso non sostenibile delle risorse e rafforzando la coesione economica, sociale e territoriale”. Si intende superare tale obiettivo agendo sui consumi e sulla produzione. Per tale componente, anche favorendo reti e generazione distribuita, e riservando particolare attenzione all’aumento di energia prodotta da fonti rinnovabili, soprattutto, per uso termico.

I principali *driver* dello sviluppo del settore delle rinnovabili saranno declinati attraverso:

- un contesto di regolazione, nell’ambito della potestà regionale, quanto più possibile stabile, trasparente e duraturo;
- programmi di sostegno e promozione della ricerca applicata, in collaborazione con il sistema della ricerca e l’industria;
- una filiera industriale specializzata che assorba investimenti e occupazione, che sappia destinare una quota significativa all’export.

L’altra direttrice di politica energetica è quella di promuovere azioni efficaci di riduzione del consumo di energia.

La riduzione del consumo di energia è prioritario ed ha 2 aspetti fondamentali: da una parte l'incremento dell'efficienza nei sistemi produttivi (sia di energia che di beni e servizi), dall'altra la riduzione degli sprechi lato utente.

La razionalizzazione dei consumi energetici e non energetici porta con sé la possibilità di usufruire di ulteriori risorse derivanti dal risparmio utili per aumentare la competitività delle imprese e ridurre l'impatto ambientale.

Per l'incremento dell'efficienza e il risparmio energetico si perseguirà una politica attenta all'aumento dell'efficienza energetica degli impianti, termici ed elettrici (favorendo la diffusione di caldaie a condensazione, pompe di calore, motori elettrici ad alto rendimento, impianti frigoriferi ad elevata efficienza...) e, nel contempo, si incrementeranno le prestazioni energetiche degli involucri edilizi, sia riqualificando energeticamente il parco edilizio esistente, sia adottando prestazioni di elevato livello per gli edifici nuovi. Il patrimonio edilizio pubblico sarà oggetto di particolare attenzione. Sarà necessario continuare le azioni volte al miglioramento dell'efficienza nei processi industriali e si dovranno iniziare azioni volte al contenimento dei consumi nel settore terziario.

Si interverrà inoltre per lo sviluppo di modalità di uso razionale dell'energia, come ad esempio la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, veicoli ad elevata efficienza e ridotte emissioni, sistemi intelligenti di produzione, distribuzione dell'energia mediante "smart grids" e sistemi di stoccaggio, recupero dei cascami termici.

Tale modello concettuale, oltre che essere in linea con la Strategia Energetica Nazionale – SEN, appare essere anche funzionale al raggiungimento dei futuri obiettivi energetici europei al 2030 ed al 2050, lasciando ulteriori margini di crescita delle fonti energetiche rinnovabili in un quadro economico che avrà superato, si spera, la attuale fase di crisi che perdura e si protrae da anni, rendendo sostanzialmente senza valore le stime relative all'andamento del consumo finale lordo effettuate in sede europea.

Tutte le misure che vengono previste contribuiscono, quindi, alla realizzazione di un sistema energetico regionale fondato su una "generazione distribuita ad alta efficienza che sappia coniugare, nel rispetto dell'ambiente e del territorio, l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e del gas naturale".

È quindi il territorio che deve raccogliere la sfida di coniugare insieme obiettivi energetici e ambientali e obiettivi economici e sociali.

Perché sia possibile cogliere tutte le opportunità offerte dalla "rivoluzione dell'energia" è necessario coinvolgere tutto il territorio. I cittadini, le imprese, le amministrazioni pubbliche debbono affrontare un cambiamento culturale finalizzato a mettere in atto comportamenti consapevoli.

Particolare attenzione sarà rivolta alla qualificazione degli operatori del settore energetico, affinché possano ampliare la propria conoscenza in merito alle nuove tecnologie disponibili per il settore. Al momento, infatti, la richiesta di tecnici ed operatori qualificati nel settore risulta in forte crescita, ed il mercato non riesce sempre a rispondere adeguatamente alla domanda. Una crescita professionale degli operatori potrà garantire un aumento della diffusione delle tecnologie innovative, con gli stessi operatori in funzione di propositori.

Smart cities

Gli agglomerati urbani rappresentano i principali consumatori di energia, spesso fonti di sprechi non sostenibili per gli eccessivi costi in termini ambientali ed economici. È necessario quindi ripensare l'organizzazione delle città partendo da come si produce e si consuma l'energia per vivere, lavorare, muoversi.

La *riqualificazione energetica* del patrimonio edilizio pubblico e privato rappresenta un'azione di medio e lungo termine che ha bisogno di essere aggredita al più presto: accanto alle azioni di sostegno alla riqualificazione degli edifici pubblici, in particolare edifici energivori e scuole, si dovranno mettere in atto azioni di regolamentazione dell'edilizia privata per garantire che gli interventi di nuova realizzazione e di ristrutturazione conseguano progressivamente obiettivi di "edifici a energia quasi zero", inoltre, si metteranno in campo azioni di promozione-divulgazione per favorire l'utilizzo dei meccanismi di incentivazione statale (conto termico).

Nelle aree produttive si valuteranno azioni di sostegno per la realizzazione di impianti capaci di assicurare l'autoproduzione dell'energia necessaria per abbattere i costi di produzione "staccandosi" dalla rete e creando così "isole energetiche" in particolare in zone oggetto di riqualificazione urbanistica.

Infine saranno individuate azioni particolari per favorire sistemi di mobilità alternativi per le persone e le merci. La mobilità alternativa non può prescindere da azioni di sostegno del Trasporto Pubblico Locale con mezzi a basse emissioni, compresi quelli elettrici, in accordo con le misure previste per la qualità dell'aria, in particolare negli ambienti urbani.

È altresì necessario favorire la creazione di sistemi alternativi di mobilità delle merci (*city logistic*) con flotte pubbliche o private, in particolare di gestori di servizi pubbliche (acqua, rifiuti, ...).

Smart Grid

Le reti di distribuzione dell'energia elettrica dovranno evolversi per assolvere alla nuova funzione che derivano dalla nuova generazione distribuita dell'energia.

È un cambiamento profondo che nasce dal grande impulso della crescita delle fonti di energia rinnovabile. Ma non solo. La liberalizzazione del mercato dell'energia ha determinato la nascita di una moltitudine di produttori e la rete non avrà più solo il ruolo della distribuzione, ma anche di regolazione ed eventuale accumulo dei flussi. In tale senso saranno necessarie azioni di sostegno rivolte alle imprese ICT (Information and Communication Technology) per la realizzazione dei sistemi di regolazione e controllo.

Per questo sempre più spesso si parla di *smart-grid*, spesso anche a sproposito.

Per smart-grid si intende un sistema costituito da una rete di distribuzione elettrica ed una rete di informazione in grado di consentire la gestione della rete elettrica in maniera "intelligente" sotto vari aspetti o funzionalità ovvero in maniera efficiente per la distribuzione di energia elettrica e per un uso più razionale dell'energia minimizzando, al contempo, eventuali sovraccarichi e variazioni della tensione elettrica intorno al suo valore nominale.

L'ampliarsi dell'utilizzo delle smart-grid è direttamente connesso con l'incremento della generazione distribuita da fonti rinnovabili e la diffusione di nuovi impianti, grandi e piccoli (anche in ambito domestico), incremento tale da portare un cambiamento radicale nella distribuzione dell'energia. La rete elettrica difatti non è più solo un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali, ma diventa una "Smart Grid", ovvero una rete intelligente in grado di accogliere flussi di energia bidirezionali, di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica. Una rete in grado di comunicare scambiando informazioni sui flussi di energia, gestendo con migliore efficienza i picchi di richiesta, evitando interruzioni di elettricità e riducendo il carico dove è necessario.

Dal mondo elettrico, quindi, il concetto di smart grid si è ampliato ed oggi ricomprende sia le reti fisiche (reti elettriche, termo energetiche, idriche, pubblica illuminazione) che quelle immateriali (reti di flussi di informazioni: internet).

In tale ottica l'approccio pianificatorio deve partire da una riflessione interdisciplinare sul territorio umbro, da vedersi come un ecosistema caratterizzato da un connubio unico tra ambiente, paesaggio, storia, cultura, economia, ed in tale ottica la smart-grid, una volta coordinate le varie reti informative-gestionali, si rivela essere lo strumento che permette la gestione ottimizzata delle risorse.

L'ecosistema Umbria può essere difatti visto come un organismo territoriale costituito da cellule urbane e come tale può essere trattato come sistema complesso adattativo costituito da una pluralità di unità morfofunzionali, differenti per forma, grandezza, rapporti e funzioni specializzate. Come un organismo vivente le cui diverse reti di flussi, fisici e di dati, costituiscono l'infrastruttura vitale, così l'ecosistema Umbria può essere guidato in un percorso di evoluzione in chiave sostenibile per il miglioramento della qualità della vita del cittadino, con una logica multidisciplinare, integrata e interoperabile, grazie alla realizzazione delle smart-grids.

Considerata la complessità della materia, nonché la sua "giovinezza" si ritiene che interventi in tal senso possano essere realizzati, considerato il medio intervallo di tempo su cui si opera, in pochi siti di particolare interesse.

Smart communities

L'azione regionale intende promuovere la realizzazione di comunità energetiche quanto più autonome per l'approvvigionamento di energia elettrica e termica .

Ad esempio, zone rurali, in particolare montane e non servite dalla rete di distribuzione del gas naturale, si prestano alla creazione di tali comunità energetiche. In tal caso fondamentale per tale azione è la disponibilità di biomassa, fonte di energia termica ed elettrica, rinnovabile e programmabile. L'utilizzo della biomassa consente di valorizzare gli scarti o sottoprodotti delle attività agricole, zootecniche e forestali, creando opportunità di integrazione del reddito delle piccole e medie imprese del territorio.

La realizzazione di impianti di cogenerazione o, ove necessario, trigenerazione, alimentati a biogas o biomassa, e di annesse reti di teleriscaldamento pubbliche o private può portare importanti opportunità di sviluppo del "mondo" agricolo, con anche la creazione di nuovi servizi (manutenzione, gestione) e nuove occupazioni. In tale settore vi possono essere inoltre interessanti margini di crescita nell'efficientamento del sistema energetico.

Le comunità energetiche possono trovare attuazione anche in ambito urbano o di quartiere, con la creazione di centrali di cogenerazione e quindi produzione combinata di energia elettrica e termica a servizio di più condomini, o ancora in aree industriali/artigianali/a servizi, con lo sviluppo di sinergie tra più attori.

2.3 *Obiettivi della Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014-2020*

A fronte delle direttrici prima enunciate si individuano quattro obiettivi principali:

1. La diminuzione del consumo energetico;
2. L'incremento delle fonti energetiche rinnovabili;
3. Il miglioramento della governance;
4. Lo sviluppo della filiera industriale e dei servizi connessi con l'energia.

È opportuno analizzare sinteticamente il significato di ciascuno degli obiettivi indicati:

1. Attuare una diminuzione dei consumi energetici significa utilizzare una minore quantità di energia pur mantenendo un livello equivalente di attività o servizi economici, presupponendo quindi un processo di razionalizzazione dei suddetti consumi a monte e a valle della filiera energetica. Tale obiettivo evidenzia il ruolo chiave dell'efficienza energetica come strumento imprescindibile di riduzione dei consumi, interessando quindi tutti quegli interventi di efficientamento volti al rinnovamento degli impianti termici ed elettrici, e all'incremento delle prestazioni energetiche degli involucri edilizi, sia per il patrimonio esistente sia per le nuove costruzioni. Il miglioramento dell'efficienza energetica e il risparmio energetico costituiscono obiettivi prioritari e inderogabili della politica energetica regionale, tenuto conto delle grandi potenzialità tuttora presenti in tali ambiti, che risultano decisivi al fine di conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti e di raggiungimento delle previste quote di produzione di energia da FER.
2. Le energie rinnovabili hanno un ruolo fondamentale nell'affrontare problemi quali cambiamenti climatici, degrado ambientale e sicurezza degli approvvigionamenti energetici. L'incremento delle Fonti Energetiche Rinnovabili in modo efficace ed economicamente vantaggioso può contribuire in maniera decisiva al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Burden Sharing regionale. Lo sviluppo e l'applicazione delle diverse tecnologie di produzione di Energia (Elettrica o Termica) Rinnovabile sarà agevolato da azioni mirate e dovrà coniugarsi con le peculiarità ambientali e le vocazioni territoriali delle zone interessate dall'installazione dei suddetti impianti.
3. Per facilitare il raggiungimento dei due obiettivi precedenti, è necessario rendere più efficace ed efficiente il sistema decisionale (governance) in materia, che oggi ha procedure e tempi più lunghi e farraginosi di quelli di altri Paesi, e accrescere la consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmio potenziale. La condivisione di una Strategia Energetico Ambientale Regionale chiara e coerente rappresenta un primo importante passo in questa direzione.
4. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia, oltre a rispondere al raggiungimento dell'obiettivo di incremento di utilizzo delle FER ed alla riduzione del consumo energetico, mostra importanti ricadute in termini di efficientamento del settore terziario e di quello industriale. Azioni mirate alla formazione e alla qualifica di professionalità operanti nei diversi settori così come la promozione di attività di ricerca mirate all'innovazione tecnologica potranno concorrere al raggiungimento di tale obiettivo.

2.4 I risultati attesi al 2020

Per rendere possibile la traduzione degli obiettivi in risultati occorre necessariamente passare attraverso la definizione del punto di partenza oggetto del paragrafo 1.2.5- *Il punto di partenza*, e l'individuazione della direzione possibile, tenendo conto dei diversi fattori che interagiscono e compongono il quadro complessivo.

Tali fattori sono talmente numerosi e in continua evoluzione, da fare prefigurare un numero elevato di direzioni possibili.

Fermi restando gli obiettivi di partenza, la soluzione più semplice potrebbe essere quella di codificare le tendenze in atto, sia in termini di evoluzione del Consumo Finale Lordo che di variazione della produzione di energia da FER, e quindi di quantificare i valori tendenziali al 2020 delle grandezze elencate, al fine di individuare il valore a cui tenderà il rapporto FER/CFL, in una situazione che si potrebbe definire "scenario inerziale". Soluzione certamente più semplice, sia in termini di attuazione, che di previsione dei risultati quantitativi, ma, in concreto, inattuabile. La necessità di un intervento guida è sancito sia dalla Strategia Energetica Nazionale, che dagli impulsi che giungono dal livello regionale.

Certamente l'obiettivo guida dovrebbe essere quello di raggiungere il valore del burden sharing regionale, e, se possibile, superarlo, agendo sul rapporto fra produzione di energia FER e Consumo Finale Lordo (CFL). Ma ciò è possibile attraverso diverse modalità.

Difatti, raggiungere l'obiettivo imposto dal decreto impone 2 azioni differenti, o anche una combinazione delle stesse:

1. crescita delle FER senza interventi sul Consumo finale lordo;
2. diminuzione del Consumo Finale Lordo senza crescita delle FER;
3. una combinazione delle 2 azioni sopra declinate.

Si sottolinea inoltre che un intervento al numeratore in termini numerici è "più vantaggioso" rispetto ad un intervento al denominatore, e questo è conseguenza del fatto che il numeratore rappresenta una quota "piccola" rispetto al denominatore.

A dimostrazione di ciò, basta effettuare una semplice analisi numerica delle prime due azioni sopra delineate.

Nell'ipotesi di CFL lordo così come indicato nel decreto Burden Sharing (e quindi sostanzialmente costante nel tempo – al 2020 pari a 2593 ktep rispetto al dato 2013 pari a 2579 ktep), il raggiungimento del target regionale richiederebbe un incremento delle FER, siano esse elettriche o termiche, pari a 38,5 ktep.

Nella seconda ipotesi, di converso, mantenendo fissa la attuale quota di FER (317 ktep), si dovrebbe raggiungere un CFL pari a 2312 ktep, con una diminuzione rispetto alla traiettoria Burden Sharing di ben 280 ktep. Ove la stima del CFL 2013 precedentemente effettuata fosse corretta (2470 ktep), e nell'ipotesi di una sostanziale costanza fino al 2020 (così come stimato a livello nazionale), i valori prima indicati, incremento delle FER o riduzione del CFL, sarebbero rispettivamente pari a 21,1 ktep e 154,0 ktep.

Una combinazione delle azioni, chiaramente, non modifica in maniera lineare i 2 parametri sopra indicati, ma la loro combinazione è complementare: un incremento del 10% di quanto stimato al numeratore (3,85 ktep) si riflette con una diminuzione del 90% di quanto stimato al denominatore (252 ktep).

Tale considerazione è chiaramente valida per qualsiasi CFL.

Nell'ottica di un approccio proattivo, consapevole del fatto che il raggiungimento del prefissato valore di burden sharing (13,7%) è un risultato "minimo richiesto", oramai superato e che potrebbe essere necessario in seguito migliorare, costringendo ad una nuova organizzazione, la direzione possibile sembra essere quella che punta al massimo risultato in termini di rapporto FER/CFL, prevedendo che la SEN sia portata a compimento, e che a tali sforzi siano aggiunti ulteriori sforzi di competenza esclusivamente regionale, sia in termini di efficientamento che di incremento delle FER, attraverso una efficace ed efficiente strategia regionale.

La direzione possibile individuata nella presente Strategia è dunque quella di incrementare ulteriormente, sebbene in maniera limitata, la produzione di energia FER (numeratore) sia per la parte elettrica che per la

parte termica, aggiungendo a tale crescita azioni di efficientamento al denominatore, ponendosi come obiettivo il raggiungimento di un valore di burden sharing pari al 20%, ben superiore al valore assegnato dallo Stato (13,7%).

Questa decisione è rafforzata dal fatto che, come illustrato in dettaglio nel Rapporto ambientale, questa direzione di marcia è quella che, rispetto ad altre alternative prese in considerazione, consegue le migliori performance anche in termini di sostenibilità ambientale. I criteri in base ai quali è stata condotta l'analisi nel Rapporto ambientale sono:

- Miglioramento performance ambientale: attenzione agli aspetti legati alla salvaguardia delle risorse ambientali;
- Adeguamento rispetto alla normativa Comunitaria (Strategia Europa 2020) e nazionale (Decreto Burden Sharing);
- Capacità di agire seguendo molteplici direzioni, per quanto riguarda il miglioramento del sistema energetico, migliorando sia l'aspetto legato all'efficientamento energetico che quello legato all'incremento della produzione di energie rinnovabili.

Non sfugge l'importanza di questa circostanza: infatti, la SEAR è una Strategia energetica sì, ma anche ambientale. Come già evidenziato, la SEAR si pone anche obiettivi di sostenibilità ambientale ben precisi, che si affiancano i 4 obiettivi base della strategia, e che trovano importanti punti di coerenza e di integrazione con le misure.

Stabilita la direzione, è necessario esplicitare i risultati raggiungibili, anche in termini quantitativi; questi vengono presentati nei successivi paragrafi. Per raggiungere concretamente tali risultati si dovrà agire su diversi fattori, con diverse tipologie di azioni: regolazione, incentivazione, sensibilizzazione, formazione, che saranno alla base delle misure che la Strategia deciderà di attivare.

I paragrafi che seguono mostrano i due scenari – inerziale e obiettivo – brevemente accennati nel presente paragrafo.

2.4.1 Lo scenario 0 – “scenario inerziale”

Con tale scenario si tenta di codificare le tendenze in atto, sia in termini di evoluzione del Consumo Finale Lordo che di variazione della produzione di energia da FER, e quindi di quantificare i valori tendenziali al 2020 delle grandezze elencate, al fine di individuare il valore a cui tenderà il rapporto FER/CFL senza che lo Stato metta in atto le misure derivanti dalla SEN e che vi siano azioni strategiche regionali che tendano ad incrementare l'efficienza energetica e/o la produzione di energia da FER.

Va da sé che i risultati di tali analisi sono considerati punti di partenza per qualsiasi altro scenario evolutivo.

Per quanto riguarda il Consumo finale lordo, si considera valido lo scenario di riferimento così come derivato dal modello PRIMES 2008, aggiornato con i dati di consumo a consuntivo del 2010, così come elaborati da ENEA e Ministero dello Sviluppo Economico ed utilizzati per la redazione della SEN.

Tale scenario prevede una inversione di andamento del CFL, con una crescita a partire dal 2010 costante fino al 2014 per circa 2,7 Mtep/anno, e quindi una crescita, ma inferiore, fino al 2020 per circa 1,1 Mtep/anno.

Al 2020 il CFL nazionale dovrebbe essere pari a 141 Mtep, superiore al CFL di cui alla traiettoria del Burden Sharing (che al 2020 stima 133 Mtep).

Tali valori sono stati aggiornati con i dati a consuntivo del CFL fino alla annualità 2014, così come desunti dal documento *La situazione energetica nazionale nel 2014* e riportati al paragrafo 1.2.4 - *L'aggiornamento dati al 2014*.

L'ipotetica crescita fino al 2014 di circa 2,7 Mtep/anno non si è avverata, ma comunque rimane fermo l'ipotesi al 2020 di 141 Mtep.

Tali valori, opportunamente interpolati per ottenere valori puntuali annui, sono stati trasformati in valori regionali considerando, come già indicato al paragrafo *La stima del CFL in Umbria*, un rapporto tra il CFL regionale ed il CFL nazionale pari a 1,953%.

In tale ipotesi, al 2020 il CFL regionale dovrebbe raggiungere un valore pari a 2.754 ktep, superiore di circa 160 ktep rispetto al valore del CFL del Burden Sharing.

Tabella 36: scenario 0: evoluzione del CFL (ktep) - origine dati SEN – PRIMES2008 – Relazione *La situazione energetica nazionale nel 2014* - elaborazioni regionali

Tendenziale a legislazione corrente – Stima			
Anno	CFL nazionale - modello PRIMES	CFL nazionale - modello PRIMES aggiornato dati al 2014	CFL regionale
2010	128.505,53	128.505,53	2.533
2011	126.233,00	126.233,00	2.485
2012	128.968	124.000	2.488
2013	131.702	123.950	2.423
2014	134.437	119.250	2.385
2015	135.531	122.875	2.400
2016	136.625	126.500	2.471
2017	137.718	130.125	2.541
2018	138.812	133.750	2.612
2019	139.906	137.375	2.683
2020	141.000	141.000	2.754

Per quanto riguarda le FER elettriche, si può ipotizzare, alla luce delle istanze giacenti, nonché dell'andamento del mercato, una lieve crescita di 4,5 ktep di produzione di energia elettrica da FER rispetto al 2014, secondo la seguente suddivisione:

Tabella 37: scenario 0 - incremento delle FER-E (ktep)

Fonte rinnovabile	Δ - incremento (al 2020 rispetto al 2014)
Idroelettrico	0,3
Geotermoelettrico	2,0
Eolico	0,3
Biomassa	1,0
Fotovoltaico	1,0
totale FER-E	4,5

In tale ipotesi, quindi, la produzione di FER elettriche al 2020 è rappresentata dalla tabella che segue:

Tabella 38: scenario 0 - incremento delle FER-E e confronto con la produzione 2013 e 2014 (GWh - ktep)

Fonte energetica	Produzione 2013		Produzione 2014		Obiettivo scenario 0
	GWh	ktep	GWh	ktep	
Idroelettrico	1471,69	126,56	1471,53	126,55	126,85
Geotermico	0	0,00	0	0,00	2,00
Eolico	2,54	0,22	2,72	0,23	0,53
Biomasse	152,8	13,14	223,5	19,22	20,22
Fotovoltaico	519,1	44,64	516,1	44,38	45,38
Totale rinnovabile	2157,5	185,54	2213,85	190,39	194,99

Per le Fer termiche, infine, rispetto al dato 2014 si può ipotizzare una crescita più consistente, anche per le modifiche impiantistiche ipotizzabili in grandi impianti per la produzione di calce a servizio delle acciaierie di Terni, crescita dell'ordine di 10-20 ktep, secondo la seguente suddivisione:

Tabella 39: scenario 0 - incremento delle FER-T (ktep) rispetto al 2014

	2014	Producibilità attesa 2020	Incremento rispetto al 2014
Energia geotermica	0	0	0
Solare termica	2	3	1
Frazione rinnovabile rifiuti	1	1	0
Biomasse solide residenziale	205	209	4
Carbone vegetale	2	2	0
Biomasse solide non residenziale	0	10	10
Bioliquidi	0	0	0
Biogas	0	0	0
Pompe di calore	35	37	2
Calore derivato rinnovabile – CHP	0,2	2,2	2
Calore derivato rinnovabile - Only heat	0	0	0
totale FER-t	245,2	264,2	19

In tali ipotesi, il contributo delle FER assommerebbe a 459,19 ktep, valore superiore di circa 100 ktep rispetto al target Burden Sharing (355 ktep).

Il Consumo Finale Lordo, di converso, risulterebbe superiore rispetto al target Burden Sharing (2.755 ktep rispetto a 2.593 ktep), ma ciò comporterebbe comunque il superamento di ben 3 punti percentuali dell'obiettivo stabilito con D.M. 15 marzo 2012, cd. *Burden Sharing*, attestandosi il rapporto FER – CFL su di un valore pari al 16,7%, a fronte di un valore minimo da raggiungere pari a 13,7%.

In tale scenario la traiettoria del CFL appare sovrastimata, ancorché derivante dal modello PRIMES2008. Il modello PRIMES2008 però, ancorché appaia sovrastimato, non può essere taciuto perché è il modello utilizzato dal governo nazionale negli atti pianificatori di competenza (SEN, PAEE, ...) e anche dalla UE nella elaborazione delle linee di indirizzo.

Un valore più realistico per il CFL al 2020 appare essere il valore della traiettoria al 2020 stimata a livello nazionale per la regione Umbria nel decreto Burden Sharing (2.593 ktep). Confrontando il valore delle FER con tale valore si supererebbe comunque l'obiettivo fissato, arrivando ad un parametro FER/CFL pari al 17,7% in luogo del 13,7%, quindi con un superamento dell'obiettivo di 4 punti percentuali.

In tale scenario, in definitiva, a fronte di una ulteriore crescita delle FER, ed ipotizzando una ripresa dell'economia pur senza efficientamenti di sistema, la crescita del CFL sarebbe tale da far ridurre il rapporto tra FER e CFL rispetto al valore raggiunto nel 2014 e riportato al paragrafo *Il Burden Sharing e La stima del rapporto FER/CFL al 2013 e 2014* - considerazioni, pari a circa 18,26%.

Un valore di CFL ulteriore e diverso, inferiore rispetto a quelli finora proposti, risulta essere la regionalizzazione dell'obiettivo nazionale della SEN nell'arco di validità del piano.

Tabella 40: Traiettorie nazionali del CFL (da SEN) e sua regionalizzazione - dati MiSE elaborati

Anno	CFL nazionale (ktep)	CFL (ktep)
2010	128.506	2.533
2011	126.233	2.485
2012	124.000	2.488
2013	123.950	2.423
2014	119.247	2.385
2015	120.212	2.348
2016	121.176	2.367
2017	122.141	2.385
2018	123.106	2.404
2019	124.071	2.423
2020	126.000	2.461

La regionalizzazione dei valori nazionali, in analogia con le proiezioni effettuate nei paragrafi precedenti, è effettuata considerando un rapporto CFLregionale/CFLnazionale pari a 1,953%.

L'andamento del CFL nazionale è stato aggiornato con i dati più recenti (fino al 2014) e la sua evoluzione è stata effettuata con una interpolazione lineare.

In Umbria, quindi, al 2020 si dovrebbe raggiungere un CFL pari a 2.461 ktep, analogo circa al valore del 2012, superiore al valore stimato nell'ultimo biennio.

Ciò ha senso nell'ottica di una ripresa delle dinamiche produttive a valle della grave crisi globale di questi ultimi anni.

Con questa ultima stima, a fronte di una ulteriore crescita delle FER, ed ipotizzando una ripresa dell'economia accompagnata da tutti gli efficientamenti di sistema ipotizzati dallo Stato nei più recenti documenti di programmazione, pure a fronte di una crescita del CFL, il rapporto tra FER e CFL incrementerebbe ulteriormente rispetto al valore raggiunto nel 2014 e riportato al paragrafo *Il Burden Sharing e La stima del rapporto FER/CFL al 2013 e 2014* - considerazioni, pari a circa 18,26%, per raggiungere un valore pari a 18,66%.

La tabella che segue mostra in forma sinottica e riassuntiva i dati numerici presentati ed elaborati nel presente paragrafo

Tabella 41: Scenario 0 con diverse ipotesi di evoluzione del CFL

	Stima 2013	Stima 2014	Scenario 0 con CFL PRIMES2008	Scenario 0 con CFL Burden Sharing	Scenario 0 con CFL da SEN
FER-T	259,2	245,2	264,2	264,2	264,2
FER-E	184,57	190,39	194,99	194,99	194,99
Totale FER (Fer-E + FER-T)	443,77	435,59	459,19	459,19	459,19
CFL	2.423	2.385	2.755	2.593	2.461
FER/CFL	18,31%	18,26%	16,67%	17,71%	18,66%

Vengono di seguito mostrati anno per anno l'evoluzione dei valori presentati dal 2014 al 2020 dello scenario 0.

Tabella 42: Scenario 0 - traiettorie 2011-2020

Anno	CFL tendenziale	CFL BS aggiornato	CFL SEN regionalizzato	FER-E tendenziale	FER-C tendenziale	FER	FER/CFL tendenziale	FER/CFL BS	FER/CFL SEN
2011	2.465	2.485	2.485	155,00	131,2	286,20	11,61%	11,52%	11,52%
2012	2.422	2.488	2.488	173,90	195,20	369,10	15,24%	14,84%	14,84%
2013	2.421	2.423	2.423	184,57	259,2	443,77	18,33%	18,31%	18,31%
2014	2.329	2.385	2.385	190,39	245,2	435,59	18,70%	18,26%	18,26%
2015	2.400	2.583	2.385	191,16	248,37	439,52	18,32%	17,02%	18,43%
2016	2.471	2.585	2.385	191,92	251,53	443,46	17,95%	17,15%	18,59%
2017	2.541	2.587	2.404	192,69	254,70	447,39	17,60%	17,29%	18,76%
2018	2.612	2.589	2.462	193,46	257,87	451,32	17,28%	17,43%	18,77%
2019	2.683	2.591	2.423	194,22	261,03	455,26	16,97%	17,57%	18,79%
2020	2.754	2.593	2.461	194,99	264,2	459,19	16,68%	17,71%	18,66%

2.4.2 Lo scenario 1 - “scenario obiettivo”

Con tale scenario si tenta di attualizzare sia le previsioni strategiche nazionali così come elencate nella SEN, sia le direttrici dello sviluppo regionale così come precedentemente riportate al par.2.2, e tale valutazioni sono effettuate in termini di evoluzione del Consumo Finale Lordo e di variazione della produzione di energia da FER. Così facendo vengono quantificati i valori tendenziali al 2020 delle grandezze elencate.

IL CFL

Come già evidenziato al paragrafo 1.1.3, la Strategia Energetica Nazionale prevede come prima azione l'incremento dell'efficienza energetica. Con gli strumenti ivi individuati si prevede un risparmio di 15,5 Mtep di energia finale all'anno al 2020, attestando così il consumo finale di energia a 126 Mtep, in luogo dei previsti 141 Mtep (consumo finale di energia in assenza di misure). Il valore indicato pari a 141 Mtep deriva dal modello PRIMES 2008 aggiornato con i valori a consuntivo di CFL al 2010.

Sia la SEN che il documento di predisposizione del PAEE 2014, nonché lo stesso PAEE 2014 prendono a riferimento tale valore, indicando il valore obiettivo al 2020 globale ed inoltre settore per settore i risparmi energetici attesi a livello nazionale al 2020.

Appare però necessario ed utile, una volta individuato il valore obiettivo, confrontare tale valore non solo con i dati derivanti dal modello PRIMES 2008 aggiornato e regionalizzato, ma anche con il valore obiettivo di burden sharing al 2020 e con il valore di CFL stimato per il 2013 e 2014.

Questo perché il modello PRIMES2008, comunque da tenere in conto risultando il modello utilizzato su scala europea e di riferimento per la pianificazione comunitaria, prevede sostanzialmente una crescita improbabile, compatibile con lo stato economico dell'Unione precedente alla crisi globale, ma che appare oggi sostanzialmente irrealizzabile.

Il valore obiettivo del Consumo Finale Lordo al 2020 viene individuato in un range compreso tra 2.440 e 2.450 ktep.

Il valore indicato tiene conto di una ripresa dell'economia, ripresa che, col crescere dei consumi, porta naturalmente anche ad una crescita del consumo finale lordo di energia. A tale andamento si vuole contrapporre una politica regionale che, associata alle politiche nazionali, porterà ad una riduzione del consumo obiettivo stimato dallo Stato al 2020, e quindi già decurtato per effetto delle azioni di efficientamento di competenza statale, grazie ad ulteriori azioni di efficientamento e di riduzione degli sprechi. Nella sostanza, la diminuzione di consumo di energia non sarà associata ad una diminuzione del

benessere, dei servizi e dei beni, ma grazie ad azioni di efficientamento e di riduzione degli sprechi, il livello di qualità della vita si manterrà, anzi aumenterà.

La tabella che segue mostra i valori regionalizzati del CFL di cui ai 2 sistemi sopra accennati (PRIMES 2008 e Burden sharing al 2020), confronta tale valore con il dato proiettato al 2020 derivante dalla SEN, ed il dato stimato al 2013 ed al 2014 e con il valore obiettivo dello scenario, indicando nel contempo le mutue differenze.

Tabella 43: Previsione del CFL al 2020 e confronto con modello PRIMES2008, decreto Burden Sharing, proiezione regionale SEN e stime al 2013 - 2014 (ktep)

	Previsione/Stima	Scenario Obiettivo al 2020	Differenza
Primes2008	2.755,1	2.440-2.450	315
Burden Sharing	2.593		153
regionalizzazione SEN	2.461		10-20
Stima 2013	2.423		
Stima 2014	2.385		

Lo sforzo richiesto alla regione rispetto al modello previsionale PRIMES2008 è notevole, con una riduzione di ben 315 ktep rispetto ad una previsione di 2750 ktep, equivalente ad una riduzione di 11,5 punti percentuali.

Rispetto invece alla previsione Burden Sharing la riduzione è comunque consistente (150 ktep a fronte di una stima di 2600 ktep), pari a circa 6 punti percentuali.

Rispetto alla previsione della SEN opportunamente proiettata nella realtà umbra, la riduzione risulta pari a circa 10-20 ktep, equivalente a circa l'1 %.

Ancora, rispetto alla stima 2013 e 2014, si assiste ad una crescita del CFL, in linea con le proiezioni nazionali, ma comunque ridotta rispetto alle stesse.

Rispetto alle previsioni Sen appare opportuno mostrare i risparmi settoriali attesi conseguenti le politiche regionali di attuazione del presente documento, al fine di raggiungere l'obiettivo di 2440 ktep fissato.

Tabella 44: risparmi settoriali conseguenti le politiche energetiche regionali al 2020

Settore	Risparmio atteso 2020	
	ktep	%
Residenziale	1,5	10%
Terziario	7	47%
PA	6	40%
Privato	1	7%
Industria	3	20%
Trasporti	3	20%
Agricoltura	0,5	3%
Totale	15	100%

La Regione quindi, proponendo una riduzione di consumo di ben 6 ktep nel settore Terziario della Pubblica Amministrazione, pari al 40% dello sforzo globale, intende effettuare un grande sforzo per l'efficientamento energetico delle strutture pubbliche, dimostrando così il ruolo esemplare che deve tenere la pubblica amministrazione, in linea con quanto continuamente ribadito dall'Unione Europea.

LE FER

La crescita delle FER è un obiettivo da perseguire in associazione con le azioni di efficientamento che porteranno a diminuire il consumo finale lordo di energia.

Si prevede di mantenere un livello di FER superiore all'obiettivo globale e settoriale delle FER indicato nel decreto Burden Sharing, con interventi sia nel settore termico che nel settore elettrico.

Tenuto conto del livello di produzione elettrica e termica già raggiunto, già ad oggi entrambe le componenti superano il dato burden sharing al 2020, è evidente che la previsione al 2020 sarà anch'essa abbondantemente superiore al target 2020 prefissato.

Nella presente ipotesi evolutiva non si è tenuto cautelativamente conto, tanto per la produzione elettrica che per quella termica, del possibile apporto dovuto alla tecnologia del solare termodinamico, sinteticamente presentata al paragrafo *Fer: Fotovoltaico – solare*. Tale tecnologia però, una volta raggiunta la maturità tecnologica e nella auspicata ipotesi che possa trovare applicazione anche alle latitudini umbre, potrà fornire un valido contributo per la produzione combinata di energia elettrica e vapore, superando anche le criticità connesse alla produzione, o meglio alla sovrapproduzione, di energia da fonti non programmabili, criticità soprattutto per lo sviluppo della rete elettrica.

Le FER Elettriche

La tabella che segue mostra, per la componente elettrica, il dato 2013, il dato 2014, l'obiettivo al 2020 settore per settore, indicando l'incremento in termini di ktep e GWh e di potenza da installare.

Tabella 45: FER-E crescita settore per settore in termini di produzione (GWh-ktep) e di potenza da installare (MW)

	2013		2014		2020		Incremento totale energia/potenza 2014-2020		
	GWh	ktep	GWh	Ktep	GWh	Ktep	GWh	ktep	MW
Idroelettrico*	1471,7	126,6	1471,53	126,6	1.492,46	128,4	20,93	1,8	7,0
Geotermico	0	0	0	0	19,77	1,7	19,77	1,7	2,5
Eolico*	2,54	0,2	2,72	0,2	19,00	1,6	16,28	1,4	7,4
Fotovoltaico	519,1	44,6	516,1	44,4	540,52	46,5	24,42	2,1	19,5
Biomasse	152,8	13,1	223,5	19,2	281,64	24,2	58,14	5	7,3
<i>Totale rinnovabile</i>	<i>2157,5</i>	<i>185,5</i>	<i>2213,85</i>	<i>190,4</i>	2.353,39	202,4	139,54	12	

* I dati idroelettrico ed eolico sono normalizzati nel rispetto di quanto disciplinato dal Decreto 28/2011

Rispetto al 2014 si ipotizza quindi una crescita globale di 12 ktep, corrispondenti a circa 140 GWh, equivalenti ad una crescita nella produzione di energia elettrica da FER pari al 6%.

Va da sé che trattasi di obiettivi minimi, individuati secondo stime realistiche e cautelative al fine di raggiungere al 2020 l'obiettivo regionale di una quota di energia da fonte rinnovabile pari al 20% rispetto al Consumo Finale Lordo.

Per il settore idroelettrico, alla luce delle considerazioni già proposte al paragrafo *Fer: Idroelettrico* (pag. 40) si ritiene che tale settore, ancorché già sfruttato, possa avere degli interessanti margini di crescita, con particolare riferimento all'efficientamento ed allo sfruttamento dei salti e degli scarichi degli impianti esistenti, nonché, in misura minore, alla rimessa in esercizio di piccole derivazioni abbandonate nel passato. Ciò può costituire una interessante opportunità di sviluppo energetico per la Regione Umbria nei prossimi anni, e si può stimare una crescita di 1,8 ktep, corrispondenti ad un efficientamento globale del 1,4%, ovvero a circa 7 MW di nuova potenza installata, o una combinazione di quanto rappresentato (1% di efficientamento e 2,1 MW di nuove installazioni, ad esempio).

Per quanto riguarda lo sfruttamento della geotermia ad alta entalpia, in attesa del consolidamento delle più moderne tecnologie ancora non mature, si assume cautelativamente una crescita pari a 2,5ktep.

Per l'eolico, considerata la particolare complessità e fragilità del territorio umbro, caratterizzato da condizioni paesaggistiche di pregio diffuse, si è considerata quale previsione realistica una ipotesi di sviluppo limitata al potenziamento dell'unica installazione di grande taglia esistente, oltre ad eventuali impianti di piccola taglia. Tali stime portano ad una produzione stimata aggiuntiva di 1,4 ktep, corrispondenti a circa 7,4 MW di potenza aggiuntiva.

La crescita del fotovoltaico tiene conto dell'attuale livello di potenza installata e delle stime di crescita effettuate a livello nazionale, lievemente incrementate, stime che tengono conto della assenza delle tariffe incentivanti. Oggi si può affermare che il settore, con il venire meno delle tariffe incentivanti e del parallelo abbattimento dei costi di investimento, ha raggiunto la grid parity.

La crescita ipotizzata (2,1 ktep corrispondenti a circa 19,5 MW aggiuntivi, con una crescita del 4,7% rispetto alla produzione 2014) tiene conto soprattutto dello sviluppo tecnologico dei sistemi di storage sempre più a buon mercato ed efficienti. La prevedibile crescita dell'utilizzo delle pompe di calore, così come previsto nel successivo paragrafo relativo alle FER termiche, inoltre, costituirà una forzante per la crescita del settore fotovoltaico.

Per quanto riguarda la biomassa, infine, ferme restando le considerazioni generali già rappresentate al paragrafo *Fer: biomassa* (pag. 39), si è tenuto conto delle possibilità di ulteriore sviluppo sulla base della risorsa disponibile e delle intrinseche caratteristiche di programmabilità e di contestuale produzione di calore ed energia elettrica, immaginando uno sviluppo limitato da circoscrivere al solo settore agricolo-forestale e con impianti di piccola dimensione.

La crescita stimata è pari a 5ktep, equivalenti alla installazione di una potenza ulteriore pari a 7 MW elettrici.

La previsione è limitata rispetto alle potenzialità della risorsa, ed è riferita prioritariamente all'utilizzo di sottoprodotti provenienti dalle attività agricole, zootecniche e forestali.

Come già indicato, si tiene conto di piccoli impianti dimensionati rispetto al fabbisogno di ciascuna azienda nell'ottica del soddisfacimento del proprio fabbisogno e dell'efficientamento globale dell'impresa.

Inoltre, si è tenuto conto del fatto che la produzione di energia da biomasse è a bilancio 0 per quanto riguarda le emissioni climalteranti, non venendo intaccato lo stock di CO₂ mineralizzata nei combustibili fossili, ad esempio, ma contribuisce alla emissione di inquinanti, ed in particolare di particolato fine, a detrimento della qualità dell'aria.

Conseguentemente, in coerenza con il piano regionale per la qualità dell'ambiente - PRQA - lo sviluppo di FER da biomasse nelle aree critiche dovrà avvenire con particolare attenzione e cautela sulla base di quanto stabilito dal PRQA e delle sue misure di attuazione

A proposito delle menzionate criticità dello sviluppo della rete elettrica, si sottolinea che l'ipotesi di incremento di produzione elettrica risulta comunque limitato rispetto al quadro attuale, soprattutto per quanto riguarda le fonti di energia rinnovabile non programmabile (eolico, fotovoltaico ed in minor misura idroelettrico).

Le FER termiche

Per la componente termica, si ipotizza una crescita dei temi statistici Solare termico, Biomasse solide residenziali e non residenziali, calore derivato, pompe di calore.

Il maggior incremento (41% della crescita totale) sarà relativo al settore biomasse non residenziali, con l'auspicata entrata in esercizio di un impianto a biomassa per la produzione di calce. A seguire si fissa il contributo al 2020 delle biomasse residenziali di poco superiore a quanto valutato per il 2013 (220 ktep al 2020, a fronte di un valore stimato pari a 219 ktp per il 2013). Tale valore può apparire da un lato sottostimato, ma risulta un valore variabile in funzione delle condizioni climatiche dell'anno, quindi tale

dimensionamento tiene conto sia dello stock di macchine installate al 2014 e della loro potenzialità, sia delle dinamiche di mercato, sia di variabili oggi non valutabili. L'incremento ipotizzato rispetto al 2014 rappresenta il 31% dell'incremento totale di energia termica. Il calore derivato peserà il 14% rapportato all'incremento totale, e tale valore è strettamente correlato alla crescita delle biomasse nel settore elettrico, e quindi perseguendo la realizzazione di impianti cogenerativi, nonché allo sfruttamento del calore residuo che sembra essere finalmente considerato quale un valore aggiunto per gli impianti esistenti. Le pompe di calore ed il solare termico si ipotizza che poi contribuiranno in misura paragonabile al raggiungimento dell'obiettivo.

La tabella seguente mostra l'obiettivo al 2020 della componente termica.

Tabella 46: FER-T crescita per ogni tema statistico in termini di produzione (ktep)

	2013	2014	Producibilità attesa 2020	Incremento rispetto al 2014
Energia geotermica	0	0	0	0
Solare termica	2	2	5	3
Frazione rinnovabile rifiuti	1	1	1	0
Biomasse solide residenziale	219	205	220	15
Carbone vegetale	2	2	2	0
Biomasse solide non residenziale	0	0	20	20
Bioliquidi	0	0	0	0
Biogas	0	0	0	0
Pompe di calore	35	35	38,5	3,5
Calore derivato rinnovabile - CHP	0,2	0,2	6,8	6,6
Calore derivato rinnovabile - Only heat	0	0	0	0
totale FER-t	259,2	245,2	293,3	48,1

Sinossi

L'incremento di energia da FER elettrica e termica rispetto alla situazione attuale (2014) è quindi di circa 60 ktep, pari ad un incremento percentuale di circa il 14% rispetto all'attuale, ed il settore maggiormente interessato è il termico (+20%) rispetto all'elettrico (+6%).

L'incremento di FER rispetto allo scenario delineato dalla SEN, opportunamente interpolato e regionalizzato, ancorché tale elaborazione sia affetta da imprecisioni intrinseche, ed alla luce del fatto che alla approvazione della SEN non era chiaro il peso delle FER termiche, si può stimare in 10 ktep, quindi tale valore corrisponde al valore cui tendere per la scelta delle politiche regionali di incremento delle FER.

Come già anticipato, il presente scenario si pone quindi come obiettivo un rapporto FER/CFL al 2020 pari al 20%, ben superiore al valore assegnato dallo Stato (13,7%).

2.4.3 Obiettivi al 2020

Come indicato nel precedente paragrafo lo scenario obiettivo declina gli obiettivi umbri sia in termini di efficientamento del sistema umbro, e quindi di riduzione del Consumo Finale Lordo, che in termini di incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili, sia per il settore termico che elettrico.

Si prevede, in termini di riduzione del Consumo Finale Lordo una riduzione di circa 150 ktep rispetto alla previsione di Burden Sharing e di circa 10-20 ktep rispetto allo scenario al 2020 di messa in atto di tutti gli strumenti della SEN. Il valore da raggiungere è stimato in 2.440-2.450 ktep.

Per quanto riguarda le FER elettriche, al 2020 si ipotizza una crescita di circa 12 ktep, pari a circa 140 GWh, secondo la suddivisione settoriale mostrata alla *Tabella 45: FER-E crescita settore per settore in termini di produzione (GWh-ktep) e di potenza da installare (MW)*.

Anche per le FER termiche si stabilisce una crescita sostenuta, di circa 48 ktep rispetto alla stima 2014, concentrata maggiormente nei settori biomasse e calore derivato, sia nel settore residenziale che non residenziale, così come mostrato alla *Tabella 46: FER-T crescita per ogni tema statistico in termini di produzione (ktep)*.

La costruzione dello scenario obiettivo e la sua scelta è sostanzialmente connessa alla visione regionale, che, come già declinato, prevede tra l'altro la riduzione dei costi dell'energia per le imprese e le famiglie e la produzione e l'utilizzo di energia pulita ed intelligente, puntando, parafrasando gli obiettivi della strategia europea, verso una regione a basse emissioni di carbonio, evitando il degrado ambientale, la perdita di biodiversità e l'uso non sostenibile delle risorse e rafforzando la coesione economica, sociale e territoriale. Oltre ciò si è tenuto conto dei futuri obiettivi energetici europei al 2030 ed al 2050, ben sapendo che dopo il 2020 vi dovranno essere ulteriori margini di crescita delle fonti energetiche rinnovabili.

Il fissare "così in alto l'asticella", quindi, non rappresenta un sogno o una remota speranza, ma un obiettivo da raggiungere "at least", così come la proposta del Consiglio europeo riporta per gli obiettivi di crescita del rapporto FER/CFL per il 2030, al fine di non farsi trovar impreparati alla sfida europea e globale che ci attende nel medio futuro.

Raggiungere tale obiettivo al 2020 si tradurrebbe nel probabile raggiungimento al 2020 degli obiettivi del 2030 per l'Umbria.

Se difatti la proposta del Consiglio Europeo del 23 e 24 Ottobre 2014 dovesse essere accolta, proposta che prevede il raggiungimento per l'Europa di un target di "Almeno" (*at least*) il 27% di consumo di energia da rinnovabili, calando tale obiettivo nella realtà italiana, ciò si potrebbe tradurre, nell'ipotesi di traslazione lineare di tale obiettivo in analogia con la suddivisione europea attuale del burden sharing, in un obiettivo nazionale pari al 23%, ed in un obiettivo regionale, secondo la stessa logica, compreso tra il 18 ed il 20%.

Uno sforzo notevole oggi potrebbe quindi generare nell'immediato risorse da poter dedicare nel prossimo futuro al gravoso impegno cui saranno tutti chiamati da qui al 2050.

A livello globale, inoltre, l'interesse crescente al problema energetico ed emissivo che grandi superpotenze quali gli Stati Uniti d'America e la Cina stanno dimostrando, potrebbe portare a modifiche nel senso di innalzamento degli obiettivi europei a medio (2030) e lungo (2050) termine.

In tale ottica, quindi, porre fin d'ora risorse e sforzarsi a raggiungere obiettivi sfidanti al 2020 può tradursi in un guadagno notevole per le sfide a medio termine.

2.4.4 Traiettorie al 2020

Sono state anche elaborate traiettorie di riduzione del consumo e di crescita delle fonti energetiche rinnovabili per il periodo 2014-2020. Le traiettorie dello scenario obiettivo sono confrontate con analoghe traiettorie relative allo scenario inerziale ed a quelle di cui al decreto burden sharing.

Tali traiettorie vengono nel prosieguo restituite sotto forma di grafici, al fine di chiarire e riassumere quanto riportato, nonché ai fini del monitoraggio degli obiettivi al 2020 per l'eventuale adozione di misure correttive.

Il primo grafico rappresenta le traiettorie del CFL per gli scenari ipotizzati e per il Burden Sharing. Lo scenario scelto è rappresentato dalla curva "più bassa", a dimostrazione che lo sforzo regionale si concentrerà sull'efficiamento e sulla riduzione degli sprechi.

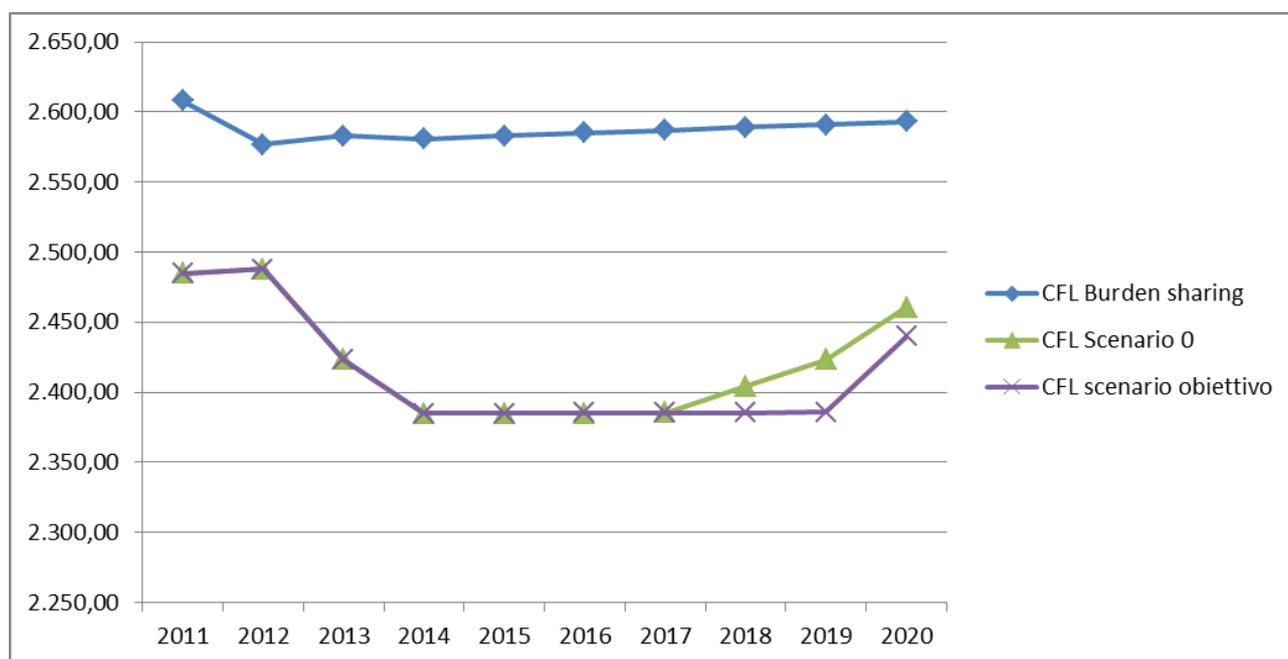


Figura 50: Traiettorie nel periodo 2011-2020 de CFL - ktep

Il secondo grafico mostra gli andamenti analoghi del grafico precedente per le fonti energetiche rinnovabili elettriche. In tal caso la situazione si ribalta rispetto al grafico precedente, con una produzione stimata al 2020 massima rispetto agli altri scenari.

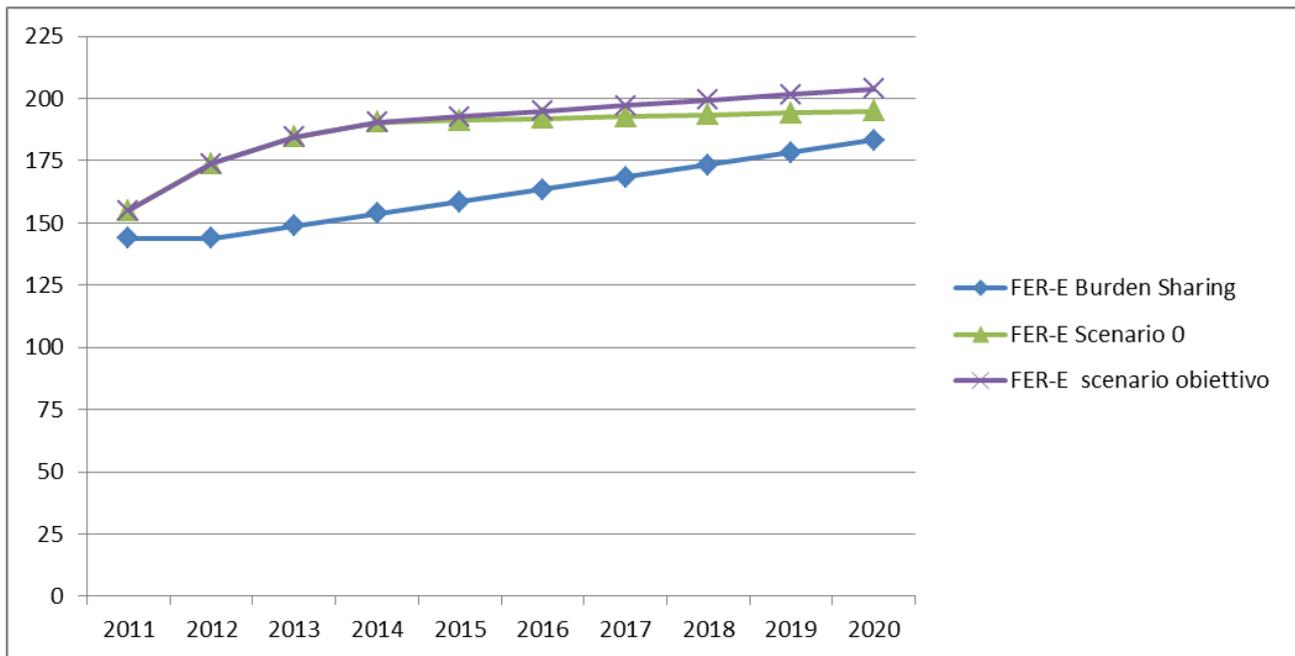


Figura 51: Traiettorie nel periodo 2011-2020 delle FER –E - ktep

Il terzo grafico mostra la stima di crescita delle FER termiche.

Come ampiamente illustrato, le informazioni 2013 e 2014 hanno modificato sostanzialmente la conoscenza del settore, indicando una sottostima di circa 100 ktep rispetto ai valori 2011. I dati sono stati quindi interpolati nel periodo 2011-2013, e quindi si è ipotizzata una crescita lineare dal 2014 al 2020. Il valore obiettivo è superiore tanto al valore indicato nella traiettoria Burden Sharing, quanto quello indicato (e regionalizzato) della SEN.

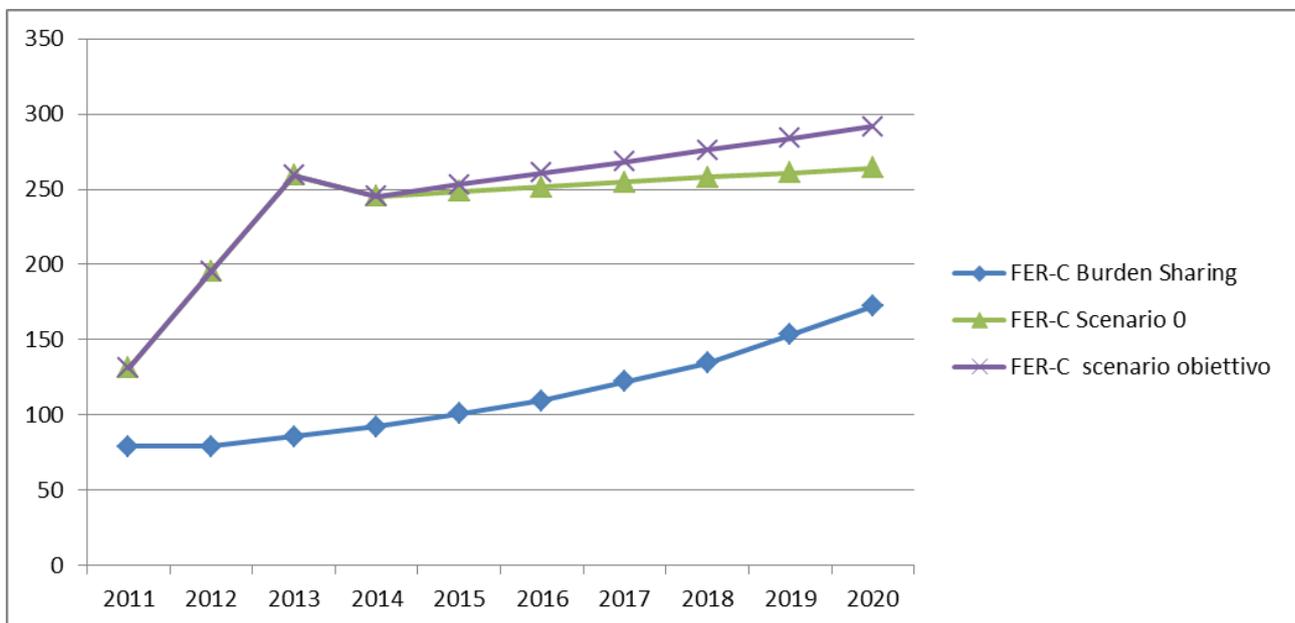


Figura 52: Traiettorie nel periodo 2011-2020 delle FER –C - ktep

Infine, il quarto ed il quinto grafico mostrano rispettivamente la traiettoria delle FER (FER-E + FER-T) e la traiettoria del rapporto di tale grandezze con i CFL. Si evidenzia come la traiettoria e gli obiettivi scelti siano tutti superiori rispetto alle altre traiettorie, e superiore anche dello scenario SEN.

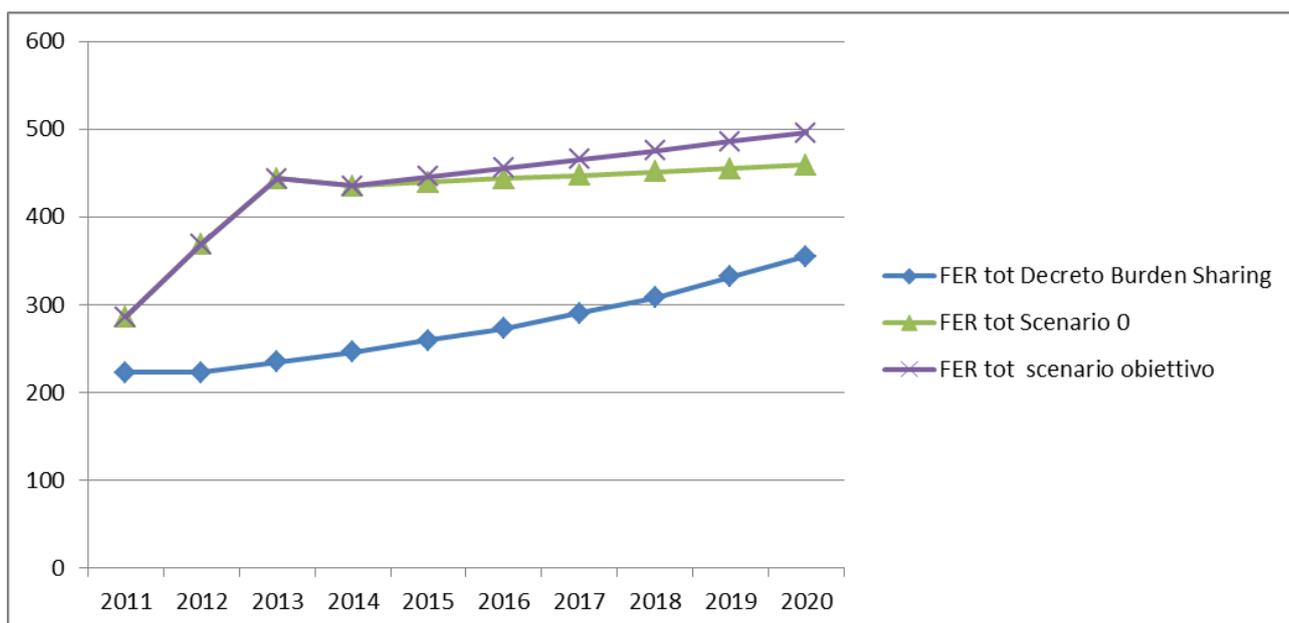


Figura 53: Traiettorie nel periodo 2011-2020 delle FER - ktep

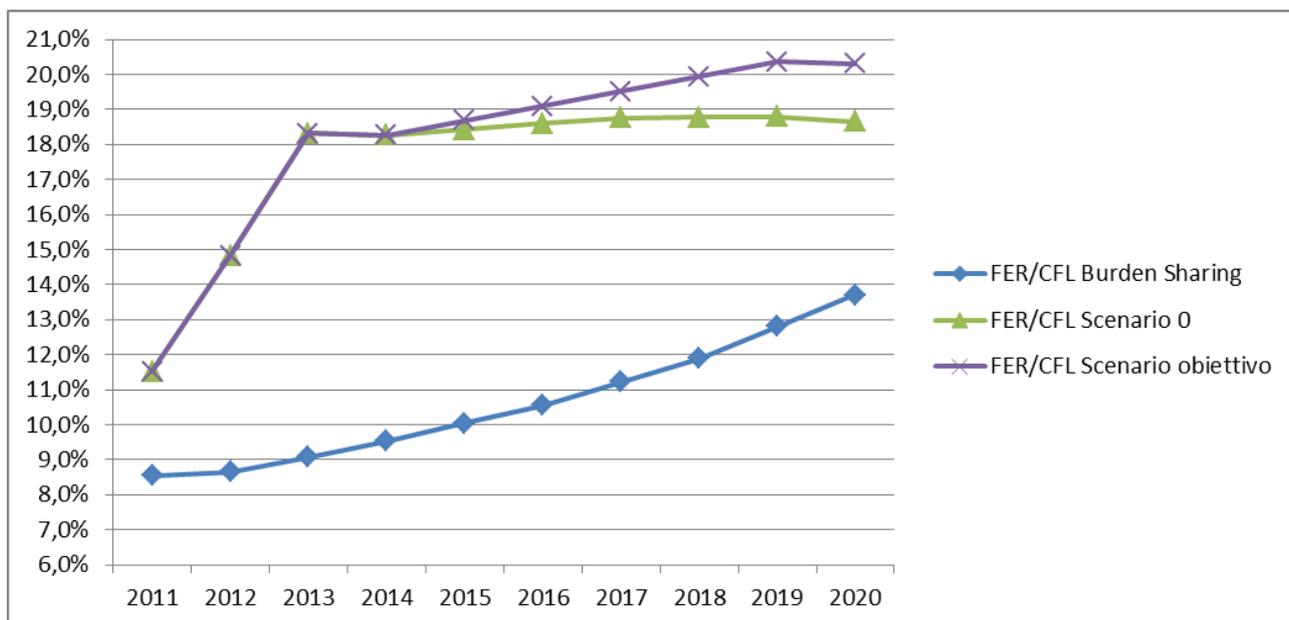


Figura 54: Traiettorie nel periodo 2011-2020 del rapporto FER/CFL - %

2.5 Le misure regionali per il raggiungimento degli obiettivi

Gli obiettivi declinati al paragrafo 2.4.3 saranno raggiunti con l'attuazione delle misure di competenza regionale aggiuntive alle azioni nazionali previste dalla SEN.

Gli obiettivi generali della SEAR, così come già indicati e descritti al paragrafo 2.2, prevedono:

- *La diminuzione del consumo*, ossia razionalizzazione dei consumi ed ottimizzazione della produzione;
- *L'incremento delle fonti energetiche rinnovabili*, cioè sfruttamento razionale delle risorse rinnovabili locali,
- *Il miglioramento della governance*;
- *Lo sviluppo della filiera industriale e dei servizi connessi con l'energia*.

Per il raggiungimento di tali obiettivi si prevede una serie di **misure** che la Regione porterà a compimento mediante azioni dirette ed indirette.

Considerato che le politiche fiscali non rientrano nelle competenze regionali, le uniche **tipologie d'azione** di competenza regionale, volte all'attuazione delle misure sopra richiamate, sono di 4 tipi:

- *Azioni di regolamentazione*;
- *Azioni di Formazione, Divulgazione, comunicazione*;
- *Azioni di Incentivazione*;
- *Azioni volte allo sviluppo della ricerca e dell'innovazione*.

Le azioni sopra richiamate saranno rivolte a 2 differenti soggetti (**target**): il soggetto pubblico e quello privato.

I paragrafi che seguono descrivono le misure riferite ai 4 principali macro-settori (domestico-residenziale, terziario, industria, trasporti, agricoltura) i cui consumi finali lordi per la regione Umbria sono indicati nei paragrafi precedenti - par.1.2).

Le misure regionali declinate nel presente paragrafo sono prioritariamente rivolte alla riduzione dei consumi e secondariamente all'incremento delle FER.

Nel primo caso, difatti, le misure sono volte ad ottenere un efficientamento del sistema per ulteriori 18,5 ktep.

Analogamente, per l'incremento delle FER vengono individuate per ogni settore le misure volte all'incremento della produzione rispetto ad oggi, e viene stimato quanto inciderà l'azione regionale rispetto alle politiche nazionali.

Tra le misure analizzate le azioni di sensibilizzazione e comunicazione, nonché quelle di regolamentazione ovvero di miglioramento della governance, risultano trasversali per tutti i settori di intervento.

I paragrafi che seguono, oltre alla descrizione delle misure per i 4 macro settori, indicano anche le stime di incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili (termica ed elettrica) e di riduzione di fabbisogno energetico (risparmio) per ogni macro settore.

2.5.1 Il settore residenziale

In merito alla **diminuzione del consumo finale di energia**, il settore **civile** richiede azioni di efficientamento degli edifici con interventi sul sistema edificio/impianto, che contemplino anche interventi sull'involucro edilizio da valutare in relazione ai costi ed ai tempi di ritorno degli investimenti, tempi che tipicamente sono considerati "lunghi".

Le azioni sopra declinate si svilupperanno con incentivi per il settore *pubblico*, mentre per il settore *privato* verranno declinate con la leva normativa e con azioni di sensibilizzazione. Per tale settore le misure

regionali saranno innanzitutto costituite dalla redazione, adozione ed approvazione di una disciplina regionale inerente il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, la certificazione energetica, la promozione di “edifici ad energia quasi zero”, ribadendo l’obbligo di impianti centralizzati e sistemi di contabilizzazione del calore. In tal modo, oltre a colmare un vuoto normativo che si è accumulato nel tempo, complice anche una ipertrofia normativa nazionale, si avrà a disposizione un testo normativo unico per la promozione della riduzione dei consumi energetici in edilizia ed il miglioramento della qualità dell’aria.

L’azione normativa sarà accompagnata dalla realizzazione del catasto unico regionale energetico degli edifici, e degli impianti termici. In tale ottica sarà predisposto un sistema per la presentazione e la consultazione online degli Attestati di Prestazione Energetica degli edifici.

Tali misure hanno come obiettivo sia il miglioramento della governance del sistema, semplificando ed accorpando in una unica norma, ma anche la diminuzione del consumo, grazie all’accrescimento della consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmio potenziale, all’accrescimento della consapevolezza della sostenibilità ambientale delle FER, alla conoscenza dell’esistenza e del possibile utilizzo delle leve finanziarie e fiscali oggi esistenti (cosiddetto Conto Termico, agevolazioni fiscali per efficientamento degli edifici, ...).

Sarà quindi necessario una azione di sensibilizzazione che porti a conoscenza dei cittadini e degli operatori del settore delle modifiche normative introdotte e degli strumenti messi a disposizione.

A fronte di tali azioni sul fronte della riduzione dei consumi, si ritiene che il settore residenziale possa contribuire ad un risparmio annuo stimabile in 2 ktep di energia al 2020.

2.5.2 Il settore Industriale e terziario

Le misure che si intende compiere riguardano l’incentivazione di misure di efficientamento di edifici singoli o agglomerati, da accoppiare ad azioni di riqualificazione edilizia, intese come azioni che non solo mirino alla componente energetica, ma anche alla riqualificazione urbanistica, e che contemplino eventualmente anche la realizzazione di piccole reti energetiche locali intelligenti, e che si avvalgano quindi della tecnologia delle smart grids.

Nell’ottica dell’efficientamento del settore produttivo non si possono dimenticare misure volte al recupero di cascami termici anche mediante la realizzazione di reti locali di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

L’azione regionale di incentivazione di misure volte all’ammodernamento dei cicli produttivi finalizzati al risparmio energetico sarà portata a compimento, in continuità con la precedente programmazione regionale.

La crescita della filiera industriale dell’energia, oltre a rispondere al raggiungimento dell’obiettivo di incremento delle fonti energetiche rinnovabili ed alla diminuzione del consumo energetico, porta anche ad importanti ricadute occupazionali, nonché alla possibilità di cogliere opportunità anche sovranazionali che si presenteranno nel settore energetico, settore in continua crescita.

Già nella regione esistono esempi di industria innovativa di prima importanza a livello mondiale, e solamente con una politica volta all’innovazione ed alla ricerca si potranno cogliere importanti opportunità di crescita.

Le azioni da intraprendere saranno volte a:

- La promozione delle attività di ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico;
- La formazione e qualificazione degli operatori del settore;
- L’ottimizzazione dell’utilizzo delle risorse pubbliche disponibili, mediante analisi ex-ante e correzioni ex-post, secondo metodologie da individuare e standardizzare.

Ad esempio, per quanto concerne le metodologie per l’effettuazione delle analisi ex-ante e correzioni ex-post, potrebbe essere valutato l’utilizzo dell’analisi del ciclo di vita “Life Cycle Assessment, LCA”: tale metodologia è infatti finalizzata, oltre che alla valutazione dell’impatto dovuto a prodotti e/o processi,

anche all'individuazione dei processi maggiormente responsabili dell'impatto e sui quali quindi si potrebbe incentrare l'attenzione per eventuali interventi di efficientamento.

Un indicatore che potrebbe risultare interessante a tal fine, anch'esso determinabile grazie ad un'analisi LCA, è quello della Carbon Footprint di prodotto, che misura l'impatto delle attività umane sul clima globale ed esprime quantitativamente gli effetti prodotti da parte dei cosiddetti gas serra in termini di anidride carbonica equivalente (CO₂eq).

L'impronta di carbonio rappresenta parte integrante di uno studio di LCA (Life Cycle Assessment), e si basa sulla valutazione delle emissioni e rimozioni totali di gas clima-alteranti nell'arco dell'intera vita di un prodotto o servizio. Tale approccio risulta molto interessante nell'ottica della comunicazione all'esterno dei risultati delle azioni di efficientamento adottate.

Le azioni di efficientamento di competenza regionale si stima possano portare ad una riduzione di 4-5 ktep del fabbisogno energetico del settore.

Per quanto riguarda l'incremento delle FER, si stima che il settore industriale possa contribuire per circa 25 ktep relativamente al calore, mentre per quanto riguarda la produzione di energia elettrica la stima si attesta su 10 ktep.

Il settore terziario richiede azioni di efficientamento degli edifici da accoppiare ad azioni di ristrutturazione urbanistica. Altre azioni sono lo sfruttamento della cogenerazione e della trigenerazione.

Tale settore comprende sia il settore privato che la Pubblica Amministrazione e quindi la gestione del bene comune. La PA è oggetto del successivo paragrafo.

Si ritiene che il settore privato possa concorrere ad una riduzione del fabbisogno energetico per 1-2 ktep, mediante azioni di efficientamento e di regolamentazione in tal senso.

Il settore terziario - privato, così come quello industriale, richiede azioni volte alla trasformazione di zone industriali-artigianali-commerciali quanto più autosufficienti da un punto di vista energetico, che sfruttino mix energetici (biomasse, fotovoltaico, geotermia, eolico) nonché soluzioni tecnologiche avanzate (ad esempio pompe di calore), tarati sul reale fabbisogno del distretto. La realizzazione di questi cluster autosufficienti non potrà prescindere da azioni di ristrutturazione urbanistica, nonché dalla realizzazione di locali reti energetiche intelligenti.

LA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE

La promozione dell'efficienza energetica non potrà prescindere da azioni dimostrative da realizzarsi su edifici pubblici, azioni costituite da interventi volti alla riduzione del fabbisogno di energia primaria, nonché alla autoproduzione e gestione del calore anche in sinergia con altre strutture mediante la realizzazione di reti di teleriscaldamento, con l'utilizzo di sistemi intelligenti di controllo, regolazione, gestione e monitoraggio dei consumi energetici e delle emissioni inquinanti.

Gli ospedali, caratterizzati da notevole consumo energetico, appaiono essere interessanti complessi su cui intervenire non solo con azioni di rewamping degli impianti termici trasformandoli in impianti a cogenerazione o trigenerazione, ma anche con interventi sulle superfici vetrate ed opache.

Per poter avere successo le misure sopra delineate non potranno prescindere da Diagnosi energetiche (o Audit energetici) indispensabili per individuare i punti critici e quindi gli interventi migliorativi per la riduzione dei consumi (e quindi delle emissioni e dei costi) anche alla luce di una analisi di fattibilità tecnico-economica.

Il *Programma regionale per l'efficientamento degli edifici pubblici* si configura quale strumento di attuazione della sopra indicata linea di intervento.

Ancora, il settore pubblico dovrà essere interessato da ulteriori interventi di efficientamento della rete di illuminazione pubblica, non solo con l'installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza e basso consumo, ma anche con la installazione di sistemi automatici di regolazione dei punti luce.

Anche le reti pubbliche acquedottistiche e gli impianti di depurazione possono presentare interessante margini di efficientamento in termini energetici.

Altro fondamentale strumento per l'attuazione di politiche energetiche territoriali che la regione intende promuovere e sostenere si ritiene possa essere costituito dai Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) previsti dal patto dei sindaci in attuazione del Protocollo di Kyoto sono strumenti fondamentali. Ovvero dai PEAC – Piani Energetici Ambientali Comunali - o PEC – Piani Energetici Comunali – che costituiscono un obbligo solamente per i comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti ai sensi dell'art.5 legge 10/1991, ma che può essere redatto comunque da parte di tutti i comuni.

L'azione, a regia regionale, si potrà concretizzare con accordi di programma tra Regione, Comuni, ARPA, Università, o altri enti ed associazioni, ad esempio, finalizzati a realizzare piani comunali che analizzino i consumi energetici complessivi, rilevino i consumi delle utenze pubbliche, le emissioni dei principali settori, individuino i possibili interventi di produzione di energia rinnovabile e di incremento dell'efficienza energetica.

Il settore pubblico, in definitiva, presenta interessanti margini di efficientamento che possono portare ad un risparmio energetico stimabile in 4-5 ktep.

2.5.3 Il settore agricolo

Il settore agricolo, ancorchè abbia un peso limitato sul consumo lordo regionale, può portare ad un risparmio di 0,5-1 ktep di energia attraverso la realizzazione reti energetiche a dimensione aziendale o interaziendale da realizzare principalmente con utilizzo di sottoprodotti agricoli, zootecnici, forestali.

Tale settore inoltre può ulteriormente contribuire alla produzione/sfruttamento di energia da FER per ulteriori 9-10 ktep.

Il settore agricolo presenta infatti interessanti margini di miglioramento per quanto concerne la produzione di energia da fonte rinnovabile producibile grazie all'utilizzo dei citati sottoprodotti agricoli, zootecnici, forestali; risulta importante al proposito individuare azioni finalizzate a facilitare la "comunicazione" di tali interventi, nell'ottica di migliorare la capacità di accettazione degli stessi da parte della cittadinanza.

2.5.4 Il settore trasporti

Il settore trasporti può contribuire per 4ktep alla diminuzione del fabbisogno energetico.

Tra le priorità d'azione vanno annoverate azioni di rinnovo ecosostenibile del parco autovetture per trasporto pubblico, interventi di *city logistic* per la mobilità alternativa di persone e merci. Per quanto riguarda la mobilità, risultano necessari interventi volti alla realizzazione di infrastrutture destinate alla mobilità collettiva, con promozione dell'utilizzo di veicoli a basso impatto ambientale nel trasporto pubblico, nonché la realizzazione di infrastrutture quali *charging hub* (stazioni di ricarica) necessarie per l'utilizzo massivo di mezzi a basso impatto ambientale, quali biciclette a pedalata assistita o veicoli elettrici. L'implementazione di una infrastruttura per la ricarica elettrica dei veicoli, attraverso *charging hub* sia pubblici che privati potrebbe infatti incentivare altre azioni interconnesse, quali ad esempio il rinnovo del parco autovetture anche per il settore terziario e/o industriale.

Oltre ciò, la realizzazione di punti di ricarica centralizzata con ridondanza di accumulatori nelle aree di stoccaggio mezzi può configurarsi quale stazione di accumulo elettrico regolante, stazione che opportunamente coordinata, attraverso l'uso delle smart-grids, ed affiancata agli impianti da FER non programmabili può divenire una riserva di energia con notevole capacità di regolazione ampiamente flessibile a costi ridotti per la collettività.

In tale filone di interventi si ascrive anche la realizzazione di sistemi di distribuzione pulita delle merci per le aree urbane.

2.5.5 Il Miglioramento della Governance

Il regolamento regionale 7/2011 ha creato un quadro certo e chiaro relativamente alle competenze ed alle tipologie autorizzative per ogni fonte, in linea con la normativa nazionale di settore.

Ancora oggi, però, si rilevano difficoltà di applicazione della norma.

Si rileva inoltre una forte contrarietà tout-court all'installazione di piattaforme energetiche, contrarietà che mentre inizialmente era efficacemente riassunta nella sindrome del NIMBY (*not in my backyard*: va bene la realizzazione di opere, basta che non siano vicine a casa mia), oggi è degenerata ulteriormente e si è estremizzata nella sindrome BANANA (*Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything*: Non costruire assolutamente nulla in nessun luogo vicino a qualsiasi cosa).

Il miglioramento della governance si otterrà mettendo in campo le seguenti priorità di azione:

- a) semplificazione e razionalizzazione dell'azione amministrativa;
- b) attività di formazione, informazione, comunicazione;

Le priorità di azione per il miglioramento della governance, a differenza di quelle per l'incremento dell'efficienza e delle FER, hanno come settore di riferimento intrinseco la Pubblica Amministrazione, i cittadini e le imprese.

Per quanto riguarda la Pubblica Amministrazione, le azioni non sono solamente di tipo normativo-regolamentare, ma anche di tipo formativo, di comunicazione e di semplificazione amministrativa, con la predisposizione di linee di indirizzo agli Enti Locali affinché applichino i principi di efficacia e di semplificazione amministrativa nei processi di autorizzazione degli impianti a fonte rinnovabile (elettrici e termici) e delle relative opere di rete, nonché l'implementazione di sistemi informatizzati comuni.

Per quanto riguarda invece i cittadini e le imprese, le azioni saranno di tipo informativo, formativo, di comunicazione.

Per i cittadini le azioni informative e di comunicazione dovranno vertere sull'accrescimento della consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmio potenziale, oltre che sull'accrescimento della consapevolezza della sostenibilità ambientale delle FER. Ancora, le azioni informative e di comunicazione verteranno sulla conoscenza dell'esistenza e del possibile utilizzo delle leve finanziarie e fiscali oggi esistenti (cosiddetto Conto Termico, agevolazioni fiscali per efficientamento degli edifici, ...).

Per le imprese le attività formative dovranno vertere anche sulla qualificazione delle professionalità operanti sulla filiera edilizia, oggi in forte crisi anche perché ancora legate a concezioni vecchie, datate e superate di progettazione e ristrutturazione, nonché sulla filiera impiantistica.

I risultati attesi sono:

- il raggiungimento di una consapevolezza energetica, secondo un approccio olistico che guardi non solo al fabbisogno energetico in senso stretto, ma anche all'interrelazione ambientale, sociale e culturale;
- la razionalizzazione dell'azione amministrativa;
- la creazione di nuove opportunità imprenditoriali.

La razionalizzazione, semplificazione, amplificazione ed armonizzazione regolamentare può portare indirettamente alla produzione di ulteriore energia da fonte rinnovabile per circa 10 ktep, termica e/o elettrica.

2.5.6 Descrizione delle misure

Ai fini della descrizione delle singole misure si è ritenuto opportuno effettuare una rimodulazione del quadro delle misure per obiettivo generale, in coerenza anche con la modalità di analisi degli impatti utilizzata nella Procedura di Valutazione Strategica (VAS).

Si riporta quindi di seguito, per ciascun obiettivo generale della Strategia, un quadro delle misure relative e una breve descrizione per ogni misura.

LE MISURE VOLTE ALLA DIMINUIZIONE DEL CONSUMO: A

Obiettivo	Settori	Target	Misure
A- Diminuzione del consumo	Domestico/– residenziale	Privato	A.1 Disciplina per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, certificazione energetica, recepimento direttive comunitarie, “edifici ad energia quasi zero”, obbligo di impianti centralizzati e sistemi di contabilizzazione del calore
			A.2 Comunicazione, informazione, educazione e formazione per cittadini, tecnici, attori economici
	Privato	Privato	A.3 Riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici, mediante interventi di efficientamento di edifici singoli o agglomerati, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione, anche da accoppiare ad azioni di riqualificazione urbanistica/edilizia e realizzazione di reti energetiche locali intelligenti (smart grids)
			A.4 Recupero cascami termici anche mediante teleriscaldamento – teleraffrescamento a servizio di utenze pubbliche e/o private
			A.5 Efficientamento dei cicli produttivi finalizzati al risparmio energetico, audit, certificazioni ISO 50001
	Terziario/ Industriale	Pubblico	A.6 Azioni di sensibilizzazione e comunicazione (incentivi statali / Regolazione regionale)
			A.7 Riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici pubblici, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di sistemi innovativi (pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione, anche da accoppiare ad interventi di miglioramento sismico
	Privato	Pubblico	A.8 Centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e teleriscaldamento/teleraffrescamento
			A.9 Reti intelligenti (smart grid): sistemi intelligenti di monitoraggio, regolazione, gestione ed ottimizzazione dei consumi energetici
			A.10 Rete di illuminazione: corpi illuminanti ad alta efficienza e basso consumo, sistemi automatici di regolazione dei punti luce, anche ai fini del miglioramento della sicurezza sociale
			A.11 Efficientamento di edifici e strutture sanitarie
			A.12 Efficientamento in termini energetici della rete acquedottistica e degli impianti di depurazione
	Trasporti	Privato	A.13 Adozione di sistemi di distribuzione pulita delle merci (city logistic)
			A.14 Realizzazione di infrastrutture leggere e nodi di interscambio per la mobilità collettiva sostenibile
	Agricoltura	Pubblico	A.15 Interventi per la mobilità sostenibile attraverso la graduale sostituzione della flotta pubblica con mezzi elettrici e/o ibridi (TPL e servizi pubblici).
			A.16 Realizzazione di reti di ricarica elettrica (charging hub) per la mobilità a basso impatto ambientale
			Privato

Nella trattazione che segue è riportata una sintetica descrizione delle misure sopra riportate relative alla diminuzione del consumo.

CODICE: A.1

Misura: Disciplina per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, certificazione energetica, recepimento direttive comunitarie, “edifici ad energia quasi zero”, obbligo di impianti centralizzati e sistemi di contabilizzazione del calore.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d’azione: Regolazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede interventi di regolazione rivolti al settore residenziale, finalizzati alla diminuzione del consumo, con riferimento sia all’involucro edilizio che alla parte impiantistica. Attraverso tali interventi sarà possibile avviare un percorso virtuoso sia per quanto concerne le ristrutturazioni degli edifici esistenti, sia per quanto riguarda la realizzazione di nuovi edifici. In tale modo si ritiene di poter incidere significativamente sui consumi imputabili al settore.

Risultato atteso: diminuzione del consumo imputabile al settore residenziale, miglioramento degli strumenti normativi a disposizione.

CODICE: A.2

Misura: comunicazione, informazione, educazione e formazione per cittadini, tecnici, attori economici.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d’azione: Sensibilizzazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede l’attuazione di azioni formative rivolte ai soggetti a diverso titolo coinvolti, quali tecnici specializzati, operatori economici, cittadini; tali azioni potranno a titolo esemplificativo sostanziarsi in incontri pubblici, corsi di formazione, convegni, etc....

La sensibilizzazione dei soggetti coinvolti è finalizzata a favorire l’utilizzo dei sistemi di incentivazione statali e delle misure regionali, la crescita di una maggiore “consapevolezza ambientale”, grazie alla quale possano svilupparsi meccanismi virtuosi concernenti la diminuzione dei consumi.

Risultato atteso: aumento della consapevolezza ambientale, diminuzione dei consumi.

CODICE: A.3

Misura: Riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici, mediante interventi di efficientamento di edifici singoli o agglomerati, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione, anche da accoppiare ad azioni di riqualificazione urbanistica/edilizia e realizzazione di reti energetiche locali intelligenti (smart grids).

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d’azione: Regolazione/incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: Come noto il settore dell’edilizia contribuisce a circa il 40% dei consumi totali di energia, ed il patrimonio edilizio esistente rappresenta per il nostro paese oltre l’80% delle costruzioni. La regione Umbria promuoverà attraverso campagne di sensibilizzazione, di promozione, nonché attraverso misure di regolazione, azioni di efficientamento su edifici singoli o agglomerati degli stessi. Inoltre la Regione promuoverà la creazione di reti intelligenti a seguito di ristrutturazione degli edifici che permettano una gestione ottimale a livello globale del patrimonio edilizio dal punto di vista energetico nonché il monitoraggio degli stessi.

Risultato atteso: Realizzazione di interventi di risparmio energetico in edifici esistenti.

CODICE: A.4

Misura: recupero cascami termici anche mediante teleriscaldamento – teleraffrescamento a servizio di utenze pubbliche e/o private.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d’azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: Mediante la predisposizione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento in aree di nuova urbanizzazione prossime ad aree industriali, sarà possibile utilizzare i cascami termici (ovvero il calore o il freddo) derivanti dalle lavorazioni industriali per riscaldare ovvero raffrescare edifici civili, artigianali o industriali. In questo modo sarà possibile aumentare l'efficienza energetica del sistema sfruttando appieno la potenzialità del combustibile.

Risultato atteso: diminuzione del consumo imputabile al settore residenziale, industriale, artigianale. Ottimizzazione dell'efficienza energetica.

CODICE: A.5

Misura: Efficientamento dei cicli produttivi finalizzati al risparmio energetico, audit, certificazioni ISO 50001.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede l'individuazione di interventi di efficientamento/ammodernamento dei sistemi energetici tramite diagnosi energetica sul ciclo produttivo con particolare attenzione alle aziende energivore. Tali interventi possono riguardare la più ampia casistica di risparmio, a partire da quello elettrico fino a quello termico e/o frigorifero.

Risultato atteso: diminuzione del consumo imputabile al settore industriale. Ottimizzazione dell'efficienza energetica

CODICE: A.6

Misura: azioni di sensibilizzazione e comunicazione (incentivi statali / Regolazione regionale).

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: sensibilizzazione.

Target: privato.

Descrizione: Verranno promossi a livello regionale eventi formativi, e conferenze di divulgazione per tecnici, cittadini ed aziende in modo da sensibilizzare tutti gli utilizzatori di energia a livello regionale sulle possibili forme di incentivo presenti a livello statale e regionale per la realizzazione di interventi di efficientamento energetico. Verranno quindi illustrate le principali tecniche di risparmio energetico che possono essere attuate dai cittadini, dai tecnici, dalle imprese di costruzione e dalle ditte installatrici di impianti.

Risultato atteso: Sensibilizzazione della popolazione.

CODICE: A.7

Misura: riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici pubblici, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di sistemi innovativi (pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione, anche da accoppiare ad interventi di miglioramento sismico.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: tale misura prevede l'incentivazione di interventi nel settore pubblico quali l'installazione di caldaie ad elevata efficienza, la sostituzione di vetri semplici con vetri doppi, l'isolamento delle pareti e/o coperture, l'installazione di sistemi innovativi di generazione dell'energia (fotovoltaico, solare termico, pompe di calore elettriche/geotermiche, micro-mini eolico, cogenerazione, trigenerazione, impianti a biomassa...). Tali interventi possono infatti riguardare la più ampia casistica di risparmi a partire da quelli elettrici fino a quelli termici e/o frigoriferi. A questi, possono essere inoltre associate forme di miglioramento/adeguamento sismico degli edifici, ad esempio in corrispondenza degli orizzontamenti e degli elementi verticali (irrigidimento dei solai, intonaco armato...).

Risultato atteso: diminuzione del consumo imputabile al settore pubblico.

CODICE: A.8

Misura: centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: la misura prevede l'incentivazione di sistemi innovativi di climatizzazione invernale ed estiva, quali la generazione combinata di energia elettrica e termica (cogenerazione) tramite impianti alimentati a gas metano o fonti energetiche rinnovabili; comprende reti di distribuzione del vettore termico (teleriscaldamento/teleraffrescamento).

Risultato atteso: riduzione dei consumi di energia primaria e delle eventuali perdite associate alla rete di distribuzione.

CODICE: A.9

Misura: reti intelligenti (smart grid): sistemi intelligenti di monitoraggio, regolazione, gestione ed ottimizzazione dei consumi energetici.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: in accordo con la misura è prevista l'incentivazione di qualsiasi forma di monitoraggio, regolazione ed ottimizzazione dei consumi energetici nel settore pubblico, quali ad esempio sistemi domotici e di controllo da remoto. In particolare, attraverso sistemi smart grid, si ha la possibilità di far viaggiare l'energia elettrica da più nodi, rendendo la rete più efficiente e tempestiva nei confronti della domanda di consumo.

Risultato atteso: oltre a produrre una riduzione dei consumi rispetto alla rete tradizionale, si rende possibile la combinazione di diverse fonti di energia rinnovabile.

CODICE: A.10

Misura: rete di illuminazione pubblica: corpi illuminanti ad alta efficienza e basso consumo, sistemi automatici di regolazione dei punti luce, anche ai fini del miglioramento della sicurezza sociale.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: è prevista l'incentivazione di sistemi di illuminazione pubblica ad alta efficienza associata alla sostituzione, nell'illuminazione di luoghi pubblici (strade, edifici pubblici, parchi e zone pedonali...), di corpi illuminanti ormai vetusti con altri a maggiore efficienza, anche dotati di sistemi di regolazione del flusso luminoso, telecontrollo e telegestione.

Risultato atteso: Diminuzione dei consumi dei corpi illuminanti, degli sprechi derivanti da un flusso luminoso non regolato e allungamento della vita utile dei sistemi.

CODICE: A.11

Misura: Efficientamento di edifici e strutture sanitarie.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: la misura prevede l'incentivazione di sistemi di efficientamento energetico di grandi strutture destinate ad uso pubblico, quali la generazione combinata di energia elettrica ed energia termica utile alla climatizzazione invernale ed estiva, interventi per l'efficientamento delle prestazioni energetiche delle strutture vetrate (sostituzione di vetri semplici con doppi/tripli vetri) ed opache (isolamento di pareti e/o coperture).

Risultato atteso: riduzione dei consumi delle grandi utenze pubbliche con conseguente abbattimento della domanda di energia primaria e delle emissioni connesse.

CODICE: A.12

Misura: efficientamento in termini energetici della rete acquedottistica e degli impianti di depurazione.

Obiettivo: diminuzione dei consumi energetici.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: la misura prevede incentivi volti a stimolare la realizzazione di interventi di efficientamento energetico degli impianti di depurazione e della rete acquedottistica e degli impianti della rete fognante. Possono essere compresi installazione di impianti a fonte rinnovabile e la sostituzione/rifacimento di limitate porzioni di condotte funzionali all'efficientamento del sistema, sistemi di telecontrollo e telegestione

Risultato atteso: riduzione dei consumi energetici.

CODICE: A.13

Misura: adozione di sistemi di distribuzione pulita delle merci (city logistic).

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede incentivi per la realizzazione di infrastrutture fisiche ed informatiche per la distribuzione urbana delle merci con mezzi collettivi a basso consumo/impatto e con servizi a disposizione degli operatori del settore in un'ottica di ottimizzazione di carichi e percorsi dei flussi nell'area metropolitana (city logistic).

Risultato atteso: la riduzione dei consumi energetici nonché degli impatti ambientali del trasporto delle merci nell'area metropolitana ed il supporto allo sviluppo economico del territorio grazie alla razionalizzazione delle consegne e dei flussi di merci.

CODICE: A.14

Misura: realizzazione di infrastrutture leggere e nodi di interscambio per la mobilità collettiva sostenibile.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: la misura prevede l'incentivazione di sistemi per la mobilità alternativa delle persone. Ciò alla luce della necessità di realizzare infrastrutture destinate alla mobilità collettiva, promuovendo l'utilizzo di veicoli a basso impatto ambientale nel trasporto pubblico, nonché la realizzazione di infrastrutture quali *charging hub* necessarie per l'utilizzo massivo di mezzi a basso impatto ambientale, quali biciclette a pedalata assistita o veicoli elettrici.

Risultato atteso: diminuzione del consumo e delle emissioni in atmosfera dovute al settore dei trasporti.

CODICE: A.15

Misura: interventi per la mobilità sostenibile attraverso la graduale sostituzione della flotta pubblica con mezzi elettrici e/o ibridi (TPL e servizi pubblici)

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico e privato.

Descrizione: sono incentivati con tale misura interventi di riduzione dei consumi della mobilità pubblica/privata con mezzi innovativi, ad esempio a trazione elettrica o ibridi termici-elettrici.

Risultato atteso: Riduzione delle emissioni clima-alteranti associate ai normali combustibili fossili.

CODICE: A.16

Misura: realizzazione di reti di ricarica elettrica (charging hub) per la mobilità a basso impatto ambientale.

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico e privato.

Descrizione: la misura intende favorire lo sviluppo di veicoli elettrici. A tal fine si incentiva la realizzazione di aree pubbliche destinate ad accogliere punti di ricarica elettrica (colonnine pubbliche e/o private) per i suddetti veicoli.

Risultato atteso: Riduzione delle emissioni clima-alteranti associate ai normali combustibili fossili.

CODICE: A.17

Misura: realizzazione di impianti e reti energetiche a dimensionale aziendale o interaziendale da realizzazione principalmente con utilizzo di sottoprodotti agricoli, zootecnici, forestali.

Obiettivo: incremento delle FER.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: Poco è stato fatto sinora per efficientare le reti energetiche di distribuzione, con particolare riferimento alla rete di distribuzione elettrica. Negli ultimi anni la generazione distribuita alimentata da fonti rinnovabili, in particolare da impianti fotovoltaici, ha condotto verso una evoluzione del sistema di distribuzione elettrica. Oggi le reti sono più smart rispetto a un decennio fa, e questo può condurre alla ricerca di nuove soluzioni energetiche che ne possano tenere conto. Molte aziende agricole si sono dotate di impianti fotovoltaici; le agevolazioni a livello fiscale rendono questo intervento ancora proponibile presso le attività agricole, nelle quali diventa competitivo raggiungendo in molti casi la grid parity. Anche interventi di sfruttamento a fini energetici di residui della produzione, di reflui zootecnici o di altro materiale di scarto può essere tecnicamente ed economicamente fattibile su piccola scala grazie alla incentivazione con tariffe omnicomprensive che premiano proprio piccoli impianti. Non di rado però un impianto a biomassa è un investimento che la singola azienda, se di dimensioni micro, non riesce a sostenere. Nasce così l'esigenza di impianti che possano essere baricentrici rispetto a una pluralità, seppure contenuta, di aziende agricole. A titolo di esempio, potrebbero essere implementati impianti per lo sfruttamento a fini energetici delle potature degli olivi, realizzati e gestiti a livello interaziendale da aziende che insistono sullo stesso territorio, tali da garantire la possibilità alle aziende che conferiscono lo scarto anche di rifornirsi sia di energia elettrica che termica (mediante reti di teleriscaldamento) dall'impianto a biomassa. Potrebbero essere incentivati prioritariamente gruppi/cluster/reti di impresa che presentano progetti comuni per la realizzazione di impianti e l'ottimizzazione/creazione delle reti energetiche interaziendali

Risultato atteso: diminuzione della produzione di reflui e scarti dalle lavorazioni agricole mediante loro riutilizzo a fini energetici; produzione di energia rinnovabile; ottimizzazione dei consumi e riduzione delle spese energetiche per le aziende che si consorziano e realizzano impianti e reti

LE MISURE VOLTE ALL'INCREMENTO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI - B

Obiettivo	Settori	Target	Misure
B- Incremento delle fonti energetiche rinnovabili	Terziario/ Industriale	Privato	B.1 Azioni di sensibilizzazione, comunicazione e formazione per cittadini, tecnici, attori economici
	Terziario/ Industriale Trasporti	Privato	B.2 Realizzazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER) prioritariamente volti al soddisfacimento del reale fabbisogno per l'autoproduzione di energia di singole imprese o raggruppamenti di imprese
		Pubblico	B.3 Realizzazione di impianti FER termici ed elettrici
	Trasporti Agricoltura	Pubblico E Privato	B.4 Implementazione di Charging hub alimentati con solare fotovoltaico
		Pubblico	B.5 Sviluppo di sistemi energetici innovativi, azioni dimostrative di utilizzo di biocombustibili per autotrazione (biometano, celle a combustibile, ...)
		Privato	B.6 Sfruttamento delle agroenergie per la produzione combinata elettricità/calore e progetti di sviluppo di raffinazione e distribuzione biometano – piattaforme per raggruppamento, trattamento e valorizzazione di scarti di produzione agricola/forestale

Nella trattazione che segue è riportata una sintetica descrizione delle misure ipotizzate relative all'incremento delle fonti energetiche rinnovabili.

CODICE: B.1

Misura: azioni di sensibilizzazione, comunicazione e formazione per cittadini, tecnici, attori economici.

Obiettivo: incremento delle FER.

Tipologia d'azione: sensibilizzazione.

Target: privato.

Descrizione: Verranno promossi a livello regionale corsi di formazione, eventi formativi, e conferenze di divulgazione per tecnici, cittadini ed aziende in modo da sensibilizzare tutti gli utilizzatori di energia a livello regionale e favorire la produzione di energia da FER in sostituzione di quella da fonti fossili. Verranno quindi illustrate le principali tecnologie disponibili che possono essere attuate sia da semplici cittadini, sia strategie di progettazione che possano portare alla realizzazione di edifici energeticamente efficienti, sia tecniche di ottimizzazione all'interno delle aziende.

Risultato atteso: Sensibilizzazione della popolazione e dei tecnici.

CODICE: B.2

Misura: Realizzazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER) prioritariamente volti al soddisfacimento del reale fabbisogno per l'autoproduzione di energia di singole imprese o raggruppamenti di imprese.

Obiettivo: incremento delle FER.

Tipologia d'azione: regolazione/incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: si promuove con tale misura la creazione/trasformazione di aree adibite alla produzione di energia da FER, anche combinando diversi sistemi come ad esempio biomasse, fotovoltaico, geotermico ed eolico, in sostituzione delle fonti fossili ed a servizio di zone industriali-artigianali-commerciali, che sfruttino tecnologie innovative e l'integrazione e l'adeguamento di quelle già esistenti. Il dimensionamento delle nuove installazioni, sarà prioritariamente orientato al soddisfacimento del fabbisogno reale del distretto. In questo modo, si fornirà energia utile allo svolgimento delle attività industriali, artigianali e commerciali presenti.

Risultato atteso: Riduzione dei consumi elettrici/termici ed aumento degli impianti FER con conseguente abbattimento delle emissioni clima-alteranti.

CODICE: B.3

Misura: realizzazione di impianti FER termici ed elettrici.

Obiettivo: incremento delle FER.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: verranno incentivati con tale misura gli impianti di sfruttamento dell'energia rinnovabile, che andranno a sostituire e/o integrare gli impianti esistenti nel settore pubblico. Per raggiungere tale fine, gli interventi incentivabili sono tutti quelli che prevedono l'installazione di impianti fotovoltaici, solari termici, eolici, di produzione di energia elettrica/termica da biomasse, geotermici, idroelettrici, etc.

Risultato atteso: Riduzione dei consumi elettrici/termici ed aumento degli impianti FER con conseguente abbattimento delle emissioni clima-alteranti.

CODICE: B.4

Misura: Implementazione di Charging hub alimentati con solare fotovoltaico.

Obiettivo: incremento delle FER.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico e privato.

Descrizione: la misura prevede l'incentivazione di stazioni per la ricarica dei veicoli elettrici che integrano la produzione di energia da solare fotovoltaico. Tale soluzione rappresenta l'optimum in quanto in tal modo l'energia elettrica necessaria per la ricarica dei veicoli sarebbe prodotta da fonte rinnovabile, diminuendo ulteriormente l'impatto ambientale legato alla mobilità.

Risultato atteso: diminuzione dei consumi e delle emissioni in atmosfera.

CODICE: B.5

Misura: sviluppo di sistemi energetici innovativi, azioni dimostrative di utilizzo di biocombustibili per autotrazione (biometano, celle a combustibile, ...).

Obiettivo: diminuzione del consumo.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: sono previsti metodi d'incentivazione associati all'utilizzo di biocombustibili nel settore pubblico, quali ad esempio, lo sfruttamento di biometano per autotrazione nei trasporti a servizio dei cittadini in sostituzione dei più comuni combustibili.

Risultato atteso: Riduzione delle emissioni clima-alteranti associate ai normali combustibili fossili.

CODICE: B.6

Misura: sfruttamento delle agroenergie per la produzione combinata elettricità/calore e progetti di sviluppo di raffinazione e distribuzione biometano.

Obiettivo: incremento delle FER.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: Interventi di sfruttamento a fini energetici di residui della produzione, di reflui zootecnici, di scarti della produzione agricola e forestale o di altro materiale di scarto sono già oggi tecnicamente ed economicamente fattibili su piccola scala grazie all'attuale incentivazione nazionale che premia proprio i piccoli impianti. Non di rado però un impianto a biomassa è un investimento che la singola azienda, se di dimensioni micro, non riesce a sostenere. Nasce così l'esigenza di impianti che possano essere baricentrici rispetto a una pluralità, seppure contenuta, di aziende agricole. A titolo di esempio, potrebbero essere implementati impianti per lo sfruttamento a fini energetici delle patate degli olivi e dei , realizzati e gestiti a livello interaziendale da aziende che insistono sullo stesso territorio, tali da garantire la possibilità alle aziende che conferiscono lo scarto anche di rifornirsi sia di energia elettrica che termica (mediante reti di teleriscaldamento) dall'impianto a biomassa. Potrebbero essere incentivati prioritariamente gruppi/cluster/reti di impresa che presentano progetti comuni per la realizzazione di impianti interaziendali.

La misura prevede inoltre l'incentivazione di progetti concernenti la raffinazione e la distribuzione di biometano. Ciò al fine di poter sostituire anche se parzialmente l'attuale tipologia di combustibile, con uno a minor impatto ambientale.

Risultato atteso: diminuzione della produzione di reflui e scarti dalle lavorazioni agricole mediante loro riutilizzo a fini energetici; produzione di energia rinnovabile; ottimizzazione dei consumi e riduzione delle spese energetiche per le aziende che si consorziano e realizzano impianti e reti. Diminuzione del consumo e dell'impatto ambientale legato al combustibile utilizzato.

Indicatore: TEP evitate (in termini di usi equivalenti in energia elettrica, termica o di produzione combinata).

LE MISURE VOLTE AL MIGLIORAMENTO DELLA GOVERNANCE: C

Obiettivo	Settori	Target	Misure
C- Miglioramento della governance	Domestico – residenziale Terziario Industriale Agricoltura Trasporti	Pubblico e Privato	C.1 Azioni di comunicazione e accrescimento della consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmio potenziale, accrescimento della consapevolezza della sostenibilità ambientale delle FER, della conoscenza dell'esistenza e del possibile utilizzo delle leve finanziarie e fiscali oggi esistenti (cosiddetto Conto Termico, sistema incentivante FER, agevolazioni fiscali per efficientamento degli edifici) – capacity building
			C.2 Catasto energetico degli edifici, catasto impianti termici Presentazione e consultazione online Attestati Prestazione Energetica - Semplificazione delle procedure amministrative
			C.3 Azioni di tipo normativo-regolamentare per la semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative, compreso l'aggiornamento del r.r.7/2011
			C.4 Predisposizione di linee di indirizzo agli Enti Locali affinché applichino i principi di efficacia e di semplificazione amministrativa nei processi di autorizzazione degli impianti a fonte rinnovabile (elettrici e termici) e delle relative opere di rete, nonché l'implementazione di sistemi informatizzati comuni
			C.5 Redazione di Piani e programmi di analisi delle emissioni dei principali settori, dei consumi energetici complessivi, dei consumi delle utenze pubbliche, con individuazione di possibili interventi di incremento dell'efficienza energetica
			C.6 Studi, indagini e ricerche inerenti bilanci ed audit energetici

Nella trattazione che segue è riportata una sintetica descrizione delle misure ipotizzate riguardanti il miglioramento della governance.

CODICE: C.1

Misura: Azioni di comunicazione e accrescimento della consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmio potenziale, accrescimento della consapevolezza della sostenibilità ambientale delle FER, della conoscenza dell'esistenza e del possibile utilizzo delle leve finanziarie e fiscali oggi esistenti (cosiddetto Conto Termico, sistema incentivante FER, agevolazioni fiscali per efficientamento degli edifici) – capacity building.

Obiettivo: Miglioramento della governance.

Tipologia d'azione: Sensibilizzazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede l'attuazione di azioni di comunicazione rivolte agli utenti; tali azioni sono finalizzate all'abbattimento delle "barriere" che ad oggi ancora ostacolano l'effettuazione di taluni interventi, siano esse dovute alla paura degli iter autorizzativi, di eventuali impatti ambientali legati alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, oppure alla mancata conoscenza degli incentivi finanziari e fiscali oggi disponibili.

Tali azioni di comunicazione potranno a titolo esemplificativo sostanziarsi in incontri pubblici, corsi di formazione, convegni, etc....

La sensibilizzazione dei soggetti coinvolti è finalizzata a favorire la crescita di una maggiore "consapevolezza ambientale", conoscenza dei margini di risparmio e degli strumenti, anche economici, a disposizione per la realizzazione di interventi, e grazie a tale conoscenze innescare meccanismi virtuosi volti alla diminuzione dei consumi.

Risultato atteso: aumento della consapevolezza "energetica" degli utenti.

CODICE: C.2

Misura: Catasto energetico degli edifici, catasto impianti termici Presentazione e consultazione online Attestati Prestazione Energetica - semplificazione delle procedure amministrative.

Obiettivo: Miglioramento della governance.

Tipologia d'azione: Regolazione.

Target: pubblico e privato.

Descrizione: la misura rappresenta il processo di sviluppo di politiche a lungo raggio per guidare ed elaborare un sistema globale di gestione dell'energia a livello regionale.

Le autorità locali hanno infatti un ruolo fondamentale nella regolamentazione: essendo le amministrazioni più vicine ai cittadini, ricoprono una posizione ideale per capire le loro preoccupazioni e le loro necessità. Inoltre, esse possono affrontare le sfide in modo globale, agevolare la conciliazione tra l'interesse pubblico e quello privato e possono favorire l'inserimento di misure di efficientamento energetico negli obiettivi generali di sviluppo locale. Il 40% dell'energia in una città è utilizzato per scopi residenziali. Le politiche volte a migliorare l'efficienza energetica in edilizia residenziale sono, quindi, un passo fondamentale verso la riduzione del consumo di energia e dello sviluppo sostenibile. In questo quadro, la certificazione energetica degli edifici può essere un utile strumento per valutare la sostenibilità di un edificio.

Risulta quindi di fondamentale importanza istituire un sistema di gestione e classificazione degli attestati energetici degli immobili al fine di avere una fotografia dello stato dell'efficienza energetica del patrimonio immobiliare locale. Oltre ciò, fornire un servizio non solo per la presentazione ma anche per la consultazione degli attestati di prestazione energetica trasmessi costituisce *ex se* una semplificazione procedimentale ed un valido strumento fornito agli operatori ed ai cittadini, in ultima istanza. Il catasto energetico degli edifici e degli impianti consentirebbe alle autorità locali di avere tutte le informazioni energetiche del patrimonio edilizio nel loro territorio, e quindi individuare gli interventi più idonei ed efficaci.

Risultato atteso: raccolta delle informazioni "energetiche" concernenti il patrimonio edilizio del territorio.

CODICE: C.3

Misura: azioni di tipo normativo-regolamentare per la semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative, compreso l'aggiornamento del r.r.7/2011.

Obiettivo: miglioramento della governance.

Tipologia d'azione: regolazione.

Target: pubblico.

Descrizione: la misura è volta all'aggiornamento regolamentare, nel senso di una sempre maggiore semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative per gli impianti a fonti energetiche rinnovabili, anche con riferimento a piccoli impianti per la autoproduzione energetica.

L'aggiornamento, oltre a tener conto degli aggiornamenti della normativa nazionale anche in materia di VIA, potrà prendere in considerazione l'aggiornamento degli allegati al regolamento stesso, nel senso di una semplificazione e razionalizzazione delle procedure, con individuazione degli enti competenti ad esprimere pareri nelle diverse procedure individuate, l'aggiornamento delle condizioni e dei criteri generali di progettazione e localizzazione di IAFR, volte anche ad affinare i criteri per un miglior inserimento territoriale degli impianti con particolare riferimento agli impatti visivi e paesaggistici. L'aggiornamento potrà anche interessare la nuova individuazione delle aree non idonee, da valutare in relazione al rispetto delle traiettorie minime di incremento delle energie rinnovabili, di cui al par.2.4.2 - *Lo scenario 1 - "scenario obiettivo"*.

Risultato atteso: semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative, corretto inserimento territoriale degli IAFR.

CODICE: C.4

Misura: predisposizione di linee di indirizzo agli Enti Locali affinché applichino i principi di efficacia e di semplificazione amministrativa nei processi di autorizzazione degli impianti a fonte rinnovabile (elettrici e termici) e delle relative opere di rete, nonché l'implementazione di sistemi informatizzati comuni.

Obiettivo: miglioramento della governance.

Tipologia d'azione: sensibilizzazione.

Target: pubblico.

Descrizione: verranno promosse delle azioni formative (incontri, materiale illustrativo, lezioni on-line...) per gli sportelli degli enti locali allo scopo di divulgare le linee di indirizzo semplificate per poter condurre il cittadino verso una maggiore consapevolezza nei confronti degli iter procedurali da seguire nell'installazione degli impianti per il risparmio energetico.

Risultato atteso: raggiungimento di una consapevolezza amministrativa semplificata.

CODICE: C.5

Misura: redazione di Piani e programmi di analisi delle emissioni dei principali settori, dei consumi energetici complessivi, dei consumi delle utenze pubbliche, con individuazione di possibili interventi di incremento dell'efficienza energetica.

Obiettivo: miglioramento della governance.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: saranno incentivate tutte le forme di analisi e di monitoraggio della situazione energetica e di impatto sull'ambiente delle amministrazioni locali. A tal fine, saranno promosse azioni quale, ad esempio, la redazione di Piani per l'energia sostenibile (Paes) in adesione al "Patto dei Sindaci", iniziativa promossa dalla Commissione Europea per coinvolgere attivamente le città europee nel percorso verso la sostenibilità energetica ed ambientale.

Risultato atteso: maggiore consapevolezza e conoscenza degli impatti associati alle principali attività nel settore terziario, con conseguente definizione dei possibili campi d'intervento per la riduzione delle emissioni.

CODICE: C.6

Misura: studi, indagini e ricerche inerenti bilanci ed audit energetici.

Obiettivo: miglioramento della governance.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: pubblico.

Descrizione: la misura prevede lo sviluppo di studi, indagini e ricerche sullo stato dell'arte relativo alla situazione energetica delle varie realtà locali, andando ad individuare quelli che sono stati i piani di monitoraggio ed audit sviluppati, e creare eventualmente un database di riferimento. Verranno promossi inoltre programmi per l'aggiornamento periodico delle informazioni raccolte.

Risultato atteso: conoscenza sistematica, documentata e periodica dell'efficienza energetica delle diverse realtà regionali.

LE MISURE VOLTE ALLO SVILUPPO DELLA FILIERA INDUSTRIALE DELL'ENERGIA - D

Obiettivo	Settori	Target	Misure
D- Sviluppo della filiera industriale dell'energia	Terziario/ Industriale	Privato	D.1 Azioni formative di qualificazione delle professionalità operanti sulla filiera edilizia, promozione della competitività della filiera energetica rinnovabile D.2 Promozione delle attività di ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico D.3 Promozione di cluster energetici di realtà industriali di prossimità al fine di ottimizzare il fabbisogno energetico D.4 Ricerca ed innovazione per sistemi di produzione ed accumulo di energia, di materiali e componenti ad elevata prestazione energetica per l'industria edilizia e meccanica, di sistemi per la mobilità elettrica

Nella trattazione che segue è riportata una sintetica descrizione delle misure ipotizzate riguardanti lo sviluppo della filiera industriale dell'energia.

CODICE: D.1

Misura: azioni formative di qualificazione delle professionalità operanti sulla filiera edilizia, promozione della competitività della filiera energetica rinnovabile.

Obiettivo: Sviluppo della filiera industriale dell'energia.

Tipologia d'azione: sensibilizzazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede l'attuazione di azioni formative rivolte ai soggetti a diverso titolo coinvolti sulla filiera edilizia, quali tecnici specializzati, operatori economici, cittadini; tali azioni potranno a titolo esemplificativo sostanziarsi in incontri pubblici, corsi di formazione, convegni, etc....

La sensibilizzazione dei soggetti coinvolti è finalizzata a favorire la crescita di una maggiore "consapevolezza ambientale", grazie alla quale possano svilupparsi meccanismi virtuosi concernenti lo sviluppo della filiera industriale dell'energia.

Risultato atteso: aumento della consapevolezza ambientale, sviluppo della filiera industriale dell'energia.

CODICE: D.2

Misura: promozione delle attività di ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico.

Obiettivo: Sviluppo della filiera industriale dell'energia.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: la regione di concerto con la misura D3 si farà promotrice attraverso la concessione di contributi agevolati o a fondo perduto a favore di imprese ed Enti di Ricerca, di bandi e avvisi pubblici per la realizzazione di studi di fattibilità, progetti pilota, e/o prototipi finalizzati al risparmio energetico che possano avere una forte diffusione sul territorio e una buona replicabilità da parte delle realtà industriali del territorio grazie anche alla misura B.2 e D.1.

Risultato atteso: Sviluppo di nuove tecnologie e/o strategie atte al risparmio energetico.

CODICE: D.3

Misura: promozione di cluster energetici di realtà industriali di prossimità al fine di ottimizzare il fabbisogno energetico.

Obiettivo: Sviluppo della filiera industriale dell'energia.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: la regione si farà promotrice attraverso la concessione di contributi agevolati o a fondo perduto, di cluster di imprese attive sul territorio regionale finalizzati allo sviluppo di soluzioni innovative per il risparmio energetico e l'innovazione industriale a ciò finalizzata.

Risultato atteso: creazione di consorzi e/o cooperative finalizzati al risparmio energetico.

CODICE: D.4

Misura: ricerca ed innovazione per sistemi di produzione ed accumulo di energia, di materiali e componenti ad elevata prestazione energetica per l'industria edilizia e meccanica, di sistemi per la mobilità elettrica.

Obiettivo: Sviluppo della filiera industriale dell'energia.

Tipologia d'azione: incentivazione.

Target: privato.

Descrizione: la misura prevede l'incentivazione di interventi concernenti i sistemi di produzione ed accumulo di energia, lo sviluppo di materiali e componenti ad elevata prestazione energetica per l'industria edilizia e meccanica, lo sviluppo di sistemi per la mobilità elettrica.

Risultato atteso: sviluppo della filiera industriale nei settori della produzione ed accumulo di energia, dello sviluppo di materiali e componenti ad elevata prestazione energetica e dello sviluppo di sistemi per la mobilità elettrica.

2.5.7 Riassunto delle misure

La tabella che segue mostra in maniera sintetica le misure esplicate nei paragrafi precedenti, indicando per ognuno dei **quattro obiettivi**, le **misure** suddivise in funzione del **settore interessato** e della **tipologia d'azione**. Ad ogni misura, per semplicità di lettura, viene associato il *codice* assegnato nei precedenti paragrafi, viene indicata la **fonte finanziaria** e l'**obiettivo** di riduzione/produzione **stimato**.

Per quanto riguarda la stima degli obiettivi (ultime 2 colonne) vale quanto indicato al paragrafo 2.4.2 sia per quanto riguarda la riduzione del CFL, con esplicito riferimento alla proiezione 2013 (e quindi 18,5 ktep), sia per quanto riguarda l'incremento delle FER, con riferimento alla stima della regionalizzazione della SEN (e quindi 10 ktep).

In sostanza, così come già esplicitato al paragrafo 2.4.2, secondo la stima della regionalizzazione della SEN, e quindi nell'ipotesi che tutte le misure della Strategia Energetica Nazionale trovino esplicitazione ed abbiano successo, l'incremento della produzione di energia da FER dovrebbe essere dell'ordine di 46 ktep. L'obiettivo individuato, tenuto conto della riduzione del CFL ipotizzato, individua invece un incremento di circa 56 ktep, quindi le misure regionali devono essere tali da portare ad un incremento, aggiuntivo rispetto a quello derivante dalle misure nazionali (incentivazione, regolamentazione, ...) di ben 10 ktep.

Si sottolinea che gli obiettivi di produzione o riduzione derivano da stime effettuate sulla base delle potenzialità di ogni settore, tenendo conto sia dei risultati diretti conseguenti le misure, che di risultati indiretti.

Ad esempio, una azione di semplificazione ed armonizzazione normativa ha un risultato diretto che è dato dalla approvazione di una modifica regolamentare, ad esempio, senza alcun incremento di produzione di energia da FER ovvero di efficientamento del sistema e quindi di risparmi. D'altro canto, indirettamente tale azione può portare sia ad un incremento di produzione di energia da FER, sia ad una riduzione del consumo.

Ancora, misure di incentivazione, ad esempio per gli enti pubblici per l'efficientamento dei sistemi energetici, devono portare alla riduzione di fabbisogno energetico, come risultato diretto, mentre, se visti nell'ottica di configurarsi quali interventi esemplari ed educativi di disseminazione di buone pratiche per i cittadini e le imprese, si ritiene che possano avere effetti indiretti nel medio termine, probabilmente anche superiore alla naturale scadenza della Strategia.

Tabella 27: Misure regionali e risultati attesi al 2020

Obiettivo	Settore	Tipologia d'azione	Codice	Misure	Target	Fonte Finanziaria	Risparmio ktep	Produzione ktep				
Diminuzione del consumo	Domestico - residenziale	Regolazione	A.1	Disciplina per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, certificazione energetica, recepimento direttive comunitarie, "edifici ad energia quasi zero", obbligo di impianti centralizzati e sistemi di contabilizzazione del calore Comunicazione, informazione, educazione e formazione per cittadini, tecnici, attori economici	Privato	FESR						
			A.2									
		Incentivazione/ incentivazione	A.3		Riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici, mediana interventi di efficientamento di edifici singoli o agglomerati, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione, anche da accoppiare ad azioni di riqualificazione urbanistica/edilizia e realizzazione di reti energetiche locali intelligenti (smart grids)							
			A.4									
		Incentivazione	A.5		Recupero cascami termici anche mediante telerscaldamento - teleraffrescamento a servizio di utenze pubbliche e/o private							
			A.6									
	Terziario/ Industriale	Incentivazione	A.7	Efficientamento dei cicli produttivi finalizzati al risparmio energetico, audit, certificazioni ISO 50001 Azioni di sensibilizzazione e comunicazione (incentivi statali / Regolazione regionale)	Pubblico	FESR	16	0				
			A.8									
			A.9									
			A.10									
			A.11									
	Agricoltura	Incentivazione	A.12	Riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici pubblici, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di sistemi innovativi (pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione, anche da accoppiare ad interventi di miglioramento sismico Centrali a cogenerazione (rimovibili o gas metano) e telerscaldamento/teleraffrescamento Reti intelligenti (smart grid): sistemi intelligenti di monitoraggio, regolazione, gestione ed ottimizzazione dei consumi energetici Rete di illuminazione: corpi illuminanti ad alta efficienza e basso consumo, sistemi automatici di regolazione dei punti luce, anche ai fini del miglioramento della sicurezza sociale Efficientamento di edifici e strutture sanitarie	Privato	FESR						
			A.13									
			A.14									
			A.15									
			A.16									
			A.17									
Incremento delle fonti energetiche rinnovabili	Terziario/ Industriale	Sensibilizzazione	B.1	Efficientamento in termini energetici della rete acquedottistica e degli impianti di depurazione Adozione di sistemi di distribuzione pulita delle merci (city logistic)	Privato	FESR						
			B.2									
	Terziario/ Industriale	Regolazione/ incentivazione	B.3	Realizzazione di infrastrutture leggere e nodi di interscambio per la mobilità collettiva sostenibile Interventi per la mobilità sostenibile attraverso la graduale sostituzione della flotta pubblica con mezzi elettrici e/o ibridi (TPL e servizi pubblici). Realizzazione di reti di ricarica elettrica (charging hub) per la mobilità a basso impatto ambientale	Pubblico e Privato	FESR	0	6				
			B.4									
	Trasporti e Agricoltura	Incentivazione	B.5	Realizzazione di impianti FER termici ed elettrici Implementazione di Charging hub alimentati con solare fotovoltaico	Privato	FESR-FEASR						
			B.6									
	Miglioramento della governance	Tutti	Sensibilizzazione	C.1	Sviluppo di sistemi energetici innovativi, azioni dimostrative di utilizzo di biocombustibili per autotrazione (biometano, celle a combustibile, ...) Sfruttamento delle agroenergie per la produzione combinata elettrica/calore e progetti di sviluppo di raffinazione e distribuzione biometano - piattaforma per raggruppamento, trattamento e valorizzazione di scarti di produzione agricola/forestale Azioni di comunicazione e accrescimento della consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmi o potenziale, accrescimento della consapevolezza della sostenibilità ambientale delle FER, della conoscenza dell'esistenza e del possibile utilizzo delle leve finanziarie e fiscali oggi esistenti (cosiddetto Conto Termico, sistema incentivante FER, agevolazioni fiscali per efficientamento degli edifici) - capacity building Catasto energetico degli edifici, catasto impianti termici Presentazione e consultazione online Attestati Prestazione Energetica - Semplificazione delle procedure amministrative	Pubblico e Privato	FESR-FSE					
				C.2								
			Regolazione	C.3		Azioni di tipo normativo-regolamentare per la semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative, compreso l'aggiornamento del r.r.7/2011 Predisposizione di linee di indirizzo agli Enti Locali affinché applichino i principi di efficacia e di semplificazione amministrativa nei processi di autorizzazione degli impianti a fonte rinnovabile (elettrici e termici) e delle relative opere di rete, nonché l'implementazione di sistemi informatizzati comuni	Pubblico e Privato	FESR	2	3		
				C.4								
Sviluppo della filiera industriale dell'energia			Terziario/ Industriale	Incentivazione		C.5	Redazione di Piani e programmi di analisi delle emissioni dei principali settori, dei consumi energetici complessivi, dei consumi delle utenze pubbliche, con individuazione di possibili interventi di incremento dell'efficienza energetica Studi, indagini e ricerche inerenti bilanci ed audit energetici Azioni formative di qualificazione delle professionalità operanti sulla filiera edilizia, promozione della competitività della filiera energetica rinnovabile	Privato	FESR	0,5	1	
						C.6						
				Sensibilizzazione		D.1		Promozione delle attività di ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico Promozione di cluster energetici di realtà industriali di prossimità al fine di ottimizzare il fabbisogno energetico	Privato	FESR		
						D.2						
D.3	Ricerca ed innovazione per sistemi di produzione ed accumulo di energia, di materiali e componenti ad elevata prestazione energetica per l'industria edilizia e meccanica, di sistemi per la mobilità elettrica											
D.4												