ALLEGATO A Dgr n. 1820 del 15/10/2013

REGIONE DEL VENETO

giunta regionale

PIANO ENERGETICO REGIONALE

FONTI RINNOVABILI
RISPARMIO ENERGETICO
EFFICIENZA ENERGETICA

Presidente della Regione del Veneto
Luca Zaia

Assessore ai Lavori Pubblici, all' Energia, alla Polizia Locale e alla Sicurezza
Massimo Giorgetti

Segretario per l'Ambiente
Mariano Carraro

GRUPPO DI PIANIFICAZIONE:

COORDINATORI DEL PIANO:
Fabio Fior *Dirigente U.P. Energia*
Massimo Marzano Bernardi *Dirigente Servizio Amministrativo (U.P. Energia)*
Giuliano Vendrame *Dirigente Servizio Sviluppo ed Incentivazione delle Infrastrutture Energetiche (U.P. Energia)*

COORDINAMENTO GRUPPI DI LAVORO:
Francesca Zuliani (*P.O. Programmazione, Monitoraggio e Comunicazione - U.P. Energia*)

COLLABORATORE TECNICO PRINCIPALE:
Alberto Brunetti (*P.O. Sviluppo del Sistema Energetico - U.P. Energia)*

COLLABORATORI:
Giampaolo Fusato *(U.P. Energia),* Licia Pranovi *(U.P. Energia),* Eva Zane *(U.P. Energia)*

altre collaborazioni:	U.P. Energia *(Emanuela Carlon, Irene Manicone, Gabriele Martini, Claudia Onesto, Francesco Peretti, Giuseppina Prevedello, Lauretana Savoia, Antonella Triccò)*

Attività di validazione del "Primo documento di studio su fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici"	**Università degli Studi di Padova** Dipartimento di Ingegneria Industriale

Hanno collaborato alla stesura del "Primo documento di studio su fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici":

Per l'analisi dell'«Assetto energetico regionale»: ARPAV (dott.ssa Maria Rosa e dott.ssa Silvia Marcuz del Servizio Sistemi Ambientali - Dipartimento ARPAV Provinciale di Treviso [Direttore, Ing. Loris Toniato]).
Si ringrazia inoltre il dott. Alberto Zandomeneghi del Dipartimento ARPAV Provinciale di Verona, che, nell'ambito del Gruppo di Lavoro Energia e Ambiente, ha contribuito mettendo a disposizione dati ed elaborazioni che erano stati predisposti per precedenti documenti ARPAV sul Bilancio Energetico. Si ringraziano inoltre l'Ing. Maurizio Vesco del Dipartimento ARPAV Provinciale di Venezia e il Prof. Arturo Lorenzoni del Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università degli Studi di Padova per le informazioni fornite e gli utili suggerimenti.

Per l'analisi relativa alla «Fonte idraulica»: ARPAV (ing. Italo Saccardo ed ing. Sara Pavan del Dipartimento Regionale per la Sicurezza del Territorio [direttore, dott. Alberto Lucchetta])

Per l'analisi relativa alla «Fonte biomassa legnosa agroforestale»: **AIEL Assoc. Italiana Energie Agroforestali**
GRUPPO DI LAVORO
Coordinamento: dott. Valter Francescato; dott. Francesco Bemo; dott.ssa Annalisa Paniz; dott. Marino Berton
TeSAF – Università degli studi di Padova: Prof. Raffaele Cavalli, dott. Stefano Grigolato; Prof. Davide Pettenella
Unità di Progetto Foreste e Parchi della Regione del Veneto: dott. Maurizio Dissegna, dott. Sergio Zen, dott. Roberto Zampieri

Per l'analisi relativa alla «Fonte biogas-biometano»: AIEL Associazione Italiana Energie Agroforestali (dott. Marco Mezzadri, dott. Valter Francescato e dott. Marino Berton). Si ringrazia per la preziosa collaborazione il CIB – Consorzio Italiano Biogas

Per l'analisi relativa alla «Fonte bioliquidi»: AIEL Associazione Italiana Energie Agroforestali (dott. Massimo Negrin e dott. Valter Francescato)

Per l'analisi relativa all'«Edilizia»: ANCE VENETO (arch. Andrea Mercusa)

Per l'analisi relativa al «Settore industriale»; **Confindustria,** dott. Emanuele Cosenza

Per l'analisi di interventi per l'efficienza energetica: LEGAMBIENTE

Alla redazione del presente documento hanno collaborato e fornito dati / documentazione utilizzati per elaborazioni le seguenti strutture regionali:
Direzione Agroambiente; Direzione Competitività Sistemi Agroalimentari; Direzione Commercio; Direzione Demanio Patrimonio e Sedi; Direzione Difesa del Suolo; Direzione Economia e Sviluppo Montano; Direzione Edilizia Ospedaliera e a Finalità Collettive; Direzione Formazione; Direzione Geologia e Georisorse; Direzione Industria ed Artigianato; Direzione Lavori Pubblici; Direzione Mobilità; Direzione Piani e Programmi settore primario; Direzione Pianificazione Territoriale e Strategica; Direzione Progetto Venezia; Direzione Ragioneria e Tributi; Direzione Sistema Statistico Regionale; Direzione Sviluppo Economico; Direzione Tutela Ambiente; Direzione Urbanistica e Paesaggio; U.C. Sistema Informativo settore primario e controllo; U.C. Tutela dell'Atmosfera; U.C. VIA; U.P. Edilizia Abitativa; U.P. Foreste e Parchi; U.P. Ricerca ed Innovazione; U.P. Sistema Informativo Territoriale e Cartografia.

Le linee di intervento del presente documento sono state condivise con le seguenti strutture regionali portatrici di interesse nel settore dell'energia:
Direzione Industria e Artigianato; Direzione Commercio; Direzione Demanio Patrimonio e Sedi; Direzione Tutela Ambiente; Direzione Geologia e Georisorse; Direzione Difesa del Suolo; U.P. Edilizia Abitativa; Direzione Lavori Pubblici; Direzione Urbanistica Paesaggio; Direzione Sviluppo Economico; U.P. Ricerca e Innovazione; U.P. Foreste e Parchi; Direzione Comunicazione e Informazione; Direzione Pianificazione Territoriale e Strategica; Direzione Agroambiente; Direzione Piani e Programmi settore primario; Direzione Economia e Sviluppo Montano; Direzione Formazione; Direzione Progetto Venezia; Direzione Mobilità

Per la raccolta dei dati sono stati coinvolti i seguenti soggetti esterni all'Amministrazione regionale: **Ministero dello Sviluppo Economico, Agenzia delle Dogane, AEEG** (Autorità Energia Elettrica e Gas), **Enea** (Agenzia Nazionale per le nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo economico sostenibile), **GSE** (Gestore Servizi Energetici), **Provincia di Venezia, Provincia di Verona, Provincia di Vicenza, Provincia di Rovigo, Provincia di Padova, Provincia di Belluno, Provincia di Treviso, Agenzia per l'Energia della Provincia di Padova, Consorzi di bonifica della Regione del Veneto, Terna, Enel Green Power, Enel Produzione, Eusebio Energia, Dolomiti Energia, Pvb Power, Bim Gsp e Consorzio Bim Piave, Snam, Veneto Distribuzione S.p.A., Società Italiana per il gas – ITALGAS, E.On Rete S.r.l., Edison D.G., Enel Rete Gas, Acegas-APS, Gruppo Ascopiave, BIM G.S.P., Liquigas, AGSM Distribuzione, Serenissima Gas, A.I.M. Servizi a Rete, Gritti Gas Rete, G6 Rete Gas, Molteni**.

Si ringraziano inoltre:
Laura Foscolo (Dirigente U.C. Amministrativa - U.P. Edilizia Abitativa)
Paolo Davià (Dirigente Servizio progetti a regia regionale - Dir.Lavori Pubblici)
Irene Bertazzo (Dir. Infrastrutture)
Claudio Fragogna (U.P. Energia)
Valentina Visentin (Direzione Industria ed Artigianato)
Tiziana Zara (Avvocatura Regionale)

Sommario

1 INTRODUZIONE 1
2 OBIETTIVI E BURDEN SHARING 3
2.1 Burden Sharing 5
3 QUADRO NORMATIVO 11
3.1 Il quadro normativo europeo, nazionale e regionale 11
3.1.1 Le fonti energetiche rinnovabili nel quadro normativo comunitario e nazionale 11
3.1.2 Le fonti energetiche rinnovabili nella disciplina regionale 22
3.1.3 Il contenimento dei consumi energetici in edilizia nel quadro normativo comunitario 24
3.1.4 Il contenimento dei consumi energetici in edilizia nel quadro normativo nazionale 24
3.1.5 Il contenimento dei consumi energetici in edilizia nella disciplina regionale 25
3.1.6 Azioni di semplificazione 26
4 REGIMI DI SOSTEGNO 27
4.1 Quadro delle misure comunitarie di sostegno alle politiche energetiche 27
4.2 POR 2007/2013 29
4.3 Programmazione fondi comunitari 2014-2020 29
4.4 PAR FSC 2007-2013 30
4.5 PSR 2007/2013 30
4.6 PSR 2014/2020 31
4.7 Azioni previste dal Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (PAN) 31
4.8 Il conto energia 32
4.9 Ritiro e scambio 34
4.10 Incentivi DM 6 luglio 2012 35
4.11 Certificati verdi 37
4.12 Tariffa onnicomprensiva 38
4.13 Cogenerazione ad alto rendimento 39
4.14 Biocarburanti 40
4.15 Conto termico 42
4.16 Certificati bianchi 45
4.17 Detrazioni fiscali 47
4.17.1 Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico 47
4.17.2 Ristrutturazioni edilizie: le agevolazioni fiscali 48
4.17 Misure di sostegno regionali 50
5 ASSETTO ENERGETICO REGIONALE 55
5.1 Consumi finali lordi di energia 57
5.1.1 Emissioni di anidride carbonica 61
5.2 Consumi finali lordi di energia per settori 63
5.3 Riepilogo dei consumi finali lordi di energia 73
5.4 Produzione di energia nella Regione del Veneto 75
5.4.1 Produzione di energia da fonti non rinnovabili 78
5.5 Il Bilancio Energetico Regionale 82
6 INFRASTRUTTURE ENERGETICHE NELLA REGIONE DEL VENETO 91
6.1 Infrastrutture energetiche di produzione 91
6.1.1 Fonti energetiche non rinnovabili 93
6.1.2 Fonti energetiche rinnovabili 94
6.2 Infrastrutture energetiche di stoccaggio 103
6.3 Infrastrutture di trasporto e distribuzione di energia 104
6.3.1 Infrastrutture di trasporto e distribuzione di energia elettrica 104
6.3.2 Gasdotti 112
6.3.3 Oleodotti 114
7 BURDEN SHARING: SCENARI ED OBIETTIVI 115
7.1 Scenario tendenziale 116
7.2 Scenari di efficienza e risparmio energetico 121
7.3 Scenario di sviluppo fonti energetiche rinnovabili 123
7.4 Conclusioni 125
8 POTENZIALI DI CONTENIMENTO DEI CONSUMI E DI SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI 127
8.1 POTENZIALI DI RISPARMIO ENERGETICO 127
8.1.1 Potenziali per il risparmio energetico nel settore residenziale 128
8.1.2 Potenziali per il risparmio energetico nel settore industriale 135
8.1.3 Potenziale per il risparmio nel settore terziario 142
8.1.4 Potenziale per il risparmio nel settore agricolo 144
8.1.5 Potenziale per il risparmio nel settore dei trasporti 147
8.2 POTENZIALE DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI 151
8.2.1 Potenziale di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica 151
8.2.2 Potenziale di energia termica da fonte solare termica 153
8.2.3 Potenziale di generazione di energia elettrica da fonte idraulica 155
8.2.4 Potenziale di generazione di energia da fonte geotermica 159
8.2.5 Potenziale di generazione di energia termica da fonte aerotermica 161
8.2.6 Potenziali di generazione di energia termica da fonte idrotermica 162
8.2.7 Potenziale di generazione di energia da biomassa legnosa 163
8.2.8 Potenziali da fonte biogas 172
8.2.9 Potenziali da fonte bioliquidi 175
8.2.10 Potenziale di generazione di energia elettrica da fonte eolica 179
8.3 CONCLUSIONI 181

9 STRATEGIE E MISURE DI ATTUAZIONE 185
9.1 Strategia europea per un uso efficiente delle risorse 185
9.2 Programmazione europea 2014-2020 189
9.3 Strategia energetica nazionale 192
9.4 Strategia regionale e misure di attuazione 194
9.5 Confronto con le azioni programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012 217
10 MONITORAGGIO DEL PIANO 237
10.1 Premessa 237
10.2 Tipologia di monitoraggio e indicatori 238
10.3 Monitoraggio del Piano 239
10.4 Organizzazione del sistema di monitoraggio 243
ALLEGATO A. *allegato al Capitolo 5 "Assetto Energetico Regionale"* 245
A.1. Metodologia, unità di misura e fonti informative per la valutazione dell'assetto energetico regionale 245
A.2. Quadro generale delle fonti informative 250
A.3. Consumi finali lordi da fonti fossili per fonte 252
A.4. Consumi finali lordi di energia elettrica 256
A.5. Approfondimento dei consumi di energia elettrica del settore industriale 260
A.6. Approfondimento dei consumi di energia elettrica del settore terziario 264
A.7. Produzione di energia elettrica – approfondimento provinciale 266
ALLEGATO B. *allegato al Capitolo 6 "Infrastrutture energetiche nella Regione del Veneto*" 269
B.1. Approfondimento provinciale degli impianti di generazione di energia elettrica fotovoltaica 269
B.2. Fonte bioenergie – dettaglio impianti inattivi autorizzati dalla Regione del Veneto 271
B.3. Approfondimento sugli impianti a biogas autorizzati dalla Regione del Veneto 272
B.4. Approfondimento sulle reti di teleriscaldamento 275
ALLEGATO C. *allegato al Capitolo 8 "Potenziali di contenimento dei consumi e di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili"* 277
C.1. Incentivi ed interventi per l'efficienza energetica 277
Detrazioni fiscali – interventi di riqualificazione energetica 277
Titoli di efficienza energetica (TEE) 281
Lo stato del parco edilizio in Regione del Veneto 284
Interventi di risparmio energetico in ambito industriale 290
C.2. Incentivi ed interventi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili 316
Strumenti per l'analisi del potenziale delle fonti solari 316
Analisi del potenziale della fonte geotermica 322
Analisi del potenziale da fonte biomassa 333
Analisi del potenziale da fonte biogas 362
Analisi del potenziale da fonte bioliquidi 371

1 INTRODUZIONE

Come previsto dalla L. 10/1991 e dalla L.R. 25/2000, nel corso del 2005 la Giunta Regionale del Veneto ha elaborato un proprio Piano Energetico Regionale (P.E.R.), rappresentando lo scenario energetico dal 1998 al 2003 e gli ipotetici scenari di previsione al 2010.
Nel corso del medesimo anno, detto documento è stato proposto al Consiglio Regionale con la Deliberazione della Giunta Regionale 28 gennaio 2005, n.7, "Adozione del Piano Energetico Regionale". L'organo legislativo della Regione non ha provveduto alla sua approvazione entro l'imminente conclusione della legislatura.
Dai dati disponibili, si evidenzia che il Veneto, come il resto del Paese, è fortemente dipendente dalle importazioni di fonti primarie fossili, con il gas naturale sempre più importante ed importato.
Conseguenze di questa situazione sono:
- la mancanza di sicurezza degli approvvigionamenti, attualmente non facilmente risolvibile se non con la diversificazione degli approvvigionamenti,
- pesanti ricadute sui costi del sistema produttivo e degli usi civili.

Parallelamente la diffusione delle fonti rinnovabili è strettamente connessa:
- a motivi ambientali, in quanto l'utilizzo di talune fonti rinnovabili riduce l'effetto serra e l'inquinamento dell'aria,
- alla diversificazione delle fonti energetiche e pertanto al miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti,
- alla riduzione del rischio di fluttuazione dei prezzi dei prodotto petroliferi ed alla relativa ricaduta economica,
- effetti di crescita economica ed occupazionale, in quanto il settore è oggetto di investimenti in una nuova industria ad elevato contenuto tecnologico.

Il Piano stralcio sarà così articolato:
– definizione di obiettivi conformi a quelli europei in un'ottica di burden sharing [*capitolo 2 "Obiettivi e Burden Sharing"*];
– presentazione del quadro normativo comunitario, nazionale e regionale in vigore, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili ed ai diversi settori della materia dell'energia [*capitolo 3 "Quadro normativo"*];
– presentazione dei principali regimi di sostegno in ambito comunitario, nazionale e regionale [*capitolo 4 "Regimi di sostegno"*];
– presentazione ed analisi dell'assetto energetico regionale aggiornato al 2008-2009-2010 (per talune tematiche sarà possibile effettuare un confronto tra i dati attuali ed i dati già presentati nel P.E.R. adottato dalla Giunta Regionale nel 2005) e nel dettaglio di:
  - consumi finali lordi per settori specifici,
  - produzione di energia,
  - bilancio energetico regionale [*capitolo 5 "Assetto Energetico Regionale"*];

– presentazione delle infrastrutture energetiche presenti nel territorio della Regione (infrastrutture energetiche di produzione, infrastrutture energetiche di stoccaggio, infrastrutture energetiche di trasporto [*capitolo 6 "Infrastrutture energetiche nella Regione del Veneto*];
– descrizione dello scenario tendenziale, di efficienza e risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili. Questi scenari di riferimento servono per poter quantificare, in termine di ktep, l'obiettivo

di Burden Sharing assegnato alla Regione del Veneto [*capitolo 7 "Burden sharing: scenari ed obiettivi"*];

– definizione di:

A) potenziali di sviluppo delle fonti rinnovabili, in termini di produzione,

B) potenziali di contenimento dei consumi energetici [*capitolo 8 "Potenziali di contenimento dei consumi e di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili"*];

– definizione di strategie di attuazione per il raggiungimento degli obiettivi [*capitolo 9 "Strategie e misure di attuazione"*];

– definizione del monitoraggio del Piano [*capitolo 10 "Monitoraggio del Piano"*].

Infine, al termine di tale elaborato, vengono riportati gli approfondimenti al capitolo 5 "Assetto Energetico Regionale", capitolo 6 "Infrastrutture energetiche nella Regione del Veneto" e capitolo 8 "Burden sharing: scenari ed obiettivi" [rispettivamente *Allegato A*, *Allegato B e Allegato C*], un breve *Glossario*, ove si riassumono i principali termini tecnici usati e le relative definizioni.

2. OBIETTIVI E BURDEN SHARING

Nel presente capitolo vengono analizzati gli obiettivi al 2020 del "pacchetto energia" stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE, come recepita dalla legge 96/2010 ed attuata con il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28.

Obiettivo 1:

$$\frac{\textbf{(consumi finali lordi coperti da fonti energetiche rinnovabili)}}{\textbf{(consumi finali lordi totali)}} \quad \textbf{espresso in \%}$$

Tale obiettivo è denominato "burden sharing". Il valore nazionale assegnato a tale obiettivo è pari al 17%. Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 15 marzo 2012, pubblicato nella G.U. Serie Generale n. 78 del 2/4/2012, sono stati definiti e qualificati gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili. Alla Regione del Veneto è stato assegnato un obiettivo al 2020 pari al 10,3%, rappresentante la percentuale di consumi finali lordi regionali che al 2020 dovranno essere coperti da fonti rinnovabili.
I consumi finali lordi riguardano:
- energia elettrica,
- energia termica,
- trasporti.

Per la trattazione di tale obiettivo si rimanda al paragrafo 2.1.
Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo 1 al 2020, in linea generale si potrà:
a - agire sul numeratore dell'obiettivo 1, aumentando la produzione energetica da fonti rinnovabili o attivando il trasferimento statistico di quote di energia da fonti rinnovabili da altre regioni che abbiano superato il proprio obiettivo intermedio o finale, secondo modalità ad oggi non ancora definite.
b - agire sul denominatore dell'obiettivo 1, contraendo i consumi.

Sub Obiettivo 2:

$$\frac{\textbf{(consumi energetici finali lordi al 2020 – consumi energetici finali lordi al 2005)}}{\textbf{(consumi energetici finali lordi al 2005)}} \quad \textbf{espresso in \%}$$

Il valore assegnato a tale obiettivo è pari al 20%. Tale obiettivo non è attualmente vincolante (rif. dir. 2006/32/CE) tuttavia può costituire la chiave di successo per raggiungere e rendere meno oneroso il raggiungimento dell'obiettivo 1.
Si segnala che la direttiva 2009/28/CE ha indicato anche un ulteriore obiettivo nazionale relativamente ai trasporti, espresso come segue:

Sub Obiettivo 3:

$$\frac{\textbf{(consumi finali di biocarburanti nel settore trasporti)}}{\textbf{(consumi finali nel settore dei trasporti)}} \quad \textbf{espresso in \%}$$

Il valore assegnato a tale obiettivo nazionale è pari al 10%. La quantificazione di tale indicatore è stata recentemente definita nel d.lgs. 28/2011.
Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 si potrà:
a - agire sul numeratore dell'indicatore
b - agire sul denominatore dell'indicatore, contraendo i consumi nei trasporti.

Poiché quanto espresso al punto a - dipende quasi esclusivamente da strumenti nella disponibilità dello Stato, ai fini del presente documento si tratterà esclusivamente la riduzione dei consumi finali nel settore trasporti (b - denominatore).
Per il raggiungimento di tali obiettivi, la Regione Veneto individua una politica energetica volta alla sostenibilità ambientale, all'uso razionale dell'energia e che garantisca ai cittadini del territorio regionale una buona qualità di vita.
In particolare in un'ottica di sostenibilità energetico-ambientale, le politiche regionali sostengono:

- la riduzione di consumi e sprechi energetici e l'incremento dell'efficienza;
- l'aumento del ricorso alle fonti rinnovabili per l'approvvigionamento del fabbisogno energetico;
- la diminuzione della dipendenza dalle importazioni e quindi l'aumento della sicurezza energetica;
- il miglioramento delle prestazioni del sistema energetico;
- il contenimento delle emissioni di CO_2 equivalente;
- la compatibilità ambientale e di sicurezza sociale dei sistema energetici;
- il miglioramento della qualità della vita e la salubrità degli insediamenti urbani;
- l'uso sostenibile delle risorse naturali;
- la tutela del paesaggio;
- la salvaguardia della natura e conservazione della biodiversità.

Si precisa che il Piano potrà essere sottoposto a revisione nei 6 mesi successivi alle scadenze di aggiornamento dell'indicatore generale di burden sharing - Obiettivo 1 (giugno 2015, giugno 2017, giugno 2019) nonché in relazione alla rivalutazione delle azioni di Piano effettuata mediante il monitoraggio annuale di cui al cap. 10 "Monitoraggio del Piano".

2.1 Burden Sharing

L'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili rappresenta uno degli obiettivi di maggiore importanza fissati dall'Unione Europea per la diversificazione e la sostenibilità delle fonti energetiche e la lotta contro il cambiamento climatico.
La prima direttiva (2001/77/CE) sulla produzione di energia da fonti rinnovabili è stata recepita dall'Italia con il Decreto Legislativo 387/2003 e dopo sette anni, con decreto ministeriale 10 settembre 2010, sono state emanate le Linee guida nazionali necessarie per uniformare le procedure di autorizzazione degli impianti che, in mancanza di indirizzi unitari, sono differenti da Regione a Regione.
Limitatamente alla sola produzione di energia elettrica, la direttiva 2001/77/CE del Consiglio del Parlamento Europeo aveva posto per la U.E. l'obiettivo di produrre il 22% dell'energia elettrica da fonti rinnovabili entro il 2010. Per ciascuno Stato membro era stato stabilito un obiettivo indicativo nazionale che per l'Italia era pari al 25%.
L'art. 2 comma 167 della legge 24.12.2007, n. 244 (finanziaria per il 2008) aveva stabilito che il Ministero dello Sviluppo Economico doveva individuare con proprio decreto la ripartizione tra le Regioni e le Province Autonome dell'obiettivo del 25% fissato dalla direttiva 2001/77/CE (cosiddetto "burden sharing").
A seguito del compromesso finale sul pacchetto "Clima ed Energia" raggiunto nel Consiglio Europeo dell'11 e 12 dicembre 2008 l'obiettivo di incremento delle fonti rinnovabili è stato esteso all'intero consumo di energia: elettrica, termica e per i trasporti. In attuazione di tali accordi l'art. 2 comma 167 sopra ricordato è stato sostituito dall'art. 8 bis della Legge 27.02.2009, n. 13.
Infatti la successiva direttiva 2009/28/CE, per la quale lo Stato con Legge 4 giugno 2010, n. 96 ha fornito i principi ed i criteri direttivi per il suo recepimento, fissa obiettivi vincolanti non solo per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ma anche per l'energia termica e per quella destinata ai trasporti. Per l'Italia tale nuovo obiettivo complessivo è del 17% da raggiungere entro il 2020.
In base a tale nuova formulazione entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge 13/2009 il Ministro dello Sviluppo Economico avrebbe dovuto ripartire tra le Regioni la quota minima percentuale di incremento del consumo di energia da fonti rinnovabili per raggiungere entro il 2020 l'obiettivo nazionale del 17% di consumo da F.E.R. rispetto al consumo finale lordo, tenendo conto:
a) della definizione dei potenziali regionali dato l'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili;
b) dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali concordati a livello comunitario;
c) della determinazione delle modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo ai sensi dell'articolo 120 della Costituzione nei casi di inadempienza delle regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati.
Con Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è stata data attuazione alla direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96, definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di energia e di quota

di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. L'art. 3 "Obiettivi nazionali" conferma la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020 dall'Italia e pari al 17 %, da perseguire in coerenza con le indicazioni dei piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili. L'art. 37, comma 6, invece, non prevede la ripartizione tra le regioni della rispettiva quota minima, ma stabilisce che la ripartizione regionale del target comunitario dovrà avvenire entro 90 giorni dall'entrata in vigore dello stesso Decreto Legislativo (29 marzo 2011) con un decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano.

È solo con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 15 marzo 2012 che sono stati definiti e quantificati gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili.

La percentuale nazionale ripartita tra le regioni e province autonome è del **14,3%**[1] in quanto il rimanente **2,7%** è garantito dallo Stato, in parte acquistando da paesi esteri energia da fonti rinnovabili ed in parte dall'energia rinnovabile consumata nel settore dei trasporti, rientrando tali quote nelle esclusive disponibilità nazionali. Da precisare quindi che il settore dei trasporti interessa le regioni per l'aspetto legato ai consumi finali lordi, mentre non le coinvolge per quanto riguarda il consumo di biocarburanti.

Nel decreto c.d. burden sharing vengono poi inidividuati i percorsi temporali regionalizzati, "Traiettorie", individuati dal Mi.S.E. per il raggiungimento degli obiettivi, riportati nelle tabelle seguenti:

- Tabella 2-1 Traiettoria dei consumi regionali finali lordi - Valori in [ktep],[2]
- Tabella 2-2 Traiettoria dei consumi regionali finali lordi coperti da fonti rinnovabili (FER-E + FER-C) Valori in [ktep],[3]
- Tabella 2-3 Traiettoria degli obiettivi regionali percentuali dall'anno di riferimento al 2020.[4]

[1] Rif. Tabella A "Traiettoria degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020" dell'art. 3 del D.M. 15 marzo 2012 del Ministero dello sviluppo economico.

[2] Rif. Tabella 8 "Traiettoria dei consumi finali lordi regionali" dell'Allegato 1 del D.M. 15 marzo 2012 del Ministero dello sviluppo economico.

[3] Rif. Tabella 9 "Traiettoria consumi regionali da fonti rinnovabili (FER-E + FER-C)" dell'Allegato 1 del D.M. 15 marzo 2012 del Ministero dello sviluppo economico.

[4] Rif. Tabella 10 "Traiettoria degli obiettivi regionali dall'anno iniziale di riferimento al 2020" dell'Allegato 1 del D.M. 15 marzo 2012 del Ministero dello sviluppo economico.

Regioni e province autonome	Anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	2.838	2.741	2.746	2.752	2.757	2.762
Basilicata	1.153	1.115	1.118	1.120	1.123	1.126
Calabria	2.519	2.435	2.441	2.447	2.452	2.458
Campania	6.794	6.570	6.586	6.602	6.618	6.634
Emilia Romagna	14.308	13.793	13.806	13.818	13.830	13.841
Friuli V. Giulia	3.561	3.447	3.457	3.467	3.477	3.487
Lazio	10.268	9.918	9.937	9.955	9.974	9.992
Liguria	3.005	2.903	2.909	2.915	2.921	2.927
Lombardia	26.485	25.593	25.647	25.701	25.756	25.810
Marche	3.622	3.495	3.500	3.504	3.509	3.513
Molise	644	622	624	625	626	628
Piemonte	11.771	11.364	11.382	11.400	11.418	11.436
Puglia	9.837	9.488	9.499	9.509	9.520	9.531
Sardegna	3.803	3.688	3.703	3.717	3.732	3.746
Sicilia	7.716	7.467	7.488	7.509	7.530	7.551
TAA-Bolzano	1.361	1.314	1.316	1.319	1.321	1.323
TAA-Trento	1.419	1.370	1.372	1.375	1.377	1.379
Toscana	9.689	9.351	9.365	9.378	9.392	9.405
Umbria	2.670	2.577	2.581	2.585	2.589	2.593
Valle d'Aosta	568	548	548	549	549	550
Veneto	**12.679**	**12.250**	**12.275**	**12.300**	**12.325**	**12.349**
Totale	136.712	132.049	132.298	132.546	132.794	133.042

Tabella 2-1 Traiettoria dei consumi regionali finali lordi - Valori in [ktep]

Regioni e province autonome	Anno iniziale riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	164	276	320	373	439	528
Basilicata	91	179	219	263	312	372
Calabria	219	357	416	483	563	666
Campania	286	543	647	767	915	1.111
Emilia Romagna	282	578	698	835	1.004	1.229
Friuli V. Giulia	185	263	295	332	379	442
Lazio	412	648	731	843	991	1.193
Liguria	103	198	232	276	333	412
Lombardia	1.308	1.784	1.963	2.188	2.486	2.905
Marche	94	234	290	354	434	540
Molise	70	116	136	159	186	220
Piemonte	1.088	1.258	1.307	1.395	1.527	1.723
Puglia	299	633	784	947	1.132	1.357
Sardegna	146	311	385	465	556	667
Sicilia	208	523	659	808	983	1.202
TAA-Bolzano	441	444	446	452	463	482
TAA-Trento	406	423	430	442	460	490
Toscana	602	894	1.017	1.156	1.327	1.555
Umbria	167	223	246	273	308	355
Valle d'Aosta	293	284	280	278	280	287
Veneto	**432**	**691**	**794**	**914**	**1.066**	**1.274**
Totale	7.296	10.862	12.297	14.004	16.144	19.010

Tabella 2-2 Traiettoria dei consumi regionali finali lordi coperti da fonti rinnovabili (FER-E + FER-C) Valori in [ktep]

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA – Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA – Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	**3,4**	**5,6**	**6,5**	**7,4**	**8,7**	**10,3**
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

Tabella 2-3 Traiettoria degli obiettivi regionali percentuali dall'anno di riferimento al 2020

La necessità di raggiungere l'ambizioso obiettivo di burden sharing appare ancora più urgente ed imprescindibile considerate le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte di regioni e province autonome, previste all'art. 6 del D.M. c.d. "burden sharing" che di seguito si riporta:

"*1. A decorrere dal 2017, tenuto conto delle analisi e verifiche condotte dall'osservatorio di cui all'articolo 5, comma 4, in caso di mancato conseguimento degli obiettivi da parte di una o più regioni o province autonome, il Ministro dello sviluppo economico invita la regione o provincia autonoma a presentare entro due mesi osservazioni in merito.*

2. Entro i successivi due mesi, il Ministro dello sviluppo economico, qualora abbia accertato, tenuto conto delle analisi e verifiche condotte dall'osservatorio, che il mancato conseguimento degli obiettivi è imputabile all'inerzia delle Amministrazioni preposte ovvero all'inefficacia delle misure adottate dalla regione o provincia autonoma, propone al Presidente del Consiglio dei ministri di assegnare all'ente interessato un termine, non inferiore a sei mesi, per l'adozione dei provvedimenti necessari al conseguimento degli obiettivi.

3. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 2, il Consiglio dei Ministri, sentita la regione interessata, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, adotta i provvedimenti necessari ovvero nomina un apposito commissario che, entro i successivi sei mesi, consegue la quota di energia da fonti rinnovabili idonea a coprire il deficit riscontrato. A tal fine, il commissario ricorre agli strumenti e alle modalità di cui all'articolo 37, comma 1, e comma 4, lettera a), del decreto legislativo n. 28 del 2011, con oneri a carico della regione o della provincia autonoma interessata nel rispetto del patto di stabilità interno e della vigente normativa in materia di spesa del personale. Alla riunione

del Consiglio dei Ministri partecipa il Presidente della Giunta regionale della regione interessata al provvedimento, o un suo delegato.
4. La procedura di cui ai commi 2 e 3 non si applica nel caso di raggiungimento degli obiettivi nazionali, intermedi o finale. La procedura di cui ai commi 2 e 3 può essere attivata solo nel caso in cui siano vigenti i provvedimenti di cui all'articolo 24, comma 5, all'articolo 25, comma 10, all'articolo 28, comma 2, e all'articolo 29, comma 1, del decreto legislativo n. 28 del 2011."

Considerazioni metodologiche per la ripartizione regionale operata dal Mi.S.E.

Gli obiettivi nazionali al 2020 di sviluppo delle FER, definiti dal Piano Azione Nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, sono perseguiti tramite:
- la riduzione dei Consumi energetici Finali Lordi, promuovendo l'applicazione di misure di efficienza energetica "ordinarie" e "straordinarie" in grado di ridurre i consumi finali a parità di principali driver di sviluppo al 2020 (PIL, popolazione, domanda di mobilità, sviluppo industriale) che influenzano i consumi di energia;
- incremento dei consumi delle FER nei tre settori previsti dalla Direttiva 2009/28: in particolare si prevede di conseguire l'obiettivo vincolante di sviluppo delle FER da trasporti, di raddoppiare gli attuali sviluppi delle FER elettriche e di incrementare significativamente la crescita dei consumi delle FER termiche.

In base alla legge 27 febbraio 2009, n. 13 e all'art. 37 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, gli obiettivi nazionali di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili al 2020 e nei bienni intermedi dal 2012 al 2018, devono essere ripartiti tra le regioni e le province autonome.
Tale ripartizione deve essere effettuata in modo da:

- garantire il raggiungimento degli obiettivi nazionali ;
- tener conto della situazione pregressa;
- tener conto dei potenziali disponibili in ciascuna regione e provincia autonoma.

A fronte di tale quadro di riferimento, lo studio propone una metodologia di ripartizione regionale degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili articolata su due punti:

- Consumo finale lordo. Si applica un principio di proporzionalità storica rispetto ad un valore di riferimento: si assume che gli effetti delle azioni di efficienza energetica sugli usi finali, che caratterizzano lo scenario efficiente del PAN, siano distribuiti sulle regioni e sulle province autonome in proporzione ai loro consumi storici. Tale approccio lascia comunque libere le singole regioni e province autonome di sviluppare proprie politiche a favore dell'efficienza energetica, i cui risultati troveranno riscontro nei consumi finali contabilizzati da ciascuna regione. Le regioni e le province autonome avranno la facoltà di definire l'intensità di tali misure, in considerazione del fatto che una riduzione del consumo finale lordo nel proprio territorio determina una riduzione della quantità di energia da fonti rinnovabili necessaria per conseguire il proprio obiettivo regionale.
- Fonti rinnovabili. Di tutti i contributi previsti dalla Direttiva 2009/28/CE, la ripartizione regionale è applicata esclusivamente alla produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili e ai consumi di energia rinnovabile per riscaldamento e raffreddamento. Per quanto riguarda i biocarburanti e l'energia elettrica da rinnovabili importata dall'estero, si è deciso di non applicare la ripartizione regionale in quanto il conseguimento delle quantità previste implica azioni di competenza dell'amministrazione centrale.

La ripartizione regionale degli impieghi di fonti rinnovabili è stato ottenuto applicando un criterio di tipo tecnico-economico e tenendo conto di taluni vincoli di sostenibilità economica e ambientale. Per la ripartizione della produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili si è seguito un approccio basato sul potenziale di sfruttamento di tali fonti nelle singole regioni e province autonome.
In particolare tale approccio tiene conto di indicatori di disponibilità delle risorse naturali per la produzione di energia elettrica (risorsa idrica, vento, risorse geotermiche, irraggiamento solare e superfici per ospitare pannelli fotovoltaici, ecc.). Tali indicatori si combinano con indicatori di sostenibilità che, tengono conto che solo una parte della risorsa risultante dell'applicazione degli indicatori di sostenibilità venga effettivamente sfruttata, sia per ragioni di costo, di impatto territoriale, e di accettabilità da parte dalla popolazione.
Per le fonti rinnovabili per riscaldamento e raffreddamento, che non possono contare su una rete di distribuzione (salvo la situazione, peraltro molto locale, del teleriscaldamento) e che per essere utilizzate richiedono un investimento da parte del consumatore finale (la produzione deve avvenire nello stesso luogo dove si ha il consumo), è stato seguito un approccio basato sul potenziale di impiego del calore.
In questo caso la ripartizione regionale è fatta in conformità a indicatori regionali di consumo, in particolare:

- per il settore civile, si è fatto riferimento alla stima del fabbisogno regionale di calore definito sulla base delle condizioni climatiche, alle caratteristiche del territorio e alla ripartizione del numero e delle tipologie di abitazioni sul territorio, più opportune per prevedere l'installazione e l'utilizzo delle specifiche tecnologie per la generazione di calore;
- per il settore agricolo sono stati considerati i consumi energetici storici del settore;
- per il settore industriale è stata considerata la distribuzione media regionale del numero di addetti impiegati in settori produttivi che impiegano biomasse, quali il settore della carta, del legno, dell'agroalimentare e del cemento.

Nel valutare gli sviluppi della produzione di energia da fonti rinnovabili nel prossimo decennio, a scopo cautelativo, si fa riferimento principalmente alle tecnologie oggi consolidate o che si prevede potranno esserlo entro pochi anni.

3 QUADRO NORMATIVO

Il capitolo è dedicato al quadro normativo comunitario, nazionale e regionale vigente, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili ed ai diversi settori della materia dell'energia che necessariamente intersecano la tematica specifica.
I paragrafi da 3.1.1 a. 3.1.5 illustrano sinteticamente le principali norme in tema di sviluppo delle fonti rinnovabili ed il paragrafo 3.1.6 tratta delle norme in materia di contenimento dei consumi e delle azioni di semplificazione.

3.1 Il quadro normativo europeo, nazionale e regionale

3.1.1 Le fonti energetiche rinnovabili nel quadro normativo comunitario e nazionale

Le fonti energetiche rinnovabili sono state oggetto di copiosa produzione normativa da parte dell'Unione Europea, alle qiali è stata attribuita un'importanza primaria ai fini di un approvvigionamento ecologicamente sostenibile e a costi contenuti.
Il presente paragrafo intende illustrare sinteticamente gli strumenti normativi di produzione comunitaria e nazionale che hanno delineato il quadro generale entro il quale si è evoluta tutta la strumentazione giuridica degli stati membri.
A livello europeo, i primi passi verso una politica energetica comune sono stati fatti a partire dalla seconda metà degli anni '90, soprattutto per quanto riguarda la promozione di un mercato liberalizzato dell'energia, e con la ratifica del Protocollo di Kyoto, nel 2002, si sono gettate le basi per una comune politica europea che individui le azioni da realizzare per costruire un sistema di produzione e consumo di energia compatibile con la tutela dell'ambiente e coerente con uno sviluppo sostenibile.
Con il libro verde, dell'8 marzo 2006, "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" - COM(2006) 105 - la Commissione ha dato forma ad una precisa politica energetica europea di fronte alle numerose sfide in termini di approvvigionamento e di effetti sulla crescita e sull'ambiente in Europa, ponendo le basi per il raggiungimento degli obiettivi economici, sociali e ambientali individuati.
La Commissione individua tre obiettivi principali della politica energetica europea:

- la sostenibilità, per lottare attivamente contro il cambiamento climatico, promuovendo le fonti di energia rinnovabili e l'efficienza energetica;
- la competitività, per migliorare l'efficacia della rete europea tramite la realizzazione del mercato interno dell'energia;
- la sicurezza dell'approvvigionamento, per coordinare meglio l'offerta e la domanda interne di energia dell'UE nel contesto internazionale.

Nel Giugno 2009 sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea gli atti legislativi che costituiscono il cosiddetto "Pacchetto Clima ed Energia" che rappresenta una vera e propria svolta a favore della sostenibilità e della sicurezza energetica europea.
Con esso acquisiscono valore giuridico vincolante gli obbiettivi del 20 – 20 – 20 con i quali l'Unione europea si è impegnata ad aumentare l'efficienza energetica del 20%, ridurre il consumo di energia del 20% ed aumentare il ricorso a fonti energetiche alternative del 20%, entro il 2020.
I target potrebbero diventare ulteriormente ambiziosi e l'obiettivo efficienza energetica essere portato al 30%, in un contesto di impegno condiviso a livello internazionale.

Quattro Direttive ed un Regolamento costituiscono il pacchetto Clima ed Energia:

- Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia proveniente da fonti rinnovabili che, in particolare, istituisce obiettivi nazionali vincolanti in termini di aumento della percentuale di fonti rinnovabili utilizzate
- Direttiva 2009/29/CE che modifica la Direttiva 2003/87/CE che rivede il sistema UE di scambio delle quote di emissione (ETS), applicato a circa il 40% delle emissioni di gas serra prodotte nell'UE
- Direttiva 2009/30/CE che detta alcune specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio al fine di controllare la produzione di emissioni di gas a effetto serra
- Direttiva 2009/31/CE che istituisce un quadro giuridico finalizzato a garantire un utilizzo sicuro ed ambientalmente compatibile delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS)
- Regolamento 443/2009 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle nuove autovetture. In particolare, il Regolamento prevede obiettivi graduali da realizzarsi tra il 2012 e il 2018 ed un obiettivo più ambizioso per il 2020.

Così si possono sintetizzare, alla luce delle vigenti disposizioni le misure proposte dall'UE:

- aumento dell'efficienza energetica per ridurre del 20% il consumo energetico dell'UE rispetto alle previsioni per il 2020;
- incremento fino al 20% della percentuale rappresentata dalle fonti rinnovabili nel consumo energetico complessivo dell'UE entro il 2020 (per l'Italia l'obiettivo è fissato nel 17%);
- incremento della percentuale minima costituita dai biocarburanti fino ad almeno il 10% del consumo totale di benzina e gasolio per autotrazione all'interno dell'UE, sempre entro il 2020;
- riduzione delle emissioni inquinanti dei veicoli, in modo da raggiungere la soglia di 120 g di CO2/km entro il 2012;
- promozione di una politica di cattura e stoccaggio del carbonio che sia compatibile con l'ambiente;
- sviluppo ed estensione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissioni dei gas serra (noto con la sigla EU ETS).

In tale contesto, va segnalata la Comunicazione della Commissione europea, COM(2011)112 del 8 marzo 2011, con la quale viene proposta al Parlamento europeo una "Tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050".

La Comunicazione individua il percorso che può condurre, entro il 2050, alla riduzione di gas a effetto serra dell'80-95% in modo economicamente sostenibile, indicando politiche e strategie nazionali e internazionali prevedendo investimenti di lungo periodo.

In concreto la Commissione europea, individuando come tappa intermedia fondamentale il risparmio, entro il 2020, del 20% del proprio consumo di energia primaria, propone fasce di riduzione delle emissioni per alcuni settori chiave per il 2030 e il 2050.

La Commissione ha anche predisposto uno specifico "Piano di efficienza energetica 2011" – COM(2011) 109, anch'essa dell'8 marzo 2011, nel quale sostiene che fissare obiettivi di efficienza energetica rappresenta un modo efficace per stimolare l'azione degli Sati Membri e per creare un impulso politico.

La Commissione propone pertanto un approccio in due fasi per la fissazione degli obiettivi. Nell'ambito della prima fase gli Stati membri stanno fissando obiettivi e programmi nazionali di efficienza energetica. Questi obiettivi indicativi e gli sforzi dei singoli Stati membri saranno esaminati

per valutare la probabilità di conseguire l'obiettivo generale dell'UE e la misura in cui i singoli sforzi rispondono all'obiettivo comune.
La Commissione sosterrà gli Stati membri e offrirà loro strumenti per l'elaborazione dei programmi di efficienza energetica, la cui attuazione sorveglierà da vicino, prevedendo nel 2013 una valutazione dei risultati ottenuti, sulla base della quale stabilirà se i programmi, considerati complessivamente, realizzeranno l'obiettivo europeo del 20%.
Se il riesame del 2013 indicherà scarse probabilità di realizzazione dell'obiettivo generale dell'UE, la Commissione avvierà la seconda fase proponendo obiettivi nazionali giuridicamente vincolanti per il 2020, tenendo conto dei punti di partenza dei singoli Stati membri, della loro prestazione economica e delle misure adottate in uno stadio precoce nel settore.
Nel Piano per l'efficienza energica 2011, la Commissione europea individua in quali ambiti ritiene prioritario che si adottino misure di efficientamento energetico, quali, in particolare:

1. l'orientamento della spesa pubblica verso criteri di efficienza energetica, il rinnovo degli edifici pubblici e l'utilizzo dei "contratti di rendimento energetico";
2. il favore, rivolto ai privati, per gli edifici a basso consumo energetico;
3. un nuovo approccio "energeticamente compatibile" nel settore industriale;
4. una migliore definizione degli strumenti di sostegno finanziario a livello europeo e nazionale;
5. il miglioramento delle prestazioni energetiche dei dispositivi utilizzati dai consumatori;
6. una nuova strategia per migliorare l'efficienza energetica ed il conseguente risparmio nel settore dei Trasporti.

Tra gli strumenti realizzati per favorire il risparmio di energia e dell'efficienza energetica, si ricordano:

- la direttiva 2002/91/CE sulla disciplina delle prestazioni energetiche in edilizia aggiornata dalla direttiva 2010/31/UE, che individua requisiti minimi di rendimento energetico degli edifici e disciplina i criteri generali della certificazione energetica degli edifici.
  Tale direttiva è stata recepita nel nostro Paese con il D.Lgs. 19 agosto 2005, n. 192 e s.m.i., che avvia un nuovo sistema di progettazione degli edifici mirato all'efficienza energetica, ed prevede la certificazione energetica degli edifici quale strumento di sensibilizzazione e di indirizzo del mercato immobiliare;
- la direttiva 2006/32/CE concernente "l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici".

Quest'ultima costituisce un passo di grande rilievo nella definizione di una politica comune europea per l'uso efficiente dell'energia.
Essa infatti prevede che gli Stati membri adottino misure che mirino a conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico pari al 9% per il nono anno di applicazione della presente direttiva da conseguire tramite servizi energetici e ad altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica.
La direttiva 2006/32/CE è stata recepita nell'ordinamento italiano attraverso il D.Lgs. 30 maggio 2008, n. 115, che formula le definizioni puntuali di alcuni fondamentali concetti relativi all'uso dell'energia, quali, tra le più importanti, le seguenti:

- **«energia»:** qualsiasi forma di energia commercialmente disponibile, inclusi elettricità, gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto, gas di petrolio liquefatto, qualsiasi combustibile da riscaldamento o raffreddamento, compresi il teleriscaldamento e il teleraffreddamento, carbone e lignite, torba, carburante per autotrazione, ad esclusione del carburante per l'aviazione e di quello

per uso marino, e la biomassa quale definita nella direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, recepita con il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;

- **«efficienza energetica»**: il rapporto tra i risultati in termini di rendimento, servizi, merci o energia, da intendersi come prestazione fornita, e l'immissione di energia;
- **«risparmio energetico»**: la quantità di energia risparmiata, determinata mediante una misurazione o una stima del consumo prima e dopo l'attuazione di una o più misure di miglioramento dell'efficienza energetica, assicurando nel contempo la normalizzazione delle condizioni esterne che influiscono sul consumo energetico;
- **«servizio energetico»**: la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie ovvero con operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili;
- **«ESCO»**: persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti;
- **«contratto di rendimento energetico»**: accordo contrattuale tra il beneficiario e il fornitore riguardante una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, in cui i pagamenti a fronte degli investimenti in siffatta misura sono effettuati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente;
- **«certificato bianco»**: titolo di efficienza energetica attestante il conseguimento di risparmi di energia grazie a misure di miglioramento dell'efficienza energetica e utilizzabile ai fini dell'adempimento agli obblighi di cui all'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, e all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- **«sistema di gestione dell'energia»**: la parte del sistema di gestione aziendale che ricomprende la struttura organizzativa, la pianificazione, la responsabilità, le procedure, i processi e le risorse per sviluppare, implementare, migliorare, ottenere, misurare e mantenere la politica energetica aziendale;
- **«ESPCo»**: soggetto fisico o giuridico, ivi incluse le imprese artigiane e le loro forme consortili, che ha come scopo l'offerta di servizi energetici atti al miglioramento dell'efficienza nell'uso dell'energia;

Si ricordano, inoltre

- la direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, recepita nel nostro Paese con il D.Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20;

- la direttiva 2009/125/CE sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia che aggiorna la direttiva 2005/32/CE sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia, recepita nel nostro paese con il D.Lgs. 6 novembre 2007, n. 201;
- la direttiva 2010/30/UE sulla indicazione del consumo di energia mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti
- la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale relativo all'efficienza energetica del 20% entro il 2020.

Per quanto riguarda invece lo sviluppo delle fonti rinnovabili, si ricorda la direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, recepita nel nostro paese con il D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387.
Essa prevedeva una serie di meccanismi volti a promuovere lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili con particolare riferimento alla produzione di energia elettrica e proponeva obiettivi indicativi nazionali utili a conseguire gli obiettivi indicativi comunitari al 2010.
Il citato decreto di recepimento è finalizzato a:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Il decreto provvede, inoltre, ad individuare gli obiettivi indicativi nazionali e misure di promozione dell'energia da FER, nonché a definire:

- fonti energetiche rinnovabili
- impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili
- impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta
- centrali ibride
- impianti di microgenerazione
- elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili

All'art. 12 definisce le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, quali opere di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti, dettando altresì disposizioni di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative.
In attuazione della Direttiva 2009/28/CE, il 30 giugno 2010 il Governo ha pubblicato il primo Piano di Azione Nazionale (PAN) per le Energie Rinnovabili (ai sensi dell'art. 4 della direttiva 2009/28/CE), che s'inserisce in un quadro di sviluppo di una strategia energetica nazionale ambientalmente sostenibile e risponde ad una molteplicità di obiettivi.
Tra questi, tenuto conto delle specificità nazionali, assumono particolare rilievo:

- la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;

- la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere degli impegni assunti in tal senso dal Governo a livello europeo ed internazionale;
- il miglioramento della competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

La governance istituzionale prevista dal PAN comprende principalmente:

- il coordinamento tra la politica energetica e le altre politiche, tra cui la politica industriale, la politica ambientale e quella della ricerca per l'innovazione tecnologica;
- la condivisione degli obiettivi con le Regioni, in modo da favorire l'armonizzazione dei vari livelli di programmazione pubblica, delle legislazioni di settore e delle attività di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture, con la definizione di un burden sharing regionale che possa responsabilizzare tutte le istituzioni coinvolte nel raggiungimento degli obiettivi.

La direttiva 2009/28/CE**,** di revisione della direttiva 2001/77/CE, ha ridefinito con profonde innovazioni il quadro di riferimento per le FER, prevedendo, tra l'altro che i Paesi membri approvino e aggiornino periodicamente un Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili, che tenga conto degli obiettivi stabiliti a livello europeo che per l'Italia è il raggiungimento, al 2020, di una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 17% dell'intero fabbisogno energetico nazionale.
La Direttiva prevede, tra l'altro, che entro il 31 dicembre 2011, e successivamente ogni due anni fino al 31 dicembre 2021, ciascuno Stato membro presenti alla Commissione una relazione sui progressi realizzati nella promozione e nell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ponendo così degli obiettivi intermedi periodicamente verificabili.
In tal modo la Commissione, se lo riterrà necessario, potrà porre dei correttivi alle politiche degli Stati membri.
Il D.lgs. 28/2011 di recepimento della 2009/28/CE**,** definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.
Tale decreto legislativo, al fine di favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il conseguimento degli obiettivi di burden sharing, disciplina le procedure di autorizzazione alla costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, specificando che le stesse devono rispondere a criteri di semplificazione, accelerazione, proporzionalità e adeguatezza e prevede le diverse tipologie di procedimenti in relazione alle taglie e tipologie di impianti:

- l'autorizzazione unica
- la procedura abilitativa semplificata
- la comunicazione relativa alle attività in edilizia libera.

Esso attribuisce comunque alle Regioni la facoltà di:

- estendere la soglia di applicazione della procedura di cui al comma 1 agli impianti di potenza nominale fino ad 1 MW elettrico, definendo altresì i casi in cui, essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse dal Comune, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate all'autorizzazione unica

- estendere il regime della comunicazione di cui al precedente periodo ai progetti di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 50 kW, nonché agli impianti fotovoltaici di qualsivoglia potenza da realizzare sugli edifici, fatta salva la disciplina in materia di valutazione di impatto ambientale e di tutela delle risorse idriche.

Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Definizione e quantificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalita' di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing)" ha individuato obiettivi intermedi e finali che ciascuna regione e provincia autonoma deve conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.
La ripartizione tra le regioni e le province autonome è avvenuta tenendo principalmente conto dei seguenti criteri:

- garantire il raggiungimento degli obiettivi nazionali ;
- tener conto della situazione pregressa;
- tener conto dei potenziali disponibili in ciascuna regione e provincia autonoma.

Pertanto, a fronte di una quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020 dall'Italia pari al 17 %, la percentuale nazionale ripartita tra le regioni e province autonome è del 14,3% in quanto il rimanente 2,7% è garantito dallo Stato, in parte attraverso l'acquisto da paesi esteri di energia da fonti rinnovabili ed in parte dall'energia rinnovabile consumata nel settore dei trasporti, rientrando tali quote nelle esclusive disponibilità nazionali.
Con tali meccanismi la percentuale dei consumi regionali finali lordi coperti da fonti rinnovabili assegnata al Veneto è pari al 10.3%.
I dettagli del suddetto decreto sono stati illustrati nel capitolo precedente.
Con Decreto 5 maggio 2011, adottato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", denominato **Quarto Conto Energia**, è stato approvato il nuovo regime di sostegno allo sviluppo della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.
Il regime di sostegno è stato assicurato secondo obiettivi indicativi di progressione temporale della potenza installata, coerenti con previsioni annuali di spesa.
Il quarto Conto Energia prevede, come i precedenti Conti, una tariffa incentivante della durata di 20 anni, e ne possono beneficiare gli impianti che entrano in esercizio dal 1 giugno 2011 al 31 dicembre 2016. Il DM stabilisce che i limiti di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici sono determinati sulla base del costo annuo indicativo degli incentivi con riferimento a ciascun periodo e per la seguente tipologia di impianti:

- impianti fotovoltaici distinti in piccoli impianti e grandi impianti;
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative,
- impianti a concentrazione.

Sono quindi considerati piccoli impianti:

- gli impianti sugli edifici di potenza fino a 1 MW, con i moduli posizionati secondo le modalità individuate nell'allegato 2;

- gli impianti di potenza fino a 200 KW in regime di scambio sul posto;
- gli impianti di potenza qualsiasi realizzati sia su edifici che su aree delle pubbliche amministrazioni.

Con Decreto 5 luglio 2012, adottato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stato approvato il Quinto Conto Energia, che definisce la nuova modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.
La nuova disciplina incentivante si applica dal 27 agosto 2012 ed impegna circa 700 milioni di euro, da ripartire per i succesivi 5 semestri di applicazione, che si sommano ai 6 miliardi di euro di costo cumulato annuo degli incentivi per il fotovoltaico.
Il Decreto al fine di consentire una transizione graduale verso il nuovo sistema incentivante prevede l'applicazione del DM 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) a:

- piccoli impianti e impianti integrati con caratteristiche innovative e impianti a concentrazione che sono entrati in esercizio prima del 27 Agosto 2012;
- grandi impianti iscritti in posizione utile nei registri del IV Conto Energia e che inviano al GSE la certificazione fine lavori:
- impianti su edifici e aree della Pubblica Amministrazione (in seguito P.A.) a condizione che entrino in esercizio entro il 31/12/2012.

L'accesso alle tariffe incentivanti stabilite dal decreto (di cui art. 5 e allegati 5, 6 e 7 del DM 5 luglio 2012) può avvenire attraverso due modalità:

- accesso diretto al meccanismo incentivante;
- previa iscrizione a registro.

Accedono direttamente al nuovo meccanismo d'incentivazione senza necessità d'iscrizione a registro i seguenti impianti:

- impianti con potenza fino a 50 kW su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la rimozione totale di eternit o amianto;
- impianti fino a 12 kW, inclusi impianti realizzati a seguito di rifacimento e potenziamenti che non comportano un aumento della potenza dell'impianto superiore a 12 kW;
- impianti integrati con caratteristiche innovative fino al raggiungimento di 50 milioni di euro quale costo indicativo cumulato degli incentivi;
- impianti a concentrazione fino al raggiungimento di 50 milioni di euro quale costo indicativo cumulato degli incentivi;
- impianti realizzati dalla P.A. fino al raggiungimento di 50 milioni di euro quale costo indicativo cumulato degli incentivi;
- impianti con potenza compresa tra 12 kW e 20 kW che richiedono una riduzione della tariffa del 20% rispetto a quella spettante se iscritti al registro.

Per impianti che non rientrano nelle tipologie sopra indicate, l'accesso all'incentivo avviene con l'iscrizione a registro.
Ogni registro prevede un limite di costo indicativo, in particolare:

- 1° registro: 140 milioni di euro;
- 2° registro: 120 milioni di euro;

- 3° registro: 80 milioni di euro fino al raggiungimento dei 6,7 miliardi euro come costo cumulato annuo.

A partire dal 2° registro dalle risorse disponibili è sottratto il costo degli incentivi attribuiti a: impianti con potenza fino a 50 kW in sostituzione di eternit (di cui al punto 1.), impianti fino a 12 kW e potenziamenti fino a 12 kW (di cui al punto 2.) entrati in esercizio nel semestre precedente. Inoltre, solo per il 2° registro è sottratto anche il costo degli incentivi degli impianti realizzati su edifici e aree delle amministrazioni pubbliche che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Nel caso in cui le risorse non siano sufficienti, si procede alla detrazione dalla disponibilità dei successivi registri.

Il decreto definisce le tipologie di tariffe incentivanti erogate dal GSE, le quali subiscono una progressiva riduzione con cadenza semestrale.

Per tutte le tipologie di impianti la tariffa incentivante riconosciuta è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto, con le seguenti eccezioni:

- agli impianti entrati in esercizio prima della data di chiusura del registro e che risultano ammessi in graduatoria in posizione utile è attribuita la tariffa in vigore alla data di chiusura del medesimo registro;
- agli impianti iscritti al primo registro, entrati in esercizio prima del 27 agosto 2012, è applicata la tariffa incentivante vigente nel primo semestre di applicazione del decreto [art.5, comma 5].

La tariffa è riconosciuta per 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

Il Decreto oltre a stabilire il valore dei nuovi incentivi, indica i requisiti che i soggetti responsabili e le caratteristiche che ogni tipologia d'impianto devono possedere affinché sia riconosciuto l'incentivo stesso.

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 6 luglio 2012 sono state stabilite le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1°gennaio 2013.

Il Decreto, per salvaguardare gli investimenti già avviati, prevede che gli impianti dotati di titolo autorizzativo antecedente all'11 luglio 2012, data di entrata in vigore del decreto, che entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che entrano in esercizio entro il 30 giugno 2013, possono accedere agli incentivi con le modalità e le condizioni stabilite dal DM 18/12/2008.

Per i suddetti impianti troveranno applicazione le decurtazioni sulla tariffa omnicomprensiva o sui coefficienti moltiplicativi per i certificati verdi previste nell'art.30, comma 1 del Decreto.

Il nuovo Decreto disciplina le modalità con cui gli impianti già in esercizio ai quali si è applicato il DM 18/12/08, passeranno dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione a partire dall'anno 2016.

Il Decreto stabilisce inoltre che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui.

Sono introdotti anche dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, sudddivisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità previste per l'accesso agli incentivi.

Le modalità di accesso agli incentivi, in relazione alla potenza dell'impianto e della categoria di intervento sono le seguenti:

- accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- iscrizione a Registri nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso;
- iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto;
- aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili);

Il Decreto esclude l'applicazione degli incentivi all' energia elettrica destinata all'autoconsumo e prevede due meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- una tariffa incentivante omnicomprensiva per gli impianti di potenza fino a 1 MW,
- un incentivo per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva.

Il Decreto individua inoltre, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 e prevede dei premi, da aggiungere alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti.

La durata dei nuovi incentivi è pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto, indicata dal Decreto.

Con Decreto 28 dicembre 2012 adottato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stato approvato il c.d. "Conto Termico", previsto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e finalizzato all'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Gli incentivi riguardano l'efficientamento dell'involucro di edifici esistenti**,** la sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza e la sostituzione o, in alcuni casi, la nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Il nuovo Decreto introduce anche incentivi specifici per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, collegate agli interventi sopra citati.

Gli incentivi, che si sostanziano in contributi spese sostenute erogati in un arco temporale tra i due e i cinque anni, sono stati definiti tenendo conto della tipologia di intervento finalizzato all'incremento dell'efficienza energetica ottenuta attraverso il miglioramento delle prestazioni energetiche dell'immobile e alla produzione di l'energia con gli impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Per le misure di incentivazione, che sono aggiornate periodicamente, sono stati stanziati fondi per una spesa annua cumulata massima di 200 mln di euro per gli interventi realizzati o da realizzare dalle

Amministrazioni pubbliche e una spesa annua cumulata pari a 700 mln di euro per gli interventi realizzati da parte dei soggetti privati.
Gli interventi ammessi al contributo sono:

- interventi di incremento dell'efficienza energetica quali:
  a) l'isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato;
  b) la sostituzione di chiusure trasparenti comprensive d'infissi delimitanti il volume climatizzato;
  c) la sostituzione d'impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzanti generatori di calore a condensazione;
  d) l'installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti con esposizione da Est-Sud-Est a Ovest, fissi o mobili, non trasportabili.
- interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza quali:
  a) la sostituzione d'impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzanti energia aerotermica, geotermica o idrotermica;
  b) la sostituzione d'impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa;
  c) l'installazione di collettori solari termici, anche abbinati a sistemi di solar cooling;
  d) la sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.

I contributi sono previsti soltanto limitatamente al costo degli interventi eccedenti quelli sostenuti per rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante.
Va precisato che le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi, mentre i soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza.

3.1.2 Le fonti energetiche rinnovabili nella disciplina regionale

Il percorso normativo regionale parte dalla L.R. 29 maggio 1997, n. 16 “Incentivi all'uso del gpl come carburante innovativo ed ecologicamente compatibile”, e prosegue con: la L.R. 2 maggio 2003, n. 14 “Interventi agro-forestali per la produzione di biomasse”, la L.R. 30 giugno 2006, n. 8 “Iniziative di sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici”, la L. R. 22 gennaio 2010, n. 10 “Disposizioni in materia di autorizzazioni e incentivi per la realizzazione di impianti solari termici e fotovoltaici sul territorio della Regione del Veneto”.
Menzione a parte merita la L.R. 27 dicembre 2000, n. 25 “Norme per la pianificazione energetica regionale, l’incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”.
Essa prevede che, in attuazione degli indirizzi della politica energetica comunitaria e nazionale, la Regione del Veneto promuova, nell’ambito dello sviluppo in forma coordinata con lo Stato e gli Enti Locali, degli interventi nel settore energetico, quali:
- l’uso razionale dell’energia;
- il contenimento del consumo energetico;
- la riduzione dei gas serra mediante la valorizzazione e l’incentivazione dell’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

La legge regionale 11 febbraio 2011, n. 5 “Norme in materia di produzione di energia da impianti alimentati a biomasse o biogas o da altre fonti rinnovabili” dispone che i piccoli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nonché gli impianti di piccola cogenerazione, qualora siano collocati in area agricola su lotti di terreno fra loro contigui e appartenenti a uno o più proprietari o per i quali può essere individuata un’unica soluzione di connessione, ai fini del calcolo della potenza elettrica massima, sono da considerarsi come un unico impianto.
La Regione del Veneto, poi, con la Legge regionale 8 luglio 2011, n. 13 (BUR n. 50/2011) art. 10, ha delegato ai comuni la competenza al il rilascio dell’autorizzazione unica per l’installazione di impianti solari e fotovoltaici, integrati e non integrati con potenza di picco fino ad 1 megawatt (mw), ivi comprese le opere di connessione alla rete elettrica, con le procedure di cui all’articolo 6 del 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”.
Con il D.M. 10 settembre 2010 sono state approvate le “Linee guida nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, che prevedono, tra l’altro, la possibilità per le Regioni e le Province Autonome di porre limitazioni e divieti, in atti di tipo programmatorio o pianificatorio, all’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili in conformità a specifici principi e criteri.
In applicazione al sopra citato Decreto, il Consiglio Regionale, su proposta della Giunta, con deliberazioni n. 5 del 31 gennaio 2013, n. 38 del 2 maggio 2013 e n. 42 del 3 maggio 2013, ha individuato le aree e i siti non idonei alla costruzione e all’esercizio degli impianti solari fotovoltaici con moduli ubicati a terra, degli impianti per la produzione di energia alimentati da biomasse, da biogas e per la produzione di biometano e degli impianti idroelettrici.
Tali provvedimenti costituiscono parte integrante di questo Piano Energetico Regionale avendone in parte anticipato i contenuti, come previsto dalle citate Linee guida nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”.
È opportuno chiarire che nei provvedimenti citati per “area non idonea” si intende l'area all'interno

della quale vi è un'elevata probabilità che in sede istruttoria l'esito della valutazione di un progetto sia negativo.
Con tale precisazione si è voluto evidenziare che, nel caso in cui venga presentata domanda di autorizzazione di un impianto ricadente all'interno di un area classificata come non idonea nel senso sopra precisato, il progetto sarà comunque valutato dalle Stutture regionali competenti al rilascio dell'autorizzazione operando in sede istruttoria un bilanciamento in concreto dei diversi interessi contrapposti: da un lato le specifiche esigenze che hanno comportato la sottoposizione a tutela ambientale, paesaggistica ecc. dell'area in questione e dall'altro le esigenze di natura energetica e produttiva.
In sintesi i provvedimenti, ai quali si rinvia per le disposizioni di dettaglio, individuano come non idonei, in ragione della loro particolare sensibilità e/o vulnerabilità alle trasformazioni territoriali e paesaggistiche, i siti e le aree di seguito sinteticamente elencati:

- **impianti solari fotovoltaici con moduli ubicati a terra**
  - A - Siti inseriti nella Lista del Patrimonio mondiale dell'UNESCO;
  - B - Zone di particolare interesse paesaggistico, ai sensi della Convenzione Europea del Paesaggio;
  - C - Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar;
  - D - Rete Natura 2000;
  - E - Aree naturali protette a diversi livelli, istituite ai sensi della L. n. 349/1991 e inserite nell'elenco delle aree naturali protette;
  - F - Geositi;
  - G - Aree agricole interessate da produzioni agroalimentari di qualità (produzioni biologiche, DOP, IGP, DOC, DOCG, produzioni tradizionali), art. 12, comma 7, D. Lgs. n. 387/2003;
  - H - Aree ad elevata utilizzazione agricola, individuate dal PTRC adottato con D.G.R. n. 372 del 17 febbraio 2009.
- **impianti per la produzione di energia alimentati da biomasse, da biogas e per la produzione di biometano**
  - A - Siti inseriti nella Lista del Patrimonio mondiale dell'UNESCO;
  - B - Zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi in termini di notorietà internazionale di attrattività turistica;
  - C - Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar;
  - D - Rete Natura 2000;
  - E - Aree naturali protette a diversi livelli, istituite ai sensi della L. n. 349/1991 e inserite nell'elenco delle aree naturali protette;
  - F - Geositi;
  - G - Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrale nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dall'Autorità di Bacino;
  - H - Aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate a consumo umano;
  - I - Aree agricole interessate da produzioni agroalimentari di qualità (produzioni biologiche, DOP, IGP, IGT, DOC, DOCG);
  - J - Aree agricole di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art. 12, comma 7 del D. Lgs n. 387/2003, anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo.

- **impianti idroelettrici**
  - A - Siti inseriti nella Lista del Patrimonio mondiale dell'UNESCO;
  - B - Zone di particolare interesse paesaggistico, ai sensi della Convenzione Europea del Paesaggio;
  - C - Rete Natura 2000;
  - D - Aree naturali protette a diversi livelli istituite ai sensi della L. n. 349/1991 e inserite nell'elenco delle aree naturali protette;
  - E - Geositi;
  - F - Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar;
  - G - Corpi idrici in stato elevato o comprendenti siti di riferimento.

3.1.3 Il contenimento dei consumi energetici in edilizia nel quadro normativo comunitario

I principali atti normativi comunitari finalizzati al contenimento dei consumi energetici in edilizia sono la Direttiva 2001/91/Ce relativa al rendimento energetico in edilizia e recentemente la Direttiva 2010/30/Ce.

In tali atti l'Unione Europea indirizza tutti gli Stati membri alla realizzazione di edifici ad impatto zero. L'obiettivo da raggiungere è l'efficienza energetica nel settore edilizio e, nello specifico, un abbassamento di almeno il 20% del consumo di energia, considerato che attualmente gli edifici costituiscono la principale causa in Europa di produzione di Co2 incidendo per il 40% sui consumi energetici totali.

Tutti i Paesi membri devono adottare misure in grado di raggiungere tale scopo ed in particolare devono garantire che entro il 2020 tutti gli edifici di nuova costruzione, definiti "ad energia quasi zero", siano dotati di sistemi ad altissima efficienza e risparmio energetico e utilizzino fonti energetiche rinnovabili, come, ad esempio, impianti fotovoltaici e pompe di calore, che permettono di ridurre le emissioni di anidride carbonica e di ridurre costi energetici.

3.1.4 Il contenimento dei consumi energetici in edilizia nel quadro normativo nazionale

Anche per quanto attiene ai consumi energetici in edilizia, la disciplina della materia è stata fortemente influenzata della produzione normativa comunitaria. Essa parte con la Legge 9 gennaio 1991, n. 10 che contemplava aspetti di certificazione energetica edilizia ed è seguita dal D.lgs. 31 marzo 1998, n. 112, che aveva trasferito alle Regioni, le competenze amministrative sulla certificazione energetica degli edifici. Il recepimento della Direttiva 2002/91/CE è avvenuto con il D.lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, che è stato modificato ed integrato dal D. Lgs. n. 311 del 29 dicembre 2006. Il quadro normativo si completa con il D.P.R. 2 aprile 2009 n.59, regolamento di attuazione dell'art. 4, c. 1 lettere a) e b), del D. Lgs. 192/05, che definisce le metodologie di calcolo e i requisiti minimi per la prestazione energetica degli edifici e degli impianti termici e con le Linee Guida nazionali di cui al D.M. 26 giugno 2009. Da ultimo, la Dir 2010/31/Ce è fase di recepimento da parte dello Stato italiano.

3.1.5 Il contenimento dei consumi energetici in edilizia nella disciplina regionale

L'edilizia sostenibile, oggetto della legge regionele n. 4 del 09 marzo 2007 "Iniziative ed interventi regionali a favore dell'edilizia sostenibile", rappresenta una prima possibile risposta alla pesante crisi ambientale di cui l'attività edificatoria tradizionale si pone fra le cause, incidendo per circa un terzo sul consumo globale di energia disponibile nel pianeta. In Italia attualmente il consumo medio da riscaldamento degli ambienti oscilla tra i 150 e i 200 KWh/mq/a, laddove in Germania, nonostante il clima sia più rigoroso, la normativa vigente non consente che gli edifici di nuova costruzione consumino più di 70. KWh/mq/a. Detto limite è spesso peraltro ulteriormente contenuto grazie all'osservanza - nell'attività edificatoria - delle tecniche e degli strumenti di bioedilizia. La cultura edificatoria nordica indica dunque al resto d'Europa la strada da seguire se intende ottemperare agli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto;
In tale ambito la legge regionale n. 8 luglio 2009, n. 14, prevede la possibilità di attuare, in deroga alle previsioni dei regolamenti comunali e degli strumenti urbanistici e territoriali, interventi di integrale demolizione di edifici realizzati anteriormente al 1989, consentendone la ricostruzione con aumenti fino al 40 per cento del volume esistente per gli edifici residenziali e fino al 40 per cento della superficie coperta per quelli adibiti ad uso diverso, situati in zona territoriale propria, qualora vengano utilizzate le tecniche costruttive di cui alla L.R. n. 4/2009
La Giunta Regionale ha quindi approvato le linee guida in materia di edilizia sostenibile con D.G.R. 7 luglio 2009, n. 2063 e 04/08/2009 n. 2499, individuando altresì le modalità per la graduazione della volumetria assentibile in riferimento alle prestazioni energetico – ambientali degli edifici.

3.1.6 Azioni di semplificazione

Il quadro normativo in materia di energia mette in luce l'esistenza di una pluralità di fonti comunitarie, nazionali e regionali che disciplinano questo complesso ed articolato settore, che si traduce in una copiosa quantità di norme di vario rango..
Spesso, infatti, le norme sono poco chiare, si sovrappongono tra loro rendendo difficile l'interpretazione e l'applicazione, sia per la Pubblica Amministrazione che per i privati.
La direttiva 2009/28/CE indica nelle politiche in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico uno dei metodi più efficaci mediante cui gli Stati membri possono aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili e fissa obiettivi vincolanti non solo per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ma anche per l'energia termica e per quella destinata ai trasporti. Per l'Italia tale obiettivo complessivo è del 17% da raggiungere entro il 2020.

Ciò rende indispensabile che l'azione regionale sia finalizzata alla semplificazione normativa e procedimentale, facilitando così in modo concreto il raggiungimento degli obiettivi specifici che sono stati individuati, in coerenza con quanto previsto dalla direttiva sopra citata, dal Decreto Ministeriale del 15 marzo 2012 "*Definizione e quantificazione 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 provincie autonome*" (c.d. *Burden Sharing).*

Ciò premesso è necessario concludere che, in coerenza con la direttiva 2009/28/CE, l'incentivazione alla realizzazione di impianti da FER attraverso la semplificazione amministrativa costituisce una scelta strategica necessaria.

Specificamente, infatti, la Direttiva precisa come sia stato dimostrato che l'assenza di norme trasparenti e di coordinamento tra i diversi organismi incaricati del rilascio delle autorizzazioni costituisca ostacolo allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per quuesto anche la Regione del Veneto, quale azione finalizzata al raggiungimento degli obiettivi di piano, intende prevedere l'adozione di procedure di autorizzazione semplificate e meno gravose.

Tra le esigenze prioritarie vi sono:
- la nuova definizione delle soglie in relazione ai diversi titoli abilitativi
- l' individuazione degli obblighi in capo ai titolari e gestori di impianti
- la disciplina di un unico procedimento di autorizzazione per tutte le diverse fonti, oggi frammentata in singoli procedimenti specifici e spesso governata da prassi diverse.

L'azione d'indirizzo e coordinamento, propria dalla Giunta Regionale, sarà realizzata anche attraverso:
- l'approvazione delle linee guida per lo svolgimento della Procedura Abilitativa Semplificata di competenza comunale, al fine di garantire l'uniformità del procedimento sul territorio regionale, con particolare riferimento alla documentazione a corredo della dichiarazione di cui all'art. 6, comma 2 del dlgs 3.3.2011, n.28;
- l'approvazione della disciplina unica del procedimento regionale di autorizzazione per la realizzazione e l'esercizio degli impianti da FER;
- la previsione di procedure semplificate per l'autorizzazione di varianti non sostanziali ai progetti approvati;
- la garanzia di forme di coordinamento tra i vari procedimenti ricompresi nel procedimento unico;
- approvazione delle indicazioni organizzative per il coordinamento della procedura per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) come previsto dall'art. 10 D.Lgs. 152/2006 ed il procedimento unico;
- approvazione delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti da fonti rinnovabili nel paesaggio e sul territorio;
- definizione dei criteri e delle modalità di individuazione delle misure compensative;
- approvazione della disciplina del procedimento regionale di autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche.

4 REGIMI DI SOSTEGNO

Nel presente capitolo verranno presentatati i seguenti principali regimi di sostegno in ambito comunitario, nazionale e regionale.

- i principali regimi di sostegno alle politiche energetiche in ambito comunitario
- il POR 2007/2013
- la programmazione fondi comunitari 2014-2020
- il PAR FAS 2007-2013
- il PSR 2007/2013
- il PSR 2014/2020
- le azioni previste dal Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili in Italia
- il conto energia
- il Ritiro e scambio
- gli Incentivi D.M. 6 luglio 2012
- i Certificati verdi
- la Tariffa onnicomprensiva
- la Cogenerazione ad alto rendimento
- i Biocarburanti
- il Conto termico
- i Certificati bianchi
- le Detrazioni fiscali
- le misure di sostegno regionali.

4.1 Quadro delle misure comunitarie di sostegno alle politiche energetiche

L'Unione Europea attua le proprie politiche non solo mediante strumenti normativi, ma anche mediante il proprio bilancio attraverso programmi di spesa pluriennali e azioni annuali che coprono tutti i settori di intervento in cui si estrinsecano le competenze ad essa attribuita dagli Stati membri.
Carattere annuale hanno i progetti pilota di natura sperimentale, destinati ad accertare la fattibilità e l'utilità di un'azione, che vengono decisi di anno in anno attraverso la sola iscrizione nel bilancio annuale per non più di due esercizi consecutivi, per un importo massimo di 40 milioni di euro per esercizio; un esempio di progetti pilota afferenti il settore energetico sono quelli interessanti le reti intelligenti (smart grid).
I programmi pluriennali sono attuati dalla Commissione Europea in modo centralizzato, in maniera diretta, tramite i propri servizi, o indiretta, delegando a terzi ad es. agenzie, BEI, FEI, alcune funzioni di gestione dei programmi .
Un'altra modalità di esecuzione delle spese è quella della gestione concorrente o decentrata nella quale le funzioni di esecuzione di un'azione o programma sono ripartite tra la Commissione e gli Stati membri, mentre le funzioni di esecuzione delle relative spese sono delegate a questi ultimi.
Nel quarto ciclo di programmazione pluriennale che interessa il periodo tra il 1.1.2007 e il 31.12.2013 denominato "Agenda 2007", sono previsti tre obiettivi costituiti dallo sviluppo sostenibile, dalla cittadinanza europea e dal rafforzamento del ruolo dell'UE sulla scena internazionale.

Il “quadro finanziario pluriennale 2007/2013” allegato all’Accordo interistituzionale del 17.5.2006 rappresenta in termini finanziari tali obiettivi di cui quello dello sviluppo sostenibile assume il ruolo primario.
Il quadro finanziario si articola in rubriche e sottorubriche; in particolare la priorità dello sviluppo sostenibile è sostenuta dal punto di vista economico dalla sottorubrica “Competitività per la crescita e l’occupazione”, dal punto di vista sociale dalla sottorubrica “Coesione per la crescita e l’occupazione”, dal punto di vista ambientale dalla rubrica “Conservazione e gestione delle risorse”.
I programmi pluriennali a gestione centralizzata relativi alla “Competitività per la crescita e l’occupazione” e alla “Conservazione e gestione delle risorse” interessanti l’energia sono il “Settimo programma quadro per la ricerca, lo sviluppo e la dimostrazione”, le “Reti transeuropee TEN Energia” ed il “Programma quadro per l’innovazione e la competitività (CIP)”.
In particolare quest’ultimo programma si articola a sua volta in tre programmi di cui uno denominato “Energia intelligente - Europa (EIE)” a favore dell’efficienza energetica, delle fonti di energia rinnovabili e della diversificazione energetica con una dotazione finanziaria pari al 20 % delle risorse del programma ammontanti ad € 3.621.300.000, pari pertanto ad € 724.260.000; il programma è costituito da tre componenti:

a) azioni a favore dell’efficienza energetica e dell’uso razionale delle risorse energetiche (SAVE);
b) azioni a favore delle fonti d’energia nuove e rinnovabili e diversificazione energetica (ALTENER);
c) azioni di sostegno all’efficienza energetica e uso di fonti di energia nuove e rinnovabili nei trasporti (STEER).

La politica di coesione economica, sociale e territoriale è perseguita mediante specifici fondi strutturali secondo il metodo della gestione concorrente, quali il Fondo sociale europeo (FSE) e il Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR), e mediante altri strumenti finanziari in particolare il Fondo di coesione.
Per il periodo di programmazione 2007-2013 gli obiettivi prioritari e le norme generali applicabili ai fondi strutturali sono dettate dal Regolamento (CE) n. 1083/2006 del Consiglio dell’11.7.2006; l’azione dell’UE nel campo della coesione persegue tre obiettivi prioritari, ossia quello della Convergenza, della Competitività regionale e occupazione e della Cooperazione territoriale europea.
Attualmente è in corso di definizione la programmazione dei Fondi Europei 2014-2020, che costituiranno la principale risorsa economica a disposizione della Regione del Veneto per implementare le misure ed azioni anche nel campo energetico. L’Unione Europea ha finora presentato la strategia generale (EUROPA 2020 – per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva-) con la quale intende affrontare l’attuale crisi economica, regolamentare la globalizzazione delle relazioni economiche e le sfide poste dai cambiamenti climatici, la scarsità delle risorse (acqua,energia, materie prime), l’evoluzione demografica e i contrasti sociali.

4.2 POR 2007/2013

Il Programma Operativo Regionale 2007 – 2013, parte FESR, obiettivo "Competitività Regionale e Occupazione" della Regione Veneto, approvato con decisione della Commissione Europea CE (2007) 4247 del 07.09.2007, dedica l'Asse prioritario 2 interamente all'energia cui è assegnata la somma di € 67.903.237,00. In connessione con la priorità 3.1.1 del Quadro Strategico Nazionale "Promuovere le opportunità di sviluppo locale attraverso l'attivazione di filiere produttive collegate all'aumento della quota di energia da fonti rinnovabili e al risparmio energetico", tale Asse prevede come obiettivo specifico "Sviluppare le fonti energetiche rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica" e come obiettivo operativo, in particolare, "Ridurre il consumo energetico e aumentare la produzione energetica da fonte rinnovabile".
In conformità alla priorità individuata dall'art. 5.2.c del Regolamento CE n. 1080/2006 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 luglio 2006 attraverso la Linea d'intervento 2.1 "Produzione di energia da fonti rinnovabili ed efficienza energetica" si sviluppano tre azioni dirette, da un lato, alla produzione di energia da fonti rinnovabili, dall'altro, al risparmio energetico.
In particolare l'Azione 2.1.1 è finalizzata a incentivare gli investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili.
L'Azione 2.1.2 è finalizzata ad incentivare gli investimenti diretti, oltre al miglioramento energetico degli edifici pubblici non residenziali esistenti, anche alla realizzazione di reti di teleriscaldamento.
L'Azione 2.1.3 è diretta alla costituzione di un fondo di rotazione per investimenti realizzati da piccole medie imprese (PMI) finalizzati al contenimento dei consumi energetici.

4.3 Programmazione fondi comunitari 2014-2020

L'utilizzo dei fondi comunitari 2014-2020 sarà destinato ad interventi per la coesione economica, sociale e territoriale in tutte le aree del Paese.
Tra le undici aree tematiche individuate dall'Unione Europea appare di particolare valenza ai fini energetici quella denominata "Sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori", i cui obiettivi sono stati definiti a livello comunitario e inglobati nella strategia per rilanciare l'economia dell'Unione conosciuta come "Europa 2020", quale strategia intermedia rispetto ad un orizzonte di più lungo periodo.
Questi obiettivi passano essenzialmente attraverso le politiche energetiche.
La politica di coesione dovrà pertanto concentrare le risorse sull'efficienza energetica nell'edilizia pubblica e negli alloggi sociali in coerenza con le previsioni della normativa comunitaria e nei cicli produttivi.
Al contempo, per massimizzare le ricadute economiche a livello territoriale, la politica di coesione dovrà contribuire all'introduzione di innovazioni di processo e di prodotto improntate al risparmio energetico nelle imprese, anche agevolando la sperimentazione e laddove possibile la diffusione di fonti energetiche rinnovabili alternative a quelle a oggi maggiormente diffuse ed al potenziamento delle filiere produttive sia nella bioedilizia sia nella componentistica.
Nelle aree rurali sarà sostenuto uno sfruttamento sostenibile delle biomasse privilegiando la conversione energetica, anche a fini di trazione (biocarburanti di seconda e terza generazione), dei residui delle filiere della trasformazione agricola e dei materiali ligno-cellulosici di origine forestale il

cui re-impiego non confligge con utilizzi alimentari e non impatta sul consumo di suolo, favorendo di contro la chiusura dei cicli di produzione e consumo.
Verrà inoltre favorita la creazione di impianti aziendali e interaziendali di trattamento e produzione di energia proveniente dall'utilizzo delle deiezioni solide e liquide.
Nelle aree urbane saranno sostenuti i sistemi di distribuzione intelligente dell'energia (smart grids) e interventi integrati di risparmio, produzione da fonti rinnovabili, efficienza delle reti e trasporto sostenibile che rispondano ad un'unica strategia di sviluppo dei servizi per una migliore qualità della vita.
Tale area avrà inoltre delle sinergie con l'area tematica "Promuovere l'adattamento al cambiamento climatico, la prevenzione e la gestione dei rischi" che tenderà a favorire, tra l'altro, la diminuzione delle emissioni di gas ad effetto serra e l'aumento del sequestro di carbonio.

4.4 PAR FSC 2007-2013

Con il periodo di programmazione 2007-2013 è stata operata la scelta di rendere coerente la politica di coesione nazionale attraverso il Fondo Sviluppo e Coesione (FSC, ex FAS Fondo per le Aree Sottoutilizzate) con quella dell'UE attuata mediante i fondi strutturali. La programmazione FSC può intervenire in attuazione della strategia del Quadro Strategico Nazionale (QSN) nei medesimi ambiti previsti dalla corrispondente programmazione operativa dell'UE.
In tale ambito la linea di intervento 1.1 "Riduzione dei consumi energetici e efficientamento degli edifici pubblici" in Regione del Veneto ha 'teoricamente' una dotazione di finanziamento totale sul PAR FSC pari a 60 milioni di euro.
La sua realizzazione avverrà comunque per stralci, sulla base delle effettive risorse che saranno messe a disposizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

4.5 PSR 2007/2013

Il Programma di Sviluppo Rurale (PSR) stabilisce le strategie e gli interventi per il settore agricolo, agroalimentare e forestale e, in generale, per lo sviluppo delle aree rurali del Veneto, in attuazione del Regolamento (CE) 1698/2005.
Le risorse rese disponibili attraverso il PSR 2007/2013 ammontano a 1.042.158.575 euro in termini di spesa pubblica totale, per un investimento complessivo, comprensivo della spesa privata, che supera i 1.890 milioni di euro.
Viene cofinanziato dalla Unione Europea (FEASR), dallo Stato (Fondo di Rotazione) e dalla Regione.
Nell'ambito del PSR numerose sono le misure che incentivano lo sviluppo del settore riferite alle energie rinnovabili.

4.6 PSR 2014/2020

Le priorità della nuova programmazione 2014-2020 interessate dalle fonti energetiche rinnovabili sono principalmente le seguenti:
- n. 3 “Agrofiliere” (in particolare la focus area 3.1 “Integrazione di filiera” che prevede numerosi fabbisogni di intervento sulla filiera del legno riconducibili quindi anche alle energie rinnovabil)[1]
- n. 5 “Risorse” (in particolare la focus area 5.3 “Energie rinnovabili”)

Attualmente sono concluse l’analisi di contesto e la definizione dei fabbisogni; è invece tuttora in corso la fase di consultazione con il partenariato.[2]
A ottobre 2013 sarà elaborato il documento di strategia ed a novembre 2013 sarà disponibile il testo delle misure.
Si prevede per dicembre 2013 di concludere la fase di predisposizione del nuovo PSR 2014-2020.

4.7 Azioni previste dal Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell’Italia (PAN)

Il paragrafo descrive gli obiettivi e le azioni del Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), trasmesso alla CE il 30.6.2010, che intende potenziare e razionalizzare i meccanismi di sostegno già esistenti, in un’ottica integrata di:
- efficacia per concentrare gli sforzi lungo direzioni di massimo contributo agli obiettivi;
- efficienza per introdurre flessibilità nel supporto degli incentivi limitando i loro apporti allo strettamente necessario a sopperire le défaillances del mercato;
- sostenibilità economica per il consumatore finale, che è il soggetto che sostiene gran parte dell’onere da incentivazione;
- ponderazione del complesso delle misure da promuovere nei tre settori in cui agire: calore, trasporti, elettricità.

[1] I fabbisogni individuati per la focus area 5.3 sono disponibili sul portale PIAVe http://www.psrveneto2020.it/fabbisogno-530.aspx mentre quelli per la focus area 3.1 sono consultabili nel sito web: http://www.psrveneto2020.it/fabbisogno-310.aspx
[2] I documenti relativi alle analisi: sono invece consultabili al link: http://piave.veneto.it/web/temi/consultazione-diretta-on-line .

4.8 Il conto energia

Fonte: www.gse.it

Il Conto energia è un meccanismo di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici e solari termodinamici.
Questo sistema di incentivazione è attualmente regolato dal Decreto Ministeriale del 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia).
Possono beneficiare del Conto Energia le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici, gli enti non commerciali e i condomini di unità abitative e/o di edifici.
Il Quinto Conto Energia cessa di applicarsi decorsi 30 giorni solari dalla data in cui si raggiungerà un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno.
Il Quarto Conto energia continua ad applicarsi:
1) ai "piccoli impianti" fotovoltaici, agli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e agli impianti a concentrazione entrati in esercizio prima del 27 agosto 2012;
2) ai "grandi impianti" iscritti in posizione utile nei Registri e che producono la certificazione di fine lavori entro 7 mesi (o 9 mesi per impianti di potenza superiore a 1 MW) dalla pubblicazione della relativa graduatoria.
Le tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche:
1) impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologie installative;
2) impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
3) impianti fotovoltaici a concentrazione.
Gli interventi ammessi per richiedere le tariffe incentivanti sono quelli di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento.
Il Quinto Conto energia prevede due distinti meccanismi di accesso agli incentivi: accesso diretto e accesso tramite registro informatico, tenuto dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e caratterizzato dai seguenti limiti di costo:

1° Registro: 140 milioni di euro;
2° Registro: 120 milioni di euro;
Registri successivi: 80 milioni di euro.

Il Quinto Conto Energia remunera con una tariffa omnicomprensiva la quota di energia netta immessa in rete dall'impianto e, con una tariffa premio, la quota di energia netta consumata in sito.
La tariffa spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto e, a partire da tale data, è riconosciuta per un periodo di 20 anni.
Il DM 5 luglio 2012 classifica gli impianti fotovoltaici prevedendo la distinzione tariffaria tra due tipologie di intervento: gli impianti fotovoltaici "sugli edifici"e gli "altri impianti fotovoltaici", inclusi gli impianti a terra.
Il Decreto stabilisce che gli impianti fotovoltaici fino a 200 kW i cui soggetti pubblici responsabili siano Enti locali rientrano nella tipologia degli impianti "su edifici", indipendentemente dalle effettive caratteristiche d'installazione degli impianti.
Gli impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline hanno diritto ad una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante agli impianti

fotovoltaici "su edifici" e quella spettante agli "altri impianti fotovoltaici". Alla stessa tariffa sono ammessi gli impianti realizzati su fabbricati rurali **che** siano accatastati prima della data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico secondo le categorie catastali A/6, C/6 e D/10.
Gli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW che utilizzano moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici di edifici, energeticamente certificabili secondo la normativa nazionale (fotovoltaico integrato innovativo), hanno diritto alle tariffe incentivanti; anche per gli impianti fotovoltaici a concentrazione di potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW, vengono previste specifiche tariffe incentivanti.
Per questi ultimi impianti possono beneficiare delle tariffe incentivanti esclusivamente le persone giuridiche e i soggetti pubblici.
I Soggetti Responsabili di impianti fotovoltaici rientranti nella tipologia di piccoli impianti su edifici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative di potenza fino a 1MW possono beneficiare di un premio aggiuntivo abbinato a un uso efficiente dell'energia, che può raggiungere il 30% della tariffa base.
Il meccanismo di incentivazione in Conto energia per gli impianti solari termodinamici, regolato dal D.M. 11 Aprile 2008 e dalle successive modifiche apportate dal D.M. 6 luglio 2012**,** remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico, per un periodo di 25 anni. Le tariffe restano costanti per il periodo d'incentivazione.
Nel caso di impianti ibridi, cioè alimentati sia da fonte solare che da altre fonti, solo l'energia elettrica derivante da fonte solare è incentivata con le tariffe del Conto energia**.**
Possono accedere all'incentivazione gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008 (data di emanazione della delibera attuativa AEEG 95/08), che rispettano i seguenti requisiti:

- non utilizzano come fluido termovettore o come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modificazioni (se il sito di ubicazione dell'impianto è in area industriale non è richiesto il predetto requisito);
- sono dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1,5 kWh/m^2 e di una superficie captante maggiore di 2.500 m^2 per impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2012;
- per impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2012 quelli previsti nella seguente tabella:

Superficie captante (m^2)	**Capacità nominale di accumulo per ogni m^2 di superficie captante (kWh/m^2)**
>50.000	> 1,5
10.000 < S ≤ 50.000	> 0,4
≤ 10.000	Non previsto

- sono collegati alla rete elettrica (o a piccole reti isolate) e ogni singolo impianto è caratterizzato da un unico punto di connessione.

I Decreti prevedono inoltre un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare per gli impianti ibridi, pari a 2.500.000 m^2 di superficie captante e tariffe differenziate in base alla frazione d'integrazione della produzione non attribuibile alla fonte solare e, a partire dal 31/12/2012, legate al valore della superficie di captazione (soglia di 2500 m^2).

Le tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici variano in funzione della frazione d'integrazione - ovvero della percentuale di energia elettrica prodotta annualmente da fonte non solare ed in funzione della superficie captante - ovvero della somma delle aree di tutti i captatori solari dell'impianto solare termodinamico, anche ibrido.
Gli incentivi vengono, quindi, riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, misurata da un gruppo di misura posizionato a valle dei gruppi generatori interessati. Le tariffe incentivanti si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

4.9 Ritiro e scambio

Fonte: www.gse.it
Il ritiro dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al **GSE**, che provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato.
Il testo di riferimento è la delibera 280/07 dell'AEEG, contenente le "Modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica" e relativo Allegato A (Fonte: www.nextville.it).
Possono richiedere l'accesso al regime **di** ritiro dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un autoproduttore.

Lo scambio sul posto è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente, al Soggetto Responsabile di un impianto, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.
Il meccanismo di scambio sul posto consente al Soggetto Responsabile di un impianto, che presenti un'apposita richiesta al GSE, di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Tale meccanismo non sostituisce ma si affianca all'incentivo in Conto Energia.
Il GSE ha il ruolo di gestire le attività connesse allo scambio sul posto e di erogare il contributo in conto scambio (CS), un contributo che garantisce il rimborso ("ristoro") di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete. Il contributo è determinato dal GSE tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell'impianto e delle condizioni contrattuali di ciascun

utente con la propria impresa di vendita, ed è calcolato sulla base delle informazioni che i gestori di rete e le imprese di vendita sono tenute a inviare periodicamente al GSE.
Possono presentare richiesta di scambio sul posto i soggetti titolari di uno o più impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Ai fini dell'erogazione del servizio di scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione possono non coincidere nel caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e l'utente dello scambio sia:

- un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;
- il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

4.10 Incentivi DM 6 luglio 2012

Fonte: www.gse.it
Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW, *secondo il mandato del D.lgs. 28/2011* (*Fonte: www.nextville.it*).
Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.
Per tutelare gli investimenti in via di completamento, il Decreto prevede che gli impianti dotati di titolo autorizzativo antecedente all'11 luglio 2012, che entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che entrano in esercizio entro il 30 giugno 2013, possono richiedere l'accesso agli incentivi con le modalità e le condizioni stabilite dal DM 18/12/2008. A tali impianti saranno applicate le decurtazioni sulla tariffa omnicomprensiva o sui coefficienti moltiplicativi per i certificati verdi previste nell'art. 30, comma 1 del Decreto.
Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016**,** dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.
Il Decreto stabilisce che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui**.**
Il nuovo sistema di incentivazione introduce anche dei contingenti annuali di potenza incentivabile**,** relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti).
Il Decreto definisce quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento:

1. Accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione**,** integrale ricostruzione**,** riattivazione **o** potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;

2. Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili, nel caso di interventi di nuova costruzione**,** integrale ricostruzione**,** riattivazione **o** potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso;
3. Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto;
4. Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione**,** integrale ricostruzione**,** riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Il Decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto.

L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.

La produzione netta immessa in rete è il minor valore tra la produzione netta dell'impianto e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dallo stesso.

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

A) una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base – il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).

B) un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto – e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

Il DM 6 luglio 2012 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013.

Il valore della tariffa incentivante base spettante è quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto. La tariffa omnicomprensiva o l'incentivo, calcolati dal valore della tariffa incentivante base, saranno erogati dal GSE a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale.

Agli impianti che entrano in esercizio prima della chiusura del periodo di presentazione delle domande di partecipazione alle procedure di Registri o Asta, che risultino ammessi in posizione utile, sarà attribuita la tariffa incentivante base vigente alla data di chiusura del periodo stesso.

Il Decreto definisce anche una serie di premi (Pr) che si possono aggiungere alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti che rispettano determinati requisiti di esercizio.

I nuovi incentivi hanno durata pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto.

4.11 Certificati verdi

Fonte: www.gse.it

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 ai sensi di quanto previsto dal D.lgs. 28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).
Il D.lgs. 28/2011 prevede che la quota di obbligo per i produttori e importatori da fonti convenzionali di immettere in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili, pari al 7,55% per il 2012, si riduce linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi per l'anno 2015.
L'incentivo dovrà essere costante per tutto il periodo di incentivazione e dovrà essere assegnato tramite contratti di diritto privato con il GSE:

- l'entità dell'incentivo, per gli impianti al di sotto di una certa soglia, che sarà diversa da fonte a fonte e comunque non inferiore ai 5 MW elettrici, sarà differenziato per le diverse tecnologie e sarà pari a quello in vigore nel momento in cui l'impianto entrerà in funzione;
- per gli impianti di taglia superiore alla soglia di cui al punto precedente, l'incentivo verrà determinato attraverso delle aste al ribasso, ciascuna relativa ad un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tecnologia, organizzate dal GSE (Fonte: www.mercatoelettrico.org).

Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.
Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni.
L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".
Il produttore può richiedere l'emissione dei Certificati Verdi a valle dell'esito positivo della procedura di "qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili**" (**qualifica IAFR).
Solo per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) con esclusione della fonte solare può essere esercitato il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Omnicomprensiva**.**
Contestualmente alla prima emissione di Certificati Verdi**,** il GSE attiva, a favore del produttore, un "conto proprietà" per il "deposito" dei certificati stessi.

4.12 Tariffa onnicomprensiva

Fonte: www.gse.it

La Tariffa Onnicomprensiva costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW o 0,2 MW per gli impianti eolici.
La tariffa viene riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia immessa in rete, per tutti gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012.
La tariffa è detta "onnicomprensiva" in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.
Sino al termine del periodo di incentivazione, la tariffa costituisce l'unica fonte di remunerazione. Terminato il periodo di incentivazione rimane la possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del D.lgs. 387/03.
La Tariffa Onnicomprensiva è differenziata per tipologia di fonte utilizzata, secondo i valori indicati dalla Tabella 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008 è stata aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n. 99.
La tariffa si applica a una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento).
Per gli impianti entrati in esercizio a seguito di interventi diversi dalla nuova costruzione (potenziamento, riattivazione, rifacimento), a seconda degli interventi, può essere incentivata solo una determinata quota dell'energia immessa in rete.
Le formule che individuano la quota di energia incentivata a seconda dell'intervento impiantistico realizzato sono contenute nel D.M. 18/12/2008.
L'articolo 38 comma 1 del D.lgs. 28/11, in attuazione della direttiva europea 2009/28/CE, introduce il principio della sostenibilità dei bioliquidi specificando che gli impianti alimentati da tali biocombustibili possono accedere ai meccanismi di incentivazione solo se rispettano i criteri di sostenibilità. Il successivo Decreto interministeriale del 23 gennaio 2012 e ss.mm.ii, ha introdotto le modalità di funzionamento del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei bioliquidi.
Per gli impianti alimentati da biomassa, in forma di pellet o cippato, entrati in esercizio a decorrere dal 29 marzo 2012, in base a quanto disposto dal punto 2 dell'allegato 2 del D.Lgs 28/2011, l'accesso agli incentivi è vincolato al rispetto della conformità di detti combustibili alle classi di qualità A1 e A2 definite rispettivamente nelle norme UNI EN 14961-2 (pellet) e UNI EN 14961-4 (cippato).

4.13 Cogenerazione ad alto rendimento

Fonte: www.gse.it

La cogenerazione è la produzione combinata, in un unico processo,di energia elettrica - o meccanica -e calore. Per il riconoscimento della condizione di Alto Rendimento (CAR) delle unità di cogenerazione, bisogna fare riferimento ai criteri stabiliti dal D.M. 4 agosto 2011, validi a partire dal 1° gennaio 2011, che ha completato il recepimento della Direttiva 2004/8/CE, iniziato con il Decreto Legislativo n. 20 del 2007.
Alla cogenerazione ad alto rendimento vengono attribuite le seguenti forme di incentivazione:

- incentivi previsti per l'efficienza energetica e cioè per il risparmio di energia primaria;
- incentivi previsti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- altre semplificazioni ed esoneri da obblighi.

Gli incentivi riconosciuti al risparmio di energia primaria ottenuto da un impianto di Cogenerazione ad Alto Rendimento sono i Certificati Bianchi.
Operativo dal 2005, il sistema impone degli obblighi a carico dei grandi distributori di energia (elettrica e gas) e delle premialità a favore di chi ottiene risparmi energetici certificabili, al di sopra di certi quantitativi. A questi ultimi vengono rilasciati un quantitativo di Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica – TEE, pari al quantitativo di risparmi ottenuti. Quando vengono emessi, i titoli non hanno un valore monetario, ma il loro valore si determina sul mercato. L'accesso al sistema dei certificati bianchi avviene secondo le condizioni e le procedure stabilite dal Decreto ministeriale 5 settembre 2011.
Per quanto riguarda gli incentivi alla produzione elettrica da cogenerazione, lo schema sottostante riassume i benefici previsti.

Incentivi alla cogenerazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	**Tipologia impianto**
Tariffa onnicomprensiva	Potenza < 1 MW
Tariffa incentivante + prezzo zonale orario	Potenza < 1 MW
Scambio sul posto	Potenza < 200 kW
Incentivi alla cogenerazione per la produzione di energia elettrica da fonti fossili	**Tipologia impianto**
Scambio sul posto	Potenza < 200 kW

4.14 Biocarburanti

Fonte: www.minambiente.it e www.gse.it

I biocarburanti sono i carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa.
I bioliquidi sono i combustibili liquidi per scopi energetici, diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa.
Le direttive europee 2009/28/CE e 2009/30/CE hanno introdotto il concetto di sostenibilità come condizione necessaria affinché biocarburanti e bioliquidi possano accedere agli incentivi, nonché essere conteggiati per il raggiungimento dei targets nazionali obbligatori previsti dalle direttive stesse.
In Italia, in linea con le direttive europee, è stato introdotto l'obbligo per i fornitori di benzina e gasolio (Soggetti Obbligati) di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, al fine di svilupparne la filiera, aumentarne l'utilizzo e limitare l'immissione di CO_2 in atmosfera.
Il quantitativo minimo annuo di biocarburanti che i Soggetti Obbligati devono immettere in consumo è calcolato sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio forniti nell'anno precedente - espresso in Gigacalorie (Gcal) - ponderato secondo percentuali definite dalla normativa vigente.
Per monitorare e verificare l'assolvimento dell'obbligo sono stati istituiti i "Certificati di Immissione in Consumo" (CIC) dei biocarburanti.
Un Certificato attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 10 Gcal.
Per rispettare l'obbligo, i Soggetti Obbligati possono scambiarsi i Certificati, in una determinata finestra temporale, attraverso un'apposita piattaforma informatica.
Per particolari tipologie di biocarburanti sono previste specifiche "maggiorazioni", di seguito riportate:

- ai biocarburanti cosiddetti "premiali", ossia quelli prodotti in stabilimenti ubicati in Stati dell'Unione Europea e che utilizzano materia prima proveniente da coltivazioni effettuate nel territorio dei medesimi Stati, nonché a quelli miscelati in percentuale pari al 25% a benzina e gasolio e immessi in consumo al di fuori della rete di distribuzione, è rilasciato un Certificato ogni 8 Gcal;
- ai biocarburanti cosiddetti "di seconda generazione**"**, vale a dire prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, materie di origine non alimentare (incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche) e da alghe, è rilasciato un Certificato ogni 5 Gcal.

A partire dal 1° gennaio 2012 i biocarburanti sono incentivati solo se rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti a livello europeo.
In sintesi, i criteri di sostenibilità sono i seguenti:

1) riduzione di emissioni di gas serra: l'intera catena di produzione e utilizzazione dei biocarburanti (il cosiddetto "ciclo di vita", dalla coltivazione della materia prima fino all'uso finale del biocarburante) deve assicurare un risparmio di emissioni di gas a effetto serra, rispetto all'impiego dei corrispondenti carburanti di origine fossile. Tale riduzione deve essere almeno pari al 35% (a decorrere dal 2013 nel caso di biocarburanti prodotti in impianti già in servizio il 23 gennaio 2008). La riduzione dovrà essere poi pari al 50% dal 2017 e al 60% dal 2018 (per i biocarburanti prodotti negli impianti in cui la produzione è iniziata dal 2017);
2) le materie prime con cui sono prodotti i biocarburanti non devono provenire da terreni ad alta biodiversità, da terreni che presentano un elevato stock di carbonio, da torbiere;

3) se le materie prime sono coltivate nel territorio dell'Unione Europea, esse devono rispettare il Regolamento CE 73/2009 che stabilisce i requisiti e le norme per il mantenimento di buone condizioni agricole e ambientali;
4) i biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, sottoprodotti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura devono soddisfare soltanto il primo criterio.

Per verificare il rispetto di questi criteri, tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire al Sistema Nazionale di Certificazione o a un sistema volontario approvato dalla Commissione Europea, oppure devono conformarsi ad accordi bilaterali o multilaterali specifici, conclusi tra l'UE e Paesi terzi.

Dal 1° gennaio 2013 le competenze operative e gestionali del sistema di incentivazione dei biocarburanti sono attribuite al Ministero dello Sviluppo Economico, che le esercita anche avvalendosi del GSE.

In Italia è permessa la commercializzazione di bioetanolo e biodiesel in miscela con carburanti tradizionali, a percentuali massime predeterminate.

Per il biodiesel, tale percentuale è pari al 7% in volume. Per quanto riguarda il bioetanolo, la miscelazione massima prevista è pari al 5% in volume. Carburanti con percentuali maggiori di biocarburanti sono commercializzabili fuori dalla rete di distribuzione, per particolari veicoli che possono sfruttare miscele con una maggiore quota di biocarburante.

In caso di mancato raggiungimento del numero minimo di Certificati utili all'adempimento del proprio obbligo, al soggetto obbligato inadempiente viene irrogata una sanzione, la cui entità varia in funzione del diverso peso percentuale dei certificati di immissione in consumo.

4.15 Conto termico

Fonte: www.gse.it

Con la pubblicazione del DM 28/12/12, il c.d. decreto "Conto Termico", si dà attuazione al regime di sostegno introdotto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.
Il GSE è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo, inclusa l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari.
Gli interventi incentivabili si riferiscono sia all'efficientamento dell'involucro di edifici esistenti (coibentazione pareti e coperture, sostituzione serramenti e installazione schermature solari) sia alla sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza (caldaie a condensazione) sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili (pompe di calore, caldaie, stufe e camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinati a tecnologia solar cooling per la produzione di freddo).
Il nuovo decreto introduce anche incentivi specifici per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se abbinate, a certe condizioni, agli interventi sopra citati.
L'incentivo è stato individuato sulla base della tipologia di intervento in funzione dell'incremento dell'efficienza energetica conseguibile con il miglioramento delle prestazioni energetiche dell'immobile e/o in funzione dell'energia producibile con gli impianti alimentati a fonti rinnovabili.
L'incentivo è un contributo alle spese sostenute e sarà erogato in rate annuali per una durata variabile (fra 2 e 5 anni) in funzione degli interventi realizzati.
Il decreto stanzia fondi per una spesa annua cumulata massima di 200 mln di euro per gli interventi realizzati o da realizzare dalle Amministrazioni pubbliche e una spesa annua cumulata pari a 700 mln di euro per gli interventi realizzati da parte dei soggetti privati.
Trascorsi 60 giorni dal raggiungimento di tali impegni di spesa, non saranno accettate nuove domande di accesso all'incentivo.
E' prevista una procedura di prenotazione per gli interventi realizzati da Amministrazioni pubbliche a cui è riservato un contingente di spesa annua cumulata non superiore a 100 milioni di euro (pari al 50% dei 200 mln riservati alle amministrazioni pubbliche).
Le misure di incentivazione sono sottoposte ad aggiornamento periodico come previsto dal D.Lgs. 28/11.
Il meccanismo di incentivazione è rivolto a due tipologie di soggetti:

- Amministrazioni pubbliche;
- Soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario.

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 le seguenti due categorie di interventi:
A) interventi di incremento dell'efficienza energetica;
B) interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza.

Le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi (categoria A e categoria B).
I soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (categoria B).
Gli interventi accedono agli incentivi del Conto Termico limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante, previsti dal D.Lgs. 28/11 e necessari per il rilascio del titolo edilizio.
L'incentivo può essere assegnato esclusivamente agli interventi che non accedono ad altri incentivi statali, ad eccezione dei fondi di garanzia, dei fondi di rotazione e dei contributi in conto interesse.
Limitatamente agli edifici pubblici ad uso pubblico, gli incentivi previsti dal DM 28/12/12 sono cumulabili con gli incentivi in conto capitale, nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale.
Nei casi di interventi beneficiari di altri incentivi non statali cumulabili, l'incentivo è attribuibile nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale vigente.

Interventi di efficienza energetica

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 i seguenti interventi di incremento dell'efficienza energetica:
a) isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato;
b) sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato;
c) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzanti generatori di calore a condensazione;
d) installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti con esposizione da Est-Sud-Est a Ovest, fissi o mobili, non trasportabili.
Solo le Amministrazioni pubbliche possono richiedere gli incentivi per la realizzazione di interventi di incremento dell'efficienza energetica.
Per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica l'incentivo consiste in un contributo pari al 40% delle spesa ammissibile sostenuta.
Ad ogni tipologia di intervento sono associati costi massimi ammissibili unitari ed un valore massimo dell'incentivo erogabile.
Come anticipato, il Decreto prevede anche un incentivo specifico per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se elaborate contestualmente agli interventi e secondo criteri specificati nelle Regole Applicative del GSE.
L'incentivo coprirà il 100% o il 50% delle spese sostenute in funzione del soggetto ammesso.
Il valore massimo ammissibile per questo incentivo è determinato in base alla destinazione d'uso e alla superficie utile dell'immobile oggetto di intervento.

Energia termica da FER

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 i seguenti interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza:
a) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzanti energia aerotermica, geotermica o idrotermica;

b) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa;
c) installazione di collettori solari termici, anche abbinati a sistemi di solar cooling;
d) sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.
Per poter accedere agli incentivi, gli interventi di sostituzione di impianti/apparecchi sopra elencati devono essere realizzati in edifici esistenti e fabbricati rurali esistenti.
In caso di installazione di impianti solari termici, anche abbinati a tecnologia solar cooling, gli interventi possono essere realizzati anche su edifici nuovi.
I generatori di calore alimentati a biomassa possono essere installati anche in sostituzione di impianti di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti.
Gli interventi accedono agli incentivi del Conto Termico limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante, previsti dal D.Lgs. 28/11 e necessari per il rilascio del titolo edilizio.
Gli incentivi per interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza possono essere richiesti sia dalle Amministrazioni pubbliche che da soggetti privati.
Si specifica che per gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompa di calore o generatori di calore a biomasse con potenza termica nominale complessiva superiore a 500 kW e fino a 1 MW, il soggetto responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione ad appositi registri informatici.
Per gli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza, il decreto predispone schemi di calcolo specifici per tecnologia, in base a:

- coefficienti di valorizzazione dell'energia prodotta, come stabiliti dalle tabelle riportate in allegato al Decreto;
- producibilità presunta di energia termica dell'impianto/sistema installato, in funzione della taglia e della zona climatica;
- esclusivamente per i generatori di calore alimentati a biomassa, coefficienti premianti in relazione alla sostenibilità ambientale della tecnologia (emissioni di polveri).

Gli incentivi per un singolo edificio/immobile sono da intendersi utilizzabili una sola volta per singolo intervento o, laddove previsto, fino al raggiungimento del massimale del valore di incentivo ammissibile per tipologia di intervento.
Per entrambe le tipologie di soggetti beneficiari (Amministrazioni pubbliche e soggetti privati), è previsto, inoltre, un incentivo specifico per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se elaborate contestualmente agli interventi e secondo i criteri che verranno specificati nelle regole applicative del GSE.
L'incentivo coprirà il 100% o il 50% delle spese sostenute in funzione del soggetto ammesso.
Il valore massimo ammissibile per questo incentivo è determinato in base alla destinazione d'uso e alla superficie utile dell'immobile oggetto di intervento.

4.16 Certificati bianchi

Fonte: www.gse.it

I certificati bianchi, anche noti come “Titoli di Efficienza Energetica” (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.
Il sistema dei certificati bianchi è stato introdotto nella legislazione italiana dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004 e ss.mm.ii. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (tep).
Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (tep).
Le aziende distributrici di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai certificati bianchi oppure acquistando i TEE da altri soggetti sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica organizzato dal GME.
Le unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) possono accedere al sistema dei certificati bianchi secondo le condizioni e le procedure stabilite dal Decreto ministeriale 5 settembre 2011.
Il quadro normativo nazionale in quest’ambito è stato recentemente modificato con la pubblicazione del decreto 28 dicembre 2012, che definisce degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico – crescenti nel tempo – per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni dal 2013 al 2016 e introduce nuovi soggetti ammessi alla presentazione di progetti per il rilascio dei certificati bianchi.
Possono presentare progetti per il rilascio dei certificati bianchi le imprese distributrici di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali (“soggetti obbligati”), le società controllate da tali imprese, i distributori non obbligati, le società operanti nel settore dei servizi energetici, le imprese e gli enti che si dotino di un energy manager o di un sistema di gestione dell’energia in conformità alla ISO 50001.
Gli obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell’efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e gas sono definiti in termini di milioni di certificati bianchi.
Per adempiere agli obblighi ciascun distributore di energia elettrica è tenuto, nel periodo 2013-2016, a realizzare misure ed interventi (progetti) che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di certificati bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:
a) 3,03 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2013;
b) 3,71 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2014;
c) 4,26 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2015;
d) 5,23 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2016.
Analogamente a quanto previsto per i distributori di energia elettrica, i distributori di gas naturale sono tenuti a realizzare misure ed interventi in grado di ridurre i consumi di energia primaria, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:
a) 2,48 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2013;
b) 3,04 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2014;
c) 3,49 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2015;
d) 4,28 milioni di certificati bianchi, da conseguire nell’anno 2016.

Il Decreto 28 dicembre 2012 definisce “grandi progetti” gli interventi infrastrutturali, anche asserviti a sistemi di risparmio energetico, trasporti e processi industriali, che comportino un risparmio stimato annuo superiore a 35.000 tep e che abbiano una vita tecnica superiore a 20 anni.
Per la quantificazione dei risparmi conseguiti attraverso i grandi progetti e il conseguente rilascio dei certificati bianchi, il Decreto prevede uno specifico atto interministeriale (del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) da definire, previo parere della Regione territorialmente interessata, sulla base dell’istruttoria tecnico-economica effettuata dal GSE con il supporto di ENEA ed RSE.
Il Decreto prevede, inoltre, l’accesso a dei premi, espressi in termini di coefficienti moltiplicativi dei certificati rilasciabili, nel caso di grandi progetti che:
• comportino rilevanti innovazioni tecnologiche e anche consistenti riduzioni delle emissioni in atmosfera (premialità fino al 30% del valore)
• siano realizzati nelle aree metropolitane e generino risparmi di energia compresi tra 35.000 e 70.000 tep annui (premialità fino al 40% del valore)
• siano realizzati nelle aree metropolitane e generino risparmi di energia superiori ai 70.000 tep annui (premialità fino al 50% del valore).

4.17 Detrazioni fiscali

4.17.1 Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico

Il decreto legge n. 63 del 4 giugno 2013, convertito con L. 90 del 3 agosto 2013, ha prorogato al 31 dicembre 2013 la detrazione fiscale per gli interventi di efficienza energetica. Inoltre, lo stesso decreto ha innalzato dal 55% al 65% la percentuale di detraibilità delle spese sostenute nel periodo che va dal 6 giugno 2013 (data di entrata in vigore del decreto legge) al 31 dicembre 2013.
Per gli interventi relativi alle parti comuni degli edifici condominiali, o per quelli che riguardano tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio, la detrazione del 65% è invece prorogata al 30 giugno 2014. Dal 1° gennaio 2014 (per i condomini dal 1° luglio 2014) l'agevolazione sarà invece sostituita con la detrazione fiscale del 36% prevista per le spese di ristrutturazioni edilizie.
In particolare, le detrazioni sono riconosciute se le spese sono state sostenute per:

- la riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento
- il miglioramento termico dell'edificio (finestre, comprensive di infissi, coibentazioni, pavimenti)
- l'installazione di pannelli solari
- la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Al 65% avranno diritto anche la sostituzione di impianti di riscaldamento con pompe di calore ad alta efficienza e impianti geotermici a bassa entalpia nonché quelli di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria.
Condizione indispensabile per fruire della detrazione è che gli interventi siano eseguiti su unità immobiliari e su edifici (o su parti di edifici) residenziali esistenti, di qualunque categoria catastale, anche se rurali, compresi quelli strumentali (per l'attività d'impresa o professionale).
Possono usufruire della detrazione tutti i contribuenti residenti e non residenti, anche se titolari di reddito d'impresa, che possiedono, a qualsiasi titolo, l'immobile oggetto di intervento.
In particolare, sono ammessi all'agevolazione:

- le persone fisiche, compresi gli esercenti arti e professioni;
- i contribuenti che conseguono reddito d'impresa (persone fisiche, società di persone, società di capitali);
- le associazioni tra professionisti;
- gli enti pubblici e privati che non svolgono attività commerciale.

La detrazione d'imposta del 65% non è cumulabile con altre agevolazioni fiscali previste per i medesimi interventi da altre disposizioni di legge nazionali.
Inoltre, dal 1° gennaio 2009 la detrazione non è cumulabile con eventuali incentivi riconosciuti dalla Comunità Europea, dalle Regioni o dagli enti locali. Pertanto, il contribuente deve scegliere se beneficiare della detrazione o fruire dei contributi comunitari, regionali o locali.

4.17.2 Ristrutturazioni edilizie: le agevolazioni fiscali

Dal 1° gennaio 2012, la detrazione fiscale sulle ristrutturazioni edilizie non ha più scadenza in quanto è stata resa permanente dal decreto legge n. 201/2011 (art. 4) che ha previsto il suo inserimento tra gli oneri detraibili ai fini Irpef.
Negli ultimi anni la normativa che disciplina la materia è stata più volte modificata.
Attualmente la misura della detrazione è pari al 50%, in luogo di quella ordinaria del 36%, e l'importo massimo di spesa ammessa al beneficio è pari a 96.000 euro per unità immobiliare. Il decreto 63/2013, convertito con L. 90 del 3 agosto 2013, ha esteso tali maggiori benefici alle spese effettuate entro il 31 dicembre 2013 prevedendo anche, per i contribuenti che usufruiscono della detrazione per ristrutturazioni edilizie, la possibilità di detrarre dall'Irpef, sempre nella misura del 50%, anche le spese sostenute per l'acquisto di mobili finalizzati all'arredo dell'immobile oggetto di ristrutturazione. L'agevolazione è stata inoltre estesa all'acquisto di grandi elettrodomestici dotati di etichetta energetica, di classe non inferiore alla A+ (A per i forni).
I lavori sulle unità immobiliari residenziali e sugli edifici residenziali per i quali spetta l'agevolazione fiscale sono:
A. quelli elencati alle lettere b), c) e d) dell'articolo 3 del Dpr 380/2001 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia). In particolare, la detrazione riguarda le spese sostenute per interventi di manutenzione straordinaria, per le opere di restauro e risanamento conservativo e per i lavori di ristrutturazione edilizia effettuati sulle singole unità immobiliari residenziali di qualsiasi categoria catastale, anche rurali e sulle loro pertinenze
B. quelli indicati alle lett. a), b), c) e d) dell'articolo 3 del Dpr 380/2001 (manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria, restauro e risanamento conservativo, ristrutturazione edilizia), effettuati su tutte le parti comuni degli edifici residenziali.
C. gli interventi necessari alla ricostruzione o al ripristino dell'immobile danneggiato a seguito di eventi calamitosi, anche se detti lavori non rientrano nelle categorie indicate nelle precedenti lettere A e B e a condizione che sia stato dichiarato lo stato di emergenza.
D. gli interventi relativi alla realizzazione di autorimesse o posti auto pertinenziali, anche a proprietà comune
E. i lavori finalizzati all'eliminazione delle barriere architettoniche, aventi ad oggetto ascensori e montacarichi
F. gli interventi per la realizzazione di ogni strumento che, attraverso la comunicazione, la robotica e ogni altro mezzo di tecnologia più avanzata, sia idoneo a favorire la mobilità interna ed esterna all'abitazione per le persone portatrici di handicap gravi, ai sensi dell'articolo 3, comma 3, della legge 104/1992.
G. gli interventi di bonifica dall'amianto e di esecuzione di opere volte ad evitare gli infortuni domestici.
H. interventi relativi all'adozione di misure finalizzate a prevenire il rischio del compimento di atti illeciti da parte di terzi.
I. gli interventi finalizzati alla cablatura degli edifici, al contenimento dell'inquinamento acustico, al conseguimento di risparmi energetici, all'adozione di misure di sicurezza statica e antisismica degli edifici, all'esecuzione di opere interne.

Alla realizzazione di interventi finalizzati al risparmio energetico è equiparata a tutti gli effetti la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili. Pertanto, rientra tra i lavori agevolabili l'installazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica, in quanto basato sull'impiego della fonte solare e, quindi, sull'impiego di fonti rinnovabili di energia (risoluzione dell'Agenzia delle Entrate n. 22/E del 2 aprile 2013).
La detrazione per gli interventi di recupero edilizio non è cumulabile con l'agevolazione fiscale prevista per i medesimi interventi dalle disposizioni finalizzate al risparmio energetico.

4.18 Misure di sostegno regionali

Al fine di rappresentare brevemente il quadro delle principali fonti di finanziamento regionale in tema di energia, è stato chiesto alle principali strutture regionali competenti a vario titolo sul tema 'energia'[3] di indicare contributi e finanziamenti stanziati dall'Amministrazione regionale (eventualmente anche gestiti da soggetti diversi – enti / società regionali, province, etc.) destinati ad interventi riconducibili all'«energia», per il triennio 2010-2011-2012.

Per agevolare il lavoro di ricognizione, è stato fornito un breve elenco non esaustivo dei contributi e finanziamenti, anche comunitari, di interesse:

- contributi/finanziamenti per investimenti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (ad es. iniziative per favorire la realizzazione di progetti nel settore delle fonti rinnovabili, realizzazione di impianti finalizzati alla valorizzazione delle biomasse, etc.)
- contributi/finanziamenti per interventi che determino risparmio od efficienza energetici (riqualificazione energetica di edifici / processi / prodotti / servizi, ammodernamento dei sistemi di mezzi di trasporto / riscaldamento / illuminazione, riduzione dell'utilizzo di energia derivante da combustibili fossili, recupero di calore, etc.)
- contributi/finanziamenti diversi dai precedenti riconducibili al settore "energia" (promozione della filiera legno-energia, etc.).

Nella tabella che segue sono riassunte le risposte fornite dalle strutture regionali indicate.

Cap.	denominazione del capitolo	stanziamento bilancio esercizio 2010	stanziamento bilancio esercizio 2011	stanziamento bilancio esercizio 2012	descrizione	struttura regionale di riferimento
100901	Cofinanziamento regionale delle iniziative previste da programma di sviluppo rurale 2007-2013	€ 3.144.235,59	€ 732.294,32	€ 1.946.445,69	PSR 2007-2013 (Reg CE 1698/2005)	Direzione Piani e Programmi Settore Primario
100866	Sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici L.R. 30/06/2006, N. 8	€ 500.000,00 (solo competenza)	€ 200.000,00 (solo competenza)	50.000,00 (solo competenza)	La L.R. n. 8/2006 prevede l'erogazione di aiuti a beneficio di soggetti privati e di soggetti pubblici per la produzione di biomasse legnose ad uso energetico, per l'acquisto di macchine per la loro raccolta e trasformazione, per l'acquisto di apparecchi termici ad alta efficienza alimentati da biomasse legnose. La non disponibilità di cassa ha impedito l'apertura di bandi, per non esporre la Regione a situazioni di insolvenza nei confronti dei beneficiari	Unità di Progetto Foreste e Parchi

[3] Direzione Tutela Ambiente, U.C Tutela Atmosfera, U.P Edilizia Abitativa, Direzione Lavori Pubblici, Direzione Competitività Sistemi Agroalimentari, Direzione Agroambiente, Direzione Piani e Programmi Settore Primario, U.P. Tutela Produzioni Agroalimentari, U.P. Foreste e Parchi, Direzione Mobilità, Direzione Commercio, Direzione Industria e artigianato, Direzione Sviluppo economico, U.P. Ricerca e innovazione, Direzione Demanio Patrimonio e Sedi, Direzione Edilizia Ospedaliera e a Finalità Collettive, Direzione Controlli e Governo Ssr.

Cap.	denominazione del capitolo	stanziamento bilancio esercizio 2010	stanziamento bilancio esercizio 2011	stanziamento bilancio esercizio 2012	descrizione	struttura regionale di riferimento
101537	Interventi per la promozione ed il sostegno dello sviluppo del trasporto pubblico locale (art. 63, c. 12, L: 06/08/2008, n. 133 - D.M. 18/5/2009, n. 413)	€ 12.700.390,96	€ 0,00	€ 0,00	Fondi stanziati dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti destinati all'acquisto di veicoli da adibire al trasporto pubblico locale. Metà dei fondi sono stati assegnati alle aziende di trasporto pubblico per il tramite degli Enti locali affidanti i servizi, e sono destinati all'acquisto di autobus a minor impatto ambientale o ad alimentazione non convenzionale. L'altra metà del finanziamento è assegnata alla Soc. regionale Servizi Territoriali S.p.A. per l'acquisto di veicoli ferroviari.	Direzione Mobilità
101720	Interventi di ammodernamento del trasporto pubblico locale (D.L. 21/02/2005, n. 16 – D.M. Ambiente del 19/12/2011, n. 735)	€ 0,00	€ 0,00	€ 9.220.103,66	Fondi stanziati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per il miglioramento della qualità dell'aria attraverso l'ammodernamento del trasporto pubblico locale. I fondi sono destinati all'acquisto di autobus a basso impatto ambientale per i servizi urbani nei comuni capoluogo di provincia.	Direzione Mobilità
45770	Interventi per far fronte agli oneri derivanti dalla effettuazione dei servizi minimi automobilistici e lagunari di cui agli artt. 20 e 32 della L.R. 30.10.1998, n. 25	€ 100.000,00	€ 0,00	€ 0,00	Progetto di sperimentazione del gasolio addittivato MAGIGAS Diesel D7 per i servizi di trasporto pubblico locale operanti nel centro urbano di Mestre.	Direzione Mobilità
101267	POR FESR 2007-2013 ASSE 2 ENERGIA - q.ta comunitaria - reg. cee 11/7/2006 n. 1083			€ 6.890.169,65	INTERVENTI INFRASTRUTTURALI NEL SETTORE ENERGETICO - az. 2.1.3 F.do di rotazione contenimento dei consumi energetici"	Direzione Industria ed Artigianato
100999	POR FESR 2007-2013 ASSE 2 ENERGIA - q.ta statale e regionale			€ 8.109.830,35		
100999	POR FESR 2007-2013 ASSE 2 ENERGIA - q.ta statale e regionale			€ 20.672.189,45	stanziamento destinato a reti di teleriscaldamento, alla riqualificazione energetica di alloggi di edilizia residenziale e ad un progetto a regia regionale relativo a impianti fotovoltaici	Direzione Lavori Pubblici
101267	POR FESR 2007-2013 ASSE 2 ENERGIA - q.ta comunitaria - reg. cee 11/7/2006 n. 1083			€ 17.563.239,27		

In merito al capitolo 100901 “Cofinanziamento regionale delle iniziative previste da programma di sviluppo rurale 2007-2013”, si precisa che nella tabella precedente è indicata la sola quota regionale che concorre a formare il contributo che viene concesso ai beneficiari. Il contributo concesso ai beneficiari è composto anche dalla quota UE e quota Stato: tali importi non sono registrati nel bilancio regionale in quanto sono trasferiti direttamente ad AVEPA (organismo pagatore degli aiuti finanziati dal FEAGA e dal FEASR – regolamento CE n. 885/2006). Nella tabella che segue sono invece riassunti, per le diverse misure del PSR, gli interventi con accanto l’indicazione della spesa concessa (la spesa per la quale viene riconosciuto l’aiuto) e l’aiuto concesso (la somma di contributo pubblico destinata al beneficiario qualora esegua l’intervento).

Programma di sviluppo rurale 2007-2013				
ANNO 2010	**dati al 30 gennaio 2013**			
Codice Misura	**MISURA**	**INTERVENTI**	**IMPORTI**	
			Spesa concessa	**Aiuto concesso**
121	Ammodernamento delle aziende agricole	F - Strutture e impiantistica per produzione di energia da fonti agro-forestali rinnovabili con bassi livelli di emissioni in atmosfera	0	0
121		OA2a - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti agroforestali	458.067	190.024
121		OA2b - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti rinnovabili	33.556.391	7.131.484
121		OA2c - Energie rinnovabili - Realizz. strutt. ed impiantistica, ad elevata eff. energetica, da fonti reflui provenienti dall'attivita' aziendale	0	0
121		OB2 - Cambiamenti climatici - Ristrutt. fabb. lavoraz., trasformaz., comm., immagazz. con utilizzo materiali da costruz. x riduz. perdita calore	1.129.259	556.206
123	Accrescimento valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali	Miglioramento dell'efficienza energetica (ristrutt. fabb. lavoraz., trasformaz., comm., imm. con utilizzo materiali da costruz. per isolamento term.)	206.979	62.094
123		Realizzazione di impianti fotovoltaici per energia rinnovabile prodotta e reimpiegata in azienda	26.410.395	5.332.090
123		Utilizzo di fonti di energia rinnovabile prodotta e reimpiegata in azienda (realizz. impianti per produzione energia rinnovabili da biogas ecc.)	4.212.687	1.073.330
311	Diversificazione in attività non agricole	Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	22.120.437	4.874.087
311		Investimenti mobili per la lavorazione e/o trasformazione delle biomasse da destinare alla produzione e vendita di energia	85.000	51.000
312	Sostegno alla creazione e allo sviluppo di microimprese	Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	1.905.786	381.157
			90.085.000	**19.651.472**
			Quota regionale	**3.144.236**
ANNO 2011	**dati al 30 gennaio 2013**			
Codice Misura	**MISURA**	**INTERVENTI**	**IMPORTI**	
			Spesa concessa	**Aiuto concesso**
121	Ammodernamento delle aziende agricole	OA2a - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti agroforestali	341.880	155.134
121		OA2b - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti rinnovabili	18.880.485	3.984.749
121		OB2 - Cambiamenti climatici - Ristrutt. fabb. lavoraz., trasformaz., comm., immagazz. con utilizzo materiali da costruz. x riduz. perdita calore	487.958	278.617
123	Accrescimento valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali	Realizzazione di impianti fotovoltaici per energia rinnovabile prodotta e reimpiegata in azienda	209.242	41.848
311	Diversificazione in attività non agricole	Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	425.600	85.120
312	Sostegno alla creazione e allo sviluppo di microimprese	Interventi inerenti la lavorazione e la trasformazione della biomassa destinata alla produzione di energia	40.485	24.291
312		Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	11.800	7.080
			20.397.450	**4.576.839**
			Quota regionale	**732.294**

ANNO 2012	dati al 30 gennaio 2013			
Codice Misura	MISURA	INTERVENTI	IMPORTI	
			Spesa concessa	Aiuto concesso
121	Ammodernamento delle aziende agricole	OA2a - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti agroforestali	865.782	394.284
121		OA2b - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti rinnovabili	10.397.746	2.304.186
121		OA2c - Energie rinnovabili - Realizz. strutt. ed impiantistica, ad elevata eff. energetica, da fonti reflui provenienti dall'attivita' aziendale	132.333	53.567
121		OB2 - Cambiamenti climatici - Ristrutt. fabb. lavoraz., trasformaz., comm., immagazz. con utilizzo materiali da costruz. x riduz. perdita calore	755.972	316.371
311	Diversificazione in attività non agricole	Interventi inerenti la lavorazione e la trasformazione della biomassa destinata alla produzione di energia	934.040	460.424
311		Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	28.196.185	8.201.582
311		Investimenti mobili per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	269.940	77.988
321	Servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale	Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	594.807	356.884
			42.146.805	**12.165.286**
			Quota regionale	**1.946.446**
Programma di sviluppo rurale 2007-2013				
Anni di finanziamento: 2007-2012				
Codice Misura	**MISURA**	**INTERVENTI**	**IMPORTI**	
			Spesa concessa	**Aiuto concesso**
121	Ammodernamento delle aziende agricole	F - Strutture e impiantistica per produzione di energia da fonti agro-forestali rinnovabili con bassi livelli di emissioni in atmosfera	1.469.073,25	478.879,85
121		OA1 - Energie rinnovabili - Realizzazione di impianti specializzati pluriennali di colture per biomassa	-	-
121		OA2a - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti agroforestali	1.665.729,12	739.442,56
121		OA2b - Energie rinnovabili - Realizzazione di strutture ed impiantistica, ad elevata efficienza energetica, da fonti rinnovabili	62.834.622,01	13.420.418,95
121		OA2c - Energie rinnovabili - Realizz. strutt. ed impiantistica, ad elevata eff. energetica,. da fonti reflui provenienti dall'attivita' aziendale	132.333,43	53.566,72
121		OB2 - Cambiamenti climatici - Ristrutt. fabb. lavoraz., trasformaz., comm., immagazz. con utilizzo materiali da costruz. x riduz. perdita calore	2.373.188,85	1.151.193,76
123	Accrescimento valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali	Impianti per lo sfruttamento termico delle biomasse legnose	146.780,00	58.712,00
123		Miglioramento dell'efficienza energetica (ristrutt. fabb. lavoraz., trasformaz., comm., imm. con utilizzo materiali da costruz. per isolamento term.)	206.979,18	62.093,75
123		Realizzazione di impianti fotovoltaici per energia rinnovabile prodotta e reimpiegata in azienda	26.619.636,60	5.373.938,68
123		Utilizzo di fonti di energia rinnovabile prodotta e reimpiegata in azienda (realizz. impianti per produzione energia rinnovabili da biogas ecc.)	4.212.686,54	1.073.329,77
311	Diversificazione in attività non agricole	Acquisto di nuove attrezzature per la lavorazione e trasformazione della biomassa destinata alla produzione di energia		
311		Acquisto di nuovi macchinari ed attrezzature per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	788.266,66	230.400,00
311		Interventi inerenti la lavorazione e la trasformazione della biomassa destinata alla produzione di energia	934.039,60	460.423,76
311		Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	50.742.221,59	13.160.789,19
311		Investimenti mobili per la lavorazione e/o trasformazione delle biomasse da destinare alla produzione e vendita di energia	85.000,00	51.000,00
312	Sostegno alla creazione e allo sviluppo di microimprese	Interventi inerenti la lavorazione e la trasformazione della biomassa destinata alla produzione di energia	40.485,00	24.291,00
312		Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	1.917.586,30	388.237,26
321	Servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale	Investimenti fissi per la produzione e vendita di energia elettrica e/o termica	594.806,76	356.884,06
			154.763.434,89	**37.083.601,31**

In merito al POR 2007-2013, si precisa che l'Asse 2 'Energia' del POR 2007/2013 − parte FESR − Ob. 'Competitività Regionale ed Occupazione' è composta dalle seguenti tre azioni:

- Azione 2.1.1 'Incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili', relativamente alla quale sono stati realizzati:
  a) progetto a regia regionale: realizzazione impianti fotovoltaici in provincia di Rovigo: € 1.283.846,80;
  b) bando di concorso per la realizzazione di impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili: € 5.773.612,54
- Azione 2.1.2 'Interventi di riqualificazione energetica dei sistemi urbani: teleriscaldamento e miglioramento energetico di edifici pubblici', relativamente alla quale sono stati realizzati:
  a) avviso pubblico per la realizzazione di reti di teleriscaldamento: € 18.951.618,00 (il Comune di Roana ha rinunciato la finanziamento di € 397.341,68 da detrarre pertanto dalla somma impegnata innanzi indicata)
  b) progetti a regia regionale per la riqualificazione energetica di alloggi di edilizia residenziale pubblica: € 18.000.000,00
- Azione 2.1.3 'Fondo di rotazione e contributi in conto capitale per investimenti realizzati da PMI e finalizzati al contenimento dei consumi energetici'. Con D.G.R.V. 1684/2012 la Giunta Regionale ha deliberato di stanziare l'ammontare di euro 23.800.000,00 (ventitremilioniottocentomila), di cui euro 15.000.000,00 (quindicimilioni) per il finanziamento della quota pubblica del fondo di rotazione ed euro 8.800.000,00 (ottomilioniottocentomila) per contributi in conto capitale.

Infine, indipendentemente dalla disponibilità di risorse economiche dedicate, l'U.P. Ricerca ed Innovazione ha precisato che nei bandi di propria competenza sono stati inseriti la sostenibilità ambientale tra i requisiti di ammissione dei progetti e, tra i criteri di valutazione degli stessi, la premialità in funzione del prevedibile impatto ambientale e del contributo alla risoluzione delle criticità ambientali.

L'U.P. Edilizia Abitativa invece ha precisato che, nell'ambito del Programma Regionale per l'Edilizia Residenziale Pubblica 2007 – 2009 (approvato dal Consiglio Regionale 28/10/2008, n. 72 – prot. n. 12953), ha "definito delle specifiche indicazioni nella stesura dei bandi di concorso (indetti con Deliberazione di Giunta Regionale n. 1567 del 26/5/2009, pubblicati sul BUR n. 48 del 12/7/2009) per l'attuazione del medesimo Programma, mirate, nella realizzazione di nuovi alloggi ed al recupero del patrimonio edilizio abitativo esistente, ad incentivare il risparmio energetico anche mediante l'utilizzo di specifiche tecnologie".

5 ASSETTO ENERGETICO REGIONALE

L'Italia è da sempre caratterizzata da una forte dipendenza della fornitura di energia dall'estero: le importazioni di combustibili fossili (petrolio, gas, carbone) garantiscono più dell'85% dei consumi totali. Anche in Veneto solo una parte dell'energia richiesta viene prodotta e/o trasformata sul territorio regionale, mentre la restante è importata direttamente dall'esterno.
Il tema energia è trasversale, interessando tutte le componenti sociali, ambientali ed economiche del territorio e proprio per questo numerose sono le sue potenzialità, ancora in parte non sfruttate: si pensi agli ampi margini di incremento, qui come altrove, dell'efficienza e del risparmio energetico. E' necessaria quindi una pianificazione energetica, che guardi al lungo periodo, ma che agisca tempestivamente, in grado di programmare ed incentivare tutte le azioni che spingano nella direzione di una sostenibilità energetica-ambientale a cui anche l'Unione Europea sta sempre più mirando. In questo scenario, si evidenziano la Direttiva 2009/28/CE, la Direttiva 2010/30/UE, la Direttiva 2010/31/UE e la Direttiva 2012/27/CE in merito alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ed all'efficienza e risparmio energetici al 2020.
Nell'ottica di assolvere agli obblighi imposti risulta pertanto urgente elaborare, sulla base dei dati disponibili, una stima aggiornata delle potenzialità energetiche della Regione del Veneto e dei consumi, ripartiti per fonte e per settore, onde valutare la possibilità di conseguire gli obiettivi attribuiti al Veneto e i margini di miglioramento per fonte e settore.
Nel presente documento si intende pertanto tracciare, sulla base dei dati attualmente disponibili, l'Assetto Energetico Regionale, che rappresenta un tassello indispensabile per la programmazione energetica regionale.
Il presente capitolo oltre a definire il quadro attuale in materia di consumo e produzione di energia intende esplicitare la metodologia seguita in modo da rendere le valutazioni eseguite ripetibili, comparabili ed aggiornabili. L'Assetto Energetico Regionale è descritto mediante due strumenti: l'analisi dei Consumi Finali Lordi e il Bilancio Energetico. Il primo prende in considerazione il solo utilizzo finale dell'energia, termica ed elettrica, trascurando le fonti energetiche, mentre il Bilancio Energetico valuta sia il consumo sia la generazione e l'importazione di energia, fornendo una visione più completa dell'utilizzo.
La differenza tra i due strumenti risiede nella metodologia di contabilizzazione delle varie fonti energetiche, e principalmente dell'energia elettrica, ma anche nella stima delle perdite nella fasi di dispacciamento e distribuzione. Per questo motivo anche la valutazione dei consumi finali energetici che viene affrontata da entrambi gli strumenti porta a un risultato diverso, come è evidenziato nei paragrafi seguenti.
La definizione dell'Assetto Energetico Regionale inizia dall'identificazione e valutazione delle voci di consumo di energia. Il paragrafo 5.1 valuta l'andamento dei consumi finali lordi energetici negli ultimi anni e lo stato nell'anno 2010, assunto come riferimento, sulla base di una classificazione per fonte energetica e per settore di impiego, quindi compie una suddivisione dei consumi tra energia elettrica, termica ed energia per i trasporti. Il paragrafo 5.1.1 presenta le emissioni di CO_2 associate ai consumi descritti.
Il paragrafo 5.2 presenta i consumi finali lordi di energia per settori e il paragrafo 5.3 il riepilogo dei consumi finali lordi di energia (elettrica, termica e destinata ai trasporti).

Il paragrafo 5.4 analizza la produzione di energia nella Regione del Veneto: è realizzata una suddivisione della produzione regionale sulla base delle fonti impiegate (fossili e rinnovabili).
Il paragrafo 5.5 affronta la costruzione del Bilancio Energetico Regionale, integrando le valutazioni dei paragrafi precedenti, per quanto riguarda il consumo e la produzione di energia, con i dati relativi all'importazione da fuori regione e introducendo un differente metodo di contabilizzazione. Il risultato è uno strumento che permette di conoscere in modo chiaro sia quali siano i flussi energetici che interessano il territorio regionale, sia quanta energia venga consumata e quale quota di essa sia autoprodotta e quale importata, ma soprattutto permette di valutare come l'energia sia impiegata e con quali modalità sia prodotta. Mentre nell'analisi dei consumi finali lordi la distinzione tra energia fossile ed energia rinnovabile è di fatto appiattita per effetto della "metodologia dell'equivalenza" nella contabilizzazione dell'energia elettrica, nel bilancio energetico con la "metodologia della corrispondenza" tale distinzione è evidenziata e permette una maggiore consapevolezza dei consumi di fonti primarie ai fini della programmazione energetica.
Come si potrà constatare nel seguito, l'elaborazione del Bilancio Energetico Regionale rende evidente la dipendenza energetica del Veneto dai territori circostanti. Tra gli aspetti a cui dedicare maggiore attenzione vi è certamente il potenziamento delle azioni per il risparmio e l'efficienza energetica, ossia di quei termini che non compaiono esplicitamente in un bilancio energetico ma che, di fatto, rappresentano le variabili che maggiormente lo condizionano.
La "contabilità energetica" è intimamente connessa a quella ambientale: si pensi che il "sistema dell'energia" - produzione, trasformazione, distribuzione, consumo – costituisce il più importante fattore di pressione ambientale. Se si trascurano i fattori naturali, è all'attività umana connessa alla filiera energetica che va attribuita la maggior quota di impatto sull'ambiente. Pertanto intervenire in senso sostenibile sui meccanismi di produzione e consumo dell'energia significa di fatto mettere in campo azioni per il risanamento ambientale, per esempio, della qualità dell'aria; inoltre, scegliendo fonti energetiche rinnovabili e riducendo gli sprechi energetici si contribuisce a dare attuazione agli obiettivi europei per la riduzione delle emissioni di gas serra che alterano il clima.

5.1 Consumi finali lordi di energia

La normativa comunitaria indica agli Stati membri degli obiettivi minimi da raggiungere entro il 2020 relativamente alla riduzione dei consumi energetici, al miglioramento dell'efficienza con cui le risorse sono utilizzate ed alla quota di consumi energetici che deve essere soddisfatta mediante l'impiego di fonti rinnovabili. L'ultimo obiettivo obbligatorio viene valutato per mezzo di una relazione che rapporta i consumi finali lordi di energia elettrica, termica e per i trasporti e i consumi finali lordi coperti da fonti rinnovabili, secondo la relazione:

$$\frac{(\textbf{consumi finali lordi coperti da fonti energetiche rinnovabili})}{(\textbf{consumi finali lordi totali})} \quad \boldsymbol{espressa\ in}\ \%$$

Nel presente capitolo verranno riassunti i consumi finali lordi di energia elettrica, di energia termica e di energia per i trasporti.

Nella tabelle e nei grafici che seguono sono rappresentati i consumi finali lordi di energia per la Regione del Veneto. I consumi finali lordi rappresentano la somma dei consumi delle diverse fonti energetiche dei vari settori di utilizzo, così come indicato dalla Direttiva 2009/28/CE.[1]

In Tabella 5-1 è riportata la distribuzione dei consumi finali lordi per fonti energetiche per gli anni 2008-2009-2010. Gli stessi dati sono rappresentati graficamente in Figura 5-1 dove è possibile vedere l'andamento dei consumi totali nei tre anni in esame.

Nel 2009 i consumi totali sono diminuiti del 5% rispetto a quelli dell'anno precedente per poi risalire del 0,9% nel 2010. Questo stesso andamento è riscontrabile nei consumi delle due fonti di energia principali, energia elettrica e gas naturale, mentre benzina e gasolio registrano consumi in calo nell'arco dei tre anni.

[1] Come indicato al paragrafo 2.1 dell'Allegato A al decreto Burden Sharing, il riferimento normativo per il calcolo e la determinazione del consumo finale lordo (CFL) è la direttiva del 2009/28/CE:
"*Il CFL nazionale [..]è costituito dalla somma dei contributi nei tre settori di impiego previsti dalla Direttiva 2009/28/CE:*
1. consumi per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori (con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici);
2. consumi elettrici (compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto);
3. consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico (i cui consumi sono inclusi tra quelli del punto 2.) e della navigazione internazionale."
Per il calcolo dei consumi finali lordi (CFL), Università degli Studi di Padova – D.I.I. ha fatto riferimento all'articolo 2 paragrafo f della direttiva 2009/28/CE, che riporta la seguente definizione :
"*consumo finale lordo di energia. I prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione*".
Nelle definizioni riportate si indica esplicitamente di considerare le perdite di distribuzione e trasmissione in relazione all'energia elettrica e al calore, mentre nulla è indicato riguardo alle perdite di rete e trasmissione delle altre fonti energetiche (ad es. gas naturale, benzina, gasolio, GPL, ecc.).
Per quanto riguarda l'elaborazione dei consumi finali lordi, in riferimento al gas naturale, Università degli Studi di Padova – D.I.I. ha analizzato i dati relativi alla distribuzione di gas a livello regionale forniti da AEEG, (http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/11/ra11_1_3.pdf).
Nella redazione del Bilancio Energetico Regionale (BER) sono stati invece utilizzati i dati forniti da AEEG relativamente ai volumi trasportati a livello regionale. Questo per una maggiore completezza dei dati. La differenza tra i valori distribuiti ai clienti finali e i valori trasportati è stata contabilizzata come perdite nella rete del gas. Si è ritenuto quindi che, in mancanza di specifiche indicazioni in merito alla contabilizzazione delle suddette perdite, non sia opportuno contabilizzarle all'interno dei consumi finali lordi.

In Figura 5-2 è riportata la ripartizione percentuale dei consumi finali lordi nelle diverse fonti relativa all'anno 2010. Più del 38% dei consumi sono soddisfatti dal gas naturale che rappresenta la fonte di energia principale per la Regione del Veneto seguita dall'energia elettrica e dal gasolio.

Consumi finali lordi per fonte [ktep]	**2008**	**2009**	**2010**
Gas naturale[2]	4.228,57	4.076,15	4.300,96
Benzina	953,07	908,71	841,58
Gasolio	2.543,87	2.473,23	2.364,98
Oli combustibili	163,10	138,51	113,26
Gpl	242,88	261,71	281,07
Biomassa[3]	409,00	409,00	409,00
Energia elettrica	2.970,10	2.675,25	2.729,27
Energia termica industriale	15,39	5,44	5,44
Totale	**11.526,0**	**10.948,0**	**11.045,6**

Tabella 5-1 Consumi finali lordi di energia nella Regione del Veneto classificati per fonti energetiche per gli anni 2008, 2009 e 2010. (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

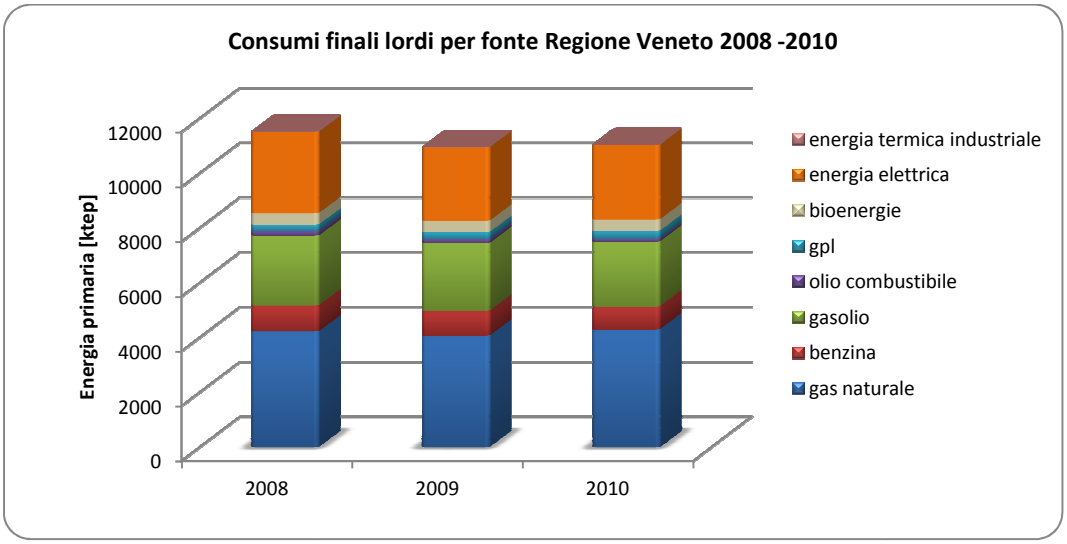


Figura 5-1 Andamento dei consumi finali lordi di energia nella Regione del Veneto classificati per fonti energetiche per gli anni 2008, 2009 e 2010. (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

[2] I valori esposti si riferiscono ai consumi finali al netto delle perdite.
[3] I consumi finali lordi di biomassa derivano da una stima eseguita da AIEL circa le quantità utilizzate, soprattutto di biomassa legnosa, per tale ragione il valore è uguale nei tre anni.

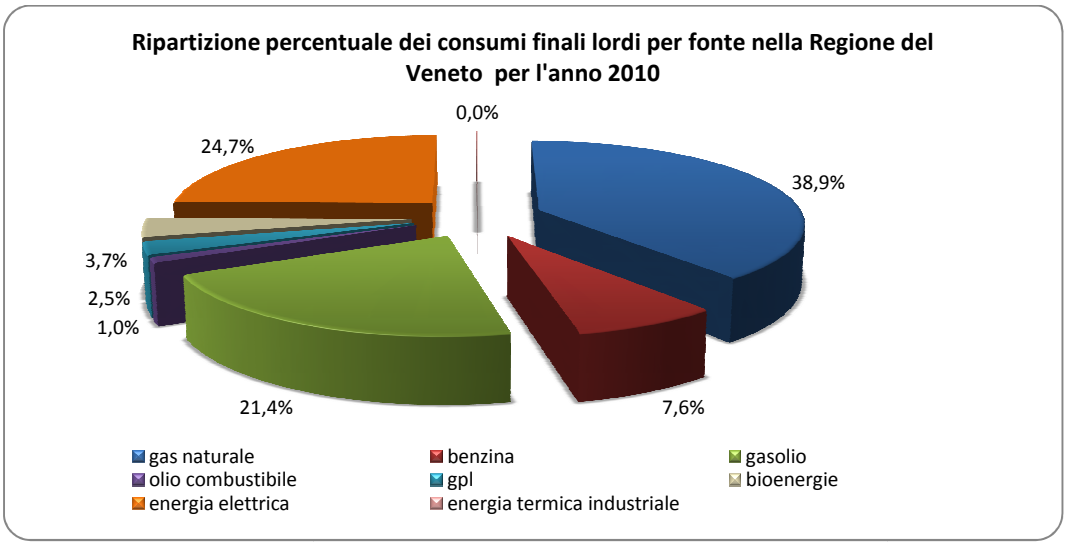


Figura 5-2 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi di energia nella Regione del Veneto classificati per fonti energetiche per l'anno 2010. (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

In Tabella 5-2 sono riportati i consumi finali lordi di energia classificati per settori di utilizzo per gli anni 2008, 2009 e 2010. Gli stessi dati sono rappresentati graficamente in Figura 5-3 dove è possibile osservare l'andamento dei consumi totali nei tre anni in esame.

Consumi finali lordi per settore di utilizzo [ktep]			
	2008	**2009**	**2010**
Residenziale	2.825,03	2.926,51	2.992,42
Agricoltura	191,68	206,62	186,50
Terziario	1.303,10	1.279,32	1.289,87
Industria	3.580,59	3.084,17	3.240,53
Trasporti	3.367,67	3.278,42	3.165,20
Ausiliari e perdite[4]	257,90	172,97	171,04
Totale	**11.526,0**	**10.948,0**	**11.045,6**

Tabella 5-2 Consumi finali lordi di energia nella Regione del Veneto classificati per settori di utilizzo per gli anni 2008, 2009 e 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

[4] La potenza e l'energia elettrica assorbita dai "servizi ausiliari alla produzione" è quella utilizzata dai servizi ausiliari della centrale direttamente connessi con la produzione di energia elettrica, comprendente quella utilizzata, sia durante l'esercizio che durante la fermata della centrale, per gli impianti di movimentazione del combustibile, per l'impianto dell'acqua di raffreddamento, per i servizi di centrale, il riscaldamento, l'illuminazione, per le officine e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale stessa.

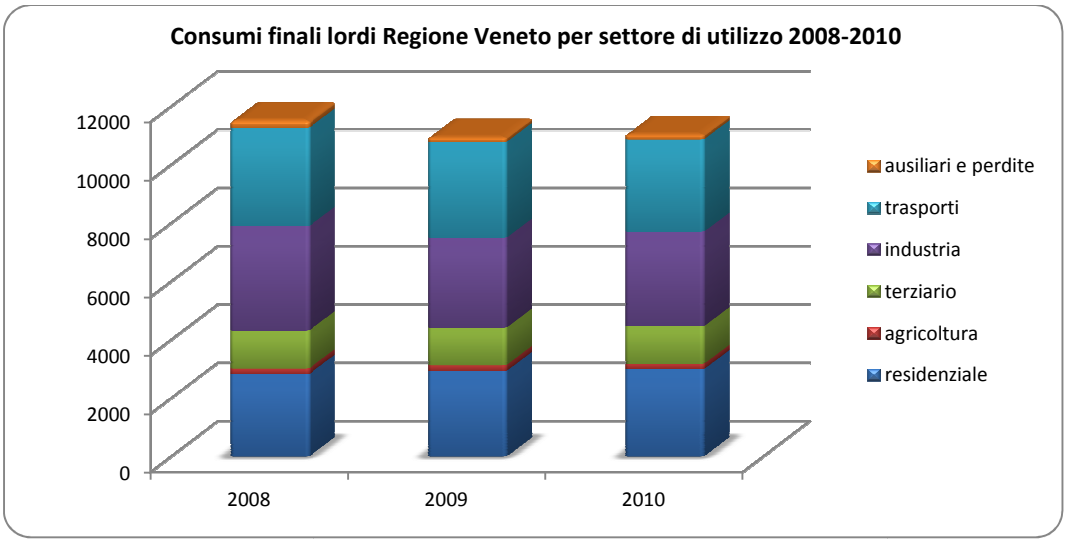


Figura 5-3 Andamento dei consumi finali lordi di energia (ktep) nella Regione del Veneto classificati per settori di utilizzo per gli anni 2008,2009 e 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

Nel grafico di Figura 5-4 è riportata in percentuale la distribuzione dei consumi finali lordi nei diversi settori di utilizzo per l'anno 2010.

Poco meno del 40% dei consumi è da attribuirsi agli usi residenziali e terziario. Nel triennio 2008-2010 i consumi per gli usi residenziali e terziario sono gli unici a non aver subito un calo e ad avere un trend di aumento.

Il secondo settore per quantità di energia utilizzata è quello dei trasporti e ha registrato una contrazione dei consumi del 6% tra il 2008 ed il 2010.

I consumi del settore agricolo sono aumentati del 7,8% nel 2009 e successivamente sono diminuiti del 9,7% nel 2010.

Il settore industriale (29% dei consumi totali lordi nel 2010) ha invece registrato un calo del 14% nel 2009 rispetto al 2008, per tornare a crescere nell'anno seguente del 5%, realizzando nel triennio una diminuzione comunque rilevante e pari al -9%, attribuibile in gran parte alla crisi economica.

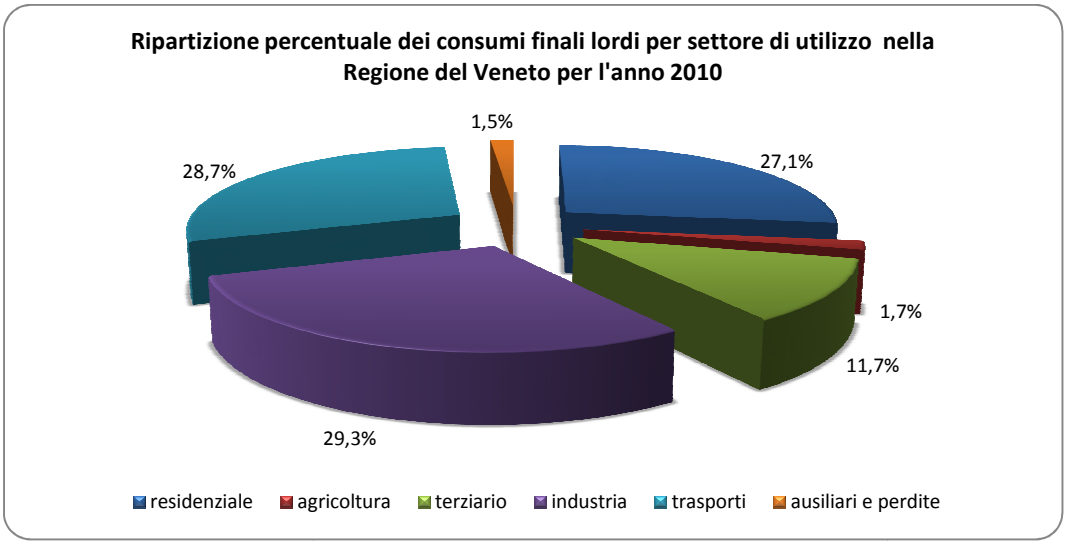


Figura 5-4 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi di energia nella Regione del Veneto classificati per settori di utilizzo per l'anno 2010. (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

5.1.1 *Emissioni di anidride carbonica*

In questa sezione è affrontata la valutazione delle emissioni di anidride carbonica associata ai consumi finali lordi descritti nel paragrafo precedente.
Sulla base delle fonti energetiche impiegate nella Regione del Veneto, impiegando i coefficienti di conversione presentati in Tabella 5-3 sono state stimate le emissioni indicate in Tabella 5-4 e in Figura 5-5.

Coefficienti per la valutazione delle emissioni di CO_2 equivalente [kg/kWh]	
Benzina	0,249
Olio combustibile	0,275
Gasolio	0,264
Gas naturale	0,203
GPL	0,234
Bioenergie[5]	0
Energia elettrica da rete	0,47
Energia termica da rete	0,24

Tabella 5-3 Coefficienti per la valutazione delle emissioni di CO_2 equivalente (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

Emissioni di CO_2 equivalente per fonte energetica [kton/anno]	**2008**	**2009**	**2010**
Gas naturale	9.981,5	9.621,7	10.152,3
Benzina	2.759,5	2.631,1	2.436,7
Gasolio	7.809,1	7.592,3	7.260,0
Oli combustibili	521,5	442,9	362,2
Gpl	660,9	712,1	764,8
Bioenergie	0,0	0,0	0,0
Energia elettrica	16.232,1	14.620,7	14.915,9
Energia termica industriale	42,9	15,2	15,2
Totale	**38.007,5**	**35.635,9**	**35.907,0**

Tabella 5-4 Emissione di CO_2 equivalente per fonte energetica nella Regione del Veneto per gli anni dal 2008 al 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

[5] Definizione di bioenergie tratta da "Rapporto Statistico 2011: impianti a fonti rinnovabili" di GSE S.p.A.: "insieme di biomasse (rifiuti urbani biodegradabili e altre biomasse), biogas e bioliquidi. Le biomasse in normativa vengono definite come la "Frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura , gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani" (Decreto Legislativo 28/2011)".

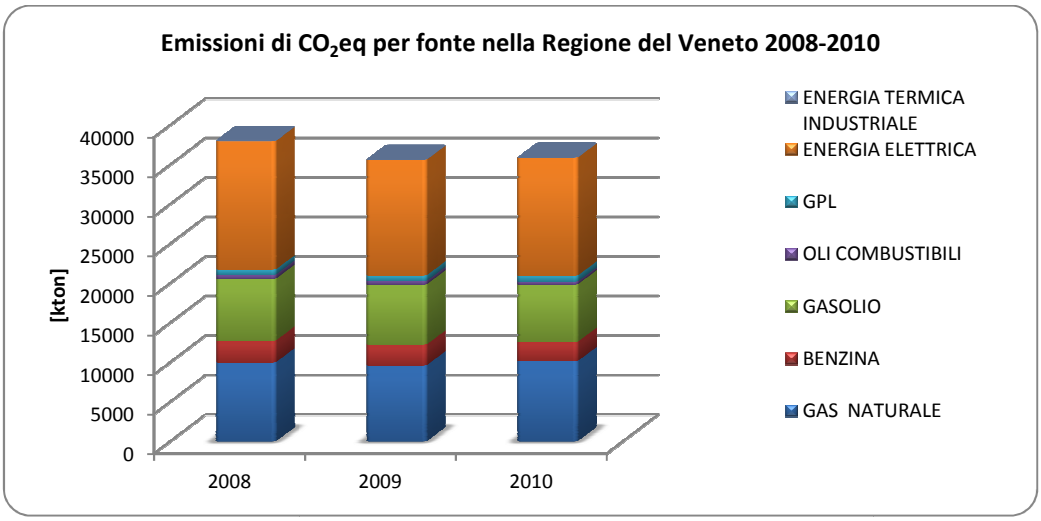


Figura 5-5 Emissioni di CO_2eq per fonte nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

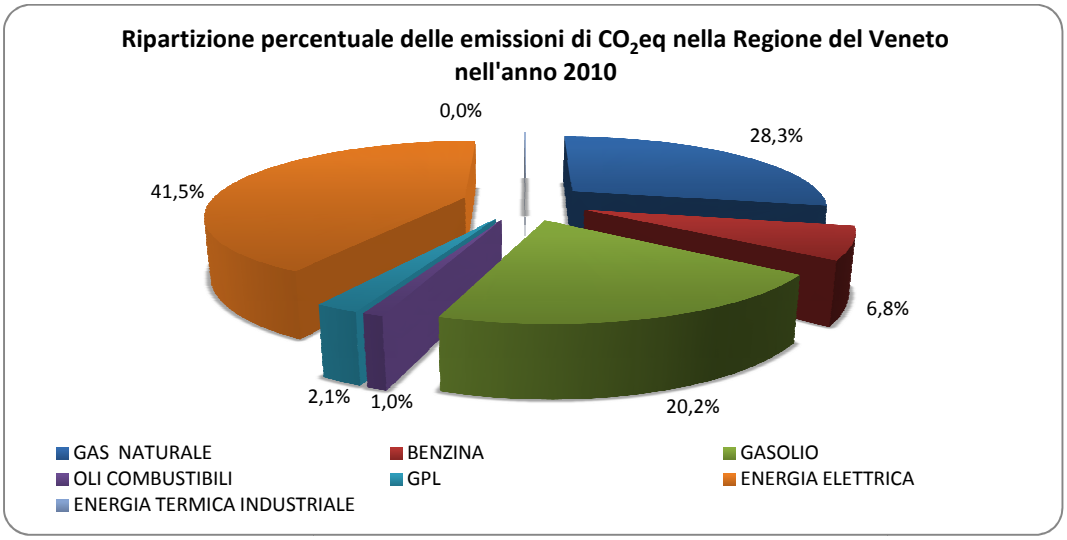


Figura 5-6 Ripartizione percentuale delle emissioni di CO_2eq per fonte nella Regione del Veneto dell'anno 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

5.2 Consumi finali lordi di energia per settori

In questo paragrafo sono riportati i consumi finali lordi di energia utilizzata nei settori agricolo, industriale, residenziale e terziario.
Si tratta di dati netti, infatti non essendo possibile calcolare le perdite di rete relative all'utilizzo dell'energia elettrica nei singoli settori il dato riportato è un dato al netto delle perdite di rete.

Settore agricolo

Nel settore agricolo vengono utilizzati principalmente gasolio agricolo ed energia elettrica, non è possibile stimare quali e quante delle altre fonti siano consumate in questo settore. Il settore agricolo è quello che consuma meno energia nella Regione del Veneto (più di 10 volte in meno del settore industriale).

Consumi finali lordi di energia [ktep]	2008	2009	2010
Energia elettrica	51,1	53,1	53,2
Gasolio	140,6	153,5	133,3
Totale	**191,7**	**206,6**	**186,5**

Tabella 5-5 Consumo finale di energia per settore agricoltura (ktep) nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010. (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

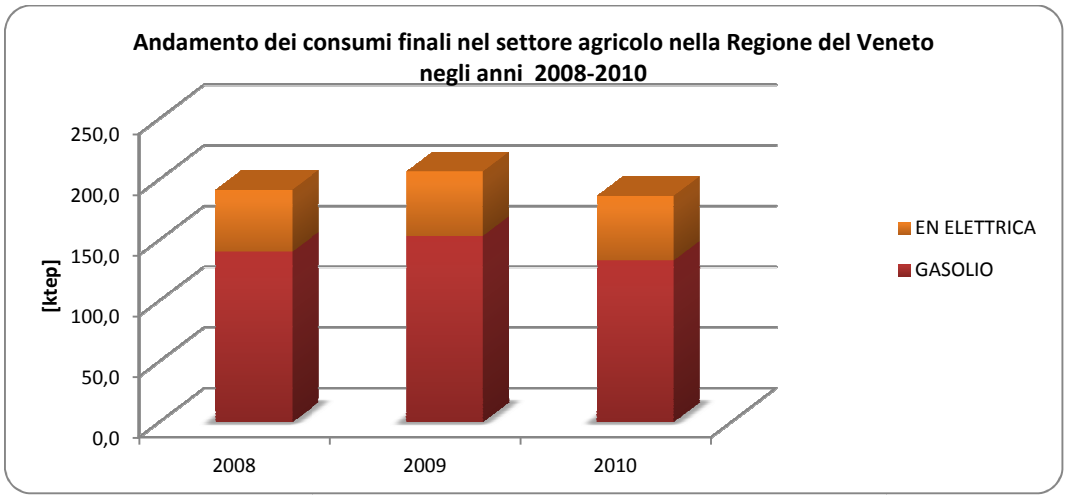


Figura 5-7 Andamento dei consumi finali di energia per settore agricolo (ktep) nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

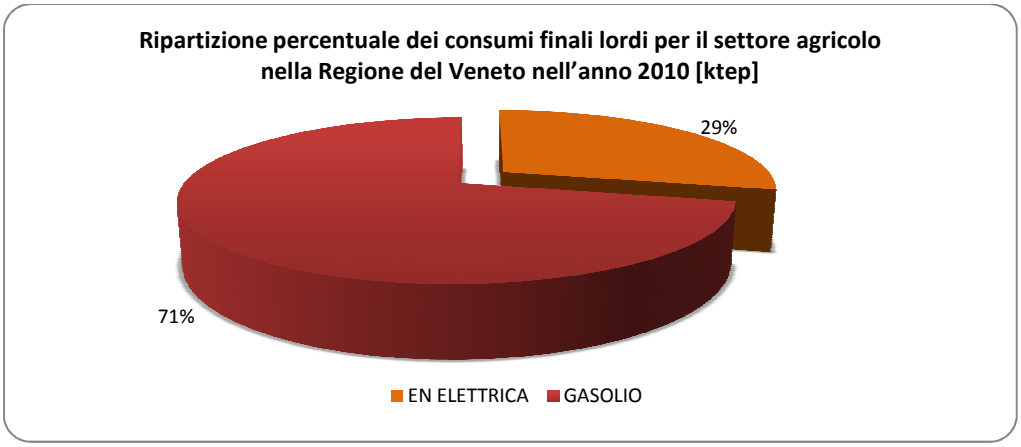


Figura 5-8 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi per il settore agricolo (ktep) nella Regione del Veneto nell'anno 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

Settore industriale

Nella tabella e nelle due figure che seguono sono riportati i consumi finali lordi di energia del settore industriale. Le principali fonti di energia utilizzate sono l'energia elettrica, l'olio combustibile, il gas naturale.
Con il termine "energia termica industriale" si riporta la quantità di energia termica venduta come vapore dalla centrale Edison di Marghera Levante.
Più della metà delle esigenze energetiche dell'industria veneta è soddisfatta dall'energia elettrica.

Consumi finali lordi di energia [ktep]	**2008**	**2009**	**2010**
Metano	1.847,5	1.611,3	1.754,0
Gasolio	46,7	41,4	39,4
Olio combustibile	163,1	138,5	113,3
Energia elettrica	1.508,0	1.287,5	1.328,5
Energia termica industriale	15,4	5,4	5,4
Totale	**3.580,6**	**3.084,2**	**3.240,6**

Tabella 5-6 Consumi finali di energia per il settore industriale (ktep) nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

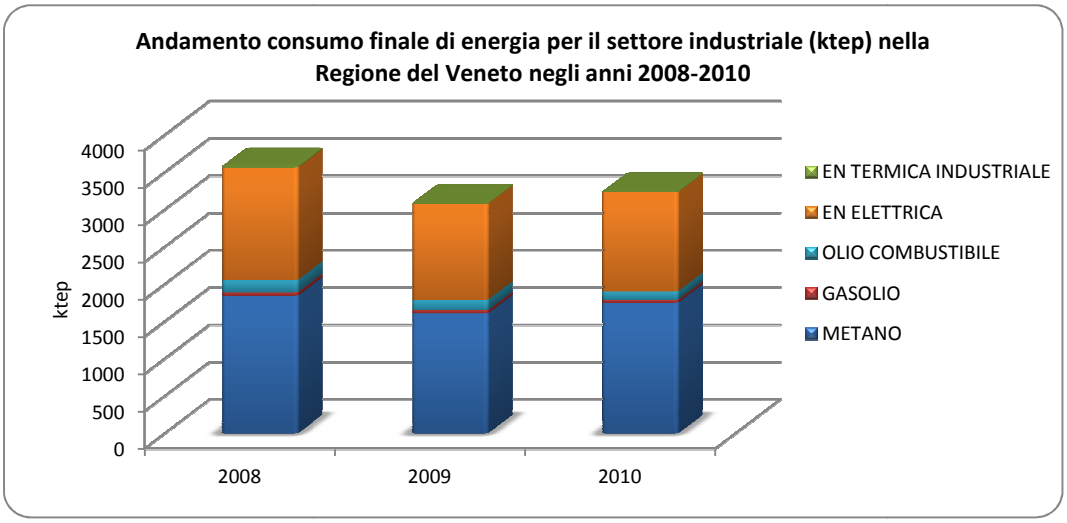


Figura 5-9 Andamento consumo finale di energia per il settore industriale (ktep) nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

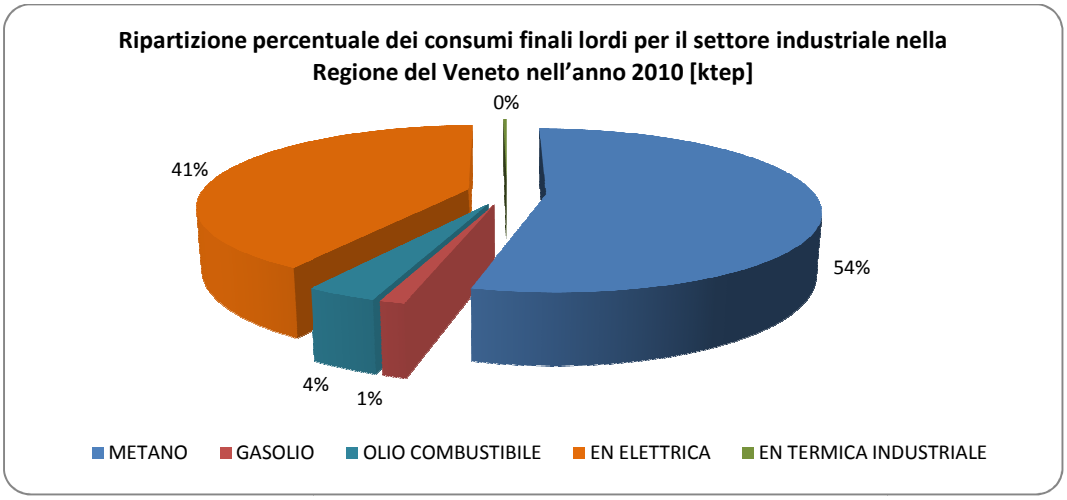


Figura 5-10 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi per il settore industriale (ktep) nella Regione del Veneto nell'anno2010

Settore residenziale

Nella tabella e nelle figure a seguire sono espressi i consumi lordi di energia del settore residenziale. Le fonti impiegate sono l'energia elettrica e il gas naturale, il gasolio e il GPL e le biomasse per il riscaldamento.

Consumi finali lordi per fonte [ktep]	2008	2009	2010
Metano	1.714,6	1.817,9	1.895,8
Gasolio	108,3	96,2	91,4
GPL	123,7	125,4	112,7
Biomassa[6]	409,0	409,0	409,0
Energia elettrica	469,3	478,0	483,5
Totale	2.825,0	2.926,5	2.992,4

Tabella 5-7 Andamento dei consumi finali di energia per il settore residenziale nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

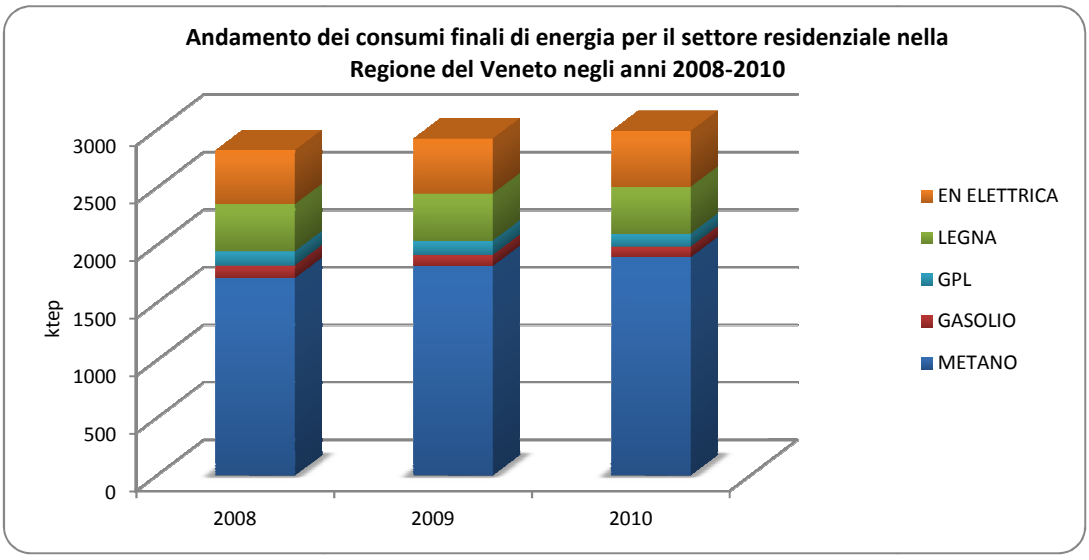


Figura 5-11 Andamento dei consumi finali di energia per il settore residenziale nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

[6] Si intende biomassa legnosa.

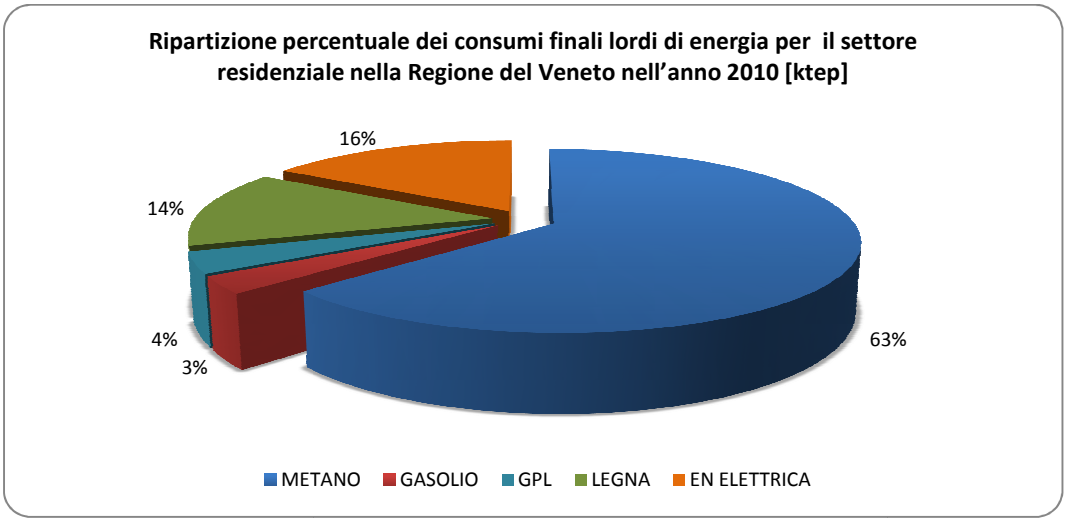


Figura 5-12 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi di energia per il settore residenziale nella Regione del Veneto nell'anno 2010. (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

L'andamento dei consumi nel triennio analizzato evidenzia un aumento costante del fabbisogno di energia sia termica sia elettrica del settore residenziale. Si rileva ad un aumento della quota di gas naturale a discapito delle fonti gasolio e GPL e l'energia elettrica è in costante aumento. L'analisi dei consumi relativamente all'anno 2010 mostra come il 63% dei consumi del settore residenziale siano attribuibili al gas naturale, seguono il consumi elettrici con una quota del 16%, la biomassa legnosa che rappresenta il 14% dei consumi, il GPL (4%) ed il gasolio (3%).

Settore terziario

La Tabella 5-8 riassume i consumi finali lordi del settore terziario relativamente al triennio dal 2008 al 2010. Le fonti impiegate in tale settore sono l'energia elettrica (52% al 2010), il gas naturale (46% al 2010), il gasolio (2% al 2010).
Dall'analisi del comportamento dei consumi degli ultimi anni si evince come l'impiego di gas naturale abbia subito una riduzione nel passaggio dal 2008 al 2009 per poi mantenersi costante, l'impiego di gasolio è in diminuzione ad un ritmo superiore al 5% annuo, mentre i consumi elettrici manifestano una tendenza opposta, aumentando anche se molto lievemente.
Complessivamente il settore ha subito una contrazione dei consumi pari al 2% nel 2009 per effetto della crisi, per poi ricrescere nell'anno seguente dello 0,8%.

Consumi finali lordi per fonte [ktep]	2008	2009	2010
Gas naturale	610,1	590,4	591,2
Gasolio	33,8	30,0	28,5
Energia elettrica	659,2	658,9	670,1
Totale	**1.303,1**	**1.279,3**	**1.289.9**

Tabella 5-8 Consumo finale di energia per il settore terziario nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

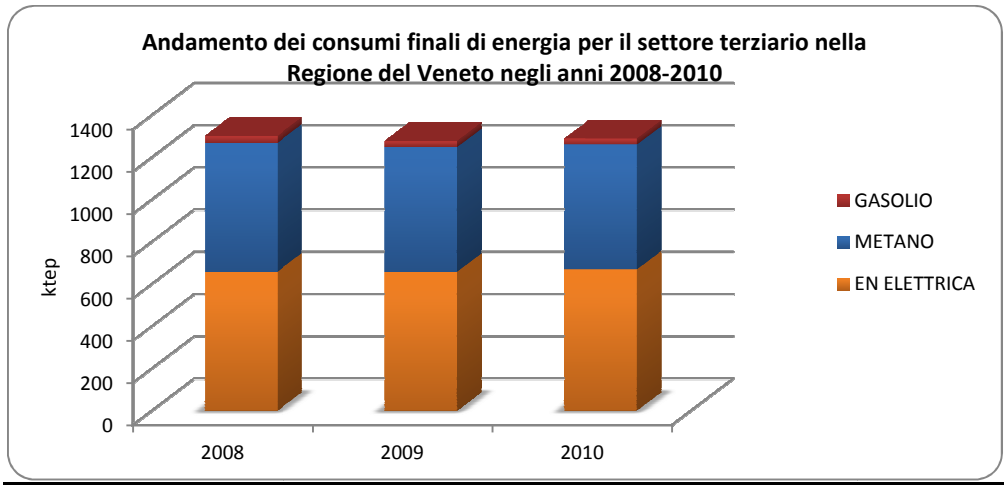


Figura 5-13 Andamento dei consumi finali di energia per il settore terziario nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

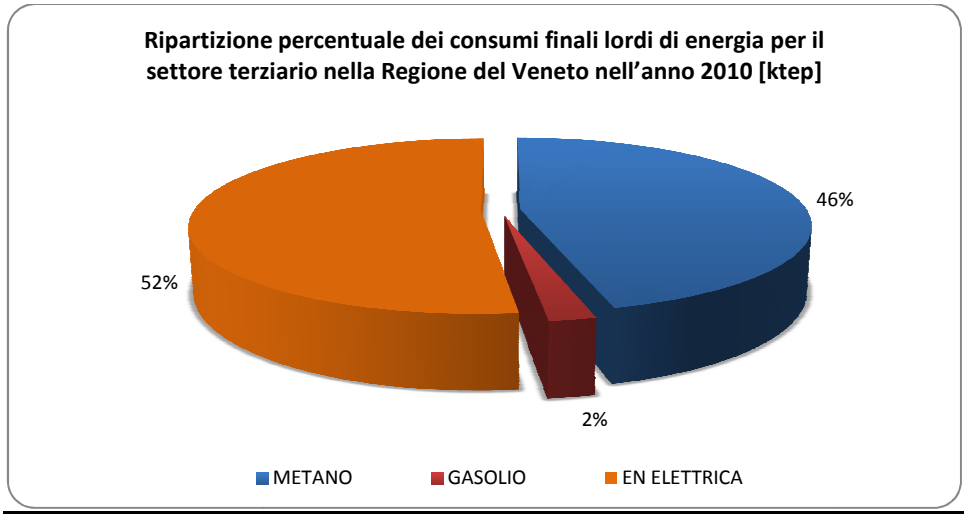


Figura 5-14 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi di energia per il settore terziario (ktep) nella Regione del Veneto nell'anno 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

Settore trasporti

In questo paragrafo sono riportati i consumi finali lordi di energia nel settore dei trasporti.
Si osservi come in realtà tale definizione non sia rigorosa, infatti, nel settore dei trasporti sono note solo le quantità dei carburanti venduti, si tratta, quindi,di un valore netto, poiché non si conoscono le perdite relative al conferimento delle fonti energetiche presso le stazioni di vendita.
Allo stesso modo per quanto riguarda i consumi elettrici legati al traffico ferroviario, non è possibile calcolare le perdite di rete relativo all'impiego di energia elettrica in tale applicazione, per cui il dato presentato sarà nuovamente un valore di consumo netto.
La Tabella 5-9 riporta i consumi individuati per i trasporti suddivisi per fonte energetica per gli anni dal 2008 al 2010, tali dati sono mostrati in Figura 5-15, mentre, in Figura 5-16 sono riportate in termini percentuali le quote corrispondenti ad ogni fonte per l'anno 2010.

Consumi finali lordi di energia nei trasporti [ktep]	**2008**	**2009**	**2010**
Metano	55,9	58,7	61,5
Gasolio	2.215,1	2.150,0	2.070,8
Benzina	953,1	908,7	841,6
Gpl	119,1	136,3	168,4
Energia elettrica	24,6	24,7	22,9
Totale	**3.367,7**	**3.278,4**	**3.165,2**

Tabella 5-9 Consumo finale lordo di energia per i trasporti (ktep) nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010.

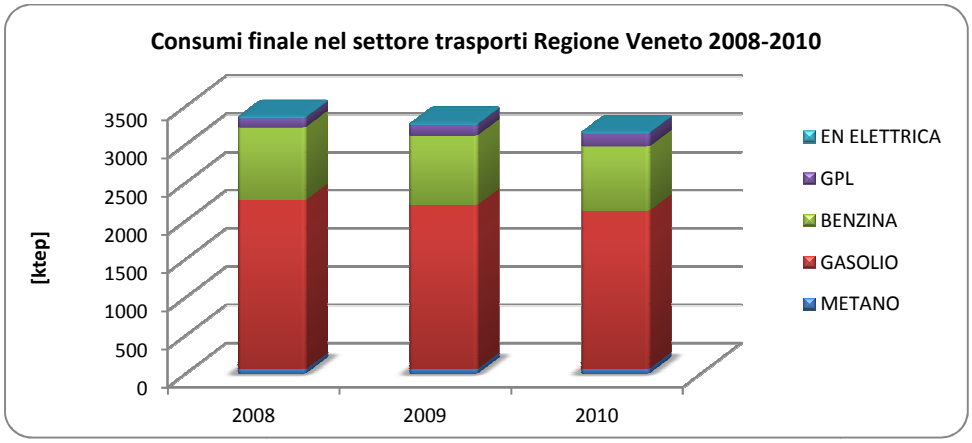


Figura 5-15 Consumo finale lordo di energia per i trasporti (ktep) nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

Il carburante maggiormente venduto in Veneto è il gasolio seguito dalla benzina. Tra il 2009 ed il 2010 si registra un aumento di 31,8 ktep dei consumi di gpl per autotrazione.

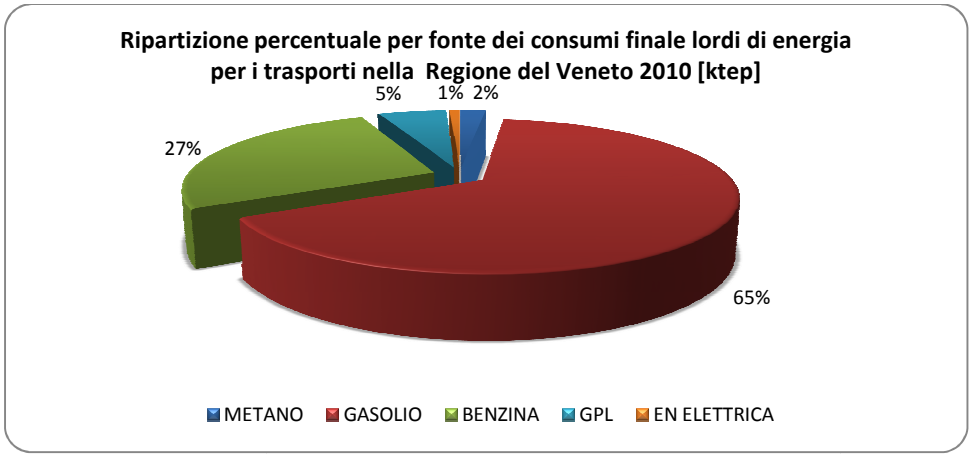


Figura 5-16 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi di energia per i trasporti (ktep) nella Regione del Veneto nell'anno 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

5.3 Riepilogo dei consumi finali lordi di energia

La valutazione dettagliata dei consumi finali lordi di energia termica è difficoltosa per la mancanza di dati dettagliati sull'ubicazione, la potenza e la produzione degli impianti di produzione di energia termica esistenti. Si sottolinea che, in base a quanto disposto dal D.Lgs. 28/2011 il GSE, tenuto conto delle norme stabilite in ambito SISTAN e EUROSTAT, dovrà organizzare e gestire un sistema nazionale per il monitoraggio statistico dello stato di sviluppo delle fonti rinnovabili (SIMERI).
Nella presente analisi per il calcolo dell'energia termica si assume che consumo di energia avvenga nel medesimo luogo in cui viene prodotta, non esistono infatti, attualmente, casi di reti di teleriscaldamento a scavalco con altre regioni.
Come illustrato non sono disponibili dati specifici relativi ai consumi di energia termica nella Regione del Veneto, ma una loro stima può essere verosimilmente effettuata per differenza a partire dai consumi totali lordi di energia sottraendo i consumi lordi di energia elettrica e quelli relativi al settore dei trasporti. Il procedimento descritto è presentato in Tabella 5-10 e raffigurato in Figura 5-17 Consumi finali lordi di energia elettrica, energia termica e contenuta nei carburanti (ktep) per i trasporti nella Regione del Veneto negli anni 2008 – 2010

Consumi finali [ktep]	**2008**	**2009**	**2010**
Energia Elettrica	2.970,1	2.675,2	2.729,3
Energia da carburanti per i trasporti	3.367,7	3.278,4	3.165,2
Energia Termica	5.188,2	4.994,3	5.151,1
Totale	**11.526,0**	**10.948,0**	**11.045,6**

Tabella 5-10 Consumi finali lordi di energia elettrica, energia termica e contenuta nei carburanti per i trasporti nella Regione del Veneto negli anni 2008 – 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

Si nota nuovamente una contrazione dei consumi tra il 2008 e il 2009, come conseguenza della prima fase della crisi economica, segue una lieve ripresa nel 2010 ma il livello globale rimane inferiore a quello del 2008.
La stima dell'energia termica si riferisce ai soli consumi finali e non comprende il surplus di energia termica generata all'interno dei processi produttivi che non viene recuperata e quello relativo alla produzione dell'energia elettrica da fonte fossile.

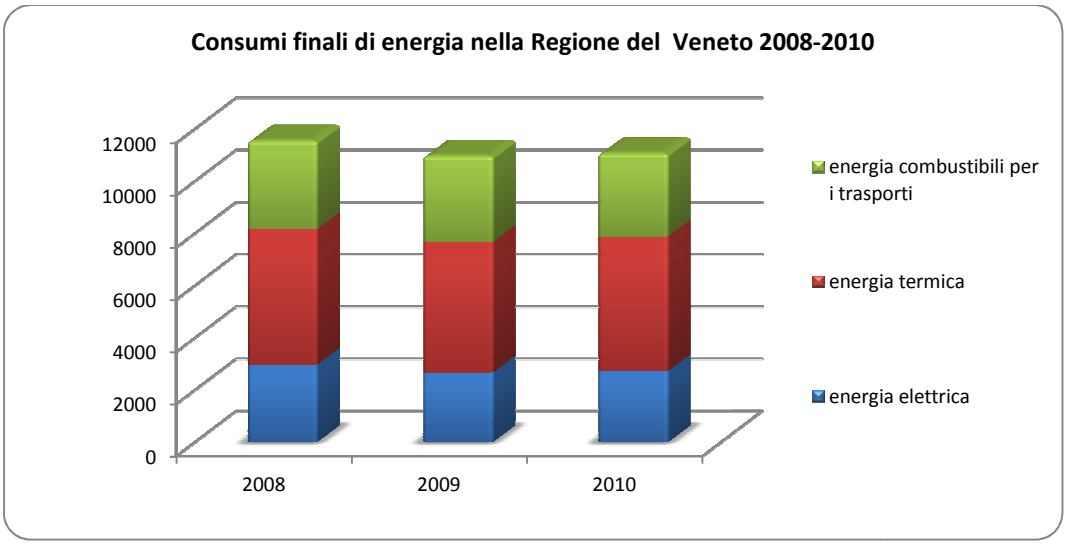


Figura 5-17 Consumi finali lordi di energia elettrica, energia termica e contenuta nei carburanti (ktep) per i trasporti nella Regione del Veneto negli anni 2008 – 2010 (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

In Figura 5-18 è rappresentata la partizione in percentuale dei consumi finali lordi di energia elettrica, energia termica e dell'energia dei carburanti per i trasporti nella Regione del Veneto nel 2010.

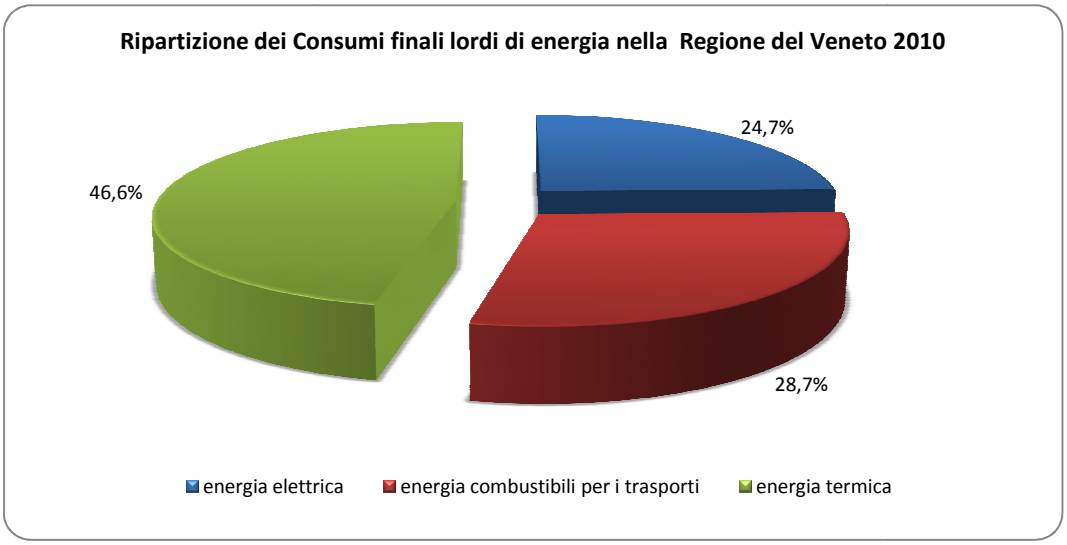


Figura 5-18 Ripartizione percentuale dei consumi finali lordi di energia elettrica, energia termica e contenuta nei carburanti per i trasporti nell'anno 2010 nella Regione del Veneto (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

5.4 Produzione di energia nella Regione del Veneto

L'analisi della generazione di energia nella Regione del Veneto mostra come l'energia prodotta sia quasi esclusivamente limitata a quella elettrica. Le centrali di trasformazione utilizzano prevalentemente gas naturale, olio combustibile e carbone, tutti essenzialmente provenienti da fuori regione, oltre ovviamente alle fonti rinnovabili ed in particolare la fonte idraulica.
La Tabella 5-11 riporta la suddivisione dell'energia elettrica prodotta in Regione del Veneto per gli anni dal 2008 al 2011, suddivisa per fonte energetica. Nel corso degli ultimi anni la produzione di energia elettrica in Regione è fortemente diminuita passando dai 25.218 GWh del 2004 ai 14.964 GWh del 2009 e ai 13.179 GWh del 2010, ovvero con una flessione complessiva del 47%. Tale vistosa riduzione dipende essenzialmente dalla diminuzione della produzione delle centrali termoelettriche delle province di Venezia e di Rovigo (che rimangono però, nonostante questo, le province produttrici principali, assieme a Belluno, grazie all'idroelettrico) mentre nelle rimanenti province la produzione di energia elettrica è risultata sostanzialmente oscillante intorno a valori quasi stazionari o in leggera crescita.

Produzione lorda di energia elettrica [GWh]	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
IDROELETTRICO	**4.162,4**	**4.587,4**	**4.511,2**	**4.227,7**
TERMOELETTRICO	**10.505,2**	**8.796,2**	**9.162,6**	**8.363,9**
sola produzione elettrica	3.944,1	3.123,5	3.243,4	[7]
cogenerazione da fonte fossile	6.220,5	5.374,0	5.552,6	
cogenerazione da bioenergie	340,6	298,7	366,6	703,2
EOLICO	**0,0**	**1,8**	**1,7**	**1,5**
FOTOVOLTAICO	**10,6**	**45,4**	**129,4**	**913,0**
TOTALE	**14.678,2**	**13.430,8**	**13.804,9**	**13.506,3**
TOTALE FER	**4.513,6**	**4.933,3**	**5.008,9**	**5.845,4**

Tabella 5-11 Produzione di energia elettrica per tipologia di impianto nella Regione del Veneto negli anni 2008-2011 (*fonte dati TERNA*)

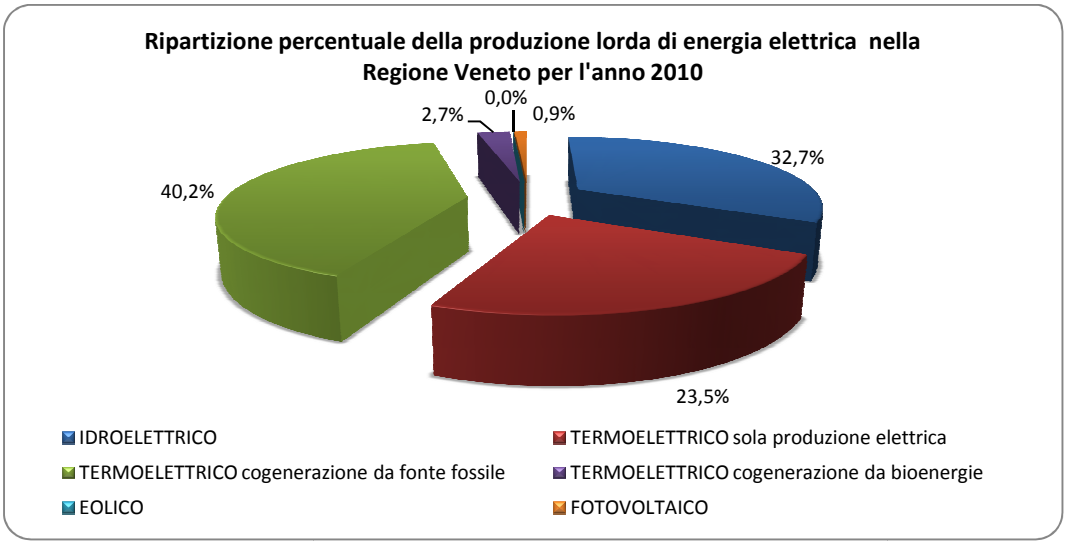


Figura 5-19 Ripartizione percentuale della produzione elettrica nella Regione del Veneto nell'anno 2010 (*fonte dati TERNA*)

[7] Valori non disponibili al 1/5/2013.

L'energia elettrica in regione è generata per la maggior parte attraverso impianti termoelettrici (66,4%); essi di distinguono poi in impianti destinati alla sola produzione elettrica che coprono il 23,5% della produzione regionale, impianti cogenerativi a fonte fossile (40,2%) e impianti cogenerativi a bioenergie (2,7%). Gli impianti idroelettrici sono diffusi principalmente nel bellunese, nel trevigiano, nel vicentino e nel veronese.
Le tabelle che seguono evidenziano come nel 2010 il 36,3% dell'energia elettrica prodotta in Regione del Veneto sia derivata da fonti rinnovabili con un aumento di più di 10 punti percentuali dal 2008.
Il trend positivo più netto è quello del fotovoltaico (+91% della produzione dal 2008 al 2010) mentre idroelettrico e termoelettrico da bioenergie, che rappresentano i contributi di gran lunga più rilevanti alla produzione di energia elettrica, sono oscillanti.

Produzione energia elettrica FER	2008	2009	2010	2011
	GWh	GWh	GWh	GWh
Produzione lorda FER	4.513,6	4.933,3	5.008,9	5.845,4
Servizi Ausiliari FER	57,6	55,9	42,2	48,1
Produzione netta FER	4.456,0	4.877,4	4.966,6	5.797,3

Tabella 5-12 Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nella Regione del Veneto negli anni 2008-2011 (*fonte dati TERNA*)

GWh - Produzione lorda	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
IDROELETTRICO	4.162,4	4.587,4	4.511,2	4.227,7
TERMOELETTRICO DA BIOENERGIE	340,6	298,7	366,6	703,2
EOLICO	0,0	1,8	1,7	1,5
FOTOVOLTAICO	10,6	45,4	129,4	913,0
TOTALE FER	**4.513,6**	**4.933,3**	**5.008,9**	**5.845,4**
% FER sulla produzione totale lorda	**26,14%**	**31,16%**	**36,3%**	**43,3%**

Tabella 5-13 Produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili per tipologia di impianto nella Regione del Veneto negli anni 2008-2011 (*fonte dati TERNA*)

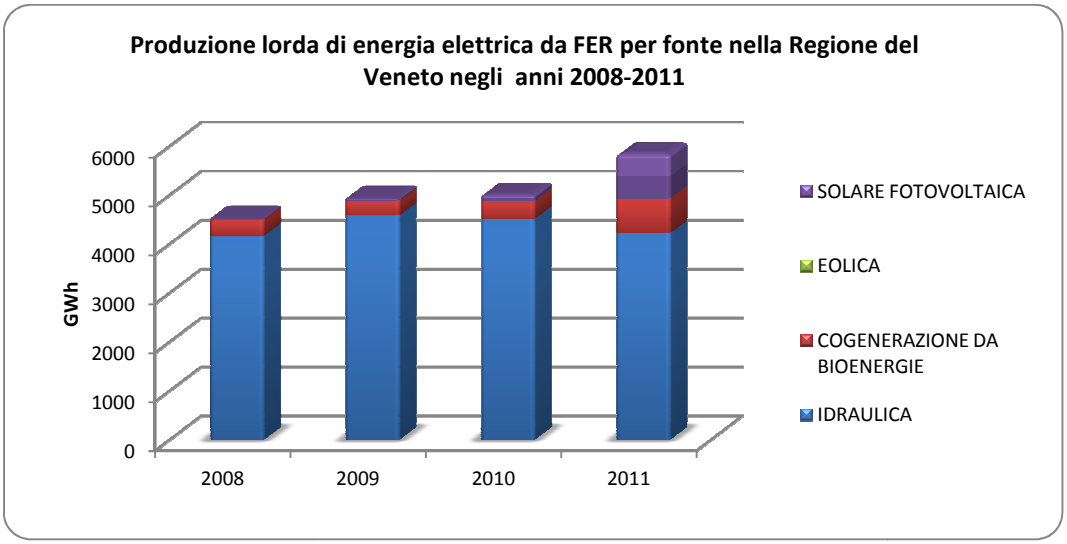


Figura 5-20 Produzione lorda di energia elettrica da FER per fonte nella Regione del Veneto negli anni 2008-2011 (*fonte dati TERNA*)

Quella idraulica è la fonte rinnovabile principale di energia elettrica, con una percentuale nel 2011 di più del 72% sul totale delle fonti rinnovabili in Regione del Veneto e del 31,3% sul totale della produzione elettrica, anche se la produzione di energia elettrica da biomasse è in aumento nel corso degli ultimi anni.

5.4.1 Produzione di energia da fonti non rinnovabili

La Regione del Veneto genera parte della propria energia elettrica per mezzo di centrali alimentate a fonti non rinnovabili. Le maggiori centrali termoelettriche sono quelle Enel di Porto Tolle, Fusina e Porto Marghera che hanno utilizzato OCD (Olio Combustibile Denso), carbone e/o CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti). Le tabelle seguenti riportano la produzione elettrica lorda, netta e i consumi di combustibile impiegati nelle suddette centrali.

CENTRALE ENEL FUSINA								
Anno	**Produzione lorda**	**Produzione netta**	**Consumo carbone**	**Consumo OCD**	**Consumo gasolio**	**Consumo CDR**	**Consumo metano**	**Consumo idrogeno**
	MWh	**MWh**	**t**	**t**	**t**	**t**	**kSmc**	**kSmc**
2004	6.578.632,3	5.936.026,1	2.450.219,6	18.743,0	104,0	1.684,0	7.027,0	0,0
2005	6.487.485,0	5.857.347,5	2.398.409,5	26.965,3	179,4	18.362,0	3.945,0	0,0
2006	5.514.360,3	4.956.447,9	1.980.074,4	16.692,7	205,2	26.997,0	3.346,0	0,0
2007	4.997.877,2	4.436.192,2	1.794.711,9	12.225,8	200,2	32.081,0	9.719,0	0,0
2008	5.523.246,6	4.906.171,9	2.069.295,6	0,0	217,3	22.546,0	26.677,0	0,0
2009	5.022.221,7	4.436.668,1	1.833.055,8	0,0	336,7	55.235,0	22.515,0	0,0
2010	3.047.177,5	2.649.337,8	1.110.727,0	0,0	338,2	46.136,0	19.668,0	3.536,3
2011	3.453.754,6	3.018.212,9	1.199.619,0	0,0	408,2	56.106,4	23.939,2	1.056,5
2012	5.096.707,3	4.498.435,8	1.740.486,0	0,0	336,7	58.398,0	45.132,1	3.324,8

Tabella 5-14 Produzione e consumo nella centrale ENEL di Fusina negli anni 2004-2012 (*fonte ENEL*).[8]

CENTRALE ENEL PORTO MARGHERA					
Anno	**Produzione lorda**	**Produzione netta**	**Consumo carbone**	**Consumo OCD**	**Consumo gasolio**
	MWh	**MWh**	**t**	**t**	**t**
2004	1.049.443,1	973.521,5	484.711,6	1.205,0	64,0
2005	967.323,4	895.307,3	467.907,6	1.069,0	63,4
2006	561.825,7	518.420,4	298.934,9	1.695,4	177,4
2007	714.564,9	660.219,7	390.916,9	1.400,4	180,1
2008	604.948,5	556.273,1	337.212,9	2.544,3	277,8
2009	298.861,9	273.159,1	163.522,6	1.440,8	132,4
2010	48.445,0	39.515,6	27.074,8	882,9	106,0
2011	38.466,1	30.077,3	23.020,8	482,0	100,9
2012	48.522,2	39.879,5	27.089,4	563,5	107,7

Tabella 5-15 Produzione e consumo nella centrale ENEL di Porto Marghera negli anni 2004-2012 (*fonte ENEL*).

[8] Si segnala che nel corso degli anni nell'impianto di Fusina si è verificata una variazione delle fonti energetiche e il parziale spegnimento della centrale, per cui sono stati mantenuti in esercizio solo alcuni dei gruppi termoelettrici presenti. La produzione è crollata a seguito del netto crollo nell'impiego di carbone, principale fonte utilizzata. Non sono più stati utilizzati gli OCD a partire dal 2008 e la centrale è stata alimentata solo a CDR e metano con una piccola quota di gasolio. Una sezione di generazione elettrica è inoltre alimentata ad idrogeno.

CENTRALE ENEL PORTO TOLLE			
Anno	Produzione netta	Consumo OCD	Consumo gasolio
	MWh	t	t
2004	4.457.722,0	1.051.180,0	5.536,0
2005	1.568.477,0	368.751,0	5.264,0
2006	1.988.353,0	460.296,0	3.154,0
2007	403.852,0	106.296,0	4.107,0
2008	222.820,0	62.455,0	3.517,0
2009	52.014,0	18.324,0	4.255,0
2010	0,0	0,0	3.120,0
2011	0,0	0,0	2.268,0
2012	0,0	0,0	2.160,0

Tabella 5-16 Produzione e consumo nella centrale ENEL di Porto Tolle negli anni 2004-2012 (*fonte ENEL*).

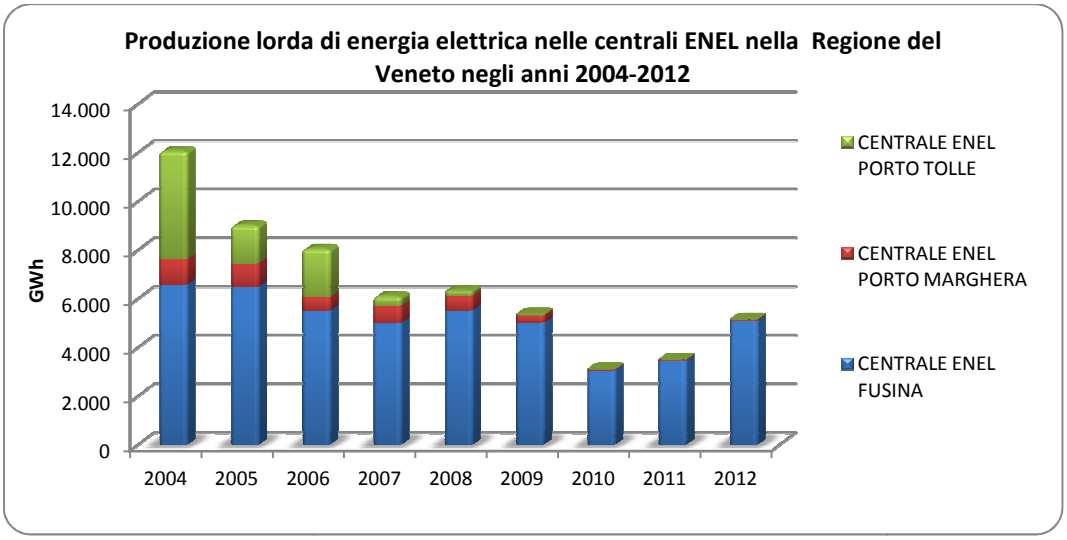


Tabella 5-17 Produzione lorda di energia elettrica nelle centrali ENEL nella Regione del Veneto negli anni 2004-2012. (*fonte ENEL)*

Una piccola parte della produzione termoelettrica è da attribuirsi a inceneritori di RSU (Rifiuti Solidi Urbani) presenti nelle province di Padova, Vicenza, Venezia e Verona[9]. Nella tabella seguente è riportata l'energia elettrica netta[(10)] complessivamente prodotta da tali impianti negli anni dal 2004 al 2010.

anno	MWh lordi	MWh netti	ktep netti
2004	57.853	36.234	7,97
2005	56.676	33.699	7,41
2006	67.842	39.114	8,61
2007	72.672	47.092	10,36
2008	76.881	50.732	11,16
2009	77.778	50.785	11,17
2010	119.719	86.025	18,93

Tabella 5-18 Produzione di energia elettrica nei termovalorizzatori delle provincie di Padova, Verona e Vicenza negli anni 2004-2010 (fonte ARPAV).

[9] L'impianto di Cà del Bue, attivo fino al 2006, è attualmente in fase di ristrutturazione.
[10] Il valore "netto" corrisponde al valore "lordo" a cui è stata sottratta la quota di energia di autoconsumo.

ENERGIA	CONSUMI FINALI LORDI ktep			FONTI PRIMARIE e SECONDARIE disponibili		PRODUZIONE ENERGETICA REGIONALE ktep						DEFICIT DI PRODUZIONE ENERGETICA %		
	2008	2009	2010		2008		2009		2010			2008	2009	2010
ELETTRICA	2.970,1	2.675,3	2.729,3	ENERGIA ELETTRICA da Fonti Rinnovabili	388,2	1.262,3	424,3	1.155,1	430,8	1.187,2		-57,5	-56,8	-56,5
				ENERGIA ELETTRICA da Fonti Fossili	874,1		730,8		756,4					
CARBURANTI PER TRASPORTI	3.367,7	3.278,5	3.165,2	CARBURANTI	3.367,7		3.278,5		3.165,2			0,0	0,0	0,0
TERMICA	5.188,2	4.994,3	5.151,1	BIOMASSA	409	409,72	409	409,68	409	409,65		-92,1	-91,8	-92,1
				GAS NATURALE	0,72		0,68		0,65					
TOTALE	11.526,0	10.948,0	11.045,6	TOTALE	5.039,72		4.843,23		4.762,05			-56,3	-55,8	-56,9

Tabella 5-19 Consumi finali lordi – produzione energetica e deficit di produzione energetica della Regione del Venero anni 2008 - 2009 – 2010 (*elaborazioni Regione del Veneto – U.P.Energia*)

5.5 Il Bilancio Energetico Regionale

I Bilanci Energetici Regionali (BER) sono stati elaborati secondo la metodologia descritta precedentemente e tenendo conto di tutte le fonti di energia per le quali sono attualmente disponibili i dati. Anche il bilancio regionale, al pari di quello nazionale, presenta un deficit di risorse rispetto alla richiesta di energia.

Le Tabella 5-21, Tabella 5-22, Tabella 5-23 presentano le valutazioni compiute nell'ambito della definizione del Bilancio Energetico regionale, rispettivamente per gli anni dal 2008 al 2010.

Nel bilancio vengono considerate tutte le fonti[11] energetiche necessarie a generare energia elettrica e termica, e tutti i consumi energetici, compresi i consumi finali, le perdite di trasformazione, le perdite di rete e i servizi ausiliari di generazione.

Il bilancio energetico può essere letto sia dall'alto verso il basso sia viceversa. Nel primo caso sono presentate tutti le fonti energetiche utilizzate nel territorio regionale e l'energia elettrica generata in loco per mezzo di fonti rinnovabili. Inoltre è indicata anche la quantità di energia elettrica importata da fuori regione e dall'estero.

Si sottolinea che l'impiego di data base differenti per la contabilizzazione dei consumi finali lordi per vettore energetico e per settore energetico ha comportato una piccola discordanza nella valutazione dei consumi finali. Nella realizzazione del BER alcuni valori possono discordare di pochi decimi di ktep rispetto ai valori riportati nelle tabelle precedenti del capitolo, l'errore massimo è comunque inferiore allo 0,1%.

Alla voce *Totale risorse* è riportata l'energia corrispondente a ciascuna fonte energetica introdotta in regione e la generazione e l'importazione di energia elettrica.

La voce *Trasformazione* descrive quali risorse energetiche sono destinate alla generazione elettrica. I *Consumi finali* rappresentano gli usi finali delle fonti energetiche elencate e dell'energia elettrica, il loro valore si ottiene dalle *Risorse Totali* sottraendovi le voci *Trasformazione, Servizi Ausiliari alla Produzione, Perdite di Trasformazione, Usi termici e Perdite di Trasmissione*.

I *Consumi Finali* sono poi suddivisi tra i settori economici a cui essi competono e la loro somma con le voci *Perdite di Trasmissione, Usi termici* e *Servizi Ausiliari* individua il *Totale dei Consumi Energetici.*

Il *Totale dei Consumi Energetici* sommato alla voce *Trasformazione* individua infine il *Totale degli Impieghi.*

[11] L'energia termica prodotta dalla fonte solare non è quantificata come energia termica rinnovabile, ma come risparmio energetico, in attesa che il GSE fornisca le metodologie di contabilizzazione ufficiali.

Legenda dei termini che compaiono nel bilancio energetico	
PRODUZIONE	energia lorda prodotta nel territorio regionale. Si osservi che i valori di produzioni indicati per le fonti rinnovabili non sono normalizzati, la normalizzazione e' stata eseguita esclusivamente nell'ambito del capitolo burden sharing nella valutazione degli scenari e potenziali.
IMPORTAZIONE	acquisto di fonti energetiche da fuori regione (esclusi i transiti per esempio in gasdotti o oleodotti). Nella colonna relativa all'energia elettrica la prima voce fa riferimento all'importazione fuori regione e la seconda all'importazione dell'estero.
ESPORTAZIONE	vendita di fonti energetiche fuori regione (esclusi i transiti per esempio in gasdotti o oleodotti)
TOTALE RISORSE	totale delle risorse di produzione, importazioni, esportazioni e variazione scorte
TRASFORMAZIONE	quantità di energia primaria trasformata in energia elettrica. Il "segno –" si riferisce all'energia primaria che viene trasformata, il "segno +" all'energia derivata
PERDITE DI TRASFORMAZIONE EN. ELETTRICA	energia dissipata sotto forma di calore nella produzione di energia termoelettrica. Compare nel bilancio dell'energia elettrica in energia primaria (tep) come la differenza tra il totale delle risorse di energia elettrica ed i consumi
USI TERMICI	energia termica recuperata dal processo di generazione termoelettrica
PERDITE DI TRASMISSIONE	energia persa nelle fasi di trasporto e distribuzione
CONSUMI FINALI	energia fornita per i diversi usi finali
TOTALE CONSUMI ENERGETICI LORDI	energia fornita agli utenti per gli usi finali comprese le perdite
CONSUMI FINALI NON ENERGETICI	prodotti petroliferi utilizzati come materia prima
TOTALE IMPIEGHI	risorse di energia utilizzata in tutti gli impieghi (deve corrispondere al totale delle risorse)
AUSILIARI	La potenza e l'energia elettrica assorbita dai "servizi ausiliari alla produzione" è quella utilizzata dai servizi ausiliari della centrale direttamente connessi con la produzione di energia elettrica, comprendente quella utilizzata, sia durante l'esercizio che durante la fermata della centrale, per gli impianti di movimentazione del combustibile, per l'impianto dell'acqua di raffreddamento,per i servizi di centrale, il riscaldamento, l'illuminazione, per le officine e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale stessa

Tabella 5-20: Nomenclatura e definizioni per il calcolo del bilancio energetico[12]

[12] "VARIAZIONI SCORTE" (differenza tra quantità di energia nelle scorte da inizio e fine anno) e "BUNKERAGGI" sono assunti nulli per ipotesi di stato stazionario.

I bilanci elaborati sono stati descritti anche mediante i diagrammi di Sankey (Figura 5-21, Figura 5-22, Figura 5-23).
Seguendo i flussi di tali diagrammi è possibile avere una visione completa del sistema energetico regionale, evidenziando la quantità di energia necessaria, ripartita per provenienza e per settore d'utilizzo.
In particolare i grafici che descrivono i bilanci energetici regionali per 2008, 2009 e 2010 raffigurano:

- nella parte sinistra, le fonti di energia primarie e secondarie necessarie al fabbisogno regionale;
- nella parte destra, la ripartizione dei consumi per settore; oltre ad agricoltura, industria, settore residenziale, terziario e trasporti vengono riportate anche le perdite di energia elettrica dovute al sistema di trasformazione e di trasporto.

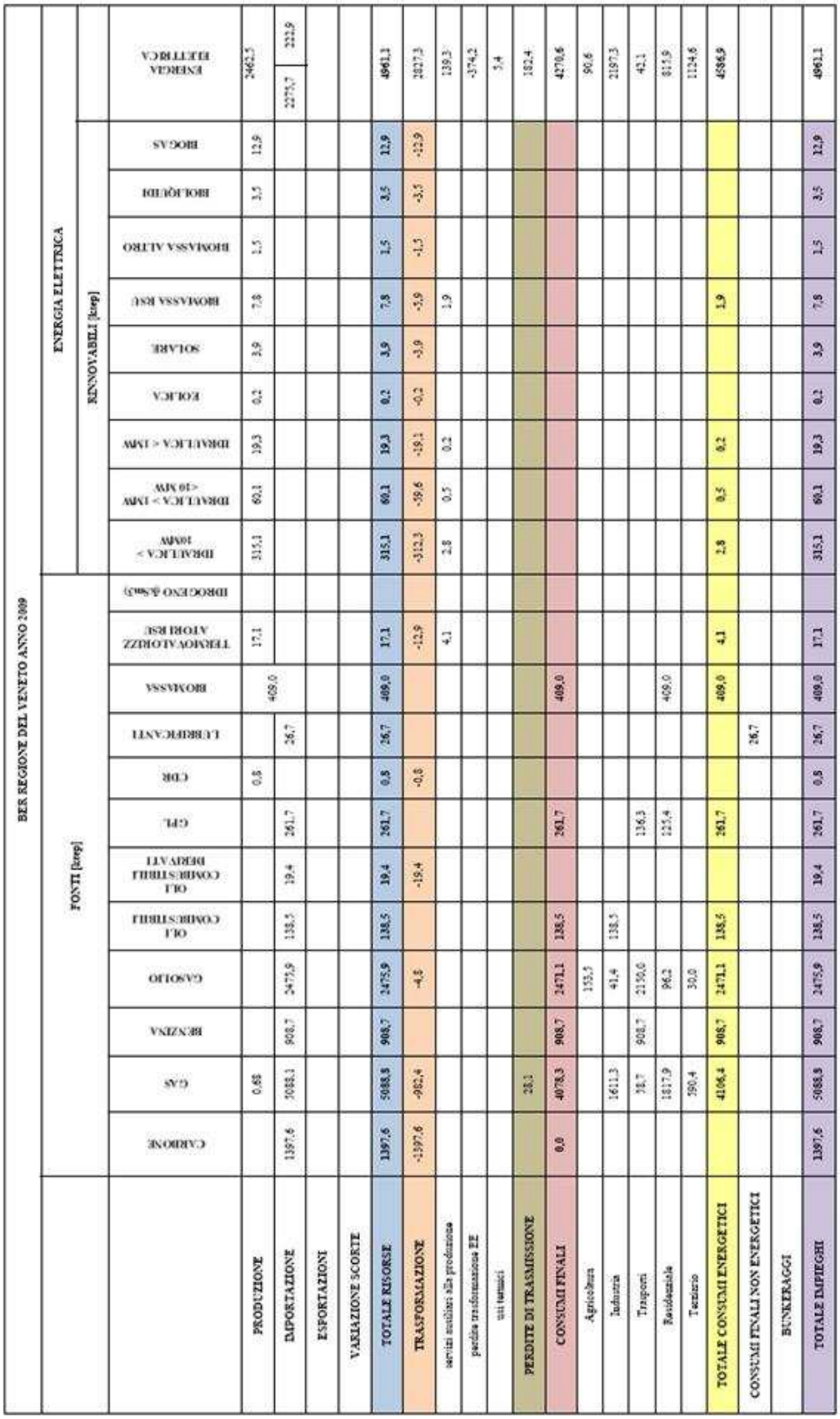
Nota alla lettura della colonna relativa all'energia elettrica nelle tabelle del BER (Tabella 5-21, Tabella 5-22, Tabella 5-23**)**

[1] la casella indica l'energia elettrica prodotta in regione e contabilizzata in energia primaria secondo la ripartizione FER-fossile relativa alla produzione elettrica regionale per lo stesso anno
[2] la casella *2a* indica l'energia elettrica importata dalle altre regioni e contabilizzata in energia primaria secondo la ripartizione FER-fossile relativa alla produzione elettrica nazionale per lo stesso anno; la casella *2b* indica l'energia elettrica importata dall'estero e contabilizzata in energia primaria come energia elettrica generata da fonte fossile
[3] la casella indica l'energia elettrica necessaria ai servizi ausiliari di produzione per la regione del Veneto e contabilizzata in energia primaria secondo la ripartizione FER-fossile relativa alla produzione elettrica regionale per lo stesso anno
[4] la casella indica le perdite di trasformazione nella generazione di energia elettrica regionale
[5] la casella indica il recupero complessivo energia termica nelle centrali elettriche della regione
[6] le caselle *6a, 6b, 6c, 6d, 6e* indicano rispettivamente i consumi di energia elettrica in termini di energia primaria dei settori agricoltura, industria, trasporti, residenziale e terziario.
[7] la casella indica l'energia elettrica totale, come somma delle caselle *1+2a+2b*
[8] la casella indica l'energia totale utilizzata per la conversione in energia elettrica, quale somma delle fonti energetiche coinvolte e della produzione delle FER, in termini di energia primaria.
[9] la casella indica le perdite di energia elettrica per trasmissione lungo la rete, contabilizzate in termini di energia primaria secondo la ripartizione FER-fossile relativa all'energia elettrica circolante in regione per lo stesso anno
[10] la casella indica la somma dei consumi finali lordi di energia elettrica intesi come: *11-3-9+5*[13]
[11] la casella indica la somma delle voci delle caselle *4+12*
[12] la casella indica la somma delle voci delle caselle *4+11*

[13] Il consumo finale lordo complessivo di energia elettrica può differire rispetto alla somma dei consumi parziali per settore (caselle del *gruppo 6*), per una questione di differente fonte dei dati. Nel bilancio elettrico rientrano, infatti, dati TERNA (bilancio elettrico, consumi settoriali) e dati SIMERI (produzione delle FER), che a volte differiscono lievemente tra loro. I valori nelle caselle del *gruppo 6* rappresentano la contabilizzazione in energia primaria dei consumi di energia elettrica forniti da TERNA per settore merceologico; i valori nelle caselle evidenziate con i vari colori (*7-8-9-10-11*) provengono, invece, dall'elaborazione dei dati del bilancio elettrico regionale per il Veneto e dai dati di SIMERI. L'utilizzo delle diverse serie di dati, in aggiunta alla mancanza di una metodologia univoca per la quantificazione in energia primaria delle perdite di trasformazione, porta ad una contenuta differenza nei totali.

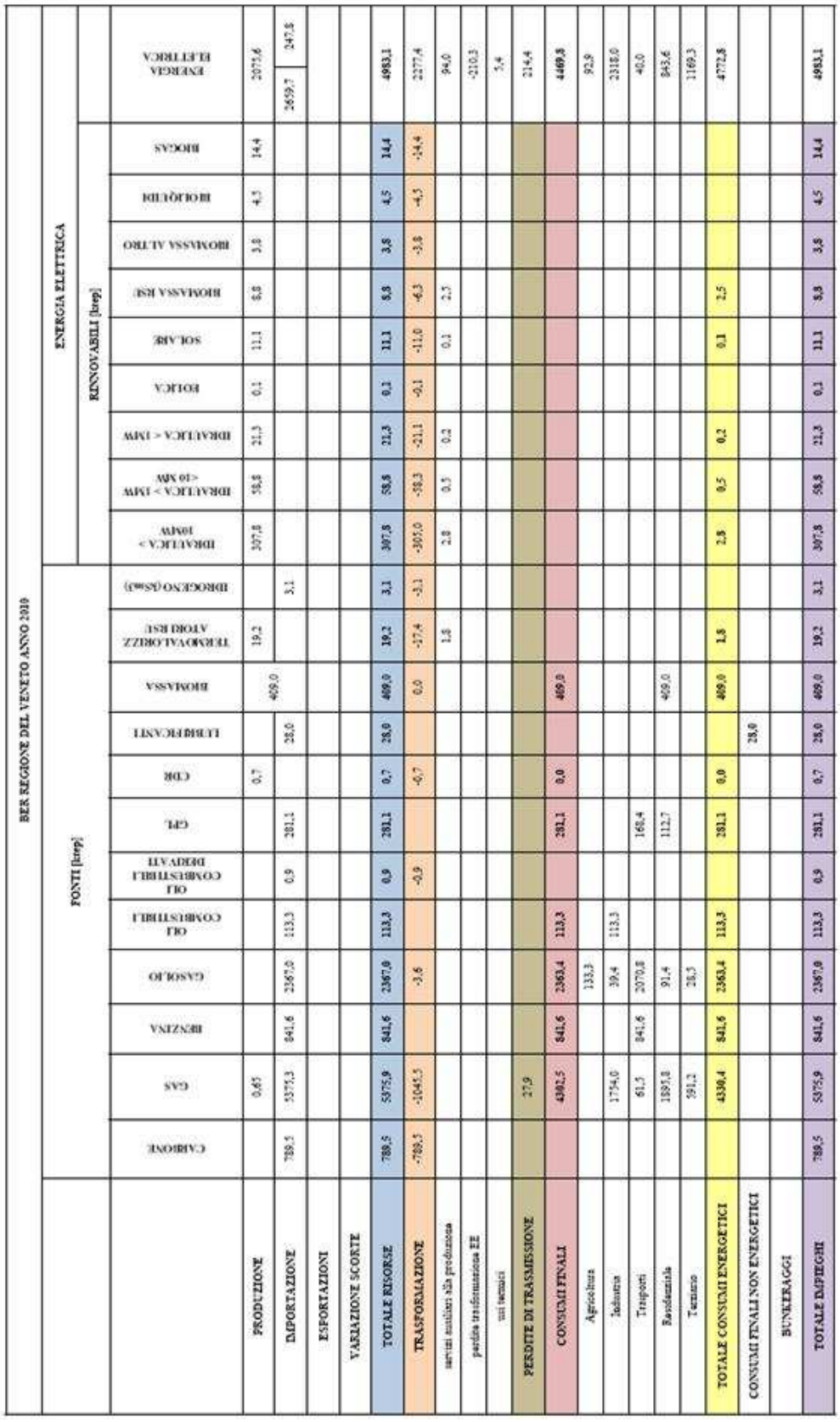
BER REGIONE DEL VENETO ANNO 2008		FONTI [tep]												ENERGIA ELETTRICA											
														RINNOVABILI [tep]											
		CARBONE	GAS	BENZINA	GASOLIO	OLI COMBUSTIBILI	OLI COMBUSTIBILI DERIVATI	CPL	CDR	LIQUIDI CANTI	BIOMASSA	TERMOVALORIZZ ATORI RSU	IDROGENO (ktep)	IDRAULICA > 10MW	IDRAULICA > 1MW <10 MW	IDRAULICA < 1MW	EOLICA	SOLARE	BIOMASSA RSU	BIOMASSA ALTRO	BIOLIQUIDI	BIOGAS	ENERGIA ELETTRICA	
PRODUZIONE			0.72						0.3		409.0	11.2		285.7	53.8	18.5	0.00	0.91	5.17	7.88	0.04	11.03	2779.2[1]	
IMPORTAZIONE		1684.6	5404.5	933.1	2548.2	163.1	63.7	242.9		32.7													2654.5[2a]	254.0[2b]
ESPORTAZIONI																								
VARIAZIONE SCORTE																								
TOTALE RISORSE		1684.6	5405.2	933.1	2548.2	163.1	63.7	242.9	0.3	32.7	409.0	11.2		285.7	53.8	18.5	0.00	0.91	5.17	7.88	0.04	11.03	5687.4[3]	
TRASFORMAZIONE		-1684.6	-1147.2		-3.7		-63.7		-0.3			-7.6		-283.1	-53.3	-18.3	0.00	-0.91	-3.50	-7.88	-0.04	-11.03	3276.7[4]	
	servizi ausiliari alla produzione											3.6		2.6	0.5	0.2			1.66				155.2[5]	
	perdite trasformazione EE																						-495.4[6]	
	usi termici																						15.4[7]	
PERDITE DI TRASMISSIONE			29.4																				339.1[8]	
CONSUMI FINALI			4228.6	953.1	2544.5	163.1		242.9			409.0												4718.1[9]	
	Agricoltura				140.6																		88.5[9a]	
	Industria		1847.5		45.7	163.1																	2614.5[9b]	
	Trasporti		55.9	933.1	2215.1			119.1															42.6[9c]	
	Residenziale		1714.6		108.3			123.7			409.0												813.5[9d]	
	Terziario		610.1		33.8																		1143.1[9e]	
TOTALE CONSUMI ENERGETICI			4258.0	953.1	2544.5	163.1		242.9			409.0	3.6		2.6	0.5	0.2			1.66				5192.0[11]	
CONSUMI FINALI NON ENERGETICI										32.7														
BUNKERAGGI																								
TOTALE IMPIEGHI		1684.6	5405.2	953.1	2548.2	163.1	63.7	242.9	0.3	32.7	409.0	11.2		285.7	53.8	18.5	0.00	0.91	5.17	7.88	0.04	11.03	5687.4[12]	

Tabella 5-21 Bilancio Energetico Regionale della Regione del Veneto per l'anno 2008



BER REGIONE DEL VENETO ANNO 2009		FONTI [ktep]													ENERGIA ELETTRICA													
															RINNOVABILI [ktep]												
		CARBONE	GAS	BENZINA	GASOLIO	OLI COMBUSTIBILI	OLI COMBUSTIBILI DERIVATI	CPL	CDR	LATERIFICANTI	BIOMASSA	TERMOVALORIZZ ATORI RSU	BIOGENO (RSU)	IDRAULICA > 10MW	IDRAULICA > 1MW <10 MW	IDRAULICA < 1MW	EOLICA	SOLARE	BIOMASSA RSU	BIOMASSA ALTRO	BIOLIQUIDI	BIOGAS	ENERGIA ELETTRICA				
PRODUZIONE			0.68						0.8		409.0	17.1		315.1	60.1	19.3	0.2	3.9	7.8	1.5	3.5	12.9	2462.5				
IMPORTAZIONE		1397.6	5088.1	908.7	2475.9	138.5	19.4	261.7		26.7													2275.7	222.9			
ESPORTAZIONI																											
VARIAZIONE SCORTE																											
TOTALE RISORSE		1397.6	5088.8	908.7	2475.9	138.5	19.4	261.7	0.8	26.7	409.0	17.1		315.1	60.1	19.3	0.2	3.9	7.8	1.5	3.5	12.9	4961.1				
TRASFORMAZIONE		-1397.6	-983.4		-4.8		-19.4		-0.8			-12.9		-312.3	-59.6	-19.1	-0.2	-3.9	-3.9	-1.5	-3.5	-12.9	-2827.3				
servizi ausiliari alla produzione												4.1		2.8	0.5	0.2			1.9				139.3				
perdite trasformazione EE																							-374.2				
usi termici																							3.4				
PERDITE DI TRASMISSIONE			28.1																				182.4				
CONSUMI FINALI		0.0	4078.3	908.7	2471.1	138.5		261.7			409.0												4270.6				
Agricoltura					135.5																		90.6				
Industria			1611.3		41.4	138.5																	2187.3				
Trasporti			38.7	908.7	2150.6			136.3															42.1				
Residenziale			1817.9		96.2			125.4			409.0												811.9				
Terziario			590.4		30.0																		1124.6				
TOTALE CONSUMI ENERGETICI			4106.4	908.7	2471.1	138.5		261.7			409.0	4.1		2.8	0.5	0.2			1.9				4586.9				
CONSUMI FINALI NON ENERGETICI										26.7																	
BUNKERAGGI																											
TOTALE IMPIEGHI		1397.6	5088.8	908.7	2475.9	138.5	19.4	261.7	0.8	26.7	409.0	17.1		315.1	60.1	19.3	0.2	3.9	7.8	1.5	3.5	12.9	4961.1				

Tabella 5-22 Bilancio Energetico Regionale della Regione del Veneto per l'anno 2009



BER REGIONE DEL VENETO ANNO 2010		FONTI [ktep]											ENERGIA ELETTRICA													
													RINNOVABILI [ktep]													
		CARBONE	GAS	BENZINA	GASOLIO	OLI COMBUSTIBILI	OLI COMBUSTIBILI DERIVATI	CDR	LIMITE FICONTI	BIOMASSA	TERMOVALORIZZ ATORI RSU	BIOGAS(QS=0)	IDRAULICA > 10MW	IDRAULICA > 1MW <10 MW	IDRAULICA < 1MW	EOLICA	SOLARE	BIOMASSA RSU	BIOMASSA ALTRO	BIOLIQUIDI	BIOGAS	ENERGIA ELETTRICA		
PRODUZIONE			0,65					0,7		469,0	19,2		307,8	58,8	21,3	0,1	11,1	6,8	3,8	4,5	14,4	2075,6		
IMPORTAZIONE		788,5	5375,3	841,6	2367,0	113,3	0,9	281,1	28,0			3,1											2659,7	247,8
ESPORTAZIONI																								
VARIAZIONE SCORTE																								
TOTALE RISORSE		788,5	5375,9	841,6	2367,0	113,3	0,9	281,1	28,0	469,0	19,2	3,1	307,8	58,8	21,3	0,1	11,1	6,8	3,8	4,5	14,4	4983,1		
TRASFORMAZIONE		-788,5	-1045,5		-3,6		-0,9	-0,7		0,0	-17,4	-3,1	-305,0	-58,3	-21,1	-0,1	-11,0	-6,3	-3,8	-4,5	-14,4	-2377,4		
servizi ausiliari alla produzione											1,8		2,8	0,5	0,2		0,1	2,5				94,0		
perdita trasformazione EE																						-210,3		
usi tecnici																						5,4		
PERDITE DI TRASMISSIONE			27,9																			214,4		
CONSUMI FINALI			4302,5	841,6	2363,4	113,3		281,1	0,0	469,0												4469,8		
Agricoltura					133,3																	92,9		
Industria			1754,0		39,4	113,3																2318,0		
Trasporti			61,3	841,6	2070,8			168,4														40,0		
Residenziale			1895,8		91,4			112,7		469,0												843,6		
Terziario			591,2		26,5																	1169,3		
TOTALE CONSUMI ENERGETICI			4330,4	841,6	2363,4	113,3		281,1	0,0	469,0	1,8		2,8	0,5	0,2		0,1	2,5				4772,8		
CONSUMI FINALI NON ENERGETICI												28,0												
BUNKERAGGI																								
TOTALE IMPIEGHI		788,5	5375,9	841,6	2367,0	113,3	0,9	281,1	0,7	469,0	19,2	3,1	307,8	58,8	21,3	0,1	11,1	6,8	3,8	4,5	14,4	4983,1		

Tabella 5-23 Bilancio Energetico Regionale della Regione del Veneto per l'anno 2010

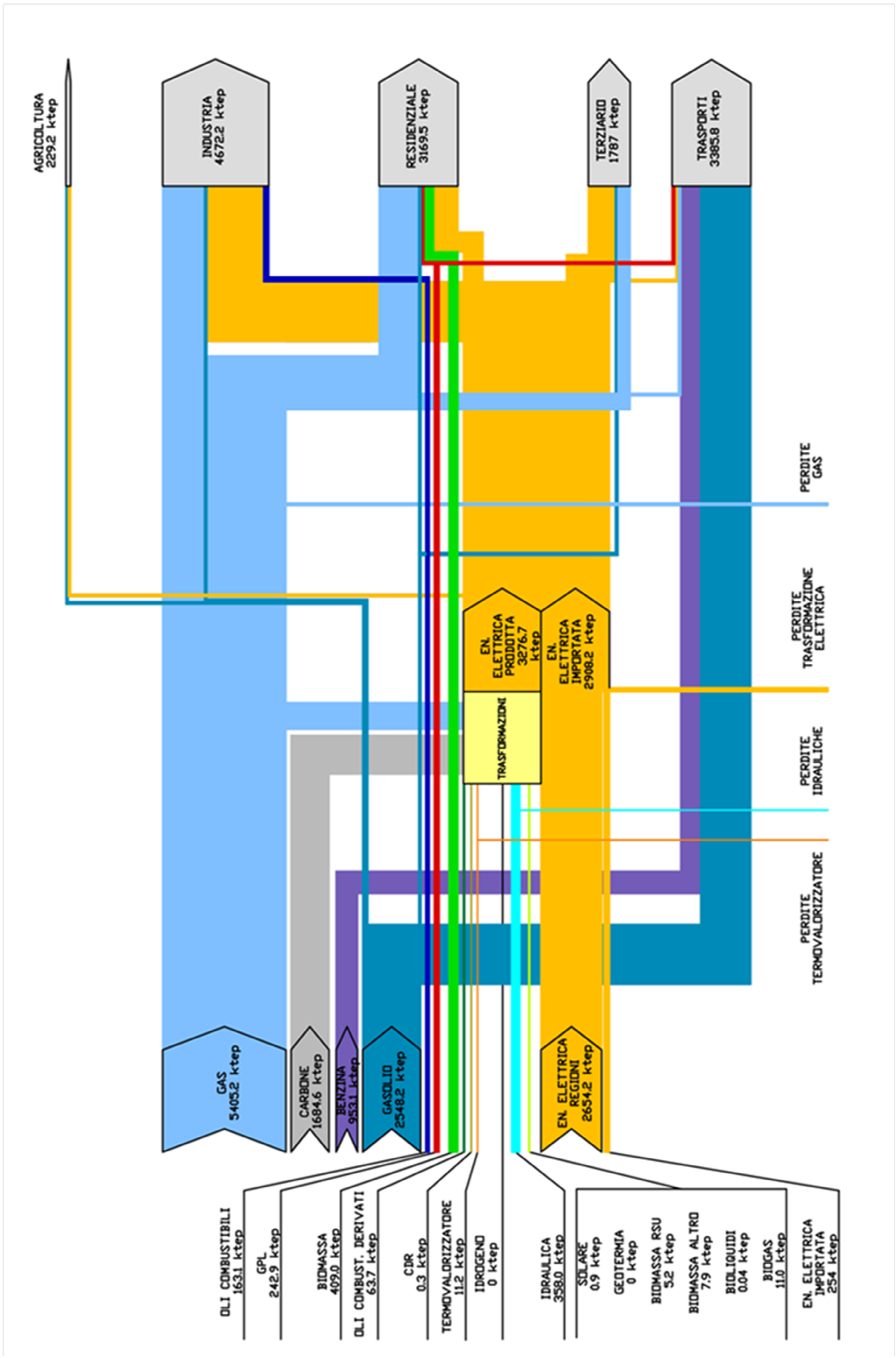


Figura 5-21 Rappresentazione del BER della Regione del Veneto tramite il diagramma di Sankey per l'anno 2008

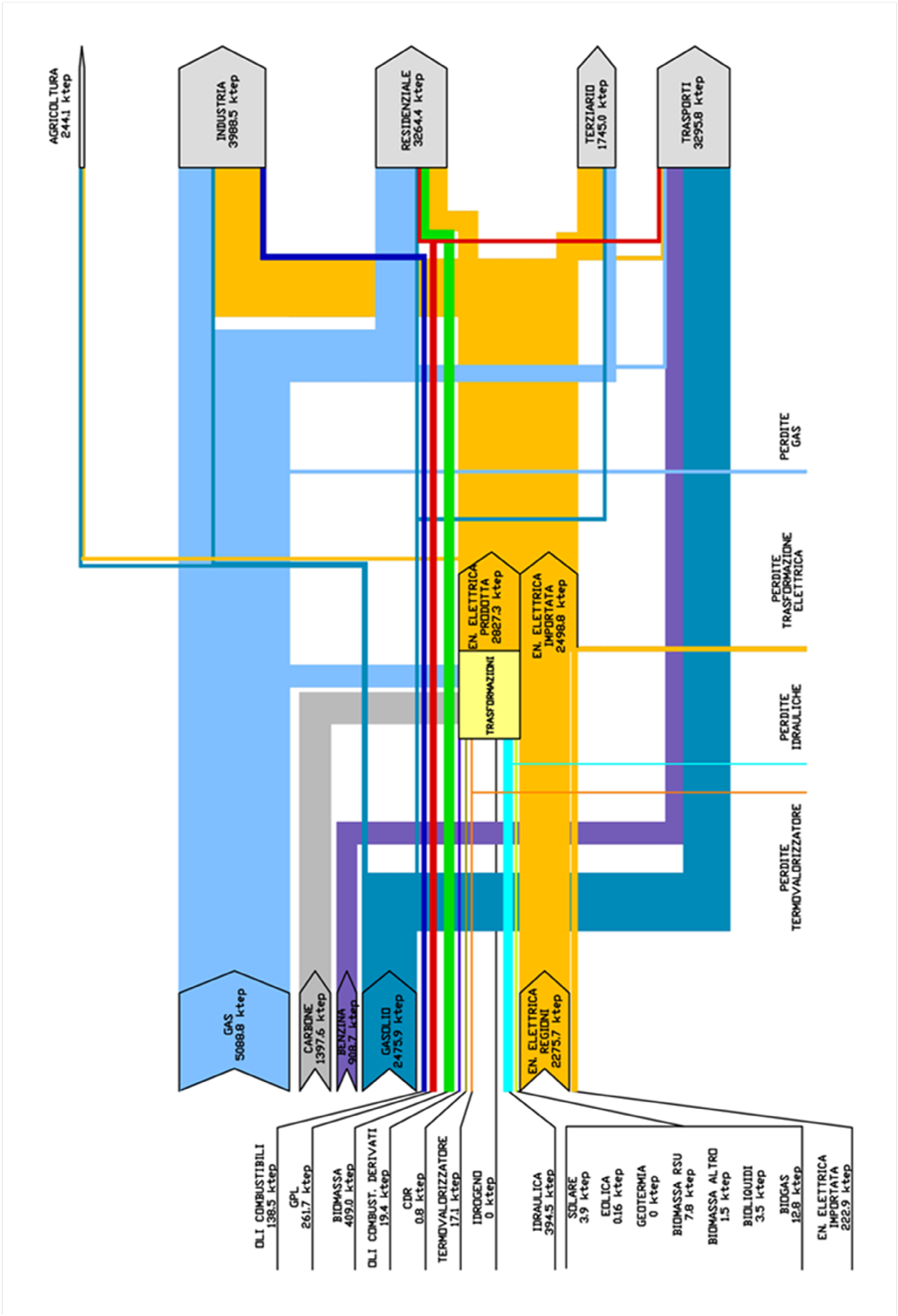


Figura 5-22 Rappresentazione del BER della Regione del Veneto tramite il diagramma di Sankey per l'anno 2009

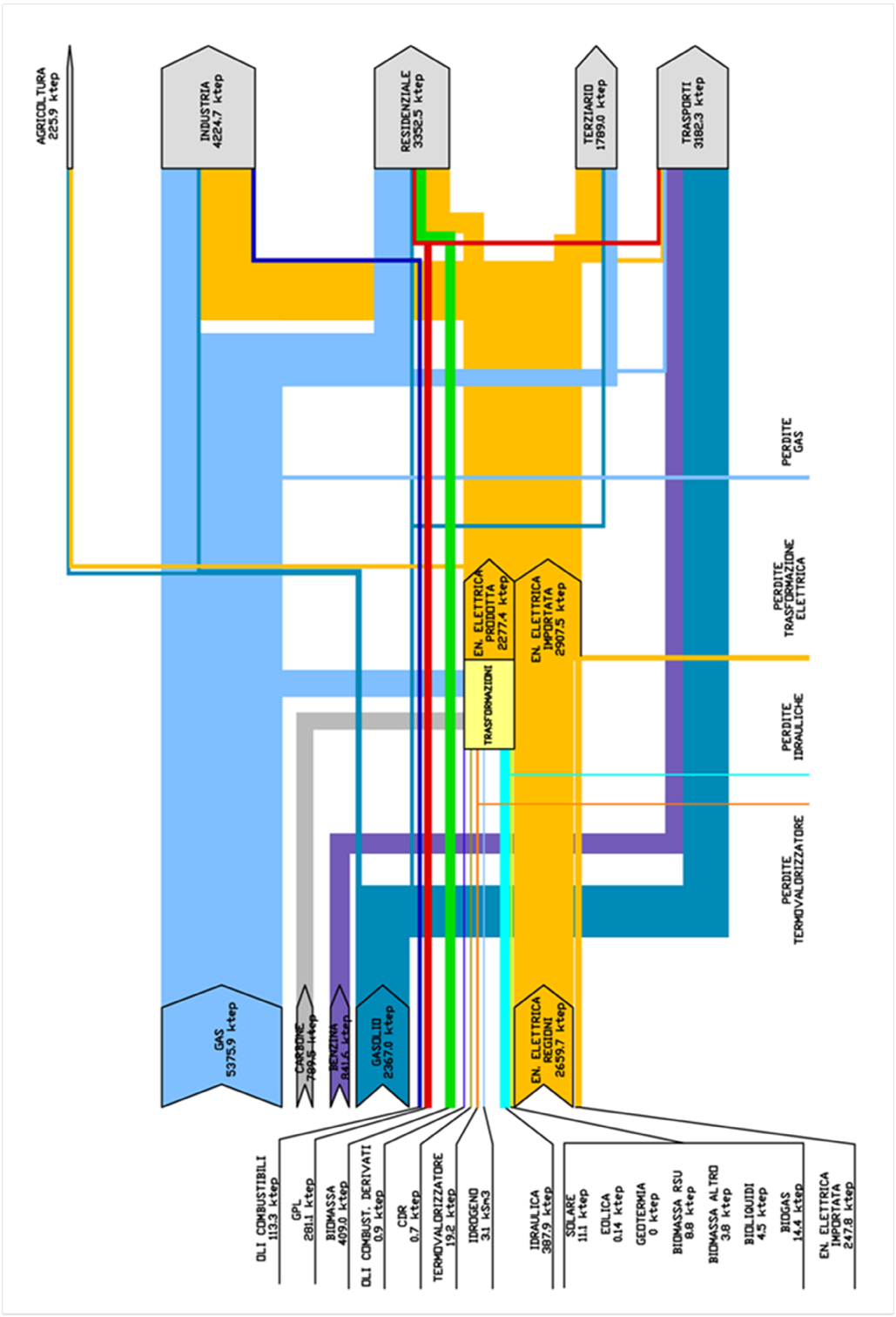


Figura 5-23 Rappresentazione del BER della Regione del Veneto tramite il diagramma di Sankey per l'anno 2010

6 INFRASTRUTTURE ENERGETICHE NELLA REGIONE DEL VENETO

Una dettagliata conoscenza degli impianti energetici presenti sul territorio regionale è la base per una corretta pianificazione territoriale.
Gli impianti energetici si distinguono in:
1) infrastrutture energetiche di produzione,
2) infrastrutture energetiche di stoccaggio,
3) infrastrutture energetiche di trasporto.
Allo stato attuale il grado di conoscenza degli impianti elettrici e termici non consente di avere un quadro dettagliato e completo delle infrastrutture energetiche di produzione. I comparti energetici per i quali esiste una sufficiente caratterizzazione degli impianti sono stati analizzati con il massimo grado di dettaglio possibile, mentre i sistemi per i quali i dati risultano incompleti o mancanti non sono stati analizzati. Tale scelta deriva dal fatto di aver preferito fornire un quadro uniforme di informazioni.

6.1 Infrastrutture energetiche di produzione

La produzione di energia in Regione è stata esaminata nel capitolo 5; nella presente sezione, dedicata agli impianti di produzione di energia sono stati analizzati i comparti di generazione termica ed elettrica suddividendo gli impianti in base alla fonte energetica impiegata, valutandone numero e potenza installata, nonché i trend di sviluppo per tipologia. La prima importante classificazione distingue tra fonti non rinnovabili e fonti rinnovabili.
La Figura 6-1 e la Tabella 6-1 riportano il numero di impianti o di sezioni di generazione elettrica in esercizio in Regione dal 2004 al 2011.

IMPIANTO DI GENERAZIONE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Idroelettrico	174	186	191	188	193	201	256	270
Eolico	0	3	3	3	3	4	4	9
Fotovoltaico	0	0	0	808	3.052	6.867	20.336	45.004
Termoelettrico (numero di sezioni)[1]	242	243	245	244	251	243	278	383

Tabella 6-1 Numero di impianti o di sezioni di generazione di energia elettrica nella Regione del Veneto negli anni 2004-2011

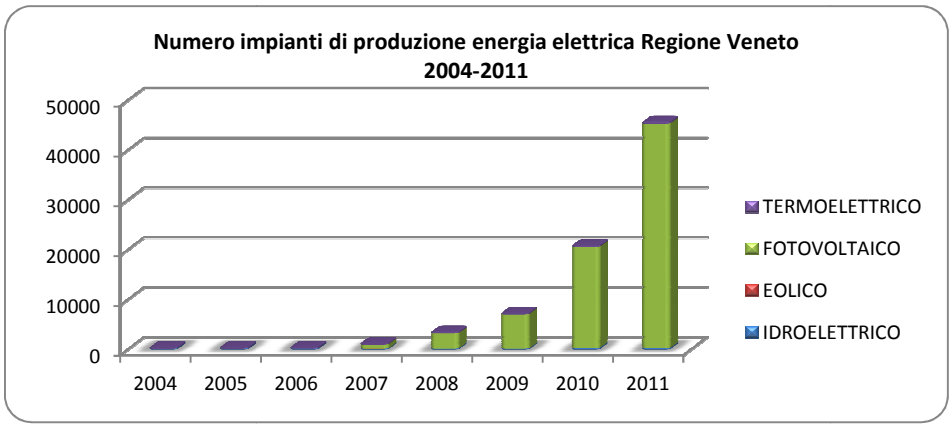


Figura 6-1 Numero degli impianti o delle sezioni di produzione di energia elettrica nella Regione del Veneto negli anni 2004-2011

[1] Le sezioni indicate in riferimento agli impianti termoelettrici includono tutte le sezioni esistenti, comprese quelle alimentate a bioenergie.

La Tabella 6-2 e la Figura 6-2 individuano, invece, la potenza installata in Regione per tipologia di impianto dal 2004 al 2011.

IMPIANTO DI GENERAZIONE [MW]	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Idroelettrico	1.081,3	1.085,5	1.088	1.088,2	1.099	1.100,1	1.105,9	1.113,8
Eolico		0,1	0,1	0,1	0,1	1,4	1,4	1,4
Fotovoltaico				5,2	28,7	78,4	328,2	1.157,4
Termoelettrico	5.634,4	5.638	5.643,3	5.651,2	5.657,7	5.715,2	5.734,4	5.828,1

Tabella 6-2 Potenza installata negli impianti di generazione elettrica nella Regione del Veneto negli anni 2004-2011 (*fonte: TERNA)*

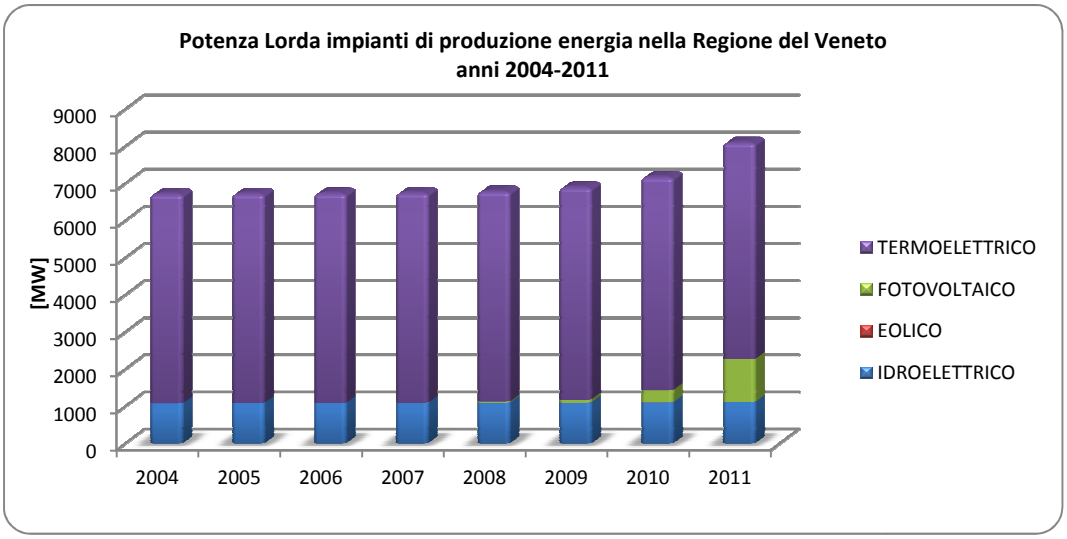


Figura 6-2 Potenza installata negli impianti di produzione di energia elettrica nella Regione del Veneto negli anni 2004-2011

Dai dati disponibili si deduce che gli impianti di generazione elettrica hanno avuto degli ultimi anni uno sviluppo notevole. Il numero degli impianti idroelettrici cresce in relazione alla realizzazione di impianti di piccola taglia (mini e micro idroelettrico) ed alla rimessa in esercizio di impianti di taglia maggiore.

Gli impianti termoelettrici risultano anch'essi in aumento, a seguito dello sviluppo di sistemi cogenerativi sia da fonte fossile sia da biomassa di taglia ridotta; anche questa considerazione è supportata dal confronto dei dati di Tabella 6-1 e di Tabella 6-2.

L'incremento più evidente è rappresentato dallo sviluppo di sistemi fotovoltaici, anche se in termini assoluti essi contribuiscono per il 6,8 % alla produzione elettrica regionale (dato 2011), il loro numero è passato da zero a oltre 45.000 e la potenza installata al 2011 è pari a1.157,4 MW.

6.1.1 Fonti energetiche non rinnovabili

La produzione termoelettrica da fonte non rinnovabile é stata affrontata al capitolo 5, in esso sono anche indicati i consumi energetici per fonte.
Le centrali termoelettriche analizzate sono la centrale di Fusina, la centrale di Porto Marghera entrambe site nel comune di Venezia e la centrale di Porto Tolle (RO), tutte proprietà di ENEL, e le centrali di Marghera Levante (VE) e di Marghera Azotati di EDISON. Di seguito sono analizzate singolarmente in termini di sezioni in esercizio e potenza installata.

Centrale Termoelettrica di Fusina
La centrale di Fusina è costituita da 6 sezioni termoelettriche, le cui potenze installate sono indicate in Tabella 6-3, alimentate dalle seguenti fonti energetiche: carbone, oli combustibili derivati, gasolio, CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti), gas naturale, idrogeno.

FUSINA - Caratteristiche delle sezioni termoelettriche						
N. sezione	FS1	FS2	FS3	FS4	FS5	FS6[2]
Potenza [MW]	165	171	320	320	160	16

Tabella 6-3 Centrale di Fusina, caratteristiche delle sezioni termoelettriche

Centrale Termoelettrica di Porto Marghera
La centrale di Porto Marghera è costituita da 2 sezioni termoelettriche della potenza di 70 MW ciascuna, alimentate a Oli Combustibili Derivati (OCD), carbone e gasolio.

Centrale di Porto Tolle
La centrale di Porto Tolle è costituita da quattro gruppi di generazione per una potenza installata complessiva di 2640 MW. Essa viene attualmente alimentata per mezzo di olio combustibile e gasolio, tuttavia si sottolinea che il Ministero dello Sviluppo Economico ha recentemente autorizzato la sua conversione a carbone (decreto direttoriale n. 55/01/2011 del 5 gennaio 2011)[3]. Con il nuovo assetto la centrale potrà operare con tre sezioni alimentate a carbone e, parzialmente, a biomasse, per una potenza elettrica lorda nominale complessiva di 1.980 MW.

Centrale di Marghera Levante
La centrale termoelettrica di Marghera Levante produce energia elettrica e vapore tecnologico mediante tre unità combinate costituite da due turbogas (TG3 e TG4) della potenza di 128 MW ciascuna e una unità della potenza di 260MW (TG5). Il vapore prodotto dai generatori di vapore di recupero posizionati in cascata ai turbogas alimenta due turbine a vapore della potenza nominale di 110 MW (TV1) e 140 MW (TV2). La centrale utilizza come combustibile gas naturale.

Centrale di Marghera Azotati
La centrale termoelettrica di Marghera Azotati è costituita da un gruppo turbogas della potenza nominale di 240 MW alimentato a gas naturale.

[2] Si tratta della sezione di generazione alimentata a idrogeno.
[3] È attualmente in corso il nuovo procedimento di VIA.

6.1.2 Fonti energetiche rinnovabili

Si presenta una breve descrizione degli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili così come definite dalla Direttiva 2009/28/CE, recepita dal D.Lgs. 28/2011.

6.1.2.1 Fonte Eolica

Da pochi anni sono presenti sul territorio regionale alcuni impianti eolici di produzione di energia elettrica. Dal 2005 esistono nella Provincia di Belluno tre impianti pilota della potenza lorda complessiva di 0,1 MW, mente nel 2009 è entrato in esercizio un impianto da 1,350 MW di potenza lorda, situato a Badia Calavena in Provincia di Verona. Si segnala che sono in progetto altri grandi impianti, pur non essendo il nostro territorio interessato da condizioni anemologiche particolarmente favorevoli. Al 2011 risultano complessivamente in esercizio 9 impianti di cui 4 ubicati in provincia di Vicenza, 3 in provincia di Belluno e 2 in provincia di Verona

	Numero di Impianti	**Potenza Efficiente Lorda [kW]**
Belluno	3	60
Verona	2	1.351
Vicenza	4	18
Veneto	**9**	**1.429**

Tabella 6-4 Numero di impianti eolici installati e potenza lorda nella Regione del Veneto, dettaglio provinciale, anno 2011 (fonte: GSE).

6.1.2.2 Fonte Solare

Fotovoltaico

L'analisi generale del comparto degli impianti di produzione da fonte solare fotovoltaica è stata anticipata nell'introduzione del presente capitolo. In questo paragrafo sono analizzati nel dettaglio i trend di crescita di questa fonte energetica, lo sviluppo di tale tecnologia su base provinciale e per taglia di impianto.

La fonte rinnovabile solare fotovoltaica, grazie all'introduzione del sistema di incentivazione denominato "Conto Energia", si è rapidamente diffusa a livello regionale a partire dal 2007. In Figura 6-3 sono riportati i valori di potenza installata nella Regione del Veneto a partire dal 2006 suddivisi per classi di potenza.

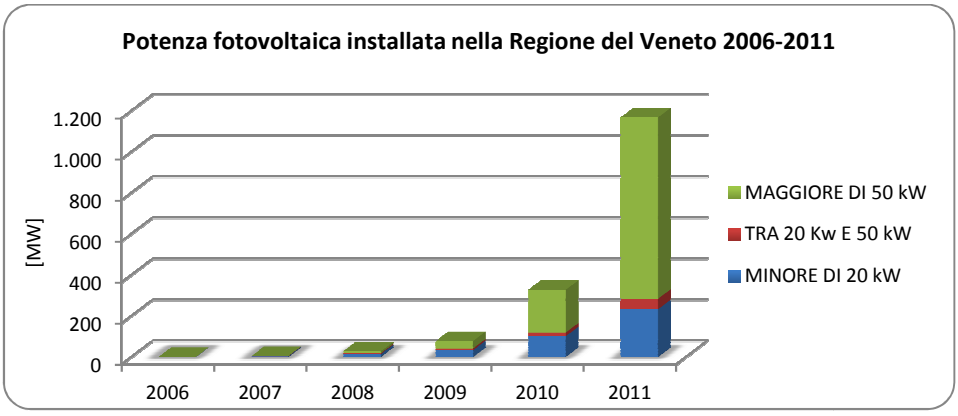


Figura 6-3 Potenza fotovoltaica installata nella Regione del Veneto negli anni 2006-2011

Nel triennio dal 2009 al 2011 il valore della potenza installata è quadruplicato di anno in anno. La suddivisione percentuale della potenza installata alla fine del 2011 è riportata nel grafico di Figura 6-4

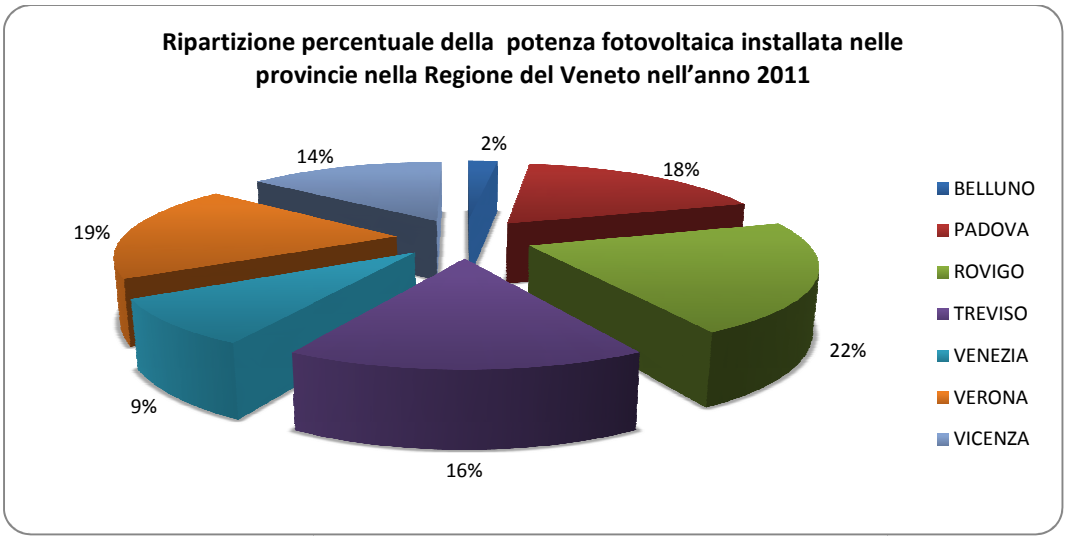


Figura 6-4 Ripartizione percentuale della potenza fotovoltaica installata nelle provincie nella Regione del Veneto nell'anno 2011

Secondo il GSE[4] in Veneto è presente il 13,6% degli impianti installati in Italia, in aumento rispetto al valore del 2010 pari al 13%. Invece la potenza installata al 2011, pari al 9,1% della potenza nazionale, è diminuita rispetto al 9,5% del 2010.

In riferimento all'anno 2011, l'analisi effettuata dal GSE sulle diverse tipologie impiantistiche presenti in Veneto permette di trarre alcune conclusioni.

La tecnologia utilizzata, in riferimento alla potenza installata in Veneto, è suddivisa nelle seguenti percentuali: il 17% dei pannelli installati è in silicio monocristallino, il 75% in silicio policristallino, mentre il restante 8% comprende la tecnologia a film sottile ed altro (Tellururo di Cadmio, ecc.)

Sempre in riferimento alla potenza installata, il 29,9% è costituito da impianti "a terra", il 61,6% da impianti posti prevalentemente sulle coperture degli edifici, il 3,7% su serre o pensiline, mentre il rimanente 4,8% è realizzato su altro supporto, ad esempio barriere autostradali.

Un'ulteriore distinzione possibile è sulla base dell'ambito in cui gli impianti sono stati realizzati. Il 15% della potenza installata è in ambito agricolo, il 56% in ambito industriale, il 15% nel terziario e il rimanente 14% nel residenziale. Rispetto al 2010 si evidenzia un aumento percentuale nel settore agricolo e terziario, a discapito dell'industria e del residenziale (10% agricoltura, 60% industria, 8% terziario, 22% residenziale).

Nel settore agricoltura sono comprese le aziende agricole o di allevamento degli animali. Nell'industria sono compresi tutti gli insediamenti produttivi, dalle attività manifatturiere alla produzione di energia. Il terziario comprende tutti i servizi, dal commercio alle strutture alberghiere o ricreative, nonché la Pubblica Amministrazione, gli enti no profit e le associazioni culturali. Infine nel residenziale sono comprese le unità abitative con impianto fotovoltaico.

Infine della potenza installata al 2011, pari a 1.157,4 MW, il 29,9% (pari a 345,9 MW) è installato a terra, impegnando una superficie pari a 5.532.968 m^2 (0,03% della superficie totale del Veneto). La percentuale rispetto al totale è in lieve diminuzione rispetto al 2010 (30,7%), ma la superficie occupata è quasi quintuplicata rispetto al 2010 (1.230.044 m^2).

[4] "Il solare fotovoltaico in Italia" – GSE Rapporto Statistico 2011.

Infine si segnala che l'incentivo statale prevede una premialità nel caso l'impianto venga realizzato in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto. Al 2011 in Veneto sono stati realizzati 2.202 impianti in sostituzione di coperture contenenti amianto (pari al 23,8% degli impianti realizzati su coperture) per un totale di 175 MW installati e 1.724.392 m^2 di amianto rimosso e bonificato. Si sottolinea che, rispetto al 2010 (348.260 m^2), il valore di m^2 bonificati è quintuplicato.

Solare Termico

Gli impianti solari termici, destinati principalmente alla produzione di acqua calda sanitaria, si sono rapidamente diffusi a livello regionale a partire dal 2008, grazie all'introduzione del sistema di detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica denominato "Detrazioni del 55%". I rapporti annuali redatti da ENEA[5] permettono di stabilire il numero di pannelli installati (in m^2 di superficie lorda) nella Regione del Veneto a partire dal 2007, come indicato nel grafico di Figura 6-5.

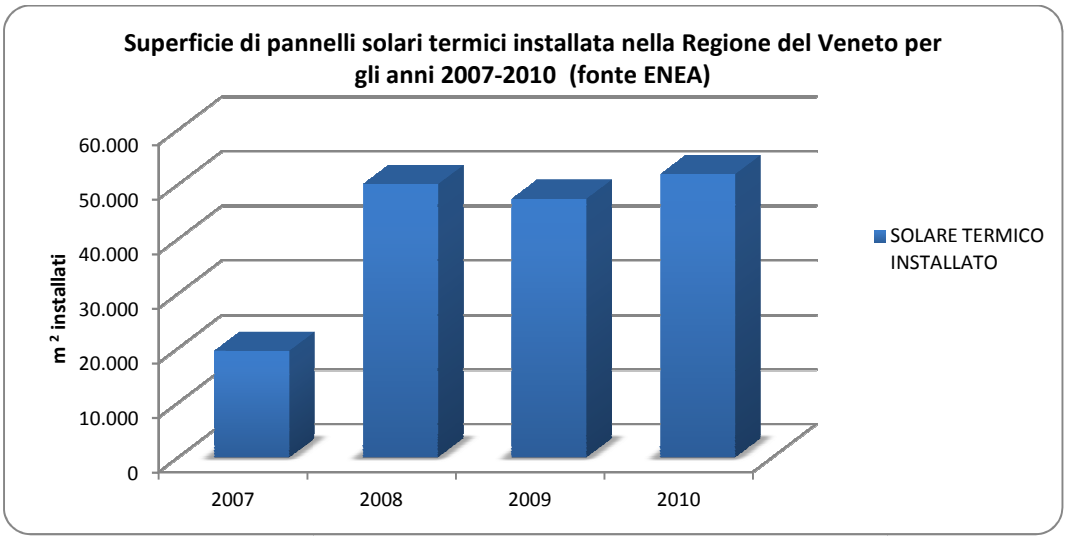


Figura 6-5 Superficie di pannelli solari termici installata nella Regione del Veneto per gli anni 2007-2010 (fonte ENEA)

In Tabella 6-5 sono indicati, oltre al numero di impianti e alla superficie complessiva installata, anche l'energia termica prodotta ed effettivamente utilizzata per gli scopi previsti (produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento piscine e integrazione riscaldamento) sia specifica per anno che cumulata. Si è assunto un valore di produzione di energia termica, con riferimento all'anno 2007, pari a 848[6] kWh/m^2 annuo, e soggetto ad una crescita annua di 6 kWh/m^2. Tale valore è stato calcolato sulla base dei dati ENEA, elaborati dal GSE, nell'ambito del gruppo di lavoro GSE-regioni "SIMERI-burden sharing".

[5] "Le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente" – ENEA – Unità Tecnica Efficienza Energetica – 2007-2008-2009-2010.

[6] Il dato fornito dal ENEA circa la producibilità dei collettori solari, si basa sulla valutazione dell'energia lorda generabile nel corso dell'anno. Non tiene in considerazione la possibilità che la disponibilità di energia termica generata da pannello non coincida con la richiesta da parte della utenza. Sulla base di studi pregressi condotti presso il DII dell'università degli Studi di Padova, si ritiene che tale valore sovrastimi la reale produzione termica specifica dei collettori solari. Un valore pari a 400 kWh/m^2 annuo è ritenuto più rappresentativo delle reali performance operative dei pannelli solari termici, in quanto fa riferimento alla quota di energia termica prodotta dall'impianto che è realmente utilizzata dall'utenza.

SOLARE TERMICO	2007	2008	2009	2010
Impianti installati	4.295	7.782	7.464	9.082
Superficie installata (m^2)	19.569	50.117	47.399	51.916
Risparmi lordi per intervento (kWh/intervento/anno)	3.863	5.500	5.462	4.951
Resa Termica (kWh/m^2/anno)	848	854	860	868
Risparmio lordo annuale (MWh termici)	16.593	42.801	40.768	44.965
Totale cumulato Risparmio lordo (MWh termici)	16.593	59.394	100.162	145.127
Totale cumulato Risparmio lordo[7] (ktep)	1	5	9	12

Tabella 6-5 Dati rappresentativi delle installazioni di impianti solari termici nella Regione del Veneto negli anni 2007-2010 (ENEA)

6.1.2.3 Fonte Idraulica

L'energia idroelettrica da sempre fornisce la maggior quota di energia elettrica da fonte rinnovabile. Nel 2011 risultano attivi in Veneto 270 impianti di cui 263 classificati come produttori di energia destinata alla vendita e 7 produttori destinati all'autoconsumo. La potenza lorda complessiva da fonte idraulica aggiornata al 2011 è pari a 1.113,8 MW, per una producibilità media annua pari a 4.449,7 GWh.

La Tabella 6-6 presenta la distribuzione degli impianti idroelettrici nella Regione del Veneto con dettaglio provinciale, indicando il numero d'impianti e la potenza lorda complessiva installata.

	Numero di Impianti	Potenza Efficiente Lorda [MW]
Belluno	93	575,4
Padova	7	5,6
Treviso	66	329,8
Venezia	1	0,1
Verona	15	126,4
Vicenza	88	76,5
Veneto	**270**	**1.113,8**

Tabella 6-6 Numero di impianti idroelettrici installati e potenza lorda nella Regione del Veneto, dettaglio provinciale, anno 2011 (*fonte: GSE*).

6.1.2.4 Fonte Bioenergie

La definizione di bioenergie tratta da "Rapporto Statistico 2011: impianti a fonti rinnovabili" di GSE S.p.A. è: "insieme di biomasse (rifiuti urbani biodegradabili e altre biomasse), biogas e bioliquidi. Le biomasse in normativa vengono definite come la "Frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani" (Decreto Legislativo 28/2011)".

Le biomasse sono utilizzate oramai da molto tempo: materiali quali legna, pellet, cippato, etc. contribuiscono da anni in modo consistente alla produzione di energia termica ed in misura inferiore di energia elettrica.

[7] Si è quantificata l'energia termica prodotta dai pannelli solari come risparmio di energia primaria e non come energia termica rinnovabile in attesa delle metodologie di contabilizzazione fornite dal GSE.

Accanto alla biomassa legnosa esistono altre tipologie di sostanze quali la biomassa vegetale (potature e scarti di matrice legnosa e vegetale), oli vegetali, pollina che sono attualmente impiegate nella generazione elettrica e nella cogenerazione, in impianti di taglia variabile diffusi sul territorio regionale.

Tipologia	Fonte	Produzione da FER (kWh)	Potenza (kW)	N. Impianti
Bioenergie	Biogas	343.203.282	80.681	98
Bioenergie	Biomasse Liquide	49.548.072	32.094	38
Bioenergie	Biomasse Solide	176.101.204	29.984	6
Bioenergie	Rifiuti	134.325.343	66.950	7
TOTALE		**703.177.901**	**209.709**	**149**

Tabella 6-7 Impianti di generazione termoelettrica da bioenergie nella Regione del Veneto per l'anno 2011 (*fonte SIMERI*)

In questo paragrafo sono analizzati tutti gli impianti a bioenergie autorizzati dalla Regione del Veneto fino alla data del 30 novembre 2012; si tratta di impianti di potenza maggiore o uguale a 200 kW, esclusi gli impianti da produzioni agricole e forestali la cui potenza termica risulti inferiore ai limiti di cui all'art. 269, comma 14, del D.Lgs. 152/2006[8]. Si segnala che, allo stato attuale, il grado di conoscenza degli impianti elettrici e termici non consente di avere un quadro dettagliato e completo delle infrastrutture energetiche di produzione.

La Tabella 6-8 e la Tabella 6-9 presentano gli impianti autorizzati in regione suddivisi rispettivamente in impianti di cogenerazione e impianti di sola generazione elettrica. Le tabelle presentano la descrizione degli impianti attualmente in esercizio classificati in funzione della provincia di appartenenza e del combustibile impiegato. Le bioenergie utilizzate negli impianti analizzati sono biomasse legnose, biomasse vegetali, oli vegetali, pollina. Per la lista completa degli impianti autorizzati ma non attivi si rimanda all'allegato B.

Dall'analisi della Tabella 6-8 si deduce che in Regione del Veneto esistono impianti cogenerativi a bioenergie per una potenza installata complessiva pari a 61,3 MW, dei quali il 70% sono impianti a biomassa legnosa, il 27% impianti a oli vegetali e per il 3% impianti a biomassa vegetale. Un dato di notevole rilevanza riguarda gli impianti già autorizzati ma non ancora entrati in esercizio la cui potenza totale installabile è pari a 82,9 MW suddivisa per l'88% in impianti a olio vegetale, 9% in impianti a biomassa solida e per il 3% in impianti a biomassa vegetale.

COGENERAZIONE					
IMPIANTI ATTIVI – Potenza elettrica installata [kW]					
	Biomassa solida	Olio vegetale	Pollina e Olio vegetale	Biomassa vegetale	TOTALE PROVINCIALE
BELLUNO	1.000				1.000
PADOVA	892				892
ROVIGO	17.000				17.000
TREVISO	0	990			990
VENEZIA	22.680	7.124		995	30.799
VERONA					--
VICENZA	1.100	8.511		995	10.606
TOTALE	**42.672**	**16.625**		**1.990**	**61.287**

Tabella 6-8 Impianti di cogenerazione a bioenergie autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2012

[8] Qualora la potenza termica immessa risulti comunque inferiore ai limiti indicati dal comma 14 dell'art. 269 del D.Lgs. 152/2006 e non sussista la necessità di parere o determinazione specifica di altro ente, risultando dunque non necessario lo svolgimento di una conferenza di servizi, la competenza autorizzatoria resta in capo all'Amministrazione Comunale.

GENERAZIONE ELETTRICA				
IMPIANTI ATTIVI – Potenza elettrica installata [kW]				
	Biomassa solida	Olio vegetale	Biomassa solida e vegetale	Biomassa vegetale
BELLUNO	17.500			
PADOVA	1.000			
VICENZA		1.208		
TOTALE	**18.500**	**1.208**		

Tabella 6-9 Impianti di generazione elettrica a bioenergie autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2012

La produzione di energia per utilizzo termico da biomasse legnose riguarda la legna da ardere, il pellet ed il cippato, essa è rappresentata in Tabella 6-10. Si osservi che il consumo di legna da ardere destinato all'impiego in ambito residenziale è un dato che attualmente non è possibile reperire con certezza, la grande diffusione di tale strumento e l'ampia percentuale di soggetti che autoproducono la biomassa legnosa e l'autoconsumo rendono complicato intercettare le informazioni necessarie. Nonostante questo l'Associazione Italia Energia Agroforestale (AIEL) ha formulato una stima dei consumi di biomassa per tali scopi suddividendo la fonte energetica in legna da ardere, cippato e pellet, inoltre ha separato l'impiego in ambito residenziale dalla generazione del calore in modo centralizzato e dalla micro generazione che combina usi elettrici e termici.

L'analisi dell'apporto delle biomasse legnose alla produzione di energia deve tener conto dei tre settori di utilizzo principali:

- il settore residenziale (legna da ardere, pellet),
- il settore residenziale-commerciale (caldaie di piccola-media taglia < 1.000 kW_t),
- il settore dei grandi impianti di teleriscaldamento e delle centrali elettriche.

In Tabella 6-10 sono esposte le quantità di energia primaria (ktep) verosimilmente utilizzate per riscaldamento e la minicogenerazione. Si prevede che nei prossimi 10 anni la quota di consumo della legna possa mantenersi sostanzialmente costante: infatti, il valore indicato per l'attuale consumo di biomassa legnosa deriva da una stima compiuta da AIEL, che ha valutato, inoltre, come nel prossimo decennio da diffusione dei sistemi di generazione termica a biomassa legnosa sia destinata a crescere, tuttavia grazie al miglioramento dei rendimenti di generazione i consumi globali di materia prima non dovrebbero aumentare.

Stima dei consumi di biomassa legnosa	Consumi 2010 (ktep)
Settore residenziale (legna da ardere)	317.6
Settore residenziale (pellet)	28
Caldaie centralizzate (<2MWt), cippato A-B	59
Minicogenerazione (<1MWe), cippato B	4,4
TOTALE	**409**

Tabella 6-10 Consumo di biomassa per usi energetici in termini di energia primaria (*fonte: elaborazione DII-UNIPD su dati AIEL*)

Biogas e gas da discarica

La produzione di energia elettrica da biogas, grazie all'introduzione del sistema di incentivazione legato alla "Tariffa Omnicomprensiva" ed ai "Certificati Verdi", si è rapidamente diffusa a livello regionale a partire dal 2007.

In questo paragrafo sono analizzati tutti gli impianti a biogas autorizzati dall'Amministrazione regionale.

In particolare la Regione del Veneto autorizza gli impianti a biogas da gas di discarica e di processi di depurazione, di potenza maggiore o uguale a 250 kW_e.

In Tabella 6-11 sono riportati gli impianti a biogas da biomassa animale e vegetale autorizzati dalla Regione che sono già entrati in esercizio; si rimanda all'allegato B. per gli impianti autorizzati alla data del 30 novembre 2012 ma ancora inattivi.

IMPIANTI A BIOGAS DA BIOMASSE ANIMALI E VEGETALI AUTORIZZATI DALLA REGIONE DEL VENETO			
ATTIVI			
	Numero Impianti	**Potenza elettrica installata [kW]**	**Potenza Termica recuperabile [kW]**
PADOVA	1	1.416	450
ROVIGO			
TREVISO			
VENEZIA			
VERONA	3	2.790	
VICENZA			
TOTALE	**4**	**4.206**	**450**

Tabella 6-11 Impianti a biogas da biomassa animale e vegetale autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2012

IMPIANTI A BIOGAS DA RIFIUTI AUTORIZZATI DALLA REGIONE DEL VENETO						
	DISCARICA		**FORSU**[9]		**DISCARICA E FORSU**	
	Potenza elettrica (kW)	**Potenza termica rec. (kW)**	**Potenza elettrica (kW)**	**Potenza termica rec. (kW)**	**Potenza elettrica (kW)**	**Potenza termica rec. (kW)**
ATTIVI						
PADOVA	1.972				3.780	4.250
ROVIGO						
TREVISO	802					
VENEZIA	4.192	1.320				
VERONA						
VICENZA	2.174					
TOTALE	**9.140**	**1.320**			**3.780**	**4.250**

Tabella 6-12 Censimento degli impianti a biogas da rifiuti autorizzati fino al 30/11/2012

Nella tabella che precede sono riportati gli impianti a biogas da rifiuti autorizzati e già in esercizio alla data del 30 novembre del 2012 dalla Regione del Veneto. Si tratta di impianti alimentati da gas di discarica e FORSU. Si sottolinea che nelle suddette tabelle non sono indicati alcuni impianti a biogas autorizzati per una potenza elettrica complessiva di 19,8 MW in quanto non è presente, nei dati disponibili, la distinzione "discarica", "FORSU" o "discarica e FORSU".

Nella tabella che segue sono riportate le caratteristiche degli impianti autorizzati in Regione del Veneto. Si osservi che gli impianti di taglia inferiore ai 250 KW elettrici sono soggetti ad autorizzazione comunale pertanto non sono normalmente censiti e non rientrano nell'elenco seguente.

[9] FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani).

	N° impianti	Potenza termica nominale (MW)	Potenza elettrica (MW)	Potenza termica effettivamente disponibile (MW)	Output			
					Quantità biogas (Mm^3/anno)	Producibilità elettrica lorda (MWh/anno)	Producibilità elettrica netta (MWh/anno)	Producibilità termica effettivamente impiegata (MWh/anno)
2007	13	28,6	11,3	13,7	45,9	90.690	86.309	34.723
2008	14	31,3	12,8	15,8	44,6	100.720	95.766	32.319
2009	19	40,6	16,5	19,4	62,9	131.362	124.905	46.129
2010	35	74,4	30,6	37,3	116,4	244.863	238.072	75.894
2011	35	67,7	27,7	34,8	102,6	219.721	204.761	79.188
Totale	**116**	**242,6**	**98,9**	**121,051**	**372,5**	**787.356**	**749.813**	**268.253**

Tabella 6-13 Impianti a biogas autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2011

Si evidenzia il fatto che la strutturazione della tariffa incentivante, in particolare il limite di 1 MW elettrico per accedere alla tariffa omnicomprensiva, ha fortemente influenzato la taglia media degli impianti. Infatti, ad esclusione di alcuni rari impianti di piccola taglia, la potenza elettrica media si attesta intorno al valore di 1 MW.

Un ulteriore limite del precedente sistema di incentivazione[10] è legato all'assenza di obblighi di utilizzo del calore prodotto. Il rendimento medio impiantistico, calcolato in base ai dati forniti in fase di autorizzazione, non supera il 60%, evidenziando uno spreco della produzione di energia termica utilizzata prevalentemente per attività interne all'impianto (riscaldamento dei digestori).

A livello nazionale[11], non è possibile effettuare una distinzione in base alla potenza installata, ma esclusivamente in base alla produzione di energia elettrica. La Regione del Veneto rappresenta il 10,1% della produzione nazionale elettrica nazionale da biogas.

[10] Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche è stato rivisto con D.M. 6 Luglio 2012.
[11] "Impianti a fonti rinnovabili" – GSE Rapporto Statistico 2011.

6.1.2.5 Fonte geotermica

Nella Regione del Veneto negli ultimi anni le Province hanno rilasciato le autorizzazioni di competenza relativamente ad impianti che utilizzano la risorsa geotermica a bassa temperatura. La maggior parte delle installazioni autorizzate dalle Province prevedono la realizzazione di impianti geotermici a sonde verticali e a circuito chiuso, ma ci sono anche esempi di applicazioni a ciclo aperto che prevedono il prelievo e la reimmissione in falda di acque sotterranee. La Tabella 6-14 e la Tabella 6-15 presentano gli impianti geotermici autorizzati dalle Province al 2012 nella Regione del Veneto. In Provincia di Treviso esiste, inoltre, l'unico esempio autorizzato in Regione del Veneto di impianto a sonde geotermiche orizzontali. Si tratta di un impianto di 90 kW di potenza installata, costituito da 40 sonde superficiali per una lunghezza complessiva di 6.400 metri, funzionante con una miscela di acqua e glicole.

IMPIANTI GEOTERMICI A SONDE VERTICALI A CIRCUITO CHIUSO							
	Numero impianti	Potenza installata complessiva [kW]	Numero sonde	Potenza media [kW]	Lunghezza media delle sonde [m]	Numero impianti a sola acqua	Numero di impianti ad acqua e glicole
BELLUNO	5	139	27	27.8	120	0	5
PADOVA	47	916.08	264	21.3	90	42	
VERONA[12]	-	-	-	-	-	-	-
VICENZA	5	334.5	119	66.9	73.8		
TREVISO	28	924	163	33.01	94	5	23
ROVIGO	4	40	4	10	43	4	
VENEZIA	18	383	120	22.5	81	14	4
VENETO	**107**	**2737**	**697**	**30**	**84**	**65**	**32**

Tabella 6-14 Impianti geotermici a circuito chiuso e sonde verticali nella Regione del Veneto fino al 2012 *(fonte: Province)*

IMPIANTI GEOTERMICI A CIRCUITO APERTO AD ACQUA DI FALDA				
	Numero impianti	Potenza installata complessiva [kW]	Portata d'acqua cumulata [m^3/h]	Temperatura media al prelievo [°C]
BELLUNO				
PADOVA	1	558	0,025	9,2
VERONA	4	423,5	0,024	14,2
VICENZA	3	421		14
TREVISO	3	3.890	0,164	13,3
ROVIGO	1	60		17
VENEZIA				
VENETO	**12**	**5.353**	**0,213**	**13,5**

Tabella 6-15 Impianti geotermici a circuito aperto nella Regione del Veneto fino al 2012 *(fonte: Province)*

6.1.2.6 Altre fonti rinnovabili

Relativamente alle altre fonti di energia rinnovabile, quali ad es. energia aerotermica, idrotermica, oceanica, gas residuati da processi di depurazione, si segnala che talune sono assenti o scarsamente presenti nella Regione del Veneto (ad es. fonte oceanica); altre fonti, come ad es. l'aerotermica o l'idrotermica, pur essendo utilizzate, non sono state ancora oggetto di censimento, pertanto non sono disponibili dati relativamente agli impianti di produzione di energia da tali fonti.

[12] Nel periodo di riferimento nella Provincia di Verona non risulta in vigore un regolamento per la realizzazione di sistemi di scambio termico con il sottosuolo che non prevedono movimentazione di acqua di falda.

6.2 Infrastrutture energetiche di stoccaggio

In Veneto è presente una sola infrastruttura energetica di stoccaggio: il sito di stoccaggio naturale di gas metano situato a Collalto (TV), che occupa un'area di 88,95 km^2.

Stoccaggio Collalto

Nelle vicinanze del giacimento di Sant'Andrea[13], poco più a sud, è presente un giacimento esaurito utilizzato come serbatoio di stoccaggio in sotterraneo del gas naturale. La concessione dello stoccaggio è nota come Collalto. La società Edison Stoccaggio è proprietaria della totalità della concessione di stoccaggio Collalto.

L'attività di stoccaggio è iniziata nel 1994 con la disponibilità in Working gas di 420 MSm³ e 360 MSm³ di Cushion gas[14].

Il giacimento di stoccaggio è collegato al metanodotto regionale di Edison e ad un punto di interconnessione con la rete Snam attraverso un metanodotto nazionale (si veda il capitolo sulle Infrastrutture energetiche). La centrale di stoccaggio e l'impianto di compressione sono siti in comune di Susegana.

Secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico, da questo stoccaggio, durante l'anno 2008, sono stati immessi in rete per il consumo 2,618 MSm³ di gas naturale, mentre nel 2009 corrispondono 2,586 MSm³.

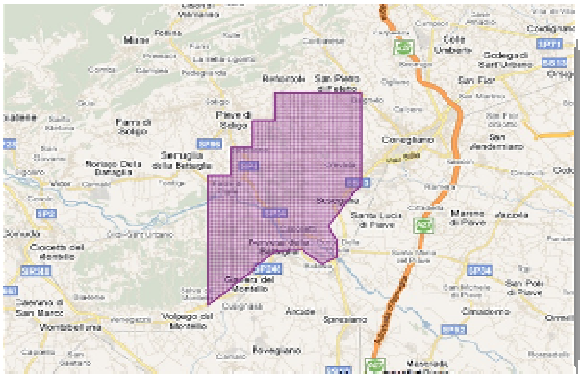


Figura 6-5 Estensione geografica del sito di stoccaggio Collalto (*fonte: Min. dello Sviluppo Economico*)

[13] In provincia di Treviso è presente un giacimento di gas metano la cui coltivazione è attribuita, per concessione con diverse quote, agli operatori indicati nella seguente tabella:

Operatore	Quota
MEDOILGAS ITALIA (r.u.)	40%
EDISON	50%
PETROREP ITALIANA	10%

L'estensione geografica approssimativa del giacimento è pari a 164,32 km² . Nella seguente tabella è riportata invece la produzione annuale di gas naturale dovuta alla coltivazione di questo giacimento.

Anno	Produzione di gas sito di Sant'Andrea (ktep)
2004	1,43
2005	1,08
2006	0,88
2007	0,78
2008	0,72
2009	0,68
2010	0,65

[14] Vi è un limite al gas presente nel giacimento che può essere rimosso per non pregiudicare la possibilità di movimentare il volume rimanente. Si indica con Working gas il quantitativo che è possibile movimentare e Cushion gas il quantitativo che non può essere rimosso.

6.3 Infrastrutture di trasporto e distribuzione di energia

6.3.1 Infrastrutture di trasporto e distribuzione di energia elettrica

A livello generale lo sviluppo della rete elettrica è orientato al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno regionale attraverso un efficiente utilizzo della capacità di generazione disponibile (all'interno ed all'esterno del territorio regionale), al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.
Lo sviluppo della rete pertanto deve:
• garantire la copertura della domanda prevista;
• garantire la sicurezza di esercizio della rete;
• potenziare la capacità di interconnessione;
• ridurre al minimo i rischi di congestione;
• favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili;
• soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.
In particolare la riduzione delle congestioni di rete migliora la distribuzione delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi anche sui costi energetici.
Il miglioramento delle condizioni di esercizio della rete e la riduzione delle congestioni ha risvolti positivi anche in relazione alla connessione e all'immissione in rete dell'energia prodotta da piccoli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, ancor più se di tipo intermittente non programmabile, come nel caso ad es. del fotovoltaico. Tali impianti produttivi, oltre a non aver la possibilità di programmare la propria produzione, risultano concentrati in limitate aree geografiche e non sempre distribuiti in maniera omogenea rispetto ai carichi elettrici regionali.
La concentrazione in limitate porzioni di territorio di numerosi nuovi impianti produttivi da fonti rinnovabili, anche se di piccola-media taglia, può comportare principalmente due ordini di problemi:
• la non contemporaneità fra produzione da fonti rinnovabili e consumi elettrici nella medesima area determina la necessità di trasferire notevoli quantità di potenza elettrica, dell'ordine di centinaia di MW, per distanze anche di decine di km, possibili solo attraverso un'efficiente rete elettrica;
• l'impossibilità, con le attuali tecnologie, di accumulare l'energia elettrica (se non in modeste quantità e mediante la trasformazione in altre forme di energia con inevitabili e sensibili perdite) impone la necessità di far coincidere, in tempo reale, l'offerta e la domanda elettrica attraverso il costante controllo e il preventivo adeguamento della rete di trasmissione.
Pertanto è necessario che le reti di trasmissione, grazie al proprio ruolo di "banca energetica", sopperiscano alle disuniformità localizzative e temporali della produzione elettrica.
Tali considerazioni, quindi, trovano specifiche necessità di applicazione anche per la Regione del Veneto, caratterizzata da un significativo sbilanciamento fra i forti consumi e la limitata produzione elettrica che la vede pertanto interessata da importanti flussi di energia elettrica in importazione dall'estero e dalle altre regioni confinanti.

La rete elettrica in Veneto

La rete di trasporto dell'energia elettrica presente nella Regione del Veneto, esclusivamente in corrente alternata (AC), si suddivide, in base ai livelli di tensione e alla vocazione di utilizzo, in due ambiti:

- Rete di distribuzione, fino a 30.000 V;
- Rete di trasmissione (RTN), oltre 30.000 V.

Strettamente legata al livello di tensione e all'ambito di appartenenza, è la capacità di trasporto degli elementi di rete, ovvero elettrodotti (o linee elettriche), Stazioni Elettriche (SE), Cabine Primarie (CP) e cabine secondarie.

La rete elettrica di distribuzione

Gli elementi che costituiscono la rete di distribuzione, elettrodotti e cabine, si distinguono per livello di tensione e per ambito di utilizzo e posso essere in Bassa Tensione (BT fino a 1.000 V) o in Media Tensione (MT oltre 1.000 e fino a 30.000 V).

Gli elettrodotti e le cabine secondarie BT sono in grado di trasportare alcune centinaia di kW per alcune centinaia di metri, nell'ambito quindi dell'elettrificazione rurale, piccoli aggregati urbani o singole vie, mentre le linee elettriche MT e le CP possono trasportare alcuni MW per alcuni km, nell'ambito di quartieri o piccoli Comuni.

Le utenze domestiche e artigianali di piccole dimensioni sono direttamente connesse alla rete di bassa tensione fino a potenze impegnate non superiori a 400 kW, mentre le utenze artigianali, industriali e del terziario, fino a potenze per singolo allaccio non superiori a 10 MW, vengono normalmente connesse alla rete MT.

La rete di distribuzione, tranne rari casi, viene esercita in modo radiale, quindi ogni utenza elettrica viene connessa, direttamente o indirettamente, ad una cabina e risulta alimentata da una sola direzione e una sola fonte. In caso di guasto, per ripristinare l'alimentazione delle utenze, è necessario effettuare quanto meno delle manovre di esercizio, che possono essere automatiche, telecomandate o manuali, ma che in ogni caso danno luogo a disservizi di breve o lunga durata.

La rete elettrica di trasmissione

Gli elementi della rete di trasmissione, elettrodotti e stazioni elettriche (SE), di distinguono per livello di tensione e per ambito geografico e posso essere in Alta Tensione (AT) o Altissima Tensione (AAT).

Gli elettrodotti e le SE in AT sono in grado di trasportare alcune decine di MW per alcune decine di km, in ambito provinciale e regionale, mentre le linee elettriche e le SE in AAT possono trasportare diverse centinaia di MW per centinaia di km, in ambito interregionale, nazionale e internazionale.

La rete elettrica di trasmissione è organizzata in modo magliato, quindi pressoché tutti i nodi della rete AAT e AT, costituiti da SE, CP, centrali elettriche e da un limitato numero di utenze industriali con potenza di norma superiore a 10 MW, sono collegati fra loro mediante due o più direttrici e quindi sono alimentati attraverso molteplici fonti. Questo significa che, in caso di guasto permanente su un elettrodotto, i sistemi istantanei di protezione automatica consentono di isolare l'elemento guasto senza distacco del carico e senza alcuna ripercussione sulle utenze, ad esclusione dell'inevitabile e brevissimo "buco di tensione" (della durata di frazioni di secondo) che si verifica per alcune tipologie di guasto.

In Figura 6-6 è illustrata una mappa con le indicazioni di massima della dislocazione della Rete elettrica AAT a 380 e 220 kV nella Regione del Veneto.



Figura 6-6 Rete elettrica di trasmissione a 380 e 220 kV nella Regione del Veneto (*fonte TERNA*)

In Tabella 6-16 è invece riportata la consistenza della RTN in Veneto, suddivisa fra rete di proprietà Terna e rete di proprietà Telat, società interamente controllata da Terna e costituita, a livello nazionale, all'atto dell'acquisizione della rete AT di Enel Distribuzione. In Tabella sono indicati i chilometri di terne, ovvero le lunghezze effettive dei collegamenti elettrici; questo significa che per ogni chilometro di elettrodotto in doppia terna (due servizi sulla stessa palificazione) vengono indicati due chilometri di terne.

Per quanto riguarda le stazioni elettriche, oltre a quanto riportato nella tabella, si precisa che la capacità di trasformazione (potenza cumulata della potenza di trasformazione fra i diversi livelli di tensione) complessivamente installata nelle stazioni presenti in Veneto, ammonta a 11.964 MVA (Mega Volt Ampère). Si precisa infine, che la tensione (in kV) riportata in Tabella 6-16, si riferisce al livello massimo di tensione delle apparecchiature presenti in stazione.

	AT oltre 30 e fino a 150 kV	**AAT 220 kV**	**AAT 380kV**	**Totale**
Elettrodotti Terna [km]	1.382	1.242	604	3.228
Elettrodotti Telat [km]	2.030	-	-	2.030
Totale Elettrodotti [km]	**3.412**	**1.242**	**604**	**5.258**
Stazioni Terna [num.]	10	21	10	41
Stazioni Telat [num.]	-	-	-	-
Totale Stazioni [num.]	**10**	**21**	**10**	**41**

Tabella 6-16 Consistenza della RTN nella Regione del Veneto al 31.12.2010 (*fonte Terna*)

Fra gli elettrodotti a 220 kV, si ricorda il collegamento di interconnessione fra Italia e Austria, ovvero la linea "Soverzene – Lienz" di circa 93 km, di cui circa 60 su territorio veneto.

Per quanto attiene le opere in corso di realizzazione, allo stato attuale va ricordata la rete ad altissima tensione dell'area Nord - Est della Regione del Veneto che rappresenta attualmente una sezione critica dell'intero sistema elettrico italiano, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di mutua riserva (magliatura).

L'intervento si caratterizza con lo scopo di migliorare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione alle esistenti centrali che gravitano nell'area. A tal fine, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD). Il nuovo collegamento sfrutterà porzioni di linee già esistenti mentre altri elementi di rete a 220 kV e 132 kV saranno oggetto di un piano di riassetto associando così alle esigenze di sviluppo della rete elettrica, quelle di salvaguardia del territorio.

Contestualmente è stata studiata un'ampia razionalizzazione della rete AAT/AT correlata al su citato nuovo collegamento tra Venezia e Padova finalizzato a migliorare la sicurezza, la flessibilità e l'economicità di esercizio della rete interessata dal trasporto delle produzioni dei poli di Marghera e Fusina.

L'opera, nel suo complesso, può essere suddivisa in tre aree di intervento denominate: Area di intervento Dolo-Camin, Area di intervento Malcontenta/Fusina 2 e Area di intervento Mirano.

- Area di intervento Dolo-Camin: prevede il raddoppio dell'attuale collegamento a 380 kV "Dolo-Camin", che consentirà di incrementare la sicurezza e qualità del servizio di alimentazione nell'area di carico di Padova; in correlazione con tale elettrodotto verranno realizzati alcuni interventi di razionalizzazione dell'area a cavallo delle Province di Padova e Venezia;

- Area di intervento Malcontenta/Fusina 2: prevede la definizione di un nuovo assetto della rete per il polo di produzione Fusina/Marghera. L'attività in programma prevede il riclassamento e interramento a 380 kV di alcune linee esistenti a 220 kV con conseguente eliminazione di un considerevole numero di elettrodotti e la realizzazione di due nuove stazioni: una 380/220/132 kV Fusina 2 e l'altra 380/220 kV in prossimità dell'esistente impianto di Malcontenta;
- Area di intervento Mirano: a seguito della demolizione delle linee a 220 kV in uscita da Malcontenta verso l'area di Padova, per garantire l'evacuazione della potenza prodotta nell'area di Marghera, verrà realizzato un nuovo elettrodotto a 380 kV tra Malcontenta ed una nuova stazione elettrica ubicata in Comune di Mirano alla quale sarà raccordata la doppia terna "Dolo-Venezia Nord"; sarà cosi possibile smistare con adeguati margini di flessibilità la produzione dell'intero polo produzione Fusina/Marghera verso nodi elettrici di Dolo e Venezia Nord; alla nuova stazione elettrica di Mirano sarà inoltre collegata la linea 132 kV per Camposampiero.

Inoltre, in base al Piano di Sviluppo programmatico, presentato da Terna, vengono richiamate alcune opere realizzabili a medio, lungo termine:

Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Slovenia per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera slovena
Potenziamento rete AT Vicenza	Costruzione nuovi tratti di elettrodotti a 132 KV interrati ed aerei con conseguenti demolizioni della rete a 132 KV e 50 KV (EL 289)
Realizzazione rete media Valle del Piave	Stazione 220 KV Polpet (razionalizzazione e sviluppo della RTN nella media valle del Piave – EL 251)
	Elettrodotto 132 KV "Desedan – Forno di Zoldo" (razionalizzazione e sviluppo della RTN nella media valle del Piave – EL 251)
Riassetto rete Alto Bellunese	Riassetto rete alto Bellunese (razionalizzazione e sviluppo della RTN nella media valle del Piave – EL 251),
Elettrodotto 380 KV Trasversale in Veneto	Nuova Stazione 380/220/132 KV in entra –esce all'elettrodotto 380 KV "Sandrigo – Cordignano", raccordi 380, 2220 e 132 KV opere connesse
Stazione 380 KV in provincia di Treviso	Nuova stazione 380/132 KV in provincia di Treviso, raccordi 380, 132 KV ed opere connesse

Tabella 6-17 Opere realizzabili a medio – lungo termine in Veneto (Piano di Sviluppo programmatico – Terna)

6.3.1.1 Impianti di teleriscaldamento

Una sezione a sé stante è stata dedicata gli impianti di generazione di energia termica convogliata agli utenti mediante opportune reti di teleriscaldamento. Tali reti consentono di distribuire, in un territorio limitato, l'energia termica richiesta direttamente all'utenza, centralizzando la produzione con positive ricadute in termini di efficienza e riduzione di inquinanti.
Sono tre gli obiettivi primari del servizio di teleriscaldamento:

- maggiore sicurezza e servizio di qualità più elevata al cliente;
- risparmio di fonti energetiche;
- riduzione dell'inquinamento atmosferico.

In Veneto sono già presenti ed attive alcune reti di teleriscaldamento, di varia estensione, che si seguito brevemente si presentano.

Rete di teleriscaldamento di Verona

Verona presenta una rete di teleriscaldamento estesa per 218 km[15] capace di soddisfare un'utenza pari a 1.200 edifici per una volumetria complessiva servita di più di 10 milioni di metri cubi (dati 2011). La rete di teleriscaldamento è costituita da un sistema di tubazioni che trasporta e consegna alle centraline locali di scambio termico, a servizio degli edifici tele riscaldati, il calore prodotto dai gruppi cogenerativi e dalle caldaie di integrazione e riserva, utilizzando, come fluido termovettore, l'acqua alla temperatura di 120°- 65° C.

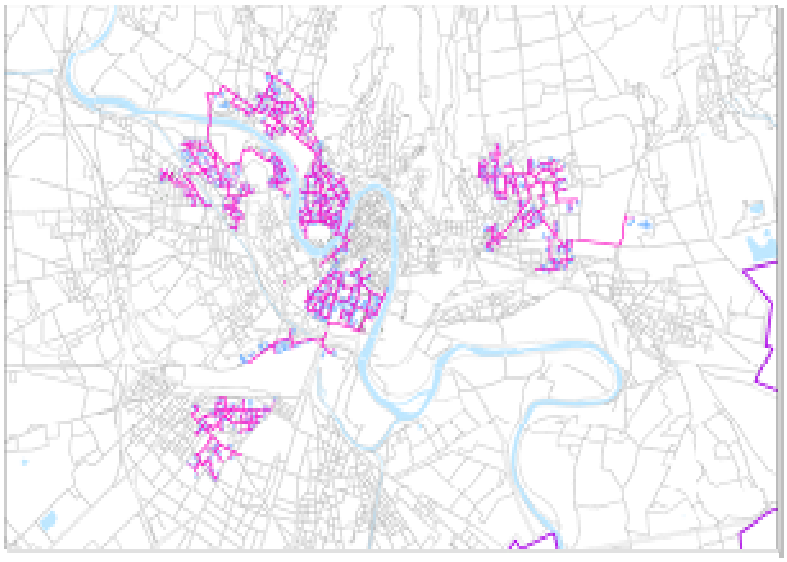


Figura 6-6 Rete di teleriscaldamento a Verona

[15] L'estensione della rete riferita alla tubazione è pari a 144 km e non comprende gli allacciamenti ma solo le dorsali principali.

Rete di teleriscaldamento di Vicenza

Il teleriscaldamento della città di Vicenza è un sistema di rete urbana che si sviluppa attorno ad una centrale di cogenerazione situata a Nord di Vicenza, che genera simultaneamente energia elettrica e termica.

Il Teleriscaldamento urbano è alimentato infatti dalla Centrale di Via Cricoli e attraversa la città da nord a sud, raggiungendo il Centro Storico in Piazza Matteotti e Contrà Canove. Vicenza presenta una volumetria di edifici allacciati di circa 2 milioni di metri cubi.

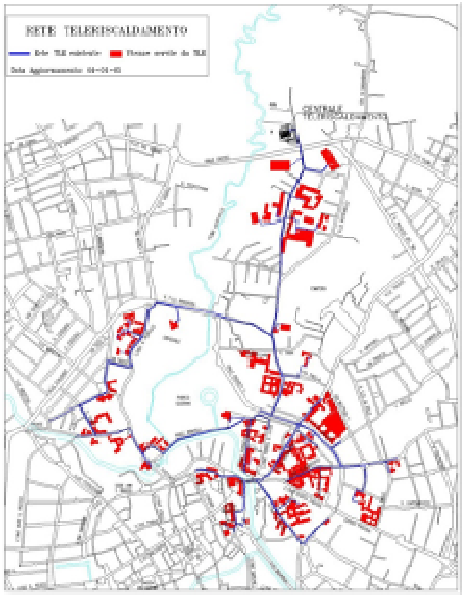


Figura 6-7 Rete di teleriscaldamento a Vicenza

Rete di teleriscaldamento di Santo Stefano di Cadore - BL

L'impianto di teleriscaldamento è a servizio di utenze pubbliche e private e risulta composto da:

- una centrale di teleriscaldamento composta da n. 2 generatori di calore: uno di potenza termica 800 kW alimentato a cippato ed uno di potenza termica 400 kW alimentato a gasolio,
- n. 1 silos interrato per lo stoccaggio del cippato del volume di 330 m^3, caricabile con camion,
- una rete di distribuzione del teleriscaldamento di lunghezza 1703 m, con tubazione doppia di andata / ritorno,
- n. 14 unità di scambio termico installate nei locali caldaia delle singole utenze.

DATI IMPIANTO DI TELERISCALDAMENTO DI SANTO STEFANO DI CADORE				
		FUNZIONAMENTO DAL 01.10.2009 AL 31.12.2009	FUNZIONAMENTO DAL 01.01.2010 AL 31.12.2010	FUNZIONAMENTO DAL 01.01.2011 AL 30.06.2011
CALDAIA A CIPPATO				
Energia termica potenziale:	MWh	793	1.960	1.735
Rendimento caldaia		93%	93%	93%
Energia prodotta dalla caldaia:	MWh	737	1.830	1.613
CALDAIA A GASOLIO				
Energia termica potenziale	MWh	97	617	81
Rendimento caldaia:		92,50%	92,50%	92,50%
Energia prodotta dalla caldaia:	MWh	90	570	75
TOTALE ENERGIA PRODOTTA:	MWh	827	2.400	1.688
Energia termica immessa in rete	MWh	710	2.250	1.451
Perdite rete di TLR:	MWh	117	400	237
Energia termica consegnata alle utenze TLR	MWh	593	1.850	1.214

Tabella 6-18 Descrizione dell'impianto e della rete di teleriscaldamento di S. Stefano di Cadore

Rete di teleriscaldamento di Rosà - VI

L'energia immessa in rete dalla centrale a biomassa è pari a 638.000 kWh. Si precisa inoltre che:

1 - il fabbisogno termico annuo previsto deriva dal consumo di gas metano delle utenze riferite agli anni precedenti alla messa in esercizio della centrale a biomassa, trasformato in energia termica considerando un rendimento delle caldaie esistenti pari a 90%,

2 - l'energia termica effettivamente prelevata dalla rete TLR deriva dalle letture dei contatori di calorie delle sottostazioni,

3 - l'energia immessa in rete dalla centrale (cioè quella prodotta dalla centrale a biomassa), non avendo un dato misurato, è stata stimata assumendo che le perdite di rete siano pari a 25% circa,

4 - il valore del fabbisogno termico della Casa Alloggio è stato stimato a partire dal fabbisogno calcolato con la metodologia stabilita dalla L.10/1991.

IMPIANTO TELERISCALDAMENTO DI ROSA'			
utenze	Potenza sottostazione kW	Fabbisogno termico annuo previsto kWh	Energia effettiva prelevata dalla rete TLR kWh
Asilo nido	90	103.179	26.230
Scuola materna	450	233.096	78.100
Scuola media	500	434.679	96.100
Scuola elementare + palestra Balbi	700	575.094	268.700
Caserma Carabinieri	90	86.335	3.630
Nuova Casa Alloggio	300	130.000	Non allacciata
TOTALE	2.130	1.562.383	472.760

Tabella 6-19 Descrizione dell'impianto e della rete di teleriscaldamento di Rosà - VI (anno 2010)

C'è una notevole differenza tra il fabbisogno totale di energia delle utenze e quello erogato dalla rete di TLR. Questo è giustificato dai fermi-impianto, dal fatto che il funzionamento non è coinciso con la stagione termica, all'inizio e alla fine della stagione invernale è stato utilizzato gas metano, infine dal fatto che l'inverno 2010 è stato abbastanza mite.

Rete di teleriscaldamento di Asiago - VI

L'impianto realizzato ad Asiago, in località Turcio, si compone di una rete di teleriscaldamento collegata alla centrale di cogenerazione e teleriscaldamento a biomassa legnosa. L'impianto di generazione ha una potenza nominale di 1.100 kW e produce energia elettrica e acqua calda che viene inviata alla rete alla temperatura di 80°C. I dati disponibili sul funzionamento della rete sono rappresentati nella tabella che segue.

IMPIANTO DI TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE - LOC. TURCIO – ASIAGO				
anno	n.utenze	Potenza utenze allacciate (kW)	Energia termica venduta (MWh)	Energia termica in uscita (MWh)
2009	100	7.984	3.343	5.305
2010	133	8.334	8.440	11.910
Primo semestre 2011	139	9.327	4.601	5.665

Tabella 6-20 Descrizione dell'impianto e della rete di teleriscaldamento di Asiago - VI

Rete di teleriscaldamento di Este - PD

La rete è alimentata da un impianto di produzione di acqua calda che utilizza il calore residuo derivante dai motori endotermici dell'impianto di produzione di energia elettrica da biogas e, nei periodi di punta, anche il calore prodotto da una caldaia a gas naturale.

La rete di teleriscaldamento realizzata è dimensionata per una potenza termica alla punta di circa $15MW_t$.

Ad oggi sono collegate utenze pubbliche, quali ospedale Civile di Este, Scuole, Edifici pubblici, Comune e alcune utenze private.

Rete di teleriscaldamento di Polverara - PD

Il Comune di Polverara ha sviluppato un'iniziativa significativa nel campo dell'uso delle fonti rinnovabili di energia:

- una centrale di produzione di calore ad alto rendimento con una potenzialità tale da soddisfare le esigenze energetiche di alcuni edifici di proprietà del Comune;
- una rete di teleriscaldamento che distribuisce l'energia nei vari edifici;
- l'utilizzo di biomassa legnosa in forma di pellet per l'alimentazione della centrale termica;
- la dotazione della sede del Distretto per le Energie Rinnovabili (DER) di un sistema di produzione di energia da fonti rinnovabili (pannelli solari termici, fotovoltaici, caldaia a biomassa, gruppo frigorifero ad assorbimento per la produzione di acqua refrigerata);

La centrale termica contiene n. 4 caldaie funzionanti a biomassa in forma di pellet con relativo silos di stoccaggio. La capacità di stoccaggio prevista garantisce una autonomia di funzionamento di circa 4 mesi. La potenza termica installata è di circa 360 kW e garantisce il riscaldamento di 4 edifici pubblici:

1) la scuola elementare
2) la suola media
3) la scuola materna
4) l'edificio comunale.

Per questi 4 edifici erano installate caldaie a gas a basso rendimento per complessivi 680 kW termici.

L'intervento ha previsto quindi lo smantellamento delle varie centrali termiche eccetto la centrale termica relativa alla scuola elementare costituita da 2 caldaie a gas con potenza termica di 186 kW ciascuna. Queste verranno utilizzate ad integrazione e/o emergenza in caso di non funzionamento delle caldaie a biomassa. Le caldaie a biomassa saranno 4, due da 150 kW ciascuna e due da 32 kW ciascuna e sono alimentate in automatico attraverso un sistema di trasportatori a coclea.

La centrale termica è stata progettata per futuri ampliamenti quali la nuova della palestra comunale ed un nuovo complesso residenziale.

La centrale termica è ubicata in una posizione baricentrica rispetto agli stabili comunali e centrale rispetto ai nuovi sviluppi del paese. Viene infatti prevista a fianco della centrale termica della scuola elementare, in un'area di proprietà comunale.

6.3.2 Gasdotti

Il territorio regionale è interessato da una fitta rete di infrastrutture per il trasporto del gas naturale, i gasdotti. La maggior parte dei gasdotti sono di proprietà di Snam Rete Gas, ma esistono altre realtà importanti quali SGI (Società Gasdotti Italia ex Edison).

La rete[16] è costituita da 800 km di rete di metanodotto nazionale, 2048 km di rete regionale e 553 punti di riconsegna[17]. In Veneto sono presenti 33 operatori attivi nella distribuzione del gas naturale che servono tutti i comuni del territorio regionale.

Altre importanti infrastrutture che integrano la rete di metanodotti sono lo stoccaggio di Collalto e il rigassificatore off shore di Rovigo.

Dal settembre 2009 è operativo il gasdotto di rilevanza nazionale Cavarzere-Minerbio, che collega il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo con la rete nazionale Snam. Il metanodotto ha una lunghezza di 84 km ed è gestito da Edison Stoccaggi. Questa infrastruttura permette l'entrata nel territorio nazionale del 10% del gas importato in Italia (proveniente per la maggior parte dal Qatar) ed ha una capacità massima di 26,4 Milioni di Sm^3/giorno. La mappa di Figura 6-7 illustra la rete nazionale e regionale esistente al 2003.

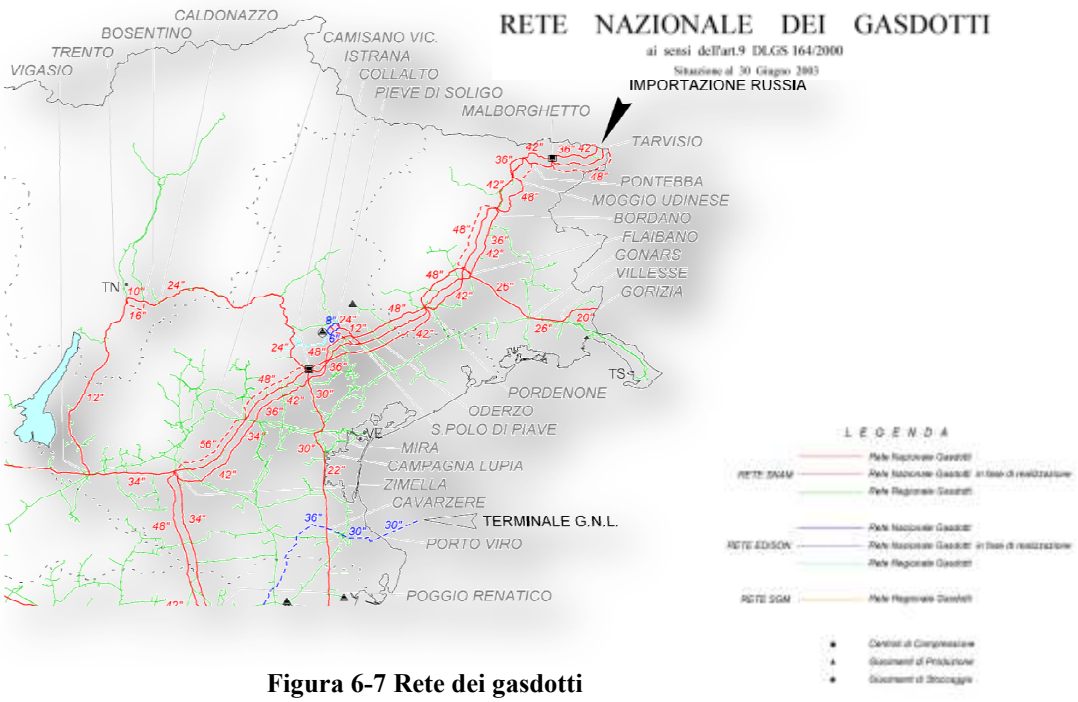


Figura 6-7 Rete dei gasdotti

[16] Alcune informazioni sono tratte dalla Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta (dati fino al 2009) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

[17] Punti di riconsegna: punti di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente.

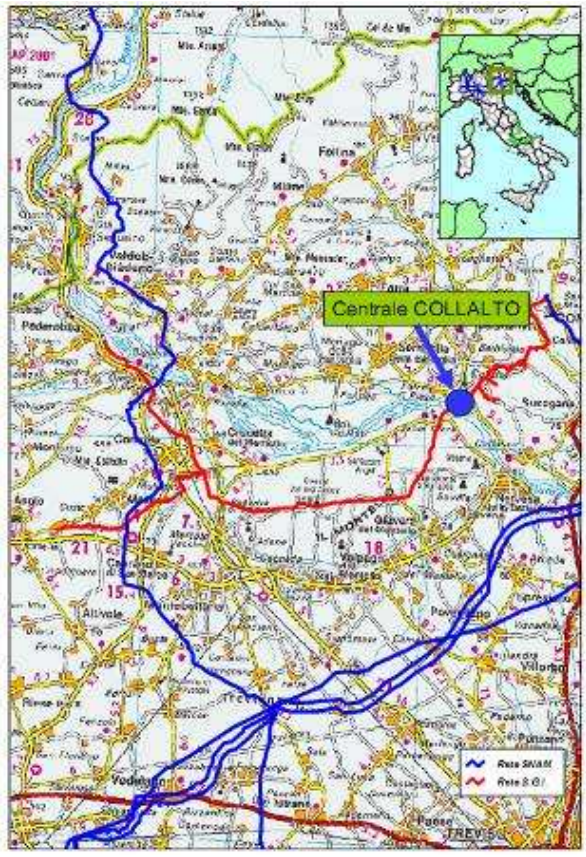


Figura 6-8 Dettagli della rete di gasdotti collegati con lo stoccaggio di Collalto. (*fonte:edisonstoccaggio.it*)

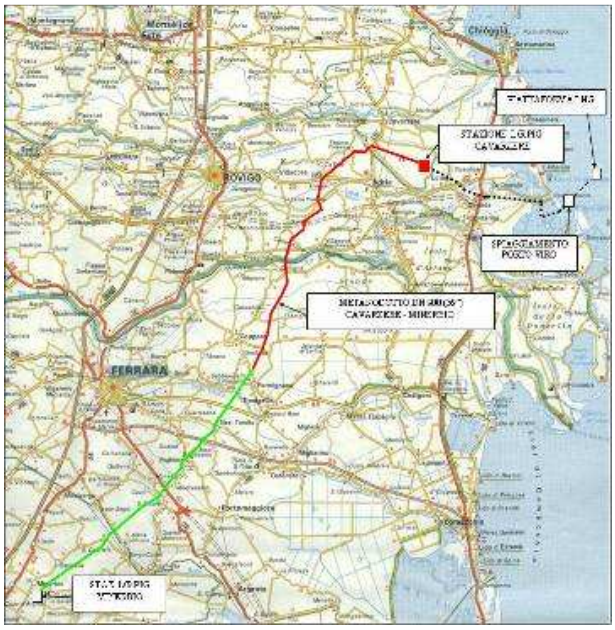


Figura 6-9 Metanodotto nazionale Cavarzere (VE) – Minerbio (BO) e ubicazione del rigassificatore di Rovigo. (*fonte:edisonstoccaggio.it*)

6.3.3 Oleodotti

Il territorio veneto è attraversato da alcuni oleodotti, tra cui si segnala l'oleodotto Ravenna – Porto Tolle (RO) e l'oleodotto Porto Marghera (VE) – Mantova.

7 BURDEN SHARING: SCENARI ED OBIETTIVI

Il *Burden Sharing*, come anticipato, individua l'obiettivo di incidenza delle fonti rinnovabili sui Consumi Finali Lordi al 2020.
Nel presente capitolo, sulla base dei dati raccolti nella fase di analisi, è quantificato l'effettivo impegno legato al conseguimento dell'obiettivo imposto dal Burden Sharing, sia in termini di risparmio energetico che di fonti rinnovabili.
Il Burden Sharing si traduce nella definizione di obiettivi specifici regionali, espressi dalla seguente formula:

$$\frac{(\text{consumi finali lordi coperti da fonti energetiche rinnovabili})}{(\text{consumi finali lordi totali})} \; espresso\ in\ \%$$

Si ricorda che il valore nazionale assegnato a tale obiettivo al 2020 è pari al 17% e l'obiettivo assegnato alla Regione del Veneto con D.M. 15 marzo 2012 (c.d. "Burden Sharing") è pari al 10,3%.
Si evidenzia che "i consumi finali lordi" (denominatore) comprendono i consumi di energia elettrica, termica e di carburanti per i trasporti, mentre "i consumi finali lordi coperti da fonti energetiche rinnovabili" (numeratore) comprendono l'energia prodotta da rinnovabili (FER-E + FER-C) con esclusione dei consumi coperti da fonti rinnovabili nei trasporti FER-T (per quanto esposto nel capitolo dedicato al "Burden Sharing").
Gli obiettivi nazionali al 2020 di sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), definiti dal Piano Azione Nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, sono perseguiti tramite:

1. la riduzione dei Consumi energetici Finali Lordi (CFL), promuovendo l'applicazione di misure di efficienza energetica "ordinarie" e "straordinarie" in grado di ridurre i consumi finali a parità di principali driver di sviluppo al 2020 (PIL, popolazione, domanda di mobilità, sviluppo industriale) che influenzano i consumi di energia;
2. incremento dei consumi energetici coperti da FER nei tre settori previsti dalla Direttiva 2009/28/CE: in particolare si prevede di conseguire l'obiettivo vincolante di sviluppo delle FER da trasporti, di raddoppiare gli attuali sviluppi delle FER elettriche (FER-E) e di incrementare significativamente la crescita dei consumi delle FER termiche (FER-C).

Nei successivi paragrafi sono descritti lo scenario tendenziale, di efficienza e risparmio energetico e di sviluppo delle FER. Questi scenari di riferimento servono per poter quantificare, in termine di ktep, l'obiettivo di Burden Sharing assegnato alla Regione del Veneto.

7.1 SCENARIO TENDENZIALE

Nel seguente paragrafo è analizzato lo scenario tendenziale, o Business As Usual (BAU), al fine di poter quantificare, sulla base dei trend storici dei consumi settoriali, quali siano al 2020 i consumi energetici annui, per settore e per fonte energetica, della Regione del Veneto. Lo scenario tendenziale, da considerarsi come alternativa zero, è una proiezione degli attuali trend nell'ipotesi che si mantengano stabili e che non vi siano politiche, innovazioni ed azioni specifiche oltre a quelle implementate prima del 2010.
Lo scenario tendenziale è stato costruito sulla base dei trend di crescita dei consumi per settore identificati nel PAN[1] e riportati nella Tabella 7-1. I risultati ottenuti sono stati confrontati e validati con i trend storici dei consumi e con le stime di crescita elaborate da Terna per il settore elettrico.

[ktep]	Anno iniziale di riferimento 2010	2012	2014	2016	2018	2020
Consumi finali lordi	11.045	11.233	11.413	11.588	11.759	11.923
Riscaldamento e Raffrescamento	5.151	5.198	5.239	5.276	5.309	5.336
Elettricità	2.729	2.807	2.897	2.999	3.114	3.242
Trasporti	3.165	3.228	3.277	3.313	3.336	3.345

Tabella 7-1 Traiettoria regionale dei consumi regionali finali lordi totali e settoriali nello scenario BAU – Business As Usual (*fonte: UNIPD-DII su elaborazioni dati Mi.S.E e P.A.N.*)

I Consumi finali lordi presentano un tasso di crescita media annua pari allo 0,81% derivante da:

- settore elettrico 1,88%,
- settore dei trasporti 0,57%
- settore riscaldamento e raffrescamento 0,36%.

Al 2020 i consumi finali lordi totali registrano un aumento, rispetto al 2010, del 7,94%, i trasporti del 5,70%, l'elettricità del 18,77% e il settore riscaldamento e raffrescamento del 3,59%.

[1] Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia – Ministero dello Sviluppo Economico – 30 giugno 2010.

Le traiettorie dei consumi finali lordi sono evidenziate in Figura 7-1.

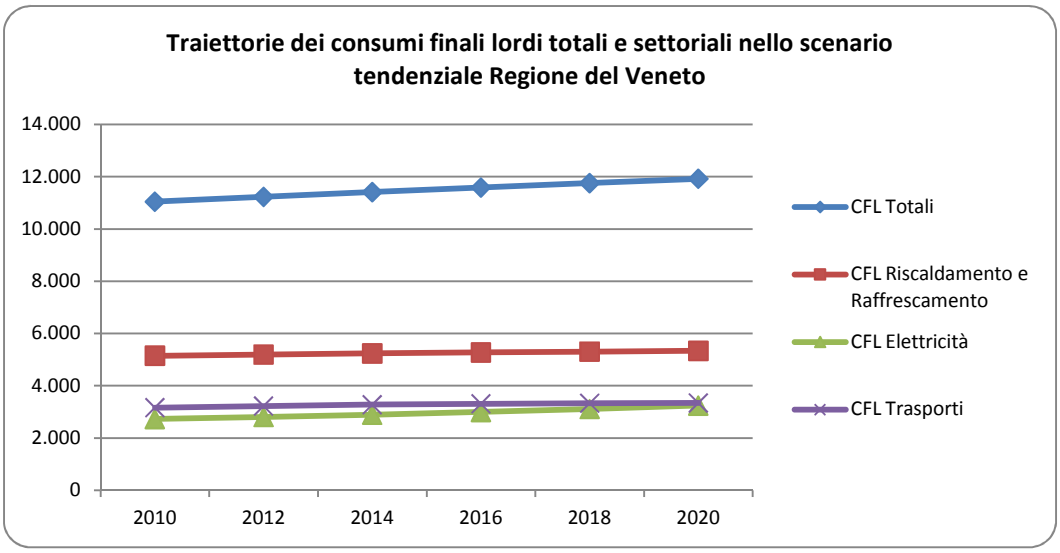


Figura 7-1 Traiettorie dei consumi finali lordi totali e settoriali (ktep) nello scenario BAU-Business As Usual della Regione del Veneto anni 2010-2020 (*fonte: UNIPD-DII su elaborazioni dati PAN*)

Si sottolinea che il trend di crescita del settore Riscaldamento e Raffrescamento è così contenuto in quanto lo scenario tendenziale è elaborato basandosi sulla legislazione già vigente al 2010.
In particolare, oltre alle misure riguardanti i Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica) e agli incentivi agli interventi di riqualificazione energetica del patrimonio immobiliare ("Detrazioni fiscali del 55%"), sono considerati anche gli effetti del D.Lgs. 192/2005, che recepisce la direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico in edilizia.
Per quanto riguarda il settore elettrico, il trend individuato è in linea con le previsioni della domanda elettrica[2] elaborate dall'Ufficio Statistico di Terna nell'ipotesi di scenario di sviluppo. Lo scenario si basa sulle seguenti assunzioni:

- Lento recupero della domanda di energia elettrica dopo la flessione di straordinaria ampiezza registrata nel 2009.
- Elettrificazione della domanda a seguito di nuove applicazioni concepite per l'utilizzazione dell'energia elettrica in settori non convenzionali – quali il riscaldamento con le pompe di calore a ciclo annuale ed i trasporti con l'auto elettrica – e nell'industria.

[2] Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario – Anni 2011 2021 – TERNA 30 settembre 2011.

Le tabelle successive (Tabella 7-2 e Tabella 7-3) riportano l'andamento dei consumi generali e settoriali di energia elettrica in Veneto ed indicano il tasso medio di crescita annuo (t.m.a). Il Terziario si conferma il settore più dinamico, presentando un tasso di crescita pari al 3,1% annuo, seguito dal residenziale al 1,7% annuo.

Previsioni generale e settoriale dei consumi di energia elettrica	t.m.a.[3] %
REGIONE DEL VENETO	1,4
Agricoltura	0,8
Industria	0,4
Terziario	3,1
Residenziale	1,7

Tabella 7-2 Previsioni generale e settoriale dei consumi di energia elettrica in Veneto (*fonte: TERNA*)

	Agricoltura			Industria			Terziario			Domestico			Totale Consumi		
	GWh	CAGR		GWh	CAGR		GWh	CAGR		GWh	CAGR		GWh	CAGR	
1990	419	2,2%		12.926	2,7%		3.369	5,2%		3.720	2,5%		20.434	3,1%	
2000	520		2,0%	16.851		0,9%	5.609		4,5%	4.744		2,1%	27.725		1,9%
2000	520	1,8%		16.851	-0,9%		5.609	3,7%		4.744	1,7%		27.725	0,7%	
2010	619			15.447			8.059			5.622			29.747		
2010	619	1,0%		15.447	0,2%		8.059	3,0%		5.622	1,7%		29.747	1,3%	
2016	658		0,8%	15.674		0,4%	9.651		3,1%	6.214		1,7%	32.196		1,4%
2016	658	0,5%		15.674	0,6%		9.651	3,1%		6.214	1,7%		32.196	1,6%	
2021	676			16.114			11.227			6.765			34.782		

Tabella 7-3 Previsione dei consumi settoriali di energia elettrica in Veneto –2010/2021 (*fonte: TERNA*)

[3] T.m.a. = Tasso medio di crescita annuo

Analizzando la dinamica dei consumi elettrici per provincia, la Tabella 7-4 evidenzia come la provincia di Verona, seguita subito dopo da Vicenza e Padova, faccia segnare il maggior consumo elettrico del Veneto, a conferma della vocazione prevalentemente industriale di queste tre province.
La ripartizione dei consumi a livello provinciale (riportata nella Tabella 7-4 e in Figura 7-2) rimane pressoché invariata al termine dei due periodi di previsione (2016 e 2021), mantenendo la stessa ripartizione percentuale rispetto al 2010.

	2010 [GWh]	**2016 [GWh]**	**2021 [GWh]**
Belluno	1.056	1.143	1.235
Padova	5.458	5.908	6.382
Rovigo	1.457	1.577	1.703
Treviso	4.899	5.303	5.728
Venezia	4.845	5.243	5.664
Verona	6.023	6.519	7.042
Vicenza	5.743	6.216	6.715
Totale[4]	**29.480**	**31.907**	**34.470**

Tabella 7-4 Previsione dei consumi nelle province del Veneto (*fonte: TERNA*)

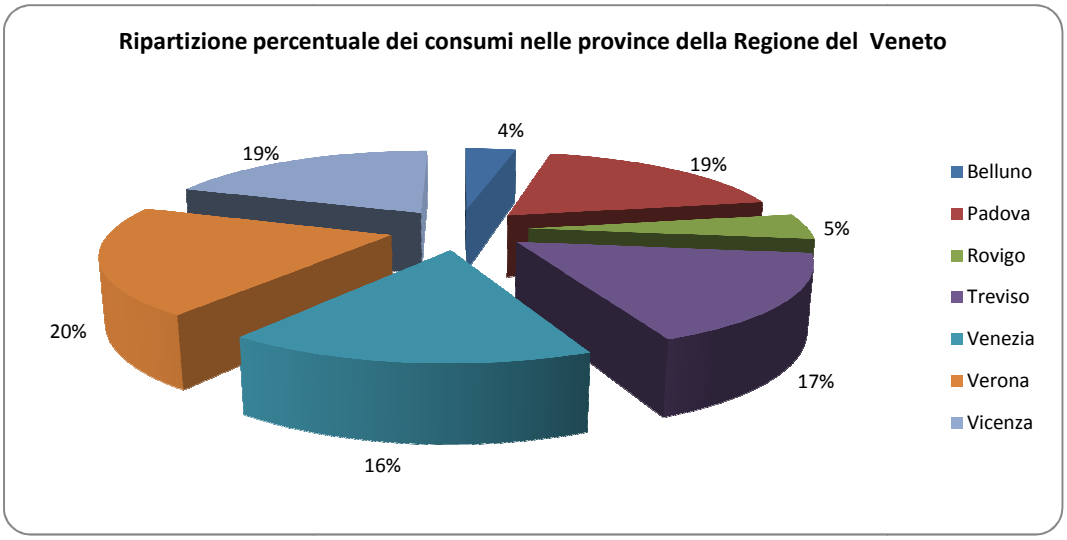


Figura 7-2 Ripartizione percentuale dei consumi nelle province del Veneto (*fonte: TERNA*)

In riferimento al settore Riscaldamento e Raffrescamento, sono stati analizzati i consumi riferiti agli ultimi anni del gas naturale e del gasolio destinato al riscaldamento. L'analisi evidenzia, rispetto al 2002, un tasso di crescita medio annuo di 0,54%, superiore alle stime di crescita per il 2020 indicate nel PAN.

[4] Al netto dei consumi FS per trazione ferroviaria.

Si è ritenuto opportuno scegliere il tasso medio di crescita annuo indicato nel PAN pari a 0,36% in quanto l'andamento tendenziale degli ultimi anni dimostra una diminuzione dei consumi di gas naturale e gasolio. Per esempio il tasso medio di crescita dal 2005 al 2010 è negativo e pari a -1,67%, come evidenziato in Figura 7-3.

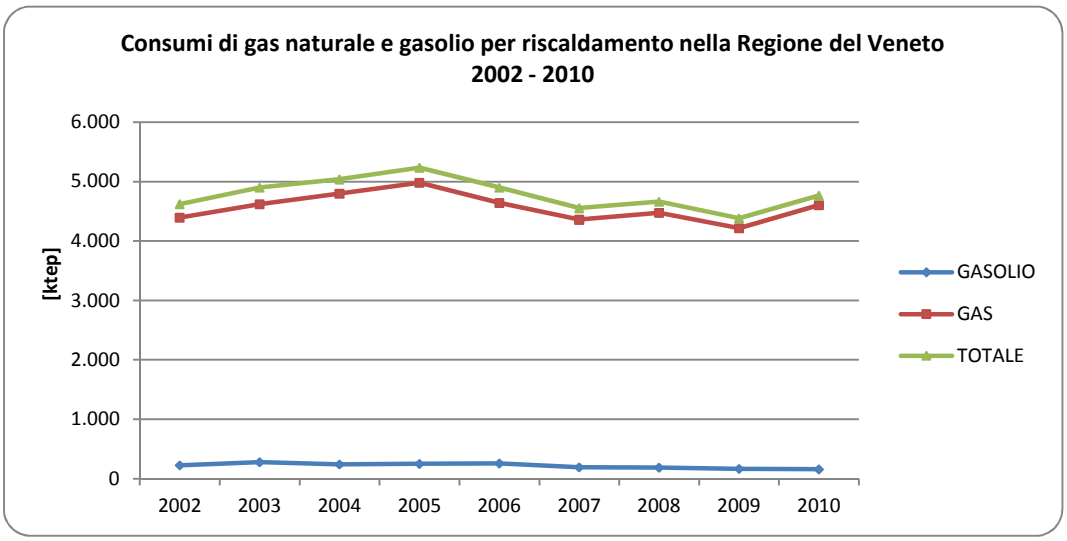


Figura 7-3 Consumi di gas naturale e gasolio per riscaldamento nella Regione del Veneto dal 2002 al 2010 (*fonte: Bollettino Petrolifero e SNAM*)

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, l'analisi dei consumi di prodotti petroliferi negli ultimi 10 anni (2000- 2010) evidenzia un t.m.a. negativo pari a -0,97%, particolarmente marcato nell'ultimo quinquennio. Nella Figura 7-4 sono rappresentati i consumi dei prodotti petroliferi della Regione del Veneto.

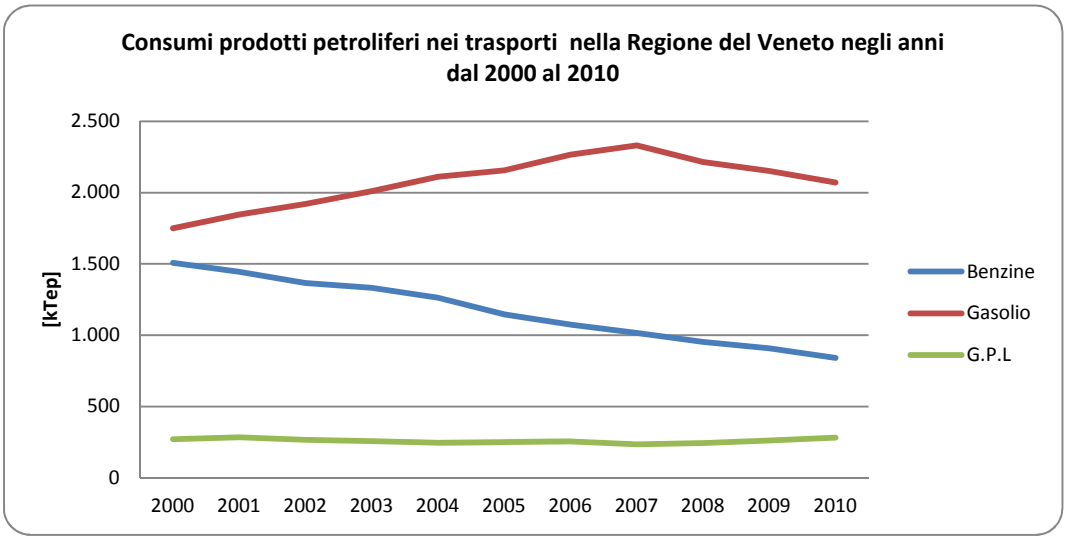


Figura 7-4 Consumi prodotti petroliferi nei trasporti nella Regione del Veneto negli anni dal 2000 al 2010 (*fonte: Bollettino Petrolifero*)

7.2 SCENARI DI EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO

Nel seguente paragrafo sono analizzate le traiettorie dei consumi finali lordi regionali indicati nel Burden Sharing, comprensivi dei possibili interventi di riduzione della domanda energetica, per quantificare il risparmio energetico regionale da conseguire entro il 2020.
La ripartizione a livello regionale dei consumi finali lordi nazionali al 2020 è calcolata applicando dei fattori di ripartizione che esprimono il contributo, espresso in percentuale, di ciascuna regione e provincia autonoma al consumo totale nazionale di ciascun anno. In particolare i coefficienti di ripartizione sono stati ricavati[5];

1. per i consumi elettrici, dalla media dei consuntivi dei consumi regionali di energia elettrica nel periodo 2006-2010 e dai relativi consumi dei servizi ausiliari e perdite di rete, pubblicati da Terna.
2. per i consumi non elettrici (riscaldamento e raffrescamento e trasporti – esclusi quelli elettrici), dalla media dei consumi regionali per calore e trasporti nel periodo 2005-2007, elaborati da ENEA.

La metodologia applicata per la ripartizione regionale assume che gli effetti delle azioni di efficienza energetica sugli usi finali, che caratterizzano lo scenario efficiente del PAN, siano distribuiti sulle regioni e sulle province autonome in proporzione ai loro consumi storici. Tale approccio lascia comunque libere le singole regioni di sviluppare le proprie politiche a favore dell'efficienza energetica.
Dato che i valori di partenza indicati nel Burden Sharing non coincidono con i valori attuali dei consumi finali lordi della Regione del Veneto, le traiettorie sono riferite al valore dei consumi del 2010 ed estrapolate al 2020 applicando le stesse variazioni percentuali previste nello scenario efficiente del PAN (Tabella 7-5).

[ktep]	Anno iniziale di riferimento 2010	2012	2014	2016	2018	2020
Consumi finali lordi	11.045	11.058	11.071	11.085	11.098	11.111
Riscaldamento e Raffrescamento	5.151	5.190	5.228	5.267	5.305	5.344
Elettricità	2.729	2.756	2.783	2.811	2.838	2.865
Trasporti	3.165	3.112	3.060	3.007	2.955	2.902

Tabella 7-5 Traiettoria regionale dei consumi regionali finali lordi totali e settoriali nello scenario di efficienza risparmio energetico (*fonte: DII-UNIPD su elaborazioni dati Mi.S.E e P.A.N.*)

[5] Fonte: Allegato 2 Decreto 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing)

Nello scenario efficiente, Figura 7-5, i consumi finali lordi (CFL) presentano una crescita media annua pari allo 0,09%, guidati dal settore elettrico con 0,50%, il settore riscaldamento e raffrescamento con lo 0,37%, mentre il settore dei trasporti presenta un valore negativo pari a -0,83%.

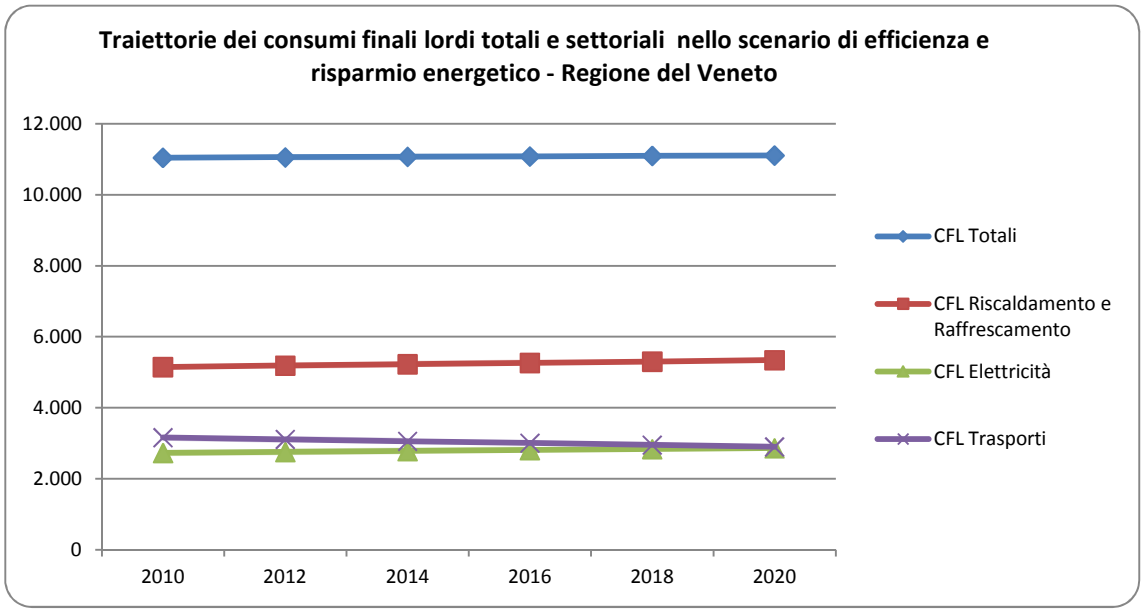


Figura 7-5 Traiettorie dei consumi finali lordi totali e settoriali nello scenario di efficienza e risparmio energetico della Regione del Veneto (*fonte: DII-UNIPD su elaborazioni dati PAN*)

Lo scenario di efficienza energetica implica l'implementazione di una serie di azioni ed interventi che comportano un risparmio energetico pari a 812 ktep rispetto ai consumi tendenziali previsti per il 2020.

Analizzando in dettaglio le traiettorie individuate, il risparmio è ripartito tra i diversi settori con le seguenti proporzioni: il settore elettrico contribuisce per una percentuale pari al 46%, il settore dei trasporti contribuisce per un 55%, mentre il settore riscaldamento e raffrescamento prevede addirittura un aumento del 1% rispetto allo scenario tendenziale.

Si segnala che la suddivisione del risparmio energetico tra le voci indicate non rispecchia i reali andamenti registrati in Regione e non coincide con i potenziali di risparmio energetico regionale evidenziati nel capitolo successivo. In particolare il potenziale di risparmio nel settore elettrico appare decisamente impegnativo e si reputa che il settore del riscaldamento e del raffrescamento presenti ancora notevoli margini di risparmio energetico. Infine il settore dei trasporti, in concomitanza con la crisi economica, presenta una normale tendenza alla decrescita.

7.3 SCENARIO DI SVILUPPO FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Nel seguente paragrafo sono analizzati gli obiettivi, indicati nel Burden Sharing, di produzione di energia da fonte rinnovabile al fine di quantificare l'impegno regionale necessario per conseguire i risultati previsti al 2020. Nella Tabella 7-6 è riportata la traiettoria prevista dal Ministero dello Sviluppo Economico (Mi.S.E.) della quota di consumi finali lordi regionali coperti da fonti energetiche rinnovabili.

Anno iniziale di riferimento	2010	2012	2014	2016	2018	2020
3,4	4,8	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3

Tabella 7-6 Traiettoria prevista dal Mi.S.E. della percentuale dei consumi regionali da fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali lordi - Valori in [%]

Prima di procedere con l'analisi degli obiettivi si ritiene opportuno un approfondimento relativo alla metodologia utilizzata a livello nazionale per calcolare il potenziale da fonti rinnovabile necessario per ripartire gli obiettivi a livello regionale.

Innanzitutto la ripartizione regionale dei consumi da fonti rinnovabili riguarda esclusivamente l'ambito delle fonti energetiche rinnovabili elettriche (FER-E) e termiche (FER-C) e quindi prende in considerazione solamente la produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili ed i consumi di energia rinnovabile per riscaldamento e raffreddamento. Le fonti energetiche rinnovabili nei trasporti (FER-T) e le fonti energetiche rinnovabili elettriche importate dall'estero (FER-E estero) non sono soggette alla ripartizione regionale.

La ripartizione regionale degli impieghi di fonti rinnovabili è stata ottenuta applicando un criterio di tipo tecnico-economico e tenendo conto di taluni vincoli di sostenibilità economica e ambientale. Per la ripartizione della produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili si è seguito un approccio basato sul potenziale di utilizzo di tali fonti nelle singole regioni e province autonome.

In particolare tale approccio tiene conto di indicatori di disponibilità delle risorse naturali per la produzione di energia elettrica (risorsa idrica, vento, risorse geotermiche, irraggiamento solare e superfici per ospitare pannelli fotovoltaici, ecc.). Tali indicatori si combinano con indicatori di sostenibilità per tenere conto del reale utilizzo delle risorse legato a fattori quali il costo, l'impatto territoriale e di accettabilità da parte dalla popolazione.

Per le fonti rinnovabili applicabili al settore del riscaldamento e raffrescamento è stato seguito un approccio basato sul potenziale di impiego del calore in loco (la produzione deve avvenire nello stesso luogo dove si ha il consumo), dato che difficilmente possono contare su una rete estesa di distribuzione (ad esclusioni delle reti locali di teleriscaldamento).

In questo caso la ripartizione regionale è fatta in conformità a indicatori regionali di consumo, in particolare:

1. per il settore residenziale, si è fatto riferimento alla stima del fabbisogno regionale di calore definito sulla base delle condizioni climatiche, delle caratteristiche del territorio, del numero e delle tipologie di abitazioni sul territorio, modulato con opportuni coefficienti per prevedere l'installazione e l'utilizzo delle specifiche tecnologie per la generazione di calore;
2. per il settore agricolo sono stati considerati i consumi energetici storici del settore;
3. per il settore industriale è stata considerata la distribuzione media regionale del numero di addetti impiegati in settori produttivi che impiegano biomasse, quali il settore della carta, del legno, dell'agroalimentare e del cemento.

Nel valutare gli sviluppi della produzione di energia da fonti rinnovabili nel prossimo decennio, a scopo cautelativo, si è fatto riferimento principalmente alle tecnologie oggi consolidate o che si prevede potranno esserlo entro pochi anni.
In sintesi, il Burden Sharing impone l'obiettivo del 10,3% di consumi finali lordi regionali coperti da fonti energetiche rinnovabili al 2020, per un valore pari a 1274 ktep.
La stima effettuata dal Mi.S.E., **indicativa e non vincolante per la Regione**, ipotizza la seguente ripartizione: 463 ktep per le FER-E e 810,5 per le FER-T.
Il potenziale delle fonti rinnovabili in Veneto calcolato nel Burden Sharing è rappresentato in Figura 7-6 e Figura 7-7, suddiviso nella quota termica ed elettrica. I grafici a torta indicano le tecnologie nelle quali viene ripartito l'obbligo di fonti rinnovabili. In altre parole i quantitativi di energia da fonti rinnovabili termiche ed elettriche da conseguire al 2020 sono ripartiti tra le diverse fonti indicate.

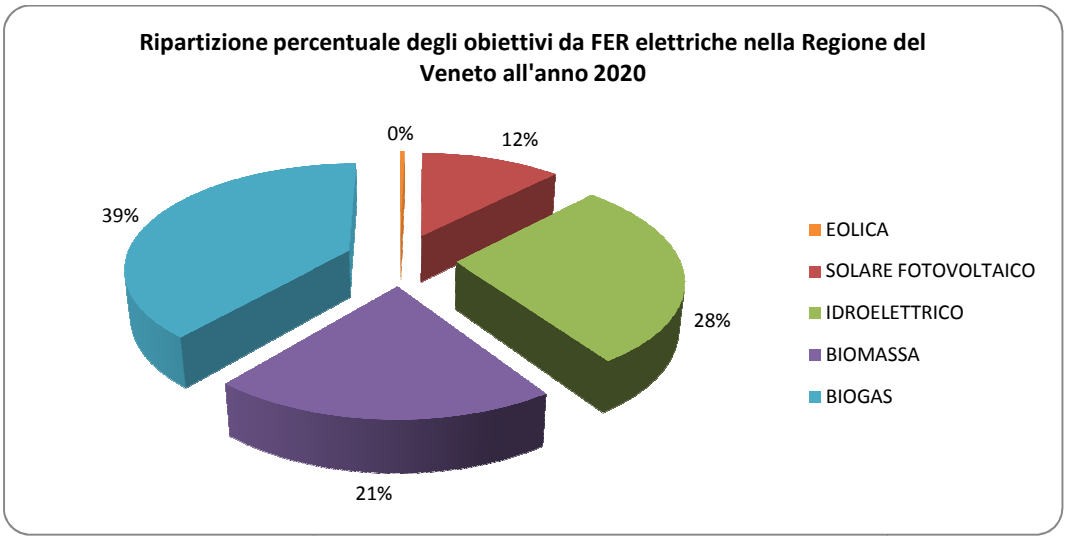


Figura 7-6 Stima indicativa della ripartizione percentuale degli obiettivi da FER elettriche per la Regione del Veneto all'anno 2020 (*fonte:MI.S.E.*)

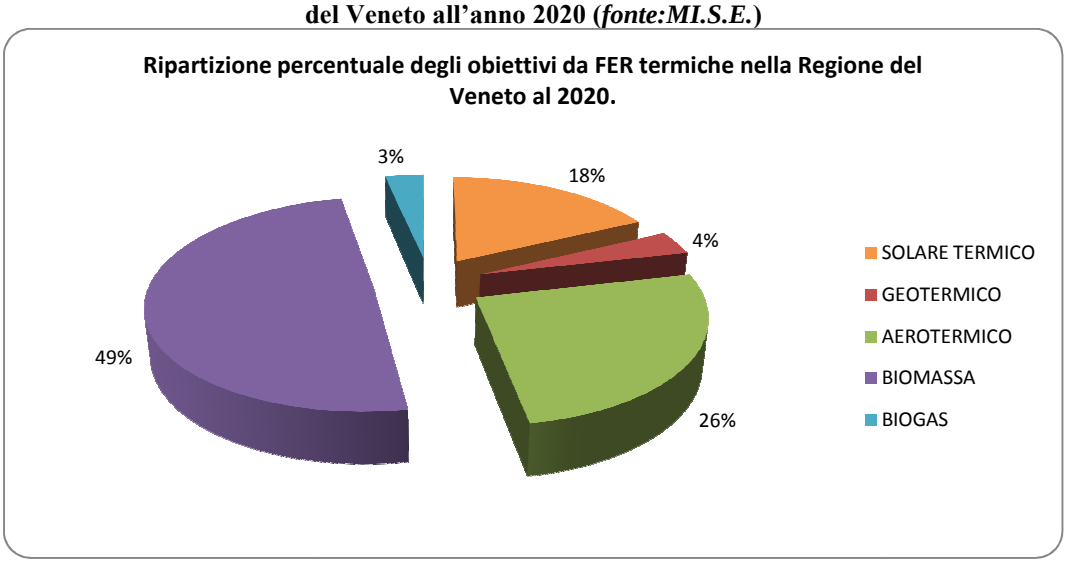


Figura 7-7 Stima indicativa della ripartizione percentuale degli obiettivi da FER termiche per la Regione del Veneto al 2020 (*fonte:Mi.S.E*)

Si evidenzia come la suddivisione del potenziale di energia da fonti rinnovabili tra le voci indicate non rispecchi né i reali andamenti registrati in Regione negli ultimi anni né i potenziali di rinnovabili regionali evidenziati nel capitolo successivo.

7.4 CONCLUSIONI

Le stime e gli scenari elaborati nei paragrafi precedenti e i relativi obiettivi imposti dal Burden Sharing alle regioni non possono non tenere conto delle conseguenze legate all'attuale crisi mondiale. I valori precedentemente indicati di produzione di energia da FER sono calcolati sull'ipotesi di consumi finali lordi al 2020 pari a 12.349 ktep[6]. L'effetto dell'attuale crisi ha causato una diminuzione dei consumi energetici, comportando una rivisitazione al ribasso del trend di aumento dei consumi energetici previsti al 2020.

Pertanto i valori di riferimento dei consumi finali lordi con cui calcolare gli obiettivi del Burden Sharing, espressi nella percentuale del 10,3% al 2020, sono pari a 11.923 ktep, di cui 1228,1 ktep coperti da fonti rinnovabili, per lo scenario tendenziale, mentre, per lo scenario relativo all'efficienza energetica, i consumi sono pari a 11.111 ktep di cui 1144,4 ktep coperti da fonti rinnovabili.

Allo stato attuale, con riferimento all'anno 2010, la produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 781,1 ktep, di cui 372,1[7] ktep sono dati dalla produzione di energia elettrica e 409 ktep sono dati dalla produzione di energia termica. Pertanto la percentuale di consumi finali lordi coperti da fonte rinnovabile è pari a 7,1%.

Nella Figura 7-8 è rappresentata la produzione attuale di FER al 2010, pari a 781,1 ktep, confrontata con le traiettorie di sviluppo delle FER necessarie per raggiungere l'obiettivo del 10,3% secondo lo scenario tendenziale e lo scenario relativo all'efficienza energetica.

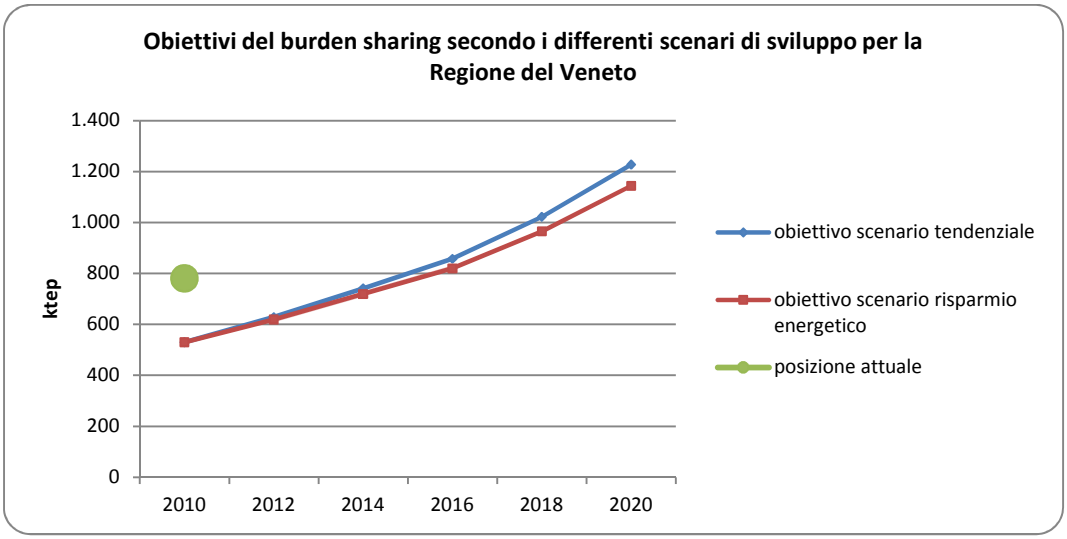


Figura 7-8 Obiettivi del Burden Sharing espressi in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili secondo i differenti scenari di sviluppo per la Regione del Veneto (fonte: *elaborazione DII - UNIPD*)

[6] Valore previsto dal DM 15 Marzo 2012.

[7] Il valore di energia elettrica prodotta da FER risulta inferiore al valore indicato nel bilancio energetico, pari a 430,7 ktep, in quanto ai fini del calcolo della produzione di energia da fonte rinnovabile è necessario normalizzare la produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica ed eolica secondo la metodologia indicata nel Burden Sharing.

Pertanto la Regione del Veneto, per poter adempiere agli obiettivi imposti dal Burden Sharing, deve incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili di 447 ktep nel caso di scenario tendenziale o di 363,3 ktep nel caso di scenario di efficienza energetica.

Nella Tabella 7-7 sono riassunti i quantitativi di energia prodotta da FER necessari per conseguire gli obiettivi imposti dal Burden Sharing per i differenti scenari, tendenziale e di efficienza energetica, illustrati nei paragrafi precedenti.

[ktep]	Energia prodotta da FER al 2010	Energia prodotta da FER al 2020	Incremento di produzione di energia da FER per adempiere agli obiettivi del Burden Sharing
Scenario Tendenziale	781,1	1.228,1	447
Scenario Efficienza Energetica		1.144,4	363,3

Tabella 7-7 Incremento di energia prodotta da FER necessario per conseguire gli obiettivi imposti dal Burden Sharing in riferimento allo scenario tendenziale e allo scenario di efficienza energetica (*fonte: elaborazione DII - UNIPD*)

8 POTENZIALI DI CONTENIMENTO DEI CONSUMI E DI SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Il seguente capitolo analizza i potenziali di riduzione dei consumi energetici e di produzione di energia rinnovabile in Veneto. L'obiettivo del burden sharing, così definito:

$$\frac{\textbf{(consumi finali lordi coperti da fonti energetiche rinnovabili)}}{\textbf{(consumi finali lordi totali)}} \quad \textbf{espresso in \%}$$

permette di agire sia sul numeratore aumentando la produzione di energia da fonti rinnovabili, sia sul denominatore riducendo i consumi finali lordi totali. Di fondamentale importanza risulta individuare lo spazio di intervento legato al territorio veneto, valorizzandone le peculiarità e le potenzialità presenti. La discussione sulle potenzialità energetiche di una fonte rinnovabile o di un risparmio energetico richiede necessariamente di mettere a fuoco alcuni concetti riguardanti la definizione stessa di potenziale energetico. I differenti livelli utilizzati nel presente capitolo sono i seguenti:

Potenziale teorico: si valuta considerando la disponibilità della risorsa sul territorio e gli impianti tecnicamente realizzabili. Tiene in considerazione i rendimenti di conversione, i limiti tecnici (resistenza materiali, massime temperature di funzionamento, cicli, etc);

Potenziale tecnico-economico: rappresenta quello che escluse tutte le barriere di tipo tecnico, economico e sociale, è economicamente realizzabile considerando anche le misure addizionali di incentivazione.

L'analisi relativa alle potenzialità di risparmio energetico in Veneto è suddivisa per settore, mentre per quanto riguarda le fonti rinnovabili la suddivisione è stata effettuate per fonte, come schematizzato nella tabella seguente:

RISPARMIO ENERGETICO	Residenziale
	Industria
	Terziario
	Agricoltura
	Trasporti
FONTI RINNOVABILI	Biomasse
	Biogas
	Bioliquidi
	Solare Fotovoltaico
	Solare Termico
	Idraulica
	Geotermica
	Aerotermica

Tabella 8-1 Potenziali di risparmio energetico per settore e di produzione di energia rinnovabile per fonte

8.1 POTENZIALI DI RISPARMIO ENERGETICO

8.1.1 Potenziali per il risparmio energetico nel settore residenziale

Sulla base dell'analisi della composizione del parco edilizio regionale e sulla base dell'analisi degli interventi di riqualificazione strutturale ed impiantistica degli edifici incentivati per mezzo dello strumento di detrazione fiscale denominato "55%", presentati in allegato C, è stato possibile effettuare la valutazione dei potenziali di risparmio energetico nel settore residenziale nel decennio dal 2010 al 2020.

L'analisi del comparto edilizio realizzato nello studio[1], distingue gli edifici regionali in categorie in funzione della tipologia abitativa: isolata (casa singola e bifamiliare), contigua (case in linea e centri storici), collettiva (condomini ed edifici a torre). Introduce poi una distinzione per epoca di costruzione e per zona geografica considerando uno spazio alpino, dove sono annoverati i comuni classificati in fascia climatica F, e uno spazio di pianura-litorale, che ingloba i comuni siti in fascia climatica E e D[2]. In questo modo è stata creata una classificazione matriciale del parco edilizio al quale per ogni tipologia abitativa (Tabella 8-2), secondo la suddivisione risultante, è stato possibile assegnare un consumo energetico specifico di energia termica per il riscaldamento ambientale. Tale classificazione è riportata in Tabella 8-3.

[1] Analisi integrata di scenari di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore civile e commerciale della Regione Veneto, F.Peron et Al., IUAV, VI Congresso Nazionale AIGE, giugno 2012

[2] Come indicatore della situazione climatica territoriale si adottano i Gradi-giorno (Gg) definiti nel Decreto del Presidente Repubblica 412/1993. La classificazione per zone climatiche è utilizzata anche dal D.Lgs. 192/2005 e dal D.Lgs. 311/2006 per definire l'«indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale degli edifici», dal D.P.R. 59/2009 che sostituisce le disposizioni transitorie dell'All. I del D.Lgs. 192/2005 e nella scala delle classi energetiche per la climatizzazione invernale delle "linee guida nazionali" di cui al D.M. 26/06/2009.
Ogni comune può essere così collocato in una delle 6 zone climatiche in cui il territorio italiano è stato suddiviso:
Zona A: Gg < 600;
Zona B: 600 < Gg < 900;
Zona C: 900 < Gg <1400;
Zona D: 1400 < Gg < 2100;
Zona E: 2100 < Gg < 3000;
Zona F: Gg > 3000.
A ciascuna delle sei zone climatiche è associato il numero di ore di attivazione giornaliera dell'impianto termico (No), stabilito dal D.P.R. 412/1993.
Nella Provincia di Verona si trova il Comune di Brenzone che è l'unico Comune della Regione in zona climatica D (per un solo grado giorno). Per semplificazione il Comune viene considerato come appartenente alla zona climatica E.

abitazioni	<1919	<1945	<1961	<1971	<1981	<1991	<2001	<2011	<2021
singole - isolate									
384689 (17.52% sul totale)	26451 1.20%	25088 1.14%	54933 2.50%	83677 3.81%	76621 3.49%	41006 1.87%	33258 1.52%	22909 1.04%	20746 0.95%
a schiera - tessuto continuo									
248613 (11.33% sul totale)	43650 1.99%	22430 1.02%	26704 1.22%	24744 1.13%	25894 1.18%	28384 1.29%	24840 1.13%	27369 1.25%	24598 1.12%
condomini									
1561941 (71.15% sul totale)	134256 6.12%	79866 3.64%	175827 8.01%	268769 12.24%	240481 10.95%	141215 6.43%	139782 6.37%	181089 8.25%	200656 9.14%
TOTALE									
2195243	204357 9.31%	127384 5.80%	257464 11.73%	377190 17.18%	342996 15.62%	210605 9.59%	197880 9.01%	231367 10.54%	246000 11.21%

Tabella 8-2 Distribuzione degli edifici della Regione del Veneto per epoca di costruzione e contiguità edilizia

	<1919	<1945	<1961	<1971	<1981	<1991	<2001	<2011	<2021
singole-isolate									
consumo specifico	220	215	182	153	151	134	113	88	74
sup media	130	122	115	126	140	146	150	135	136
% sul consumo totale	2.88%	2.52%	4.41%	6.14%	6.17%	3.06%	2.15%	1.04%	0.80%
a schiera - tessuto continuo									
consumo specifico	192	183	159	134	125	111	93	69	57
sup media	103	104	102	115	123	120	123	109	109
% sul consumo totale	3.31%	1.63%	1.65%	1.45%	1.52%	1.45%	1.08%	0.78%	0.59%
condomini									
consumo specifico	161	157	136	114	106	94	76	57	41
sup media	105	102	98	103	108	107	100	104	104
% sul consumo totale	8.64%	4.90%	8.93%	12.14%	10.56%	5.46%	4.07%	4.06%	3.30%

Tabella 8-3 Indici di consumo medio specifico (kWh/m^2/anno) per il riscaldamento invernale, per categoria di edifici ed epoca di costruzione (ubicazione in pianura)

Dai dati elaborati da Enea sulla penetrazione degli incentivi per la riqualificazione degli edifici e sulla stima dei risparmi ottenuti, è possibile valutare in quale misura i diversi interventi comportino un risparmio energetico, tuttavia non è disponibile un database della tipologia di interventi che presenti sia la classificazione per tipologia di abitazione sia per epoca di costruzione; in questo modo non è possibile stimare compiutamente il risparmio energetico medio per intervento per tipologia edilizia e

per epoca di costruzione. L'analisi del risparmio energetico associato ad ogni intervento deve essere pertanto oggetto di studio, ed è stata realizzata dai ricercatori dello IUAV[3] sulla base di tipologie di interventi standard operati su modelli di edifici campione, assunti a riferimento per una tipologia edilizia e per una data epoca di costruzione. Il risultato ottenuto è la stima del risparmio energetico conseguibile per tipologia di intervento, per tipologia di edificio e per epoca di costruzione (Tabella 8-5) in base alla suddivisione indicata in Tabella 8-4.
L'impiego di sistemi solari termici compete alla trattazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili che è affrontata nel paragrafo 8.2.

		<1919	**<1945**	**<1961**	**<1971**	**<1981**	**<1991**	**<2001**
INFISSI		10.2%	4.8%	15.1%	25.5%	23.1%	11.0%	10.3%
singole - isolate	23.8%	2.4%	1.1%	3.6%	6.1%	5.5%	2.6%	2.5%
a schiera - tessuto continuo	11.4%	1.2%	0.5%	1.7%	2.9%	2.6%	1.3%	1.2%
condomini	57.9%	5.9%	2.8%	8.7%	**14.8%**	**13.4%**	6.4%	6.0%
SUPERFICI OPACHE VERTICALI		0.0%	1.0%	14.8%	31.1%	30.1%	12.0%	11.0%
singole - isolate	38.4%	0.0%	0.4%	5.7%	11.9%	11.6%	4.6%	4.2%
a schiera - tessuto continuo	14.4%	0.0%	0.1%	2.1%	4.5%	4.3%	1.7%	1.6%
condomini	42.9%	0.0%	0.4%	6.3%	**13.3%**	**12.9%**	5.1%	4.7%
SUPERFICI OPACHE ORIZZONTALI		0.0%	1.0%	14.8%	31.1%	30.1%	12.0%	11.0%
singole - isolate	38.4%	0.0%	0.4%	5.7%	11.9%	11.6%	4.6%	4.2%
a schiera - tessuto continuo	14.4%	0.0%	0.1%	2.1%	4.5%	4.3%	1.7%	1.6%
condomini	42.9%	0.0%	0.4%	6.3%	**13.3%**	**12.9%**	5.1%	4.7%
IMPIANTI DI RISCALDAMENTO		10.7%	5.1%	15.1%	25.3%	23.0%	11.0%	9.7%
singole - isolate	26.8%	2.9%	1.4%	4.0%	6.8%	6.2%	2.9%	2.6%
a schiera - tessuto continuo	12.4%	1.3%	0.6%	1.9%	3.1%	2.9%	1.4%	1.2%
condomini	52.9%	5.7%	2.7%	8.0%	**13.4%**	**12.2%**	5.8%	5.1%
SOLARE TERMICO		10.3%	4.8%	14.9%	23.8%	21.7%	12.9%	11.6%
singole - isolate	38.4%	4.0%	1.8%	5.7%	9.1%	8.3%	5.0%	4.5%
a schiera - tessuto continuo	14.4%	1.5%	0.7%	2.1%	3.4%	3.1%	1.9%	1.7%
condomini	42.9%	4.4%	2.1%	6.4%	**10.2%**	**9.3%**	5.5%	5.0%

Tabella 8-4 Stima della suddivisione degli interventi di riqualificazione energetica per tipologia di intervento, per tipologia di edificio e per epoca di costruzione

[3] Analisi integrata di scenari di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore civile e commerciale della Regione Veneto, F.Peron et Al., IUAV, VI Congresso Nazionale AIGE, giugno 2012.

	<1919	<1945	<1961	<1971	<1981	<1991	<2001
Consumo energetico specifico [kWh/m²/anno]							
singole - isolate	235	238	219	210	210	202	148
a schiera - tessuto continuo	227	224	211	204	204	197	141
condomini	210	212	200	192	192	185	128
Risparmio medio per intervento e tempo di ritorno dell'investimento							
INFISSI							
singole - isolate	-24.0% 21	-28.0% 19	-26.0% 23	-26.0% 22	-26.0% 22	-30.0% 21	-15.0% 53
a schiera - tessuto continuo	-31.0% 14	-28.0% 16	-30.0% 16	-31.0% 16	-31.0% 16	-33.0% 16	-20.0% 35
condomini	-36.0% 10	-36.0% 10	-38.0% 10	**-41.0% 10**	**-41.0% 10**	-43.0% 10	-27.0% 23
SUPERFICI OPACHE VERTICALI							
singole - isolate	-20.0% 17	-25.0% 17	-14.0% 25	-12.0% 30	-12.0% 30	-9.5% 37	-9.0% 51
a schiera - tessuto continuo	-17.0% 14	-17.0% 14	-12.0% 20	-10.0% 24	-10.0% 24	-8.0% 29	-10.0% 32
condomini	-17.0% 10	-17.0% 12	-12.0% 17	**-10.0% 21**	**-10.0% 21**	-8.0% 27	-9.0% 31
SUPERFICI OPACHE ORIZZONTALI							
singole - isolate	-6.0% 38	-11.0% 21	-6.5% 37	-7.0% 37	-7.0% 37	-7.0% 36	-8.0% 45
a schiera - tessuto continuo	-11.0% 20	-8.0% 31	-8.0% 31	-9.5% 27	-9.5% 27	-13.0% 22	-12.0% 31
condomini	-4.0% 27	-4.0% 25	-4.0% 28	**-5.0% 29**	**-5.0% 29**	-5.0% 29	-5.0% 37
IMPIANTI DI RISCALDAMENTO							
singole - isolate	-13.0% 13	-13.0% 13	-13.0% 14	-13.0% 14	-13.0% 14	-13.0% 15	-13.0% 21
a schiera - tessuto continuo	-13.0% 17	-13.0% 17	-13.0% 18	-13.0% 19	-13.0% 19	-13.0% 19	-13.0% 27
condomini	-13.0% 20	-13.0% 20	-13.0% 21	**-13.0% 22**	**-13.0% 22**	-13.0% 23	-13.0% 33

Tabella 8-5 Stima del risparmio energetico conseguibile per tipologia di intervento, per tipologia di edificio e per epoca di costruzione

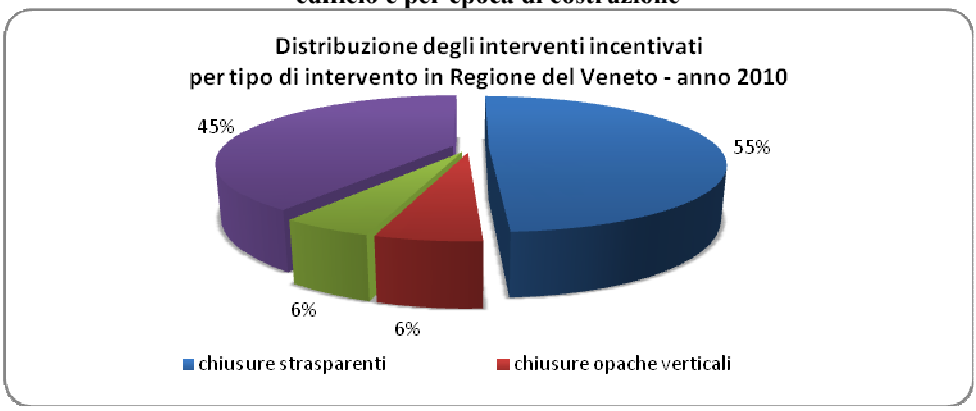


Figura 8-1 Distribuzione degli interventi incentivati tramite il "55%" in Regione del Veneto al 2010

In Figura 8-1 sono riportati il complessivo degli interventi di riqualificazione incentivati nella Regione del Veneto nell'anno 2010. Si osserva come gli interventi preponderanti riguardino la sostituzione dei serramenti (55%) seguita dalla sostituzione degli impianti di riscaldamento (45%), mentre l'isolamento delle strutture opache verticali e di quelle orizzontali raggiungono solamente il 6% degli interventi. Nel prospetto degli interventi realizzati non è stata considerata l'installazione di impianti solari termici, in questo capitolo infatti l'attenzione è stata focalizzata sull'efficienza energetica del settore residenziale, mentre l'impiego di sistemi solari termici così come la sostituzione delle fonti fossili a vantaggio delle rinnovabili compete alla trattazione dello sviluppo delle FER che è affrontata nei paragrafi successivi.

Sulla base delle considerazioni riportate in precedenza, è stato tracciato uno scenario di sviluppo che contribuisce a raggiungere gli obiettivi individuati dal "burden sharing" per la Regione del Veneto.

In accordo con lo studio operato da ANCE[4], i potenziali di risparmio energetico nel settore residenziale sono stati valutati prendendo in considerazione, da un lato, le riqualificazioni energetiche del parco esistente, dall'altro la costruzione di nuovi edifici.

Per quanto riguarda il primo punto, analizzando le classi di edifici che risultano maggiormente oggetto di interventi di riqualificazione e confrontando tale dato con l'entità dei possibili risparmi risulta che la tipologia abitativa che presenta le migliori possibilità di intervento è la classe dei condomini realizzati tra il 1961 e il 1980. È stata pertanto ipotizzata al 2020 la realizzazione di interventi di riqualificazione totale (sostituzione dei serramenti ed isolamento dell'involucro) su un numero di 5.900 edifici realizzati negli anni '60 e '70, per un totale di 55.440 abitazioni. Tale numero corrisponde al 2,85% delle abitazioni complessive al 2011 (2,66% delle abitazioni stimate al 2021) e al 10,9% delle abitazioni appartenenti alla categoria considerata. Il coefficiente di consumo specifico per tale tipologia di abitazione è stimato in 190 kWh/m^2/anno, mentre a seguito della riqualificazione tale valore è ridotto a 60 kWh/m^2/anno, indicando per gli edifici interessati il raggiungimento della classe energetica C. Il risparmio relativo è stimato in 69,4 ktep. Il dettaglio dell'analisi è riportato in Tabella 8-6.

Intervento di riqualificazione totale su edifici degli anni '60-'70		
5.900 edifici interessati 55.440 abitazioni aventi una superficie media di 112 m^2		
consumo energetico specifico originario	190	kWh/m^2/anno
consumo energetico specifico a seguito della riqualificazione classe energetica di destinazione C	60	kWh/m^2/anno
risparmio energetico specifico	130	kWh/m^2/anno
risparmio complessivo	807.206.400,00	kWh/anno
	69,42	ktep
costo della riqualificazione	950,00	€/m^2
	84.973,00	€/tep risp

Tabella 8-6 Potenziale di risparmio energetico nella riqualificazione edilizia

Per quanto riguarda le nuove costruzioni, attualmente, la legge italiana (D.Lgs. 192/2005) prevede che tutte le nuove edificazioni rispettino almeno i requisiti indicati per la classe energetica C. Un risparmio energetico in tale ambito è stato stimato assumendo che le nuove costruzioni siano realizzate in classe energetica A. Sulla base dei dati di crescita valutati nello studio IUAV del parco edilizio dal 2001 al 2011 e imponendo un tasso di crescita dimezzato rispetto al decennio precedente, è stato ipotizzato al

[4] Analisi del parco edilizio e dei possibili interventi per il risparmio energetico nella Regione del Veneto. Studio compiuto da Ance per la Regione Veneto nell'anno 2011.

2021 un numero di 141.760 nuove abitazioni. Nello scenario individuato è stato assunto che 42.500 di esse siano realizzate in classe A, tale numero è legato alla stima delle abitazioni di tipo mono-bifamiliare, che più facilmente si prestano ad essere realizzate secondo i migliori indici di prestazione energetica. Come indicato da ANCE sono state considerate inoltre due sottoclassi di intervento: la metà delle abitazioni considerate sono realizzate secondo le caratteristiche di un edificio di classe energetica A, mentre l'altra metà in aggiunta a tale requisito presenta l'installazione di sistemi di domotica e automazione di classe B. Il dettaglio degli interventi indicati è fornito in Tabella 8-7 e in Tabella 8-8. Complessivamente la soluzione descritta comporterebbe un risparmio energetico valutabile in 13,47 ktep.

costruzione di nuove abitazioni in classe A		
21.250 abitazioni interessate superficie media di 105 m^2		
consumo energetico specifico in classe C	60	kWh/m^2/anno
consumo energetico specifico in classe A	30	kWh/m^2/anno
risparmio energetico specifico	30	kWh/m^2/anno
risparmio complessivo	66.937.500,00	kWh/anno
	5,76	ktep
costo della costruzione in classe C 950 €/m^2	1026,00	€/m^2
extra-costo per la costruzione in classe A +8%	29.458,00	€/tep risp

Tabella 8-7 Potenziale di risparmio energetico nella costruzione di nuove abitazioni in classe A

costruzione di nuove abitazioni in classe A + domotica di classe B		
21.250 abitazioni interessati superficie media di 105 m^2		
consumo energetico specifico in classe C	60	kWh/m^2/anno
consumo energetico specifico in classe A	30	kWh/m^2/anno
risparmio energetico specifico	30	kWh/m^2/anno
risparmio energetico dovuto ai sistemi domotici	10,18	kWh/m^2/anno
risparmio complessivo	89.660.250,00	kWh/anno
	7,71	ktep
costo della costruzione in classe C 950 €/m^2	1026,00	€/m^2
extra-costo per la costruzione in classe A +8%	29.458,00	€/tep risp
Extra-costo per la domotica di classe B	65,00	€/m^2
	74.217,00	€/tep
Costo totale	1.091,00	€/m^2
	40.801,00	€/tep risp

Tabella 8-8 Potenziale di risparmio energetico nella costruzione di nuove abitazioni in classe A + domotica

Sulla base delle considerazioni precedenti sono stati ipotizzati due scenari di sviluppo per la riqualificazione energetica degli edifici, indicati rispettivamente come scenario base e scenario avanzato.

Lo scenario base individuato è costruito in modo tale da permettere di raggiungere gli obiettivi individuati dal "burden sharing" per la Regione del Veneto. Esso interessa il 2,85% delle abitazioni esistenti al 2011 e il 29,3% delle abitazioni che si stima saranno realizzate nel decennio seguente sino al 2020. Complessivamente lo scenario proposto comporterebbe un risparmio pari a 82,89 ktep, pari a circa il 3% dei consumi del settore residenziale al 2010.

Il secondo scenario (scenario avanzato) prevede invece che gli interventi valutati per lo scenario base vengano triplicati, interessando il 31% degli edifici condominiali realizzati tra il 1961 e il 1980 e quasi

il 90% delle nuove costruzioni. In tale modo il risparmio potenziale si avvicinerebbe a 250 ktep, pari a circa 8% dell'attuale consumo del settore.

Per quanto riguarda la generazione di acqua calda sanitaria (ACS) l'attuale fabbisogno è stimato in circa 330 ktep. Considerando che il fabbisogno di ACS è legato allo stile di vita e del benessere della popolazione, verosimilmente esso aumenta all'aumentare della popolazione e dello stile di vita. La riduzione della spesa energetica ad esso correlata è legata al soddisfacimento di una parte più o meno consistente di tale fabbisogno per mezzo di fonti rinnovabili, come sarà trattato in seguito, e all'incremento di efficienza dei sistemi di generazione del calore, ovvero alla sostituzione degli impianti termici degli edifici. In relazione ai due scenari individuati per il risparmio nel riscaldamento è quindi possibile valutare l'effetto che l'efficientamento degli impianti può portare nella generazione di ACS. Stimando che la sostituzione del generatore di calore comporti un risparmio medio del 10% nella generazione di ACS, lo scenario base realizzerebbe un risparmio pari a 3,96 ktep, mentre lo scenario avanzato porterebbe il risparmio di energia a circa 11,88 ktep. I risparmi attesi per gli scenari indicati sono riassunti sinteticamente in Tabella 8-9.

Scenari di efficienza energetica nel settore residenziale		
	scenario base	**scenario avanzato**
Riscaldamento	fabbisogno di energia al 2010 = 2050 ktep	
Riqualificazioni totali in edifici anni '60-'70	2.66% abitazioni totali al 2020	7.98% abitazioni totali al 2020
Nuove costruzioni	29,3 % nuove abitazioni 2020	87,9 % nuove abitazioni 2020
risparmio annuo al 2020	**82.89 ktep**	**250 ktep**
Generazione di ACS	fabbisogno di energia al 2010 = 330 ktep	
Riqualificazioni totali in edifici anni '60-'70	12 % di abitazioni	36 % di abitazioni
Nuove costruzioni		
risparmio conseguito	**3,96 ktep**	**11,88 ktep**

Tabella 8-9 scenari di risparmio energetico nel settore residenziale

8.1.2 Potenziali per il risparmio energetico nel settore industriale

Il presente paragrafo si propone di individuare quale sia il potenziale di risparmio energetico teorico e tecnico-economico nel settore industriale nella Regione del Veneto. L'analisi riprende i risultati presentati nello studio "Energy Efficiency Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato" realizzato da Energy Strategy Group del Dipartimento di Ingegneria Industriale del Politecnico di Milano.
Per valutare il potenziale di risparmio energetico ottenibile al 2020 sono stati presi in considerazione gli interventi indicati nel PAEE 2011 per raggiungere gli obiettivi prefissati a livello nazionale (Tabella 8-10). Infatti, il potenziale locale non può prescindere dalle strategie elaborate a livello nazionale.
Le soluzioni di efficienza energetica, valutate nel presente capitolo, saranno incentivate attraverso tre meccanismi[5]:

1. i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che introducono un meccanismo di mercato per rendere "liquidi" e "monetizzabili" gli effetti del risparmio energetico resi possibili dall'adozione di determinate soluzioni tecnologiche.
2. il Fondo Rotativo "Kyoto", il quale prevede la concessione di prestiti a tasso agevolato.
3. Il nuovo "Conto Energia Termico" che introduce un meccanismo di incentivazione a fondo perduto modulato in base alla tecnologia e taglia installata.

INTERVENTO DI MIGLIORAMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA NEL SETTORE INDUSTRIALE		**Risparmio energetico annuale conseguito al 2010**	**Risparmio energetico annuale atteso al 2016**	**Risparmio energetico annuale atteso al 2020**
		[GWh/anno]	**[GWh/anno]**	**[GWh/anno]**
IND-1	**Lampade efficienti e sistemi di controllo**	617	1.360	n.d.
IND-2	**Installazione di motori elettrici a più alta efficienza**	16	2.600	n.d.
IND-3	**Installazione di inverter su motori elettrici**	121	300	n.d.
IND-4	**Cogenerazione ad alto rendimento**	2.493	6.280	n.d.
IND-5	**Refrigerazione, inverter su compressori, sostituzione caldaie, recupero cascami termici**	5.023	9.600	n.d.
TOTALE SETTORE INDUSTRIA		**8.270**	**20.140**	**28.678**

Tabella 8-10 Obiettivi stabiliti per il settore industriale dal PAEE 2011

Un fattore discriminante nella scelta delle soluzioni tecnologiche proposte è la disponibilità commerciale della tecnologia in oggetto e la sua maturità tecnica.

[5] Tratto da "Energy Efficient Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato – Energy Strategy Group – DIG Politecnico di Milano 2012.

Nella Tabella 8-11 sono indicate le principali soluzioni tecnologiche per intervenire in ambito industriale classificate secondo tre obiettivi:

1. riduzione dei consumi energetici aziendali;
2. riduzione della dipendenza dall'approvvigionamento energetico;
3. diffusione della cultura dell'efficienza energetica.

RIDUZIONE DEL CONSUMO DI ENERGIA	SOLUZIONI SINGOLE	Lampade efficienti e sistemi di controllo
		Sostituzione motori elettrici
		Installazione di inverter
		UPS – Gruppi di continuità
		Rifasamento dei carichi elettrici
		Sistemi efficienti di combustione
	INTERVENTI SISTEMICI	Ricompressione meccanica del vapore
		Aria compressa
		Refrigerazione
RIDUZIONE DELLA DIPENDENZA DALL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO	PRODUZIONE ELETTRICA E/O TERMICA EFFICIENTE DA COMBUSTIBILE TRADIZIONE O DA RECUPERO DI CASCAMI TERMICI	Cogenerazione (Impianti a vapore, turbine a gas e cicli combinati, motori a combustione interna, piccola e micro cogenerazione)
		Recupero calore e generazione elettrica mediante tecnologia ORC
	PRODUZIONE ELETTRICA DA FER	Fotovoltaico[6]
DIFFUSIONE DELLA CULTURA DELL'EFFICIENZA ENERGETICA	AZIENDALE	Sistemi di gestione dell'energia (ISO 50001) E.S.CO. (UNI CEI 11352:2010)
	PERSONALE	Esperti in Gestione dell' energia (UNI CEI 11339:2009)

Tabella 8-11 Interventi di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale

Per ognuno degli interventi indicati è stata valutata la convenienza economica dal punto di vista del Pay-Back (Tabella 8-12) dell'investimento[7], in quanto rappresenta lo strumento principale con cui le imprese valutano se intraprendere o meno un progetto di investimento.

[6] Il potenziale legato al fotovoltaico è trattato in maggior dettaglio nella sezione dedicata alle fonti rinnovabili.

[7] Per un ulteriore approfondimento legato ad un analisi legata al costo necessario per risparmiare o produrre un kWh (elettrico o termico) di energia rispetto alla soluzione standard a bassa efficienza si rimanda allo studio "Energy Efficient Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato – Energy Strategy Group – DIG Politecnico di Milano 2012.

Nella Tabella 8-12 sono indicati i Pay-Back time degli interventi di miglioramento energetico nel caso di sostituzione volontaria di un dispositivo ancora funzionante e di sostituzione forzata per un dispositivo non più funzionante o a fine ciclo di vita. Si è scelto di individuare delle taglie di intervento intermedie e delle alternative (all'interno della stessa famiglia tecnologica) a maggiore efficienza, indicando per ciascuna di esse il range all'interno di cui varia il tempo di Pay-Back in funzione del parametro fondamentale che influenza la valutazione economica, ossia il numero di ore di funzionamento annuo dell'impianto.

INTERVENTO DI MIGLIORAMENTO ENERGETICO		**SOSTITUZIONE VOLONTARIA**	**SOSTITUZIONE FORZATA**	**Taglia-tipo considerato**
		Tempo di payback	**Tempo di payback**	
1	Sistemi ad aria compressa – Recupero calore	0,37- 1,5	0,37- 1,5	-
2	Inverter	0,4 – 1,7	0,4 – 1,7	37 kW
3	Rifasamento dei carichi elettrici	0,4 – 1,9	0,4 – 1,9	30 kVAr (distribuito)
4	Sistemi ad aria compressa – Riduzione perdite	0,6 – 2,6	0,6 – 2,6	-
5	Sistemi ad aria compressa – Introduzione sistemi di accumulo	1,1 - 4,2	1,1 - 4,2	-
6	Sistemi di refrigerazione – Controllo dinamico pressione	1,2 – 5,8	1,2 – 5,8	-
7	Cogenerazione – Turbina a gas	3 – 10,7	3 – 10,7	5 MW
8	UPS ad alta efficienza	3 – 15	0,6 – 2,5	80 kVA
9	Cogenerazione – Motori a combustione interna	3,8 - 15	3,8 - 15	5 MW
10	Cogenerazione – Turbina a vapore	4 – 16,2	4 – 16,2	5 MW
11	Motori elettrici ad alta efficienza	4 - 24	3 - 17	37 kW [IE3]
12	Sistemi efficienti di combustione – Bruciatori rigenerativi	4,8 – 9,5	3 – 5,3	-
13	Cogenerazione – Ciclo combinato	6 - > v.u.	6 - > v.u.	10 MW
14	Sistemi efficienti di combustione- Bruciatori auto-recuperativi	6,2 – 11,9	4,1 – 7,9	-
15	ORC	6,7 - > v.u.	6,7 - > v.u.	1,1MW

Tabella 8-12 Quadro della convenienza economica delle soluzioni di efficienza energetica, nei casi di sostituzione di una tecnologia "standard" funzionante o a fine ciclo di vita, attraverso il calcolo del PayBack [anni]

Le tecnologie individuate sono classificabili, in base al Pay-Back time, in:

1. Tecnologie che presentano un tempo di ritorno sull'investimento inferiore alla soglia di accettabilità aziendale, pari a 3 anni, quali inverter, rifasamento dei carichi elettrici, sistemi ad aria compressa, ad eccezione dell'introduzione dei sistemi di accumulo.
2. Tecnologie il cui tempo di ritorno viene considerato accettabile solo in casi di elevati valori di funzionamento annuo o di sostituzione a fine ciclo di vita, quali UPS ad alta efficienza, tecnologie di accumulo nel sistema ad aria compressa, sistemi per il controllo dinamico della pressione in un impianto di refrigerazione, cogenerazione con turbina a gas o motore a combustione interna. Motori elettrici ad alta efficienza, sistemi efficienti di combustione con bruciatori rigenerativi.
3. Tecnologie il cui tempo di ritorno è lontano dalla soglia di convenienza indipendentemente dalle ore di funzionamento annue e dalla sostituzione a fine ciclo di vita. Le tecnologie indicate sono i bruciatori auto-recuperativi, la cogenerazione con turbine a vapore o ciclo combinato ed impianto ORC.

Nella Figura 8-2 è confrontato il Pay-Back delle soluzioni tecnologiche proposte, ad esclusione degli interventi di illuminazione, con il tempo di ritorno considerato accettabile per le imprese pari a 3 anni.

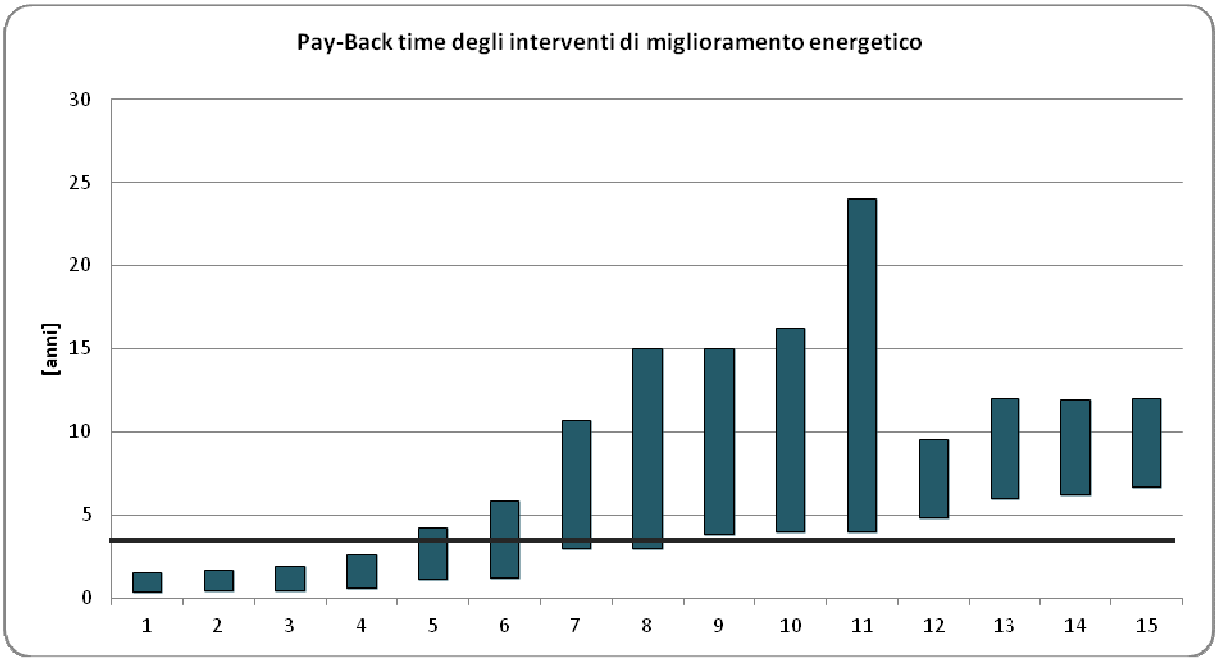


Figura 8-2 Pay-Back time degli interventi di miglioramento energetico confrontati con il pay-back di 4 anni

Nell'allegato C sono descritte le soluzioni tecnologiche per il risparmio energetico in ambito industriale e la metodologia con la quale, per ciascuna tipologia di intervento, viene quantificato il risparmio energetico conseguibile al 2020 a livello regionale mediante l'applicazione delle tecnologie individuate.

La quantificazione del potenziale teorico di risparmio energetico in Veneto è stato calcolato proporzionando il potenziale nazionale di risparmio al rapporto tra i consumi elettrici nazionali e quelli regionali[8]. Nel 2011 i consumi nazionali elettrici del settore industriale sono pari a 140 TWh mentre quelli regionali risultano pari a 15,4 TWh. Si applica pertanto un fattore di proporzionalità pari ad 11% del potenziale di risparmio nazionale.

Per ciascuna tecnologia, una volta stimato il potenziale teorico, è stato stimato un tasso di penetrazione atteso per quantificare quale sia il potenziale tecnico-economico o meglio verosimilmente raggiungibile al 2020.

[8] I potenziale calcolati rappresentano la stima dei potenziali a livelli nazionale calcolati nello studio "Energy Efficient Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato – Energy Strategy Group – DIG Politecnico di Milano 2012.

I valori ottenuti sono rappresentati nella Tabella 8-13.

POTENZIALE RISPARMIO ENERGETICO INDUSTRIA		TEORICO	TECNICO-ECONOMICO	TASSO DI PENETRAZIONE
MOTORI	Sostituiti e nuovi [unita]	1.760.000	1.760.000	**35%-40%**
	Risparmio energia elettrica [GWh]	792	312,4	
	Volume d'affari [mld €]		3,355	
INVERTER	Sostituiti e nuovi [unita]	847.000	220.000	**25%-30%**
	Risparmio energia elettrica [GWh]	1232	330	
	Volume d'affari [mld €]	3,245	0,869	
UPS	Sostituiti e nuovi [unita]	5038	2519	**40%-50%**
	Risparmio energia elettrica [GWh]	5,500385	3,300187	
	Volume d'affari [mld €]	0,0495	0,0253	
ARIA COMPRESSA	Risparmio energia elettrica [GWh]	429-484	85,8 – 145,2	**20%-30%**
	Volume d'affari [mld €]	0,0495 -0,0737	0,0099 -0,022	
SISTEMI DI REFRIGERAZIONE	Risparmio energia elettrica [GWh]	181,5	24,2 – 59,4	**15%-30%**
	Volume d'affari [mld €]	0,0242–0,0308	0,00253-0,00836	
COGENERAZIONE	Potenza elettrica installata [MW]	485,65	141,35-200,2	**30%-40%**
	Risparmio energia elettrica [GWh]	1815	660-682	
	Risparmio energia termica [GWh]	4796	1529-2233	
	Volume d'affari [mld €]	0,4455	0,1287-0,187	
ORC	Potenza elettrica installata [MW]	58,685	5,94-11,88	**10%-20%**
	Produzione energia elettrica [GWh]	440	47,3-94,6	
	Volume d'affari [mld €]	0,1815	0,0231-0,0352	
ILLUMINAZIONE	Risparmio energia elettrica [GWh]	98	98	**20%-50%**

Tabella 8-13 Quadro sinottico delle potenzialità associate alle diverse soluzioni per l'efficienza energetica in impresa

Di seguito sono presentati i risultati ottenuti per due tipologie di scenari, base ed avanzato, in alla funzione della scelta del tasso di penetrazione tecnologica applicato.

Sommando i risparmi elettrici e termici (si suppone che l'energia termica prodotta dalla cogenerazione sia utilizzata nel processo produttivo o in applicazioni trigenerative) effettivi e fattibili conseguiti a seguito dell'adozione delle tecnologie si ottiene, a livello regionale, un risparmio energetico nello scenario base (calcolato con il tasso di penetrazione della tecnologia inferiore) dell'ordine di 266 ktep, di cui 134 elettrici e 132 termici (Tabella 8-14**)**.

Il potenziale tecnico-economico rappresenta il 32% di quello teorico a livello regionale ed il 32,4% di quello richiesto dallo scenario efficienza energetica (817 ktep).

	TEORICO	TECNICO-ECONOMICO
RISPARMIO ENERGETICO COMPLESSIVO [GWh]	9.789	3.090
RISPARMIO ENERGIA ELETTRICA [GWh]	4.993	1.561
RISPARMIO ENERGIA TERMICA [GWh]	4.796	1.529
RISPARMIO ENERGETICO COMPLESSIVO [ktep]	841	266
RISPARMIO ENERGIA ELETTRICA [ktep]	429	134
RISPARMIO ENERGIA TERMICA [ktep]	412	132

Tabella 8-14 Potenziale di risparmio/produzione di energia complessivo per il Veneto all'anno 2020 – scenario base

Il risparmio energetico nello scenario avanzato (calcolato con il tasso di penetrazione della tecnologia superiore) dell'ordine di 340 ktep, di cui 148 elettrici e 192 termici (Tabella 8-15**)**.
Il potenziale tecnico-economico rappresenta il 40% di quello teorico a livello regionale ed il 42% di quello richiesto dallo scenario efficienza energetica (817 ktep).

	TEORICO	TECNICO-ECONOMICO
RISPARMIO ENERGETICO COMPLESSIVO [GWh]	9.789	3.958
RISPARMIO ENERGIA ELETTRICA [GWh]	4.993	1.725
RISPARMIO ENERGIA TERMICA [GWh]	4.796	2.233
RISPARMIO ENERGETICO COMPLESSIVO [ktep]	841	340
RISPARMIO ENERGIA ELETTRICA [ktep]	429	148
RISPARMIO ENERGIA TERMICA [ktep]	412	192

Tabella 8-15 Potenziale di risparmio/produzione di energia complessivo per il Veneto all'anno 2020 – scenario avanzato

In Figura 8-3 è indicata la ripartizione percentuale, tra le diverse soluzioni tecnologiche esaminate, del potenziale tecnico-economico di risparmio elettrico nell'ipotesi di scenario base. Per quanto concerne la produzione di energia termica il contributo al risparmio energetico è interamente attribuibile alla cogenerazione.

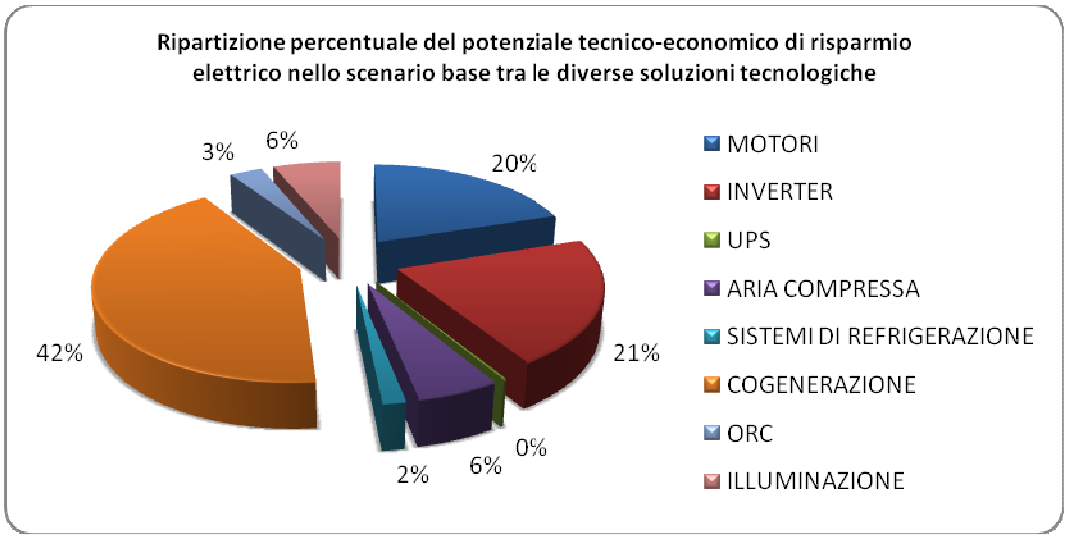


Figura 8-3 Ripartizione percentuale del potenziale tecnico-economico di risparmio elettrico nello scenario base tra le diverse soluzioni tecnologiche

La Tabella 8-16 determina un ordine di classificazione delle diverse tecnologie basato sull'effettivo contributo atteso in termini di risparmio energetico in funzione del grado di penetrazione e del potenziale tecnico-economico di risparmio delle diverse tecnologie esaminate.
L'intervento che presenta il maggior potenziale combinato con un elevato grado di penetrazione della tecnologia è la cogenerazione, seguita dalla sostituzione dei motori e installazione degli inverter. Di minor impatto risultano gli interventi legati all'illuminazione alla riqualificazione dei sistemi ad aria compressa, nonostante quest'ultimi presentano costi e tempi di ritorno molto interessanti.

TECNOLOGIA	POTENZIALE TECNICO-ECONOMICO		TASSO DI PENETRAZIONE	PRIORITA'
COGENERAZIONE	Risparmio elettrico [GWh]	660-682	**30%-40%**	**1**
MOTORI	Risparmio energetico [GWh]	312,4	**35%-40%**	**2**
INVERTER	Risparmio energetico [GWh]	330	**25%-30%**	**2**
ILLUMINAZIONE	Risparmio elettrico [GWh]	98	**20%-50%**	**3**
ARIA COMPRESSA	Risparmio energetico [GWh]	85,8 – 145,2	**20%-30%**	**3**
SISTEMI DI REFRIGERAZIONE	Risparmio energetico [GWh]	24,2 – 59,4	**15%-30%**	**4**
UPS	Risparmio energetico [GWh]	3,300187	**40%-50%**	**4**

Tabella 8-16 Classificazione delle diverse tecnologie in funzione del grado di penetrazione e del potenziale di risparmio energetico

8.1.3 Potenziale per il risparmio nel settore terziario

La conoscenza della consistenza e delle caratteristiche energetiche del parco edilizio nazionale per usi non residenziali è, allo stato attuale, molto incerta. Il settore terziario è connotato da una composizione edilizia, impiantistica e di destinazione d'uso estremamente eterogenea, inoltre, soffre della scarsità di dati disponibili circa il proprio patrimonio e di molte lacune sulla conoscenza degli aspetti gestionali e manutentivi.

Per quanto riguarda la valutazione dello stato attuale dell'efficienza energetica degli edifici, è stato preso a riferimento quanto prescritto fino al 2005 dalla Legge 373/1976 e dal D.P.R. 412/1993. Per la valutazione delle possibili migliorie, si è invece fatto riferimento a quanto prescritto dal D.Lgs. 192/2005 e successive modifiche.

Utili indicazioni circa la consistenza del parco immobiliare e della sua distribuzione sul territorio nazionale sono fornite dai dati elaborati da ENEA-CRESME, sia a proposito delle scuole sia degli edifici per uffici e degli alberghi. In particolare gli edifici ad uso ufficio rappresentano una parte rilevante del comparto edilizio, di grande rilievo anche in termini di consumi energetici.

In questo contesto, la pubblica amministrazione ha il compito di intervenire sugli edifici di sua competenza, secondo una logica di riduzione dei consumi e di razionalizzazione dell'uso dell'energia, senza dimenticare che l'azione esercitata nel pubblico può anche funzionare da "buon esempio" per i privati oltre a costituire un fattore di crescita qualitativa del mercato. Questa azione trova i riferimenti cogenti nella direttiva EPBD 1 e nel D.Lgs. 192/2005. I medesimi obblighi sono stati resi ancora più stringenti dalla direttiva 2010/31/CE ("EPBD").

Allo scopo di valutare l'effetto di interventi mirati al contenimento dei consumi energetici nel settore terziario, per le categorie di edifici per le quali si è in possesso di dati significativi (scuole alberghi e uffici) è stata sviluppata da ENEA una metodologia che ha consentito di determinare le caratteristiche degli "edifici tipo" al fine di condurre una valutazione di fattibilità dei diversi interventi di riqualificazione energetica. L'analisi energetica del parco immobiliare considerato è stata effettuata utilizzando diversi modelli di edifici "tipo" caratterizzati da distinte geometrie e da tipologie strutturali in funzione delle epoche di costruzione in cui è suddiviso il patrimonio edilizio.

Gli interventi di riqualificazione considerati riguardano sia l'involucro edilizio (isolamento delle strutture perimetrali, isolamento dei solai, sostituzione dei serramenti) sia l'impianto di climatizzazione, con l'installazione di sistemi solari termici e il rinnovo dei generatori di calore con apparecchi a più elevate efficienze. I possibili interventi sono stati valutati e integrati per ogni tipologia edilizia ed è stato, quindi, ipotizzato un risparmio energetico medio associabile ad ogni intervento di riqualificazione complessiva per ogni categoria edilizia analizzata.

Tale metodologia valuta il risparmio complessivo conseguibile nei comparti: edifici per la pubblica amministrazione, edifici per l'istruzione, ed edifici per il turismo. L'analisi è operata su scala nazionale sulla base della banca dati generali dei fabbricati di CRESME e presentata nel PAEE[9].

La trasposizione dei risultati dell'indagine condotta da Enea su scala regionale è stata eseguita in modo proporzionale alla popolazione per quanto riguarda gli edifici della pubblica amministrazione e

[9] Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica 2011.

gli edifici scolastici, mentre per le strutture alberghiere l'analisi è stata effettuata sul numero di entità esistente nella Regione del Veneto. Il risparmio individuato è indicato come potenziale di contenimento dei consumi di carattere teorico essendo stato stimato sulla base di indici di consumo medio statistici.
Si ipotizza di mantenere la stessa intensità di intervento dell'analisi originale di Enea, per cui il tasso di edifici interessati è per ogni entità di poco superiore al 40%, una quota rilevante dell'insieme globale degli edifici del terziario. Il risparmio complessivamente stimato è pari a 143.9 ktep. In Tabella 8-17 è presentata la sintesi degli interventi valutati e l'effetto sulle singole entità analizzate.

	EDIFICI PUBBLICI	SCUOLE	ALBERGHI	TOTALE
Numero edifici interessati	493,5	1.795,3	1.047,55	3.336,3
Intensità dell'azione sul totale degli Edifici per entità	45%	42%	41%	
Consumo energetico stimato prima dell'intervento [GWh/anno]	119,9	929,1	11.434	12.483
Consumo energetico stimato a seguito dell'intervento [GWh/anno]	32,8	2636	261	2.930
Risparmio conseguito [GWh/anno]	87,1	714,9	871,4	1.673,4
Risparmio conseguito [ktep]	7,5	61,5	74,9	143,9

Tabella 8-17 Interventi per l'efficienza energetica negli edifici del settore terziario.

Per quanto concerne la riduzione dei consumi elettrici del settore terziario è possibile valutare l'effetto su tale settore di alcune strategie presentate anch'esse all'interno del PAEE.
Le azioni valutate in questa sede sono presentate in forma sintetica in Tabella 8-18, nella stessa sono riportati anche le intensità attribuite a tali azioni che concorrono a realizzare due scenari di risparmio energetico: lo scenario tendenziale (BAU) e lo scenario ad elevata efficienza (BAT). Le categorie merceologiche considerate nell'analisi effettuata sono gli edifici della pubblica amministrazione, le strutture turistiche ed il comparto del commercio.

INTERVENTI DI CONTENIMENTO DEI CONSUMI ELETTRICI NEL SETTORE TERZIARIO			
		BAU	BAT
TER-2	**IMPIEGO DI CONDIZIONATORI EFFICIENTI**	18%	25%
TER-3	**LAMPADE EFFICIENTI E SISTEMI CONTROLLO**	25%	40%
TER-4	**LAMPADE EFFICIENTI E SISTEMI DI REGOLAZIONE DEL FLUSSO LUMINOSO**	25%	40%
TER-5	**EROGATORI A BASSO FLUSSO (EBF)**	10%	15%

Tabella 8-18 Interventi di contenimento dei consumi elettrici nel settore terziario

L'analisi compiuta, mutuata dalla metodologia individuata nel PAEE su scala nazionale, individua per il settore terziario nella Regione del Veneto un risparmio potenziale di energia elettrica valutato in 290

GWh/anno al 2020, ovvero **25** ktep secondo lo scenario tendenziale (scenario base) e un risparmio di 452 GWh/anno pari a **38,9** ktep secondo lo scenario di alta efficienza (scenario avanzato).

8.1.4 Potenziale per il risparmio nel settore agricolo

Dal punto di vista strettamente energetico, escludendo pertanto il consumo di altre risorse quali l'acqua[10], il settore agricolo presenta consumi energetici molto contenuti, pari al 2% dei consumi finali lordi.

In riferimento allo studio pubblicato da ENEA relativo all'efficienza energetica nel settore agricolo[11], sono individuate le seguenti azioni di risparmio energetico:

1. Efficienza energetica nella filiera delle coltivazioni ortive mediante la riduzione dei residui di prodotto alimentare.
2. Efficienza energetica nella filiera agriturismo mediante l'installazione di sistemi di micro e mini-cogenerazione (inferiori ai 200 kW).
3. Efficienza energetica nella filiera dei materiali plastici in serra[12], riducendo l'utilizzo ed il consumo di materiali plastici (PMMA e lastre in PVC[13]).
4. Efficienza energetica nelle serre riducendo i consumi legati al riscaldamento e raffrescamento e alle utenze elettriche.
5. Efficienza energetica promuovendo un'agricoltura a basso input-energetico, in particolare riducendo in consumo di prodotti fertilizzanti e fitosanitari.
6. Efficienza energetica mediante lo sviluppo di coltivazioni di essenze vegetali sugli edifici (greenery) e in orizzontale su pianterreni, terrazzi e balconi (building greenhouse) in ambito urbano al fine di ridurre le dispersioni energetiche invernali e il surriscaldamento estivi.

Il potenziale di risparmio energetico può essere calcolato in riferimento alle sole azioni che comportano risparmi di energia consumata direttamente all'interno dell'azienda (energia elettrica, energia termica ed energia frigorifera) e non rispetto a quelle azioni che si traducono in risparmi distribuiti lungo la relativa filiera (es. minor utilizzo di fitosanitari e fertilizzanti, agricoltura a basso input energetico). Ciò non comporta la minor importanza ed efficacia a livello globale delle azioni proposte.

Si sottolinea inoltre la complessità nella quantificazione delle potenzialità derivanti da azioni di contenimento dei consumi o nella diffusione delle fonti energetiche rinnovabili presso serre, capannoni per allevamenti e stalle (ad es. utilizzo di solare termico e fotovoltaico, interventi di efficienza energetica quali schermi energetici e vetri a bassa trasmissione del calore nelle serre, isolamento termico delle coperture, sistemi di areazione con scambio termico, sistemi di distribuzione del calore, ristrutturazione degli impianti di riscaldamento, regolazioni climatiche, ottimizzazione dello sfruttamento della superficie coltivabile, risparmio d'acqua e di energia per l'irrigazione, lampade a basso consumo fluorescenti o a LED con sistemi di rivelazione presenza/passaggio,

[10] L'agricoltura consuma circa il 24% dell'acqua in Europa. Questo dato potrebbe non sembrare eccessivo, in confronto al 44% di acqua utilizzata per la produzione di energia, ma il suo impatto sulle riserve è molto maggiore. Infatti, mentre quasi tutta l'acqua utilizzata per la produzione di energia torna nel corpo idrico, per l'agricoltura spesso si tratta solo di un terzo. L'Italia dedica a scopi irrigui (agricoltura e allevamenti) circa il 60% dei 56 miliardi di m3 annui di consumi di acqua dolce ed è al primo posto in Europa per la maggiore estensione agricola irrigata (4.500.000 ha) (Fonte: arpat.toscana.it).

[11] QUADERNO – L'efficienza energetica nel settore agricoltura – ENEA -2011

[12] I teli vengono sostituiti in media ogni due anni;

[13] PMMA= Polimetilmetacrilato; PVC= Polivinilcloruro;

interventi di efficienza energetica nella filiera agriturismo quali ad es. introduzione di sistemi di micro e mini cogenerazione).
Fatte salve tali precisazioni, si è comunque proceduto a stimare il potenziale effettivo di risparmio energetico ottenibile in ambito agricolo. L'analisi compiuta ha permesso di quantificare un potenziale risparmio di **12,4 ktep**. Non è possibile, allo stato attuale, riuscire a quantificare il reale contributo di ciascuna azione alla costruzione degli scenari base e avanzato. Si preferisce pertanto individuare un unico scenario di riferimento, quello base, per indicare un target minimo da raggiungere.
Nel paragrafo seguente si analizzano in dettaglio due azioni di efficienza energetica quantificabili in termini di risparmio energetico conseguibile. La prima riguarda gli interventi di efficienza energetica applicabili nel settore della serricoltura mentre la seconda riguarda l'installazione di sistemi cogenerativi negli agriturismi. Tali azioni sono in abbinamento con l'utilizzo di sistemi alimentati a biomassa in modo tale da poter accedere ai titoli di efficienza energetica[14].

8.1.4.1 Efficienza energetica nelle serre

In Veneto l'agricoltura in ambiente protetto si estende per 3.671 ettari, di cui 3.511 per coltivazione di ortaggi e 160 per fiori[15]. Le coltivazioni protette richiedono inoltre un ambiente riscaldato comportando un fabbisogno energetico coperto, per la maggior parte dei casi, tramite calore fornito da caldaie a gasolio. I materiali di copertura più impiegati sono quelli plastici (PMMA e PVC) che non garantiscono buone performance di isolamento termico, disperdendo all'esterno oltre l'80% dell'energia fornita.
Dato che più del 90% del fabbisogno energetico complessivo è attribuibile al riscaldamento, risulta di fondamentale importanza proporre misure di riduzione dei consumi energetici. Le azioni[16] per il risparmio energetico proposte sono le seguenti (Tabella 8-19):

AZIONE	Risparmio energetico conseguibile %
Schermi energetici	2
Isolamento delle coperture e dei sistemi di areazione	10-20
Coibentazione e materiali di copertura	7-10
Sistemi di distribuzione del calore	10-18
Ottimizzazione dell'impianto di riscaldamento	10-15
Regolazioni climatiche	10-20
Sistemi di rilevazione	5-10
Ottimizzazione dello sfruttamento della superficie coltivabile	8-10
Risparmio d'acqua e di energia per l'irrigazione	5-10
Lampade a basso consumo o di tipo LED	50-80

Tabella 8-19 Misure adottabili e risparmio energetico conseguibile

[14] D.M. 28 Dicembre 2012.
[15] Fonte: "Risparmio energetico e biomasse forestali per il riscaldamento delle serre" – AIEL ENAMA - 2012
[16] Si rimanda allo studio "Risparmio energetico e biomasse forestali per il riscaldamento delle serre" – AIEL ENAMA – 2012 per una trattazione dettagliata delle azioni e dei relativi costi.

Per quantificare il risparmio energetico associato ad interventi di isolamento termico nelle serre presenti nel territorio veneto sono state prese in considerazione le seguenti ipotesi (Tabella 8-20):

IPOTESI	
Consumo medio [kWh/m^{2}anno]	80
Serre Permanenti riscaldate [% sul totale]	30
Combustibile utilizzato	Gasolio
Risparmio energetico conseguibile medio [%]	15

Tabella 8-20 Ipotesi di partenza per la quantificazione del risparmio energetico nelle serre

Si stima pertanto che il potenziale effettivo di riduzione dei consumi energetici nelle serre mediante interventi di risparmio energetico sia pari a **11,3 ktep**.

8.1.4.2 Efficienza energetica nella filiera agriturismo

In Veneto al 2010 sono presenti 1.307 aziende agrituristiche di cui 772 con la possibilità di alloggio (Tabella 8-21). Si vuole stimare il potenziale di riduzione di consumi energetici mediante l'introduzione di sistemi di micro e mini cogenerazione, di taglia di potenza inferiore ai 200 kWe, nelle aziende agrituristiche che sono provviste di alloggio.

Totale		**Solo pernottamento**		**Pernottamento e 1° colazione**		**Mezza pensione**		**Pensione completa**	
Aziende	Posti letto	Aziende	Posti letto	Aziende	Posti letto	Aziende	Posti letto	Aziende	Posti letto
772	10.691	275	3.889	355	5.134	136	1.819	89	1.021

Tabella 8-21 Aziende agrituristiche con alloggio per tipo di servizio in Veneto - Anno 2010 (fonte: ISTAT)

I dati di riferimento relativi ai consumi tipici di un azienda agrituristica sono stati ricavati da ENEA[17] a partire dai consumi nazionali. Nell'ipotesi che il 40% dell'energia totale consumate dalle aziende agrituristiche sia prodotta tramite micro e mini cogenerazione e che il risparmio associato alla produzione contemporanea di calore ed elettricità sia pari al 20%, si può ipotizzare un potenziale effettivo di risparmio energetico pari a **1,1 ktep**.

[17] QUADERNO – L'efficienza energetica nel settore agricoltura – ENEA -2011.

8.1.5 Potenziale per il risparmio nel settore dei trasporti

Il 30% del consumo nazionale di energia per usi finali è imputabile al settore trasporti; il miglioramento dell'efficienza energetica è riconosciuto essere uno strumento essenziale per la riduzione di tali consumi al di là di possibili variazioni della domanda di mobilità. In particolare per i trasporti l'aumento dell'efficienza energetica è conseguibile non solo attraverso lo sviluppo tecnologico ma anche mediante politiche di riorganizzazione della mobilità a favore di modalità di trasporto meno energivore. In Veneto i trasporti rappresentano poco meno del 29% dei consumi finali lordi valutati per l'anno 2010, un valore perfettamente in linea con il dato nazionale. I consumi di energia sono legati al massiccio uso di risorse fossili, quali il gasolio (65% dei CFL del settore), la benzina (26%), il GPL (5%). I consumi di energia elettrica per i trasporti in regione sono quasi esclusivamente legati al trasporto ferroviario e rappresentano poco meno dell'1% dei consumi finali lordi del settore. La quasi totalità del trasporto di persone e di mezzi in regione si svolge su strada.
I consumi registrati nel settore dei trasporti negli ultimi anni individuano un andamento in debole diminuzione (-6,8% dal 2008 al 2010), ma tale fatto è principalmente dovuto alla crisi economica in corso e non è affatto imputabile ad una diminuzione della domanda di trasporto. Al contrario essa cresce non solo perché aumenta l'esigenza di spostamento, ma anche perché crescono le distanze mediamente coperte; ciò avviene sia a livello internazionale, per effetto della globalizzazione, sia a livello nazionale, a causa delle esigenze di lavoro e della delocalizzazione delle attività produttive rispetto ai luoghi di consumo, sia a livello locale, per il fenomeno dell'espansione urbana; nel caso specifico delle merci, inoltre, crescono i volumi da trasportare per l'aumento degli imballaggi e crescono le esigenze della distribuzione per andare incontro alle ridotte capacità di magazzino degli esercizi commerciali (consegne just-in-time).
La maggior parte dei fenomeni appena ricordati, per di più, favoriscono l'ulteriore affermazione del trasporto su strada che, come ricordato nel precedente paragrafo, è poco performante sotto il profilo energetico e ambientale.
È necessario quindi pensare a strategie di controllo della domanda di trasporto anche attraverso strumenti di pianificazione delle funzioni territoriali, di premialità nei confronti della commercializzazione dei prodotti "a km zero" e a ridotto impiego di imballaggio, di ottimizzazione della distribuzione delle merci.

Promozione di modalità alternative al trasporto su strada per il contenimento della domanda

La mobilità di persone e di merci si esplica attraverso diverse modalità di trasporto; fra di esse la più praticata è senza dubbio quella su strada, attraverso veicoli su gomma alimentati da motori a combustione interna, nonostante il trasporto su strada sia meno efficiente e più inquinante della maggior parte delle altre modalità di trasporto, quando si misurino i consumi e le emissioni nocive rispetto ad una unità di trasporto (passeggero-km o tonnellata-km). Le ragioni del successo del trasporto su strada sono certamente legate alla sua maggiore flessibilità, semplicità di esercizio, capacità di creare impresa ecc. ma anche a politiche di settore che hanno privilegiato questa modalità per aprire il mercato alle più importanti produzioni industriali nazionali.
Uno studio compiuto su scala nazionale ha valutato l'effetto di una serie di azioni mirate alla promozione di modalità di trasporto diverse da quella stradale. Tale analisi ipotizza che al 2020 possa essere realizzato il raddoppio della quota di trasporto di merci e persone, realizzato con modalità alternative al trasporto su strada, rispetto al volume del 2010. Gli effetti complessivi genererebbero un risparmio potenziale che a livello nazionale è quantificabile in 3,5 Mtep. Tale valore può essere ripartito a livello regionale in base alla composizione del parco mezzi e al volume complessivo dei trasporti su gomma e si traduce in un risparmio "scalato" per la Regione del Veneto pari a 218 ktep annui valutati al 2020. Si tratta di un risparmio potenziale teorico, al quale è possibile tendere mettendo in atto una precisa strategia e strutturando delle azioni mirate.
L'analisi descritta fa riferimento alle strategie d'azione proposte di seguito (alcune di esse prevedono periodi di realizzazione ben più lunghi del fronte temporale che si è posto il piano energetico regionale, ma sono state comunque prese in considerazione poiché contribuiscono alla valutazione del potenziale individuato):

- Dimezzare entro il 2030 nei trasporti urbani l'uso delle autovetture "alimentate con carburanti tradizionali" ed eliminarlo del tutto entro il 2050; conseguire nelle principali città un sistema di logistica urbana a zero emissioni di CO_2 entro il 2030.
- Nel settore dell'aviazione utilizzare entro il 2050 il 40% di carburanti a basso tenore di carbonio; sempre entro il 2050 ridurre nell'Unione europea del 40% (e se praticabile del 50%) le emissioni di CO_2 provocate dagli oli combustibili utilizzati nel trasporto marittimo.
- Ottimizzare l'efficacia delle catene logistiche multimodali, incrementando tra l'altro l'uso di modi di trasporto più efficienti sotto il profilo energetico
- Sulle percorrenze superiori a 300 km il 30% del trasporto di merci su strada dovrebbe essere trasferito verso altri modi, quali la ferrovia o le vie navigabili, entro il 2030. Nel 2050 questa percentuale dovrebbe passare al 50% grazie a corridoi merci efficienti ed ecologici. Per conseguire questo obiettivo dovranno essere messe a punto infrastrutture adeguate.
- Completare entro il 2050 la rete ferroviaria europea ad alta velocità. Triplicare entro il 2030 la rete ferroviaria ad alta velocità esistente e mantenere in tutti gli Stati membri una fitta rete ferroviaria. Entro il 2050 la maggior parte del trasporto di passeggeri sulle medie distanze dovrebbe avvenire per ferrovia.
- Entro il 2030 dovrebbe essere pienamente operativa in tutta l'Unione Europea una "rete essenziale" TEN-T multimodale e nel 2050 una rete di qualità e capacità elevate con una serie di servizi di informazione connessi.
- Collegare entro il 2050 tutti i principali aeroporti della rete alla rete ferroviaria, di preferenza quella ad alta velocità; garantire che tutti i principali porti marittimi siano sufficientemente collegati al sistema di trasporto merci per ferrovia e, laddove possibile, alle vie navigabili interne.

Promozione dell'efficientamento energetico del settore dei trasporti

Uno studio analizzato nel Piano d'Azione Nazionale[18] per le energie rinnovabili, sviluppa un aspetto complementare rispetto alla metodologia indicata da Enea, agendo sulla tecnologia dei trasporti, piuttosto che sulla modifica della modalità con cui avviene la mobilità di merci e persone. Tale analisi propone la valutazione di un differente potenziale di risparmio energetico nel settore dei trasporti, legato ad interventi tecnologici sui sistemi di mobilità.
Relativamente alla domanda di mobilità, lo studio si è basato sulle ipotesi di Primes 2009, che prevede al 2020 sia per i passeggeri sia per le merci un incremento della domanda di servizio rispetto al 2010 pari a:

- + 9% della domanda di trasporto soddisfatta da auto private;
- + 18% del trasporto di merci su gomma;
- + 9% del trasporto su rotaia;
- + 8.6% del trasporto aereo;

Nello scenario efficiente, la domanda di mobilità individuata è soddisfatta con tecnologie che determinano un risparmio energetico riconducibile, in estrema sintesi, a quattro tipologie di intervento:

- introduzione di autovetture elettriche plug-in, che determinano un risparmio di benzina/gasolio;
- rinnovo accelerato del parco circolante di autovetture e di veicoli commerciali leggeri, con nuovi veicoli che soddisfino i vincoli sulle emissioni di CO_2 ancor più stringenti rispetto a quelli del regolamento 443/2009 e proposta di Regolamento COM(2009- 593/3), preso a riferimento per lo scenario tendenziale;
- applicazione di un pacchetto di misure aggiuntive rispetto a quelle già previste dallo scenario di riferimento che possono comprendere misure tecnologiche, comportamentali, legislative e infrastrutturali;
- incremento dell'offerta di mobilità di mezzi di trasporto pubblici alimentati elettricamente, quali metropolitane e treni.

Tale scenario individua al 2020 un risparmio teorico su scala nazionale stimato in 5.183 ktep, traducibili in ambito regionale in un risparmio rispetto allo scenario tendenziale pari a 277 ktep.

[18] Piano di Azione Nazionale - Energie rinnovabili in Italia, 2010 (http://www.efficienzaenergetica.enea.it/doc/efficienza-energetica/PAN_Energie_rinnovabili.pdf).

8.1.5.1 Riepilogo

La somma dei risparmi teorici valutati considerando di intervenire sia sulla modalità con cui persone e merci sono mobilitate, sia sulla tecnologia e l'efficienza del settore dei trasporti individua i seguenti scenari di risparmio energetico: lo scenario base di risparmio (scenario medio) è stato valutato in 277,8 ktep, mente lo scenario avanzato (scenario di massima efficienza) è stato valutato pari a 495,4 ktep, ovvero circa al 15% degli attuali consumi finali lordi del settore.
Si individua inoltre un terzo scenario, c.d. "minimo", pari a circa 194,4 ktep, calcolato nella percentuale del 70% dello scenario base di risparmio.
Al fine di quantificare gli interventi necessari a raggiungere i risparmi individuati negli scenari precedentemente descritti, sono stati valutate azioni che riguardassero esclusivamente il trasporto su gomma pubblico e privato. Non è stato possibile quantificare, in termini di risparmio energetico conseguibile, gli interventi di promozione della mobilità alternativa (quali car sharing, car pooling, ecc.).
Sulla base del Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012 relativo ai titoli di efficienza energetica, sono stati valutati i risparmi conseguibili mediante la sostituzione dell'attuale parco mezzi con autovetture di nuova concezione, a ridotto consumo di carburanti e alimentate tramite energia elettrica o con carburanti a ridotte emissioni. Sono stati valutati autoveicoli a trazione ibrida, elettrica, a GPL e a metano associati alle diverse classi di autovetture circolanti (city-car , utilitarie, auto medie e auto medio-grandi); mentre per quanto riguarda il trasporto pubblico è stata valutata la sostituzione dei mezzi attuali con autobus alimentati a biometano.
La Tabella 8-22 riassume i risultati dell'analisi e la proiezione del numero di veicoli che dovrebbe essere oggetto di sostituzione sulla base di ciascuno scenario tracciato. L'analisi è stata effettuata sulla base del censimento dei veicoli circolanti nella Regione del Veneto aggiornato all'anno 2009 che individuava 2.912.503 autovetture per il trasporto privato e 7.353 autobus per il trasporto pubblico.

SCENARI		**Scenario c.d. MINIMO**		**Scenario BASE (medio)**		**Scenario AVANZATO (massimo)**	
		coeff penetrazione 31%		coeff penetrazione 44%		coeff penetrazione 79%	
AUTOVETTURE							
TIPOLOGIA ALIMENTAZIONE	TIPOLOGIA VETTURA	n. mezzi	risparmio complessivo [ktep]	n. mezzi	risparmio complessivo [ktep]	n. mezzi	risparmio complessivo [ktep]
TRAZIONE ELETTRICA	city car 7%	63.201	12,0	90.317	17.2	161.061	30,7
TRAZIONE IBRIDA	auto medie 69%	622.984	145,9	890.265	208.5	1.587.605	371,8
TRAZIONE A METANO	auto medio-grandi 6%	54.173	0,2	77.414	0.3	138.053	0,6
TRAZIONE A GPL	Utilitaria 18%	162.518	15,2	232.243	21.7	414.158	38,7
TOTALE Autovetture			173,3		247.7		441,7
TRASPORTO PUBBLICO							
ALIMENTAZIONE A BIOMETANO	autobus per il trasporto pubblico	2.279	21,1	3.257	30.1	5.809	53,7
TOTALE			**194,4**		**277,8**		**495,4**

Tabella 8-22 Risultati delle analisi dei potenziali di risparmio nel settore dei trasporti per la Regione del Veneto (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

8.2 POTENZIALE DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

8.2.1 Potenziale di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

8.2.1.1 Potenziale teorico

Il potenziale teorico della fonte solare fotovoltaico è stato calcolato secondo la metodologia disponibile nell'allegato C e valutato pari a 503,9 ktep, pari a circa il 20% del fabbisogno di energia elettrica della Regione del Veneto all'anno 2010. Tale fabbisogno deriva da considerazioni di carattere tecnico, dai rendimenti propri delle diverse tipologie di sistemi fotovoltaici e dalla valutazione della superficie utile totale disponibile sulle coperture degli edifici civili esistenti. Tuttavia la valutazione compiuta trascura gli aspetti di carattere economico, legati ai costi di realizzazione, ai finanziamenti e agli incentivi per lo sviluppo di tale fonte. Tali aspetti sono stati considerati separatamente e conducono all'individuazione di un potenziale differente, di minore entità, definito potenziale tecnico-economico.

8.2.1.2 Potenziale tecnico-economico

Il potenziale tecnico-economico è stato valutato analizzando gli interventi incentivati per mezzo del conto energia l'incisività di tale strumento nel periodo dal 2008 al 2010 e ipotizzando un trend di crescita dal 2010 al 2020. I dati relativi alla produzione e alla potenza installata sono consultabili nel capitolo 6, tuttavia in Tabella 8-23 vengono riportati alcuni valori utili in forma sintetica.

	Potenza installata per taglia [kW]					
	< 20 kW	**Incremento %**	**Tra 20kW e 50kW**	**Incremento %**	**>50 kW**	**Incremento %**
2008	14.304	--	4.066	--	9.615	--
2009	33.356	133%	8.701	114%	36.244	277%
2010	102.248	207%	17.885	106%	208.107	474%
2011	233.191	128%	51.652	189%	883.149	324%
2012	316.576	36%	65.580	27%	1.058.928	20%

Tabella 8-23 Dati di potenza dei sistemi fotovoltaici in Regione del Veneto (*fonte: GSE*)

Incentivi

Il potenziale al 2020 per i sistemi fotovoltaici è stato valutato considerando gli apporti dovuti a fattori differenti: uno sviluppo "naturale" della tecnologia legato alla convenienza economica dell'investimento, soprattutto negli anni in cui rimane attivo il "conto energia" ed uno sviluppo "indotto" legato agli obblighi di legge sulle nuove costruzioni e sulle riqualificazioni totali.

Sulla base dello sviluppo di tale tecnologia a seguito degli incentivi introdotti dal "conto energia" è stato ipotizzato un aumento della capacità produttiva tale da raggiungere al 2020 una produzione elettrica di 2.158 GWh, ovvero 185,6 ktep. Tale potenziale deriva parte dagli impianti già installati sotto il regime di agevolazione, impianti che al 2012 realizzano complessivamente una potenza installata pari a 1.441 MW per una generazione annuale di energia pari a 1.585 GWh ovvero 136,3 ktep[19]. Ne consegue che il 73% del potenziale individuato al 2020 è già stato realizzato, mentre si

[19] La valutazione della produzione di energia elettrica sulla base della potenza installata è effettuata con riferimento ad un fattore medio di generazione elettrica su potenza installata che è ipotizzato pari a 1.100 kWh/kWp.

stima che 27% sarà raggiunto mediante una crescita annua del settore pari al 3,75%. Le stime compiute prevedono uno sviluppo differenziato in funzione della taglia dell'impianto, in particolare in relazione alle taglie presentate in Tabella 8-23 sui prevede che la potenza installata al di sotto dei 20 kW aumenterà con un tasso di crescita del 7% annuo, la taglia intermedia tra i 20 e i 50 kW avrà incremento minore, pari all'1,5% annuo, mentre per gli impianti di taglia superiore ai 50 kW è prevista una crescita del 3% annuo.

Obblighi di legge

Per quanto riguarda gli obblighi di legge essi sono indicati nel D.Lgs. 28/2011[20], il decreto mira allo sviluppo dei sistemi fotovoltaici prevedendo l'installazione di una certa potenza elettrica da fonte fotovoltaica per ogni edificio di nuova costruzione o per ogni edifico soggetto a riqualificazione integrale. Il D.Lgs. introduce per la prima volta nella normativa il concetto di "edificio sottoposto a ristrutturazione rilevante". Si tratta di un "edificio che ricade in una delle due seguenti categorie:

a) edificio esistente avente superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro;
b) edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria".

Le disposizioni non si applicano agli edifici protetti dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004) ed a quelli specificamente individuati come sottoposti a protezione negli strumenti urbanistici, qualora il progettista evidenzi che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere storico e artistico. Il decreto cambia anche la definizione di "edificio di nuova costruzione", che è da intendere come un "edificio per il quale la richiesta del pertinente titolo edilizio, comunque denominato, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto" (29 marzo 2011). La potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, viene calcolata secondo la relazione:

$$P = \frac{1}{K} \times S$$

Dove S rappresenta la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno [m²] e K è il coefficiente da applicare che assume i seguenti valori:

- K = **80**, se la richiesta del titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- K = **65**, se la richiesta del titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- K = **50**, se la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.

Per la valutazione del potenziale dei sistemi fotovoltaici legati agli obblighi di legge appena citati, è stato ipotizzato un tasso di crescita del settore residenziale in linea con quello manifestatosi nel decennio dal 2001 al 2011, ovvero un aumento del numero di edifici pari al 7,3% in dieci anni, mentre per quanto riguarda le riqualificazioni totali si è cautelativamente assunto che esse interessino in dieci anni il 2% degli edifici esistenti al 2011. Tali assunzioni implicano l'installazione di impianti fotovoltaici che al 2020 genereranno rispettivamente 7,15 ktep e 1,96 ktep, per un contributo complessivo di 9,11 ktep.

[20] Il Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n 28 rappresenta l'attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili .

8.2.1.3 Riepilogo del potenziale da fonte fotovoltaica

Riepilogando (Tabella 8-24) il potenziale tecnico-economico legato allo sviluppo della tecnologia fotovoltaica è dato dalla somma dei due contributi descritti (incentivi e obblighi di legge) e si stima che al 2020 la produzione complessiva da fonte fotovoltaica in Regione Veneto sarà pari a **194,5** ktep.
Si osservi che tale valore risulta pari al 38,5% del potenziale effettivo ottenuto valutando la superficie utile sule coperture degli edifici. Non deve trarre in inganno, tuttavia, che i due valori fanno in parte riferimento a entità differenti: il primo considera solo il potenziale su tetto, mentre il secondo comprende una quota sostanziosa dovuta agli impianti a terra già autorizzati e già realizzati.

Potenziale di generazione elettrica da fonte solare fotovoltaica		
Potenziale teorico		503,9 ktep
Potenziale tecnico-economico	Incentivi e trend evolutivo del settore	185,6 ktep
	Obblighi di legge sulle ristrutturazioni e nuove costruzioni	9,11 ktep
	TOTALE	194,7 ktep

Tabella 8-24 Potenziale di generazione elettrica da fonte fotovoltaica (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

8.2.2 Potenziale di energia termica da fonte solare termica

8.2.2.1 Potenziale teorico

L'energia producibile in termini di potenziale teorico dalla risorsa solare termica è stata valutata considerando una metodologia del tutto simile a quella utilizzata per il calcolo del potenziale da fonte fotovoltaica. In particolare nell'analisi del potenziale teorico dei sistemi fotovoltaici era stata esclusa una porzione della superficie utile sui tetti pari al 10%, questa stessa superficie è stata considerata come dato di base per l'analisi del solare termico.
Considerando le entità di fabbricati in cui è presente una domanda di Acqua Calda Sanitaria(edifici civili, le scuole e ospedali) è stata calcolata la superficie utile all'installazione di sistemi solari termici come quota marginale del 10% della totale superficie utile individuata. Si tratta di una superficie equivalente pari a 1,90 km^2 [21]. Ipotizzando per i sistemi solari termici una producibilità media pari a 400 kWh/m^2 annuo, ne consegue una producibilità annuale pari a 764 GWh termici che equivalgono a **65,7 ktep**. Il valore indicato rappresenta il potenziale teorico della risorsa solare termica nella Regione del Veneto.

[21] Tale valore è derivato dai dati presentati in Allegato C, dove è presentata la superficie utile per l'installazione di sistemi fotovoltaici. Essa rappresenta il 90% della totale superficie utile, come conseguenza della procedura adottata nella sua valutazione. Pertanto è possibile ricavare a ritroso la porzione di coperture complessivamente destinabile ai sistemi solari termici, ovvero 1,91 km^2 ripartiti in 1,75 km^2 per gli edifici civili, 0,12 km^2 per gli edifici scolastici e 0,03 km^2 per le strutture ospedaliere.

8.2.2.2 Potenziale tecnico-economico

Come per la fonte fotovoltaica è stato valutato un potenziale tecnico-economico, sulla base degli attuali trend di sviluppo di tale tecnologia, degli strumenti di incentivazione previsti per il futuro e degli obblighi di legge previsti.

Per quanto riguarda le nuove costruzioni e gli edifici sottoposti a riqualificazione totale, sono stati considerati gli stessi andamenti di crescita già presentati relativamente alla fonte fotovoltaica, ovvero si stima uno sviluppo del parco edilizio pari al 7,3% nel periodo dal 2010 al 2012 e di effettuale, nello stesso lasso temporale, una riqualificazione completa del 2% degli edifici esistenti al 2011.

Il D.Lgs. 28/2011 prescrive che gli impianti di produzione di energia termica negli edifici citati siano progettati e realizzati in modo da coprire tramite energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili una percentuale fissa (50%) dei consumi previsti di acqua calda sanitaria, più una percentuale variabile calcolata sulla somma dei consumi previsti per: acqua calda sanitaria + riscaldamento + raffrescamento. Ecco le percentuali variabili, secondo la tempistica delle relative costruzioni:

- **20%** se la richiesta del titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- **35%** se la richiesta del titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- **50%** se la richiesta del titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017.

Per la valutazione dello sviluppo di tale tecnologia è stato considerato che tale obbligo sia pienamente soddisfatto mediante sistemi solari termici. Ne risulta un potenziale legato a tale aspetto pari a **10,77** ktep.

Per quanto riguarda il normale trend di diffusione dei sistemi solari termici esso è stato valutato sulla base degli interventi incentivati per mezzo della detrazione fiscale del "55%". L'analisi di tali dati diffusi da Enea nei propri rapporti per il triennio dal 2008 al 2010 ha evidenziato una crescita annua media della superficie installata di collettori solari termici pari a 31770 m^2. Considerando che all'incentivazione per mezzo del "55%" sarà sostituito il nuovo "conto energia termico" non si prevede che tale sviluppo sia rallentato e si ritiene che possa mantenersi almeno costante sino al 2020. Ne consegue un aumento annuale dell'energia termica prodotta pari a 12,7 GWh termici, e il raggiungimento al 2020 di una producibilità pari a **10,93** ktep.

8.2.2.3 Riepilogo del potenziale da fonte solare termica

Riepilogando (Tabella 8-25) il potenziale tecnico-economico conseguibile attraverso i sistemi solari termici al 2020 è rappresentato dalla somma dei due contributi descritti, ovvero è pari a 21,7 ktep, e rappresenta circa un terzo del potenziale effettivo.

Potenziale di generazione termica da fonte solare termica		
Potenziale teorico		65,7 ktep
Potenziale tecnico-economico	Incentivi e trend evolutivo del settore	10,93 ktep
	Riqualificazione edilizia totale	10,77 ktep
	TOTALE	21,7 ktep

Tabella 8-25 Potenziale di generazione termica da fonte solare termica (*fonte: elaborazione dati DII-UNIPD*)

8.2.3 Potenziale di generazione di energia elettrica da fonte idraulica

In questo studio si è ipotizzato che il potenziale tecnico-economico possa essere ragionevolmente stimato considerando le richieste di concessione inoltrate alla Regione del Veneto negli ultimi anni ed il cui iter non si è ancora concluso con la realizzazione degli impianti. Si parte infatti dal presupposto che gli impianti in progetto per i quali si chiede la concessione/autorizzazione soddisfino sia il requisito della fattibilità tecnica che economica e tengano quindi anche in considerazione i vincoli ambientali che insistono sul territorio. Questo metodo di calcolo è chiaramente un'approssimazione e porta verosimilmente ad una sottostima del vero valore del potenziale. Da questo punto di vista lo si può quindi considerare un metodo di stima cautelativo.

I dati riportati nella seguente relazione sono stati ottenuti consultando il Bollettino Ufficiale della Regione del Veneto a partire dal n. 96 del 24/09/2004 fino al n. 56 del 29/07/2011[22].

Le nuove richieste di concessione di derivazione d'acqua a uso idroelettrico pervenute agli uffici regionali nel periodo sopra indicato sono in totale 222. Escludendo da questa analisi le concessioni autorizzate in questo lasso di tempo, le concessioni in concorrenza tra loro e gli avvisi che riportano dati incompleti, le richieste valutate per la stima del potenziale si riducono a 147, alle quali va aggiunta una richiesta di concessione inoltrata nel 1984, la cui pratica è stata riaperta nel 2009. Le considerazioni che seguono sono quindi relative a 148 richieste di nuove concessioni.

Per quanto riguarda le richieste di concessione in concorrenza tra loro, è stata scelta ai fini delle elaborazioni la richiesta indicante il valore di potenza nominale media maggiore. Questa scelta è stata dettata dall'assunzione che una stima del potenziale effettuata attraverso le concessioni richieste porta probabilmente ad una sottostima del valore del potenziale reale. Scegliendo quindi il valore maggiore tra quelle in concorrenza, che tra l'altro ha più probabilità di essere preferito, si ottiene un risultato più vicino a quello reale.

Sommando le potenze nominali medie delle 148 proposte di nuovi impianti si ottiene una potenza totale di 100,40 MW.

Alle nuove richieste di concessione possono essere sommate anche le potenze installabili derivanti da istanze di rinnovo, istanze di variante, domande di assoggettamento a VIA (ai sensi della D.G.R. 1000/2004). Considerando anche questi contributi il potenziale idroelettrico regionale potrebbe arrivare a 101.75 MW, ma si considera più attendibile il potenziale derivante dalle 148 proposte di nuovi impianti.

Con riferimento al dato GSE del 2009, che indicava per il Veneto una potenza installata totale di 1.105,9 MW, il potenziale idroelettrico stimato in 100,40 MW rappresenta un incremento di potenza pari al 9, 08 %.

Ripartizione del dato per classi di potenza

Il R.D. 1775/1933 classifica le derivazioni per produzione di energia come indicato all'Art. 6: "*Sono considerate grandi derivazioni quelle che eccedono i seguenti limiti: a) per produzione di forza motrice: potenza nominale media annua kW 3.000". La stessa definizione viene richiamata nel D. Lgs. 12 luglio 1993, n. 275 "Riordino in materia di concessione di acque pubbliche.*"

[22] L'analisi delle domande pervenute successivamente alla data del 29/7/2011 ed ancora in istruttoria conferma il trend previsionale di crescita elaborato ed esposto nel presente paragrafo.

Secondo la classificazione adottata dall'UNIDO (Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale) le centrali idroelettriche possono essere classificate come segue sulla base della potenza installata:

Micro centrali idroelettriche P < 0,1 MW (100 kW)
Mini centrali idroelettriche P < 1 MW (1.000 kW)
Piccole centrali idroelettriche P < 10 MW (10.000 kW)
Grandi centrali idroelettriche P > 10 MW

I dati raccolti nell'ambito di questa ricerca si ripartiscono come segue:

Categoria	Classe di Potenza	Numero di richieste	% sul numero totale	Potenza totale installabile [kW]	% sulla potenza totale
Micro HP	< 100 kW	60	40.54	2.647,74	2,64
Mini HP	100 kW – 1000 kW	78	52.70	29.375,06	29,26
Piccolo HP	1.000 kW – 10.000 kW	8	5.40	16.745,09	16,68
Grande HP	> 10.000 kW	2	1.35	51.636,47	51,42

Tabella 8-26 Distribuzione del dato per classi di potenza (Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto)

Ripartizione geografica del dato

Com'è prevedibile il maggior numero di richieste di concessione è concentrato nella provincia di Belluno, nella quale sono collocati gli unici due potenziali impianti di grande idroelettrico seguita da Vicenza,Treviso, Padova e Verona. La distribuzione del potenziale non segue però necessariamente il numero di richieste pervenute per provincia. Nella provincia di Verona si ha ad esempio un potenziale dieci volte superiore a quello della provincia di Treviso, nonostante le domande siano esattamente la metà. Questo è dovuto al fatto che le richieste di concessione in provincia di Treviso riguardano per la maggior parte impianti di micro idroelettrico, mentre nella provincia di Verona esiste ancora un sensibile potenziale per impianti di piccolo idroelettrico.

Provincia	n. richieste Totale	Totale potenza installabile [kW]
Belluno	66	77.768,80
Treviso	18	1.306,37
Vicenza	33	4.490,59
Verona	9	11.358,65
Padova	14	2.840,58
Venezia	8	2.639,37
Rovigo	0	0

Tabella 8-27 Distribuzione richieste e potenza per provincia - totali (Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto)

Provincia	n. rich. micro HP	Ptot da micro HP [kW]	n. rich. mini HP	Ptot da mini HP [kW]	n. rich. piccolo HP	Ptot da piccolo HP [kW]	n. rich. grande HP	Ptot da grande HP [kW]
Belluno	11	557,92	51	21.960,64	2	3.613,77	2	51.636,47
Treviso	14	627,55	4	678,82	0	0	0	0
Vicenza	18	776,33	15	3.714,26	0	0	0	0
Verona	1	52,94	4	1.390,39	4	9.915,32	0	0
Padova	11	405,33	2	935,25	1	1.500,00	0	0
Venezia	5	227,67	2	695,70	1	1.716,00	0	0
Rovigo	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 8-28 Distribuzione richieste e potenza per provincia - dettagli (Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto)

Stima del potenziale in termini di producibilità

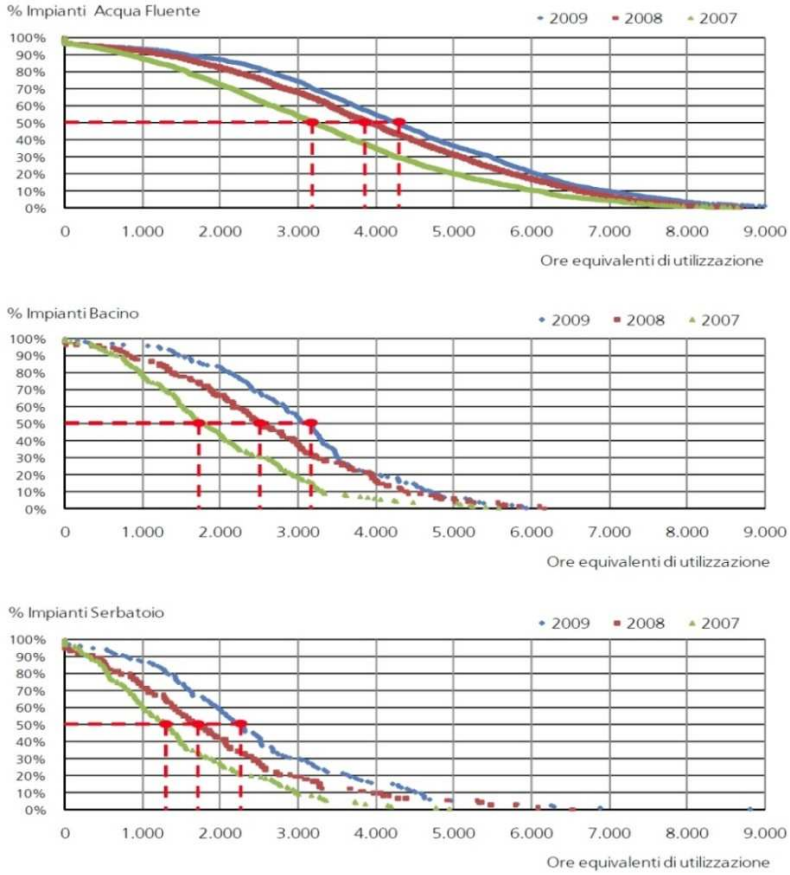


Figura 8-4 Distribuzione delle ore equivalenti di utilizzazione secondo la tipologia di impianto (GSE - idroelettrico: Rapporto statistico 2009).

Le concessioni richieste considerate fanno tutte riferimento ad impianti ad acqua fluente. Considerando i dati GSE relativi alle ore equivalenti di funzionamento delle varie tipologie di impianto negli anni 2007-2009, si vede che per gli impianti ad acqua fluente il valore medio è stato di circa 4.000 ore negli anni 2008 e 2009, particolarmente favorevoli dal punto di vista idrologico, mentre scende a poco più di 3.000 nel 2007. È quindi ragionevole assumere come valore medio **3.500 ore equivalenti di utilizzazione** per la stima dell'energia producibile.

Secondo tale ipotesi l'energia producibile corrispondente al potenziale di **100,40 MW** risulta pari a **351,40 GWh/anno** (**30,22 ktep**).

La ripartizione per classi di potenza dei nuovi impianti fornisce il seguente dato di producibilità potenziale:

Categoria	Classe di Potenza	Numero di richieste	Potenza totale installabile [kW]	Energia producibile [GWh/anno]	Energia producibile [ktep/anno]
Micro HP	< 100 kW	60	2.647,74	9,27	0,80
Mini HP	100 kW – 1.000 kW	78	29.375,06	102,81	8,84
Piccolo HP	1.000 kW – 10.000 kW	8	16.745,09	58,61	5,04
Grande HP	> 10.000 kW	2	51.636,47	180,73	15,54

Tabella 8-29 Distribuzione della producibilità per classi di potenza (Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto)

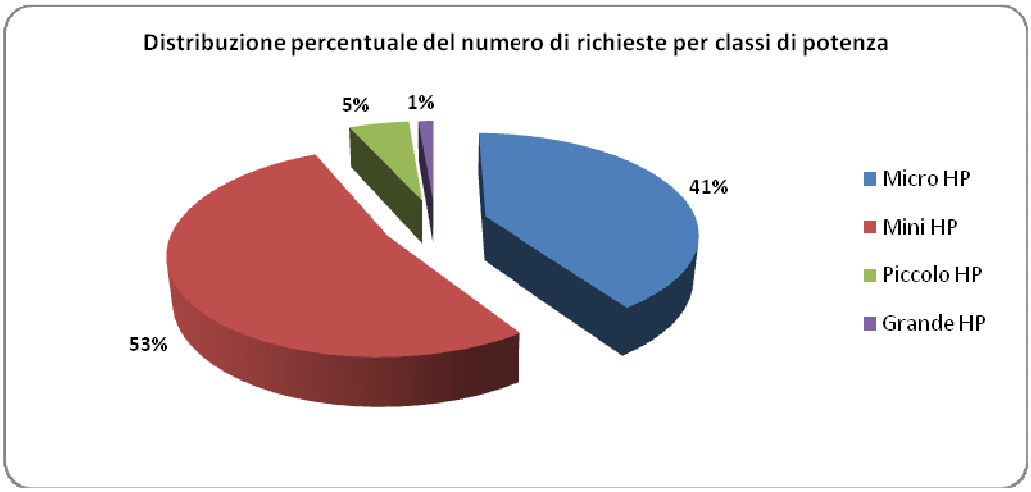


Figura 8-5 Distribuzione percentuale del numero di richieste per classi di potenza (*Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto*)

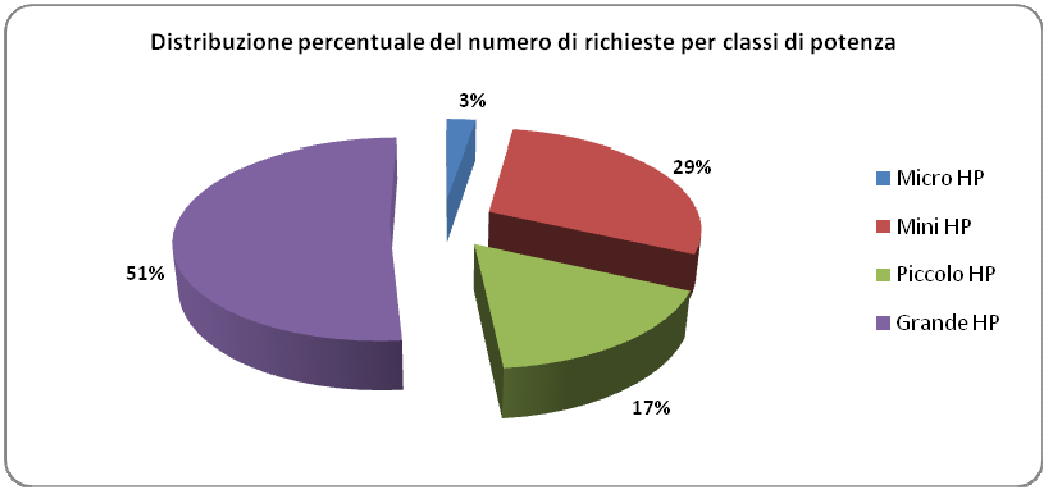


Figura 8-6 Distribuzione della producibilità per classi di potenza (*Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto*)

Da queste figure si nota come la grande maggioranza delle nuove richieste di concessione ricada nel campo dei mini e micro impianti, mentre più del 50% della producibilità è data dai grandi impianti.
La ripartizione per provincia dei potenziali nuovi impianti fornisce la seguente ripartizione della producibilità potenziale:

Provincia	n. richieste Totale	Totale potenza installabile [kW]	Energia producibile [GWh/anno]	Energia producibile [ktep/anno]
Belluno	66	77.768,80	272,19	23,41
Treviso	18	1.306,37	4,57	0,39
Vicenza	33	4.490,59	15,72	1,35
Verona	9	11.358,65	39,75	3,42
Padova	14	2.840,58	9,94	0,85
Venezia	8	2.639,37	9,24	0,79
Rovigo	0	0	0	0

Tabella 8-30 Distribuzione della producibilità per Provincia - totali (Elaborazioni ARPAV su dati BUR-Veneto)

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate il potenziale energetico relativo alla fonte idraulica al 2020 è quantificabile in 351.400 MWh/anno (30,22 ktep). Gli scenari base ed avanzato vengono fatti coincidere perché stimati in riferimento alle richieste di concessioni pervenute in Regione.

8.2.4 Potenziale di generazione di energia da fonte geotermica

Gli utilizzi della geotermia come sorgente di calore sono molteplici e l'analisi del loro potenziale deve necessariamente considerare le seguenti applicazioni:

- fonte geotermica ad alta entalpia con temperatura di prelievo superiore a 120°C: in questo caso si potrebbe ipotizzare la possibilità di sfruttamento di energia dal terreno in zone di anomalia termica per la produzione combinata di energia elettrica e calore a servizio di utenze in reti di teleriscaldamento; ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte;
- fonte geotermica a media entalpia con temperatura di prelievo tra 60°C e 90°C: queste fonti di acqua a temperatura superiore a 60°C possono essere utilizzate direttamente per reti di teleriscaldamento. Recenti ricerche hanno infatti dimostrato che non è necessario fornire calore a 90°C per le reti di teleriscaldamento, ma può essere fornito calore anche a temperature inferiori, permettendo agli impianti di lavorare su un periodo prolungato di tempo rispetto alle 14 ore convenzionali. Per quanto riguarda queste fonti termiche, possono essere utilizzate aree ad anomalia termica, come ad es. pozzi ad elevata profondità realizzati in passato per la ricerca di idrocarburi. Ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte, specie con riferimento ad eventuali utilizzi diretti del calore nelle aree ad anomalia termica. Il potenziale in Regione potrebbe essere sensibile.
- fonte geotermica a media entalpia con temperatura di prelievo superiore comprese tra 30°C e 60°C: in questo caso possono essere utilizzate sia per il riscaldamento diretto di nuovi edifici o urbanizzazioni, oppure mediante pompe di calore che risultano molto efficienti grazie al limitato salto di temperatura tra sorgente termica e utilizzo. Ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte.
- fonte geotermica a bassa entalpia con temperatura di scambio inferiore ai 20°C: sono generalmente sistemi ad acqua di falda, utilizzabili in particolare in impianti di rilevanti dimensioni.
- geoscambio con utilizzo di pompe di calore: sono i sistemi di climatizzazione con scambiatori a circuito chiuso nel terreno; a tale riguardo le zone ad anomalia termica sono interessanti in quanto permettono di ridurre il campo geotermico dal 30% al 50% in funzione della temperatura media del terreno, normalmente più alta rispetto ai valori usuali.

I potenziali che si ipotizzano sono:

- la disponibilità di fonte geotermica ad alta entalpia per alimentazione diretta di reti di teleriscaldamento può prevedere in regione zone di potenziale interesse che devono essere oggetto di ricerca e studio specifiche mediante azioni pilota con pozzi di ispezione e pertanto non se ne può tener conto in questo documento;
- la disponibilità di fonte geotermica a temperatura tra 60°C e 90°C per alimentazione diretta in reti di teleriscaldamento presenta un elevato potenziale in regione e richiede progetti pilota dimostrativi; si può ritenere che in regione al 2020 possano essere installate alcune reti di teleriscaldamento a servizio di utenze civili, per una potenza di 20 MW, che comporta **1,1 ktep** di fonti rinnovabili;
- la disponibilità di fonte geotermica a temperatura tra 30°C e 60°C per utilizzo mediante pompe di calore presenta un elevato potenziale in regione; si può ritenere che in regione al 2020 possano essere installati alcuni impianti a servizio di utenze civili;

- molto più disponibile il geoscambio con utilizzo di pompe di calore a bassa entalpia. Sulla base di un'analisi effettuata presso aziende che si occupano di geotermia attualmente sono installati circa 5 MW termici ogni anno. Ipotizzando una crescita pari al 6% annuo si può ipotizzare al 2020 una produzione di **2,7** ktep mediante fonte geotermica con pompe di calore a circuito sia chiuso che aperto. Tale valore è cautelativo e potrebbe essere maggiore con sistemi di incentivazione e mediante attività informativa.

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate il potenziale energetico relativo alla fonte geotermica al 2020 è quantificabile in 3,8 ktep. Gli scenari base ed avanzato vengono fatti coincidere perché, alla luce delle attuali dinamiche di mercato e dei sistemi di incentivazione in vigore, non si stima che la penetrazione dei sistemi geotermici possa aumentare.

8.2.5 Potenziale di generazione di energia termica da fonte aerotermica[23]

Le pompe di calore ad aria prelevano il calore dall'aria esterna e lo rendono disponibile a temperature superiore per l'edificio. A tale riguardo esistono due tipologie di pompe di calore ad aria: pompe di calore a compressione (che utilizzano energia elettrica) e pompe di calore ad assorbimento (che utilizzano energia termica). Dal punto di vista dell'energia primaria i due sistemi si equivalgono in termini di efficienza, pertanto sono equivalenti ai fini della certificazione energetica dell'edificio per il suo riscaldamento. L'utilizzo delle pompe di calore aerotermiche a compressione è da utilizzare preferibilmente in zona climatica E, mentre le pompe di calore ad assorbimento sono preferibili in zona climatica F.
Ipotizzando un'efficienza media stagionale SCOP[24] = 3 (per la macchina a compressione) e SGUE[25] = 1,4 (per la macchina ad assorbimento), ne consegue un risparmio energetico pari al 66,6% in entrambi i casi.
Sono stati analizzati i dati ENEA relativi alle detrazioni fiscali del 55% che hanno evidenziato un trend dal 2008 al 2010 in crescita nell'installazione di pompe di calore in Regione pari a circa 445 unità all'anno. Questo porterebbe al 2020 a un'installazione di pompe di calore aerotermiche su 38.670 abitazioni, pari a circa il 2% del parco edilizio esistente. Ipotizzando una potenza media installata di 20 kW termici per pompa di calore ad aria, significa un potenziale massimo di energia rinnovabile pari a **27,7 ktep**. Nello scenario intermedio si stima che tale trend si riduca al 50% portando ad un potenziale di energia rinnovabile pari a **13,8** ktep.
A questi si aggiungono le installazioni sugli edifici nuovi. Per questi si ipotizza una copertura con pompe di calore aerotermiche di 1/3 del fabbisogno di acqua calda sanitaria e 2/5 di copertura del riscaldamento. Per gli edifici di nuova costruzione pertanto il potenziale di energia rinnovabile da fonte aerotermica è pari a **11,2** ktep.
Accanto a questi sistemi bisogna considerare la sostituzione degli attuali bollitori elettrici a resistenza con macchine a pompa di calore. Il fabbisogno attuale di ACS soddisfatto tramite scaldabagni elettrici è di 58.6 ktep, equivalenti a 320'000 abitazioni. Nell'ipotesi che si ottenga un fattore medio stagionale SCOP pari a 2,5 si potrebbe avere un risparmio del 60%. Prevedendo di installare le pompe di calore sul 10% degli edifici con scaldabagno elettrico, il potenziale di risparmio energetico è pari **a 3,5** ktep.

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate il potenziale energetico relativo alla fonte aerotermica al 2020 è quantificabile in 28,5 ktep per lo scenario intermedio e di 42,4 per lo scenario massimo.

[23] Elaborazione a cura di U.P. Energia (Regione del Veneto).
[24] SCOP (Seasonal Coefficient of Performance): coefficiente di prestazione stagionale delle pompe di calore a compressione.
[25] SGUE (Seasonal Gas Utilization Efficiency): coefficiente di prestazione stagionale delle pompe di calore a assorbimento.

8.2.6 Potenziali di generazione di energia termica da fonte idrotermica[26]

Le principali fonti idrotermiche sono:

- Laghi: vi sono in Regione diversi bacini superficiali. A tal fine vi sono diverse possibilità: emungimento e reiniezione dell'acqua di lago, utilizzo di scambiatori in materiale plastico a circuito chiuso a formare "coils", scambiatori di calore in metallo a circuito chiuso. Queste due ultime soluzioni hanno un impatto ambientale inferiore rispetto alla prima. Ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte.
- Fiumi: numerosi corsi d'acqua sono presenti in regione. Le modalità di scambio termico sono le stesse dell'acqua di lago. Ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte.
- Mare: in questo caso la fonte termica è sostanzialmente illimitata (a esclusione dell'acqua di laguna) e le modalità di scambio sono analoghe all'acqua di lago. Pur essendo già utilizzata a livello locale (soprattutto a Venezia) esistono diverse applicazioni che possono esser ipotizzate a servizio delle utenze in prossimità della costa. Ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte.
- Acque nere: lo sfruttamento del calore residuo da acque nere e di reflui di scarico è interessante. Le acque nere possono essere in linea di principio sempre utilizzate; nel caso dei depuratori può essere ipotizzata l'installazione, in uscita dal depuratore stesso, di una pompa di calore per sfruttare come sorgente termica l'acqua depurata in uscita dal depuratore stesso.
- Acque di scarico grigie: altro aspetto interessante sono le acque reflue di processo con temperatura variabile al di sopra di 25°C. In questo caso, in funzione della temperatura, le acque possono essere utilizzate per il riscaldamento diretto di edifici di nuova costruzione (che possono pertanto lavorare a bassa temperatura) oppure possono alimentare pompe di calore.
- Cave dismesse: in alcune zone della Regione le cave dismesse sono bacini superficiali in cui è possibile utilizzare il calore di queste sorgenti a bassa entalpia, analogamente ai laghi. Ad oggi non risultano studi dedicati in merito al potenziale di questa fonte.

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate il potenziale energetico relativo alla fonte idrotermica al 2020 è quantificabile in 1 ktep. Gli scenari base ed avanzato vengono fatti coincidere perché, alla luce delle attuali dinamiche di mercato e dei sistemi di incentivazione in vigore, non si stima che la penetrazione dei sistemi idrotermici possa aumentare.

[26] Elaborazione a cura di U.P. Energia (Regione del Veneto).

8.2.7 Potenziale di generazione di energia da biomassa legnosa

Per quanto riguarda il potenziale relativo alle biomasse legnose sono stati considerati i seguenti comparti produttivi:

- Comparto forestale
- Comparto agricolo
- Comparto urbano
- Comparto industriale di prima lavorazione (segherie)

8.2.7.1 Comparto forestale

Nella presente sezione si riporta la stima della quantità di biomassa legnosa potenzialmente e realmente disponibile in Regione del Veneto, tenuto conto dei prelievi attuali e della capacità produttiva delle imprese primarie che operano nel territorio regionale.

Per poter riuscire a stimare il quantitativo di biomassa legnosa potenzialmente disponibile sono state innanzitutto escluse le aree con un a pendenza superiore ai 45° e inoltre sono state identificate quattro tipologie di superfici forestali, classificate in base alla distanza dalla viabilità forestale e quindi della difficoltà di accesso per il prelievo forestale. Sulla base delle elaborazioni, risulta che la superficie utilizzabile è circa il 76,7% della superficie forestale complessiva.

A seconda del tipo forestale e della forma di governo, sono stati calcolati i quantitativi di legna e cippato ritraibili (MR) annualmente (t/anno), differenziando la tipologia in due classi di contenuto idrico M50% e M20% e calcolando inoltre il potenziale energetico primario (MWh). Per il cippato sono state considerate le due categorie qualitative A e B.

Sommando la disponibilità di legna da ardere e cippato nelle tre tipologie di superfici dove è possibile effettuare un utilizzo, si stima complessivamente un quantitativo di 854.456 t/anno (Tabella 8-31) disponibile, calcolato sommando sia la legna da ardere (M50) sia il cippato di qualità A (M50) sia quello di qualità B (M50). Se si considera il potenziale energetico, per tale quantitativo di legna da ardere e cippato il potenziale è pari a 1.905.437 MWh (164 ktep).

Pr	**Sup 1+2+3 (ha)**	**Legna da ardere e cippato potenzialmente disponibile (TOT)**					
		t/anno			**MWh** (pci = 2,23 MWh/t)		
		Legna da ardere	Cippato A	Cippato B	Legna	Cippato A	Cippato B
		M50	M50	M50			
BL	157.289	155.884	72.165	49.228	347.620	160.929	109.780
PD	5.905	42.810	182	3.404	95.466	406	7.590
RO	873	397	0	25	884	0	55
TV	29.028	95.386	25.907	16.453	212.711	57.773	36.690
VE	1.376	1.027	0	64	2.290	0	143
VI	82.373	186.366	25.102	25.762	415.596	55.979	57.450
VR	39.889	87.929	43.269	23.096	196.082	96.490	51.504
TOT	**316.733**	**569.798**	**166.626**	**118.032**	**1.270.650**	**371.576**	**263.211**

Tabella 8-31 Disponibilità di legna, cippato e relativo potenziale energetico per le 3 superfici considerate

Utilizzando i dati relativi ai prelievi di biomassa legnosa dal 2004 al 2008, sono stati calcolati i prelievi della biomassa legnosa prelevata annualmente (media dei cinque anni considerati)[27].
Dai dati riportati in Tabella 8-32 si può rilevare che sono prelevate complessivamente circa 190.000 t/anno di legname da fustaia e 110.000 t/anno di legname da ceduo (complessivamente 57 ktep).

	Fustaia (t/anno)	Ceduo (t/anno)	LdA (t/anno)	CipA	CipB
VR	11.004	10.487	7.865	4.350	1.651
VI	63.890	57.426	43.069	24.909	9.583
BL	111.653	26.815	20.112	36.178	16.748
TV	3.146	9.836	7.377	1.927	472
VE	262	171	128	96	39
PD	199	5.050	3.788	565	30
TOT	**190.154**	**109.785**	**82.339**	**68.025**	**28.523**

Tabella 8-32 Valore medio annuale di biomassa prelevata (2004-2008)

Confrontando i dati relativi alla potenzialità stimata con i prelievi annuali, emerge che annualmente è utilizzato complessivamente il 14% della massa disponibile per la produzione di legna d ardere, il 40% per la produzione di cippato di qualità A e il 24% per la produzione di cippato di qualità B (Tabella 8-33).

	LdA	Cippato A	Cippato B
BL	12,90%	50,13%	34,02%
PD	8,85%	310,33%	0,88%
RO	0,00%	0,00%	0,00%
TV	7,73%	7,44%	2,87%
VE	12,45%	0,00%	61,33%
VI	23,11%	99,23%	37,20%
VR	8,94%	10,05%	7,15%
Totale	**14,45%**	**40,82%**	**24,17%**

Tabella 8-33 Percentuali di utilizzo del potenziale di biomasse per provincia

8.2.7.2 Capacità produttiva delle imprese primarie: imprese boschive e agricole

Nel territorio regionale sono presenti imprese boschive professionali, che si dedicano a tempo pieno all'attività di utilizzazione boschiva. Il 30% delle imprese svolge come unica attività quella primaria, cioè quella forestale; la parte rimanente, stimata attorno al 70%, svolge anche una o più attività secondarie.
Nel territorio regionale sono state individuate 17 cippatrici, che sono utilizzate da 16 imprese boschive. La produttività oscilla tra le 2-3 t/ora, per macchine di piccole dimensioni, fino ad arrivare a grosse produttività di 30-35 t/ora per macchine più grandi. L'analisi condotta mostra come le cippatrici esistenti potrebbero lavorare per un tempo 75,2% superiore rispetto all'attuale utilizzo e stima che la produzione, in questo modo, potrebbe aumentare del 83,7% per un volume complessivo di quasi 220.000 t/anno.

27 Dati forniti da U.P. Foreste e Parchi (Regione del Veneto).

PROVINCIA	Rendimento reale (t/anno)	Rendimento potenziale (t/anno)	Differenza (Rp-Rr)	Differenza % (Rp-Rr)/Rr
BL	31102	64858	33756	108,5%
PD	22858	33673	10816	47,3%
TV-VE	41285	53648	12363	29,9%
VI	22817	64759	41942	183,8%
VR	624	1093	468	75,0%
TOT:	**118687**	**218031**	**99344**	**83,7%**

Tabella 8-34 Produttività annuale reale e potenziale delle cippatrici per ogni provincia



Figura 8-7 Confronto tra la produzione reale e potenziale in Regione del Veneto

8.2.7.3 Analisi del mercato regionale della legna da ardere e del cippato

Le imprese boschive che, nel territorio della Regione del Veneto, producono e commercializzano legna da ardere sono l'80% delle imprese intervistate: la quantità di legna da ardere destinata al mercato risulta essere di 35-40 mila t, di essa il 98,7% è venduto in regione e solo l'1,3% è commercializzato fuori regione.

Dall'analisi delle imprese boschive è emerso che le 16 imprese che producono e commercializzano cippato vendono mediamente dalle **75 alle 80.000 tonnellate di cippato annue**, di queste 40-45.000 derivate da cippato di bosco, le rimanenti 35-40.000 t sono prodotte da refili di segheria. La maggior parte del cippato venduto è destinato al mercato regionale, anche se il 36% del cippato prodotto è commercializzato fuori regione. Solo il 6% invece è usato per soddisfare esigenze private delle imprese.

In Tabella 8-35 è mostrato come il cippato destinato a piccoli (<50 kW) e medi impianti (50-200 kW), sia una percentuale molto minore rispetto a quello destinato a grandi impianti (> 200 kW) e alle centrali elettriche.

TIPO DI IMPIANTO	% DI CIPPATO	t/anno
< 50 kW	5,17%	4073
50-200 kW	2,46%	1940
> 200 kW	42,43%	33457
Centrali elettriche	49,94%	39380

Tabella 8-35 Percentuali e quantità destinate a diverse tipologie di impianti

8.2.7.4 Comparto agricolo

Disponibilità di biomassa da colture energetiche legnose in terreno agricolo

Dal 2003 al 2008 sono stati finanziati per mezzo della L.R. 14/2003 1.364 ha di cedui a corta rotazione (SRC, Short Rotation Coppice), ovvero soprassuoli coltivati su terreni agricoli composti da specie arboree a rapido accrescimento, caratterizzati da un'elevata densità d'impianto, ripetute ceduazioni e tecniche di coltivazioni intensive. Questi impianti sono presenti prevalentemente in provincia di Padova (26%), seguita da Verona, Venezia e Treviso. Fra le province di pianura, Rovigo risulta essere quella con la minor superficie (6%). Sul territorio montano è presente una piccola percentuale di SRC a Vicenza (3%), mentre risultano totalmente assenti a Belluno. Secondo le stime effettuate sarà possibile ottenere, in 15 anni, circa 330.700 tonnellate di cippato fresco da destinare all'utilizzo energetico. Con circa 1.300 ha a SRC (Short Rotation Coppice) assestati stabilmente sui terreni della regione è possibile ottenere, negli anni di maggiore produttività, oltre 40.000 tsf di materiale fresco (Figura 8-8).

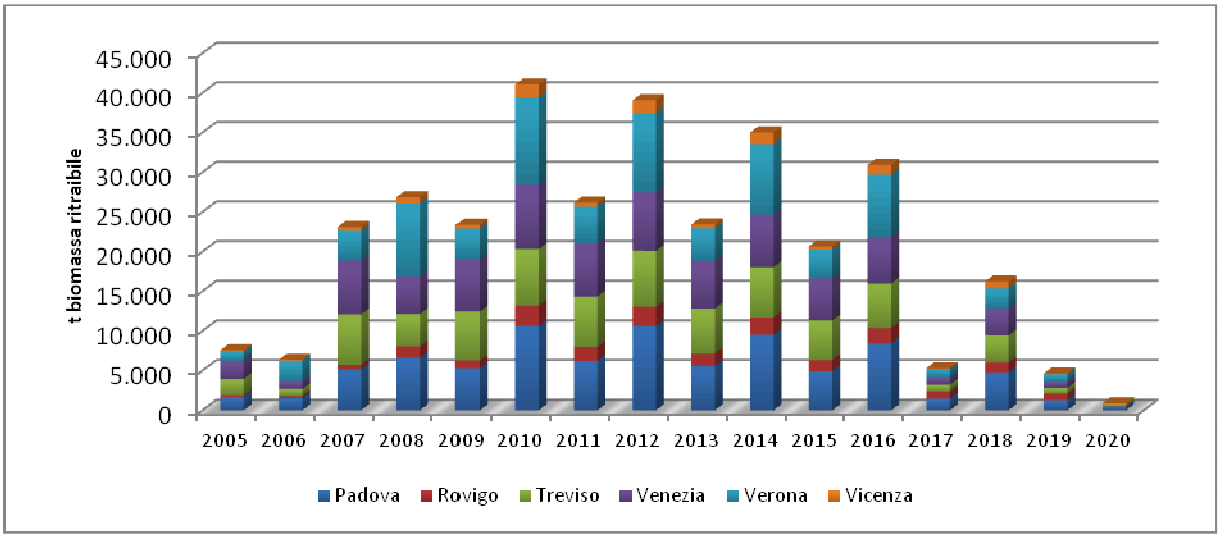


Figura 8-8 Andamento dal 2005 al 2020 della biomassa ritraibile dagli impianti di Short Rotation Coppice - SRC finanziati dalla L. R. n. 14/2003

Per quanto riguarda la stima della disponibilità annuale di potature potenzialmente utilizzabili a scopi energetici, sono state considerate le superfici coltivate a vite, olivo e alberi da frutto quali: pesco, nettarine, susino, ciliegio, albicocca, pero, melo, nocciole, mandorle. Complessivamente nel territorio regionale è stata stimata una disponibilità complessiva pari a circa 167.000 t/anno (M50) di potature utilizzabili a fini energetici corrispondenti a 372.450 MWh/anno (32 ktep). Si tratta di un quantitativo rilevante, considerato anche il fatto che attualmente circa meno del 5-10% di questo materiale ha una destinazione energetica.

8.2.7.5 Disponibilità di biomassa da pioppeti da trancia

Seguendo la metodologia adottata per la disponibilità di biomasse legnose dalle potature, è stato determinato il potenziale di scarti di lavorazione ritraibile dai pioppeti. Per determinare il quantitativo annualmente ritraibile (t/anno) è stata considerata una disponibilità media pari a 3 t/ha.
Complessivamente nella Regione del Veneto è stata stimata una disponibilità complessiva di circa 12.700 MWh/anno (Tabella 8-36) (1,1 ktep).

PROVINCE	Superficie ha	t/anno	Potenziale energetico MWh/anno
VR	478,97	1.436,91	3.204,32
VI	48,91	146,73	327,21
BL	0	0	0
TV	74,62	223,86	499,21
VE	331,49	994,48	2.217,69
PD	409,10	1.227,30	2.736,88
RO	563,41	1.690,24	3.769,24
Totale	**1.906,51**	**5.719,54**	**12.754,58**

Tabella 8-36 Disponibilità di biomasse legnose da pioppeti

8.2.7.6 Comparto urbano

Disponibilità potature e manutenzione verde pubblico e privato

Come mostrato in Tabella 8-37 la disponibilità di potature e manutenzione del verde pubblico e privato per la Regione del Veneto è stata stimata in circa 54.000 t/anno pari a 122.000 MWh/anno (10,5 Ktep).

	Legno da potature urbane (t/anno)
VERONA	7601
VICENZA	7365
BELLUNO	299
TREVISO	9658
VENEZIA	11625
PADOVA	12648
ROVIGO	5455
Totale	**54.651**

Tabella 8-37 Disponibilità di biomassa legnosa da potature urbane

8.2.7.7 Comparto industriale

L'analisi del comparto industriale in relazione ai potenziali di biomassa legnosa individua un volume totale di residui di lavorazione pari a 25.650 t all'anno. I residui, pur essendo scarti di lavorazione, non sono trattati come rifiuti, ma sono destinati ad essere impiegati in vari modi. Il 52,5% dei refili e sciaveri è destinato ad essere usato come biocombustibile fuori azienda e lo 0,3% è utilizzato in azienda; il 29,7% è venduto a commerciante e il 16,5% è destinato all'industria dei pannelli. Il 39% della corteccia è usato come biocombustibile fuori azienda e il 47,97% è venduto a commerciante. In Tabella 8-38 sono stati riassunti relativi all'utilizzo degli scarti di lavorazione a uso combustibile.

	Utilizzo come biocombustibile in azienda		**Utilizzo come biocombustibile fuori azienda**		**Totale**
	t/anno	%	t/anno	%	t/anno
Refili e sciaveri	44,14	0,3%	8.001,22	52,5	15.246,26
Trucioli	17,2	1,2%	56,02	4,1%	1.377,17
Segatura e polveri	13,6	0,19%	869,36	11,86	7.331,06
Corteccia	0	0%	660,3	39%	1.693,18
Totale	**74,94**	**0,29%**	**9.586,89**	**37,38**	**25.647,67**

Tabella 8-38 Quantità di residui di lavorazione ripartiti per destinazione d'uso

8.2.7.8 Conclusioni riassuntive

In Tabella 8-39 è riassunta l'offerta potenziale di biomassa distinta a seconda dei comparti produttivi considerati. Per i calcoli di conversione è stato utilizzato un contenuto idrico del 50% (p.c.i. 2,23 MWh/t) ad eccezione del pellet, per il quale è stato considerato un contenuto idrico del 10% (p.c.i. 4,6 MWh/t).

Comparti produttivi	**Disponibilità (t/anno)**	**MWh**	**ktep**	**%**
Forestale: legna da ardere	569.798	1.270.650	109	45%
Forestale: cippato A	166.626	371.576	32	13%
Forestale: cippato B	118.032	263.211	23	9%
Potature da colture legnose agricole	167.021	372.457	32	13%
Potature (legno) verde pubblico-privato[28]	54.651	121.872	10	4%
Cedui a corta rotazione (SRC) e pioppeti da trancia	26.220	58.471	5	2%
Industria prima lavorazione del legno (segherie)	25.650	57.200	5	2%
Pellet	73.094	336.232	29	12%
Totale	**1.201.092**	**2.851.669**	**245**	100%

Tabella 8-39 Offerta potenziale di combustibili legnosi in Veneto

[28] Al momento, dopo le modifiche introdotte dal D.Lgs. 205/2010, gli scarti della manutenzione del verde pubblico e privato sono ritornati a far parte della categoria dei rifiuti; pertanto l'uso energetico di tali biomasse legnose risulta al momento compromesso. Tuttavia, sono in corso alcune attività di richiesta, soprattutto da parte dei comuni (ANCI), di modifica di questo decreto, per far ritornare il legno da manutenzione del verde pubblico e privato una biomassa combustibile, così come previsto dal D.Lgs. 152/2006.

In Tabella 8-40 sono indicati i consumi di biomassa legnosa per l'anno 2010 e i valori ipotizzati per l'anno 2020. Si osservi come non vi è corrispondenza tra la disponibilità di biomassa legnosa nel territorio regionale e i relativi consumi: al 2020 si stima che solamente il 46% della biomassa utilizzata sarà di provenienza locale, la restante quota proverrà da fuori Regione.

	Consumi 2010 (ktep)	**Consumi 2020 (ktep)**	**MWe**		**GWhe**	
Settore residenziale (legna da ardere)	317,6	317,6				
Settore residenziale (pellet)	28	98,3				
Caldaie centralizzate (<2MWt), cippato A-B	59	87,8				
Minicogenerazione (<1MWe), cippato B	4,4	24,4				
TOTALE	**409**	**528,1**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**
Minicogenerazione (<1MWe), cippato A-B			1,125	11,125	5,4	29,7
Centrali elettriche, cippato B			49,5	49,5	238	238
Totale			**50,6**	**60,6**	**243,8**	**267,7**

Tabella 8-40 Consumo di biomassa legnosa al 2010 e prospettive per il 2020 (fonte: elaborazione UNIPD su dati AIEL)

Riguardo alla legna da ardere risulta un elevato consumo finale che, tuttavia, è coperto solo in parte dalla produzione interna. I numeri emersi dalla elaborazione dei piani di taglio rappresenta certamente solo una parte degli effettivi prelievi di legna da ardere che, come noto, sfuggono facilmente alla contabilità generale, in particolare le quote legate all'autoproduzione e autoconsumo, molto diffuse nelle aree rurali (siepi campestri e boschetti). I flussi di importazione della legna in Veneto, in particolare dai paesi dell'est Europa, sono significativi, anche se di difficile quantificazione. Ciononostante esiste una quantità rilevante di legna da ardere potenzialmente mobilizzabile dai boschi regionali, in particolare nelle province di Vicenza, Belluno e Verona, che potrebbero almeno in quota parte compensare le importazioni. Nei prossimi anni, i limiti imposti dai piani di qualità dell'aria incentiveranno la sostituzione dei vecchi apparecchi con quelli tecnologicamente più avanzati, con un conseguente aumento del rendimento di combustione, che dovrebbe comportare una tendenziale riduzione dei consumi che tuttavia dovrebbe essere compensata dall'aumento del numero di installazioni. Bisogna ricordare infatti che le vendite degli apparecchi domestici a legna hanno sempre mostrato un trend positivo negli ultimi anni. In relazione quindi agli obiettivi del PAN si può prevedere che, nei prossimi 10 anni, la quota di consumo della legna rimarrà sostanzialmente costante. L'aspetto più urgente e strategico è far emergere attraverso specifici censimenti almeno una buona parte dei consumi che attualmente non risultano contabilizzati. Si consideri infatti che il consumo residenziale della legna vale da solo 317,6 ktep.

Riguardo al pellet impiegato a scala residenziale nelle stufe e nelle caldaie, se riportiamo il trend di crescita del consumo di pellet calcolato a livello nazionale emerge che al 2020 (Tabella 8-40) il consumo di pellet regionale sarà pari a 98,3 ktep, di cui 97 ktep per le stufe domestiche e 1,3 ktep per le caldaie, con un incremento rispettivamente pari al 240% e al 137%.

Riguardo al cippato (A-B) impiegato in caldaie centralizzate, anzitutto per una corretta proiezione al 2020 dei consumi, va scorporata la quota di consumo delle caldaie installate presso le industrie di

lavorazione del legno che impiegano per lo più scarti della propria lavorazione (214.000 t/a). Nel parziale censimento qui presentato esse rappresentano la quota più rilevante del consumo che tuttavia è legato alla lavorazione di tondame acquistato all'estero (Austria, Scandinavia *in primis*), pertanto non intacca il potenziale di biomasse regionale. Per altro il numero di questi impianti è certamente sottostimato, pertanto sarebbe auspicabile un censimento puntuale di questi impianti per far emergere in modo preciso la loro quota di consumo. Le caldaie centralizzate a cippato a servizio di utenze pubbliche e private (non industriali, fino a ca. 2 MWt) sono ca. 140 in Veneto e consumano poco più di 31.000 t/a di cippato. Un mercato modesto con ampi margini di crescita. Queste caldaie utilizzano sostanzialmente solo cippato di provenienza locale e sono alimentate dalla rete dei produttori regionali. Considerato il potenziale ancora inespresso della capacità produttiva dei produttori primari regionali e la notevole quota di biomasse potenzialmente mobilizzabili per la produzione di cippato sia A sia B, si può prevedere nei prossimi 10 anni un aumento della capacità produttiva di ca. 150.000 t/anno, ovvero ca. 28,8 ktep. Oltre alle minireti a servizio di utenze pubbliche, esistono alcuni settori strategici in Veneto – in particolare quello alberghiero – che, attraverso specifiche misure e politiche di sviluppo, potrebbero dare un forte contributo in questo senso.

Riguardo al cippato di qualità B impiegato nei grandi teleriscaldamenti e nelle centrali elettriche, l'attuazione del D.Lgs. 28/2011 dovrebbe introdurre specifici requisiti di efficienza degli impianti incentivati in modo da frenare la pericolosa proliferazione di impianti che nascono con il solo obiettivo di produrre energia elettrica; inoltre gli iter autorizzativi regionali dovrebbero imporre livelli di efficienza elevati e maggiori restrizioni riguardo la tracciabilità del cippato e la sostenibilità della filiera di approvvigionamento. Come documentano chiaramente i dati qui riportati, le centrali elettriche di grande taglia che non prevedono la valorizzazione del calore, sono oggi in Veneto sproporzionate rispetto alle reali disponibilità di cippato regionale e creano dannose tensioni sui prezzi della materia prima, creando non pochi problemi anche all'industria del legno. Si segnala che interventi quali l'imposizione di elevati limiti di rendimento complessivo dell'impianto (ad es. almeno il 70%) favorirebbero le sole centrali minicogenerative (<1MW_e), in modo tale che la generazione di energia elettrica sia accessoria a quella termica e non viceversa, come accade attualmente a causa di una tariffa omnicomprensiva completamente sbilanciata sul fronte elettrico.
Nel settore della minicogenerazione si può prevedere nei prossimi anni di mobilizzare ca. 100.000 t/anno di cippato B (potature agricole, SRC, industria del legno).
La parte più rilevante dei consumi al 2020 potrà riguardare certamente il settore residenziale, se verrà attiveta da subito una sistematica contabilizzazione dei consumi in questo settore.

In riferimento agli attuali consumi di legna da ardere si stima che il futuro sistema di contabilizzazione regionale unitamente al nuovo sistema incentivante "Conto energia termico" di recente approvazione[29], permetteranno di confermare il valore stimato per il consumo legna da ardere. Le rimanenti quote di incremento dei consumi finali di biomassa legnosa sono da attribuirsi legati alla crescita del settore del pellet e del cippato (stufe e caldaie).
Un ruolo molto importante potrà essere svolto dalle moderne caldaie centralizzate, anche collegate a minireti di teleriscaldamento, che potranno rappresentare la vera leva attraverso la quale poter attivare

[29] D.M. 28 dicembre 2012.

una concreta mobilizzazione del notevole potenziale di biomasse legnose regionale, attualmente inutilizzato, con significativi benefici socio-economici per le economie delle aree rurali e montane (valore economico di sostituzione dei combustibili fossili). Questo mercato ha notevoli margini di crescita, specie nelle aree montane e collinari della regione (elevata disponibilità di biomasse agroforestali e maggiore competitività delle biomasse rispetto alle fossili), in particolare se sarà sostenuto dal nuovo conto energia termico e dalla riforma dei certificati di efficienza energetica.
Anche la minicogenerazione potrà avere buoni margini di sviluppo, purché nell'ambito di soluzioni impiantistiche sufficientemente efficienti sotto il profilo energetico.
Mentre per la sola produzione elettrica non si prevedono ampi margini di incremento, grazie alla prossima attivazione dei decreti attuativi del D.Lsg. 28/2011.
In Conclusione si possono prospettare al 2020 due scenari di consumo della biomassa legnosa, basati sulle indicazioni fornite in Tabella 8-40. Il primo scenario individuabile, sulla base delle indicazioni di sviluppo del settore fornite da AIEL, prevede un consumo di biomassa legnosa in crescita per effetto dell'incremento delle quote di pellet e cippato, rispettivamente di 70,3 ktep e 48,8 ktep. Nell'ipotesi già descritta in cui i consumi di legna da ardere si mantengano costanti e considerando un incremento del consumo di biomassa per la generazione elettrica pari a 2,1 ktep, nello **scenario avanzato** i consumi complessivi individuano un incremento al 2020 pari a **121,2 ktep**.
Lo **scenario base** è stato valutato cautelativamente pari al 50% dello sviluppo dei consumi dello scenario avanzato, e pertanto stima un incremento dei consumi di biomassa pari a **60,6 ktep.**

8.2.8 Potenziali da fonte biogas[30]

Per la quantificazione dei potenziali del biogas è stata stimata la produzione potenziale da impianti di tipo agricolo in Veneto al 2020, a partire dalle definizioni di:

- concetto di "integrazione" per la stima del potenziale produttivo,
- fattori influenzanti l'utilizzo di tale potenziale produttivo,
- biomasse metanigene,
- scenari di riferimento.

Si è quindi operata una quantificazione della produzione potenziale di metano da biogas "tal quale" e nel contesto dei consumi energetici in Veneto al 2020.

La stima del potenziale di una filiera metanigena viene condotta di norma mediante la quantificazione di:

- disponibilità di terreni non utilizzati in un'ottica di *integrazione* e non *sostituzione* delle produzioni destinate al mercato alimentare (food) e foraggero (feed).
- disponibilità di sottoprodotti;
- stima del potenziale metanigeno suddiviso per matrice organica, eventualmente considerando scenari con rese più o meno evolute.

Le "*biomasse di integrazione*" sono in grado di comportare un effettivo incremento della Produzione Lorda Vendibile dell'azienda agricola, al netto dell'incidenza degli incentivi, e sono in grado di contribuire, unitamente all'apporto di colture di primo raccolto, alla produzione di energia da biogas. Si tratta di biomasse utilizzabili in digestione anaerobica ottenute in filiera corta, contratti quadro e da intese di filiera, le quali:

- contribuiscono ad aumentare la Produzione Lorda Vendibile (PLV) dell'azienda agricola;[31]
- contribuiscono a migliorare la PLV dell'azienda agricola.[32]

Le biomasse di integrazione comprendono: effluenti da allevamento, sottoprodotti agro-industriali, sottoprodotti agricoli, biomasse vegetali annuali, colture perennanti.

Le biomasse metanigene considerate nel corso dell'analisi sono le seguenti:

- colture dedicate di primo raccolto
- colture dedicate di secondo raccolto in precessione e successione a colture foraggiere e alimentari differenti
- effluenti di allevamento (EA)
- sottoprodotti agricoli
- sottoprodotti agro-industriali e delle industrie della prima trasformazione dei prodotti agricoli

---

[30] Elaborazione a cura di AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali – dott. Marco Mezzadri, dott. Valter Francescato e dott. Marino Berton e con la collaborazione il CIB – Consorzio Italiano Biogas.

[31] Casi esemplificativi sono rappresentati da colture attualmente non più coltivate (es. per mancanza di mercato locale, caso degli insilati ove non esistano più allevamenti bovini, ecc.) ovvero prodotti organici che non sono attualmente oggetto di commercializzazione (es. sottoprodotti agricoli, sottoprodotti aziendali e Effluenti da Allevamento).

[32] Casi esemplificativi sono rappresentati da pratiche colturali che possono migliorare l'efficienza ambientale delle produzioni attuali (es. rotazioni miglioratrici: caso della sulla dopo grano duro al fine di evitare il reingrano e la perdita di qualità dei grani duri, ovvero caso della rotazione del mais per evitare la monosuccessione colturale e pertanto prevenire la diabrotica, ecc.), ovvero da colture che di per sé sono miglioratrici della fertilità del terreno (es. colture perennanti: caso dell'erba medica).

Per la stima del potenziale metanigeno della filiera biogas-biometano in Veneto al 2020, sono stati considerati i seguenti scenari:
- Scenario Business as Usual (BAU). Si tratta di uno scenario costruito sulla base degli andamenti attuali, caratterizzato da tecnologie e rese odierne con utilizzo prevalente di colture dedicate ed un modesto ricorso alle "*biomasse di integrazione*" (~10-20% sul fabbisogno energetico da "*biomasse di integrazione*", costituite prevalentemente da Effluenti da Allevamento), in presenza di una tariffa che premia tutte le biomasse nello stesso modo.
- Scenario Integrazione (SI). Si tratta di uno scenario caratterizzato da un progressivo ricorso alle "*biomasse di integrazione*" e miglioramento delle rese in fase agronomica, bio-tecnologica e impiantistica stimate al 2020 in relazione alle attuali migliori *referenze*, quindi secondo le migliori tecnologie oggi disponibili.

In base alle assunzioni sopra riportate, è possibile definire quantitativamente la producibilità di metano da biogas "*di tipo agricolo*" in Veneto al 2020. Tale quantità risulta essere pari ad un numero compreso tra 0,5 e 1,0 miliardi di Nm^3 di biometano equivalenti a seconda dello scenario adottato (Scenario Business as Usual (BAU) o Scenario Integrazione (SI), rispettivamente) (Tabella 8-41).

Scenari	**Senza integrazione**		**Integrazione moderata**	
	MNm^3 CH_4 bio/anno	**%**	**MNm^3 CH_4 bio/anno**	**%**
Colture di primo raccolto	390,8	84%	452,5	45%
Colture di secondo raccolto	-	0%	241,3	24%
Sottoprodotti agricoli	-	0%	77,1	8%
Effluenti zootecnici	56,6	12%	172,2	17%
Sottoprodotti agroindustriali	18,3	4%	66,5	7%
Totale	**465,6**		**1009,6**	

Tabella 8-41 Stima della quantità di metano producibile da biogas "di origine agricola" nella regione del Veneto al 2020, sulla base degli scenari adottati (BAU e SI). (*elaborazione dati CIB*)

Dall'analisi esposta emerge quanto segue:
- il biogas ha un grande potenziale in Veneto in ragione della potenzialità produttiva delle campagne e delle imprese agricole venete oltre alla disponibilità di sottoprodotti e effluenti di allevamento;
- il biogas agricolo declinato secondo i principi del "Il biogas fatto bene" con un ampio ricorso a "biomasse di integrazione", assieme alle altre fonti rinnovabili, può contribuire in modo significativo alla de-carbonizzazione del sistema energetico Veneto;
- il biogas declinato nella forma del biometano può contribuire ad una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti e non programmabili (energia di riserva conservabile, energia programmabile);
- il biogas, facendo largo uso di "biomasse di integrazione", può essere un pezzo significativo della green economy veneta, contribuendo alla crescita del PIL agricolo nell'ordine del 3-4% /annuo e contribuendo a favorire lo sviluppo dell'industria manifatturiera veneta nei settori della meccanica agraria, irrigazione, trattamento acque e dei fertilizzanti organici, componentistica per gli impianti a gas metano, ecc.

- nel settore dell'autotrasporto, il biometano ha un potenziale in grado di soddisfare gli obbiettivi di cui alla Direttiva UE 2009/30/CE[33], anche se la sua diffusione è legata al consumo di gas naturale nell'autotrazione, oggi invero molto ridotta in Veneto (meno del 3%).

Il potenziale di biometano stimato in 1.009.600.000 Nm^3 /anno al 2020 corrisponde ad un potenziale energetico pari a 1.009.600.000 Nm^3 x 9,6 kWh/m^3 = 9.692.160 MWh/anno; si ipotizza che del biometano disponibile due terzi siano destinati ad un utilizzo termico attraverso l'immissione in rete o l'autoconsumo ed un terzo per produzione di energia elettrica con rendimento di produzione in questo caso del 40%.

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate **il potenziale avanzato** relativo alla fonte biogas al 2020 è quantificabile in 6.461.440 MWh/anno termici (ktep 555,7) ed in 1.292.288 MWh/anno elettrici (ktep 111,1), **per complessivi 666,8 ktep.**

Il potenziale evidenziato è notevole e costituisce la prima fonte rinnovabile, sia termica che elettrica in Regione Veneto.

Analizzando le richieste di autorizzazione all'esercizio di impianti a biogas presentate in Regione, il tasso di penetrazione della tecnologia nel mercato attuale e la rimodulazione dell'incentivo a favore degli impianti di potenza elettrica minore, si ritiene che il potenziale effettivo elettrico sia realizzabile solo in parte, riducendo del 20% il valore di produzione elettrica indicato. Si ritiene che un valore attendibile del **potenziale base sia pari all'80% del potenziale energetico avanzato per la quota di energia elettrica prodotta, ossia 88,88 ktep**.

Per quanto riguarda la valorizzazione del biometano come fonte di energia termica si ritiene che:

1. la mancanza dei requisiti tecnici per l'immissione del biometano in rete,
2. il continuo rinvio degli incentivi per il biometano,
3. le evidenti difficoltà nel valorizzare la quota di energia termica oltre all'uso interno per gli impianti di produzione di energia elettrica,
4. la durata quindicinale dell'incentivo precedente,
5. i costi degli impianti di upgrading dal biogas al biometano.

potrebbero ritardare lo sviluppo della tecnologia, compromettendone il potenziale. **Si ritiene pertanto che allo stato attuale il potenziale base sia pari al 30% del potenziale avanzato per la quota di energia termica prodotta, ossia 166,71 ktep.**

Pertanto il potenziale base (termico ed elettrico) è pari a 255,6 ktep.

[33] Direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009 , che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE.

8.2.9 Potenziali da fonte bioliquidi [34]

I bioliquidi sono combustibili liquidi derivati dalla biomassa. Sono costituiti da oli vegetali grezzi o raffinati, possono essere utilizzati tal quali (olio vegetale puro OVP) per la produzione di energia meccanica, elettrica, termica (bio-combustibili) o per trazione principalmente ad uso agricolo (bio-carburanti), oppure trattati e miscelati al gasolio (bio-diesel) per la distribuzione sulla rete stradale. L'olio vegetale esausto (Used Cooking Oil - UCO) in minor quantità è recuperato per essere utilizzato come bio-carburante.

Le filiere che sono potenzialmente sviluppabili a scala regionale sotto il profilo della sostenibilità energetico-ambientale sono:

- uso dell'olio vegetale puro per produzione di energia in sistemi minicogenerativi col massimo utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto;
- uso dell'olio vegetale puro per la trazione agricola;
- uso dell'olio vegetale transesterificato, puro o miscelato (bio-diesel), da impiegare nei trasporti stradali;
- uso dell'olio vegetale esausto transesterificato, puro o miscelato (bio-diesel), da impiegare nei trasporti.

La coltivazione della soia è preponderante nel territorio veneto rispetto a quella del colza e girasole; questo fenomeno è legato a diverse motivazioni:

- il valore di mercato della granella che, tendenzialmente nel lungo periodo, è più alto per la soia rispetto a quello delle altre due colture;
- appetibilità dell'olio estratto, destinato all'alimentazione umana;
- maggiore resa colturale, pari a 3,86 t di granella/ha per la soia contro le 3,29 t/ha del colza e 2,75 t/ha del girasole, secondo dati ISTAT nel 2010 in Veneto;
- stabilità e appetibilità della parte di prodotto della spremitura destinato all'alimentazione zootecnica, ovvero delle farine o panelli da destinare al comparto zootecnico;

L'analisi del comprato agricolo e della produzione energetica da colture oleaginose individua come in Veneto nel 2010 siano stati 89.518 ha a colture oleaginose, di questi 6.561 sono stati coltivati a colza, 1.433 a girasole e 81.524 a soia. Tali superfici hanno prodotto circa 333.800 t di sementi, e circa 116.800 t di olio vegetale puro (OVP), da destinare agli usi alimentari umani e alla valorizzazione energetica e 217.000 t di estratti proteici (panelli o farine di estrazione) da destinare al comparto dell'alimentazione zootecnica (feed);

Una volta detratto il quantitativo di OVP destinato al settore food, il quantitativo di olio da valorizzare come fonte energetica rinnovabile è risultato essere pari a più di 56.800 t e attualmente è stato così destinato: 20.000 t utilizzato tal quale per l'alimentazione di impianti di CHP[35] (produzione di energia elettrica e termica) e circa 36.800 trasformato in biodiesel per l'impiego come biocarburante miscelato con diesel convenzionale.

[34] Elaborazioni a cura di U.P. Energia ed AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali (Massimo Negrin e Valter Francescato).
[35] CHP (Combined Heat and Power).

Si osservi come le 20.000 t di olio proveniente dal comparto agricolo, con contenuto energetico pari a 206 GWh, se utilizzate in impianti di cogenerazione sarebbero in grado di produrre circa 185 GWh (15,9 ktep) di cui 72 GWh_e elettrici e 113 GWh_t termici, avendo considerato un potere calorifico inferiore medio dell'olio vegetale pari a 10,3 kWh/kg, come indicato nella direttiva 2009/28/CE (p.c.i. 37 MJ/kg) e rendimenti elettrici e termici rispettivamente del 35% e 55%.

Come precedentemente affermato, in Veneto attualmente l'OVP destinato alla cogenerazione è in grado di produrre circa 72 GWh_e (6,2 ktep), su un potenziale complessivo degli impianti installati pari a 135 GWh_e (18 MW *7.500 ore/anno). Come ulteriore possibile destinazione dei biocarburanti in Veneto sono da considerare gli autobus pubblici ed i mezzi agricoli da trazione, che presentano un consumo pari rispettivamente a 37 ktep e 154 ktep.
Nel calcolo delle potenzialità del sistema agricolo di offrire prodotti da destinare alla produzione di bioliquidi sono stati presi in considerazione i dati storici relativi alle superfici agricole in Veneto destinate a colture oleaginose e le informazioni recepite presso aziende operanti nella filiera dei bioliquidi ad uso energetico.
Nella realtà nazionale e veneta, secondo gli operatori del settore, si può quindi prevedere un incremento della superficie destinata a colture oleaginose pari a circa il 18-20% rispetto alla destinazione attuale. Un incremento di superficie inteso in questi termini non andrebbe a compromettere gli equilibri delle attuali destinazioni colturali (food e no food).
Prevedendo quindi un incremento del 20% rispetto alla situazione attuale (89.518 ha) ci si potrebbe spingere fino ad una produzione di OVP pari a 135.618 t, incremento che si considera interamente destinato all'uso energetico, ritenendo il fabbisogno di olio a uso alimentare al 2020 ancora soddisfatto dall'attuale produzione (60.000 t di OVP).
Sono quindi stati valutati due diversi scenari di riferimento relativi ai prodotti ottenibili dal comparto agricolo:
- **ipotesi I**, dove il surplus di OVP rispetto alla situazione attuale viene destinato alla produzione di biodiesel destinato ai trasporti (oltre al soddisfacimento dei fabbisogni attuali degli impianti di cogenerazione);
- **ipotesi II**, dove il surplus rispetto all'attuale viene destinato alla produzione di energia in impianti di cogenerazione o per la trazione agricola attraverso l'utilizzo dell'olio tal quale.
Di seguito vengono descritti i due diversi scenari ipotetici:

Ipotesi I

Questo scenario prevede una distribuzione proporzionale dell'utilizzo dell'OVP. Una parte alimenta gli impianti per la produzione di energia, raddoppiando l'attuale quantità (40.778 t); la parte restante viene destinata alla trasformazione in biodiesel da impiegare nei trasporti (34.840 t). Si precisa che tutto l'OVP possibile proveniente dal colza, viene destinato alla produzione di biodiesel. La soia viene prioritariamente destinata alla produzione di olio alimentare o alla produzione di energia in impianti di CHP.

OVP in Veneto (potenzialità del sistema)			**SOIA**			**ALTRO (colza e girasole)**		
Resa di spremitura (%OVP)		**0,35**	**resa colturale (t/ha)**		**3,80**	**resa colturale (t/ha)**		**3,00**
	t OVP	**ha**	**ton OVP**	**ton seme**	**ha**	**ton OVP**	**ton seme**	**ha**
Totale OVP prodotto	**135.618**	107.421	108.426	309.789	81.524	27.192	77.691	25.897
OVP alimentare	60.000		60.000	171.429	45.113			
OVP energetico	75.618		48.426	138.361	36.411	27.192	77.691	25.897
OVP CHP	40.778		40.778	116.507	30.660			
Biodiesel	34.840		7.648	21.854	5.751	27.192	77.691	25.897

Tabella 8-42 Destinazione dell'OVP prodotto in Veneto. Scenario potenziale, Ipotesi I
(fonte: elaborazioni AIEL).

		t		**litri**		**MWh**	**ktep**
		Parziale	**Totale**	**Parziale**	**Totale**		
Comparto agricolo	**OVP**	40.778	40.778	44.323.912	44.323.912	378.012	32
	biodiesel	34.840	41.502	39.591.720	47.161.750		31
Comparto recupero UCO		6.662		7.570.030			12
TOTALE		82.280		91.485.662			Tot. biocarb. 43

Tabella 8-43 Volumi e valori energetici ottenibili dall'impiego dell'olio vegetale
(fonte: elaborazione dati AIEL).

Dalla destinazione energetica ottenibile con questo tipo di scenario I sarebbe possibile ottenere un valore energetico complessivo pari a circa 378 GWh (32 ktep) di produzione di energia elettrica e termica in impianti CHP e 43 ktep per l'impiego di biodiesel nel settore dei trasporti.

Ipotesi II

In questo scenario si ipotizza che tutto l'OVP prodotto dalle colture oleaginose venga impiegato in impianti di cogenerazione.

OVP in Veneto (potenzialità del sistema)			SOIA			ALTRO (colza e girasole)		
Resa di spremitura (%OVP)		0,35	resa colturale (t/ha)		3,80	resa colturale (t/ha)		3,00
	t OVP	ha	ton OVP	ton seme	ha	ton OVP	ton seme	ha
Totale OVP prodotto	135.618	107.421	108.426	309.789	81.524	27.192	77.691	25.897
OVP alimentare	60.000		60.000	171.429	45.113			
OVP energetico destinato a CHP	75.618		48.426	138.361	36.411	27.192	77.691	25.897

Tabella 8-44 Destinazione dell'OVP prodotto in Veneto. Scenario potenziale, Ipotesi II (*fonte: elaborazioni AIEL*).

		t Totale	litri Totale	MWh	ktep
Comparto agricolo	**OVP**	75.618	82.193.726	700.979	60

Tabella 8-45 Volumi e valori energetici ottenibili dall'impiego dell'olio vegetale (*fonte: elaborazioni AIEL*).

Dalla destinazione energetica ottenibile con questo tipo di scenario II sarebbe possibile ottenere un valore energetico complessivo pari a circa 701 GWh (60 ktep) di produzione di energia elettrica e termica in impianti di CHP.

Considerando le ipotesi I e II in precedenza descritte, l'incremento di produzione al 2020 di energia da olio vegetale rispetto al 2010 varrebbe, rispettivamente, 16 ktep di energia (elettrica e termica) nell'ipotesi I e 28 ktep di energia (elettrica e termica) nell'ipotesi II.

Per quanto riguarda i bioliquidi, poiché il settore dei trasporti ha stringenti ed impegnativi obblighi da raggiungere nell'utilizzo dei biocarburanti, per rispettare i quali sarà necessario un utilizzo sempre più crescente di OVP in miscela-diesel, si è considerata valida esclusivamente l'ipotesi I.

Nel caso in cui i bioliquidi siano destinati esclusivamente alla produzione di biodiesel per trazione, in base all regole del Burden Sharing, non sono contabilizzati ai fini del calcolo della quota di consumi finali lordi coperti da fonti rinnovabili.

Nella definizione degli scenari, si sono fatte le seguenti assunzioni. Lo scenario base prevede che i 16 ktep teorici che deriverebbero comunque da un miglior utilizzo delle attuali disponibilità di OVP in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) non siano prudenzialmente contabilizzati in quanto lo sviluppo di impianti CAR dipende sensibilmente dall'emanazione di misure incentivanti nazionali in tale settore.

Pertanto nello scenario base il potenziale è pari a 0 ktep, mentre nello scenario avanzato si è ipotizzato l'effettivo utilizzo dei 16 ktep in impianti CAR.

8.2.10 Potenziale di generazione di energia elettrica da fonte eolica

Il territorio della Regione del Veneto non presenta caratteristiche anemometriche idonee all'installazione di impianti eolici ad alta potenza (> 800kW).
L'analisi delle zone potenzialmente più interessanti presenti nella Regione del Veneto[36] è stata effettuata incrociando i dati forniti dall'Atlante Eolico Interattivo[37] con le informazioni riguardanti le aree della Regione del Veneto sottoposte a vincoli e tutele. Lo studio ha permesso di individuare le zone la cui producibilità energetica, calcolata a 75m dal suolo, è maggiore di 1000MWh e 1500 MWh (Figura 8-9) per MW installato. Queste aree richiedono l'avvio di indagini e misurazioni locali atte ad approfondire l'effettiva possibilità e la reale convenienza di eventuali impianti.

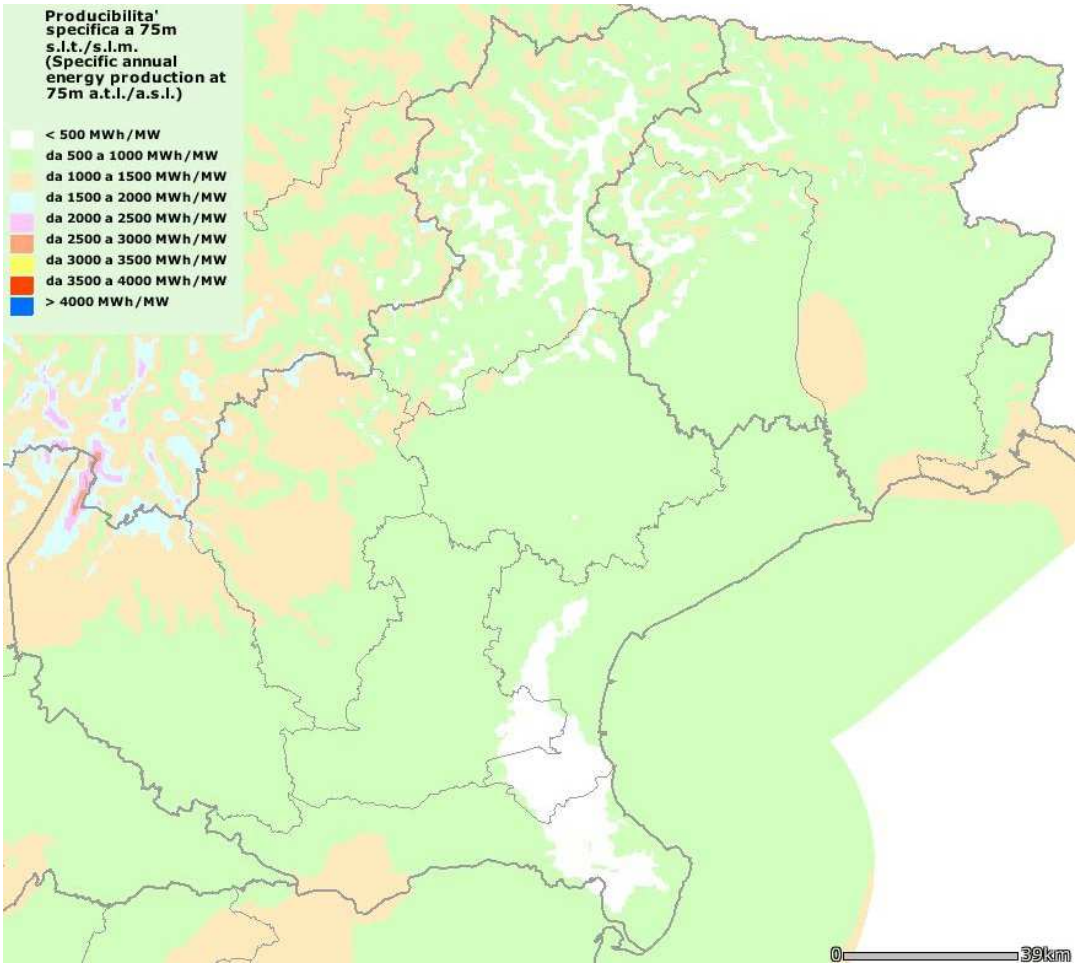


Figura 8-9 Producibilità specifica eolica calcolata a 75m dal suolo nella Regione del Veneto (*fonte: RSE - Atlante Eolico Interattivo*)

[36] Lorenzoni A., Disconzi F., (2012) *Gis-based estimation of res potential: an application for local energy planning* - Proc. 12th IAEE European Energy Conference, Venice. Studio finanziato dalla Regione del Veneto nell'ambito dei finanziamenti FSE.
[37] RSE - http://atlanteeolico.rse-web.it/viewer.htm

I dati ottenuti sono stati incrociati con i risultati del progetto WIND[38].
Infine si sono analizzate le domande di autorizzazione depositate in Regione nel corso del 2011 o in fase di realizzazione. Nel corso dell'anno 2011 è stata depositata una sola domanda per la realizzazione di due aerogeneratori con una potenza installata complessiva max pari 4 MW mentre è iniziata nel corso del 2011 la realizzazione di un parco eolico di potenza max complessiva pari a 8 MW.
Il potenziale ed i relativi scenari sono stati calcolati ipotizzando un valore di producibilità energetica pari a 1000 MWh per MW installato per lo scenario base e 1500 MWh per MW installato per lo scenario avanzato.
A seguito delle considerazioni sopra evidenziate il potenziale energetico relativo alla fonte eolica al 2020 è quantificabile in 1,2 ktep per lo scenario base e di 1,7 per lo scenario avanzato.

[38] Progetto WIND – Relazione finale. Università di Padova – Centro Interdipartimentale di Cartografia, Fotogrammetria, Telerilevamento e SIT – 2009.

8.3 Conclusioni

A conclusione del capitolo sono indicati tre possibili scenari di risparmio energetico e di contenimento dei consumi energetici. I tre scenari sono stati definiti secondo questa logica:

1. **Scenario minimo.** Rappresenta lo scenario minimo necessario per conseguire l'obiettivo indicato nel burden sharing. E' stato calcolato ipotizzando una percentuale pari al 70% delle misure necessarie per conseguire lo scenario intermedio. Il conseguimento di questi obiettivi settoriali consente di raggiungere una percentuale pari al 10.5%, maggiorativa rispetto all'obiettivo del 10.3% del burden sharing per tener conto di eventuali errori nella contabilizzazione dei consumi energetici o nella stime della produzione di energia da fonti rinnovabili.
2. **Scenario intermedio.** Rappresenta lo scenario auspicabile da porsi come obiettivo per la Regione del Veneto. Lo scenario è calcolato sommando i potenziali degli scenari base per i settori di risparmio energetico e per le singole fonti rinnovabili.
3. **Scenario massimo.** Indica le potenzialità che il territorio della Regione del Veneto può raggiungere a fronte di investimenti e interventi consistenti nella promozione delle fonti rinnovabili e nell'efficienza energetica. Lo scenario è calcolato sommando i potenziali degli scenari avanzati per i settori di risparmio energetico e per le singole fonti rinnovabili.

Gli scenari sono riassunti nelle Tabella 8-46 e Tabella 8-47.

Risparmio energetico	**Totale potenziale [[ktep]**		
	Scenario minimo	**Scenario Intermedio**	**Scenario massimo**
Residenziale	60,79	86,85	261,88
Terziario	17,5	25	38,9
Industria	186,2	266	340
Trasporti	194,4	277,8	495,4
Agricoltura	8,68	12,4	12,4
TOTALE	**467,63**	**668,05**	**1148,58**

Tabella 8-46 Potenziale di risparmio energetico (ktep) nello scenario minimo, intermedio e massimo (*fonte:elaborazione DII-UNIPD*)

Fonti rinnovabili	**Totale potenziale [ktep]**		
	Scenario minimo	**Scenario intermedio**	**Scenario massimo**
Idraulica	21,15	30,22	30,22
Biomassa	42,42	60,6	121,2
Biogas	178,9	255,6	666,8
Bioliquidi	0,0	0,0	16
Solare termico	15,19	21,7	65,7
Solare fotovoltaico	136,15	194,7	503,9
Eolica	0,84	1,2	1,7
Geotermica	2,66	3,8	3,8
Aerotermica	19,95	28,5	42,4
Idrotermica	0,7	1	1
TOTALE	**417,96**	**597,12**	**1.452,72**

Tabella 8-47 Potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario minimo, intermedio e massimo (*fonte:elaborazione DII-UNIPD*)

Nella Figura 8-10 e nella Figura 8-11 è riportata rispettivamente la suddivisione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario intermedio e massimo, in maniera tale da evidenziare il contributo relativo di ciascun settore al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico.

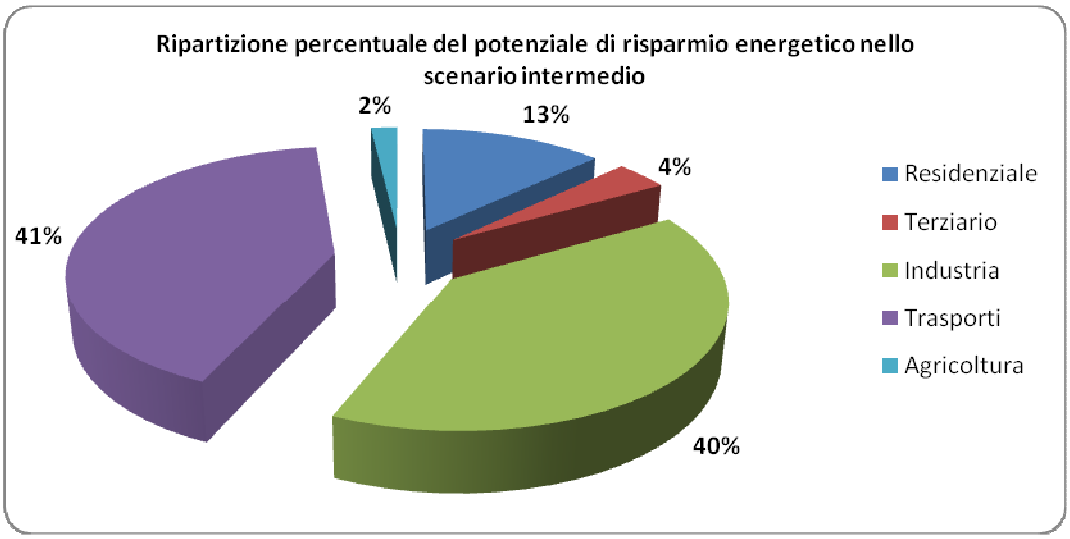


Figura 8-10 Ripartizione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario intermedio (*fonte: elaborazione DII-UNIPD*)

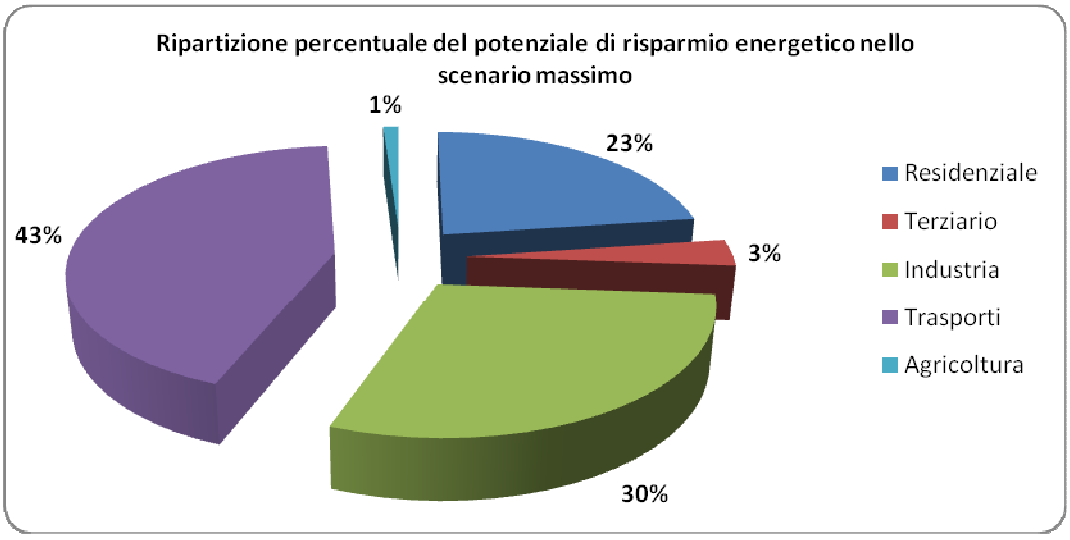


Figura 8-11 Ripartizione percentuale del potenziale di risparmio energetico nello scenario massimo (*fonte: elaborazione DII-UNIPD*)

Nelle figure che seguono Figura 8-12 è riportata rispettivamente la suddivisione percentuale del potenziale di produzione di energia primaria da fonti rinnovabili nello scenario intermedio e massimo, in maniera tale da evidenziare quale sia il contributo relativo di ciascun fonte al raggiungimento degli obiettivi indicati.

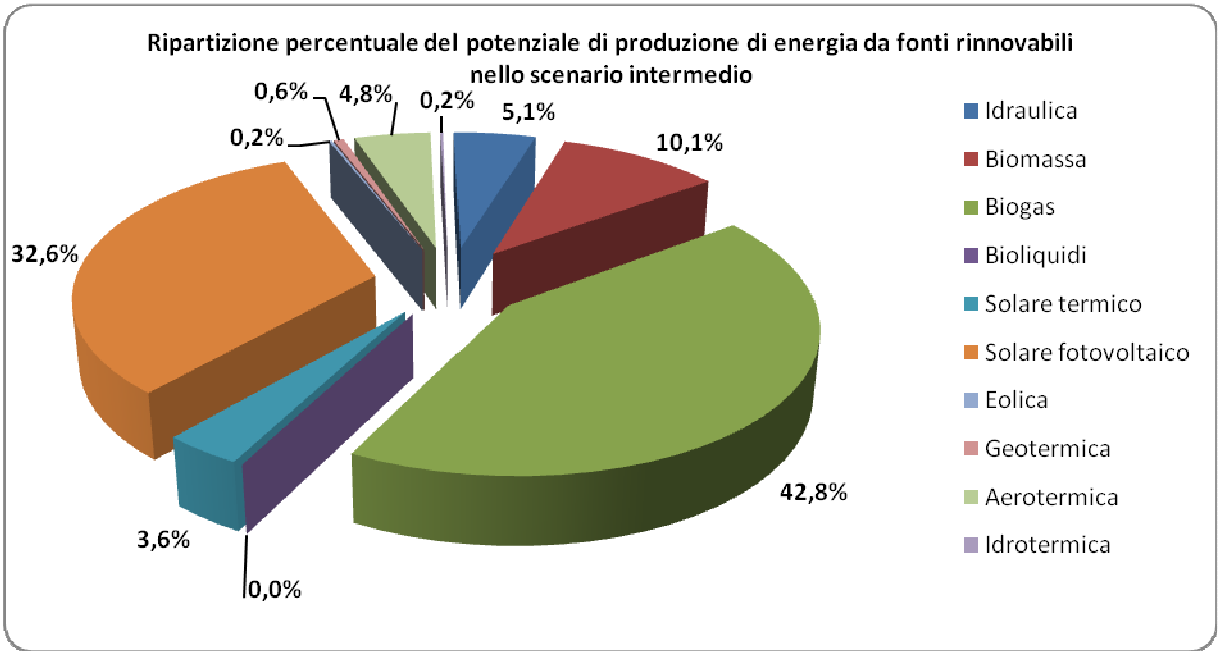


Figura 8-12 Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario intermedio (*fonte: elaborazione DII-UNIPD*)

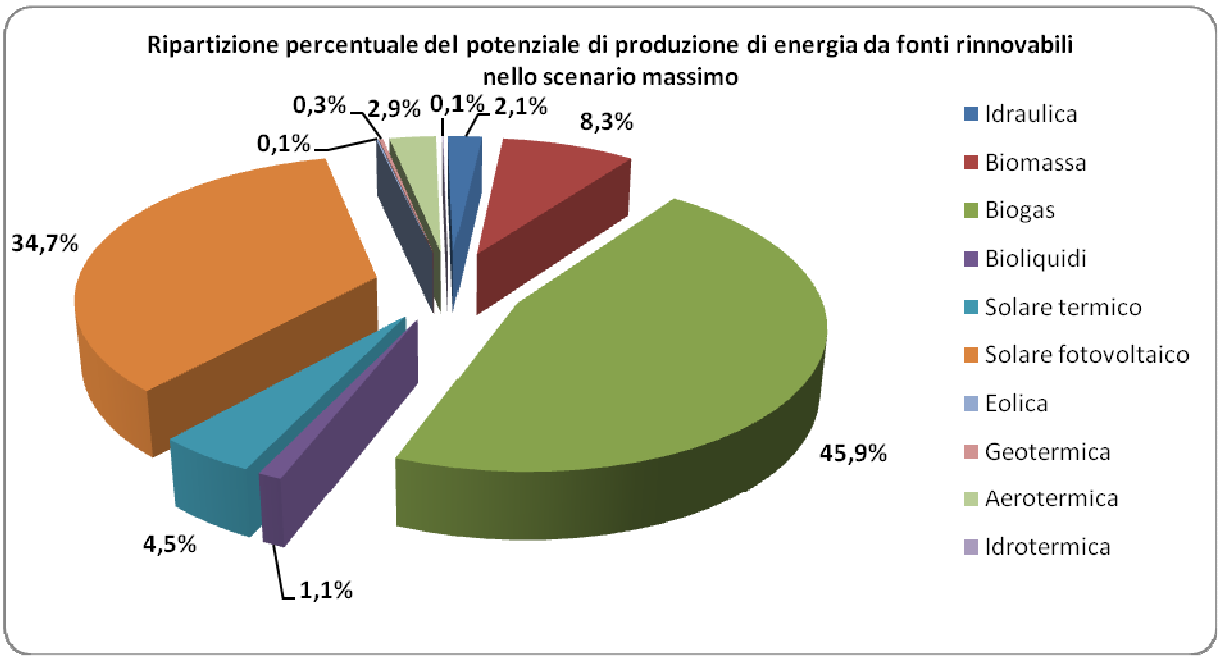


Figura 8-13 Ripartizione percentuale del potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario massimo (*fonte: elaborazione DII-UNIPD*)

La Tabella 8-48 ed il grafico rappresentano una stima del potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici con tenore di crescita lineare per le scadenze temporali 2012, 2014, 2016, 2018 e 2020. Pertanto, in ottica di verifica del conseguimento degli obiettivi, è possibile aggiornare la strategia con scadenza biennale.

	2010	2012	2014	2016	2018	2020
SCENARIO MINIMO	7,1%	7,8%	8,5%	9,1%	9,8%	10,5%
SCENARIO INTERMEDIO	7,1%	8,1%	9,2%	10,2%	11,2%	12,2%
SCENARIO MASSIMO	7,1%	9,7%	12,4%	15,2%	17,9%	20,7%

Tabella 8-48 Sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici per i differenti scenari ipotizzati (*fonte: DII-UNIPD*)

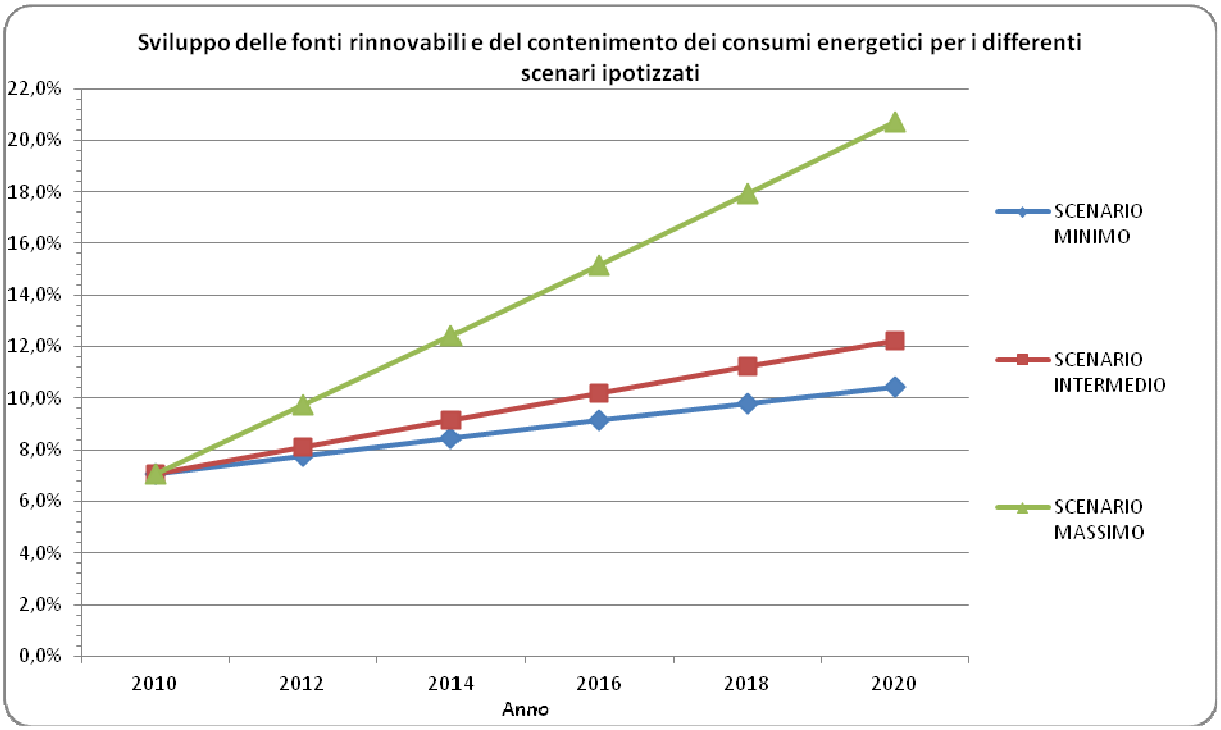


Figura 8-14 Sviluppo delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi energetici per i differenti scenari ipotizzati (*fonte: DII-UNIPD*)

Come anticipato, lo scenario intermedio è lo scenario auspicabile da porsi come obiettivo per la Regione del Veneto.

Tale scenario consente infatti di raggiungere, con sufficiente margine di sicurezza, l'obiettivo regionale di burden sharing, senza determinare nel contempo un massiccio incremento nell'utilizzo di biomasse, come invece ipotizzato nello scenario massimo.

Per quanto concerne il maggior quadro emissivo derivato dall'utilizzo di biomassa si rimanda a quanto previsto dal Piano Regionale di Risanamento dell'Atmosfera ed al capitolo 9 del presente documento, dedicato alle strategie ed alle misure di attuazione di Piano, in particolare in tema di misure di mitigazione.

9 STRATEGIE E MISURE DI ATTUAZIONE

Nel presente capitolo sono indicate le strategie e le relative misure di attuazione mediante le quali la Regione del Veneto intende realizzare i potenziali economicamente fattibili prefissati di risparmio energetico e di produzione di energia da fonte rinnovabile.
Le strategie individuate non possono ovviamente prescindere dal quadro strategico europeo e dalle strategie energetiche nazionali.
Nel paragrafo 9.1 è descritta la strategia europea per un uso efficiente delle risorse; strategia che influenzerà tutte le politiche europee fino al 2050.
Nel paragrafo 9.2 è tracciato il quadro generale riferito alla programmazione europea 2014-2020 che definisce le risorse economiche e gli obiettivi specifici da realizzare per il 2020.
Nel paragrafo 9.3 è delineata la Strategia Nazionale Energetica.
Infine nel paragrafo 9.4 sono descritti gli strumenti e le azioni strategiche attuabili dalla Regione del Veneto per conseguire gli obiettivi del piano energetico.

9.1 STRATEGIA EUROPEA PER UN USO EFFICIENTE DELLE RISORSE

Prima di descrivere in dettaglio la programmazione europea 2014-2020 si ritiene doveroso descrivere la strategia di riferimento per un uso efficiente delle risorse e più in generale la strategia per il clima promossa dall'UE per favorire il passaggio a un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio e ad un uso efficiente delle risorse. L'approccio prospettato riconosce la necessità di soluzioni innovative per mobilitare investimenti nel settore dei trasporti, dell'industria e delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione e mira a dare maggiore impulso alle politiche a favore dell'efficienza energetica.
I documenti di riferimento sono:

1. Tabella di marcia verso un'Europa efficiente nell'impiego delle risorse (COM(2011) 571).
2. Tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050 (COM (2011) 122)

La prospettiva che deve guidare le scelte strategiche di ciascun paese membro in tema di risorse particolarmente in ambito energetico sta nel presupposto che:
"entro il 2050 l'economia dell'UE sarà cresciuta in maniera da rispettare i vincoli imposti dalle risorse e i limiti del pianeta, contribuendo in questo modo ad una trasformazione economica globale. L'economia sarà competitiva, inclusiva e offrirà un elevato standard di vita, con impatti ambientali notevolmente ridotti. Tutte le risorse - materie prime, energia, acqua, aria, terra e suolo - saranno gestite in modo sostenibile. Saranno stati conseguiti importanti traguardi nella lotta contro i cambiamenti climatici, mentre la biodiversità e i relativi servizi ecosistemici saranno stati tutelati, valorizzati e in larga misura ripristinati"
L'impatto di tale strategia si tradurrà in una riduzione delle emissioni di gas serra, come prospettato nella Tabella 9-1.

Riduzioni dei gas serra rispetto al 1990	2005	2030	2050
Totale	-7%	da -40 a -4%	da -79 a -2%
Settori			
Produzione di elettricità (CO_2)	-7%	da -54 a -8%	da -93 a -9%
Industria (CO_2)	-20%	da -34 a -0%	da -83 a -7%
Trasporti (incl. trasporto aereo, escl. trasporti marittimi) (CO_2)	+30%	da +20 a -9%	da -54 a -7%
Settore residenziale e dei servizi (CO_2)	-12%	da -37 a -3%	da -88 a -1%
Agricoltura (emissioni diverse dal CO_2)	-20%	da -36 a -7%	da -42 a -9%
Altre emissioni diverse dal CO_2	-30%	da -72 a -3%	da -70 a -8%

Tabella 9-1 Riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 e al 2050 (*fonte: UE*)

Migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle risorse è la strada da seguire per realizzare quanto prospettato in quanto consente all'economia di "fare di più con meno", generando un valore più elevato con meno input, utilizzando le risorse in modo sostenibile e minimizzando il loro impatto ambientale. In pratica ciò presuppone che tutte le risorse ambientali di cui l'UE dispone o che si procura siano sicure e gestite entro i limiti della loro sostenibilità. Presuppone inoltre che i rifiuti residui siano in minima quantità, che gli ecosistemi siano stati ripristinati e che i rischi sistemici per l'economia legati all'ambiente siano stati capiti ed evitati. Occorrerà pertanto investire molte risorse economiche nella promozione della ricerca e dell'innovazione.
La tabella di marcia al 2020 offre un quadro di riferimento definendo le prime tappe da conseguire (indicate nella tabella che segue) per avanzare verso una crescita sostenibile ed efficiente sotto il profilo della gestione delle risorse evidenziando come le politiche interagiscono l'una con l'altra, quadro nel quale le azioni future possono essere elaborate e attuate in modo coerente.
L'obiettivo è quello di trasformare l'economia indirizzandola verso un utilizzo efficiente delle risorse comportando una prima diminuzione delle emissioni di gas serra, determinando un aumento della competitività e apportando nuove fonti di crescita e di occupazione grazie ai risparmi derivanti dall'aumento dell'efficienza, dalla commercializzazione di soluzioni innovative e da una migliore gestione delle risorse nel corso del loro intero ciclo di vita.

RISORSA	TAPPA	
Consumo e produzione sostenibili	*Migliorare i prodotti e modificare i modelli di consumo*	entro il 2020 i cittadini e le autorità pubbliche saranno adeguatamente incoraggiati a scegliere i prodotti e i servizi più efficienti dal punto di vista delle risorse, grazie a segnali di prezzo corretti e a informazioni chiare in materia ambientale. Le loro scelte di acquisto incentiveranno le imprese ad innovare e a offrire beni e servizi più efficienti sotto il profilo delle risorse. Saranno fissati degli standard di prestazione ambientale minimi per eliminare dal mercato i prodotti meno efficienti dal punto di vista delle risorse e più inquinanti. Si registrerà una forte domanda, da parte dei consumatori, di prodotti e servizi più sostenibili.
	Incentivare una produzione efficiente	entro il 2020 saranno predisposti incentivi commerciali e strategici che ricompenseranno gli investimenti delle imprese nell'utilizzo efficiente delle risorse. Questi incentivi favoriranno nuove forme di innovazione nei metodi di produzione efficienti in termini di utilizzo delle risorse che saranno ormai ampiamente utilizzati. Tutte le imprese e i loro investitori potranno misurare e confrontare il loro utilizzo delle risorse in termini di ciclo di vita. La crescita economica e il benessere non dipenderanno dalle risorse impiegate ma deriveranno principalmente dall'aumento del valore dei prodotti e dei servizi connessi
Trasformare i rifiuti in una risorsa	entro il 2020 i rifiuti saranno gestiti come una risorsa. I rifiuti pro capite saranno in fase di netta riduzione. Il riciclaggio e il riuso dei rifiuti saranno opzioni economicamente interessanti per gli operatori pubblici e privati, grazie alla diffusione della raccolta differenziata e allo sviluppo di mercati funzionali per le materie prime secondarie. Sarà riciclata una quantità maggiore di materiali, inclusi quelli che hanno un impatto ambientale considerevole e le materie prime essenziali. La legislazione in materia di rifiuti sarà pienamente applicata. Le spedizioni illecite di rifiuti saranno state completamente eliminate. Il recupero di energia sarà limitato ai materiali non riciclabili, lo smaltimento in discarica praticamente eliminato e sarà garantito un riciclaggio di alta qualità.	
Sostenere la ricerca e l'innovazione	entro il 2020 le scoperte scientifiche e l'impegno continuo per l'innovazione ci avranno consentito di capire meglio come considerare, gestire, ridurre l'uso, riutilizzare, riciclare, sostituire, salvaguardare e valorizzare le risorse. Ciò sarà possibile grazie ai cospicui aumenti degli investimenti, alla coerenza nell'affrontare la sfida dell'efficienza delle risorse, dei cambiamenti climatici e della resilienza e ai benefici della specializzazione intelligente e della cooperazione all'interno dello Spazio europeo della ricerca.	
Sovvenzioni dannose per l'ambiente e prezzi determinati correttamente	*Eliminare gradualmente le sovvenzioni inefficienti*	entro il 2020 le sovvenzioni dannose per l'ambiente saranno gradualmente abbandonate tenendo in debita considerazione le ripercussioni sulle persone bisognose.
	Determinare il prezzo giusto e riorientare il carico della tassazione	entro il 2020 uno spostamento sostanziale dalla tassazione della manodopera verso la tassazione ambientale, anche con adeguamenti periodici dei tassi reali, porterà ad un aumento significativo della percentuale di entrate pubbliche dovute alle tasse ambientali, in conformità alle migliori pratiche attuate dagli Stati membri.
Servizi ecosistemici	entro il 2020 il capitale naturale e i servizi ecosistemici saranno adeguatamente valutati e considerati dalle autorità pubbliche e dalle imprese.	
Biodiversità	entro il 2020 la perdita di biodiversità nell'UE e il degrado dei servizi eco sistemici saranno arrestati e la biodiversità sarà ripristinata il più possibile.	
Risorse idriche	entro il 2020 saranno pienamente attuati tutti i piani di gestione dei bacini idrografici (di cui alla direttiva quadro sulle acque). Nel 2015 in tutti i bacini idrografici sarà stato raggiunto il buono stato – qualità, quantità e utilizzo - delle acque. Gli impatti della siccità e delle inondazioni saranno ridotti al minimo, grazie a colture adattate, una maggiore ritenzione idrica dei terreni e sistemi efficienti di irrigazione. Si ricorrerà alle opzioni alternative per l'approvvigionamento idrico solo quando tutte le possibilità di risparmio meno costose non	

RISORSA	TAPPA
	saranno praticabili. L'estrazione di acqua non dovrebbe superare il 20% delle risorse idriche rinnovabili disponibili.
Aria	entro il 2020 le norme europee provvisorie in materia di qualità dell'aria saranno rispettate, anche nelle zone urbane più problematiche, e saranno state aggiornate. Per colmare le residuali carenze nel raggiungimento di livelli di qualità dell'aria tali da non causare impatti significativi sulla salute e sull'ambiente, saranno definite misure supplementari.
Terra e suoli	entro il 2020 le strategie dell'UE terranno conto delle ripercussioni dirette e indirette sull'uso dei terreni nell'UE e a livello mondiale la percentuale di occupazione dei terreni sarà conforme all'obiettivo di arrivare a quota zero entro il 2050; l'erosione dei suoli sarà ridotta e il contenuto di materia organica aumentato, nel contempo saranno intraprese azioni per ripristinare i siti contaminati.
Risorse marine	entro il 2020 sarà raggiunto il buono stato ambientale di tutte le acque marine dell'UE ed entro il 2015 la pesca rientrerà entro i limiti del rendimento massimo sostenibile.
Affrontare il problema della alimentazione	entro il 2020 saranno largamente diffusi gli incentivi per una produzione e un consumo alimentare più sani e più sostenibili e l'apporto di risorse alla catena alimentare sarà ridotto del 20%. Nell'UE dovrebbe essere dimezzato lo spreco di alimenti commestibili.
Migliorare gli edifici	entro il 2020 la rinnovazione e la costruzione di edifici e infrastrutture raggiungerà elevati livelli di efficienza nell'impiego delle risorse. L'approccio che tiene conto del ciclo di vita sarà applicato su larga scala, tutti i nuovi edifici avranno un consumo di energia quasi nullo e saranno molto efficienti per quanto riguarda i materiali; saranno inoltre varate strategie per gli edifici esistenti, che saranno rinnovati al tasso del 2% l'anno. Il 70% dei rifiuti non pericolosi provenienti dalla costruzione e dalla demolizione sarà riciclato.
Assicurare una mobilità efficiente	entro il 2020 l'efficienza globale nel settore dei trasporti permetterà di valorizzare le risorse grazie ad un uso ottimale di materie prime, energia e terreni, nonché di ridurre le ripercussioni in termini di cambiamenti climatici, inquinamento atmosferico, rumore, salute, incidenti, biodiversità e degradazione degli ecosistemi. I mezzi di trasporto impiegheranno energia pulita e in minor quantità, sfrutteranno meglio un'infrastruttura moderna e ridurranno l'impatto negativo sull'ambiente e sulle risorse naturali essenziali come l'acqua, i terreni e gli ecosistemi. A partire dal 2012 le emissioni di gas serra dovute ai trasporti diminuiranno in media dell'1% l'anno.
Nuove linee d'azione in materia di efficienza delle risorse	entro il 2020 le parti interessate a tutti i livelli saranno mobilitate per assicurare che le strategie, i finanziamenti, gli investimenti, la ricerca e l'innovazione siano coerenti e si supportino a vicenda. Obiettivi ambiziosi in materia di efficienza delle risorse e indicatori solidi e tempestivi serviranno da guida ai responsabili del processo decisionale (pubblici e privati) nella trasformazione dell'economia verso una maggiore efficienza delle risorse.
Sostenere l'efficienza delle risorse a livello internazionale	entro il 2020 l'efficienza delle risorse sarà un obiettivo condiviso dalla comunità internazionale e saranno già stati fatti progressi in questa direzione sulla base delle strategie convenute a Rio.
Potenziare i benefici ottenuti grazie alle misure ambientali dell'UE	entro il 2020 i benefici apportati dalla normativa UE nel settore ambientale saranno pienamente realizzati.

Tabella 9-2 Tappe previste dall'UE per un impiego efficiente delle risorse al 2020.

9.2 PROGRAMMAZIONE EUROPEA 2014-2020

A livello europeo è in corso di definizione la programmazione dei Fondi Europei 2014-2020, che costituiranno la principale risorsa economica a disposizione della Regione del Veneto per implementare le misure ed azioni indicate nel seguente piano. L'Unione Europea ha finora presentato la strategia generale (EUROPA 2020 – per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva[1]-) con la quale intende affrontare l'attuale crisi economica, regolamentare la globalizzazione delle relazioni economiche e le sfide poste dai cambiamenti climatici, la scarsità delle risorse (acqua,energia, materie prime), l'evoluzione demografica e i contrasti sociali.

La strategia Europa 2020 è focalizzata su tre priorità che si rafforzano a vicenda:

1. crescita intelligente: sviluppare un'economia basata sulla conoscenza e sull'innovazione;
2. crescita sostenibile: promuovere un'economia più efficiente sotto il profilo delle risorse, più verde e più competitiva;
3. crescita inclusiva: promuovere un'economia con un alto tasso di occupazione che favorisca la coesione sociale e territoriale.

Le priorità individuate portano al conseguimento di 5 obiettivi generali entro il 2020:

1. il 75% delle persone di età compresa tra 20 e 64 anni deve avere un lavoro;
2. il 3% del PIL dell'UE deve essere investito in R&S;
3. i traguardi "20/20/20" in materia di clima/energia devono essere raggiunti (compreso un incremento del 30% della riduzione delle emissioni se le condizioni lo permettono);
4. il tasso di abbandono scolastico deve essere inferiore al 10% e almeno il 40% dei giovani deve essere laureato;
5. 20 milioni di persone in meno devono essere a rischio di povertà.

Gli obiettivi indicati sono di riferimento per tutte le politiche proposte dall'UE, in particolare per la Politica di Coesione (sostenuta dal FESR[2] e dal FSE[3]) e quella di Sviluppo Rurale (sostenuta dal FEASR[4]) che interessano direttamente la Regione del Veneto.

Nell'ottica del Piano Energetico Regionale assume notevole rilevanza la strategia legata alla promozione della crescita sostenibile, oggetto di un aumento di risorse sostanziale rispetto alla programmazione europea precedente (2007-2013), con particolare attenzione al fondo FESR che destina il 60% delle sue risorse a ricerca, innovazione e competitività delle PMI, il 20% all'efficienza energetica ed energie rinnovabili e il 5% allo sviluppo urbano sostenibile.

La gestione dei Fondi Europei è regolamentata sia da un regolamento generale (regolamento orizzontale o regolamento ombrello) che definisce alcuni criteri comuni di programmazione che da regolamenti specifici per ciascun fondo. Comuni a tutti i fondi sono gli 11 obiettivi tematici derivanti dalle tre priorità generali e descritti in maggior dettaglio nel Quadro Strategico Comune[5], dove sono indicati, per ciascuno di essi, quali siano le possibili linee di intervento implementabili, i principi

[1] COM(2010) 2020.
[2] Fondo Europeo di Sviluppo Regionale
[3] Fondo Sociale Europeo
[4] Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale
[5] Common Strategic Framework

generali di riferimento per la definizione delle strategie e i criteri di coordinamento e integrazioni tra i fondi e altre iniziative gestite direttamente dalla UE.

Tra gli obiettivi specifici di interesse per il Piano, in particolare per l'Italia[6], vi sono:

1. Realizzare infrastrutture performanti e assicurare una gestione efficiente delle risorse naturali articolata in:
    a. Ammodernare e integrare le infrastrutture di rete per il trasporto ferroviario e marittimo nelle aree meno sviluppate;
    b. Promuovere le energie rinnovabili, l'efficienza delle risorse e la mobilità urbana a bassa emissione di carbonio;
    c. Promuovere l'adattamento ai cambiamenti climatici e la prevenzione dei rischi naturali;
    d. Proteggere gli ecosistemi dipendenti dall'agricoltura e la tutela della biodiversità;
2. Sostenere la qualità, l'efficacia e l'efficienza della pubblica amministrazione articolata in:
    a. Ridurre gli oneri amministrativi per le imprese;
    b. Rafforzare la capacità degli organismi coinvolti nella gestione e attuazione dei programmi dei Fondi QSC.

Uno dei principali obiettivi tematici previsti in ambito del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) è proprio "Sostenere il passaggio verso un'economia a bassa emissione di carbonio in tutti i settori", ove la priorità di finanziamento si traduce nelle priorità e obiettivi relativi alle energie rinnovabili ed all'efficienza energetica.

Come evidenziato anche nella bozza dell'Accordo di Partenariato (luglio 2013), la Strategia Energetica Nazionale (SEN) che costituisce il riferimento principale per la pianificazione di settore (efficienza, rinnovabili, ecc.) individua nella riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia da parte di famiglie e imprese, nel rafforzamento della sicurezza energetica del paese, nell'aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili e innovative e nel raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali indicati dall'Europa, i quattro obiettivi strategici per il 2020. A tali obiettivi dovrà concorrere il potenziamento delle infrastrutture di rete.

La politica di coesione concentrerà quindi le risorse sull'efficienza energetica, a cominciare dalla riduzione dei consumi negli edifici e nelle strutture pubbliche o a uso pubblico residenziali e non, in coerenza con le previsioni della normativa comunitaria. L'efficientamento energetico, da conseguire anche con l'integrazione di fonti rinnovabili di energia elettrica e termica, riguarderà altresì le reti di pubblica illuminazione sulle quali si dovrà intervenire in un ottica integrata con pratiche e tecnologie innovative. Per ciò che riguarda l'efficienza energetica delle strutture produttive, un'attenzione particolare andrà rivolta anche alle imprese agricole e agro-alimentari, con interventi volti al risparmio energetico in particolare di quelle strutture ad alto impiego di energia.

Al contempo, per massimizzare le ricadute economiche a livello territoriale, la politica di coesione incentiverà il risparmio energetico nelle strutture e nei cicli produttivi anche attraverso l'introduzione di innovazioni di processo e di prodotto e agevolando la sperimentazione e laddove possibile la diffusione di fonti energetiche rinnovabili per l'autoconsumo. Per ciò che riguarda l'efficientamento delle strutture produttive un'attenzione specifica andrà rivolta alle imprese agricole e agro-alimentari, con interventi volti al risparmio energetico in particolare di quelle strutture ad alto impiego di energia.

[6] "Position Paper" dei Servizi della Commissione sulla Preparazione dell'Accordo di Partneriato e dei Programmi in Italia per il periodo 2014-2020.

La produzione di energia nell'ambito delle politiche di coesione sarà principalmente orientata all'autoconsumo e l'immissione in rete sarà incentivata solo nelle aree dove saranno installati sistemi di distribuzione intelligente dell'energia (smart grids).
Il potenziamento delle reti intelligenti darà priorità a interventi che si inseriscono nell'ambito di progetti di smart cities e smart communities da sviluppare in sinergia con gli obiettivi tematici "Rafforzare la ricerca, lo sviluppo tecnologico e l'innovazione" e "Migliorare l'accesso alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione, nonché l'impiego e la qualità delle medesime".
Nell'ambito dello sviluppo rurale, in aggiunta all'autoconsumo, la produzione di energia potrà costituire anche una forma di diversificazione del reddito. La produzione di energia sarà sostenuta infatti attraverso lo sfruttamento sostenibile delle bioenergie. In questo ambito la produzione di energia sarà favorita prioritariamente da una gestione attiva delle foreste in modo da garantire l'avvio di filiere corte realizzando anche piattaforme logistiche e reti per la raccolta e da una riutilizzazione dei residui dei processi produttivi agricoli e agro-alimentari. Ulteriore priorità è da attribuire agli impianti di energia solare, sia a scopo di produzione di energia elettrica sia di produzione di calore, ma a condizione che si tratti di interventi di piccola e media dimensione, che non consumino suolo. Sarà incentivata la valorizzazione energetica dei reflui zootecnici e delle altre deiezioni solide e liquide e dei residui delle filiere agricole e dell'agroindustria. Sarà incentivata inoltre la valorizzazione delle biomasse forestali per l'approvvigionamento di piccoli e medi impianti per produzione combinata di calore ed energia.
Infine, rientrano negli obiettivi di efficientamento energetico gli interventi di cogenerazione e trigenerazione anche da fonte fossile i cui benefici, insieme agli impatti derivanti dal risparmio energetico e alla costruzione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, si ripercuoteranno sulla qualità dell'aria soprattutto dei centri urbani.
All'obiettivo di efficienza energetica e di miglioramento della qualità dell'aria , rispondono anche gli interventi sulla mobilità collettiva sostenibile e i servizi di infomobilità sia all'interno delle aree urbane che tra aree urbane e aree rurali, inseriti in strumenti di pianificazione finalizzati a disincentivare l'utilizzo del mezzo individuale.
L'obiettivo tematico 4 contribuirà in misura significativa, ancorché non esclusiva, all'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti.
Il raggiungimento dei risultati potrà essere conseguito se le azioni saranno supportate da iniziative di contesto come le attività di formazione per aumentare le competenze delle risorse umane e il supporto alla governance dei processi e per il potenziamento della capacità amministrativa con particolare riferimento alla qualità della progettazione e della gestione dei consumi. Il conseguimento di alcuni risultati, soprattutto con riferimento agli interventi di risparmio energetico, dipenderà inoltre dall'interazione tra amministrazioni e società di servizi energetici.

9.3 STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

A livello nazionale il documento strategico di riferimento è la nuova strategia energetica nazionale ("Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile"), approvato con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 8 marzo 2013.

Il documento individua quali sono le sfide da affrontare in ambito nazionale:

1. Prezzi dell'energia per imprese e famiglie superiori rispetto a quelli degli altri Paesi europei.
2. Sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas, ed elevata dipendenza da fonti fossili di importazione.
3. Alcuni operatori del settore in difficoltà economico-finanziarie.

e quali gli obiettivi principali da realizzare per contrastare le problematiche individuate:

1. Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento ai prezzi e costi dell'energia europei. E' questa l'area in cui si parte da una situazione di maggior criticità e per la quale sono necessari i maggiori sforzi: differenziali di prezzo di oltre il 25% ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie.
2. 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.
3. Continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. E' necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi critici e ridurre il livello di importazioni, che oggi costano circa 62 miliardi di euro l'anno.
4. Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della strategia energetica considerando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati 38 mila miliardi di investimenti mondiali al 2035) e la tradizione e competenza del sistema industriale italiano in molti segmenti rilevanti.,

Nel medio-lungo periodo, ovvero per il 2020 per il raggiungimento degli obiettivi citati la strategia italiana si articola in sette priorità con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

1. La promozione dell'Efficienza Energetica, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati, per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei.
2. La promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale Hub sud-europeo.
3. Lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili oltre gli obiettivi europei ('20-20-20'), contenendo al contempo l'onere in bolletta.
4. Lo sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile.
5. La ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio.

6. Lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale.
7. La modernizzazione del sistema di governance, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

La realizzazione di questa strategia consentirà un'evoluzione del sistema graduale ma significativa ed il superamento degli obiettivi europei 20-20-20, con i seguenti risultati attesi al 2020:

1. Allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei per tutte le fonti energetiche: elettricità, gas e carburanti.
2. Riduzione di 14 miliardi di euro/anno della fattura energetica estera (rispetto ai 62 miliardi attuali), con la riduzione dall'84 al 67% della dipendenza dall'estero, grazie a efficienza energetica, aumento produzione rinnovabili, minore importazione di elettricità e maggiore produzione di risorse nazionali.
3. 180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, sia nella *green* e *white economy* (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi).
4. Riduzione del 19% di emissioni di gas serra, superando gli obiettivi europei per l'Italia pari al 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005.
5. 20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali (rispetto al circa 10% del 2010). Sui consumi primari l'incidenza equivale al 23%, mentre si ha una riduzione dall'86 al 76% dei combustibili fossili. Inoltre, ci si attende che le rinnovabili diventino la prima fonte nel settore elettrico, superando il gas, con oltre il 38% dei consumi (rispetto al 23% del 2010).
6. Riduzione del 24% dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale al 2020 (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di -20%, principalmente grazie alle azioni di efficienza energetica.

9.4 STRATEGIA REGIONALE E MISURE DI ATTUAZIONE

Definito il quadro strategico di riferimento, nel presente paragrafo si descrivono linee d'intervento, attività ed azioni puntuali attuabili nella Regione del Veneto per agire nel contesto regionale al fine di realizzare gli obiettivi che si è posta nel presente Piano.
Una sezione specifica è dedicata inoltre alle attività già avviate ed attualmente in corso di realizzazione da parte dell'Unità di Progetto Energia della Regione del Veneto.

Attività in corso presso U.P. Energia
Il presente paragrafo illustra le azioni in essere presso l'Unità di Progetto Energia. Le attività spaziano dalle autorizzazioni alle reti, ai progetti europei, alla creazione e gestione di catasti, a procedure amministrative, alla redazione del Piano Energetico, etc.
Le attività vertono sui seguenti argomenti:

- Semplificazione amministrativa dei procedimenti regionali
- Reti tecnologiche
- Gestione dei finanziamenti Comunitari, Nazionali e Regionali
- Buone pratiche
- Patto dei Sindaci
- Progetti europei
- Catasto degli impianti a fonti rinnovabili
- Gestione, monitoraggio ed elaborazione dati del Catasto regionale edifici
- Tavolo di lavoro permanente per l'energia
- Agenda 21

Di seguito si fornisce una breve trattazione per ciascuno degli argomenti elencati.

SEMPLIFICAZIONE AMMINISTRATIVA DELLE PROCEDURE REGIONALI

Con la DGR n. 1419 del 31 luglio 2012 è stata approvata la "Programmazione dell'attività di semplificazione regionale in attuazione del Progetto di semplificazione avviato con DGR n. 1599 del 2011" nonché la costituzione di 95 Gruppi Tecnici di Semplificazione (GTS).
All'Unità di Progetto Energia è stato affidato il coordinamento del "Sottogruppo n. 18 - Energia" composto da due Gruppi Tecnici di Semplificazione (GTS).

Primo Gruppo Tecnico

Il Gruppo è composto da:

- U.P. Energia (coordinamento)
- Direzione Urbanistica e Paesaggio
- Direzione Difesa del Suolo
- Direzione Lavori Pubblici.

Tale GTS, a seguito dell'analisi della normativa vigente in materia e della valutazione delle proposte ricevute dagli stakeholders per la semplificazione amministrativa regionale, è pervenuto alla redazione di un testo di legge di modifica del comma 6 dell'art. 2 della legge regionale 6 settembre 1991, n. 24 "Norme in materia di opere concernenti linee e impianti elettrici sino a 150.000 volt" che sarà sottoposto all'approvazione della Giunta Regionale entro il mese di luglio prossimo.

Secondo Gruppo Tecnico

Il Gruppo è composto da:

- U.P. Energia (coordinamento)
- Direzione Urbanistica e Paesaggio
- Direzione Difesa del Suolo
- Direzione Agroambiente
- Direzione Geologia e Georisorse
- Direzione Ambiente
- Unità Complessa Tutela Atmosfera
- Unità Complessa VIA
- Unità Complessa Autorità Ambientale e Coordinamento.

L'attività del secondo GTS è finalizzata alla predisposizione di un testo normativo avente ad oggetto "Disposizioni in materia di autorizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili".
Il GTS ha effettuato l'analisi delle procedure autorizzative attualmente utilizzate dalle singole Strutture, constatandone la notevole eterogeneità e complessità ed ha ritenuto maggiormente idoneo, rispetto ad una legge regionale, un regolamento di Giunta.
Conseguentemente, l'Unità di Progetto Energia, coordinatrice del GTS, ha provveduto a formulare un testo normativo di tre articoli che è stato inserito nel "Disegno di legge regionale europea", previsto dalla L.R. 25 novembre 2011, n. 26, approvato dalla Giunta Regionale con provvedimento DDL n. 3 del 7 maggio 2013.

Ciò sul presupposto che l'approvazione di una disciplina regionale relativa alle autorizzazioni per gli impianti di produzione di energia elettrica e termica da FER costituisce attuazione delle Direttive comunitarie 2001/77/CE e 2009/28/CE e dei relativi decreti legislativi 387/2003 e 28/2011 di recepimento.
Tali articoli delegano la Giunta all'emanazione di un regolamento, entro un anno dall'approvazione della legge, di disciplina delle autorizzazioni di competenza della Regione per la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica e termica alimentati da fonti rinnovabili.

Reti tecnologiche

La realizzazione e la corretta gestione di reti tecnologiche (elettrodotti - gasdotti) funzionali e razionali rappresenta elemento fondamentale per un corretto trasporto di energia elettrica e gas naturale sul territorio fino agli utenti finali nel rispetto della tutela del territorio e dell'ambiente
In tal ambito l'attività dell'Unità di progetto Energia avviene mediante:

- partecipazione alle Conferenze di Servizi finalizzate al rilascio dell'Autorizzazione alla realizzazione e gestione di elettrodotti e gasdotti
- istruttoria per il rilascio dell'intesa regionale alla realizzazione e gestione di Elettrodotti e Gasdotti Attività di verifica – con il supporto di ARPA – della corretta realizzazione e gestione Elettrodotti e Gasdotti.

Progetto Europeo - Patto dei Sindaci

Il Patto dei Sindaci è la prima e più ambiziosa iniziativa a carattere volontario della Commissione Europea rivolta direttamente agli enti locali ed i loro cittadini, affinché essi svolgano un ruolo di rilievo nella lotta contro il riscaldamento globale. Tutti i firmatari del Patto dei Sindaci assumono l'impegno volontario e unilaterale di superare gli obiettivi dell'UE sulla riduzione delle emissioni di CO_2. Con il loro impegno, essi sostengono il pacchetto Clima-Energia dell'Unione Europea adottato nel 2008.

I firmatari del Patto mirano infatti a ridurre le proprie emissioni di CO_2 di almeno il 20% entro il 2020 attraverso misure di efficientamento energetico e la promozione, la produzione e l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili.

Per far questo redigono un PAES (Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile) che è il documento chiave atto a programmare come i firmatari del Patto raggiungeranno il proprio obiettivo di riduzione di CO_2 entro il 2020 e prevede un'analisi conoscitiva delle emissioni di gas serra nel territorio comunale dalle varie fonti (il cd. IBE, o "Inventano di Base delle Emissioni"), nonché la programmazione di un insieme coordinato di interventi diretti sul proprio patrimonio (edifici e illuminazione pubblica), di azioni da realizzare attraverso strumenti indiretti (pianificazione, regolamenti, leve finanziarie) rivolte all'edilizia residenziale, alle attività economiche, alla promozione delle energie rinnovabili e della mobilità sostenibile, nonché di azioni di coinvolgimento e informazione rivolte alla cittadinanza, alle scuole e ai soggetti portatori di interessi.

Il PAES rappresenta solo la prima parte nel progetto del Patto dei Sindaci: infatti la parte preponderante il progetto stesso è l'attuazione delle opere previste dal PAES stesso e la conseguente prevista riduzione delle emissioni di CO_2.

Con DGR n. 1594 del 31 luglio 2012 la Regione Veneto è stata riconosciuta struttura di supporto per i Comuni del Veneto al Patto dei Sindaci,

Va peraltro evidenziato che in Veneto sono parimenti strutture di coordinamento del Patto dei Sindaci le Province di Padova, Rovigo, Treviso, Venezia, Vicenza e Verona; è anche da notare come aderiscano al Patto dei Sindaci le cinque città più popolose della Regione, nonché capoluoghi delle rispettive Province: Venezia, Verona, Padova, Vicenza e Treviso.

Il Patto dei Sindaci rappresenta quindi per la Regione uno strumento strategico da un lato per coordinare l'azione delle Amministrazioni Locali sul tema dell'efficienza energetica, dall'altro per conseguire il raggiungimento degli obiettivi da raggiungere al 2020 previsti dal Burden Sharing quale risultato derivante dal complesso delle azioni previste dalle Amministrazioni Comunali nei rispettivi PAES.

In tal senso la Regione sta procedendo ad effettuare, in sinergia con le Province, un'azione di coordinamento delle attività dei singoli Comuni, prevedendo la possibilità per gli stessi di aderire allo schema prevista dalla Comunità Europea denominato Joint SEAP Option 2.

Questa opzione prevede di predisporre un unico PAES d'Area per più comuni che avrebbe i seguenti vantaggi:

- predisposizione di un unico documento sotto la guida di Regione e della Provincia (che sarà, ovviamente, condiviso da tutti i Comuni), che consenta il raggiungimento dell'obiettivo della riduzione del 20% attraverso l'esecuzione di alcune azioni scelte fra quelle ambientalmente ed

energeticamente più significative, ma che abbiano anche la caratteristica di essere realmente finanziabili con fondi comunitari e con il ricorso a risorse private;

- raggiungimento degli obiettivi in forma condivisa, quindi assumendo tutti insieme collettivamente, l'obbligo del raggiungimento degli obiettivi;
- raccolta sotto un unico "cappello" dei soggetti che in futuro, magari attraverso una ESCO, potranno occuparsi della progettazione, della richiesta dei finanziamenti necessari, della realizzazione delle opere senza incidere sul Patto di Stabilità;

A tutt'oggi in Regione Veneto circa 150 Comuni (su un totale di 581) hanno aderito al Patto dei Sindaci: di questi però solo un piccolissima parte ha già predisposto il PAES.
Più nel dettaglio le attività che la Regione intende effettuare sono le seguenti:

- promuovere l'adesione al Patto dei Sindaci tra i Comuni;
- sostenere l'attività per la preparazione e l'implementazione dei Piani di Azione per la Sostenibilità Energetica attraverso l'individuazione di personale adibito al supporto tecnico;
- definire gli obiettivi e la metodologia di valutazione, le modalità di monitoraggio e i rapporti di verifica e fornendo supporto per l'implementazione dei Piani di Azione
- sostenere la ricerca di finanziamenti comunitari, avvalendosi del supporto operativo della struttura regionale di stanza a Bruxelles.

Gestione dei finanziamenti Comunitari, Nazionali e Regionali

Sono in fase di organizzazione e programmazione due tipologie di finanziamenti:

1) Fondi PAR FSC 2007 - 2013

Nell'ambito della linea di intervento 1.1 "Riduzione dei consumi energetici e efficientamento degli edifici pubblici" del PAR FSC 2007 2013 è attualmente disponibile un finanziamento pari a 2 milioni di euro che vede come beneficiari gli Enti Locali del territorio regionale.

Al fine di individuare gli interventi classificabili "di rilevante interesse regionale" (in termini di replicabilità, di elevata efficienza ed innovazione con costi contenuti) è attualmente in fase di attivazione una ricognizione dei progetti attualmente in essere in tutto il territorio regionale, al fine di poter concorrere alla realizzazione di interventi di contenimento delle dispersioni termiche, di efficienza degli usi energetici e di autoproduzione di energia, tali da contribuire al raggiungimento degli obiettivi da raggiungere al 2020 previsti dal Burden Sharing

2) Fondi POR 2014 - 2020

Nell'ambito della Programmazione POR 2014-2020 dei fondi comunitari l'obiettivo tematico *"Sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori"* riveste una priorità assoluta. In tale ottica l'UP Energia sta collaborando con la Direzione programmazione per la definizione delle caratteristiche e delle specifiche egli interventi connessi con l'obiettivo tematico, la cui attuazione porterà ad interventi volti a

- Migliorare l'efficienza energetica negli usi finali e promuovere l'energia intelligente
- Migliorare lo sfruttamento sostenibile delle biomasse nelle aree rurali e montane
- Aumentare la mobilità sostenibile nelle aree urbane ed extraurbane
- Consolidare la filiera produttiva della Clean Economy

tali da contribuire al raggiungimento degli obiettivi da raggiungere al 2020 previsti dal Burden Sharing.

Buone pratiche

In attuazione del D.M. del 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing) è stata promossa la realizzazione di una raccolta, da inserire nel sito web della Regione del Veneto, relativa alle "Buone Pratiche" in tema di energia, realizzate nel territorio del Veneto da imprese, cittadini, enti pubblici e privati e delle quali si intende favorire la replicabilità.

La sua realizzazione ha richiesto l'implementazione di una rete di contatti con altri enti/associazioni ecc. ricercando tutte le sinergie possibili.

Tali Buone Pratiche, in linea di massima, sono caratterizzate da rappresentatività dei diversi settori, da continuità dell'azione (non azioni sporadiche e singoli interventi ma azioni che rientrano in un programma più ampio), da risultati dimostrabili e contenuto innovativo dal momento che sono state realizzate molte buone pratiche, ma solo raramente hanno consolidato strategie integrate e capacità di azione in grado di produrre risultati sistematici e strutturali.

Progetti Europei

La Regione del Veneto partecipa a progetti europei sia a gestione diretta che indiretta.
Tra i principali progetti ove l'U.P. Energia è parte attiva e che si propongono di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di "burden sharing" vanno segnalati[7]:

1. campagna "Un mondo come piace a te. Con il clima che vuoi": campagna di comunicazione e diffusione di buone pratiche avviata l'8 ottobre 2012 dalla Commissione Europea nell'ambito della strategia di Energy Road Map 2050;
2. Programma "Intelligent Energy Europe" 2013: progetto "Mayors in Action"; partecipazione in qualità di Partner;
3. progetto CABEE: progetto transnazionale nel settore dell'edilizia sostenibile e pianificazione urbanistica che mira alla definizione di linee guida comuni a livello trans-alpino per la valutazione della sostenibilità energetico ambientale degli edifici (nuovi o riqualificati, pubblici o privati) con particolare riferimento agli edifici a basse emissioni e alla loro integrazione a livello di reti intelligenti (smart grids) a livello locale e urbano nell'ambito degli ecosistemi montani e della rivitalizzazione del territorio;
4. progetto AlpBC: progetto transnazionale con l'obiettivo di definire ed attuare strategie e misure volte a preservare e promuovere la cultura dell'edilizia alpina e del risparmio energetico nel più ampio contesto dello sviluppo territoriale e della sostenibilità ecologica in particolare attraverso la combinazione dello sviluppo e della pianificazione urbanistica con la pianificazione energetica
5. programma ALTERENERGY: programma transfrontaliero IPA Adriatico – Il progetto Alterenergy promuove la sostenibilità energetica nelle piccole comunità che si affacciano sul mare Adriatico, stimolando l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonti rinnovabili. Alterenergy svilupperà dei modelli riproducibili per la gestione sostenibile delle risorse energetiche, che potranno essere sfruttati nelle piccole comunità dell'Adriatico. Fornirà inoltre supporto alle comunità nella pianificazione e nella gestione di azioni integrate per il risparmio energetico e per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Infine, il progetto potrà contribuire alla creazione di un habitat migliore e alla protezione dell'ambiente.

[7] Si segnalano in particolare i seguenti provvedimenti di riferimento:
- D.G.R.V. 593 del 3/5/2013 avente ad oggetto "Attuazione delle azioni per il raggiungimento degli obiettivi, in tema di energia, previsti dal Decreto Ministeriale del 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing). Partecipazione della Regione del Veneto alla campagna "Un mondo come piace a te. Con il clima che vuoi", avviata l'8 ottobre 2012 dalla Commissione Europea nell'ambito della strategia di Energy Road Map 2050"
- D.G.R.V. n. 594 del 3/5/2013 avente ad oggetto "Programma "Intelligent Energy Europe" 2013: progetto "Mayors in Action". Autorizzazione alla partecipazione in qualità di Partner"
- D.G.R.V. n. 19 del 17/1/2012 avente ad oggetto "Programma UE di cooperazione transnazionale "Spazio Alpino" 2007-2013. Partecipazione alla prima fase della quarta procedura di evidenza pubblica internazionale di selezione di progetti"
- D.G.R.V. n. 669 del 17/4/2012 avente ad oggetto "Programma UE di Cooperazione transnazionale "Spazio alpino" 2007-2013. Presentazione di proposte progettuali alla seconda fase di selezione della quarta procedura di evidenza pubblica internazionale di selezione progetti"
- D.G.R.V. n. 1425 del 31/7/2012 avente ad oggetto "Programma UE di Cooperazione territoriale europea "Spazio alpino" 2007-2013. Avvio dei progetti approvati a seguito della quarta procedura di evidenza pubblica internazionale di selezione".

Catasto degli impianti a fonti rinnovabili

Le valutazioni effettate per la predisposizione del Piano hanno evidenziato l'assenza di una base informativa unica per fornire le informazioni necessarie per la conoscenza degli impianti esistenti e per il monitoraggio futuro degli stessi.
Preso inoltre atto che compete alla Regione svolgere l'attività di monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili, è quindi emersa la necessità di creare un'unica banca dati regionale degli impianti di produzione di energia alimentati a fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili, finalizzata anche al monitoraggio dei consumi energetici lordi finali del territorio della Regione del Veneto.
Con D.G.R.V. 2917/2012 è stato così avviato uno studio di fattibilità volto a definire le modalità di realizzazione di una banca dati degli impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili.

Gestione, monitoraggio ed elaborazione dati del catasto regionale edifici

Il Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n.192 "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia", tra l'altro, ha demandato alle regioni, una serie di compiti legati ai consumi energetici del settore dell'edilizia[8], con specifico riferimento alla raccolta e aggiornamento dei dati e delle informazioni relativi agli usi finali dell'energia in edilizia e la loro elaborazione su scala regionale, nonché all'analisi e valutazione degli aspetti energetici e ambientali dell'intero processo edilizio, con particolare attenzione alle nuove tecnologie e ai processi di produzione, trasporto, smaltimento e demolizione.
Lo stesso D.Lgs. ha poi introdotto la Prestazione Energetica degli edifici che, allo stato attuale, rappresenta il documento di sintesi delle caratteristiche energetiche degli edifici che deve essere inoltrato alle regioni territorialmente competenti dalla fine del 2009 per gli adempimenti in precedenza descritti.
Con la Deliberazione della Giunta Regionale 08 febbraio 2011, n. 121, è stato istituito il Registro Regionale degli Attestati di Prestazione Energetica (A.P.E.). Con la medesima Deliberazione è stato approvato il documento - studio per la realizzazione di un applicativo informatico per l'implementazione e gestione degli A.P.E. La Giunta Regionale del Veneto con deliberazione 659/2012 ha stabilito che dal 2 maggio 2012 gli A.P.E. devono essere inviati solamente per via telematica, utilizzando il sistema Ve.Net.energia-edifici.
La raccolta e la successiva elaborazione degli A.P.E. forniscono preziose informazioni finora non censite se non con modalità statistiche.

[8] Elencati all'art. 10 del medesimo Decreto.

Tavolo di lavoro permanente per l'energia

Con D.G.R.V. n. 1032 del 12/7/2011 è stato costituito il "tavolo permanente per la condivisione degli obiettivi, l'individuazione delle azioni da svolgere e la verifica dei risultati, nei seguenti ambiti di attività in materia di energia:

- pianificazione e produzione normativa/regolamentare di semplificazione;
- informazione e monitoraggio;
- rapporti interistituzionali;
- ricerca ed innovazione;
- comunicazione".

Detto tavolo consente di assicurare il confronto con le associazioni economiche e sociali portatrici di rilevanti interessi sul territorio e di interessi diffusi, ed a vario titolo interessati al settore "energia".nonché con i gestori di servizi pubblici e di uso pubblico che sono invitati a concorrere alla definizione degli obiettivi e delle scelte strategiche, nonché il coinvolgimento dei cittadini e delle associazioni.

La gestione del "Tavolo" presuppone quindi incontri periodici ed operativi con i vari soggetti coinvolti, con l'obiettivo di:

- raccogliere istanze, suggerimenti e proposte in tema di energia,
- individuare argomenti specifici di interesse su cui successivamente avviare confronti e approfondimenti anche in collaborazione con altri soggetti.

Contestualmente la Giunta ha avviato, con proprie deliberazioni, protocolli d'intesa con i seguenti soggetti:

- Confindustria Veneto
- Ance Veneto (Associazione Regionale Costruttori Edili del Veneto)
- AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali)
- GSE S.p.A. (Gestore dei Servizi Energetici)
- TERNA S.p.A.

finalizzate a definire la situazione dello stato di fatto ed a raccogliere proposte e suggerimenti da parte degli operatori del settore.

Agenda 21

A sostegno delle varie iniziative è in via di definizione l'adesione all'Associazione "Coordinamento Agende 21 locali Italiane" che ha per scopo la promozione in Italia, ed in particolare nelle aree urbane, del processo di Agenda 21 Locale per rendere sostenibile lo sviluppo integrando aspetti economici, sociali ed ambientali.

Linee di intervento, Attività ed Azioni: le Aree di intervento

Di seguito si riportano le azioni regionali attivabili per il conseguimento dell'obiettivo di burden sharing al 2020 in tema di fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici.
Le azioni mirate attuabili sono aggregate per linee d'intervento ed attività; per ciascuna azione puntuale attivabile nel prossimo triennio sono definite modalità di attuazione e l'eventuale necessità di risorse economiche.
Linee d'intervento, attività e azioni attivabili sono aggregate nelle seguenti aree omogenee:

- AREA Qualificazione energetica e sostenibilità del sistema produttivo (settore primario, secondario, terziario e terziario avanzato)
- AREA Promozione di mobilità sostenibile
- AREA Qualificazione energetica del settore pubblico
- AREA Qualificazione energetica e sostenibilità del settore edilizia privata
- AREA Generazione distribuita ed interventi sulle reti di trasporto e distribuzione di energia
- AREA Ricerca & Sviluppo
- AREA Formazione, informazione e comunicazione
- AREA Rapporti con altri soggetti
- AREA Monitoraggio
- AREA Altro.

Si precisa che le azioni regionali di piano di seguito individuate costituiscono atto di indirizzo per le successive determinazioni regionali.

AREA QUALIFICAZIONE ENERGETICA E SOSTENIBILITÀ DEL SISTEMA PRODUTTIVO (SETTORE PRIMARIO, SECONDARIO, TERZIARIO E TERZIARIO AVANZATO)

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore **industriale** sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (paragr. 8.1.2):

- PRIORITÀ 1: cogenerazione
- PRIORITÀ 2 motori ed inverter
- PRIORITÀ 3: illuminazione ed aria compressa
- PRIORITÀ 4: sistemi di refrigerazione ed UPS (Uninterruptible Power Supply - gruppi di continuità)
- ORC (Organic Rankine Cycle)

Per il settore **terziario** sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (paragr. 8.1.3):

- Interventi sull'involucro edilizio (isolamento delle strutture perimetrali, isolamento dei solai, sostituzione dei serramenti)
- Impiego di condizionatori efficienti
- Lampade efficienti e sistemi di controllo
- Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso
- Erogatori a basso flusso

Per il settore **agricolo** sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (paragr. 8.1.4):

- Utilizzo prioritario di solare termico e fotovoltaico
- Interventi di efficienza energetica (schermi energetici nelle serre, isolamento termico delle coperture, sistemi di areazione con scambio termico, sistemi di distribuzione del calore, ristrutturazione degli impianti di riscaldamento, regolazioni climatiche, ottimizzazione dello sfruttamento della superficie coltivabile, risparmio d'acqua e di energia per l'irrigazione, lampade a basso consumo fluorescenti o a LED con sistemi di rivelazione presenza/passaggio.
- Interventi di efficienza energetica nella filiera agriturismo (introduzione di sistemi di micro e mini cogenerazione).

POTENZIALITA' TEORICHE

Le potenzialità energetiche derivanti da interventi finalizzati al risparmio / efficienza energetica nei settori INDUSTRIA + TERZIARIO + AGRICOLTURA sono:
scenario minimo: 212.38 ktep
scenario intermedio: 303.41 ktep
scenario massimo: 391.3 ktep
(elaborazioni DII- UNIPD)

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Sviluppo sostenibile del sistema produttivo (settore primario, secondario, terziario e terziario avanzato)	Sostegno alla diffusione di interventi su efficienza e risparmio energetico, quali ad es. impianti ad alta efficienza di sistemi e componenti in grado di contenere i consumi di energia nei processi produttivi, nonché valorizzazione di altre forme di energia recuperabile Sostegno alla diffusione di interventi di sviluppo delle fonti rinnovabili quali ad es. impianti, sistemi e mezzi alimentati a fonti rinnovabili (con particolare riferimento all'utilizzo di biomassa, biogas e pompe di calore).	**Industria** Rafforzare una concertazione nell'ambito del tavoli di lavoro finalizzata alla raccolta di proposte di interventi di risparmio energetico per le PMI.	**Convocazione del tavolo di lavoro** permanente per l'energia ex DGRV 1032/2011 al fine di raccogliere proposte di interventi sulle PMI per: Accesso a eventuali finanziamenti Inserimento in raccolta best practice
		Industria **2 OPZIONI:** Introdurre un marchio di qualità regionale per le aziende che sostengono interventi di efficienza energetica. Introdurre una fiscalità energetica premiante (esenzione o riduzione ad es sulle accise regionali sul gas) per le aziende che sostengono interventi di efficienza energetica	**Valutazione fattibilità tecnico-economica** di un marchio di qualità regionale per le aziende Reperimento di **risorse economiche** da utilizzare in compensazione alla riduzione di tributi regionali per le aziende "virtuose" da punto di vista energetico
		Industria Promuovere il recupero del calore di processo per l'alimentazione integrata di piccole reti di teleriscaldamento a servizio di vicine zone residenziali o commerciali, tramite finanziamento di interventi realizzati o coordinati da enti locali , anche attraverso forme di partnerariato pubblico / privato	**Risorse economiche**: contributo peri interventi realizzati da enti locali

	Sviluppo di progetti di efficientamento energetico nei settori "*energy intensive*" (ad es.: industria estrattiva, chimica, gomma-plastica, meccanica e siderurgica, legno), nel settore commerciale e nel settore turistico anche attraverso la diffusione di diagnosi energetiche. Valorizzazione della figura dell'Energy Manager, anche mediante la costituzione di reti energetiche locali. Potenziamento della diffusione di modelli virtuosi di gestione energetica, anche mediante sistemi di gestione di qualità ambientale, quali ad es. EMAS, ISO con attenzione alle problematiche dell'efficienza energetica.	**Industria e terziario** Promuovere anche attraverso attività formativa il recupero energetico dall'aria compressa / Retrofit reti di distribuzione dell'aria compressa / Recupero di calore dai gruppi di compressione. Stimolare la progressiva sostituzione dei motori inefficienti con nuovi motori ad elevata efficienza, nonché ulteriori interventi di efficienza degli impianti (ad es. impianti frigoriferi, inverter, impianti di cogenerazione, illuminazione).	**Formazione:** attivazione di corsi formativi rivolti aziende
		Industria Diffusione di strumenti di autodiagnosi aziendali, selezione su base volontaria di gruppi omogenei di aziende del medesimo comparto in cui realizzare attività di auditing che permettano di evidenziare le principali fonti di dispersione e i margini di intervento da applicare al settore	**Formazione:** attivazione di corsi formativi volti a consulenti energetici aziendali (auditori)
		terziario Introdurre l'obbligo, in caso di ristrutturazioni od ampliamenti, di intervenire sull'efficienza energetica degli involucri opachi, dei serramenti e degli impianti, per centri commerciali e uffici che presentino consumi specifici superiore ad un valore limite.	**Legge Regionale**
		terziario Scomputi volumetrici o altre forme di incentivazione all'efficientamento energetico, per locali / edifici / manufatti destinati ad alloggiare impianti energetici ad elevata efficienza o che prevedano l'utilizzo di fonti rinnovabili	**Legge Regionale**
		terziario Promozione della certificazione della sostenibilità energetico ambientale degli edifici ai sensi dell'art.4 bis della LR 4/2007	**Risorse economiche**: contributo
		Industria e terziario Promuovere, anche attraverso l'attivazione di attività formativa, il potenziamento della diffusione di modelli virtuosi di gestione energetica, anche mediante sistemi di gestione di qualità ambientale, quali ad es. EMAS, ISO con attenzione alle problematiche dell'efficienza energetica.	**Formazione:** attivazione di corsi formativi destinati a soggetti esperti di gestione energetica
		agricoltura Contributo per interventi di schermatura delle serre nell'ambito del settore florovivaistico	**Risorse economiche**: contributo
		agricoltura Finanziamento per la conversione dei trattori agricoli per l'utilizzo di olio vegetale	**Risorse economiche**: contributo
		agricoltura Utilizzo prioritario di fotovoltaico / solare termico su serre, capannoni anche per allevamenti e stalle.	**Formazione:** attivazione di corsi formativi destinati a installatori di impianti alimentati a fonti rinnovabili, **Informazione**: accrescere la cultura del risparmio / efficienza / fonti rinnovabili in agricoltura, anche mediante la divulgazione delle best practice in agricoltura
Sostegno a progetti di filiera	Promozione di progetti innovativi di filiera (ad es. progetti innovativi di filiera per imprese produttrici di tecnologie, promozione di modelli di filiera, con particolare riferimento alla fonte biomassa) Realizzazione di filiere locali dell'olio vegetale o usato – biodiesel per il settore dei trasporti	Promuovere l'uso delle biomasse legnose per il riscaldamento a scala domestica, per sviluppare e diffondere il teleriscaldamento e favorire i modelli di produzione energetica al servizio delle comunità locali e sostenere la cogenerazione di piccola e media scala (fino ad 1 MW_e).	**Informazione:** accrescere la cultura del risparmio / efficienza / fonti rinnovabili, anche mediante la divulgazione delle best practice
		Attivare un incentivo commisurato alla superficie delle colture arboree destinate alla valorizzazione energetica o attraverso un contratto di fornitura ad un impianto a biomasse oppure attraverso l'autodichiarazione di utilizzo in ambito aziendale, a patto che sia dimostrata la presenza di un impianto aziendale.	**Risorse economiche**: contributo
		Favorire e promuovere la filiera di raccolta dell'olio usato domestico ed industriale per la produzione di biodiesel.	**Comunicazione/Informazione:** accrescere la cultura del risparmio / efficienza / fonti rinnovabili, anche mediante la divulgazione delle best practice

AREA PROMOZIONE DI MOBILITÀ SOSTENIBILE

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore **trasporti** sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (paragr. 8.1.5):

- Autovetture (trazione elettrica nelle city car, trazione ibrida nelle auto medie, trazione a metano nelle auto medio-grandi, trazione a GPL nelle utilitarie)
- Trasporto Pubblico Locale (autobus per il TPL alimentati a biometano)

POTENZIALITA' TEORICHE

Le potenzialità energetiche derivanti da interventi finalizzati al risparmio / efficienza energetica nel settore TRASPORTI sono:
scenario minimo: 194,46 ktep
scenario intermedio: 277,8 ktep
scenario massimo: 495,4 ktep
(elaborazioni DII- UNIPD)

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Miglioramento delle performance energetiche del trasporto pubblico Interventi per mobilità, interscambio modale e la mobilità ciclopedonale Promozione delle misure finalizzate alla diffusione di veicoli, anche elettrici, a ridotte emissioni ed alimentati a fonti rinnovabili, anche in ottica di smart city	Prosecuzione del rinnovo e dell'efficientamento del parco mezzi del trasporto pubblico locale anche mediante: 1) l'acquisto di veicoli a basso impatto ambientale, anche elettrici, 2) l'impiego di carburanti da fonti rinnovabili Interventi per la mobilità e l'intermodalità Interventi di potenziamento della mobilità ciclopedonale e bike sharing - Diffusione dei mezzi elettrici e dei mezzi alimentati a fonti rinnovabili - Realizzazione di colonnine per la ricarica di mezzi elettrici e distributori di biocarburanti[9] - Interoperabilità delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli puliti	Incentivare forme di mobilità sostenibile alternative all'uso del mezzo privato quali la diffusione di sistemi di mobilità collettiva (car pooling e car sharing), attivazione di servizi di taxi collettivo	**Accordo programma** anche con EELL per lo sviluppo di forme di mobilità sostenibile alternative all'uso del mezzo privato (es. car pooling, car sharing, etc.)
		Valutazione della possibilità dell'utilizzo di una determinata percentuale di olio vegetale nei mezzi di trasporto pubblici, ad es. nei treni alimentati a diesel, in un'ottica di filiera locale.	**Accordo di programma** con aziende di Trasporto Pubblico Locale
		Programmare e realizzare sistemi integrati di Trasporto Pubblico Locale al fine di ridurre l'uso dei veicolo privato negli spostamenti pendolari all'interno delle grandi città ed aree metropolitane. Rinnovo del parco veicolare circolante del servizio di Trasporto Pubblico Locale con incremento di veicoli di recente immatricolazione, uso di carburanti alternativi e sistemi di post-trattamento dei gas di scarico nonché veicoli a ridotte emissioni (alimentati a gas) o a emissioni zero (flotte elettriche).	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere: - la diffusione dei mezzi elettrici e dei mezzi alimentati a fonti rinnovabili - la realizzazione di colonnine per la ricarica di mezzi elettrici e distributori di biocarburanti - l'interoperabilità delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli puliti	**Comunicazione / informazione**: accrescere la cultura del risparmio / efficienza / fonti rinnovabili, anche mediante la divulgazione delle best practice

[9] Ad es. per il rifornimento di trattori agricoli, di treni che ancora utilizzano il diesel come combustibile, delle flotte di raccolta dei rifiuti, delle flotte aziendali, dei veicoli privati.

AREA QUALIFICAZIONE ENERGETICA DEL SETTORE PUBBLICO

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore pubblico sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (paragr. 8.1.3):

- Interventi sull'involucro edilizio (isolamento delle strutture perimetrali, isolamento dei solai, sostituzione dei serramenti)
- Impiego di condizionatori efficienti
- Lampade efficienti e sistemi di controllo
- Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso
- Erogatori a basso flusso

POTENZIALITA' TEORICHE

Le potenzialità energetiche derivanti da interventi finalizzati al risparmio / efficienza energetica nel settore pubblico sono compresi nel potenziale del settore TERZIARIO. *(elaborazioni DII- UNIPD)*

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Qualificazione energetica del patrimonio pubblico di: Amministrazione regionale Aziende/enti strumentali ATER Enti locali Aziende Sanitarie	- Incentivazione della qualificazione energetica (sviluppo delle fonti rinnovabili - con particolare riferimento all'utilizzo di biomassa, biogas e pompe di calore - risparmio ed efficienza energetica anche mediante diagnosi energetiche) con particolare riferimento al patrimonio edilizio pubblico - Promozione della qualificazione energetica (sviluppo delle fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetica) di strumentazioni e veicoli	Sviluppare un'iniziativa a regia regionale che preveda di individuare, per ciascuna Provincia, le scuole oggetto di interventi di risparmio energetico (isolamento ed efficienza impiantistica), anche mediante contributi in conto capitale e formule innovative di appalti di servizi	**Risorse economiche**: contributo, anche attraverso i PAES - Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile
		Effettuare un programma sistematico di *audit* e di diagnosi energetica dei propri immobili e in genere del proprio patrimonio (anche veicoli e macchinari) ai fini della redazione e della realizzazione di un "*Documento di programmazione energetica*" delle PPAA	Redazione ed approvazione del **documento di ricognizione** (qualitativa e quantitativa) **e di monitoraggio** dei consumi di energia, dei contratti di fornitura e del fabbisogno energetico; di programmazione interventi da realizzare
		Favorire l'installazione di impianti ad energia rinnovabile posti su edifici, su proprie aree dismesse e da bonificare (per es. coperture in amiantocemento) Promuovere l'utilizzo dei tetti da parte di terzi per l'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile.	**Comunicazione /Informazione**: divulgazione delle best practice realizzate sul territorio
		Incentivazione per la sostituzione di caldaie alimentate a GPL e gasolio con caldaie alimentate a biomassa legnosa, anche cumulativamente con il Conto Energia Termico, nei limiti consentiti dalla normativa vigente.	**Risorse economiche**: contributo
		Promozione dei seguenti interventi, anche a regia coordinata (ATER, Comune, Provincia) e mediante contributi in conto capitale e formule innovative di appalti di servizi: - isolamento termico di strutture opache e coperture; sostituzione delle chiusure vetrate con serramenti e vetrocamera basso emissivi, utilizzo di schermature esterne orientabili, installazione di pellicole per limitare la radiazione luminosa trasmessa; - migliorare l'efficienza degli impianti di riscaldamento mediante la sostituzione delle caldaie con modelli ad alto rendimento, l'installazione di circolatori a velocità variabile, l'integrazione con sistemi solari termici e la regolazione automatica con valvole termostatiche; - prevedere l'installazione di sistemi di ventilazione meccanica a scambio termico al fine di migliorare la qualità dell'aria e limitare le perdite di energia per ventilazione; - installazione di riduttori di flussi per l'Acqua Calda Sanitaria; - sistemi BMS (Building Management System) per la riduzione dei consumi elettrici in edifici nuovi o ristrutturati	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere interventi di efficientamento dell'illuminazione pubblica, anche tramite i PAES – Piani di Azione per l'Energia Sostenibile presso le amministrazioni comunali.	**PAES - Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile**
		Sostenere l'adozione da parte dei Comuni di un PICIL[10] con scadenze temporali per interventi di efficientamento e riduzione dell'inquinamento luminoso..	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere ed incentivare la sostituzione del parco mezzi delle PPAA con veicoli a basso impatto ambientale (ibridi o alimentati a GPL/metano) o ad emissioni zero (elettrici)	**Risorse economiche**: contributo

[10] Piano dell'Illuminazione per il Contenimento dell'Inquinamento Luminoso: strumento, redatto dalle amministrazioni comunali, per il censimento della consistenza e dello stato di manutenzione degli impianti insistenti sul territorio amministrativo di competenza e per la disciplina delle nuove installazioni, nonché dei tempi e delle modalità di adeguamento, manutenzione o sostituzione di quelle esistenti.

AREA QUALIFICAZIONE ENERGETICA E SOSTENIBILITÀ DEL SETTORE EDILIZIA PRIVATA

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore edilizia privata sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (parag. 8.1.1)

Riqualificazione energetica del parco esistente

Riqualificazione energetica totale di condomini anni 60-70 (sostituzione serramenti + isolamento involucro)

Costruzione di nuovi edifici

Nuovo edificato in classe A – abitazioni mono-bifamiliari

Nuovo edificato in classe A – abitazioni mono-bifamiliari + sistema di domotica ed automazione di classe B

Sostituzione impianti termici edifici

POTENZIALITA' TEORICHE

Le potenzialità energetiche derivanti da interventi finalizzati al risparmio / efficienza energetica nel settore RESIDENZIALE sono:

scenario minimo: 60,79 ktep

scenario intermedio: 86,85 ktep

scenario massimo: 261,88 ktep

(elaborazioni DII- UNIPD)

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Qualificazione energetica e sostenibilità del settore edilizia privata	Promozione della qualificazione energetica (sviluppo delle fonti rinnovabili -con particolare riferimento all'utilizzo di biomassa, biogas e pompe di calore- e risparmio e efficienza energetica anche mediante diagnosi energetiche) del patrimonio edilizio privato	Elaborazione di: - linee guida o un regolamento edilizio-tipo che preveda l'introduzione di criteri per il contenimento dei consumi energetici nei processi di programmazione e progettazione urbanistica ed edilizia, - Norme Tecniche in grado di orientare efficacemente e significativamente verso il risparmio energetico e l'uso di fonti rinnovabili l'intero comparto edilizio sia in fase progettuale sia in fase realizzativa sia funzionale, anche in un'ottica di smart city Promozione dell'integrazione di PAT, PI (L.R. 11/2004) e PUA con contenuti attinenti ai temi dell'energia (bilancio energetico, rigenerazione urbana, progettazione sostenibile, ecc.)	**Legge Regionale** **Accordi di programma**
		Promozione della certificazione della sostenibilità energetico ambientale degli edifici ai sensi dell'art. 4 bis della LR 4/2007	**Risorse economiche**: contributo
		Edilizia esistente - Promuovere interventi di risparmio energetico nel caso di restauro delle facciate esterne di condomini i cui consumi specifici siano superiori ad un valore limite corrispondente alla classe C per l'edificio (kWh/m^2/anno). - Promuovere in tutti gli edifici esistenti in caso di ristrutturazione dell'impianto termico o di installazione dell'impianto termico o di sostituzione del generatore di calore, la realizzazione della contabilizzazione e termoregolazione per singola unità immobiliare, ove tecnicamente possibile. - In caso di ristrutturazione dell'involucro edilizio o di applicazione del piano casa, incentivare l'obbligo, quando il sottosistema di distribuzione e di scambio ne traggano vantaggio, di installazione di valvole termostatiche e sostituzione del sistema di regolazione con apparecchi più efficaci.	**Risorse economiche**: contributo

		REQUISITI MINIMI OBBLIGATORI PER NUOVI EDIFICI E RISTRUTTURAZIONI IMPORTANTI (ELEMENTI CONTENUTI NEL DPR 59/09) Per gli edifici di nuova costruzione e le ristrutturazioni importanti, **obbligo** di realizzare la schermatura delle superfici vetrate per una percentuale variabile tra il 50% e il 70%. Inoltre, limite alla trasmittanza massima delle pareti esterne [W/m^{2}K] variabile tra 0,16 e 0,40 in base alla zona climatica e alla tipologia di edificio. **Obbligo** di predisposizione all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento, quando rientrante nell'ambito della pianificazione energetica comunale.	**Legge Regionale**
		NUOVI EDIFICI: CLASSE A e B ED AUTOMAZIONE DEGLI IMPIANTI ENERGETICI E TECNICI Stabilire che, dal 2018, tutti gli edifici residenziali di nuova costruzione siano almeno in classe B e dal 1/1/2020 siano almeno in classe A con dotazione di sistemi di automazione/domotica.	**Legge Regionale**
		ANTICIPAZIONE OBBLIGHI FONTI RINNOVABILI D.LGS 28/2011 Anticipazione di 1 anno degli obblighi introdotti dall'allegato 3 del D.Lgs. 28/2011 (obblighi per i nuovi edifici o gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti)	**Legge Regionale**
		Istituire un fondo di rotazione in conto interessi per finanziare gli interessi nei contratti stipulati dalle E.S.CO. per intervenire sui condomini.	**Legge Regionale**
		Contributo in conto interessi (per interventi sotto i 15.000 €)	**Legge Regionale**
		SVILUPPO URBANO SOSTENIBILE INTEGRATO Individuare le città da proporre per la piattaforma per lo sviluppo urbano sostenibile integrato, al fine di accedere al finanziamento delle azioni integrate per tale piattaforma.	**Risorse economiche**: contributo
		Incentivare la creazione in aree densamente abitate, con edifici di proprietà comunale o regionale (quali ATER, ESU, ecc.) di centrali cogenerative per il teleriscaldamento	**Risorse economiche**: contributo

AREA GENERAZIONE DISTRIBUITA ED INTERVENTI SULLE RETI DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE DI ENERGIA			
PRIORITÀ DI INTERVENTO Per il settore generazione distribuita ed interventi sulle reti di trasporto e distribuzione di energia sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (parag. 6.3) Promozione di un modello di sviluppo basato sulla generazione distribuita micro-reti intelligenti reti di teleriscaldamento			
LINEE D'INTERVENTO	**ATTIVITÀ PREVISTE**	**AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO**	**Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche**
Generazione distribuita, interventi sulle reti di trasporto e distribuzione di energia e Smart Micro-Grid	Promuovere lo sviluppo della generazione distribuita e delle micro-reti intelligenti, con la messa in opera di infrastrutture di telecomunicazione / telecontrollo e l'integrazione dell'impiantistica già presente con reti elettriche di bassa tensione	Promozione della realizzazione di reti di distribuzione dell'energia – prodotta da piccoli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili - provviste di sistemi di comunicazione digitale, di misurazione intelligente e di controllo e monitoraggio (MicroGrids).	**Risorse economiche**: contributo
	Promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento	Nel caso di nuove lottizzazioni con volumetria complessiva superiore ad un valore di soglia, promuovere la realizzazione di impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.	**Comunicazione / informazione**
	Promuovere lo sviluppo della generazione distribuita sul territorio	Favorire l'installazione di impianti cogenerativi / trigenerativi di piccola taglia (microcogeneratori e microtrigenerazione) nei centri storici.	**Risorse economiche**: contributo

AREA RICERCA & SVILUPPO

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore Ricerca & Sviluppo sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento:

- progetti di ricerca e innovazione - e relativa loro concretizzazione in esperienza ed innovazione diffusa che determinino risparmio di energia nella produzione e/o nell'utilizzo di materiali e soluzioni,
- ricerche e studi specifici in tema di utilizzo della risorsa geotermica e idrotermica

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Sostegno a progetti di ricerca e innovazione che determinino risparmio di energia nella produzione e/o nell'utilizzo di materiali e soluzioni, promossi da imprese, associazioni, fondazioni, sistema universitario, laboratori della ricerca, etc. Sostegno a ricerche e studi specifici in tema di utilizzo della risorsa geotermica e idrotermica Valorizzazione della trasformazione dei risultati conseguiti nella ricerca in esperienza ed innovazione diffusa relativamente a materiali e soluzioni che determino risparmio di energia nella produzione e/o nell'utilizzo di materiali e soluzioni	Sostegno ad interventi nell'ambito: - dell'innovazione tecnologica dei materiali e dei processi, con particolare riferimento al settore dell'edilizia, dell'industria e dell'ICT (in collegam. con finanziamenti per smart city); - dello sviluppo di nuove tecnologie, specie con riferimento ai processi di produzione del biogas, del biometano, del trattamento del digestato. Sostegno ad interventi finalizzati allo sviluppo della produzione e separazione e accumulo di idrogeno, della produzione di materiali, componenti e configurazioni innovative di celle a combustibile. Sostegno a ricerche e studi specifici per l'utilizzo della fonte geotermica (specie a media ed alta entalpia anche mediante verifiche nelle aree ad anomalia termica) ed idrotermica (specie mediante studi dedicati per l'utilizzo di acque di laghi, fiumi e mare) Promozione delle attività di trasferimento tecnologico nell'industria, nelle PMI, nel settore dell'artigianato e in agricoltura Sostegno alla realizzazione, messa a punto e applicazione di un sistema di certificazione energetico - ambientale per impianti di produzione di energia, in particolare biomasse-biogas Start up settore energia	Sostegno a progetti di ricerca collaborativa delle PMI con laboratori di ricerca e centri per l'innovazione.	**Risorse economiche**: contributo
		Sostegno ad interventi nell'ambito dell'innovazione tecnologica dei materiali e dei processi, con particolare riferimento al settore dell'edilizia, dell'industria e dell'ICT (in collegam. con finanziamenti per smart city);	**Risorse economiche**: contributo
		Sostegno ad interventi finalizzati allo sviluppo della produzione e separazione e accumulo di idrogeno, della produzione di materiali, componenti e configurazioni innovative di celle a combustibile.	**Risorse economiche**: contributo
		Sostegno a ricerche e studi specifici per l'utilizzo della fonte idrotermica (specie mediante studi dedicati per l'utilizzo di acque di laghi, fiumi e mare)	**Risorse economiche**: contributo
		Sostegno alle start up settore energia	**Risorse economiche**: contributo
		Attivare fondi per l'innovazione tecnologica che finanzino attività di ricerca industriale e sviluppo pre-competitivo riguardo i processi di produzione del biogas e del biometano, le tecnologie di pre-trattamento delle biomasse e di trattamento del digestato.	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere la ricerca di fluidi geotermici in profondità, anche con la perforazione di pozzi pilota, per la ricerca di risorse a media entalpia da destinare ad impianti di teleriscaldamento o di produzione di energia elettrica con ciclo binario.	**Risorse economiche**: contributo **Informazione / Comunicazione**
		Promuovere la ricerca per lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica da FER	**Risorse economiche**: finanziamento
		Finanziare progetti di ricerca che prevedono l'individuazione di soluzioni informatiche–software per la raccolta e la gestione delle informazioni sui consumi energetici-impianti/macchinari e illuminazione delle linee produttive e degli uffici amministrativi, propedeutico all'ottimizzazione delle produzioni). Il progetto dovrebbe consentire una gestione integrata delle informazioni da utilizzare al fine di ridurre i consumi derivanti dall'utilizzo di macchinari e dall'illuminazione.	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere e sviluppare un sistema di qualificazione energetico-ambientale per impianti di produzione di energia alimentati a FER che producono emissioni inquinanti.	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere la ricerca per la messa a punto di metodologie e strumenti per la stima delle performance energetiche di aggregati di edifici, finalizzate alla definizione di azioni e strategie nei piani urbanistici	**Risorse economiche**: contributo

AREA FORMAZIONE, INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore formazione, informazione e comunicazione sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento:
Campagne informative in tema di fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici, specie nei confronti di cittadini e nei confronti di PMI
Formazione specifica per installatori di impianti alimentati e fonti rinnovabili materiale e tecnologie che determino efficienza e risparmio energetico
Campagne di orientamento rivolte a consumatori

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Promozione di campagne informative e di orientamento rivolte a utenti - consumatori	Divulgazione della cultura del risparmio, dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili anche attraverso la diffusione di buone pratiche. Promuovere la cooperazione tra utenti (cittadini, imprese, enti pubblici) per la produzione di energia rinnovabile finalizzata all'autoconsumo, in particolare per i soggetti svantaggiati.	Divulgazione della cultura del risparmio, dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili specie nei confronti di: Amministratori di condominio o presso le scuole.	**Comunicazione/ Informazione**: realizzazione di incontri, opuscoli informativi e seminari tematici
		Promuovere indagini sugli effetti del comportamento degli utenti di edifici pubblici (compresa l'edilizia residenziale pubblica e sociale) ad alte prestazioni energetico-ambientali e avviare campagne informativo-educative	**Comunicazione / Informazione:** realizzazione di incontri, opuscoli informativi e seminari tematici
	Promuovere la costituzione di gruppi di acquisto di: - gas ed energia elettrica, al fine di ridurre la spesa energetica, incentivare la concorrenza e sollecitare i soggetti che si occupano di distribuire l'energia ad un servizio più efficiente; - di tecnologie ad elevato risparmio energetico, quali ad es. caldaie, pompe di calore o auto elettriche.	Promuovere la costituzione di gruppi di acquisto di gas ed energia elettrica, con natura di associazione riconosciuta, al fine di ridurre la spesa energetica, incentivare la concorrenza e sollecitare i soggetti che si occupano di distribuire l'energia ad un servizio più efficiente.	**Comunicazione/ Informazione**: realizzazione di incontri, opuscoli informativi e seminari tematici
		Promuovere la costituzione di gruppi di acquisto di tecnologie, quali caldaie e pompe di calore o auto elettriche, basandosi sulle iniziative già esistenti di gruppi di acquisto per il solare termico ed il fotovoltaico.	**Comunicazione/ Informazione**: realizzazione di incontri, opuscoli informativi e seminari tematici
		Favorire il livellamento verso l'alto del mercato degli elettrodomestici, tramite campagne rivolte al consumatore e strumenti per la sostituzione degli stessi come buoni sconto.	**Comunicazione/ Informazione**: realizzazione di incontri, opuscoli informativi e seminari tematici
	Informazione in tema di fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici	Dotare il sito web della Regione di una specifica sezione ove poter consultare fra l'altro: la normativa vigente in tema di produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio ed efficienza energetici, le competenze per l'approvazione dei progetti di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, le principali fonti di finanziamento comunitarie, statali e regionali disponibili, vari documenti di interesse.	**Comunicazione /Informazione**
Azioni formative e diffusione di informazione settoriale specifica in materia di energie rinnovabili, efficienza e risparmio energetici	Azioni formative in materia di installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, materiali e tecnologie che determinino risparmio ed efficienza energetica, puntando su circuiti formativi ad alta specializzazione anche con il coinvolgimento di ordini e collegi professionali (ad es. formazione specifica destinata a produttori primari di legna da ardere e cippato - imprese boschive ed agricole). Attività di informazione tecnica specialistica, anche mediante la produzione di specifico materiale informativo, in tema di risparmio, efficienza energetica e sviluppo di fonti rinnovabili, con il coinvolgimento di istituti universitari, ordini e collegi professionali.	Iniziative destinate a: - produttori primari di legna da ardere e cippato (imprese boschive e agricole) attraverso l'attivazione di iniziative con due specifici obiettivi: • Formare personale qualificato per l'utilizzo di macchine forestali tecnologicamente avanzate • Formare i titolari delle imprese alla qualità dei biocombustibili solidi alla conoscenza delle norme tra le quali la UNI EN 14961 - installatori e manutentori caldaie e apparecchi domestici a biomassa: soddisfare la necessità formativa indicata dalla normativa di riferimento. Promozione di un programma di attività informative da svolgersi in collaborazione con EELL; associazioni di categoria e operatori del settore, volto a diffondere la conoscenza delle opportunità e dei vantaggi derivanti dagli investimenti in materia di risparmio ed efficienza energetica.	**Risorse economiche**: contributo

AREA RAPPORTI CON ALTRI SOGGETTI

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore "Rapporti con altri soggetti" sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (Alleg. cap.9)

Potenziamento del tavolo di lavoro permanente per l'energia
nento dell'attività progettuale, di coordinamento e condivisione delle attività in tema di energia su tutto il territorio regionale.

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Assicurare il confronto con gli stakeholder in tema di energia	Potenziamento del "tavolo permanente per la condivisione degli obiettivi, l'individuazione delle azioni da svolgere e la verifica dei risultati, nei seguenti ambiti di attività in materia di energia: - pianificazione e produzione normativa/regolamentare di semplificazione; - informazione e monitoraggio; - rapporti interistituzionali; - ricerca ed innovazione; - comunicazione" (D.G.R.V. n. 1032 del 12/7/2011)	Attività del tavolo permanente per l'energia ex DGRV 1032/2011. Stabilire un rapporto costruttivo con gli istituti di credito, a sostegno degli interventi di riqualificazione energetica.	**Protocollo di intesa** per la collaborazione con gli istituti di credito (tavolo di lavoro permanente per l'energia ex DGRV 1032/2011)
Coordinamento sul territorio	Potenziamento dell'attività progettuale, di coordinamento e condivisione delle attività – nell'ambito anche di una complessiva azione di ammodernamento, adeguamento e rafforzamento della governance regionale in tema di energia - finalizzate alla soddisfazione delle esigenze del territorio. Gli ambiti oggetto di intervento potranno essere i seguenti: opere infrastrutturali energetiche, formazione degli operatori nel campo delle fonti rinnovabili, certificazione energetica degli edifici e della certificazione ambientale volontaria ex L.R. 4/2007, attuazione e sviluppo coordinato delle politiche nel campo dell'energia sostenibile.	Puntare su strumenti e iniziative come i Patti dei Sindaci per governare e promuovere soluzioni e progetti in favore dell'efficienza energetica, per diffondere la cultura energetica nel territorio e per avvicinare gli amministratori locali alle azioni specifiche	- **PAES** – Piani d Azione per l'Energia Sostenibile - Partecipazione in qualità di partner a **progetti comunitari**

AREA MONITORAGGIO			
PRIORITÀ DI INTERVENTO Per il settore "Monitoraggio" sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento (cap.9-10) Costruzione sistema di monitoraggio di burden sharing Costruzione di un catasto regionale degli impianti energetici alimentati a fonti rinnovabili e non rinnovabili Costruzione di un data base delle buone pratiche realizzate in Veneto			
LINEE D'INTERVENTO	**ATTIVITÀ PREVISTE**	**AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO**	**Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche**
Monitoraggio	Monitoraggio degli obiettivi di burden sharing attraverso anche la creazione di un catasto regionale degli impianti energetici, in grado di monitorare anche i consumi energetici, ed un archivio delle best practice realizzate e replicabili nel territorio della regione	Sviluppo di uno strumento informatico di monitoraggio regionale degli impianti e dei consumi energetici e di raccolta delle best practice che consenta di associare informazioni geografiche e di posizione ai principali elementi territoriali di riferimento.	**Risorse economiche**: contributo

AREA ALTRO

PRIORITÀ DI INTERVENTO

Per il settore residuale "Altro" sono classificate come prioritarie le seguenti tipologie di intervento

Pianificazione urbanistica e smart city
Gare
Semplificazione e riordino della disciplina in materia di energia
Incentivazioni varie

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	Modalità di attuazione e necessità di risorse economiche
Pianificazione urbanistica e smart city	Promozione sul territorio di processi di programmazione e progettazione urbanistica ed edilizia, anche in un'ottica di smart city	Favorire nei nuovi insediamenti la pluralità di funzioni (residenza-attività lavorative – servizi) per ridurre gli spostamenti casa / lavoro / uffici pubblici	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere la formazione di reti intelligenti di edifici (building cluster) per il miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali dei sistemi insediativi.	
Gare	Promozione della previsione di utilizzo di fonti rinnovabili o di contenimento dei consumi nei criteri di priorità di aggiudicazione delle gare di fornitura di beni, servizi e lavori	Promozione della previsione di utilizzo di fonti rinnovabili o di contenimento dei consumi nei criteri di priorità di aggiudicazione delle gare di fornitura di beni, servizi e lavori	**Bandi di gara**
Riparto fondi pubblici	Introduzione nei criteri di riparto dei fondi pubblici di una premialità a favore dei soggetti che utilizzano fonti rinnovabili e/o riducono i consumi energetici	Introduzione nei criteri di riparto dei fondi pubblici (ad es. del Trasporto Pubblico Locale, contributi agli enti locali) di una premialità a favore dei soggetti che utilizzano fonti rinnovabili e/o riducono i consumi energetici	**Legge Regionale**
Semplificazione e riordino della disciplina in materia di energia	Razionalizzazione della disciplina regionale specie in tema di iter autorizzativi degli impianti alimentati a fonti rinnovabili anche mediante l'introduzione di semplificazioni procedurali	Promuovere l'impiego dell'Olio Vegetale Puro (OVP) in impianti per la produzione di energia a patto che a questa sia associata la valorizzazione e l'impiego sensibile dell'energia termica con la cogenerazione o trigenerazione. Ottimizzare la funzionalità degli impianti per la produzione di energia rinnovabile da biomasse mediante: - Riduzione delle emissioni - Incremento del rendimento di impianto[11] come segue o almeno 60% per gli impianti alimentati da combustibili prodotti da impianti di recupero dei rifiuti oppure da biomassa, legna, biogas e gas di sintesi da biomasse; o almeno 80% in tutti gli altri casi.	**Legge Regionale**
		Promuovere il recupero di calore dalle acque di scarico delle attività termali, anche attraverso la modifica dell'attuale disciplina, per consentire il recupero termico destinato a usi energetici	**Legge Regionale**
		Predisporre una disciplina quadro in materia di autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica e termica da fonte rinnovabile, Prevedere forme di semplificazione/agevolazione tarate specificamente per le singole fonti o per specifiche	**Legge Regionale**

[11] Su base annuale, il rapporto tra l'energia prodotta dall'impianto ed effettivamente utilizzata, in quanto immessa in una o più reti energetiche (rete elettrica, rete di teleriscaldamento ecc.) oppure immessa in uno o più impianti di utilizzazione oppure di trasformazione energetica, e l'energia termica introdotta come combustibile.

		tipologie di impianti, quali ad es. a) l'applicazione di tempistiche accelerate per l'approvazione dei progetti di particolare pregio energetico/ambientale/paesaggistico; b) l'esenzione dalla verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA per i progetti che hanno bassa incidenza dal punto di vista ambientale; c) estensione delle soglie per l'applicazione della procedura amministrativa semplificata (PAS) e della comunicazione relativa alle attività in edilizia libera.	
		Favorire l'utilizzo del biometano in assetto cogenerativo, anche in connessione con impianti di teleriscaldamento.	**Legge Regionale**
		Approvazione delle modifiche di Piano da parte della Giunta regionale, sentita la competente commissione consiliare, la quale avrebbe facoltà di esprimere il proprio parere entro un tempo determinato (che potrebbe essere di 30 giorni) dal ricevimento delle proposte. In caso di mancata espressione del parere entro il termine prestabilito si potrebbe procedere con l'adozione con DGR delle modifiche al Piano.	**Legge Regionale**
		Attività di monitoraggio finalizzata ad evitare l'utilizzo eccessivo di suolo agricolo per la produzione di biomasse e bioliquidi a fini energetici e spargimento del digestato.	**Monitoraggio**
Misure di mitigazione della pressione ambientale	Individuazione della disciplina volta a prescrivere le misure di mitigazione finalizzate a ridurre o eliminare il potenziale impatto negativo derivante dallo sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sul territorio	Individuazione della disciplina volta a prescrivere le misure di mitigazione finalizzate a ridurre o eliminare il potenziale impatto negativo derivante dallo sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sul territorio	**Accordi di programma**
Altro	Altro Incentivazioni varie	Agevolare anche mediante finanziamenti la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili: a- in aree degradate o in siti contaminati b- con il minor consumo del territorio o con l'utilizzo di componenti tecnologici innovativi, atti ad ottenere una maggiore sostenibilità ambientale ed una migliore integrazione nel territorio; c- impianti in cui si applicano soluzioni tecnologiche innovative che permettono la maggiore valorizzazione dei potenziali energetici; d- impianti che prevedono il recupero di energia termica; e- impianti presentati da aziende che hanno già ottenuto certificazioni ambientali (ISO 14001/EMAS) e/o della qualità (ISO 9001) e/o energetiche (EN 16001)	**Risorse economiche**: contributo
		Sostenere gli investimenti in attrezzature specializzate o tecnologicamente avanzate (come gru a cavo o forwarder).	**Risorse economiche**: contributo
		Promuovere la realizzazione di impianti di cedui a media rotazione (5 o più anni)	**Risorse economiche**: contributo
		Promozione della realizzazione delle piattaforme per la produzione di biocombustibili solidi ex L.R. 4/2011, c. 1 dell'art. 7 bis	**Risorse economiche**: contributo
		prevedere un sistema di incentivi finalizzati alla diffusione dei distributori a biometano per autotrazione mediante riduzione delle accise regionali e risorse di green procurement	**Legge Regionale**

9.5 Confronto con le azioni programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012

Nel presente paragrafo sono presentate e confrontate le linee d'intervento, le attività previste e le azioni puntuali attivabili nel primo triennio del presente Piano e le azioni specifiche programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera adottato con D.G.R.V. n. 2872 del 28 dicembre 2012[12].

[12] Nel confronto non sono state riportate le seguenti azioni specifiche programmate che risultano essere prevalentemente afferenti al tema delle emissioni in atmosfera rispetto al tema sviluppo fonti rinnovabili, efficienza energetica e risparmio energetico.
A1.5 Emanazione dei "Criteri per l'elaborazione del computo emissivo per gli impianti di produzione di energia elettrica da biomasse".
A1.7 Inserimento nei Regolamenti comunali dell'obbligo, nel caso in cui sia prevista solo l'autorizzazione comunale, della richiesta di un parere tecnico preventivo, in merito all'impianto da autorizzare, al Dipartimento ARPAV Provinciale competente per territorio.
A2.6 Divieto di combustione all'aperto di biomasse e/o rifiuti: rafforzamento dei controlli.
A4.1 Adozione di apposite autorizzazioni di carattere generale condivise a livello regionale, relative a ciascuna singola categoria produttiva, di cui alla sezione II dell'allegato IV, parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i., e recanti specifiche prescrizioni per ogni attività.
A5.2 Implementazione dei controlli e delle ispezioni nelle aziende AIA al fine di verificare l'installazione e il corretto funzionamento degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera. Inserimento nei PMC (Piani di monitoraggio e controllo) di controlli specifici per la corretta gestione degli impianti di abbattimento delle emissioni.
A5.3 Individuazione di quei distretti produttivi (tra quelli definiti dalla L.R. 8/2003 e s.m.i. ed ulteriori che dovessero risultare da indagini/monitoraggi ambientali) con impatto significativo sulla qualità dell'aria, per cui è necessaria la creazione di un tavolo tecnico di concertazione al fine di definire standard emissivi omogenei nel distretto produttivo.
A5.4 Creazione di tavoli tecnici di concertazione per il raggiungimento di accordi tra imprenditoria e pubblica amministrazione al fine di definire standard emissivi omogenei all'interno di particolari distretti produttivi.
A7.3 Introdurre l'integrazione tariffaria nella gestione delle diverse tipologie di mobilità collettiva (su ferro, gomma e via acqua) in modo da rendere la gestione del sistema di trasporto pubblico locale regionale più razionale, la fruizione più diretta (es. biglietto unico) ed il prezzo più competitivo. Attivare convenzione o Accordo di programma tra Regione, Trenitalia e Aziende del Trasporto Pubblico Locale.
A7.6 Incentivare la diffusione di gas metano e Gpl per autotrazione per i quali può essere concesso uno sconto (ad es. del 10%) a favore di privati cittadini residenti in regione Veneto. Prevedere l'ampliamento della rete distributiva di gpl e gas metano (anche per fasi progressive).
A7.12 Prevedere la limitazione della circolazione per i veicoli più inquinanti e la creazione di Low Emission Zone (LEZ) assoggettate al pagamento di un pedaggio di accesso per le zone a più alta densità abitativa o per gli agglomerati urbani/aree metropolitane. Tali zone possono essere dotate di sistemi elettronici per il controllo degli accessi. Attivare accordo di programma tra Comuni e Province.
A7.17 Monitorare le attività degli Osservatori Provinciali attivati dalle Province ai sensi del PRTRA approvato con DCRV n. 57 dell'11 novembre 2004, entro il 1.7.2005, ed il loro aggiornamento (annuale) da parte dei Tavoli Tecnici Zonali.
A8.8 Tecnologie e pratiche per il contenimento delle emissioni polverulente da movimentazione di materiali. Accordo di programma Regione, Autorità Portuale, Terminalisti.
A8.11 Ispezioni a bordo per controllo e contenimento fumi di scarico. Accordo di programma Regione, Capitaneria di Porto, Autorità Portuale.
A8.5 Sviluppare sistemi integrati di monitoraggio del traffico merci mediante attività costante di rilevazione dei flussi di attraversamento e aggiornamento della matrice di origine/destinazione dei mezzi pesanti. Collaborazione tra Settori Traffico e Mobilità Provinciali e relative Direzioni della Regione Veneto con rendicontazione annuale al corrispondente Tavolo Tecnico Zonale in sede di convocazione del Comitato di Indirizzo e Sorveglianza. Attivare accordo di programma tra Regione, Province e Comuni.
A10.1 Individuazione di prescrizioni atte ad evitare la dispersione di materiale e di polveri risultanti dall'attività di cantiere per le costruzioni civili e le grandi opere a carattere regionale, istituendo la disciplina dei controlli e le autorità competenti.
B1.1 Promozione di studi scientifici volti alla definizione e quantificazione delle sorgenti del particolato atmosferico.
B2.1 Gestione in qualità della rete di misura; aggiornamento periodico dell'inventario regionale delle emissioni; utilizzo di modelli di valutazione integrata per l'elaborazione di scenari; upgrade della modellistica regionale di dispersione a supporto del Piano e della previsione dei livelli di concentrazione.
B3.1 Monitoraggio dell'efficacia delle misure di risanamento mediante implementazione di modelli di valutazione integrata.

Le azioni del PRTRA sono aggregate nei seguenti ambiti o aree di intervento:
A1) Utilizzazione delle Biomasse in impianti industriali
A2) Utilizzazione delle Biomasse in piccoli impianti civili e combustioni incontrollate
A4) Settore industriale: margini di intervento sui piccoli impianti
A5) Contenimento dell'inquinamento industriale e da impianti di produzione energetica
A6) Interventi di riconversione del patrimonio edilizio in funzione del risparmio energetico
A7) Interventi sul trasporto passeggeri
A8) Interventi sul trasporto merci e multi modalità
A10) Emissioni da cantieri di costruzione civili e di grandi infrastrutture
B1) Aspetti scientifici e di conoscenza del problema
B2) Stato dell'arte degli strumenti predittivi e modellistici utilizzati in Italia, inclusi inventari delle emissioni
B3) Monitoraggio dell'efficacia dei provvedimenti
B4) Evidenze sanitarie e priorità per la riduzione dell'inquinamento da particolato
B5) Informazione al pubblico, consenso sociale e comunicazione
Nelle tabelle a seguire, le prime tre colonne espongono le strategie regionali previste nel presente Piano (rispettivamente linee d'intervento, attività previste ed azioni puntuali attivabili nel primo triennio) e l'ultima colonna le azioni specifiche previste nel PRTRA nel periodo 2013-2020, mantenendo l'aggregazione per aree intervento utilizzata nel paragrafo precedente.
L'analisi effettuata evidenzia che le linee di intervento e le attività previste nel presente documento sono sostanzialmente compatibili e coerenti con le azioni programmate nel PRTRA.
Si evidenzia che, relativamente all'area edilizia privata, nel presente documento non sono state previste azioni volte ad incentivare la sostituzione di impianti di climatizzazione obsoleti con impianti ad alta efficienza energetica in quanto tali interventi risultano già incentivati da meccanismi nazionali, alcuni già introdotti da anni (quali ad es. le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico o le ristrutturazioni edilizie) o ed altri più recenti (quali ad es. il Conto Termico, introdotto a fine 2012)[13].

B4.1 Promozione di una valutazione scientifica della componente salute per ridurre la pressione sanitaria delle attività antropiche in procedimenti di VIA e AIA.
[13] Sia il tema delle detrazioni fiscali per interenti di efficienza energetica che il conto termico sono stati già trattati nel corso del capitolo 4 del presente documento.

AREA QUALIFICAZIONE ENERGETICA E SOSTENIBILITÀ DEL SISTEMA PRODUTTIVO (SETTORE PRIMARIO, SECONDARIO, TERZIARIO E TERZIARIO AVANZATO)

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Sviluppo sostenibile del sistema produttivo (settore primario, secondario, terziario e terziario avanzato)	Sostegno alla diffusione di interventi su efficienza e risparmio energetico, quali ad es. impianti ad alta efficienza di sistemi e componenti in grado di contenere i consumi di energia nei processi produttivi, nonché valorizzazione di altre forme di energia recuperabile Sostegno alla diffusione di interventi di sviluppo delle fonti rinnovabili quali ad es. impianti, sistemi e mezzi alimentati a fonti rinnovabili (con particolare riferimento all'utilizzo di biomassa, biogas e pompe di calore). Sviluppo di progetti di efficientamento energetico nei settori *"energy intensive"* (ad es.: industria estrattiva, chimica, gomma-plastica, meccanica e siderurgica, legno), nel settore commerciale e nel settore turistico anche attraverso la diffusione di diagnosi energetiche. Valorizzazione della figura dell'Energy Manager, anche mediante la costituzione di reti energetiche locali. Potenziamento della diffusione di modelli virtuosi di gestione energetica, anche mediante sistemi di gestione di qualità ambientale, quali ad es. EMAS, ISO con attenzione alle problematiche dell'efficienza energetica.	**Industria** Rafforzare una concertazione nell'ambito del tavoli di lavoro finalizzata alla raccolta di proposte di interventi di risparmio energetico per le PMI.	
		Industria **2 OPZIONI:** Introdurre un marchio di qualità regionale per le aziende che sostengono interventi di efficienza energetica. Introdurre una fiscalità energetica premiante (esenzione o riduzione ad es sulle accise regionali sul gas) per le aziende che sostengono interventi di efficienza energetica	
		Industria Promuovere il recupero del calore di processo per l'alimentazione integrata di piccole reti di teleriscaldamento a servizio di vicine zone residenziali o commerciali, tramite finanziamento di interventi realizzati o coordinati da enti locali , anche attraverso forme di partnerariato pubblico / privato	
		Industria e terziario Promuovere anche attraverso attività formativa il recupero energetico dall'aria compressa / Retrofit reti di distribuzione dell'aria compressa / Recupero di calore dai gruppi di compressione. Stimolare la progressiva sostituzione dei motori inefficienti con nuovi motori ad elevata efficienza, nonché ulteriori interventi di efficienza degli impianti (ad es. impianti frigoriferi, inverter, impianti di cogenerazione, illuminazione).	
		Industria Diffusione di strumenti di autodiagnosi aziendali, selezione su base volontaria di gruppi omogenei di aziende del medesimo comparto in cui realizzare attività di auditing che permettano di evidenziare le principali fonti di dispersione e i margini di intervento da applicare al settore	A6.9 Anticipazione dell'attuazione delle disposizioni contenute nella Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, Art. 8 relativamente all'elaborazione di programmi intesi ad incoraggiare le PMI a sottoporsi ad audit energetici (secondo una nuova direttiva in elaborazione) con cadenza periodica, obbligatori per le grandi imprese ogni 4 anni, a condizione che venga posto in essere un regime di garanzia e controllo della qualità. Gli audit energetici di elevata qualità, efficaci in rapporto ai costi siano svolti in maniera indipendente da esperti qualificati e/o accreditati secondo criteri di qualificazione, o eseguiti e sorvegliati da autorità indipendenti conformemente alla legislazione nazionale
		terziario Introdurre l'obbligo, in caso di ristrutturazioni od ampliamenti, di intervenire sull'efficienza energetica degli involucri opachi, dei serramenti e degli impianti, per centri commerciali e uffici che presentino consumi specifici superiore ad un valore limite.	

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
		terziario Scomputi volumetrici o altre forme di incentivazione all'efficientamento energetico, per locali / edifici / manufatti destinati ad alloggiare impianti energetici ad elevata efficienza o che prevedano l'utilizzo di fonti rinnovabili	
		terziario Promozione della certificazione della sostenibilità energetico ambientale degli edifici ai sensi dell'art.4 bis della LR 4/2007	A6.7 Istituzione di un sistema regionale di certificazione ambientale-energetica degli edifici pubblici e privati, in attuazione della DGR n. 2447/2011, coerente con le disposizioni del D. Lgs. 192/2005 e del DM 26 giugno 2009 "Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici"
		Industria e terziario Promuovere, anche attraverso l'attivazione di attività formativa, il potenziamento della diffusione di modelli virtuosi di gestione energetica, anche mediante sistemi di gestione di qualità ambientale, quali ad es. EMAS, ISO con attenzione alle problematiche dell'efficienza energetica.	
		agricoltura Contributo per interventi di schermatura delle serre nell'ambito del settore florovivaistico	
		agricoltura Finanziamento per la conversione dei trattori agricoli per l'utilizzo di olio vegetale	
		agricoltura Utilizzo prioritario di fotovoltaico / solare termico su serre, capannoni anche per allevamenti e stalle.	
Sostegno a progetti di filiera	Promozione di progetti innovativi di filiera (ad es. progetti innovativi di filiera per imprese produttrici di tecnologie, promozione di modelli di filiera, con particolare riferimento alla fonte biomassa) Realizzazione di filiere locali dell'olio vegetale o usato – biodiesel per il settore dei trasporti	Promuovere l'uso delle biomasse legnose per il riscaldamento a scala domestica, per sviluppare e diffondere il teleriscaldamento e favorire i modelli di produzione energetica al servizio delle comunità locali e sostenere la cogenerazione di piccola e media scala (fino ad 1 MW_e).	A2.5 Incentivazione della gestione dei residui colturali attraverso la trinciatura ed interramento, il compostaggio o la raccolta per la valorizzazione energetica (caldaie e centrali a biomasse, biogas, syngas)
		Attivare un incentivo commisurato alla superficie delle colture arboree destinate alla valorizzazione energetica o attraverso un contratto di fornitura ad un impianto a biomasse oppure attraverso l'autodichiarazione di utilizzo in ambito aziendale, a patto che sia dimostrata la presenza di un impianto aziendale.	
		Favorire e promuovere la filiera di raccolta dell'olio usato domestico ed industriale per la produzione di biodiesel.	

AREA PROMOZIONE DI MOBILITÀ SOSTENIBILE

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Miglioramento delle performance energetiche del trasporto pubblico Interventi per mobilità, interscambio modale e la mobilità ciclopedonale Promozione delle misure finalizzate alla diffusione di veicoli, anche elettrici, a ridotte emissioni ed alimentati a fonti rinnovabili, anche in ottica di smart city	Prosecuzione del rinnovo e dell'efficientamento del parco mezzi del trasporto pubblico locale anche mediante: 1) l'acquisto di veicoli a basso impatto ambientale, anche elettrici, 2) l'impiego di carburanti da fonti rinnovabili Interventi per la mobilità e l'intermodalità Interventi di potenziamento della mobilità ciclopedonale e bike sharing - Diffusione dei mezzi elettrici e dei mezzi alimentati a fonti rinnovabili - Realizzazione di colonnine per la ricarica di mezzi elettrici e distributori di biocarburanti[14] - Interoperabilità delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli puliti	Incentivare forme di mobilità sostenibile alternative all'uso del mezzo privato quali la diffusione di sistemi di mobilità collettiva (car pooling e car sharing), attivazione di servizi di taxi collettivo Valutazione della possibilità dell'utilizzo di una determinata percentuale di olio vegetale nei mezzi di trasporto pubblici, ad es. nei treni alimentati a diesel, in un'ottica di filiera locale. Programmare e realizzare sistemi integrati di Trasporto Pubblico Locale al fine di ridurre l'uso dei veicolo privato negli spostamenti pendolari all'interno delle grandi città ed aree metropolitane. Rinnovo del parco veicolare circolante del servizio di Trasporto Pubblico Locale con incremento di veicoli di recente immatricolazione, uso di carburanti alternativi e sistemi di post-trattamento dei gas di scarico nonché veicoli a ridotte emissioni (alimentati a gas) o a emissioni zero (flotte elettriche). Promuovere: - la diffusione dei mezzi elettrici e dei mezzi alimentati a fonti rinnovabili - la realizzazione di colonnine per la ricarica di mezzi elettrici e distributori di biocarburanti - l'interoperabilità delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli puliti	A7.1 Programmare e realizzare sistemi integrati di trasporto ferroviario regionale e trasporto locale, al fine di ridurre l'uso del veicolo privato negli spostamenti pendolari all'interno delle grandi città ed aree metropolitane, limitando così le congestioni del traffico e riducendo significativamente i consumi di carburante e le emissioni. Attivare convenzione o Accordo di programma tra Regione, Trenitalia e Aziende del Trasporto Pubblico Locale. A7.2 Garantire una gestione più efficiente del servizio di trasporto pubblico locale (in particolar modo di quello dedicato ai pendolari), miglioramento del livello di servizio per bus e treni (anche potenziando il numero di corse), miglioramento della puntualità e pulizia dei mezzi, migliore informazione in tempo reale verso l'utenza (soprattutto in caso di ritardi e guasti), riqualificazione delle stazioni e delle zone di accoglienza dei passeggeri. Attivare convenzione o Accordo di programma tra Regione, Trenitalia e Aziende del Trasporto Pubblico Locale. A7.4 Rinnovo del parco veicolare circolante del servizio di trasporto pubblico locale con incremento di veicoli di recente immatricolazione, uso di carburanti alternativi e sistemi di post-trattamento dei gas di scarico nonché veicoli a ridotte emissioni (alimentati a gas) o ad emissioni zero (flotte elettriche). Attivare convenzione o Accordo di programma tra Regione, Trenitalia e Aziende del Trasporto Pubblico Locale A7.5 Rinnovo delle grandi flotte veicolari in dotazione agli Enti Locali, alle società di servizi pubblici, alle società di autotrasporti e alle piccole e medie imprese con mezzi a basso impatto ambientale (ibridi o alimentati a Gpl/metano) o ad emissioni zero (elettrici). La sostituzione dei veicoli più obsoleti può essere incoraggiata da incentivi nazionali o da bandi specifici per ottenere cofinanziamenti regionali. Attivare convenzione o Accordo di programma tra Regione, Enti Locali e Soc. Autotrasporti. A7.8 Incentivare la diffusione dei veicoli a basso impatto ambientale, anche accelerando l'entrata in vigore di veicoli categoria ambientale Euro 6 (dal 1 settembre 2014 ai sensi del Regolamento CE n. 715/2007). A7.7 Incentivare la diffusione di veicoli elettrici per i quali possono essere previste agevolazioni per l'acquisto dei veicoli e/o concessioni di sconti nelle tariffe dei consumi energetici (ad es. del 10%) a favore di privati cittadini residenti in regione Veneto. Previsione di particolari autorizzazioni da parte degli EE. LL. per la circolazione dei veicoli elettrici nelle città, ad es. accesso alle ZTL, parcheggi riservati, ecc… Diffusione delle infrastrutture di ricarica sia pubblica che in ambiti privati

[14] Ad es. per il rifornimento di trattori agricoli, di treni che ancora utilizzano il diesel come combustibile, delle flotte di raccolta dei rifiuti, delle flotte aziendali, dei veicoli privati.

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
			A7.9 Incentivare l'adozione e l'attuazione degli strumenti pianificatori previsti dalla normativa vigente, quali i Piani Urbani del Traffico (PUT), i Piani Urbani della Mobilità (PUM) ed i Piani Urbani della Mobilità Sostenibile (PUMS), all'interno dei quali devono essere individuate le politiche e gli interventi di mobilità in una logica di coordinamento e di previsione della tempistica e dei costi di realizzazione, nel breve e nel medio-lungo periodo A7.10 Potenziare le attività di Mobility Management ove esistenti o attivarle ove non previste, con la finalità di migliorare gli spostamenti sistematici casa-studio e casalavoro verso mezzi a minore impatto ambientale ed in un'ottica di programmazione unitaria coordinata dal Mobility Manager d'Area (almeno per ogni ambito provinciale). Attivare accordo di programma tra Aziende private, Comuni, Province. A7.11 Introdurre misure che migliorino le condizioni sociali e ambientali delle aree urbane, come le Zone a Traffico Limitato (ZTL) e le Aree Pedonali, le corsie riservate ai mezzi collettivi e i servizi a chiamata, nuove forme di tariffazione sulla circolazione ("road pricing") e sulla sosta. Incentivare forme di mobilità sostenibile alternative all'uso del mezzo privato quali la diffusione di sistemi di mobilità collettiva ("car sharing" e "car pooling"), l'attivazione di servizi di taxi collettivo. A7.13 Prevedere parcheggi di interscambio nei pressi dei principali caselli autostradali e delle principali arterie di accesso ai capoluoghi di provincia, soprattutto in corrispondenza di terminal del trasporto pubblico locale su gomma e ferro. Per le realizzazioni di tali parcheggi possono essere previste forme di cofinanziamento o incentivi pubblici. Attivare accordo di programma tra Regione, Comuni e Province. A7.14 Potenziare e rivedere il sistema della mobilità ciclabile in ambito urbano mediante una ricognizione degli attuali percorsi, la riqualificazione e la messa in sicurezza dell'esistente (protezione nelle intersezioni, riduzione/eliminazione punti di conflitto), la creazione di nuove piste ciclabili su sede propria (separate dalla carreggiata stradale attraverso spartitraffico o su corsia riservata) a sostegno della cosiddetta "utenza debole". A7.15 Potenziare i servizi di "bike sharing" e creare un sistema della mobilità ciclabile a livello sovracomunale potenziato/supportato dalle infrastrutture verdi (aree parco, barriere verdi), a livello comunale prevedere aree di sosta attrezzate e officine convenzionate per la manutenzione periodica delle biciclette. Attivare accordo di programma tra Comuni e Province. A7.16 Potenziare il Pedibus (attivandolo dove non previsto) in tutto il periodo scolastico per i bambini della scuola primaria (elementari) evidenziandone le finalità educative (sviluppo senso di responsabilità civico ed ambientale promozione/aumento attività fisica quotidiana, stimolo verso stili di vita salutari). A8.1 Ottimizzazione del sistema di distribuzione delle merci in un'ottica ambientale mediante gestione "dell'ultimo miglio" e aumento dell'efficienza dei sistemi di trasporto "a costo zero" per ridurre i viaggi di ritorno a vuoto

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
			A8.2 Riduzione delle percorrenze del trasporto stradale a favore del trasporto marittimo e ferroviario, promozione maggiore efficienza dei servizi di trasporto anche mediante adeguamenti infrastrutturali, garantendo un collegamento tra i maggiori poli industriali regionali. A8.3 Adeguamento dei pedaggi stradali dei veicoli pesanti (ai sensi della Direttiva Eurovignette III in funzione della classe Euro di appartenenza del mezzo e con maggiorazioni per gli spostamenti in orari di punta), e promozione misure a favore della sicurezza stradale e dell'intermodalità per i trasporti di media/lunga percorrenza. Attivare collaborazione o Accordo di programma Regione e Concessionarie Autostradali A8.4 Riduzione degli impatti ambientali della distribuzione delle merci nelle aree urbane mediante realizzazione di terminal modali per il traffico merci e centri logistici di raccolta/distribuzione almeno in ogni capoluogo di provincia. Uso di sistemi di trasporto innovativi per la gestione delle merci in ambito urbano (mediante veicoli a basse emissioni o elettrici), finalizzati alla riduzione del transito urbano dei veicoli merci privati. Attivare collaborazione o Accordo di programma Regione, Provincia e Logistic Center regionali. A8.6 Elettrificazione delle banchine per l'alimentazione elettrica delle navi all'ormeggio al fine di ridurre le emissioni navali in fase di stazionamento. Accordo di programma Regione e Autorità Portuale A8.7 Utilizzo da parte delle navi in fase di manovra di sistemi di retrofitting o di combustibili a basso tenore di zolfo (0.5% in anticipo del limite previsto al 2020 o 0.1% come già d'obbligo in fase di ormeggio). Accordo di programma Regione e Autorità Portuale. A8.9 Flotte rimorchiatori ibridi o elettrici. Accordo di programma Regione e Autorità Portuale A8.10 Accordi volontari per "navi pulite". Accordo di programma Regione, Autorità Portuale, compagnie navali, Terminalisti, agenti marittimi A8.12 Interventi per garantire che i porti marittimi siano sufficientemente collegati al sistema di trasporto merci per ferrovia e, laddove possibile, alle vie navigabili interne (linea strategica del Libro Bianco dei Trasporti). Accordo di programma Regione, Autorità Portuale, Gestore linea ferroviaria e trasporto merci su rotaia A8.13 Interventi per collegare gli aeroporti alla rete ferroviaria, ad alta velocità/capacità (linea strategica del Libro Bianco dei Trasporti). Accordo di programma Regione, Società di gestione aeroporti, Gestore linea ferroviaria trasporto passeggeri A8.14 Flotte mezzi a terra (mezzi ausiliari): parco mezzi con frequente sostituzione o mezzi ibridi ed elettrici o a basso impatto. Accordo di programma Regione e Società di gestione degli aeroporti

AREA QUALIFICAZIONE ENERGETICA DEL SETTORE PUBBLICO

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Qualificazione energetica del patrimonio pubblico di: Amministrazione regionale Aziende/enti strumentali ATER Enti locali Aziende Sanitarie	- Incentivazione della qualificazione energetica (sviluppo delle fonti rinnovabili - con particolare riferimento all'utilizzo di biomassa, biogas e pompe di calore - risparmio ed efficienza energetica anche mediante diagnosi energetiche) con particolare riferimento al patrimonio edilizio pubblico - Promozione della qualificazione energetica (sviluppo delle fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetica) di strumentazioni e veicoli	Sviluppare un'iniziativa a regia regionale che preveda di individuare, per ciascuna Provincia, le scuole oggetto di interventi di risparmio energetico (isolamento ed efficienza impiantistica), anche mediante contributi in conto capitale e formule innovative di appalti di servizi Effettuare un programma sistematico di *audit* e di diagnosi energetica dei propri immobili e in genere del proprio patrimonio (anche veicoli e macchinari) ai fini della redazione e della realizzazione di un "*Documento di programmazione energetica*" delle PPAA Favorire l'installazione di impianti ad energia rinnovabile posti su edifici, su proprie aree dismesse e da bonificare (per es. coperture in amiantocemento) Promuovere l'utilizzo dei tetti da parte di terzi per l'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile. Incentivazione per la sostituzione di caldaie alimentate a GPL e gasolio con caldaie alimentate a biomassa legnosa, anche cumulativamente con il Conto Energia Termico, nei limiti consentiti dalla normativa vigente. Promozione dei seguenti interventi, anche a regia coordinata (ATER, Comune, Provincia) e mediante contributi in conto capitale e formule innovative di appalti di servizi: - isolamento termico di strutture opache e coperture; sostituzione delle chiusure vetrate con serramenti e vetrocamera basso emissivi, utilizzo di schermature esterne orientabili, installazione di pellicole per limitare la radiazione luminosa trasmessa; - migliorare l'efficienza degli impianti di riscaldamento mediante la sostituzione delle caldaie con modelli ad alto rendimento, l'installazione di circolatori a velocità variabile, l'integrazione con sistemi solari termici e la regolazione automatica	A6.1 Anticipazione dell'attuazione delle disposizioni contenute nella Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, con applicazione dell'obiettivo nazionale a livello regionale: per edifici esistenti, in caso di ristrutturazione degli edifici o di applicazione agli elementi edilizi, dal 1° gennaio 2014 il 3% della superficie coperta utile totale degli edifici riscaldati e/o raffreddati di proprietà del governo regionale e da esso occupati sia ristrutturata ogni anno per rispettare almeno i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti ai sensi della Dir. 2010/31/UE, per quanto tecnicamente, funzionalmente ed economicamente fattibile. La quota del 3% è calcolata sulla superficie coperta totale degli edifici con una superficie coperta utile totale superiore a 500 m^2 di proprietà del governo regionale e da esso occupati che, al 1° gennaio di ogni anno, non soddisfano i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti in applicazione dell'articolo 4 della Dir. 2010/31/UE. Tale soglia è portata a 250 m^2 a partire dal 9 luglio 2015.[15] A6.2 Anticipazione dell'attuazione delle disposizioni contenute nella Direttiva 2010/31/UE: a partire dal 31 dicembre 2018 gli edifici di nuova costruzione occupati da enti pubblici e di proprietà di questi ultimi siano edifici a energia quasi zero A6.8 Anticipazione dell'attuazione delle disposizioni contenute nella Direttiva 2010/31/UE, Art. 13 relative all'affissione dell'attestato di certificazione energetica in edifici in cui una metratura utile totale di oltre 500 m^2 è occupata da enti pubblici e abitualmente frequentata dal pubblico, con riduzione della soglia a 250 m2 dal 9 luglio 2015

[15] Si precisa che la Dir. 2012/27/UE non è stata recepita nell'ordinamento italiano; la Dir. 2010/31/UE è stata recentemente recepita nell'ordinamento italiano con il D.L. 63/2013 convertito con la L. 90 del 3 agosto 2013.

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
		con valvole termostatiche; - prevedere l'installazione di sistemi di ventilazione meccanica a scambio termico al fine di migliorare la qualità dell'aria e limitare le perdite di energia per ventilazione; - installazione di riduttori di flussi per l'Acqua Calda Sanitaria; - sistemi BMS (Building Management System) per la riduzione dei consumi elettrici in edifici nuovi o ristrutturati	
		Promuovere interventi di efficientamento dell'illuminazione pubblica, anche tramite i PAES – Piani di Azione per l'Energia Sostenibile presso le amministrazioni comunali.	
		Sostenere l'adozione da parte dei Comuni di un PICIL[16] con scadenze temporali per interventi di efficientamento e riduzione dell'inquinamento luminoso..	
		Promuovere ed incentivare la sostituzione del parco mezzi delle PPAA con veicoli a basso impatto ambientale (ibridi o alimentati a GPL/metano) o ad emissioni zero (elettrici)	

[16] Piano dell'Illuminazione per il Contenimento dell'Inquinamento Luminoso: strumento, redatto dalle amministrazioni comunali, per il censimento della consistenza e dello stato di manutenzione degli impianti insistenti sul territorio amministrativo di competenza e per la disciplina delle nuove installazioni, nonché dei tempi e delle modalità di adeguamento, manutenzione o sostituzione di quelle esistenti.

AREA QUALIFICAZIONE ENERGETICA E SOSTENIBILITÀ DEL SETTORE EDILIZIA PRIVATA

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Qualificazione energetica e sostenibilità del settore edilizia privata	Promozione della qualificazione energetica (sviluppo delle fonti rinnovabili -con particolare riferimento all'utilizzo di biomassa, biogas e pompe di calore- e risparmio e efficienza energetica anche mediante diagnosi energetiche) del patrimonio edilizio privato	Elaborazione di: - linee guida o un regolamento edilizio-tipo che preveda l'introduzione di criteri per il contenimento dei consumi energetici nei processi di programmazione e progettazione urbanistica ed edilizia, - Norme Tecniche in grado di orientare efficacemente e significativamente verso il risparmio energetico e l'uso di fonti rinnovabili l'intero comparto edilizio sia in fase progettuale sia in fase realizzativa sia funzionale, anche in un'ottica di smart city Promozione dell'integrazione di PAT, PI (L.R. 11/2004) e PUA con contenuti attinenti ai temi dell'energia (bilancio energetico, rigenerazione urbana, progettazione sostenibile, ecc.)	
		Promozione della certificazione della sostenibilità energetico ambientale degli edifici ai sensi dell'art. 4 bis della LR 4/2007	A6.7 Istituzione di un sistema regionale di certificazione ambientale-energetica degli edifici pubblici e privati, in attuazione della DGR n. 2447/2011, coerente con le disposizioni del D. Lgs. 192/2005 e del DM 26 giugno 2009 "Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici"[17]
		Edilizia esistente - Promuovere interventi di risparmio energetico nel caso di restauro delle facciate esterne di condomini i cui consumi specifici siano superiori ad un valore limite corrispondente alla classe C per l'edificio ($kWh/m^2/anno$). - Promuovere in tutti gli edifici esistenti in caso di ristrutturazione dell'impianto termico o di installazione dell'impianto termico o di sostituzione del generatore di calore, la realizzazione della contabilizzazione e	A2.2 Concessione di contributi per incentivare la rottamazione delle stufe tradizionali con impianti ad alta efficienza energetica ai fini della riduzione delle emissioni di particolato[18] A2.3 Introduzione dell'obbligo, analogamente agli impianti a gas naturale, della manutenzione periodica dell'impianto, comprendente la pulizia e controllo della canna fumaria[19] A6.4 Anticipazione dell'attuazione delle disposizioni contenute nella Direttiva 2010/31/UE, Artt. 14, 15, 16

[17] Si precisa che il certificazione ambientale-energetica degli edifici pubblici e privati di cui alla D.G.R.V. 2447/2011 è relativo all' art. 4 bis della L.R. 4/2007 ed è un sistema di certificazione volontario, a differenza di quello obbligatorio di cui al d.lgs. 192/2005. Relativamente al sistema di certificazione obbligatorio di cui al d.lgs. 192/2005 la Regione del Veneto ha provveduto con D.G.R.V. 659/2012 a istituire un registro telematico per l'invio e la gestione ed il monitoraggio dei relativi attestati (A.P.E.).

[18] Con la pubblicazione del DM 28/12/12, il c.d. decreto "Conto Termico", è stata data attuazione al regime di sostegno introdotto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.
Il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo, inclusa l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari, è il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

[19] Tale obbligo è stato recentemente introdotto dalle modifiche apportate al d.lgs. 192/2005 dal D.L. 63/2013 convertito con la L. 90 del 3 agosto 2013.

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
		termoregolazione per singola unità immobiliare, ove tecnicamente possibile. - In caso di ristrutturazione dell'involucro edilizio o di applicazione del piano casa, incentivare l'obbligo, quando il sottosistema di distribuzione e di scambio ne traggano vantaggio, di installazione di valvole termostatiche e sostituzione del sistema di regolazione con apparecchi più efficaci.	relativamente alle ispezioni degli impianti di riscaldamento e condizionamento d'aria o, in alternativa, adozione di misure atte ad assicurare che sia fornita agli utenti una consulenza in merito alla sostituzione delle caldaie, ad altre modifiche dell'impianto di riscaldamento o a soluzioni alternative al fine di valutare l'efficienza e il corretto dimensionamento della caldaia[20] A6.5 Contributi a soggetti privati per la sostituzione di caldaie alimentate a combustibili fossili (gasolio, olio combustibile) con caldaie a metano
		REQUISITI MINIMI OBBLIGATORI PER NUOVI EDIFICI E RISTRUTTURAZIONI IMPORTANTI (ELEMENTI CONTENUTI NEL DPR 59/09) Per gli edifici di nuova costruzione e le ristrutturazioni importanti, **obbligo** di realizzare la schermatura delle superfici vetrate per una percentuale variabile tra il 50% e il 70%. Inoltre, limite alla trasmittanza massima delle pareti esterne [W/m^{2}K] variabile tra 0,16 e 0,40 in base alla zona climatica e alla tipologia di edificio. **Obbligo** di predisposizione all'allacciamento alla rete di teleriscaldamento, quando rientrante nell'ambito della pianificazione energetica comunale.	
		NUOVI EDIFICI: CLASSE A e B ED AUTOMAZIONE DEGLI IMPIANTI ENERGETICI E TECNICI Stabilire che, dal 2018, tutti gli edifici residenziali di nuova costruzione siano almeno in classe B e dal 1/1/2020 siano almeno in classe A con dotazione di sistemi di automazione/domotica.	
		ANTICIPAZIONE OBBLIGHI FONTI RINNOVABILI D.LGS 28/2011 Anticipazione di 1 anno degli obblighi introdotti dall'allegato 3 punti 1 e 2 del D.Lgs. 28/2011 (obblighi per i nuovi edifici o gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti)	A6.3 Obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, secondo valori superiori a quelli definiti dal D. Lgs. 28/2011, All. 3, punto 1: "Nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il

[20] Tale obbligo è stato recentemente introdotto dal D.P.R. 74 del 16/4/2013.

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
			raffrescamento: a) il 20 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013; b) il 35 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016; c) il 50 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017".
		Istituire un fondo di rotazione in conto interessi per finanziare gli interessi nei contratti stipulati dalle E.S.CO. per intervenire sui condomini.	
		Contributo in conto interessi (per interventi sotto i 15.000 €)	
		SVILUPPO URBANO SOSTENIBILE INTEGRATO Individuare le città da proporre per la piattaforma per lo sviluppo urbano sostenibile integrato, al fine di accedere al finanziamento delle azioni integrate per tale piattaforma.	
		Incentivare la creazione in aree densamente abitate, con edifici di proprietà comunale o regionale (quali ATER, ESU, ecc.) di centrali cogenerative per il teleriscaldamento	

AREA GENERAZIONE DISTRIBUITA ED INTERVENTI SULLE RETI DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE DI ENERGIA

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Generazione distribuita, interventi sulle reti di trasporto e distribuzione di energia e Smart Micro-Grid	Promuovere lo sviluppo della generazione distribuita e delle micro-reti intelligenti, con la messa in opera di infrastrutture di telecomunicazione / telecontrollo e l'integrazione dell'impiantistica già presente con reti elettriche di bassa tensione	Promozione della realizzazione di reti di distribuzione dell'energia – prodotta da piccoli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili - provviste di sistemi di comunicazione digitale, di misurazione intelligente e di controllo e monitoraggio (MicroGrids).	
	Promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento	Nel caso di nuove lottizzazioni con volumetria complessiva superiore ad un valore di soglia, promuovere la realizzazione di impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.	A6.6 Attuazione delle disposizioni contenute nel DM 15/03/2012, Art. 4, c. 3, lett. d) ai fini di promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento per la valorizzazione del calore e la riduzione delle sorgenti emissive, secondo criteri di efficienza realizzativa, mediante specifiche previsioni nella pianificazione di livello regionale ed indirizzi per la pianificazione di livello locale
	Promuovere lo sviluppo della generazione distribuita sul territorio	Favorire l'installazione di impianti cogenerativi / trigenerativi di piccola taglia (microcogeneratori e microtrigenerazione) nei centri storici.	

AREA RICERCA & SVILUPPO

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Sostegno a progetti di ricerca e innovazione che determinino risparmio di energia nella produzione e/o nell'utilizzo di materiali e soluzioni, promossi da imprese, associazioni, fondazioni, sistema universitario, laboratori della ricerca, etc. Sostegno a ricerche e studi specifici in tema di utilizzo della risorsa geotermica e idrotermica Valorizzazione della trasformazione dei risultati conseguiti nella ricerca in esperienza ed innovazione diffusa relativamente a materiali e soluzioni che determino risparmio di energia nella produzione e/o nell'utilizzo di materiali e soluzioni	Sostegno ad interventi nell'ambito: - dell'innovazione tecnologica dei materiali e dei processi, con particolare riferimento al settore dell'edilizia, dell'industria e dell'ICT (in collegam. con finanziamenti per smart city); - dello sviluppo di nuove tecnologie, specie con riferimento ai processi di produzione del biogas, del biometano, del trattamento del digestato. Sostegno ad interventi finalizzati allo sviluppo della produzione e separazione e accumulo di idrogeno, della produzione di materiali, componenti e configurazioni innovative di celle a combustibile. Sostegno a ricerche e studi specifici per l'utilizzo della fonte geotermica (specie a media ed alta entalpia anche mediante verifiche nelle aree ad anomalia termica) ed idrotermica (specie mediante studi dedicati per l'utilizzo di acque di laghi, fiumi e mare) Promozione delle attività di trasferimento tecnologico nell'industria, nelle PMI, nel settore dell'artigianato e in agricoltura Sostegno alla realizzazione, messa a punto e applicazione di un sistema di certificazione energetico - ambientale per impianti di produzione di energia, in particolare biomasse-biogas Start up settore energia	Sostegno a progetti di ricerca collaborativa delle PMI con laboratori di ricerca e centri per l'innovazione. Sostegno ad interventi nell'ambito dell'innovazione tecnologica dei materiali e dei processi, con particolare riferimento al settore dell'edilizia, dell'industria e dell'ICT (in collegam. con finanziamenti per smart city); Sostegno ad interventi finalizzati allo sviluppo della produzione e separazione e accumulo di idrogeno, della produzione di materiali, componenti e configurazioni innovative di celle a combustibile. Sostegno a ricerche e studi specifici per l'utilizzo della fonte idrotermica (specie mediante studi dedicati per l'utilizzo di acque di laghi, fiumi e mare) Sostegno alle start up settore energia Attivare fondi per l'innovazione tecnologica che finanzino attività di ricerca industriale e sviluppo pre-competitivo riguardo i processi di produzione del biogas e del biometano, le tecnologie di pre-trattamento delle biomasse e di trattamento del digestato. Promuovere la ricerca di fluidi geotermici in profondità, anche con la perforazione di pozzi pilota, per la ricerca di risorse a media entalpia da destinare ad impianti di teleriscaldamento o di produzione di energia elettrica con ciclo binario. Promuovere la ricerca per lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica da FER Finanziare progetti di ricerca che prevedono l'individuazione di soluzioni informatiche–software per la raccolta e la gestione delle informazioni sui consumi energetici-impianti/macchinari e illuminazione delle linee produttive e degli uffici amministrativi, propedeutico all'ottimizzazione delle produzioni). Il progetto dovrebbe consentire una gestione integrata delle informazioni da utilizzare al fine di ridurre i consumi derivanti dall'utilizzo di macchinari e dall'illuminazione. Promuovere e sviluppare un sistema di qualificazione energetico-ambientale per impianti di produzione di energia alimentati a FER che producono emissioni inquinanti. Promuovere la ricerca per la messa a punto di metodologie e strumenti per la stima delle performance energetiche di aggregati di edifici, finalizzate alla definizione di azioni e strategie nei piani urbanistici	

AREA FORMAZIONE, INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Promozione di campagne informative e di orientamento rivolte a utenti - consumatori	Divulgazione della cultura del risparmio, dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili anche attraverso la diffusione di buone pratiche.	Divulgazione della cultura del risparmio, dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili specie nei confronti di: Amministratori di condominio o presso le scuole.	B5.1 Ottemperare agli obblighi di informazione al pubblico. B5.2 Favorire iniziative di comunicazione volte al consenso sociale sulle misure del Piano. B5.3 Attuare campagne informative su specifiche tematiche: campagna informativa sull'utilizzo della legna; campagna informativa sulle diverse offerte di trasporto pubblico; campagna informativa sul fenomeno di inquinamento da polveri sottili in Pianura Padana
	Promuovere la cooperazione tra utenti (cittadini, imprese, enti pubblici) per la produzione di energia rinnovabile finalizzata all'autoconsumo, in particolare per i soggetti svantaggiati.	Promuovere indagini sugli effetti del comportamento degli utenti di edifici pubblici (compresa l'edilizia residenziale pubblica e sociale) ad alte prestazioni energetico-ambientali e avviare campagne informativo-educative	
	Promuovere la costituzione di gruppi di acquisto di: - gas ed energia elettrica, al fine di ridurre la spesa energetica, incentivare la concorrenza e sollecitare i soggetti che si occupano di distribuire l'energia ad un servizio più efficiente; - di tecnologie ad elevato risparmio energetico, quali ad es. caldaie, pompe di calore o auto elettriche.	Promuovere la costituzione di gruppi di acquisto di gas ed energia elettrica, con natura di associazione riconosciuta, al fine di ridurre la spesa energetica, incentivare la concorrenza e sollecitare i soggetti che si occupano di distribuire l'energia ad un servizio più efficiente.	
		Promuovere la costituzione di gruppi di acquisto di tecnologie, quali caldaie e pompe di calore o auto elettriche, basandosi sulle iniziative già esistenti di gruppi di acquisto per il solare termico ed il fotovoltaico.	
		Favorire il livellamento verso l'alto del mercato degli elettrodomestici, tramite campagne rivolte al consumatore e strumenti per la sostituzione degli stessi come buoni sconto.	
	Informazione in tema di fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici	Dotare il sito web della Regione di una specifica sezione ove poter consultare fra l'altro: la normativa vigente in tema di produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio ed efficienza energetici, le competenze per l'approvazione dei progetti di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, le principali fonti di finanziamento comunitarie, statali e regionali disponibili, vari documenti di interesse.	
Azioni formative e diffusione di informazione settoriale specifica in materia di energie rinnovabili, efficienza e risparmio energetici	Azioni formative in materia di installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, materiali e tecnologie che determinino risparmio ed efficienza energetica, puntando su circuiti formativi ad alta specializzazione anche con il coinvolgimento di ordini e collegi professionali (ad es. formazione specifica destinata a produttori primari di legna da ardere e cippato - imprese boschive ed agricole). Attività di informazione tecnica specialistica,	Iniziative destinate a: - produttori primari di legna da ardere e cippato (imprese boschive e agricole) attraverso l'attivazione di iniziative con due specifici obiettivi: • Formare personale qualificato per l'utilizzo di macchine forestali tecnologicamente avanzate • Formare i titolari delle imprese alla qualità dei biocombustibili solidi alla conoscenza delle norme tra le quali la UNI EN 14961 - installatori e manutentori caldaie e apparecchi domestici a biomassa: soddisfare la necessità formativa indicata dalla normativa di riferimento.	

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
	anche mediante la produzione di specifico materiale informativo, in tema di risparmio, efficienza energetica e sviluppo di fonti rinnovabili, con il coinvolgimento di istituti universitari, ordini e collegi professionali.	Promozione di un programma di attività informative da svolgersi in collaborazione con EELL; associazioni di categoria e operatori del settore, volto a diffondere la conoscenza delle opportunità e dei vantaggi derivanti dagli investimenti in materia di risparmio ed efficienza energetica.	

AREA RAPPORTI CON ALTRI SOGGETTI

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Assicurare il confronto con gli stakeholder in tema di energia	Potenziamento del "tavolo permanente per la condivisione degli obiettivi, l'individuazione delle azioni da svolgere e la verifica dei risultati, nei seguenti ambiti di attività in materia di energia: - pianificazione e produzione normativa/regolamentare di semplificazione; - informazione e monitoraggio; - rapporti interistituzionali; - ricerca ed innovazione; - comunicazione" (D.G.R.V. n. 1032 del 12/7/2011)	Attività del tavolo permanente per l'energia ex DGRV 1032/2011. Stabilire un rapporto costruttivo con gli istituti di credito, a sostegno degli interventi di riqualificazione energetica.	---
Coordinamento sul territorio	Potenziamento dell'attività progettuale, di coordinamento e condivisione delle attività – nell'ambito anche di una complessiva azione di ammodernamento, adeguamento e rafforzamento della governance regionale in tema di energia - finalizzate alla soddisfazione delle esigenze del territorio. Gli ambiti oggetto di intervento potranno essere i seguenti: opere infrastrutturali energetiche, formazione degli operatori nel campo delle fonti rinnovabili, certificazione energetica degli edifici e della certificazione ambientale volontaria ex L.R. 4/2007, attuazione e sviluppo coordinato delle politiche nel campo dell'energia sostenibile.	Puntare su strumenti e iniziative come i Patti dei Sindaci per governare e promuovere soluzioni e progetti in favore dell'efficienza energetica, per diffondere la cultura energetica nel territorio e per avvicinare gli amministratori locali alle azioni specifiche	

AREA MONITORAGGIO

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Monitoraggio	Monitoraggio degli obiettivi di burden sharing attraverso anche la creazione di un catasto regionale degli impianti energetici, in grado di monitorare anche i consumi energetici, ed un archivio delle best practice realizzate e replicabili nel territorio della regione	Sviluppo di uno strumento informatico di monitoraggio regionale degli impianti e dei consumi energetici e di raccolta delle best practice che consenta di associare informazioni geografiche e di posizione ai principali elementi territoriali di riferimento.	A1.6 Realizzazione e implementazione, da parte di ARPAV, di un catasto georeferenziato degli impianti a biomassa presenti sul territorio regionale.[21]

[21] Con DGRV n. 2917 del 28 dicembre 2012 per le finalità del D.M. del 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing), è stato dato avvio ad uno studio di fattibilità - tramite la collaborazione tra l'Unità di Progetto Energia e la Direzione Sistemi Informativi - volto a definire le modalità di realizzazione di una banca dati degli impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili, finalizzata anche al monitoraggio dei consumi energetici lordi finali del territorio della Regione del Veneto.

AREA ALTRO

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
Pianificazione urbanistica e smart city	Promozione sul territorio di processi di programmazione e progettazione urbanistica ed edilizia, anche in un'ottica di smart city	Favorire nei nuovi insediamenti la pluralità di funzioni (residenza-attività lavorative – servizi) per ridurre gli spostamenti casa / lavoro / uffici pubblici	
		Promuovere la formazione di reti intelligenti di edifici (building cluster) per il miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali dei sistemi insediativi.	
Gare	Promozione della previsione di utilizzo di fonti rinnovabili o di contenimento dei consumi nei criteri di priorità di aggiudicazione delle gare di fornitura di beni, servizi e lavori	Promozione della previsione di utilizzo di fonti rinnovabili o di contenimento dei consumi nei criteri di priorità di aggiudicazione delle gare di fornitura di beni, servizi e lavori	
Riparto fondi pubblici	Introduzione nei criteri di riparto dei fondi pubblici di una premialità a favore dei soggetti che utilizzano fonti rinnovabili e/o riducono i consumi energetici	Introduzione nei criteri di riparto dei fondi pubblici (ad es. del Trasporto Pubblico Locale, contributi agli enti locali) di una premialità a favore dei soggetti che utilizzano fonti rinnovabili e/o riducono i consumi energetici	
Semplificazione e riordino della disciplina in materia di energia	Razionalizzazione della disciplina regionale specie in tema di iter autorizzativi degli impianti alimentati a fonti rinnovabili anche mediante l'introduzione di semplificazioni procedurali	Promuovere l'impiego dell'Olio Vegetale Puro (OVP) in impianti per la produzione di energia a patto che a questa sia associata la valorizzazione e l'impiego sensibile dell'energia termica con la cogenerazione o trigenerazione. Ottimizzare la funzionalità degli impianti per la produzione di energia rinnovabile da biomasse mediante: - Riduzione delle emissioni - Incremento del rendimento di impianto[22] come segue o almeno 60% per gli impianti alimentati da combustibili prodotti da impianti di recupero dei rifiuti oppure da biomassa, legna, biogas e gas di sintesi da biomasse; o almeno 80% in tutti gli altri casi.	
		Promuovere il recupero di calore dalle acque di scarico delle attività termali, anche attraverso la modifica dell'attuale disciplina, per consentire il recupero termico destinato a usi energetici	
		Predisporre una disciplina quadro in materia di autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica e termica da fonte rinnovabile, Prevedere forme di semplificazione/agevolazione tarate	A1.1 Emanazione dei "Criteri per l'autorizzazione e la gestione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a BIOGAS, di potenza termica nominale ≤ 10 MW, ai fini del rispetto dei valori limite e valori obiettivo

[22] Su base annuale, il rapporto tra l'energia prodotta dall'impianto ed effettivamente utilizzata, in quanto immessa in una o più reti energetiche (rete elettrica, rete di teleriscaldamento ecc.) oppure immessa in uno o più impianti di utilizzazione oppure di trasformazione energetica, e l'energia termica introdotta come combustibile.

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
		specificamente per le singole fonti o per specifiche tipologie di impianti, quali ad es. a) l'applicazione di tempistiche accelerate per l'approvazione dei progetti di particolare pregio energetico/ambientale/paesaggistico; b) l'esenzione dalla verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA per i progetti che hanno bassa incidenza dal punto di vista ambientale; c) estensione delle soglie per l'applicazione della procedura amministrativa semplificata (PAS) e della comunicazione relativa alle attività in edilizia libera.	della qualità dell'aria" A1.2 Emanazione dei "Criteri per l'autorizzazione e la gestione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a BIOMASSE SOLIDE, di potenza termica nominale ≤ 10 MW, ai fini del rispetto dei valori limite e valori obiettivo della qualità dell'aria" A1.3 Emanazione dei "Criteri per l'autorizzazione e la gestione degli impianti di produzione di energia elettrica a BIOLIQUIDI e BIODIESEL di potenza termica nominale ≤ 10 MW alimentati, ai fini del rispetto dei valori limite e valori obiettivo della qualità dell'aria" A1.4 Emanazione dei "Criteri per l'autorizzazione e la gestione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da RIFIUTI PARZIALMENTE BIODEGRADABILI, ai fini del rispetto dei valori limite e valori obiettivo della qualità dell'aria" A1.8 Inserimento di prescrizioni tecniche nelle autorizzazioni ai nuovi impianti a biomassa rilasciate a livello comunale e regionale.
		Favorire l'utilizzo del biometano in assetto cogenerativo, anche in connessione con impianti di teleriscaldamento.	
		Approvazione delle modifiche di Piano da parte della Giunta regionale, sentita la competente commissione consiliare, la quale avrebbe facoltà di esprimere il proprio parere entro un tempo determinato (che potrebbe essere di 30 giorni) dal ricevimento delle proposte. In caso di mancata espressione del parere entro il termine prestabilito si potrebbe procedere con l'adozione con DGR delle modifiche al Piano.	
		Attività di monitoraggio finalizzata ad evitare l'utilizzo eccessivo di suolo agricolo per la produzione di biomasse e bioliquidi a fini energetici e spargimento del digestato.	
Misure di mitigazione della pressione ambientale	Individuazione della disciplina volta a prescrivere le misure di mitigazione finalizzate a ridurre o eliminare il potenziale impatto negativo derivante dallo sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sul territorio	Individuazione della disciplina volta a prescrivere le misure di mitigazione finalizzate a ridurre o eliminare il potenziale impatto negativo derivante dallo sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sul territorio	A2.1 Divieto di uso degli apparecchi peggiori e insostenibili da un punto di vista ambientale (quali ad es. i camini aperti). Tale divieto dovrà essere opportunamente accompagnato da adeguata informazione al pubblico. Il divieto dovrà essere totale in presenza di altri impianti di riscaldamento e dovrebbe essere applicato in aree a rischio di inquinamento atmosferico A2.4 Rafforzare il divieto di combustione incontrollata di sfalci, potature ed altri residui agricoli compatibilmente con le esigenze e pratiche agricole più importanti accompagnando il provvedimento con specifiche prescrizioni a livello locale

LINEE D'INTERVENTO	ATTIVITÀ PREVISTE	AZIONI PUNTUALI ATTIVABILI NEL PRIMO TRIENNIO	AZIONI programmate per il periodo 2013-2020 nel Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera ex DGRV 2872/2012
			A5.1 L'adozione delle BAT o BREF di settore nella quasi totalità dei casi ha consentito il raggiungimento di standard emissivi molto ambiziosi. E' necessario imporre la progettazione e le scadenze per l'installazione di sistemi di abbattimento in linea con le BAT durante la fase istruttoria dei processi autorizzativi AIA .
Altro	Altro Incentivazioni varie	Agevolare anche mediante finanziamenti la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili: a- in aree degradate o in siti contaminati b- con il minor consumo del territorio o con l'utilizzo di componenti tecnologici innovativi, atti ad ottenere una maggiore sostenibilità ambientale ed una migliore integrazione nel territorio; c- impianti in cui si applicano soluzioni tecnologiche innovative che permettono la maggiore valorizzazione dei potenziali energetici; d- impianti che prevedono il recupero di energia termica; e- impianti presentati da aziende che hanno già ottenuto certificazioni ambientali (ISO 14001/EMAS) e/o della qualità (ISO 9001) e/o energetiche (EN 16001)	
		Sostenere gli investimenti in attrezzature specializzate o tecnologicamente avanzate (come gru a cavo o forwarder).	
		Promuovere la realizzazione di impianti di cedui a media rotazione (5 o più anni)	
		Promozione della realizzazione delle piattaforme per la produzione di biocombustibili solidi ex L.R. 4/2011, c. 1 dell'art. 7 bis	
		prevedere un sistema di incentivi finalizzati alla diffusione dei distributori a biometano per autotrazione mediante riduzione delle accise regionali e risorse di green procurement	

10. MONITORAGGIO DEL PIANO

10.1 Premessa

Ai sensi dell'art. 18 comma 1 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. "il monitoraggio assicura il controllo sugli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione dei piani e dei programmi approvati e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, così da individuare tempestivamente gli impatti negativi imprevisti e da adottare le opportune misure correttive.
Il monitoraggio è effettuato avvalendosi del sistema delle Agenzie ambientali".
Il sistema di monitoraggio deve consentire di valutare gli effetti prodotti dal Piano sull'ambiente.
Deve inoltre verificare se le condizioni analizzate e valutate in fase di costruzione del Piano abbiano subito evoluzioni significative, se le interazioni con l'ambiente stimate si siano verificate o meno e se le indicazioni fornite per ridurre e compensare gli effetti significativi siano state sufficienti a garantire un elevato livello di protezione ambientale.
A tal fine il monitoraggio deve prevedere:

- modalità di acquisizione delle informazioni, di calcolo degli indicatori con indicazione degli eventuali strumenti di supporto (es. database, web gis ecc)
- in caso di impatti negativi imprevisti individuazione delle modalità per rendere il Piano nuovamente coerente con gli obiettivi di sostenibilità fissati;
- l'individuazione delle responsabilità del monitoraggio (in particolare responsabilità relative alla rilevazione, acquisizione, elaborazione dei dati e proposte di riorientamento del Piano), della tempistica e delle modalità di svolgimento,
- l'individuazione delle modalità di comunicazione e partecipazione dei risultati del monitoraggio del Piano in riferimento ai soggetti con competenze ambientali e al pubblico.

Nei successivi paragrafi pertanto si individuano le tipologie di monitoraggio e gli indicatori, definendo frequenze di monitoraggio ritenute congrue e sufficienti sulla base dei tempi di risposta dell'ambiente alla possibile pressione ambientale prodotta dalle azioni di Piano, e delle tempistiche di intervento nel caso di effetti negativi prodotti dal Piano.
Il monitoraggio verrà condotto mediante gli indicatori individuati nel presente documento e mediante gli ulteriori indicatori significativi che nel frattempo si rendessero disponibili.

10.2 Tipologia di monitoraggio e indicatori

Monitoraggio del contesto

Permette di studiare le dinamiche complessive di variazione del contesto di riferimento del Piano. Utilizza indicatori che vengono assunti all'interno Piano come elementi di riferimento da cui partire per operare le proprie scelte, mostrando come si è contribuito o meno al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati e che variazioni si sono prodotte sul contesto.
Attraverso l'individuazione di opportuni indicatori di contesto è possibile descrivere l'evoluzione del contesto ambientale; tuttavia tali indicatori spesso non forniscono informazioni precise o comunque direttamente correlabili agli effetti ambientali del Piano, sia per i lunghi tempi di risposta dell'ambiente che per la compresenza di differenti attività sul territorio che rendono difficile la correlazione diretta degli effetti del Piano sull'ambiente.
Gli indicatori di contesto ambientale sono prodotti da ARPAV in qualità di soggetto istituzionalmente preposto al controllo ed al monitoraggio ambientale per le diverse matrici ambientali. L'Agenzia provvede all'aggiornamento degli indicatori e alla loro pubblicazione nelle specifiche sezioni del proprio sito WEB, nonché alla periodica trasmissione all'U.P. per il Sistema Informativo Territoriale e la Cartografia della Regione Veneto di ulteriori indicatori definiti dalla LR 11/04.
Sono individuati anche gli indicatori di contesto energetico, attualmente disponibili, per poter efficacemente rappresentare il complesso degli interventi volti a:

- ridurre consumi e sprechi energetici ed incrementare l'efficienza
- aumentare il ricorso alle fonti rinnovabili per l'approvvigionamento del fabbisogno energetico.

10.3 Monitoraggio del Piano

Riguarda strettamente i contenuti e le azioni del Piano. Permette di verificare in che modo l'attuazione del Piano stia contribuendo al raggiungimento degli obiettivi prefissati e a modificare gli elementi di contesto anche ambientale, sia in senso positivo che in senso negativo. Il monitoraggio permette inoltre di individuare le relative misure di mitigazione/compensazione, nonché verificare l'applicazione delle azioni previste.
L'indicatore generale di Piano, che sostanzialmente consente di monitorare il raggiungimento dell'obiettivo burden sharing è l'obiettivo anticipato al cap. 2 del presente documento:

Indicatore	Reperibilità	Frequenza Aggiornamento
monitoraggio obiettivo burden sharing regionale (espresso in %): $\frac{\text{(consumi finali lordi coperti da fonti energetiche rinnovabili)}}{\text{(consumi finali lordi totali)}}$	SIMERI sistema italiano per il monitoraggio statistico delle energie rinnovabili: Elettricità, Riscaldamento - Raffreddamento e Trasporti (elaborazioni GSE su dati Terna - Regioni - Ministero- etc.)	• giugno 2015, • giugno 2017 • giugno 2019

Tabella 10-1 Indicatore generale del Piano Energetico Regionale Fonti rinnovabili, Risparmio ed Efficienza energetici

A questo indicatore si affiancano indicatori di processo basati sull'analisi delle azioni previste dal Piano che, generando attività di tipo antropico, determinano pressioni sull'ambiente. Il loro ruolo è la descrizione dello stato di attuazione delle azioni attivate dal Piano.
Nella Tabella 10-2 sono riportati gli indicatori di processo ritenuti più significativi per il monitoraggio delle azioni di Piano il cui popolamento è a cura dell'U.P. Energia della Regione Veneto.
Si segnala che taluni indicatori di processo, pur fornendo un dato quantitativo sulle attività realizzate confrontabile nel tempo, non consentono di misurare il preciso contributo delle azioni cui sono correlati al raggiungimento dell'obiettivo del Piano. Ciò è dovuto alla natura stessa di talune azioni (come ad es. quelle inerenti l'attività di formazione, informazione, e rapporti con altri soggetti), volte a sviluppare conoscenza, stimolare partecipazione e favorire il coinvolgimento dei diversi stakeholder, e pertanto in grado di provocare "ricadute" non immediatamente riconoscibili e misurabili, anche sull'ambiente.

Azione da monitorare	Indicatore	Frequenza aggiornamento
Promozione di mobilità sostenibile	Rinnovo del parco veicolare circolante del servizio del TPL: n. mezzi TPL sostituiti all'anno	annuale
	N. mezzi TPL alimentati a en. elettrica/misti	annuale
Qualificazione energetica settore edilizia	Volumi nuovo edificato classe A e A+ (residenziale / non residenziale)	annuale
	Volumi ristrutturato classe A e A+ (residenziale / non residenziale)	annuale
Generazione distribuita e interventi sulle reti di trasporto e distribuzione di energia	Estensione reti di teleriscaldamento / teleraffrescamento	biennale
	N. utenti serviti da reti di teleriscaldamento / teleraffrescamento	
Formazione Informazione e Comunicazione	N. iniziative di comunicazione - informazione - formazione promosse in tema di fonti rinnovabili, risparmio e efficienza energetica	annuale
Rapporti con altri soggetti	n. iniziative realizzate nell'ambito del tavolo "tavolo permanente per la condivisione degli obiettivi, l'individuazione delle azioni da svolgere e la verifica dei risultati, nei seguenti ambiti di attività in materia di energia: - pianificazione e produzione normativa/regolamentare di semplificazione; - informazione e monitoraggio; - rapporti interistituzionali; - ricerca ed innovazione; - comunicazione" (D.G.R.V. n. 1032 del 12/7/2011)	annuale

Tabella 10-2 Principali indicatori di processo del Piano Energ. Regionale Fonti rinnovabili, Risparmio ed Efficienza energetici

Gli indicatori di variazione del contesto energetico, attualmente disponibili sono riassunti nella seguente tabella:

Indicatore di variazione di contesto energetico	Soggetto rilevatore	Frequenza aggiornamento
Impianti fotovoltaici Incremento: - n. impianti attivi - potenza - produzione energetica	GSE (SIMERI)	annuale
Impianti alimentati a Biogas: Incremento: - n. impianti attivi - potenza produzione energetica	GSE (SIMERI)	annuale
Impianti alimentati a Biomasse Liquide: Incremento: - n. impianti attivi - potenza - produzione energetica	GSE (SIMERI)	annuale
Impianti alimentati a Biomasse Solide: Incremento: - n. impianti attivi - potenza - produzione energetica	GSE (SIMERI)	annuale
Impianti alimentati a Parte biodegr. dei rifiuti: Incremento: - n. impianti attivi	GSE (SIMERI)	annuale

Indicatore di variazione di contesto energetico	Soggetto rilevatore	Frequenza aggiornamento
- potenza - produzione energetica		
Impianti eolici: Incremento: - n. impianti attivi - potenza - produzione energetica	GSE (SIMERI)	annuale
Impianti idroelettrici: Incremento: - n. impianti attivi - potenza - produzione energetica	GSE (SIMERI)	annuale
Incremento produzione regionale di energia elettrica da fonte rinnovabile	GSE-TERNA	annuale
Consumi di energia elettrica per settore merceologico	TERNA	annuale
Riduzione del consumo rispetto ad un valore medio per l'edilizia residenziale	Regione del Veneto – U.P.Energia	annuale
Riduzione del consumo rispetto ad un valore medio per l'edilizia non residenziale	Regione del Veneto – U.P.Energia	annuale

Tabella 10-3 Principali indicatori di variazione del contesto energetico del Piano Energ. Regionale Fonti rinnovabili, Risparmio ed Efficienza energetici

Gli indicatori ambientali sui temi della qualità dell'aria e delle emissioni che risultano essere più strettamente correlati al Piano sono:

Qualità dell'ARIA		
Indicatore	**Reperibilità**	**Frequenza Aggiornamento**
Valore limite annuale (NO_2)	SITO WEB ARPAV	Giornaliera/annuale
Valore limite annuale (PM_{10})	SITO WEB ARPAV	Annuale (disponibile dal 2005 in poi)
Valore limite giornaliero (PM_{10})	SITO WEB ARPAV	Annuale (disponibile dal 2005 in poi)
Valore obiettivo di benzo(a)pirene	SITO WEB ARPAV	Annuale (disponibile dal 2005 in poi)

Tabella 10-4 Principali indicatori ambientali sul tema della qualità dell'aria del Piano Energ. Regionale Fonti rinnovabili, Risparmio ed Efficienza energetici

Emissioni in atmosfera		
Indicatore	**Reperibilità**	**Frequenza Aggiornamento**
Emissioni in atmosfera di gas ad effetto serra (CO_2, CH_4, N_2O)	SITO WEB ARPAV	Ogni 5 anni a partire dal 2005 (fonte INEMAR)
Emissioni in atmosfera di precursori di ozono troposferico (NO_x, COV)	SITO WEB ARPAV	Ogni 5 anni a partire dal 2005 (fonte INEMAR)
Emissioni in atmosfera di particolato primario (PM_{10})	SITO WEB ARPAV	Ogni 5 anni a partire dal 2005 (fonte INEMAR)

Tabella 10-5 Principali indicatori ambientali sul tema delle emissioni in atmosfera del Piano Energ. Regionale Fonti rinnovabili, Risparmio ed Efficienza energetici

Le schede metadati sono riportate nel SITO WEB ARPAV:
http://www.arpa.veneto.it/arpavinforma/indicatori-ambientali/indicatori_ambientali/atmosfera
Per tener conto degli effetti ambientali in particolare legati all'utilizzo delle biomasse si definiscono gli indicatori di variazione del contesto ambientale forniti da ARPAV e riassunti nella seguente tabella:

Indicatore	Reperibilità	Frequenza Aggiornamento
Stima della variazione delle emissioni di PM10 dai macrosettori M1 (Combustione - Energia e industria di trasformazione) e M2 (Combustione – Non industriale), e valutazione del loro peso rispetto al totale delle emissioni regionali, rispetto all'anno base 2010	Disaggregazione provinciale inventario nazionale ISPRA (inventario regionale INEMAR se disponibile)	2015, 2020
Stima della variazione delle emissioni di IPA dai macrosettori M1 (Combustione - Energia e industria di trasformazione) e M2 (Combustione – Non industriale), e valutazione del loro peso rispetto al totale delle emissioni regionali, rispetto all'anno base 2010	Disaggregazione provinciale inventario nazionale ISPRA (inventario regionale INEMAR se disponibile)	2015, 2020
Stima della variazione delle emissioni di Diossine e Furani dai macrosettori M1 (Combustione - Energia e industria di trasformazione) e M2 (Combustione – Non industriale), e valutazione del loro peso rispetto al totale delle emissioni regionali, rispetto all'anno base 2010	Disaggregazione provinciale inventario nazionale ISPRA (inventario regionale INEMAR se disponibile)	2015, 2020

Tabella 10-6 Principali indicatori ambientali connessi all'utilizzo delle biomasse del Piano Energ. Regionale Fonti rinnovabili, Risparmio ed Efficienza energetici

Come parametro di confronto che permette di valutare l'andamento degli indicatori sopra riportati, rappresentativi delle pressioni ambientali dovute anche alle azioni di Piano, si assumeranno come riferimento le emissioni regionali all'anno 2010 per gli inquinanti considerati, riportati nella tabella a seguire (fonte: Disaggregazione dell'inventario nazionale 2010, http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventaria/versione-2.0-dell2019inventario-provinciale-delle-emissioni-in-atmosfera/view).

Inquinante	Emissioni regionali dai macrosettori M1 (Combustione - Energia e industria di trasformazione) e M2 (Combustione – Non industriale)	Emissioni totali regionali (derivanti da tutti i macrosettori)	Peso delle emissioni regionali dai macrosettori M1 (Combustione - Energia e industria di trasformazione) e M2 (Combustione – Non industriale) rispetto al totale delle emissioni regionali
PM10 (t/anno)	9818	21818	45%
IPA (kg/anno)	8362	10323	81%
Diossine (g/anno)	7.8	26.9	29%

Tabella 10-7 Emissioni regionali all'anno 2010 (ARPAV)

10.4 Organizzazione del sistema di monitoraggio

a) Soggetto responsabile del monitoraggio:
U.P. Energia della Regione Veneto che si avvale dell'ARPAV per gli indicatori di specifica competenza e delle seguenti altre strutture regionali:
Direzione Sistema Statistico Regionale, Industria e Artigianato; Direzione Commercio; Direzione Demanio Patrimonio Sedi; Direzione Ambiente; Direzione Geologia e Georisorse; Direzione Difesa del Suolo; U.P. Edilizia Abitativa; Direzione Lavori Pubblici; Urbanistica Paesaggio; Direzione Sviluppo Economico; Ricerca e Innovazione; Unità di Progetto Foreste e Parchi; Direzione Comunicazione e Informazione; Pianificazione Territoriale e Strategica; Direzione Agroambiente; Direzione Piani e Programmi settore primario; Direzione Economia e Sviluppo Montano; Direzione Formazione; Direzione Progetto Venezia; Direzione Mobilità

b) Frequenza monitoraggio
Il monitoraggio del Piano verrà condotto con frequenza annuale.
Gli indicatori saranno aggiornati con le frequenze previste e riportate nella tabelle precedenti.

c) Modalità di comunicazione e di diffusione degli esiti del monitoraggio
U.P. Energia predisporrà il Rapporto di monitoraggio del Piano che verrà aggiornato con frequenza annuale e pubblicato nel sito web della Regione.

d) Azioni da intraprendere nel caso di effetti negativi
Qualora in fase di monitoraggio si evidenziassero effetti negativi si procederà tempestivamente nel seguente modo:

Effetti negativi sul contesto ambientale misurati da indicatori di contesto: come già evidenziato l'eventuale comparsa di un trend peggiorativo delle condizioni ambientali evidenziate dagli indicatori di contesto non è direttamente correlabile ad un effetto negativo ambientale dovuto al Piano, sia per i lunghi tempi di risposta dell'ambiente che per la compresenza di differenti attività sul territorio che rendono difficile la diretta correlazione degli effetti del Piano rispetto alle diverse attività antropiche. Si procederà comunque alla verifica di questi indicatori e alla loro interpretazione nel contesto regionale e locale avvalendosi della collaborazione dell'ARPAV.
L'analisi verrà condotta valutando anche l'andamento degli indicatori di variazione del contesto che descrivono gli effetti positivi o negativi del contesto ambientale attribuibili all'attuazione del Piano, nonché i risultati del monitoraggio del Piano Regionale Risanamento dell'Atmosfera per le strette correlazioni esistenti con il presente Piano.

Mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi misurati da indicatori di processo che descrivono lo stato di attuazione delle azioni attivate dal Piano nonché delle eventuali mitigazioni e compensazioni: l'analisi dell'attuazione di queste azioni e la verifica del raggiungimento dei target prefissati consentirà una valutazione dell'efficacia e dell'efficienza delle azioni di Piano. L'analisi periodica dello stato di

attuazione e dei risultati raggiunti permetterà di predisporre eventuali misure correttive al piano che potranno essere definite attraverso interventi mirati nell'ambito di una revisione del Piano stesso.
L'analisi verrà condotta valutando anche:
- i risultati del monitoraggio dell'indicatore generale di monitoraggio dell'obiettivo regionale di burden sharing,
- la rideterminazione di incentivi ed agevolazioni nazionali.
- l'evoluzione dello sviluppo economico del tessuto produttivo regionale,
- la disponibilità di risorse economiche a sostegno delle azioni regionali in programma.

A. ALLEGATO AL CAPITOLO 5 "ASSETTO ENERGETICO REGIONALE"

A.1. Metodologia, unità di misura e fonti informative per la valutazione dell'assetto energetico regionale

La valutazione dell'Assetto Energetico di un territorio è uno strumento utile per molteplici aspetti:

- evidenzia le quantità complessive di energia consumate, le modalità di produzione, reperimento sul mercato, trasporto, trasformazione ed utilizzo in un dato periodo di tempo; in particolare evidenzia il grado di dipendenza dall'esterno, l'offerta interna di energia, la distribuzione della domanda tra i diversi settori produttivi, le perdite di trasformazione e di trasporto, ecc.
- permette di schematizzare i flussi di energia;
- è una base per la valutazione delle ricadute ambientali, economiche e sociali di un determinato sistema energetico ed è indispensabile per la stesura di un Piano Energetico che indirizzi la politica di un territorio in materia di energia.

Nella valutazione dell'assetto energetico regionale si assume l'ipotesi condivisibile dello "stato stazionario", ovvero si considera che all'interno del territorio considerato e nell'arco di un anno la variazione dell'accumulo di energia sia pari a zero. Ciò significa considerare che nell'anno rimangano costanti i quantitativi conservati negli eventuali stoccaggi di prodotti petroliferi, di gas naturale, di carbone, di biomasse o nei bacini idroelettrici.

Segue un elenco descrittivo delle voci analizzate nella definizione dell'Assetto Energetico della Regione del Veneto, allo scopo di chiarire il significato della classificazione compiuta per garantire la comprensione delle valutazioni effettuate e fornire le indicazioni indispensabili per la replicabilità dell'analisi.

<u>Generazione</u>

- Produzione di gas naturale: con questa voce s'intende l'estrazione di gas naturale da giacimenti presenti nel territorio. Il Ministero dello Sviluppo Economico fornisce i dati relativi all'estrazione dal sito di coltivazione di S. Andrea che interessa alcuni comuni della Provincia di Treviso nella zona di Conegliano e Vittorio Veneto.
- Produzione di prodotti petroliferi: non risultano attivi giacimenti nel territorio regionale.
- Produzione di carbone: non risultano attivi giacimenti nel territorio regionale.
- Produzione di biomasse: non sono disponibili dati ufficiali per il territorio veneto in quanto non è presente un sistema di censimento della produzione e della vendita di biomassa. Tuttavia è noto come nelle zone montane, ma non solo, l'uso delle biomasse sia assai diffuso anche se al momento non vi è una registrazione di tali quantità. Nei bilanci è stata utilizzata la stima per i consumi di biomassa per energia termica, pari a 409 ktep annuali, che si assume vengano prodotti localmente. Tale valore rappresenta una valutazione statistica che sulla base di analoghe esperienze di altre regioni confinanti si può ritenere sostenibile. Tuttavia si evidenzia che il dato sul reale consumo, soprattutto di legna da ardere, non è attualmente monitorato. Sarà pertanto opportuno in primis organizzare il monitoraggio dell'effettivo consumo di biomassa legnosa. Si può comunque ritenere

plausibile il valore di 409 ktep indicato che sarà utilizzato per il confronto con il valore percentuale al 2010 della traiettoria dell'obiettivo regionale "Burden Sharing".

- Generazione di energia termica: con questa voce si intende l'energia termica generata dalle centrali termiche di edifici, dai sistemi solari termici, dagli impianti geotermici, dai processi produttivi e dalle centrali termoelettriche di cogenerazione. I dati necessari alla ricostruzione esatta di tale voce sono incompleti in quanto sono note solo le quantità di combustibili utilizzati per la generazione termica e quindi l'energia primaria equivalente, ma non i rendimenti e le modalità dei processi produttivi. Si segnala inoltre che non sono disponibili dati ufficiali relativamente alla generazione di energia termica da combustione di biomassa, da geotermia[1] e da solare termico (gli impianti sono individuati a livello comunale). Relativamente all'energia termica prodotta dalle centrali termoelettriche, che viene utilizzata in altri cicli produttivi si conosce solamente l'informazione per la centrale EDISON di Marghera Levante. Infine non è semplice, nella maggior parte dei casi, reperire informazioni circa l'energia termica recuperata o meno dagli impianti di cogenerazione.
- Generazione di energia elettrica: dati forniti da Terna Spa.

Consumo

- Consumo di gas naturale: per questa voce sono stati considerati i dati del Ministero dello Sviluppo Economico (a loro volta forniti da Snam Rete Gas), di SGI – Società Gasdotti Italia Spa relativi ai volumi di gas naturale consegnati, nei punti di riconsegna, agli utenti finali o ai distributori locali e i report annuali dell'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas)[2].
- Consumo di energia elettrica: dati pubblicati da Terna Spa. Sono compresi anche i consumi dei trasporti ferroviari, anche se solo su scala regionale, poiché non è disponibile il dettaglio provinciale.
- Consumi di prodotti petroliferi: per i trasporti e la generazione elettrica e termica. Dati pubblicati nel Bollettino Petrolifero Nazionale elaborato dal Ministero dello Sviluppo Economico. I dati relativi all'olio combustibile comprendono anche l'olio bruciato come combustibile nelle centrali termoelettriche di Venezia (Fusina e Porto Marghera) e di Rovigo (Porto Tolle).
- Consumi carbone: non sono disponibili dati relativi a impieghi diversi da quelli forniti da Enel riguardanti le grandi centrali termoelettriche di Fusina e Porto Marghera.
- Perdite sottoforma di attrito/calore non recuperato nella generazione elettrica e perdite di trasporto. Nel bilancio energetico sono state considerate anche le perdite di gas dovute alle dispersioni accidentali lungo la rete; tale dato non è esplicitato nei documenti redatti dall'AEEG, tuttavia è possibile stimarlo confrontando i quantitativi di risorsa contabilizzati nella fase di trasporto e quelli nella fase di consegna agli utenti finali. Sono state considerate anche le perdite strutturali di energia elettrica dovute alla trasmissione della stessa lungo gli elettrodotti; tale dato pubblicato da Terna Spa è disponibile con dettaglio regionale. A livello provinciale esso è stato calcolato in

1 Esiste un censimento degli impianti autorizzati dalle Provincie della Regione del Veneto, tuttavia i dati non sono omogenei, nel presente allegato è comunque presentato un prospetto degli impianti noti e una stima della loro produzione di energia termica.

2 In relazione alle analisi dei volumi di gas naturale registrati da AEEG si vuole precisare che nel confronto tra i dati relativi al trasporto di gas naturale e ai volumi distribuiti in rete, o in modo diretto, esiste una differenza quantificabile in 663 Sm3 con riferimento all'anno 2010. Si tratta di gas naturale che transita all'interno della Regione ma la cui destinazione non è facilmente identificabile: sono inclusi punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, imprese di trasporto, clienti finali industriali o termoelettrici (quali ad esempio ospedali). Tali quantitativi non sono al momento scindibili nelle singole voci, pertanto in attesa di reperire dati più dettagliati non sono stati annoverati nei consumi finali lordi.

proporzione ai consumi totali di energia elettrica in modo da attribuire al territorio considerato le perdite legate al solo uso interno di elettricità e non al transito di energia destinato al consumo in altri luoghi.

In alcuni dei paragrafi seguenti, in accordo con la normativa europea, sono riportati i consumi finali lordi totali di energia. I consumi finali lordi rappresentano la quantità di energia totale utilizzata in tutti i settori per:

- riscaldamento e raffrescamento (esclusa l'energia elettrica);
- consumi elettrici di tutti i tipi (inclusi gli ausiliari di centrale, le perdite di rete e di trasporto);
- consumi per tutte le fonti di trasporto (escluso l'uso di energia elettrica).

Quando si fa riferimento all'"energia prodotta netta" si intende al netto degli autoconsumi. I "consumi netti" non comprendono gli autoconsumi e le perdite di trasporto dell'energia che si conteggiano come consumi particolari a parte.

Consumi per settori produttivi

Le fonti disponibili non consentono di disporre dei valori relativi ai consumi di energia per le diverse fonti e per i diversi settori economici con lo stesso grado di dettaglio; non sempre inoltre vi è univocità nella definizione dei settori economici. Nell'analisi eseguita sono stati considerati i seguenti settori economici:

- settore dei trasporti: energia utilizzata sotto forma di combustibili per autotrazione e energia elettrica utilizzata dalle ferrovie. Il dato sul consumo di energia elettrica per le ferrovie non è disponibile al dettaglio provinciale;
- settore della grande industria: rappresenta la grande industria che dispone di infrastrutture specifiche per l'approvvigionamento dell'energia;
- settore dell'agricoltura: energia di diverso tipo e forma utilizzata nel comporta agricolo;
- settori residenziale e terziario.

Si precisa che nel bilancio non è stato preso in considerazione il vettore carboturbo (carburante utilizzato nel trasporto aereo) in quanto il suo impiego non è direttamente attribuibile o riconducibile ad esigenze del territorio regionale.

Dettaglio provinciale dei dati

La scala provinciale rappresenta il massimo grado di dettaglio raggiungibile con i dati a disposizione in questa fase. Per produrre un bilancio riferito a territori più piccoli (ad esempio ai singoli Comuni) occorrerebbe disporre di ulteriori fonti informative (distributori locali di energia elettrica e gas) e verificare la coerenza e la completezza dei dati così reperiti a livello comunale con i dati provinciali e regionali. Occorre inoltre verificare che la disponibilità dei dati a livello comunale sia soddisfatta per tutti i vettori energetici considerati (il Bollettino dei prodotti petroliferi, ad esempio, è pubblicato dal Ministero con dettaglio provinciale) e, in assenza di dati, si renderebbe necessario procedere a stime ed elaborazioni.

Fattori di conversione

Come accennato in precedenza per elaborare l'Assetto Energetico complessivo è necessario aggregare e confrontare i dati disponibili per le varie fonti energetiche convertendo opportunamente in una unità di misura univoca il contenuto di energia primaria, che quindi viene espresso in tep (tonnellata equivalente di petrolio). Per eseguire la trasformazione si è calcolata l'equivalenza in energia primaria del potere calorifero inferiore[3] di ciascuna forma o vettore di energia. Nella tabella che segue sono riportati i fattori di conversione utilizzati nella presente analisi.

Combustibile	**Equivalente in tep**
1 t di benzina	1,05
1 t di gasolio	1,02
1000 Nmc (= 1.056 Smc) di gas naturale	0,82
1 t di GPL	1,1
1 t di olio combustibile	0,98
1 MWh di energia elettrica da fonte fossile[(4)]	0,187
1 MWh di energia elettrica da fonte rinnovabile	0,086
1 t di carbone estero	0,7

Tabella A-1 Fattori di conversione utilizzati (*Fonte: Circolare MICA del 2 marzo 1992, n. 219/F*)

Valore	**Equivalente**
1 tep	10.000.000 kcal
1 tep	41.860 MJ
1 tep	11.628 kWh termici
1 tep	952 kg di benzina
1 tep	1020 kg di olio combustibile
1 tep	980 kg di gasolio
1 tep	909 kg di GPL
1 tep	1.212 m³ di gas naturale

Tabella A-2 Fattori di equivalenza dei tep (*Fonte: Circolare MICA del 2 marzo 1992, n. 219/F*)

Un'unità di energia primaria, 1 tep, è indicativamente equivalente all'energia generata dalla combustione di una tonnellata di petrolio. Tuttavia poiché il potere calorifico inferiore del petrolio può variare in funzione della composizione chimica del vettore energetico, per garantire univocità alla definizione dell'energia primaria convenzionalmente una tep è stata considerata pari a 42 GJ, ovvero 11628 kWh. Il significato di 1 tonnellata di petrolio equivalente riferita ad un qualsiasi vettore energetico rappresenta quella quantità di tale vettore che, a seguito di combustione, genera 42 GJ di energia. Nella conversione in energia primaria dell'energia elettrica è necessario eseguire una distinzione basata sulla modalità di generazione dell'energia stessa. Quando l'energia elettrica sia ottenuta a partire da fonti fossili la conversione in energia primaria deve tenere in considerazione l'efficienza della centrale di generazione. Ossia si tiene in considerazione che parte dell'energia fossile utilizzata per produrre l'energia elettrica è andata anche sprecata, a causa del rendimento della centrale

[3] Poteri calorifici inferiori: la quantità di energia estraibile sotto forma di calore da una unità fisica del combustibile considerato. Poteri calorifici superiori: la quantità di energia estraibile sotto forma di calore da un'unità fisica del combustibile considerato, comprese le calorie di condensazione del vapore acqueo che si forma durante la combustione.

[4] L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (Delibera EEN 3/08) asserisce che a seguito dei miglioramenti tecnologici dell'efficienza termoelettrica 1 MWh è pari a 0,187 tep.

termica e delle dispersioni termiche in centrale. Con riferimento all'energia elettrica generata da fonte fossile la delibera europea EEN 3/08[5] ha stabilito che essa sia convertita in energia primaria per mezzo del coefficiente di conversione 0,187 X 10^{-3}tep/kWh.
La conversione in energia primaria dell'energia elettrica generata per mezzo di fonti rinnovabili viene invece operata in equivalenza con l'energia termica, considerando che 11628 kWh elettrici realizzino un'unità di energia primaria; il coefficiente di conversione corretto è quindi pari a 0,086 X 10^{-3} tep/kWh.
Nella realizzazione del bilancio energetico regionale sono stati considerati i precedenti fattori di conversione sia per quanto riguarda l'energia prodotta in regione, sia per quanto riguarda l'energia generata in ambito nazionale, sulla base delle indicazioni del bilancio elettrico annuale redatto da TERNA. Per quanto riguarda l'energia elettrica importata dall'estero, essa è stata convertita in modo diretto in energia primaria, secondo la convenzione, precedentemente descritta, che 11.628 kWh_e corrispondano ad una tep. Tale metodologia è usata convenzionalmente nell'ambito dell'Unione Europea, in attesa che siano introdotti dei parametri certificati per distinguere, nel caso di importazione di energia elettrica dall'estero, come valutare la quota prodotta tramite fonti rinnovabili da quella ottenuta mediante fonti fossili.
Nella valutazione dei consumi finali lordi di energia elettrica, invece, secondo la metodologia indicata dall'Unione Europea per le valutazione relative al Burden Sharing, l'energia elettrica è sempre convertita in modo equivalente all'energia termica, indipendentemente dalla sua provenienza, ovvero se essa sia stata prodotta in Regione, in Italia o se sia stata importata dall'estero.

[5] Delibera EEN 3/08 - Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica. [http://www.autorita.energia.it/it/docs/08/003-08een.htm]

A.2. Quadro generale delle fonti informative

Vengono riportati di seguito le fonti dei dati, il dettaglio territoriale, la disaggregazione per settore produttivo e la periodicità di aggiornamento con cui le informazioni sono disponibili.

Energia elettrica

I dati relativi alla produzione ed ai consumi di energia elettrica sono forniti dalla società Terna S.p.A. in forma aggregata a livello di Provincia e suddivisi per i seguenti macrosettori:

- residenziale
- terziario
- industria
- agricoltura

L'aggiornamento dei dati è annuale.

Fonti rinnovabili (FER)

Le fonti dei dati relativi alla generazione di energia da impianti a fonti rinnovabili sono:

- GSE relativamente a numero e potenza degli impianti (dati nazionali, regionali e, sul fotovoltaico, comunali).
- TERNA S.p.a. relativamente a numero, potenza e produzione degli impianti (dati nazionali, regionali e provinciali).
- ENEA relativamente ai rapporti sugli interventi realizzati in regime di incentivazione al 55%
- Regione del Veneto relativamente ai dati degli impianti autorizzati dall'Amministrazione regionale.

Tali dati sono stati reperiti, con cadenza annuale, direttamente sui relativi siti web o a seguito di richiesta specifica.

Per quanto concerne la produzione di energia termica da rinnovabili, come precedentemente espresso, non vi sono fonti che raccolgano i dati in modo completo e coerente. Infatti allo stato attuale non esiste un sistema di contabilizzazione dell'energia termica prodotta tramite pannelli solari termici, geotermico, geoscambio, biomasse domestiche, etc. Esistono solo i rapporti ENEA relativi al numero di impianti che hanno avuto accesso al regime di incentivazione al 55% ma non forniscono dati relativi alla produzione di energia termica ad essi correlata.

Gas naturale

I dati delle vendite di gas naturale sono stati reperiti presso il Ministero dello Sviluppo Economico e presso SGI – Società Gasdotti Italia Spa. Questi dati sono stati utilizzati per il calcolo dei consumi di energia totale.

Altri dati sono stati forniti da Snam Rete Gas, questi differiscono leggermente dai dati ministeriali, ma consentono un'ulteriore analisi di dettaglio in quanto suddivisi come segue.

- Autotrazione: consuntivo aggregato dei volumi riconsegnati ad impianti di vendita al dettaglio di metano per autotrazione.
- Reti di distribuzione: consuntivo aggregato dei volumi riconsegnati alle reti di distribuzione cittadina.
- Industria: consuntivo aggregato dei volumi riconsegnati ai punti di riconsegna di utenze industriali.

- Termoelettrico: consuntivo aggregato dei volumi riconsegnati ad impianti termoelettrici.

I dati utilizzati per la valutazione dei consumi finali lordi sono derivati da studi dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che fornisce un documento annuale sui volumi di gas trasportati e distribuiti in Regione, differenziando l'informazione sulla base del settore economico di destinazione.
I consumi di gas naturale si riferiscono ai volumi immessi nei punti di riconsegna (punti di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale) dislocati nel territorio della provincia. L'aggiornamento dei dati sul gas naturale è annuale.

Prodotti petroliferi

Per i prodotti petroliferi è stato utilizzato il dato di vendita provinciale riportato nel Bollettino Petrolifero Nazionale elaborato dal Ministero per lo Sviluppo Economico in cui si riportano i dati di:

- Olio combustibile
- Gas di petrolio liquefatto (GPL)
- Gasolio, con la suddivisione per uso motori, riscaldamento e agricolo
- Benzina

I dati del Ministero hanno un dettaglio provinciale ed un aggiornamento annuale. È opportuno ricordare che tali dati si riferiscono alle vendite e non ai consumi effettivi. In mancanza dei dati reali di consumo, i dati relativi alle vendite vengono considerati come dei "consumi apparenti". È da tenere presente, inoltre, che i dati riportati nel Bollettino Petrolifero sono al lordo dei consumi degli autoproduttori, ma al netto dei consumi delle grandi centrali termoelettriche e, pertanto, questi ultimi dati non sono rilevabili dal Bollettino Petrolifero.

Carbone e olio combustibile per centrali termoelettriche

I dati del carbone e dell'olio combustibile sono stati forniti da Enel per quanto riguarda le centrali termoelettriche di proprietà dell'Enel stessa nel territorio regionale. I dati riguardano le centrali di Porto Tolle, Fusina e Porto Marghera e si riferiscono agli anni dal 2004 al 2012.

A.3. Consumi finali lordi da fonti fossili per fonte

Gas naturale

Il dettaglio dei consumi di gas naturale nella Regione del Veneto è stato ricostruito sulla base dei report annuali realizzati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che rendicontano i volumi registrati in modo separato per le fasi di trasporto e distribuzione della risorsa, e dei dati divulgati da SNAM circa le reti di distribuzione. Si osservi che i due enti impiegano un differente sistema di contabilizzazione delle quantità di gas naturale, per cui le due serie di dati possono non coincidere per ripartizione tra i settori di utilizzo e per le quantità distribuite.

L'analisi seguente analizza i volumi di gas naturale conferiti attraverso le reti di distribuzione e fa riferimento ai dati forniti da SNAM. Nella definizione dei Consumi Finali Lordi e del Bilancio Energetico, presenti nella trattazione a seguire, i consumi di gas sono, invece, valutati sulla base del rapporto annuale dell'AEEG. Le due serie di dati possono, pertanto, non coincidere a causa della differente metodologia di contabilizzazione. L'analisi riportata in questa sezione è comunque utile per individuare l'andamento tendenziale nei consumi di gas naturale nella Regione del Veneto (Tabella A-3 e Figura A-1).

	INDUSTRIALE	TERMOELETTRICO	RETI DI DISTRIBUZIONE	TOTALE
ANNO	(Migliaia Sm^3)	(Migliaia Sm^3)	(Migliaia Sm^3)	(Migliaia Sm^3)
2002	1.557,8	1.863,5	3.803,2	7.224,5
2003	1.505,9	1.977,0	4.130,9	7.613,9
2004	1.525,9	1.971,4	4.325,2	7.822,5
2005	1.580,6	1.759,4	4.497,1	7.837,1
2006	1.476,9	1.612,7	4.185,6	7.275,1
2007	1.401,5	1.721,4	3.916,3	7.039,3
2008	1.336,7	1.098,4	4.120,8	6.555,4
2009	1.149,4	905,7	3.992,4	6.047,2
2010	1.213,6	939,8	4.401,8	6.555,3

Tabella A-3 Volumi di gas naturale consumati in Regione del Veneto anni 2002-2010

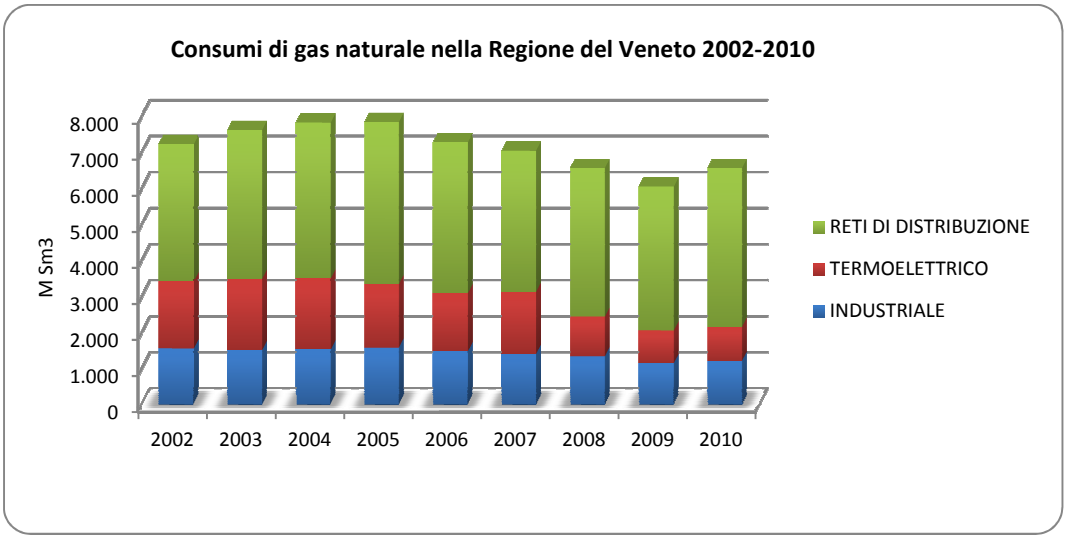


Figura A-1 Consumi di gas naturale per settore d'uso Regione del Veneto negli anni 2002-2010

Il grafico di Figura A-2 illustra la distribuzione del gas tra i settori industriale, termoelettrico, per autotrazione e alle reti di distribuzione, che riconsegnano successivamente il gas agli utilizzatori finali, appartenenti a diversi settori economici.
Il contributo maggiore è associato proprio alle reti di distribuzione mentre il settore industriale e le centrali termoelettriche assorbono una quota molto simile; l'autotrazione appare trascurabile rispetto agli altri.
Le categorie industriale e termoelettrico rappresentano i clienti finali diretti rispettivamente dei due settori, mentre la terza categoria include le quantità di gas naturale convogliate agli utenti finali tramite reti di distribuzione. In questa tipologia di utenti si possono distinguere le percentuali di consumo che competono rispettivamente al settore manifatturiero, generalmente incluso nell'ambito industriale, al settore terziario e agli usi residenziali.
Si osservi che le percentuali indicate sono calcolate sul totale volume di gas naturale, non sulla quota che compete alle reti di distribuzione.

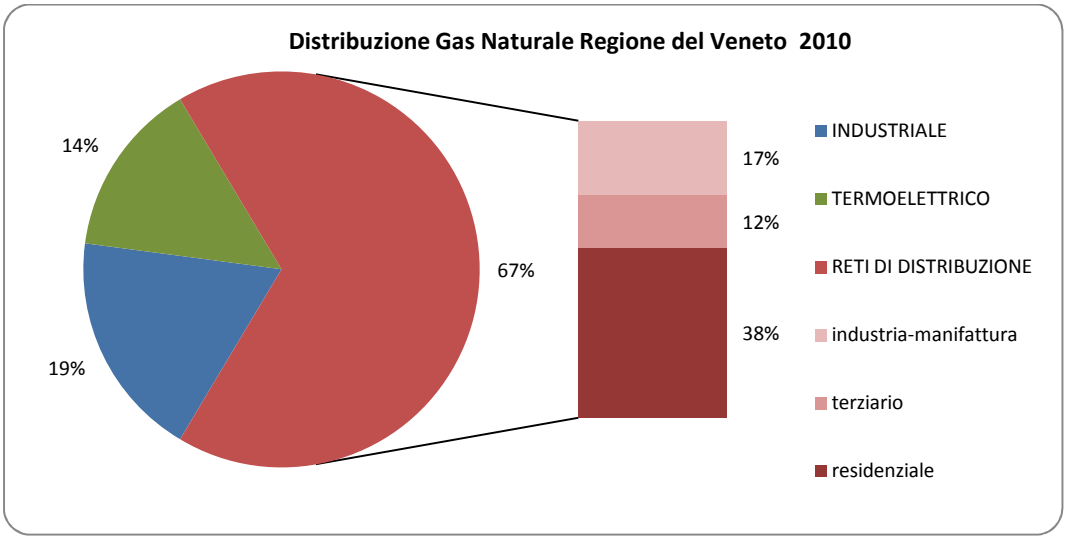


Figura A-2 Consumi di gas naturale nelle diverse reti di distribuzione nella Regione del Veneto nell'anno 2010.

Prodotti petroliferi

I prodotti petroliferi rappresentano una quota notevole dei consumi energetici regionali; essi sono maggiormente impiegati nel settore dei trasporti, ma interessano anche i settori civile e industriale.
Il dettaglio dei consumi energetici di prodotti petroliferi suddivisi per fonte negli anni dal 2002 al 2010 è presentato in Tabella A-4.
Sono indicate sia le quantità di risorsa in unità di peso sia le rispettive valorizzazioni in termini di energia primaria. Il trend dei consumi nel periodo considerato individua una progressiva riduzione dei consumi di benzina a vantaggio di un aumento dei consumi di gasolio, conseguenza dell'aumento percentuale di veicoli diesel.
Questo vale fino al 2006, anno a partire dal quale si assiste ad una riduzione globale dei consumi di prodotti petroliferi con una contrazione del 15%. Tale andamento è mostrato nel grafico di Figura A-3.

anno	**Totale vendite prodotti petroliferi**								
	Benzine		Gasolio		Olio Combustibile		GPL		**Tot**
	t	tep	t	tep	t	tep	t	tep	**ktep**
2002	1.300.720	1.365.756	2.225.790	2.270.306	188.490	184.720	242.566	266.823	**4.088**
2003	1.269.963	1.333.461	2.390.095	2.437.897	157.535	154.384	233.799	257.179	**4.183**
2004	1.202.167	1.262.275	2.433.410	2.482.078	185.307	181.601	222.913	245.204	**4.171**
2005	1.090.749	1.145.286	2.490.614	2.540.426	212.326	208.079	227.864	250.650	**4.144**
2006	1.024.398	1.075.618	2.626.204	2.678.728	219.255	214.870	232.095	255.305	**4.225**
2007	968.312	1.016.728	2.626.483	2.679.013	184.106	180.424	214.057	235.463	**4.112**
2008	907.682	953.066	2.493.989	2.543.869	166.428	163.099	220.797	242.877	**3.903**
2009	865.440	908.712	2.424.732	2.473.227	141.340	138.513	237.921	261.713	**3.782**
2010	801.503	841.578	2.318.609	2.364.981	115.574	113.263	255.518	281.070	**3.601**

Tabella A-4 Vendite di prodotti petroliferi nella Regione del Veneto dal 2002 al 2010

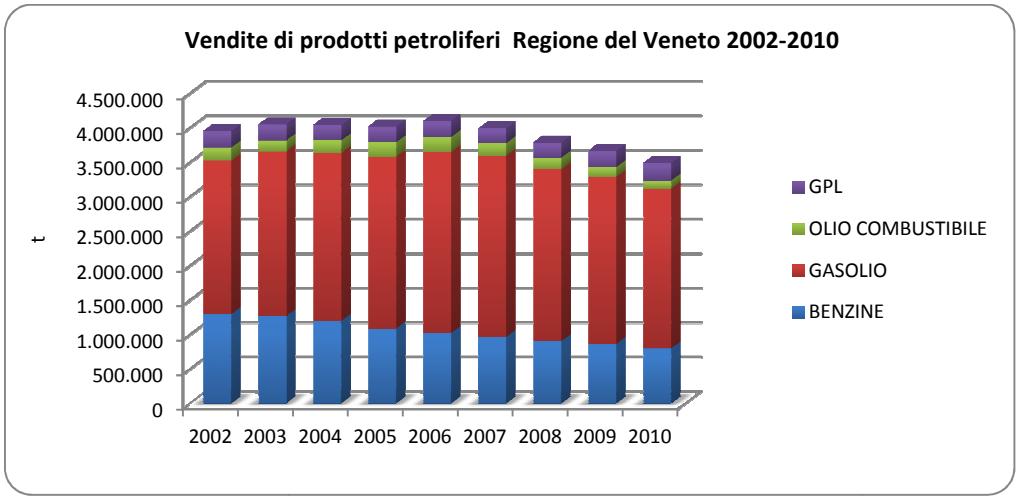


Figura A-3 Vendite di prodotti petroliferi nella Regione del Veneto negli anni 2002-2010

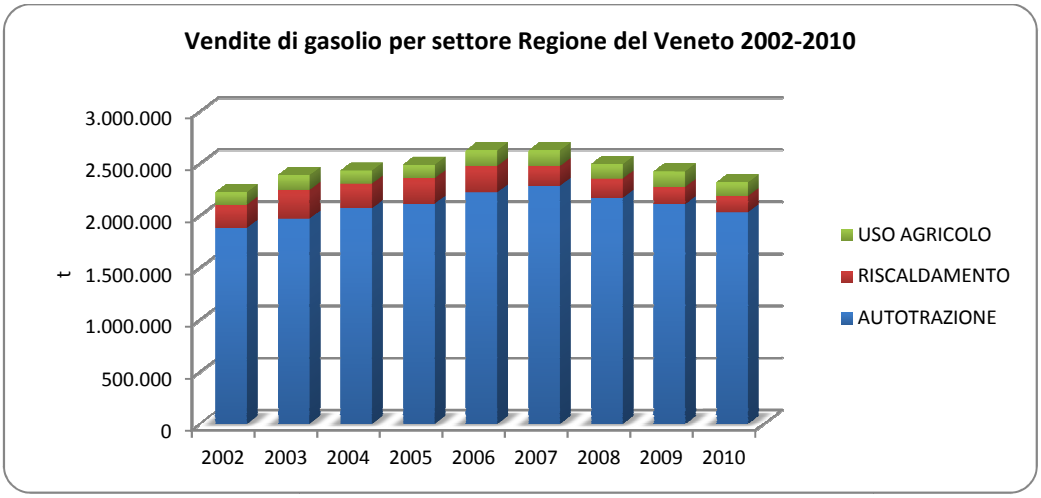


Figura A-4 Vendite di gasolio per settore di impiego in Regione del Veneto negli anni 2002-2010

Il grafico di Figura A-4 mostra la suddivisione dei consumi di gasolio per settore d'impiego nel periodo dal 2002 al 2010. Come già visto per il settore dei trasporti, anche il comparto del riscaldamento civile e gli usi agricoli presentano un andamento crescente sino al 2006 e una successiva contrazione dei consumi, che al 2010 presentano i valori minimi nel periodo.
Il diagramma di Figura A-5 mostra, con riferimento all'anno 2010, come l'87% dei consumi di gasolio sia impiegato nel settore dei trasporti, mentre il riscaldamento di ambienti e per l'uso agricolo interessino rispettivamente il 7% e il 6% dei consumi.

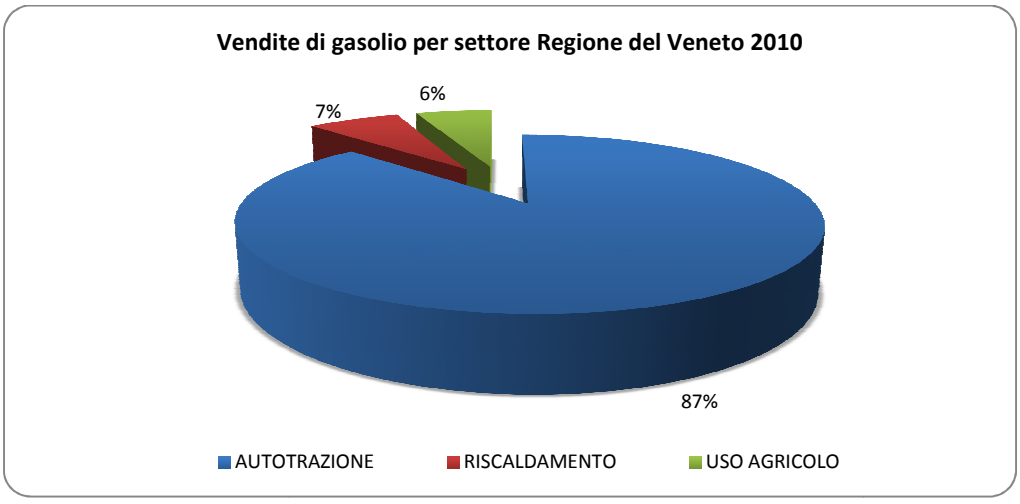


Figura A-5 Vendite di gasolio per settore di impiego in Regione del Veneto per l'anno 2010

A.4. Consumi finali lordi di energia elettrica

I consumi di energia elettrica sono stati individuati sulla base dei report annuali prodotti da TERNA circa la produzione e il consumo di energia elettrica nelle regioni.
Tali rapporti valutano le produzioni lorde e nette di energia per fonte e individuano i consumi dei servizi ausiliari e le perdite di rete. Inoltre individuano le quote di energia importate dalle altre regioni e dall'estero, permettendo di tracciare il bilancio elettrico regionale.
Relativamente alla quantificazione in termini di energia primaria dei consumi di energia elettrica il metodo di calcolo è quello della equivalenza (1 tep=11,628 MWh).
In Tabella A-5 sono riportati i dettagli dei consumi di energia elettrica per i servizi ausiliari delle centrali di produzione di energia elettrica da fonte fossile e da fonte rinnovabile, le perdite di rete dovute al trasporto dell'energia e i consumi dei diversi settori produttivi.
I servizi ausiliari dovuti alle centrali che utilizzano combustibili fossili sono scesi di circa 320 GWh tra il 2008 ed il 2010 parallelamente alla diminuzione della produzione di energia elettrica da fonte fossile nel territorio regionale.

Consumi di energia elettrica nella Regione del Veneto		**2008**	**2009**	**2010**
		GWh	GWh	GWh
CONSUMI AUSILIARI E PERDITE di RETE	servizi ausiliari fossile	884,16	813,34	564,47
	servizi ausiliari FER	57,59	55,92	61,22
	perdite di rete	2.057,10	1.142,30	1.363,20
CONSUMI FINALI PER SETTORE				
	agricoltura	593,80	617,40	618,80
	industria	17.534,90	14.971,00	15.447,40
	servizi terziario	7.665,60	7.662,10	7.792,30
	trasporti	285,50	287,00	266,80
	usi residenziali	5.457,60	5.558,70	5.621,90
TOTALE CONSUMI FINALI LORDI ENERGIA ELETTRICA		**34.536,26**	**31.107,76**	**31.736,09**

Tabella A-5 Consumi finali di energia elettrica nella Regione del Veneto nei diversi settori di utilizzo e per i consumi ausiliari e le perdite di rete.

In Figura A-6 ed in Tabella A-6 è visibile l'andamento della richiesta totale di energia elettrica, ovvero dei consumi finali lordi di energia elettrica dal 1997 al 2010.
I consumi di energia elettrica risultano complessivamente in leggera e costante crescita dalla metà degli anni '90 del secolo scorso mentre nel 2009 mostrano una battuta d'arresto causata verosimilmente anche dalla crisi economica. Infatti si è registrata una contrazione pari al –9.9% tra il 2008 ed il 2009 e una successiva ripresa tra il 2009 ed il 2010 del 2% circa.

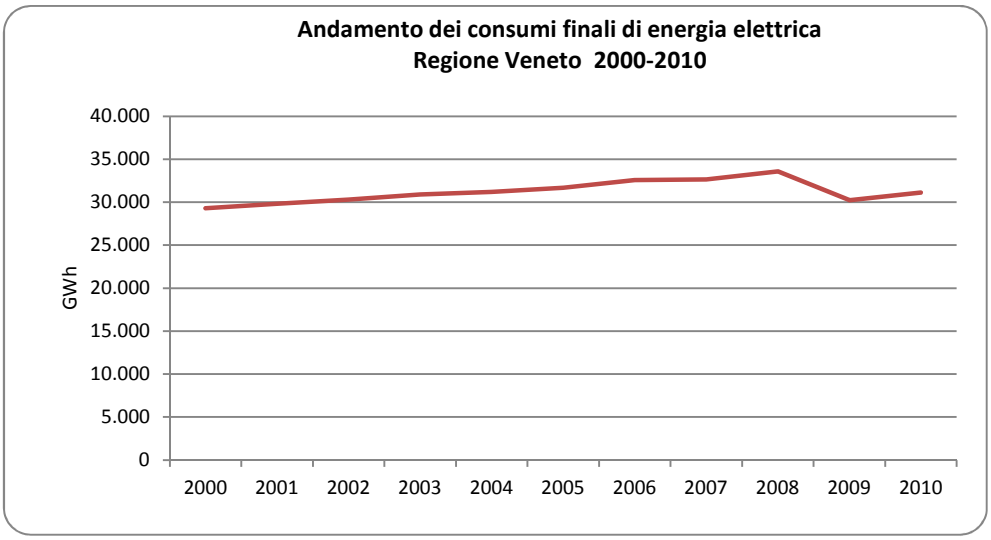


Figura A-6 Andamento della richiesta totale di energia elettrica, ovvero dei consumi finali lordi di energia elettrica dal 2000 al 2010 nella Regione del Veneto.

Consumi GWh	Agricoltura	Industria	Terziario	Residenziale	Trazione FS	Perdite di rete	Totale
2000	520,2	16.851,3	5.315,6	4.744,4	293,0	1.583,1	**29.307,6**
2001	568,8	16.824,7	5.714,3	4.874,2	286,2	1.543,1	**29.811,3**
2002	523,7	17.138,9	5.949,4	4.935,5	288,9	1.481,5	**30.317,9**
2003	526,2	17.172,5	6.325,6	5.117,9	300,5	1.446,9	**30.889,6**
2004	526,4	17.117,2	6.546,5	5.175,2	279,8	1.536,0	**31.181,1**
2005	534,0	17.550,6	6.993,7	5.076,2	286,2	1.244,9	**31.685,6**
2006	564,8	17.999,5	7.094,4	5.277,5	275,6	1.365,6	**32.577,4**
2007	573,2	17.716,5	7.478,4	5.360,3	275,6	1.251,4	**32.655,4**
2008	593,8	17.534,9	7.665,6	5.457,6	285,5	2.057,1	**33.594,5**
2009	617,4	14.971,0	7.662,1	5.558,7	287,0	1.142,3	**30.238,5**
2010	618,8	15.447,4	7.792,3	5.621,9	266,8	1.363,2	**31.110,4**

Tabella A-6 Andamento della richiesta totale di energia elettrica, ovvero dei consumi finali lordi di energia elettrica dal 1997 al 2010 nella Regione del Veneto

In Figura A-7 gli stessi dati sono rappresentati suddividendo i consumi elettrici per i diversi settori produttivi in modo tale da poterne analizzare l'andamento del fabbisogno energetico nel tempo.
Anche in questo caso la variazione più importante dei consumi è stata registrata nel settore industriale che ha visto scendere i consumi del 14,6% tra il 2008 ed il 2009 e risalire parzialmente (3,2 %) nel 2010.

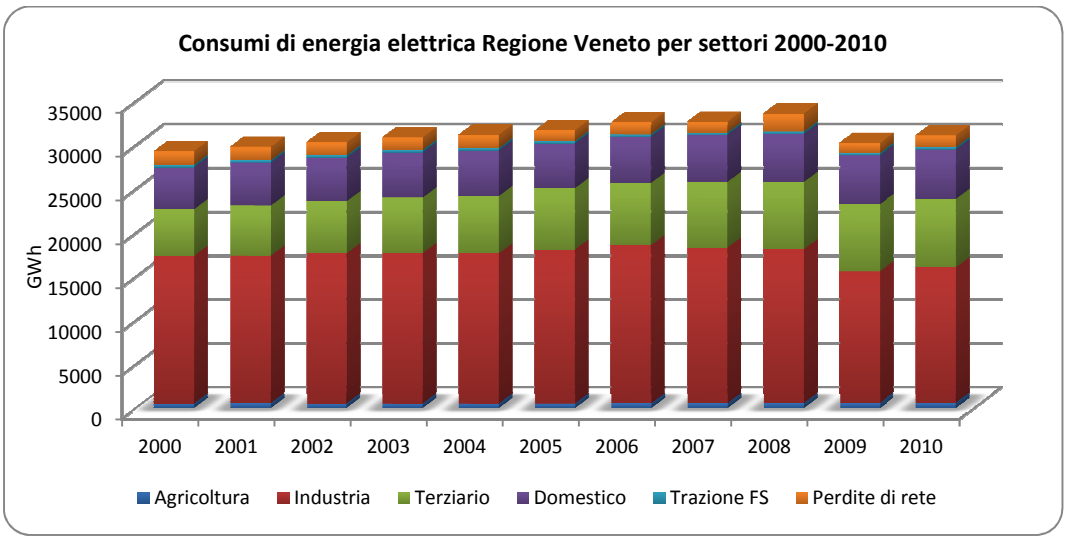


Figura A-7 Consumi finali lordi di energia elettrica per settori produttivi in Regione del Veneto per il periodo dal 1997 al 2010.

In Figura A-8 si riporta la partizione dei consumi elettrici nella Regione del Veneto per il 2010. Relativamente all'energia elettrica, tra i settori maggiormente energivori spicca ovviamente l'industria (50%), seguita dal terziario (25%) e dal settore domestico (18%); marginali risultano i contributi delle voci: agricoltura (2%), trazione ferroviaria (1%) e perdite di rete (4%).

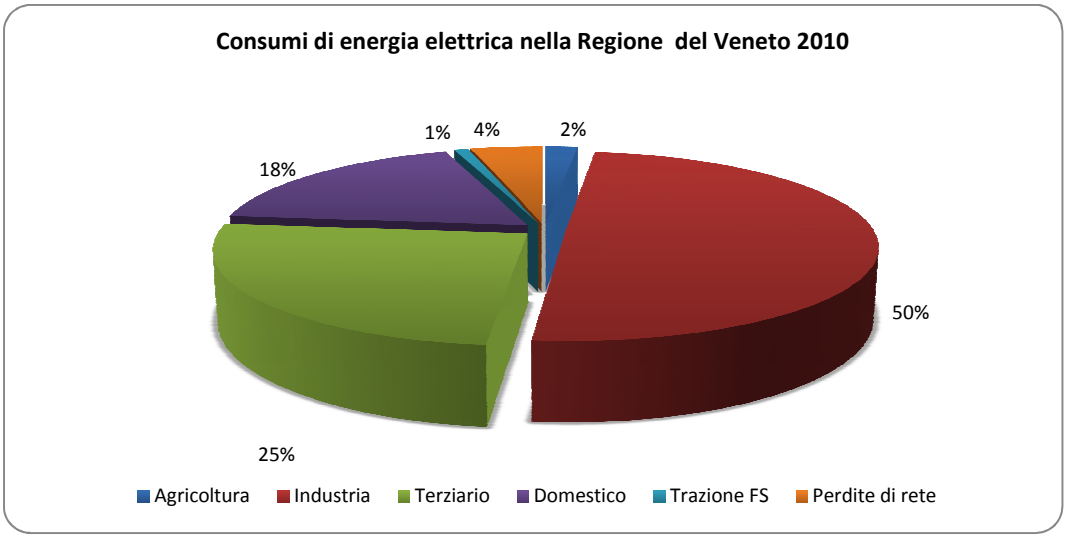


Figura A-8 Consumi di energia elettrica nella Regione del Veneto 2010.

II consumi riportati in Tabella A-1Tabella A-7 rappresentano il totale dell'energia elettrica netta richiesta nel territorio regionale (con disaggregazione provinciale) e sono dati dalla somma dei consumi dei diversi settori economici al netto delle perdite di rete e dei consumi della rete ferroviaria. Inoltre nei grafici di Figura A-9 e Figura A-10 è possibile valutare la partizione dei consumi tra le diverse province nell'anno 2010.

anno	Belluno	Padova	Rovigo	Treviso	Venezia	Verona	Vicenza	Tot. (GWh)
2000	1.177,7	4.500,2	1.295,3	4.003,8	5.969,1	5.154,8	5.330,7	**27.431,6**
2001	1.194,0	4.610,6	1.316,4	4.182,2	5.964,3	5.232,7	5.481,9	**27.982,1**
2002	1.040,4	4.875,9	1.351,7	4.383,2	6.167,0	5.227,9	5.501,3	**28.547,4**
2003	1.035,0	4.988,1	1.362,0	4.529,0	6.279,0	5.256,6	5.692,6	**29.142,3**
2004	1.051,8	5.170,3	1.397,7	4.654,8	6.082,5	5.361,0	5.647,1	**29.365,2**
2005	1.057,6	5.254,9	1.493,4	4.680,0	6.030,8	5.766,2	5.867,6	**30.150,5**
2006	1.087,3	5.460,8	1.482,4	4.884,0	6.067,5	6.028,0	5.926,2	**30.936,2**
2007	1.104,9	5.531,2	1.450,5	4.930,6	5.773,1	6.348,3	5.989,8	**31.128,4**
2008	1.086,0	5.632,5	1.467,8	4.970,9	5.852,1	6.291,2	5.951,3	**31.251,8**
2009	1.009,9	5.125,5	1.396,0	4.697,0	5.266,9	5.906,7	5.407,2	**28.809,2**
2010	1.056,0	5.458,3	1.456,8	4.899,3	4.844,4	6.022,8	5.743,0	**29.480,6**

Tabella A-7 Totale dei consumi di energia elettrica (al netto consumi FS e perdite di rete e autoconsumi) per provincia dal 2000 al 2010 (GWh)

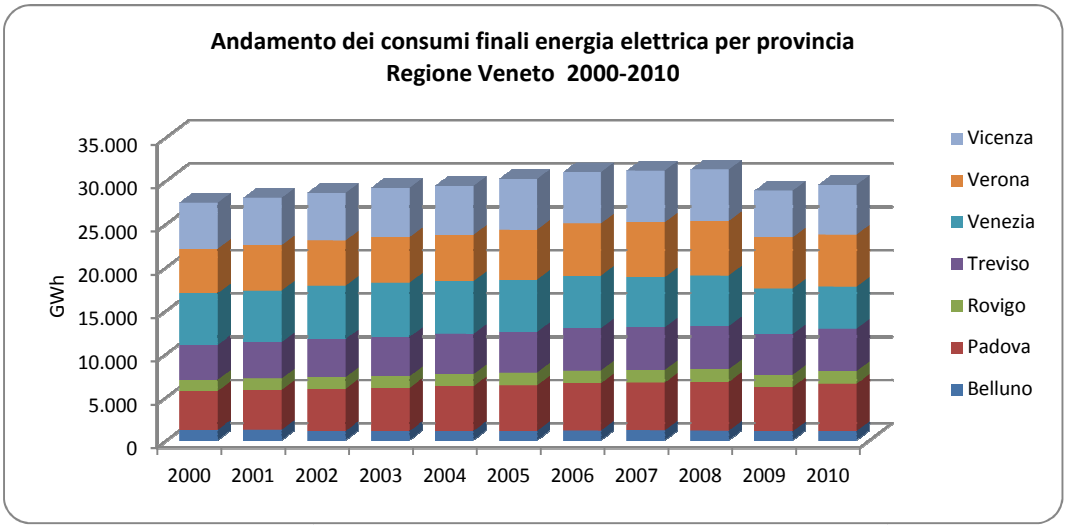


Figura A-9 Andamento dei consumi finali di energia elettrica nella Regione del Veneto (al netto dei consumi FS, delle perdite di rete e degli autoconsumi) con dettaglio provinciale dal 2000 al 2010 (GWh)

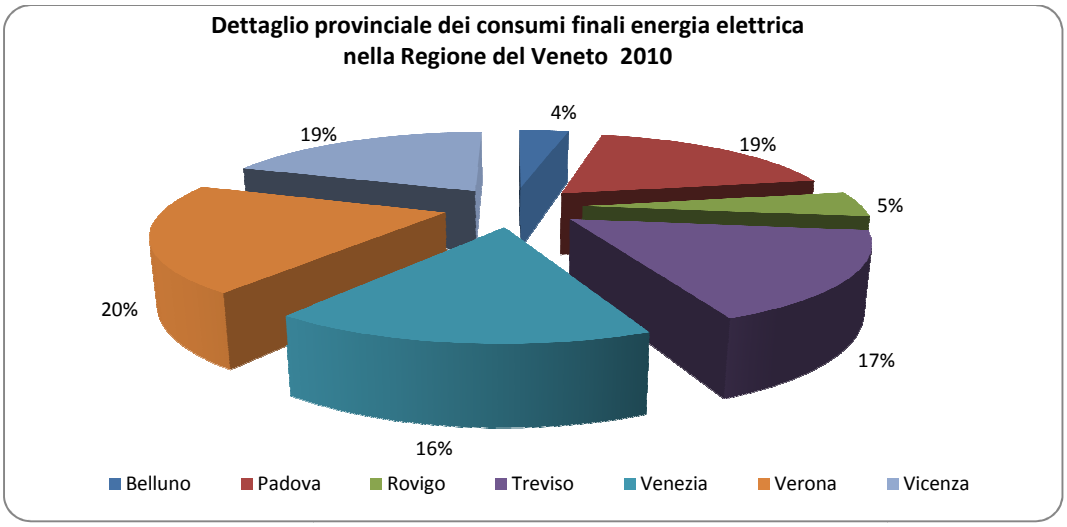


Figura A-10 Dettaglio provinciale dei consumi di energia elettrica (al netto dei consumi FS, delle perdite di rete e degli autoconsumi) della Regione del Veneto 2010

A.5. Approfondimento dei consumi di energia elettrica del settore industriale

I consumi elettrici del settore industriale sono disponibili grazie alle elaborazioni annuali sviluppate da TERNA, che suddivide i consumi in funzione del settore produttivo e delle sottocategorie dei comparti industriale e terziario.

I dettagli merceologici dei consumi di energia elettrica per il settore industriale relativamente al triennio dal 2008 al 2010 sono presentati in Tabella A-8 ed in Figura A-11.

Si noti come nel 2009, rispetto all'anno precedente, i consumi siano aumentati leggermente nei settori legati alla gestione dell'acqua e dell'energia; nello stesso periodo i consumi sono invece notevolmente diminuiti negli altri settori industriali, soprattutto nelle attività manifatturiere di base, ma non solo, ed in edilizia.

Il 2010 è un anno di lieve ripresa soprattutto per la manifattura non di base e il comparto "Energia e Acqua".

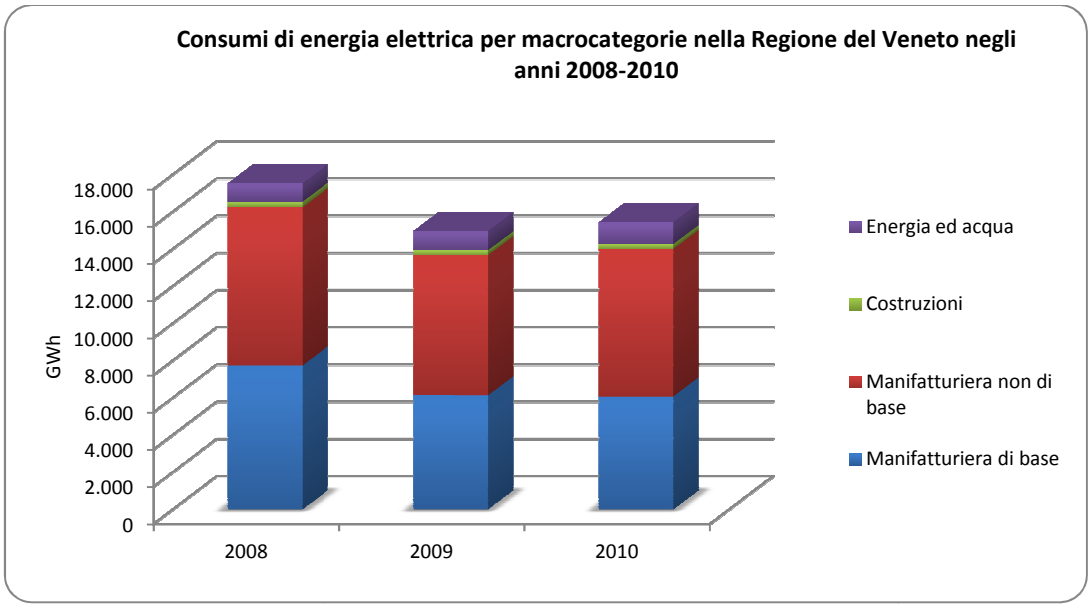


Figura A-11 Consumi di energia elettrica per macrocategorie nella Regione del Veneto negli anni 2008-2010

Consumi di energia elettrica per settore industriale [GWh]						
Tipi Attività				**2008**	**2009**	**2010**
	INDUSTRIA			**17.534,90**	**14.971,00**	**15.447,40**
	Manifatturiera di base			**7.743,10**	**6.133,00**	**6.070,30**
		Siderurgica		2.121,00	1.612,20	1.837,40
		Metalli non Ferrosi		947,7	831,8	460,9
		Chimica		1.622,00	1.011,00	1.048,90
			- di cui fibre	79,5	35,3	28
		Materiali da costruzione		1.720,00	1.472,20	1.448,00
			- estrazione da cava	87,7	76,8	74,2
			- ceramiche e vetrarie	565,9	531,8	534,9
			- cemento, calce e gesso	505,3	403,9	378,3
			- laterizi	151,8	114,2	115,7
			- manufatti in cemento	76,7	64,9	61,2
			- altre lavorazioni	332,6	280,6	283,8
		Cartaria		1.332,50	1.205,80	1.275,10
			- di cui carta e cartotecnica	1.106,40	994,6	1057,2
	Manifatturiera non di base			**8.498,30**	**7530,2**	**7926,8**
		Alimentare		1.699,90	1.675,60	1.747,10
		Tessile, abbigl. e calzature		1.091,40	882,5	849,1
			- tessile	561,9	405	349,1
			- vestiario e abbigliamento	148,3	135,6	137,8
			- pelli e cuoio	293,4	261,9	277,8
			- calzature	87,8	80	84,3
		Meccanica		3.175,40	2.700,40	2.934,40
			- di cui apparecch. elett. ed elettron.	361,2	329,1	362
		Mezzi di Trasporto		137,8	120,9	118,3
			- di cui mezzi di trasporto terrestri	82,4	69,4	73,5
		Lavoraz. Plastica e Gomma		1.402,10	1.260,60	1.326,20
			- di cui articoli in mat. plastiche	1.322,70	1.196,50	1.256,60
		Legno e Mobilio		813	717,5	747,2
		Altre Manifatturiere		178,6	172,8	204,5
	Costruzioni			**299,4**	**268,2**	**259,3**
	Energia ed acqua			**994,1**	**1039,6**	**1191,1**
		Estrazione Combustibili		2,2	2,2	2,1
		Raffinazione e Cokerie		154,5	174,2	170,8
		Elettricità e Gas		478,3	510,2	668,1
		Acquedotti		359,1	353,1	350,2

Tabella A-8 Consumi di energia per il settore industriale nella Regione del Veneto negli anni 2008 - 2010.

Analizzando i consumi industriali di energia elettrica relativi all'anno 2010, Figura A-12 , appare come l'industria manifatturiera non di base assorba la quota più elevata di energia (51%), seguita dalla manifatturiera di base (39%) e dai settori industriali che operano sull'energia e sull'acqua (8%), mentre il comparto delle costruzioni assorbe una quota marginale (2%) dei consumi.

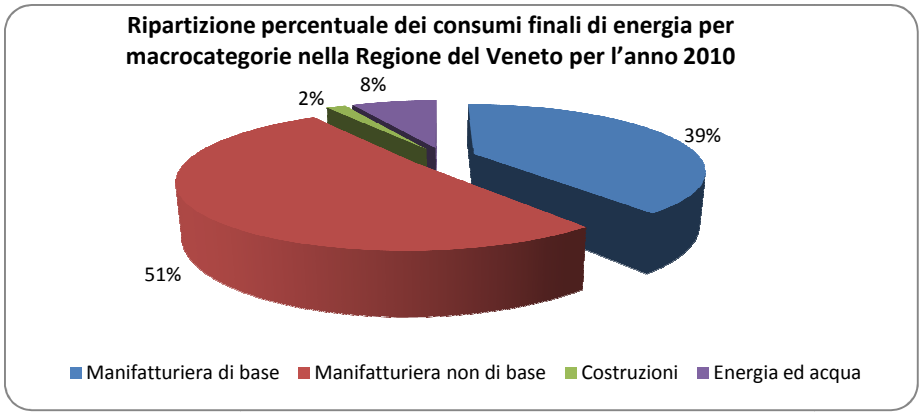


Figura A-12 Ripartizione percentuale dei consumi finali di energia per macrocategorie nella Regione del Veneto per l'anno 2010

La Figura A-13 e la Figura A-14 presentano il dettaglio dei consumi energetici delle sottocategorie della manifattura rispettivamente non di base e di base.

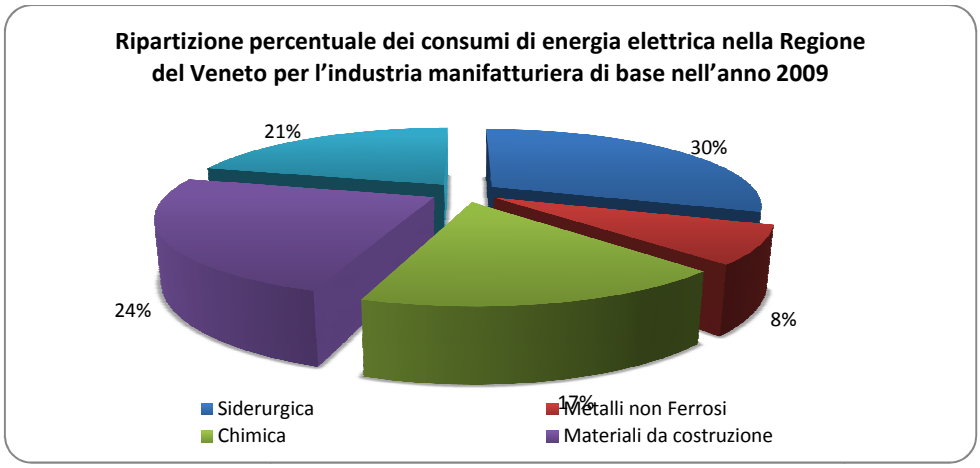


Figura A-13 Ripartizione percentuale dei consumi di energia elettrica nella Regione del Veneto per l'industria manifatturiera di base nell'anno 2009

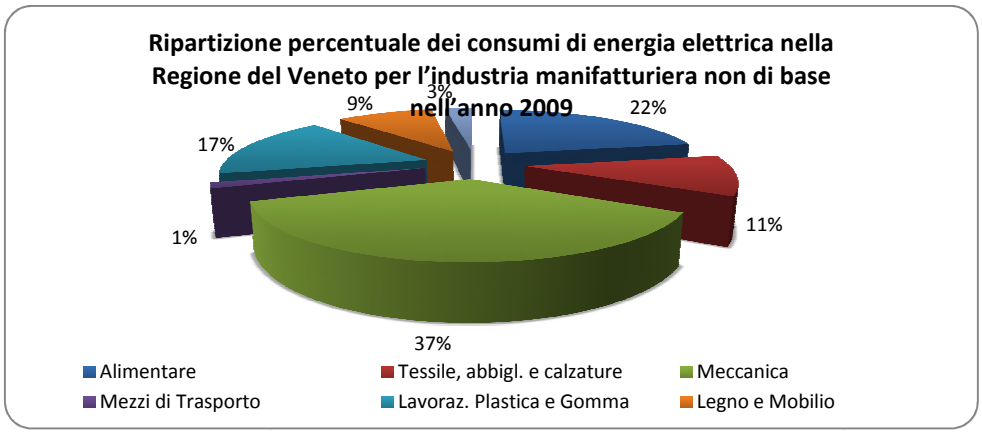


Figura A-14 Ripartizione percentuale dei consumi di energia elettrica nella Regione del Veneto per l'industria manifatturiera non di base nell'anno 2009

A.6. Approfondimento dei consumi di energia elettrica del settore terziario

I consumi finali di energia elettrica sono stati valutati sulla base dei dati pubblicati da TERNA.
In Tabella A-9 è mostrato il dettaglio dei consumi di energia elettrica nel settore terziario, sulla base delle suddivisioni settoriali impiegate da TERNA.

Consumi di energia elettrica per settore terziario						
Tipi Attività				2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh
	TERZIARIO[6]			**7.951,20**	**7.949,20**	**8.059,10**
	Servizi vendibili			**6.386,90**	**6.370,80**	**6.442,40**
		Trasporti		756	739,7	720
		Comunicazioni		265,5	263,8	273,8
		Commercio		2.217,50	2.177,80	2.184,80
		Alberghi, Ristoranti e Bar		1.198,30	1.214,60	1.218,10
		Credito ed assicurazioni		293,6	291,9	285,4
		Altri Servizi Vendibili		1.655,90	1.683,00	1.760,30
	Servizi non vendibili			**1.564,30**	**1578,4**	**1616,8**
		Pubblica amministrazione		286,2	287,9	283,2
		Illuminazione pubblica		463,6	471,2	467,3
		Altri Servizi non Vendibili		814,6	819,3	866,2

Tabella A-9 Dettaglio dei consumi di energia elettrica per il settore terziario nella Regione del Veneto anni 2008 – 2010

I consumi per l'anno 2010 del comparto dei servizi vendibili e di quelli non vendibili sono rappresentati invece nei grafici di Figura A-15 e Figura A-16.

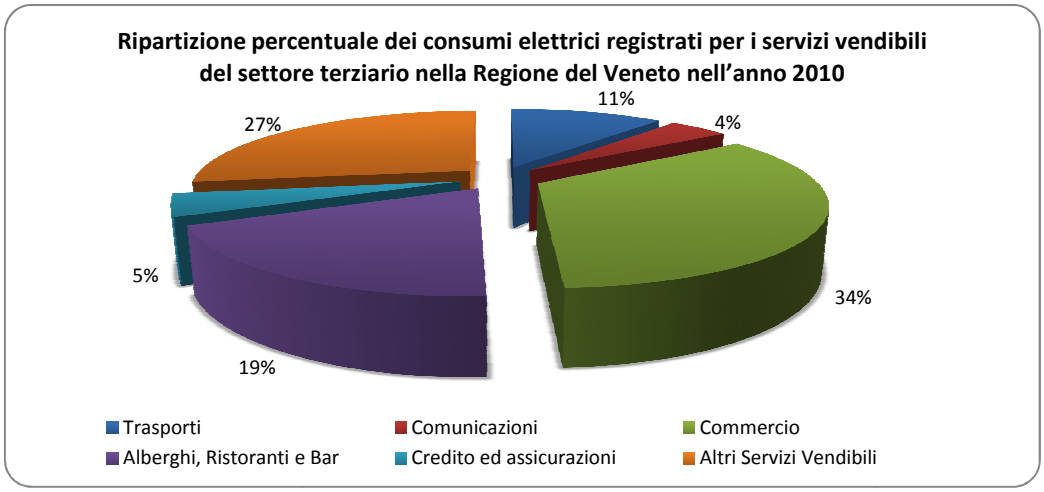


Figura A-15 Ripartizione percentuale dei consumi elettrici registrati per i servizi vendibili del settore terziario nella Regione del Veneto nell'anno 2010

[6] Questo dato è fornito da TERNA al lordo dei consumi delle ferrovie per trazione.

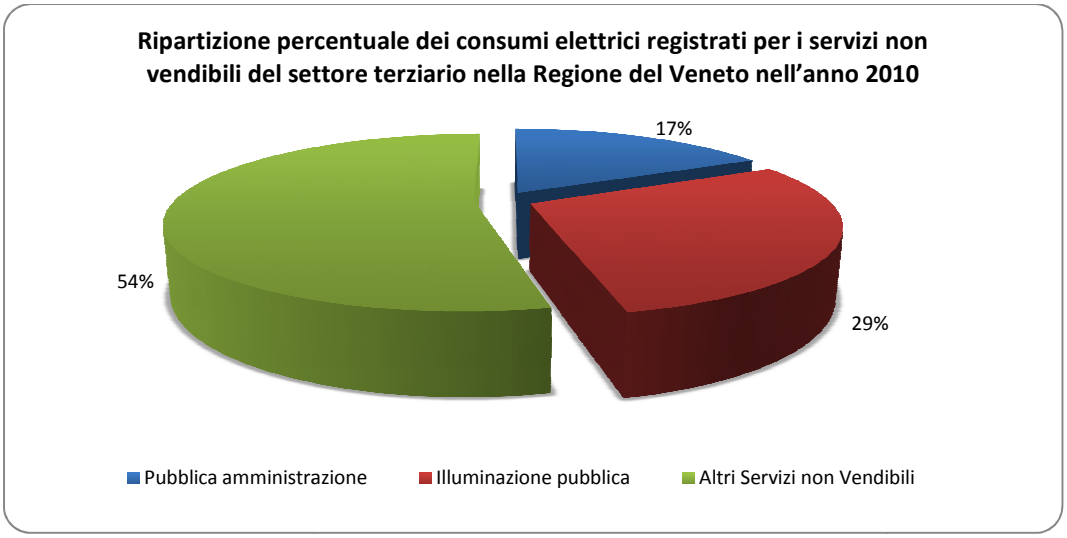


Figura A-16 Ripartizione percentuale dei consumi elettrici registrati per i servizi non vendibili del settore terziario nella Regione del Veneto nell'anno 2010

A.7. Produzione di energia elettrica – approfondimento provinciale

Il presente paragrafo riporta il dettaglio provinciale della produzione elettrica della Regione del Veneto distinguendo tra la produzione complessiva e la produzione da fonti rinnovabili. In Tabella A-10 e in Figura A-17 è riportata la produzione elettrica complessiva nelle provincie per gli anni dal 2004 al 2010.

anno/GWh	Belluno	Padova	Rovigo	Treviso	Venezia	Verona	Vicenza	Totale
2010	2.438,99	490,64	1.507,15	1.078,92	5.693,55	1.303,52	666,66	13.179,42
2009	2.430,54	388,59	1.494,68	1.125,15	7.609,17	1.272,82	642,99	14.963,94
2008	2.271,36	404,55	1.750,50	968,30	9.002,61	1.330,29	598,39	16.326,00
2007	1.827,40	347,20	1.887,00	782,40	11.227,50	1.233,10	479,00	17.783,60
2006	1.810,30	346,50	3.326,00	804,30	11.174,30	1.199,60	489,70	19.150,70
2005	1.757,60	350,60	3.080,80	805,90	13.075,20	1.096,60	489,50	20.656,20
2004	2.231,90	337,90	5.981,70	978,50	14.067,90	1.065,80	554,70	25.218,40

Tabella A-10 Produzione netta di energia elettrica nelle diverse province della Regione del Veneto negli anni 2004-2010.

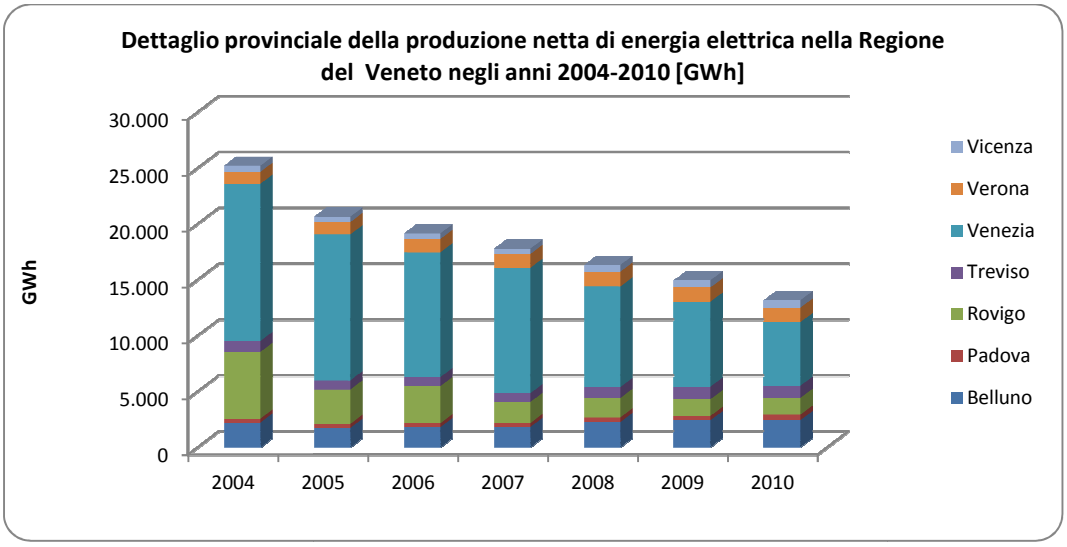


Figura A-17 Dettaglio provinciale della produzione netta di energia elettrica nella Regione del Veneto negli anni 2004-2010

In Tabella A-11 e in Figura A-18 è riportata la produzione elettrica in Regione del Veneto suddivisa per fonte e per provincia, per l'anno 2010.

	BELLUNO	PADOVA	ROVIGO	TREVISO	VENEZIA	VERONA	VICENZA
IDROELETTRICO	**2364,4**	**31,4**		**824,7**		**867,1**	**423,6**
TERMOELETTRICO	**145,4**	**558,3**	**1532,8**	**251,5**	**6264,5**	**467,2**	**309,4**
sola produzione di energia elettrica	1,1	24,6	6,3	15,8	3140,8	29,3	25,6
cogenerazione da fonte fossile	100,8	420,1	1520,2	220,9	3041,9	405,8	209,3
cogenerazione da bioenergie	43,5	113,6	6,3	14,8	81,8	32,1	74,5
EOLICO						**1,7**	
FOTOVOLTAICO	**3,6**	**27,2**	**11,0**	**30,0**	**10,7**	**21,1**	**25,8**

Tabella A-11: produzione di energia elettrica per tipologia di impianto e per provincia nella Regione del Veneto nell'anno 2010 [GWh]

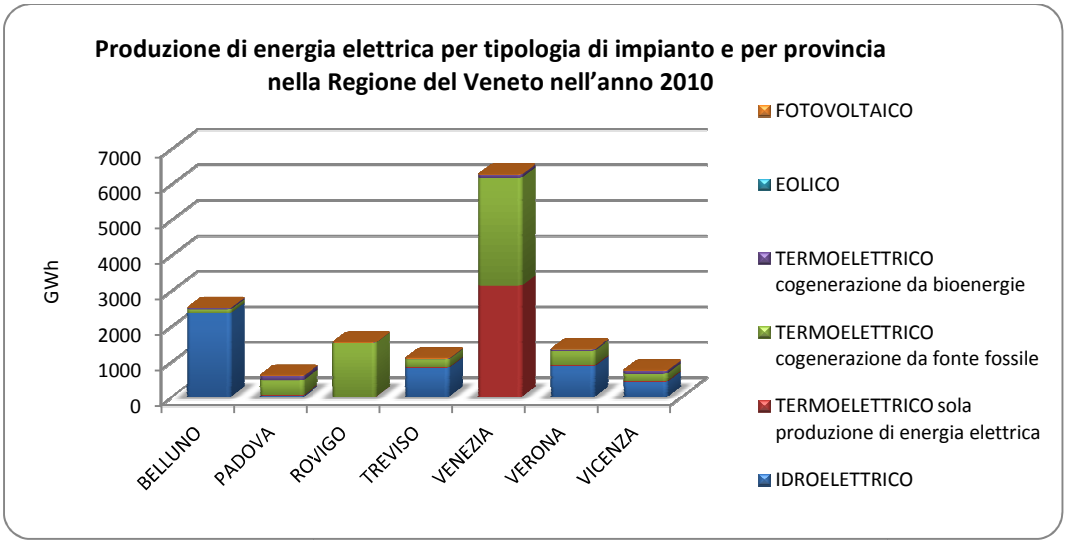


Figura A-18 Produzione di energia elettrica per tipologia di impianto e per provincia nella Regione del Veneto nell'anno 2010 (*fonte: SIMERI*)

L'andamento della produzione idroelettrica (Figura A-19) è variabile nel corso degli anni anche a causa delle condizioni climatiche e della conseguente disponibilità di acqua nei bacini interessati.
Grazie alla particolare conformazione del territorio la provincia di Belluno produce da sola più della metà dell'energia elettrica da idroelettrico, seguita da Treviso e Verona.

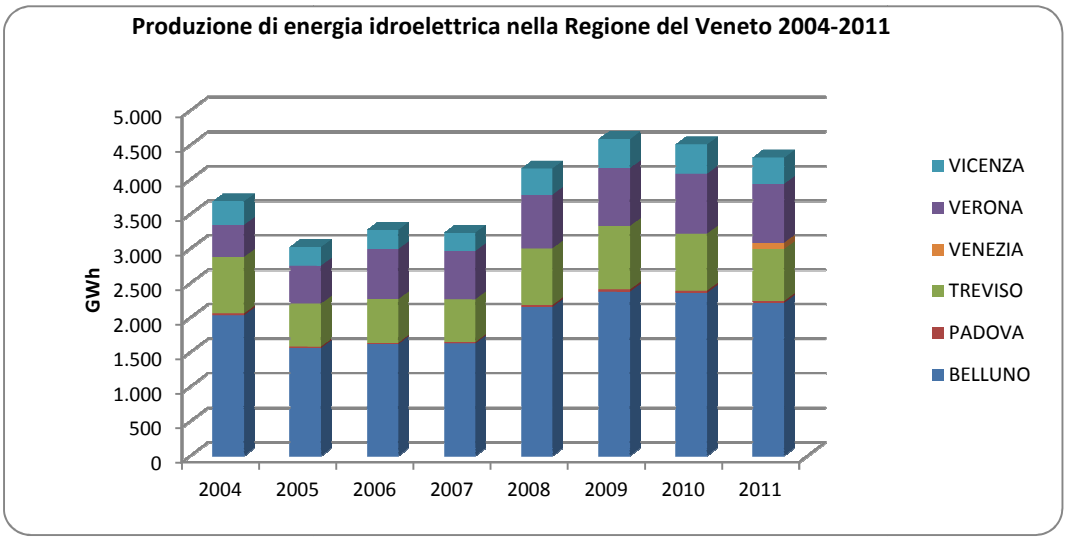


Figura A-19 Produzione idroelettrica nella Regione del Veneto negli anni 2004 – 2011 (*fonte: SIMERI*)

La generazione termoelettrica da bioenergie comprende la produzione di energia elettrica in centrali dendroelettriche alimentate a biomassa legnosa, la produzione elettrica dovuta alla termovalorizzazione del RSU e la generazione elettrica da biogas e bioliquidi. La produzione complessiva generata da tali impianti è tratta dal sistema di monitoraggio SIMERI ed è mostrata con dettaglio provinciale in Figura A-20.

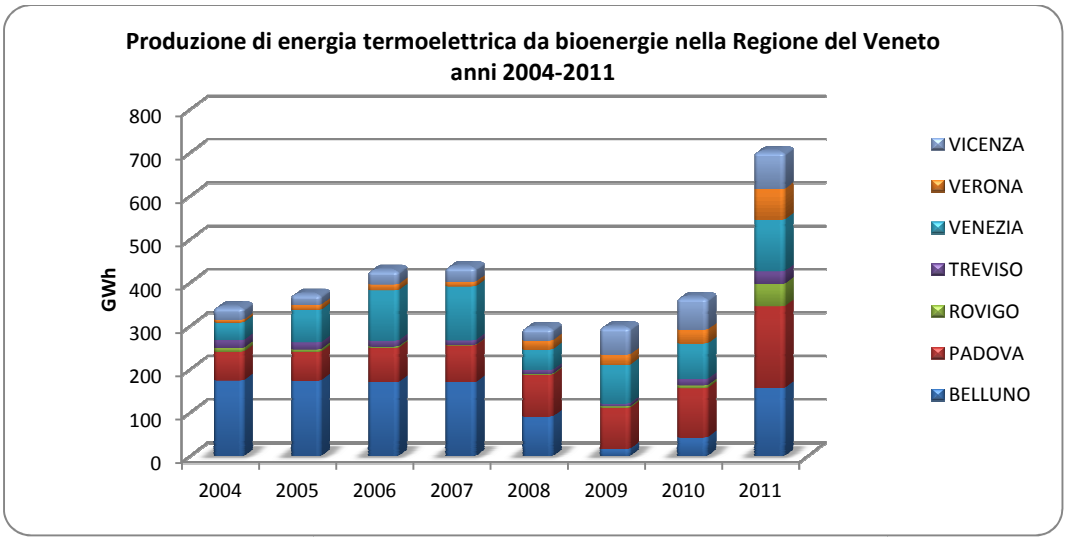
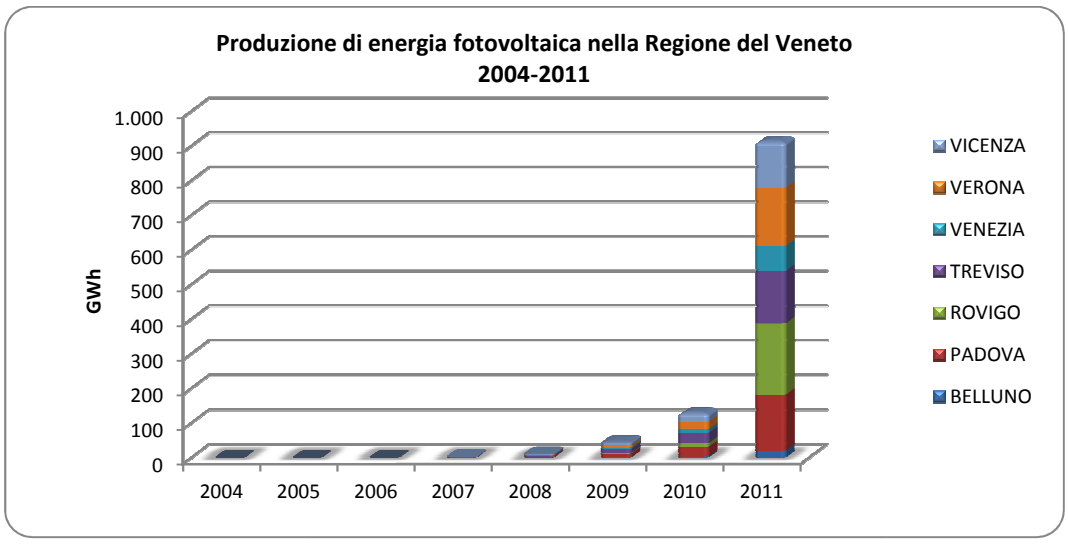


Figura A-20 Produzione termoelettrica da bioenergie nella Regione del Veneto negli anni 2004 – 2011 (*fonte: SIMERI*)

La produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica è descritta con dettaglio provinciale in Figura **A-21**. Dal grafico si nota come pur avendo un peso marginale in termini assoluti (6.8% della produzione totale di energia elettrica nel 2011) essa sia in evidente crescita.



.

Figura A-21 **Produzione di energia fotovoltaica nella Regione del Veneto negli anni 2004-2011. (*fonte: SIMERI*)**

Per quanto riguarda la produzione di energia termica nella Regione del Veneto, i dati attualmente disponibili circa gli impianti di generazione termica da fonti rinnovabili non sono sufficienti a descrivere in modo esauriente tale comparto energetico. Si rimanda pertanto al capitolo 6 “Infrastrutture energetiche nella Regione del Veneto” nel quale nella sezione relativa agli impianti di generazione viene in parte affrontata la tematica della generazione termica.

B. ALLEGATO AL CAPITOLO 6 "INFRASTRUTTURE ENERGETICHE NELLA REGIONE DEL VENETO"

B.1. Approfondimento provinciale degli impianti di generazione di energia elettrica fotovoltaica

In questo paragrafo è presentato un approfondimento circa la generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica a livello provincia per la Regione del Veneto.
Nella tabella che segue è riportata la distribuzione provinciale della potenza installata in impianti fotovoltaici per classi di potenza dal 2006 al 2011.

	Classe di potenza [kW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BELLUNO	< 20	2,1	111,6	549,9	1.590,1	4.434,0	9.699,2
	TRA 20 E 50	0,0	49,9	201,1	488,8	887,4	1.717,6
	> 50	0,0	0,0	85,3	375,8	1.691,0	13.454,4
PADOVA	< 20	131,9	579,7	2.511,8	5.759,3	17.619,6	44.162,0
	TRA 20 E 50	78,7	370,6	1.207,1	2.430,1	4.009,3	11.306,2
	> 50	0,0	74,1	1.674,0	7.118,3	34.070,2	157.405,9
ROVIGO	< 20	0,0	28,8	452,7	1.074,3	3.446,1	8.972,6
	TRA 20 E 50	0,0	144,6	223,8	547,6	918,7	3.692,4
	> 50	0,0	0,0	337,9	2.733,8	90.257,8	238.800,2
TREVISO	< 20	392,7	1.455,8	4.394,3	9.158,2	31.676,6	67.023,6
	TRA 20 E 50	0,0	182,9	639,8	1.643,7	4.099,2	11.966,2
	> 50	0,0	0,0	3.893,6	7.148,9	20.120,5	109.830,9
VENEZIA	< 20	108,4	482,2	1.931,3	4.372,8	13.114,0	30.607,5
	TRA 20 E 50	0,0	78,3	305,3	716,3	1.307,1	4.645,7
	> 50	0,0	0,0	558,2	1.539,6	7.334,1	66.645,5
VERONA	< 20	134,5	640,6	2.134,2	5.180,7	14.120,2	32.663,3
	TRA 20 E 50	31,9	63,6	379,7	689,5	2.687,4	10.216,7
	> 50	0,0	0,0	1.206,0	8.487,8	27.692,7	178.976,1
VICENZA	< 20	102,4	551,8	2.329,6	6.220,8	17.837,0	40.062,7
	TRA 20 E 50	91,4	418,4	1.108,7	2.185,1	3.976,4	8.107,0
	> 50	0,0	0,0	1.859,5	8.840,1	26.940,5	118.036,4
VENETO	< 20	**872,0**	**3.850,5**	**14.303,7**	**33.356,2**	**102.247,5**	**233.191,0**
	TRA 20 E 50	**201,9**	**1.308,2**	**4.065,6**	**8.701,2**	**17.885,4**	**51.651,9**
	> 50	**0,0**	**74,1**	**9.614,6**	**36.244,4**	**208.106,7**	**883.149,3**

Tabella B-1 Distribuzione provinciale della potenza installata in impianti fotovoltaici per classi di potenza nella Regione del Veneto negli anni 2006-2011

Si ritiene utile evidenziare la suddivisione provinciale per classi di potenza in quanto permette di distinguere il contributo apportato dagli impianti di grossa taglia, normalmente realizzati a terra, rispetto a quelli di piccola taglia, inferiore ai 50 kW realizzati su coperture di edifici.
Appare evidente l'incremento di potenza avvenuto per la tecnologia in analisi negli ultimi anni, soprattutto legato allo sviluppo di impianti di grossa taglia.

In Tabella B-2 sono riportati il numero di impianti per classi di potenza, la potenza installata, la potenza installata per chilometro quadrato e procapite per provincia al 2011.
Nella Figura B-1 sono invece rappresentate le potenze installate per provincia e per classe di potenza all'anno 2011.

	N° IMPIANTI			Potenza installata [kW]	Potenza installata per km^2 [kW/km^2]	Potenza pro capite [W/ab]
	< 20 kW	Tra 20 kW e 50 kW	> 50 kW			
BELLUNO	1.884	49	83	24.871	6,8	116,5
PADOVA	7.830	283	742	212.874	99,4	227,9
ROVIGO	1.399	97	289	251.465	140,5	1014,5
TREVISO	11.449	311	626	188.821	76,2	212,6
VENEZIA	5.621	120	285	101.899	41,3	118,1
VERONA	5.072	268	837	221.856	71,1	241,1
VICENZA	7.220	212	620	166.206	61,0	190,9
VENETO	**40.475**	**1.340**	**3.482**	**1.167.992**	**63,5**	**236,5**

Tabella B-2 Potenza installata in impianti fotovoltaici per classe di potenza e distribuzione provinciale nella Regione del Veneto nell'anno 2011

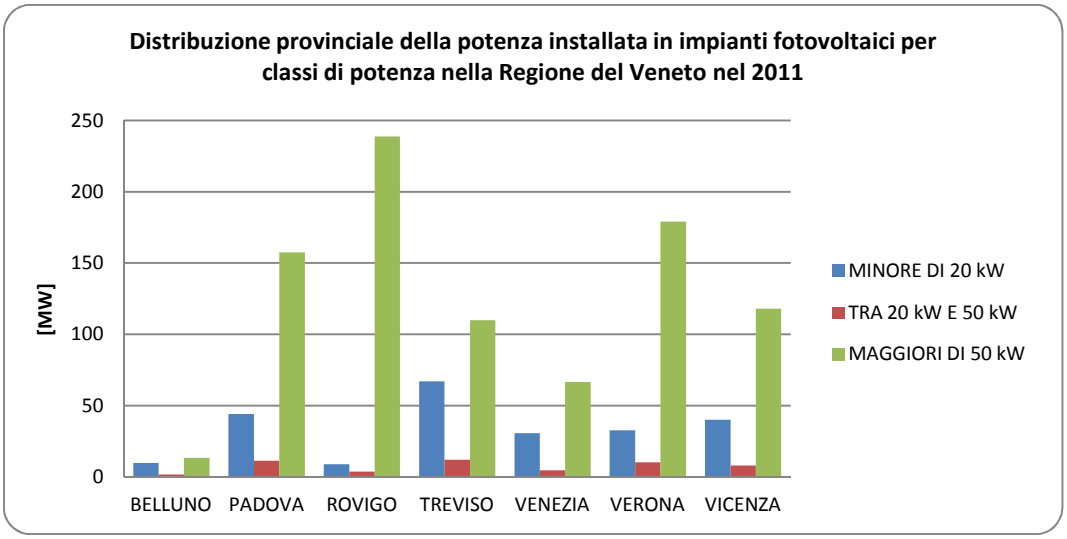


Figura B-1 Distribuzione provinciale della potenza installata in impianti fotovoltaici per classi di potenza nella Regione del Veneto nell'anno 2011

B.2. Fonte bioenergie – dettaglio impianti inattivi autorizzati dalla Regione del Veneto

Un dato di notevole rilevanza riguarda gli impianti già autorizzati dalla Regione del Veneto ma non ancora entrati in esercizio la cui potenza totale installabile è pari a 82,9 MW suddivisa per l'88% in impianti a olio vegetale, 9% in impianti a biomassa solida e per il 3% in impianti a biomassa vegetale.

COGENERAZIONE				
IMPIANTI INATTIVI – Potenza elettrica installata [kW]				
	Biomassa solida	Olio vegetale	Pollina e Olio vegetale	Biomassa vegetale
BELLUNO	6.000			
PADOVA		990		
ROVIGO		28.000		2.800
TREVISO	1.100	999	210	
VENEZIA		28.000		
VERONA		14.806		
TOTALE	**7.100**	**72.795**	**210**	**2.800**

Tabella B-3 Impianti di cogenerazione a biomassa inattivi autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2012

GENERAZIONE ELETTRICA				
IMPIANTI INATTIVI – Potenza elettrica installata [kW]				
	Biomassa solida	Olio vegetale	Biomassa solida e vegetale	Biomassa vegetale
BELLUNO		420		
PADOVA		4.590		
TREVISO	4.800		995	490
VENEZIA		26.994		
VERONA	1.000	1.419		
VICENZA		3.997		
TOTALE	**5.800**	**37.420**	**995**	**490**

Tabella B-4 Impianti di generazione elettrica a biomassa inattivi autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2012

B.3. Approfondimento sugli impianti a biogas autorizzati dalla Regione del Veneto

La Regione del Veneto ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di diversi impianti per la generazione di energia tramite biogas. La Tabella B-5 e la Tabella B-6 riportano i dettagli di tali impianti.

IMPIANTI A BIOGAS DA BIOMASSE ANIMALI E VEGETALI AUTORIZZATI DALLA REGIONE DEL VENETO			
INATTIVI			
	Numero Impianti	**Potenza elettrica installata [kW]**	**Potenza Termica recuperabile [kW]**
PADOVA	2	1.998	
ROVIGO	1	999	
VERONA	3	2.979	
VICENZA	2	1.998	
TOTALE	**8**	**7.974**	

Tabella B-5 Impianti a biogas da biomassa animale e vegetale inattivi autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2012

IMPIANTI A BIOGAS DA RIFIUTI AUTORIZZATI DALLA REGIONE DEL VENETO						
	DISCARICA		**FORSU**		**DISCARICA E FORSU**	
	Potenza elettrica (kW)	**Potenza termica rec. (kW)**	**Potenza elettrica (kW)**	**Potenza termica rec. (kW)**	**Potenza elettrica (kW)**	**Potenza termica rec. (kW)**
INATTIVI						
PADOVA	834					
ROVIGO			999	1.065		
TREVISO						
VENEZIA						
VERONA						
VICENZA	905		998	1.450		
TOTALE	**1.739**		**1.997**	**2.515**		

Tabella B-6 Censimento degli impianti a biogas da rifiuti inattivi autorizzati dalla Regione del Veneto fino al 30/11/2012

In Tabella B-7 sono riportati i dettagli provinciali degli impianti autorizzati dalla Regione del Veneto al 2011.

	N° impianti	**Potenza termica nominale (MW)**	**Potenza elettrica (MW)**	**Potenza termica effettivamente disponibile (MW)**	**Output**			
					Quantità biogas (Mmc/a)	**Producibilità elettrica lorda (MWh/a)**	**Producibilità elettrica netta (MWh/a)**	**Producibilità termica effettivamente impiegata (MWh/a)**
Padova	25	49,493	19,989	23,973	76,926	158.446	150.067	51.493
Rovigo	14	33,14	13,32	15,968	50,025	105.158	99.409	34.857
Treviso	11	19,573	7,957	10,028	28,015	63.942	61.339	16.475
Venezia	32	70,215	28,441	32,673	105,526	227.417	213.256	67.304
Verona	30	61,922	25,852	33,393	99,073	205.604	199.934	81.837
Vicenza	4	8,255	3,358	5,016	12,992	26.789	25.808	16.287

Tabella B-7 Impianti a biogas autorizzati suddivisi per provincia dalla Regione del Veneto fino all'anno 2011

Nel grafico di Figura B-2 sono riportati gli impianti autorizzati a fine 2011 suddivisi per Provincia.
A livello provinciale la maggior parte degli impianti, il 53%, sono installati nelle province di Verona (26%) e Venezia (27%). Il rimanente è suddiviso nelle province di Padova (22%), Rovigo (12%), Treviso (10%) ed infine Belluno (3%).

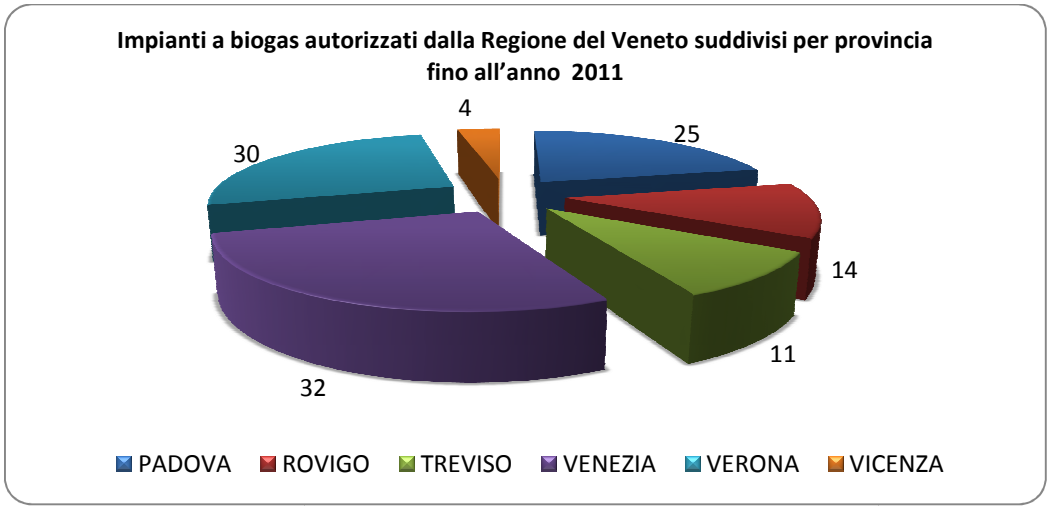


Figura B-2 Impianti a biogas autorizzati dalla Regione del Veneto suddivisi per provincia fino all'anno 2011 (*fonte: Regione del Veneto*)

In Figura B-3 è rappresentato, in funzione della potenza elettrica installata, il trend di crescita della fonte biogas per quanto concerne le autorizzazioni di competenza regionale a partire dal 2007 fino al 2011.
Un'ulteriore suddivisione degli impianti può essere effettuata in base alla composizione della biomassa in ingresso. Le matrici normalmente utilizzate prevedono l'utilizzo di biomassa vegetale dedicata, di sottoprodotti agroindustriali e di biomassa zootecnica.

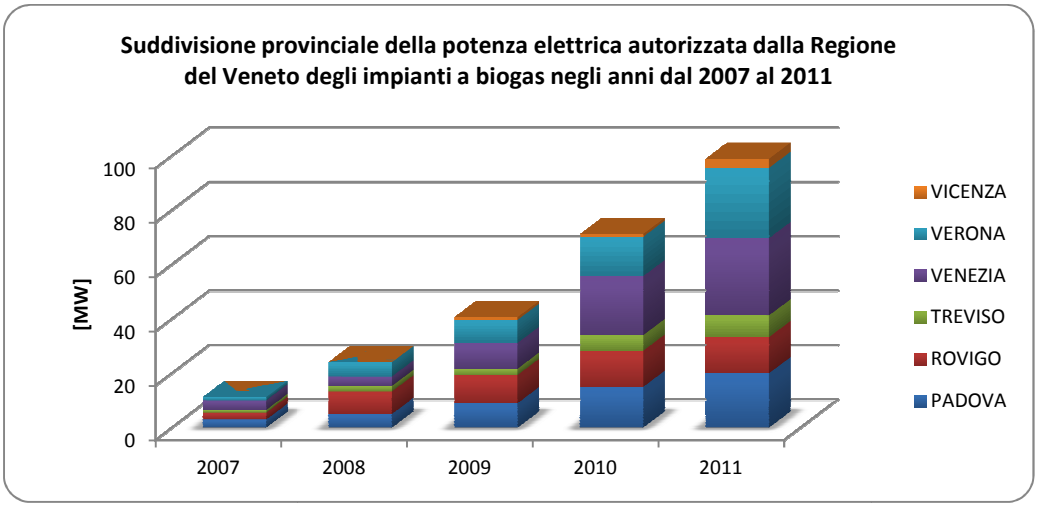


Figura B-3 Suddivisione provinciale della potenza elettrica autorizzata dalla Regione del Veneto degli impianti a biogas negli anni dal 2007 al 2011 (*fonte: Regione del Veneto*)

Per biomassa vegetale dedicata si intende mais di primo e secondo raccolto, segale, erba silo, triticale e sorgo. Nella categoria di biomassa zootecnica ricadono il letame e liquame suinicolo, bovino, avicolo, cunicolo, bufalino, mentre nella categoria di sottoprodotti agroindustriali ricadono il siero di latte, le buccette di pomodoro, la pola di patate, il melasso, ecc.

Nel grafico di Figura B-4 appare evidente come la quasi totalità (98%) degli impianti a biogas utilizzino biomassa vegetale dedicata, per la maggior parte in combinazione con biomassa zootecnica (75%). La pollina viene utilizzata solo nel 5% degli impianti in combinazione con biomassa zootecnica e biomassa vegetale dedicata. Rimane scarso l'utilizzo dei diversi sottoprodotti agroindustriali negli impianti (7%).

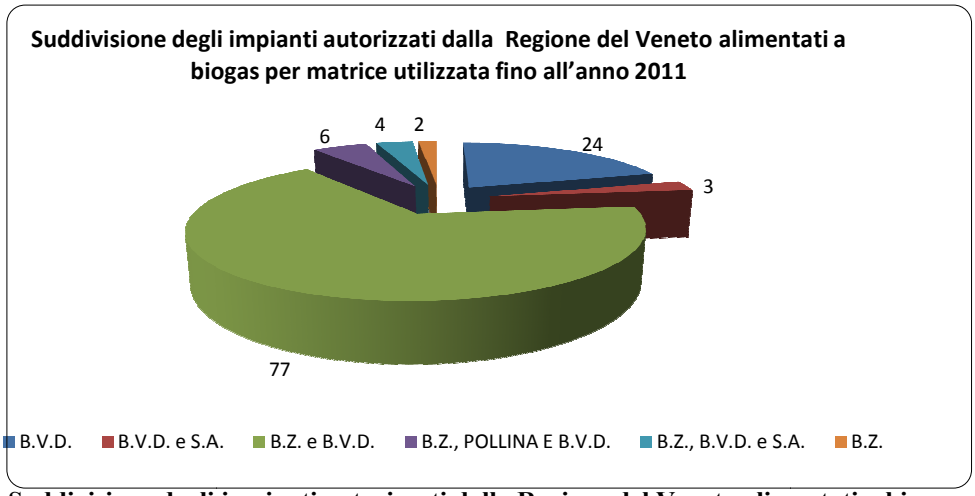


Figura B-4 Suddivisione degli impianti autorizzati dalla Regione del Veneto alimentati a biogas per matrice utilizzata fino all'anno 2011 (*fonte: Regione del Veneto*)

In Tabella B-8 sono riportati, in base alle autorizzazioni concesse dalla Regione, i quantitativi di biomassa conferiti ogni anno. Indicativamente la maggior quantità di "sostanza secca1" per unità di "tal quale"[2] dimostra una maggior attitudine alla produzione di biogas.

	Quantità zootecnica		Quantità vegetale		Sottoprodotti agricoli vegetali	
	Tal Quale (t/a)	Sostanza Secca (t/a)	Tal Quale (t/a)	Sostanza Secca (t/a)	Tal Quale (t/a)	Sostanza Secca (t/a)
2007	137.998	29.358	157.055	40.024	0	0
2008	75.834	15.477	221.279	73.199	6.935	0
2009	309.534	23.425	292.475	63.626	0	0
2010	279.897	34.479	441.404	137.612	3.790	2.628
2011	453.290	50.706	407.819	134.310	19.075	4.380
Totale	**1.256.553**	**153.445**	**1.520.032**	**448.771**	**29.800**	**7.008**

Tabella B-8 Quantitativi di biomassa conferita per matrice relativamente agli impianti autorizzati dalla Regione del Veneto fino all'anno 2011 (*fonte: Regione del Veneto*)

Il grafico di Figura B-5 riporta la suddivisione percentuale dei quantitativi di biomassa conferiti negli impianti. La maggior parte è rappresentata dalla biomassa vegetale dedicata con una percentuale pari al 54%.

[1] Per "sostanza secca" si intende il contenuto in sostanza secca della biomassa determinato per essiccamento. Questo valore rappresenta la somma della Sostanza Organica (dalla quale hanno poi origine la Sostanza Organica Volatile, che si trasforma in biogas, e la Sostanza Organica Fissa che non può gassificarsi) e della Sostanza Inerte.
[2] Per "tal quale" si intende la quantità di biomassa fresca conferita.

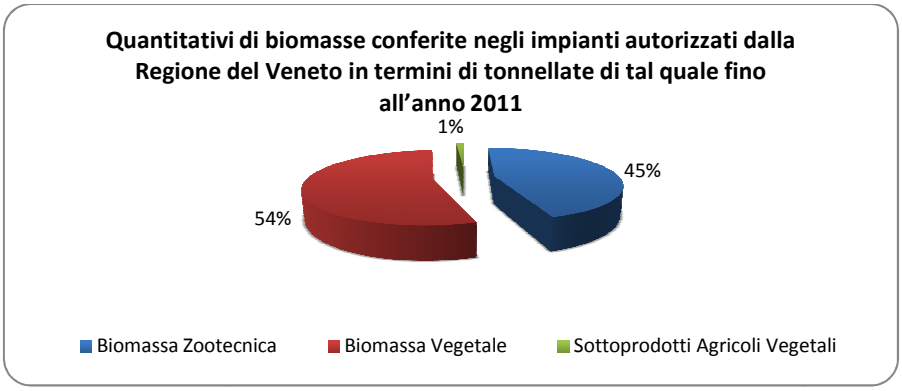


Figura B-5 Quantitativi di biomasse conferite negli impianti autorizzati dalla Regione del Veneto in termini di tonnellate di tal quale fino all'anno 2011 (*fonte: Regione del Veneto*)

B.4. Approfondimento sulle reti di teleriscaldamento

Progetti autorizzati e cofinanziati dalla Regione del Veneto

La Regione del Veneto ha finanziato per mezzo di fondi POR la realizzazione di una serie di interventi mirati alla diffusione delle reti di teleriscaldamento. Si tratta per lo più di piccoli esempi di teleriscaldamento distrettuale, tuttavia interventi di questo genere sono importanti per raggiungere gli obiettivi del burden sharing, poiché incrementano la generazione di energia termica da rinnovabile.
La Tabella B-3 presenta l'elenco degli impianti cofinanziati, descrivendo sinteticamente il progetto e fornendo i dati fondamentali per la caratterizzazione dell'impianto. Tutti gli interventi presentano come data limite per la messa in esercizio il 30 giugno del 2015.

RICHIEDENTE		cogenerazione kWe	potenza rete kWt	potenza allacciata kWt	TEP/anno risparmiati	CO_2 evitata t/anno	SO_2 evitato kg/anno	NO_x evitato kg/anno	polveri evitate kg/anno	calore di scarto
ALTO VICENTINO AMBIENTE SRL	Progetto preliminare relativo alla realizzazione di un sistema di teleriscaldamento		36.000	16.000	7.881.00	7.507	1.584	6.665	30	termovalorizzatoreAGSM Ca del Bue
AGSM VERONA SPA	Recupero calore da impianto RSU di Ca' del Bue e realizzazione rete distribuitiva di teleriscaldamento nel Comune di S.Giovanni Lupatoto		7.700	10.500	1.256.00	2.863		1.461		termovalorizzatore AVA di Ca Capretta,
AGSM VERONA SPA	Recupero calore di scarto da acciaieria "Riva Acciai Gruppi" ed estensione rete di teleriscaldamento in Lungadige Galtarossa		6.100	8.400	1.059.00	2.414		1.232		acciaieria "Riva Acciai Gruppi"
COMUNE DI FOSSALTA DI PORTOGRUARO	Rete di teleriscaldamento nelle frazioni di Villanova S.Margherita, Villanova S.Antonio - 1° stralcio	13.200	5.957	6.140	932.00	2.189				centrale biomasse Fossalta di Portogruaro
AZIENDA ULSS N. 2 DI FELTRE	rete di teleriscaldamento presso l'Ospedale di S.Maria del Prato di Feltre	1.050	17.777	6.553	1.478.00	4.151	0.0	0.0	0.0	
COMUNE DI POLVERARA	Estensione e potenziamento della rete di teleriscaldamento comunale esistente con l'utilizzo di calore di scarto prodotto dalla centrale di cogenerazione a biogas in Via Vecchia Polverara		3.000	6.500	-	900				calore di scarto prodotto dalla centrale di cogenerazione a biogas
COMUNE DI VAZZOLA	Rete comunale di teleriscaldamento urbano abbinata a produzione di energia elettrica	238	1.480	2.749.5	11.41	727.5	18.5	403.6	50.9	
COMUNE DI ESTE	Realizzazione estensione e potenziamento rete di teleriscaldamento urbano al servizio del Comune di Este - II stralcio		7.000.00	14.275.00	5.840.43	17.025.93	151.726.24	19.278.21	5.468.03	
COMUNE DI CASTELNUOVO DEL GARDA	Rete di teleriscaldamento a servizio del Comune di Castelnuovo del Garda		1.200.00	1.080.00	139.00	327.00		162.075.00		
VERITAS SPA	Rete di teleriscaldamento e centrale di cogenerazione a biomassa Gazzera-Mattuglie	600.00	6.200.00	6.200.00	600.00	3.300.00	0.00	27.00	11.00	
COMUNE DI CHIARANO	Realizzazione di nuova rete di teleriscaldamento urbano a servizio del Comune di Chiarano		1.844.00	1.800.00	409.68	1.743.77	4.093.56	49.53	132.26	
SIL SOCIETA' ITALIANA LINING SRL	Progetto preliminare per la realizzazione idi un impianto di trigenerazione e relativa rete di teleriscaldamento di quartiere, con sfruttamento dell'energia termica prodotta da termovalorizzatore di Padova, I° stralcio		40.000.00	40.000.00	3.179.00	7.484.00	15.028.00	4.819.00	1.032.00	termovalorizzatore di Padova
TOTALE		15.088	134.258	120.197.5	22.785.5	50.632.2	172.450.3	195.606.7	6.724.2	

Tabella B-9 Reti di teleriscaldamento finanziati dalla regione attraverso lo stanziamento di fondi POR

C. ALLEGATO AL CAPITOLO 8 "POTENZIALI DI CONTENIMENTO DEI CONSUMI E DI SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI"

C.1. Incentivi ed interventi per l'efficienza energetica

Lo Stato italiano ha reso disponibili vari strumenti finanziari specifici per promuovere ed incentivare gli interventi per l'efficienza energetica

L'analisi degli interventi sostenuti nella Regione del Veneto e dei risparmi conseguiti dall'introduzione dei sistemi incentivanti a livello nazionale permette di determinare un valore realistico per la stima del potenziale di risparmio energetico che la Regione del Veneto può conseguire entro il 2020.

I prossimi due paragrafi analizzano in dettaglio le tipologie di interventi realizzati suddivise per strumenti di incentivazione:

1. detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica;
2. Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

Le elaborazioni sono basate su dati forniti da ENEA, incaricata della raccolta dati, della valutazione tecnica dei risparmi conseguiti ed elaborazione di rapporti annuali sull'efficienza energetica[1].

DETRAZIONI FISCALI – INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA

La legge 27 dicembre 2006 n. 296 ha introdotto le detrazioni fiscali di una quota parte della spesa sostenuta per la realizzazione di interventi di riqualificazione energetica nel patrimonio immobiliare nazionale esistente.[2]

Per il periodo 2007-2010, questi gli interventi ammissibili:

- ✓ Art. 1, comma 344: interventi di riqualificazione energetica globale dell'edificio
- ✓ Art. 1, comma 345: interventi su strutture opache orizzontali, strutture opache verticali e finestre comprensive di infissi
- ✓ Art. 1, comma 346: l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda
- ✓ Art. 1, comma 347: sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione o, in alternativa, con pompe di calore ad alta efficienza ovvero con impianti geotermici a bassa entalpia.

Le richieste di detrazione hanno riscosso molto interesse negli utenti finali, presentando un trend di crescita continuo. Nel 2007 le richieste di detrazione a fronte di interventi di efficientamento hanno raggiunto le 106.000 unità per un risparmio previsto di 787,8 GWh/anno. Nel 2008 le documentazioni pervenute sono state pari a 247.800, per un risparmio conseguito pari a 1.961 GWh/anno.

Nel 2009 gli interventi realizzati sono stati 236.700 per un risparmio conseguito di 1.487 GWh annuo, mentre nel 2010 gli interventi sono saliti a 405.600 pratiche totali per un risparmio energetico complessivo in energia primaria pari a 2.032 GWh/anno.

[1] http://www.efficienzaenergetica.enea.it/.

[2] Sulle spese sostenute dal 6 giugno 2013 (data di entrata in vigore del D.L. 63/2013) al 31 dicembre 2013, per gli interventi di riqualificazione energetica di edifici già esistenti, spetta una detrazione del 65%. Le spese sostenute precedentemente fruivano, invece, della detrazione del 55%.

I risultati ottenuti sono indicati in Tabella C-1.

COMMA		Pratiche Inviate	Distribuzione percentuale (%)	Risparmio conseguito (GWh/a)	CO_2 non emessa (kt/a)	Spesa totale + spese professionali (migliaia di €)	55% della spesa totale) (migliaia di €)
ANNO 2007							
Comma 344		3.180	3%	68,3	14,4	136.000	74.800
Comma 345		39.220	37%	185,6	39,5	482.000	265.100
Comma 346		20.140	19%	92,5	19,7	139.000	76.450
comma 347		27.560	26%	268,4	57	280.000	154.000
Selezione multipla		15.900	15%	173	36,8	416.000	228.800
TOTALE		106.000		788	167	1.453.000	799.150
ANNO 2008							
Comma 344		5.700	2%	163	35	177.000	97.350
Comma 345	Opache verticali	112.600	45%	495	105	43.000	23.650
	Opache orizzontali					77.000	42.350
	Infissi					1.275.000	701.250
Comma 346		37.100	15%	288	61	258.000	141.900
comma 347		57.700	23%	614	131	688.000	378.400
Selezione multipla		34.700	14%	401	85	982.000	540.100
TOTALE		247.800		1.961	418	3.500.000	1.925.000
ANNO 2009							
Comma 344		5.600	2%	121	26	80.000	44.000
Comma 345	Opache verticali	127.800	54%	495	105	50.000	27.500
	Opache orizzontali					220.000.000	121.000
	Infissi					1.085.000	596.500
Comma 346		35.300	15%	245	52	248.000	136.000
comma 347		68.000	29%	626	133	880.000	485.000
TOTALE		236.700		1.487	317	2.563.000	1.410.000
ANNO 2010							
Comma 344		1.900	0%	46	10	53.000	29.000
Comma 345	Opache verticali	226.400	56%	771	163	210.000	115.000
	Opache orizzontali					300.000	165.000
	Infissi					2.130.000	1.171.000
Comma 346		47.300	12%	254	53	353.000	194.000
comma 347		130.000	32%	961	204	1.562.000	859.000
TOTALE		405.600		2.032	430	4.608.000	2.533.000

Tabella C-1 Quadro sintetico degli interventi sostenuti nel periodo 2007-2010 (*fonte: ENEA*)

Circa la metà degli interventi ha riguardato la sostituzione delle finestre, seguita dalla sostituzione di impianti termici e dall'installazione di pannelli solari; sono ancora pochi gli interventi più complessi come la riqualificazione energetica di un intero immobile, sebbene siano questi gli interventi più idonei dal punto di vista del risparmio energetico.

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale, circa il 20% delle domande proviene dalla Regione della Lombardia. A seguire le Regioni del Veneto, del Piemonte e della Emilia Romagna.

Queste quattro regioni del nord hanno totalizzato circa il 60% di tutti gli interventi realizzati in Italia.

Per quanto riguarda il riscontro ottenuto nella Regione del Veneto i dati relativi al numero di azioni incentivate e alla distribuzione tra le categorie di interventi relativamente alle pratiche sono rappresentati in Tabella C-2 e in Figura C-1.

NUMERO DI INTERVENTI INCENTIVATI				
	2007	**2008**[3]	**2009**	**2010**
Chiusure opache verticali[4]	374	735	1.033	730
Chiusure opache orizzontali[5]	233	1.040	1.536	880
Chiusure trasparenti[6]	4.044	10.985	12.665	22.814
Pannelli solari	4.295	7.782	7.464	9.082
Impianti riscaldamento[7]	3.850	9.107	10.346	18.624
Interventi combinati[8]	3.837	6.612	--	--
Altro[9]	28	--	--	--
Totale	**16.661**	**36.261**	**33.044**	**52.129**

Tabella C-2 Numero di interventi incentivati per mezzo della detrazione fiscale per riqualificazione energetica, suddivisi per categoria negli anni dal 2007 al 2010 nella Regione del Veneto (*fonte:ENEA*)

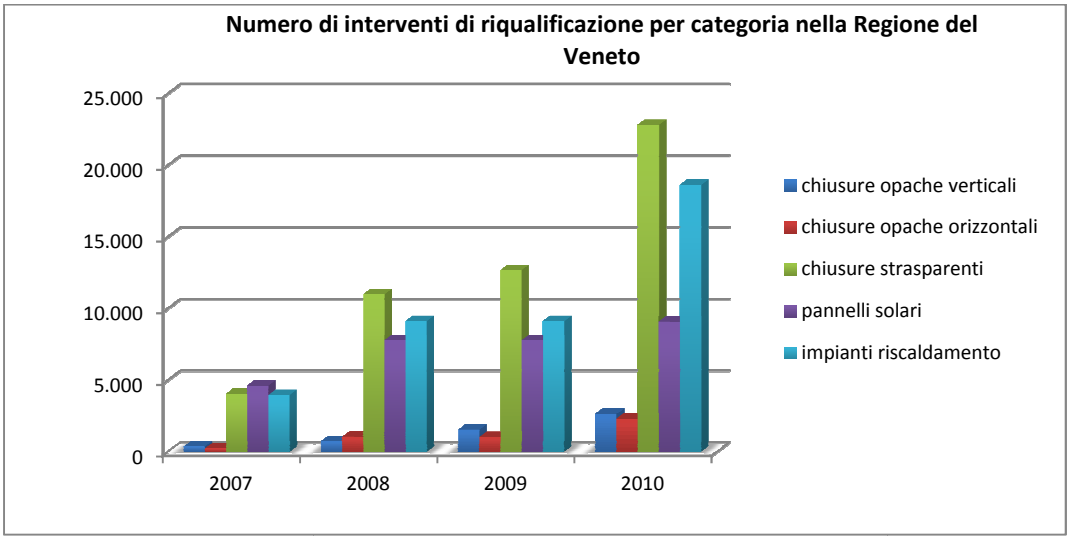


Figura C-1 Numero di interventi incentivati per mezzo della detrazione fiscale per riqualificazione energetica, suddivisi per categoria negli anni dal 2007 al 2010 nella Regione del Veneto (fonte:ENEA)

Gli interventi eseguiti riguardano prevalentemente la coibentazione delle pareti opache verticali ed orizzontali, la sostituzione dei serramenti, la sostituzione del generatore di calore e l'installazione di pannelli solari. Si ricorda che ogni intervento presenta dei requisiti minimi da soddisfare, molto più stringenti degli analoghi riferiti alle nuove costruzioni.

[3] Il dato riferito al 2008 è stato calcolato ripartendo il dato totale delle pratiche inviate in base alle percentuali indicate nel report ENEA "Le detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente nel 2008" – Dicembre 2009
[4] Questa voce comprende l'isolamento delle pareti perimetrali esterne.
[5] Queste voce comprende l'isolamento delle pavimentazioni e coperture.
[6] Questa voce comprende gli interventi di sostituzione dei serramenti.
[7] Questa voce comprende gli interventi di sostituzione dell'impianto termico con caldaie a condensazione, pompe di calore e caldaie a biomassa.
[8] Questa voci comprende interventi che prevedono la combinazione di più interventi singoli ricadenti nelle altri voci ed il comma 344 "Riqualificazione globale".
[9] Questa categoria è presente solo per i dati riferiti al 2007. Negli anni successivi gli interventi ricadenti sono stati inglobati nelle altre voci.

La Regione del Veneto risulta la terza regione per numero di interventi attuati in questi ultimi anni. Dai dati messi a disposizione si nota come il numero di interventi sia progressivamente in aumento, passando da 16.661 interventi effettuati nel 2007 a 52.129 interventi effettuati solo nel 2010 per un totale di 138.095 interventi dal 2007 al 2010 (Tabella C-2).
Dagli stessi dati si nota come gli interventi più diffusi siano la sostituzione degli infissi, ben il 36% del totale di interventi nella Regione del Veneto dal 2007, e la sostituzione del generatore di calore, 30% del totale, interventi complessivamente meno complessi.
L'installazione di pannelli solari risulta pari al 21%, mentre l'aumento di coibentazione delle chiusure opache orizzontali e verticali è quantificata nel 2-3% ciascuna.
Questi ultimi interventi, sebbene incidano notevolmente sull'efficienza energetica dell'involucro edilizio, risultano meno utilizzati a causa della relativa complessità di intervento e del maggiore costo.
Si osservi come gli interventi preponderanti riguardino la sostituzione dei serramenti (44%), seguiti dalla sostituzione degli impianti di riscaldamento (36%), mentre l'isolamento delle strutture opache verticali e di quelle orizzontali rappresentano complessivamente il 3% del totale.
In Figura C-2 è mostrata la distribuzione degli interventi incentivati nella Regione del Veneto, per epoca di costruzione degli edifici interessati: il 48% degli edifici oggetto di riqualificazione energetica sono stati edificati tra il 1962 ed il 1981, il 15% tra il 1946 ed il 1961 ed il 12% ciascuno tra il 1982 ed il 1991 e tra il 1992 ed il 2001.
Inoltre oltre il 65% degli edifici oggetto di riqualificazione energetica ricade sulla tipologia edilizia isolata, il 22% contigua e solo il 12% collettiva.

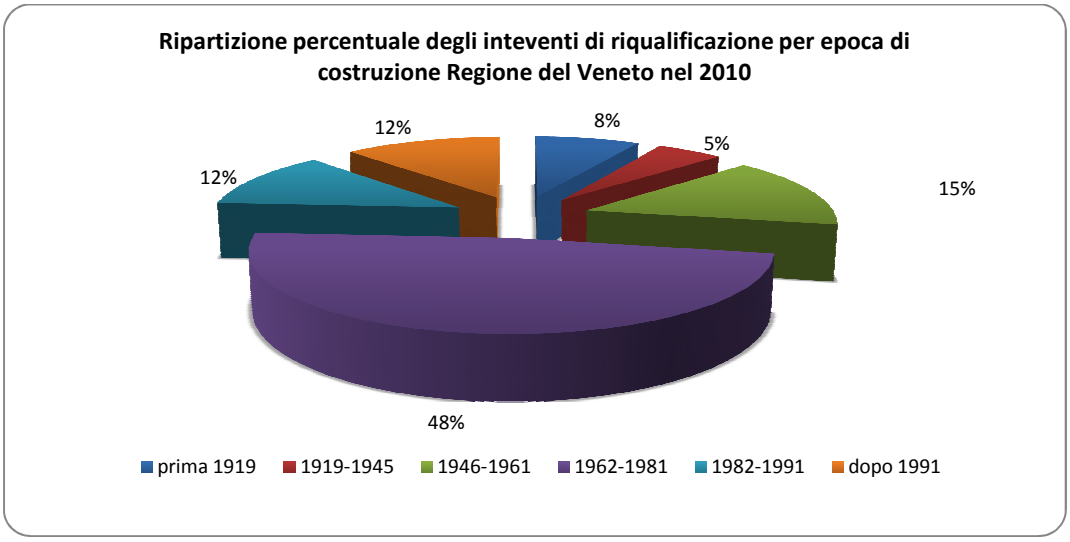


Figura C-2 Ripartizione percentuale degli interventi di riqualificazione energetica incentivati per mezzo della detrazione fiscale per riqualificazione energetica, per epoca di costruzione degli edifici interessati nella Regione del Veneto nell'anno 2010 (*fonte: ENEA*)

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE)

In base alle indicazioni fornite dalla Strategia Energetica Nazionale, le azioni di risparmio ed efficienza energetica sono incentivate tramite il ricorso ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE), introdotti già con i decreti del 20 luglio 2004.

Nella Tabella C-3 sono riportati i dati riferiti ai TEE emessi nel periodo compreso tra l'avvio del meccanismo (1 gennaio 2005) e il 31 dicembre 2011 per la Regione del Veneto. I dati sono riportati a partire dal 31 dicembre 2008, data a partire dalla quale l'AEEG pubblica un rapporto semestrale sull'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici[10] a livello regionale, permettendo di individuare un trend di crescita annuale dei risparmi conseguiti grazie agli interventi realizzati nel territorio regionale.

A ciascun TEE corrisponde una tep di energia primaria risparmiata attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica (tipo I), dei consumi di gas naturale (tipo II), o di altri combustibili fossili (tipo III).

Anno	Risparmio energetico conseguito [tep]				Aumento risparmio annuale [tep]
	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Totale	
2008	106.585	51.962	4.976	163.523	--------
2009	198.736	94.116	11.346	304.198	**140.675**
2010	300.065	189.731	17.581	507.377	**203.179**
2011	415.110	273.346	27.232	715.688	**208.311**

Tabella C-3 Analisi dei risparmi conseguiti mediante interventi di risparmio energetico aventi accesso al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) nella Regione del Veneto (*fonte: AEEG*)

Nella Figura C-3 è indicata la ripartizione percentuale degli interventi finora sostenuti in funzione della tipologia di risparmio ottenuto. L'analisi evidenzia come sia possibile, a livello regionale, realizzare ogni anno interventi di efficienza energetica che permettano di conseguire risparmi energetici dell'ordine di 200 ktep all'anno. Proiettati al 2020, mantenendo lo stesso trend annuale, gli interventi proposti possono portare ad un risparmio energetico pari a 1.600 ktep.

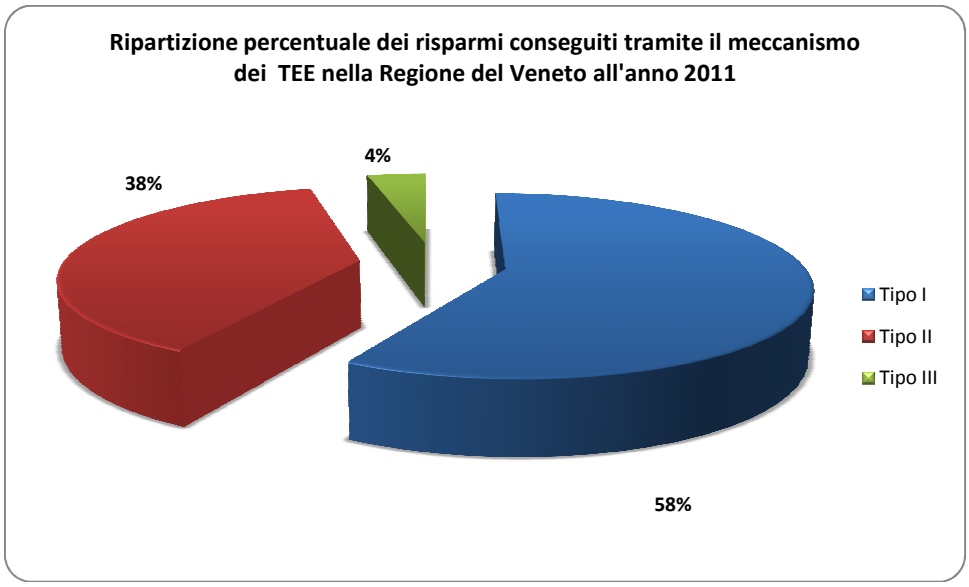


Figura C-3 Ripartizione percentuale dei risparmi conseguiti mediante il meccanismo dei TEE nella Regione del Veneto all'anno 2011 (*Fonte: Elaborazione DII-UNIPD su dati AEEG*)

[10] Articolo 8, comma 1 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

Gli interventi di efficienza energetica sono suddivisi in 3 categorie in relazione al metodo per la valutazione dei risparmi energetici conseguiti. I metodi standardizzati ed analitici sono riconducibili ad interventi tipo valutati tramite schede tecniche standardizzate o analitiche elaborate da ENEA per la certificazione dei risparmi ottenuti. Gli interventi non descrivibili tramite le schede tecniche rientrano invece nella categoria dei progetti a consuntivo. Al 2011, i 715.688 tep di risparmio conseguiti in Regione del Veneto sono per il 68% (486.762 tep) ottenuti con progetti standardizzati, per 4% (25.850 tep) con interventi analitici e per il rimanente 28% con progetti a consuntivo.
L'analisi dettagliata (Tabella C-4) delle differenti tipologie di interventi riconducibili ai metodi standardizzati ed analitici evidenzia il contributo preponderante legato alla sostituzione di lampade fluorescenti compatte (CFL) e all'installazione di erogatori a basso flusso (EBF) e rompigetto areati (RA), interventi per i quali non è più possibile richiedere i TEE.
Si ritiene pertanto opportuno ridimensionare il potenziale annuale di risparmio energetico, basandosi sulle stime di risparmio per i singoli settori evidenziati in allegato.

TIPOLOGIA INTERVENTO	RISPARMI ENERGETICI CERTIFICATI	PERCENTUALE SUL TOTALE	UNITA FISICA DI RIFERIMENTO	NUMERO INSTALLATE
lampade fluorescenti compatte	289.048	56,56%	CFL *	3.744.177
scalda-acqua a gas in luogo di elettrici	24	0,00%	scalda-acqua	71
caldaia unifamiliare a 4 stelle a gas	6.820	1,33%	caldaia	38.310
scalda-acqua a gas più efficienti	17	0,00%	scalda-acqua	94
doppi vetri	480	0,09%	mq di vetro sostituito	11.498
isolamento edifici per riscaldamento	784	0,15%	mq di superficie isolata	86.362
impianti fotovoltaici	110	0,02%	Impianti installati	97
collettori solari	28.697	5,62%	mq di pannello	101.163
inverter in motori elettrici < 22 Kw	270	0,05%	kW installati	758
decompressione del gas naturale	223	0,04%	-	0
motori a più alta efficienza	287	0,06%	. kW installati	5.787
elettrodomestici di classe A	9.579	1,87%	elettrodomestici	120.907
EBF in ambito residenziale	104.965	20,54%	EBF	1.962.898
kit idrici in ambito residenziale	1.034	0,20%	Kit idrici	75.316
EBF in alberghi e pensioni	986	0,19%	EBF	38.061
EBF in impianti sportivi	11.524	2,26%	EBF	81.647
RA in ambito residenziale	15.897	3,11%	RA	1.955.050
pompe di calore elettriche	0	0,00%	appartamenti riscaldati	0
inverter in motori elettrici > 22 Kw	0	0,00%	-	0
regolatori di flusso luminoso per PI	3.976	0,78%	W lampada regolata	8.018.016
sostituzione di lampade per PI	10.814	2,12%	lampade Na-AP	43.013
condizionatori di classe A	177	0,03%	kWf	16.670
isolamento edifici per raffrescamento	26	0,01%	mq di superficie isolata	24.867
piccoli sistemi di cogenerazione	14.612	2,86%	-	0
sistemi di teleriscaldamento	9.857	1,93%	-	0
lampade LED semaforiche	0	0,00%	lampade LED	0
lampade LED votive	0	0,00%	lampade LED	0
dispositivi anti stand-by domestici	0	0,00%	anti stand-by	0
dispositivi anti stand-by alberghieri	0	0,00%	anti stand-by	0
climatizzazione centralizzata	844	0,17%	-	0
scalda-acqua a pompa di calore	0	0,00%	scalda-acqua	-
illuminazione delle gallerie	0	0,00%	km di galleria	-
nuovi sistemi di illuminazioni stradale	0	0,00%	mq di strada	-
efficientamento illuminazione stradale	2	0,00%	mq di strada	-

Tabella C-4 Ripartizione dei TEE conseguiti con schede tecniche standardizzate e analitiche fino al 2011 in Regione del Veneto (*fonte:AEEG*)

L'analisi dettagliata (Tabella C-5) dei progetti a consuntivo mostra una particolare attenzione del settore industriale agli interventi di riduzione dei fabbisogni termici nel settore industriale (53% del totale), quali l'efficientamento delle centrali termiche o al recupero dei cascami termici, a discapito di quelli cogenerativi (22%) ed elettrici (18%), per esempio efficientamento di sistemi per la refrigerazione, applicazione di inverter a compressori, ventilatori. Il settore civile tende a preferire gli interventi riconducibili ai metodi standardizzati e analitici per la loro semplicità burocratica. Poca attenzione è rivolta agli interventi di miglioramento dell'efficienza nell'illuminazione pubblica.

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	PERCENTUALE
T-IND interventi di riduzione dei fabbisogni termici nel settore industriale (es. efficientamento delle centrali termiche, recupero di cascami termici)	53%
GEN-IND Installazione di impianti di cogenerazione per la fornitura di calore nell'ambito di processi industriali	22%
E-IND interventi sugli usi elettrici nel settore industriale (es. efficientamento di sistemi per la refrigerazione, applicazione di inverter a compressori, ventilatori, ecc.)	18%
T-CIV riduzione dei fabbisogni termici nel settore civile (sostituzione di caldaie e scaldabagno con modelli ad alto rendimento, interventi sull'involucro edilizio, ecc.)	0%
E-CIV interventi sugli usi elettrici nel settore civile (sostituzione di lampadine ed elettrodomestici con modelli a basso consumo, ecc.)	2%
GEN-CIV interventi su sistemi di produzione e distribuzione di energia in ambito civile (pannelli fotovoltaici, impianto di cogenerazione, sistemi di teleriscaldamento, ecc.)	5%
IP miglioramento dell'efficienza nell'illuminazione pubblica (lampade ad alta efficienza, sistemi di regolazione automatica dei livelli di illuminazione, ecc.)	0%

Tabella C-5 Ripartizione percentuale tra tipologie di intervento dei TEE conseguiti con progetti a consuntivo nella Regione del Veneto alla fine del 2011 (*fonte: AEEG*)

Dal confronto fra la Regione del Veneto e le altre regioni riguardo il numero totale di TEE emessi alla fine del 2011 (Tabella C-6) emerge la poca conoscenza tra i soggetti interessati (privati, pubbliche amministrazioni ed imprese del settore) del meccanismo di incentivazione e delle opportunità ad esso collegate.

Regione	Risparmio energetico conseguito [tep]
Lombardia	1.954.549
Toscana	1.222.921
Lazio	1.021.869
Piemonte	1.003.823
Emilia-Romagna	963.404
Puglia	932.772
Campania	818.021
Veneto	**715.688**

Tabella C-6 Dettaglio regionale dei risparmi energetici conseguiti al 31 dicembre 2011 (*fonte:AEEG*)

Lo stato del parco edilizio in Regione del Veneto[11]

L'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia è un obiettivo di interesse primario ormai da tutti condiviso nell'ambito della politica energetica europea e nazionale.
Il risparmio ottenibile è visto come una risorsa energetica "virtuale" e va inteso come uno degli strumenti di policy da utilizzare per far fronte nel breve e medio periodo alle difficoltà strutturali del sistema energetico del nostro Paese.
Il settore residenziale è responsabile di circa il 22% dei consumi finali lordi dello Stato Italiano[12], ne consegue che per raggiungere l'obiettivo fissato dall'unione europea di ridurre la spesa energetica del 20% al 2020, è fondamentale agire su tale comparto.
Nel settore delle costruzioni è in atto un profondo processo di trasformazione che riguarda sia i modelli insediativi sia la qualità dell'abitare, sempre più improntati a principi di efficienza energetica e di eco-compatibilità.
A partire dalla fine del 2020, tutti i nuovi edifici costruiti in Europa dovranno essere conformi a standard più elevati di risparmio energetico e dovranno essere alimentati, in larga misura, con fonti di energia rinnovabile.
Parallelamente dovrà essere ridotta la spesa energetica degli immobili esistenti, migliorando le prestazioni energetiche dell'involucro e impianti in occasione di lavori di ristrutturazione.
Dall'analisi dello stock abitativo in Veneto si nota come la regione possieda quasi il 9% degli edifici ad uso abitativo utilizzati del territorio nazionale.
Esso risulta composto al 2011 da 1.028.839 edifici e 1.945.910 abitazioni residenziali.
Dai dati disponibili circa il parco edilizio regionale emerge come oltre il 70% degli edifici residenziali in Veneto non possieda nessuna contiguità, caratteristica che suggerisce edifici isolati, costruzioni indipendenti, esposte su tutti i lati e quindi con un'ampia superficie disperdente.
I restanti edifici risultano essere di tipo contiguo (case accostate, centri storici) e collettivo (condomini e edifici a torre) edificati in epoche diverse.
Il secondo dato che emerge è la prevalenza di abitazioni con accesso indipendente o al massimo con un solo vano scala collettivo, dato che suggerisce la presenza di edifici di poche unità abitative.
Tale dato può essere incrociato con numero di piani fuori terra: gli edifici veneti sono costituiti da uno a quattro piani, con una preponderanza (65%) di abitazioni su due livelli, sinonimo di una bassa densità edilizia.

[11] *Analisi integrata di scenari di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore civile e commerciale della Regione Veneto*, F.Peron et Al., IUAV, VI Congresso Nazionale AIGE, giugno 2012
[12] *Efficienza energetica nel settore civile*, Enea, 2011

Sulla base dei dati elaborati dal Cresme e interpretati in uno studio dell'Università di Architettura di Venezia è possibile operare una suddivisione degli edifici veneti in categorie.
Il 25% degli edifici ad uso abitativo costruiti in Veneto sono riconducibili a case singole, il 7% bifamiliari, 14% case a schiera, 31% edifici a blocco, il 23% edifici in linea e solo il 0,03% edifici a torre.
Il parco edilizio regionale ripartito nelle categorie descritte e per epoca di costruzione è presentato in Tabella C-7 e in Figura C-4.

	< 1919	1919-1945	1946-1961	1962-1971	1972-1981	1982-1991	1992-2001	Totale
Edificio singolo	20.560	19.305	38.249	57.657	52.219	26.129	21.737	**235.856**
Edificio bifamiliare	5.601	4.968	10.991	17.027	15.713	9.225	7.531	**71.056**
Edificio a schiera	39.963	19.626	19.327	17.939	16.563	13.217	11.857	**138.492**
Edificio a blocco	23.388	21.542	48.028	80.458	70.194	30.389	24.299	**298.298**
Edificio in linea	59.066	27.457	29.554	31.847	29.168	19.538	18.737	**215.367**
Edificio a torre	4	7	47	93	96	44	28	**319**
Totale	**148.582**	**92.905**	**146.196**	**205.021**	**183.953**	**98.542**	**84.189**	**959.388**

Tabella C-7 Composizione del parco edilizio in Regione del Veneto al 2001, Censimento della popolazione e delle abitazioni, ISTAT

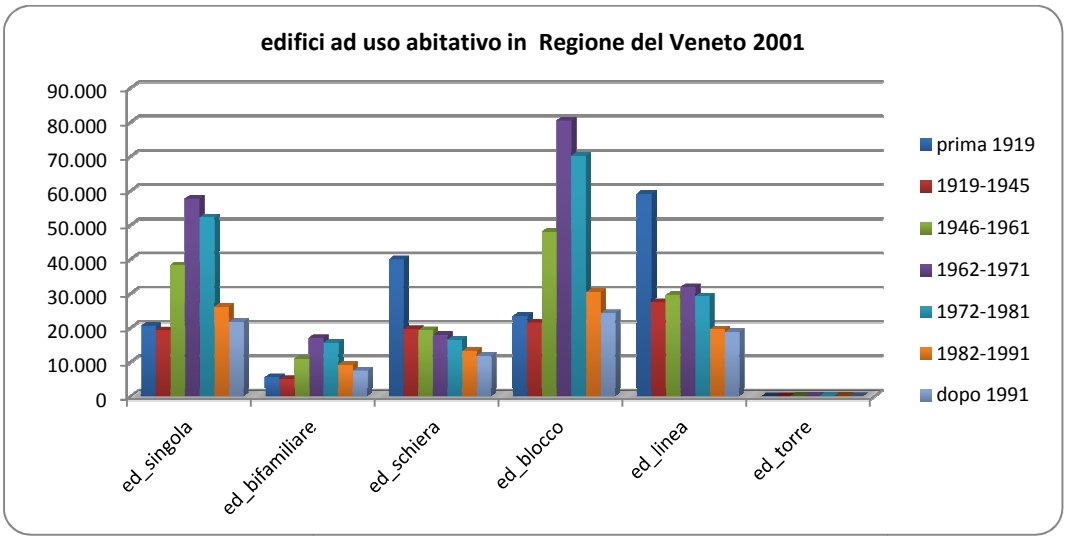


Figura C-4 Composizione del parco edilizio in Regione del Veneto al 2001, Censimento della popolazione e delle abitazioni, ISTAT

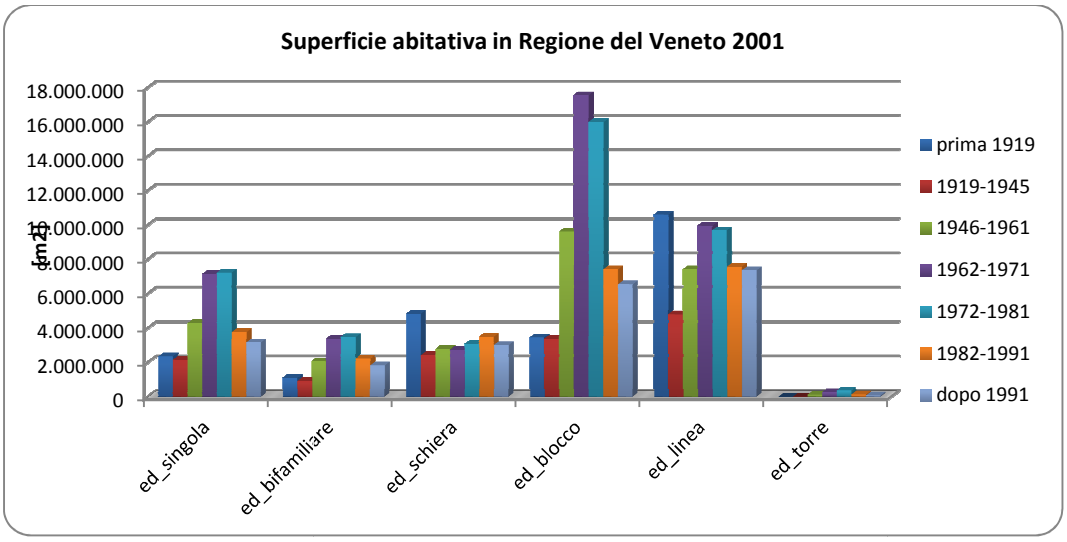


Figura C-5 Superficie abitativa in Regione del Veneto al 2001, per categoria di edificio ed epoca di costruzione, ISTAT

In Figura C-5 confrontando, invece, la superficie abitabile per categoria di edifici si nota come le abitazioni singole corrispondano al 15% della superficie totale, le abitazioni bifamiliari rappresentino l'8% della superficie abitativa mentre le case a schiera costituiscano il 12 % del totale. Le tipologie collettive aumentano presentano incidenze maggiori gli edifici a blocco realizzano il 33% della totale superficie abitata, gli edifici in linea il 31% e gli edifici a torre quasi l'1%.

Analizzando gli edifici in base all'epoca della loro realizzazione si osserva come il 15% degli edifici ad uso abitativo risalga a prima del 1919, circa il 9% è stato edificato nel periodo compreso tra le due guerre (1919-1945) ed il 14% nel periodo della ricostruzione (1946-1961). Il 38% degli edifici residenziali è stato edificato tra il 1962 e il 1981 mentre il 10% è stato costruito subito dopo la crisi energetica (1982-1991).

Ne consegue che ben il 76% dello stock residenziale in Veneto sia stato edificato prima della Legge 373 del 1976, prima legge sul risparmio energetico in Italia. Dato che aumenta sino al 86% per gli edifici residenziali costruiti prima del 1991, cioè prima del concepimento delle principali normative in ambito di efficienza energetica in Italia (Legge 10/1991 e D.Lgs 192/05). In particolare il 12% è stato edificato tra il 1991 ed 2005 e solo poco più del 2% è stato costruito dopo il 2006, evidenziando una progressiva riduzione degli edifici di nuova costruzione. Questo implica che gran parte degli edifici attualmente abitati in regione non rispettano alcun criterio di efficienza energetica, sono stati realizzati usando materiali non isolanti e hanno forma e strutture che non ottimizzano il rapporto tra il volume abitabile e le superfici disperdenti, pertanto presentano elevati consumi.

Negli ultimi decenni la costruzione di nuovi edifici è progressivamente mutata dalla tipologia di casa singola e bifamiliare alla casa a schiera, caratterizzata da un minor consumo del suolo e da un minor costo. Tra le tipologie edilizie collettive l'edificio in linea ha aumentando la sua incidenza a scapito della tipologia di edificio a blocco. Stabile e poco utilizzata la tipologia a torre. Per quanto riguarda gli spazi varia nel tempo anche la superficie media delle abitazioni in funzione della categoria e dell'epoca di realizzazione: le case singole e le bifamiliari, così some le case a schiera, aumentano progressivamente la loro dimensione, mentre le altre tipologie edilizie oltre a ridurre nel tempo la superficie utile aumentano il numero di abitazioni per edificio.

I dati confermano quindi un territorio a bassa densità, dove la complessità della composizione edilizia suggerisce l'adozione di strategie differenziate.
Questa situazione preannuncia dati di consumo energetico relativamente alti, con consistenti margini di miglioramento energetico dove la situazione fortemente individualistica può rappresentare un forte vantaggio in quanto un numero limitato di proprietà per edificio garantisce un maggior ventaglio di interventi possibili e ne aumenta la fattibilità.
Sulla base dei dati del censimento ISTAT della popolazione e delle abitazioni è possibili ricavare ulteriori informazioni tecniche e strutturali circa lo stock edilizio regionale.
Dall'analisi della tipologia di impianto di riscaldamento degli immobili abitativi della regione si nota come l'impianto fisso autonomo sia il più diffuso (74,4%); seguono gli impianti centralizzati (14,4%), per abitazioni plurifamiliari, e altri apparecchi singoli fissi per riscaldare tutta l'abitazione (8%) tipo stufe ecc.
Il 3,2% delle abitazioni in Veneto non presentano alcun impianto di riscaldamento, si tratta di abitazioni per vacanze in ambiti costieri e quindi utilizzate solamente d'estate.
I dati descritti sono mostrati in forma grafica in Figura C-6.

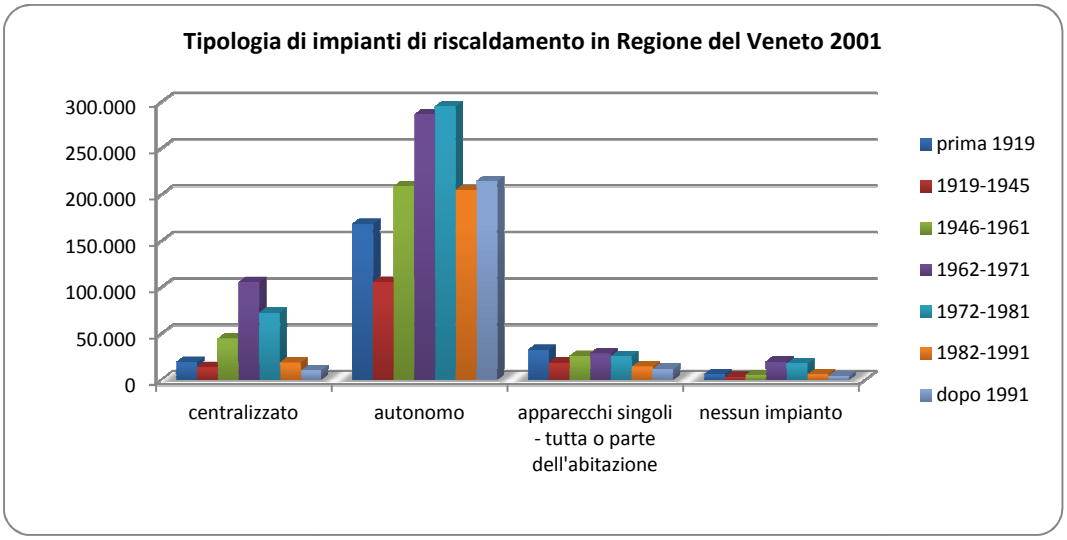


Figura C-6 Suddivisione degli impianti installati negli edifici della Regione del Veneto, Istat 2001

Dallo studio del tipo di impianto rispetto all'epoca di costruzione si nota come i singoli apparecchi fissi siano più utilizzati per gli edifici costruiti prima del 1919 e come nel corso del tempo sia diminuito il loro utilizzo.
Gli edifici non riscaldati sono datati al boom edilizio intercorso tra il 1962 ed il 1982. Le restanti tipologie di impianto si ripartiscono indipendentemente dal momento della loro realizzazione tra il 70-80% circa di impianti autonomi e il 8-18% per i sistemi centralizzati.
Unica eccezione si nota tra il 1962 ed il 1971 quando l'installazione di impianti centralizzati ha riscontrato un notevole incremento raggiungendo il 25% del costruito.
Si ha una tendenza opposta per le abitazioni costruite dopo il 1991 dove si nota un costante aumento degli impianti fissi autonomi raggiungendo quasi il 90% delle abitazioni costruite.

Dall'analisi delle tipologie costruttive mostrata in Figura C-7 si può notare come gli edifici in Veneto siano prevalentemente in muratura portante, quasi per il 70% degli edifici residenziali costruiti al 2001. Il restante 30% viene suddiviso equamente tra edifici completamente in calcestruzzo armato a piano terra chiuso ed edifici con una struttura di altra tipologia. La categoria calcestruzzo armato con piano terra aperto, invece, risulta scarsamente utilizzata (quasi esclusivamente negli edifici in linea ed a blocco).

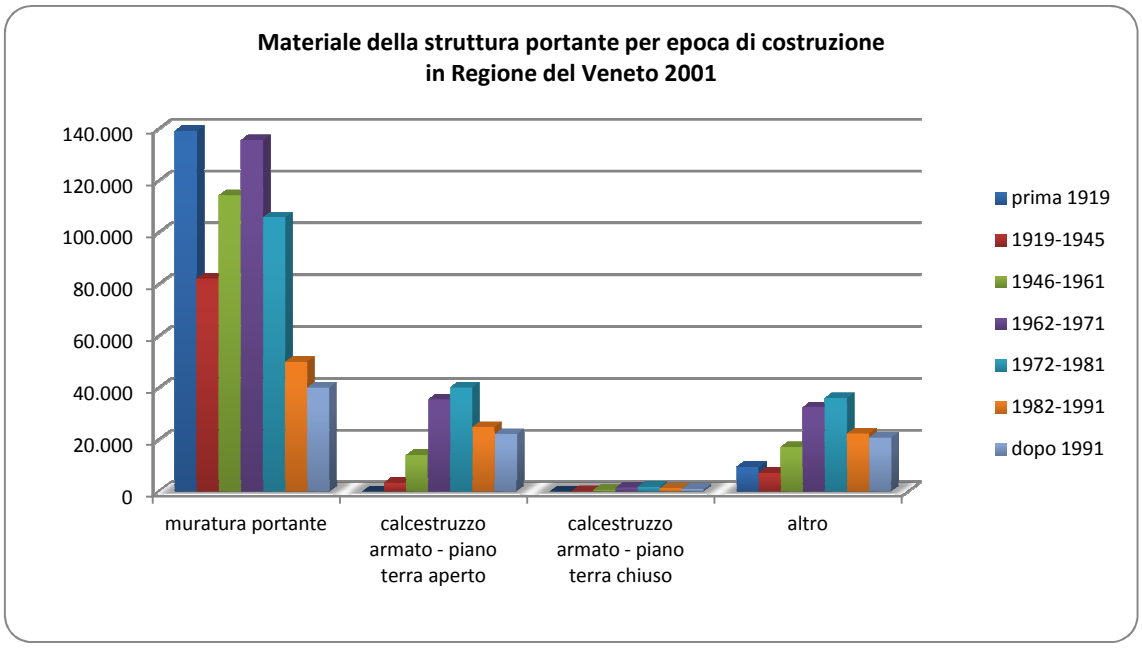


Figura C-7 Materiale di costruzione per la struttura portante dell'edificio in Regione del Veneto, Istat, 2001

Dall'analisi generale della conservazione del parco (Figura C-8) si nota infine come gli edifici in Veneto siano prevalentemente in buono stato in quanto più dell'80% degli edifici costruiti al 2001 sono almeno in buono stato di conservazione (32,7% ottimo e 50,3% buono stato). Un restante 15% degli edifici costruiti nella regione è mediocre cioè presenta vari elementi deteriorati in modo non grave e l'1,5% in stato pessimo ossia che presenta molteplici e gravi elementi deteriorati. Da questo scenario si sottolinea come nel 2001 la situazione risultava abbastanza positiva in quanto solo nel 18% circa degli edifici era necessario intervenire in tempi brevi.

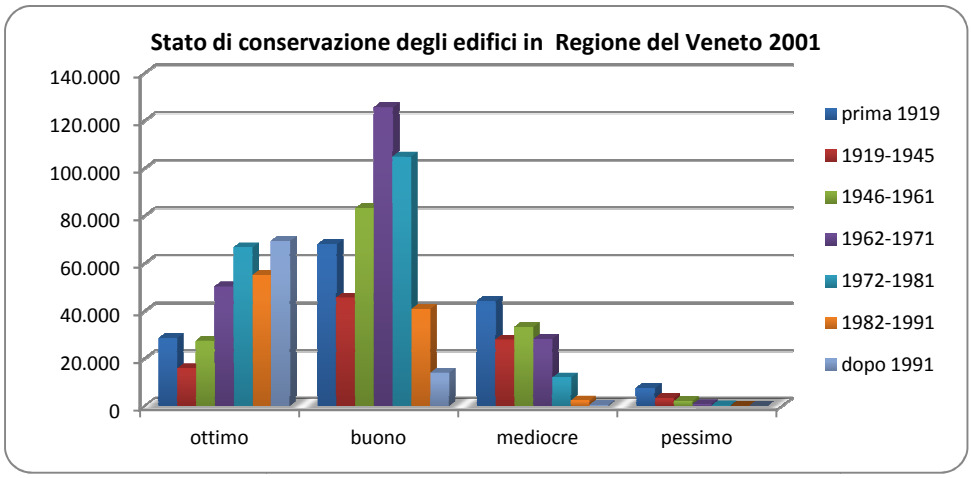


Figura C-8 Stato di conservazione degli edifici in Regione del Veneto, Istat, 2001

Come descritto nel capitolo 5 i consumi energetici imputabili al settore domestico sono notevoli, si tratta di un fabbisogno considerevole sia da un punto di vista termico, sia da un punto di vista elettrico, valutato in altra sede e qui riassunto solo in termini di energia primaria complessiva e per utilizzo.
Il parco edilizio regionale comporta un consumo finale lordo in termini di energia primaria di circa 3020 ktep. Al riscaldamento degli ambienti compete una spesa di 2050 ktep, il consumo per la generazione di acqua calda sanitaria e valutabile in 330 ktep, gli usi cottura sono più marginali concorrono al consumo di 130 ktep, mentre gli usi elettrici sono valutati in 515 ktep, pari al 16% dei consumi complessivi. La ripartizione dei consumi finali per tipologia di servizio è mostrata in Figura C-9.

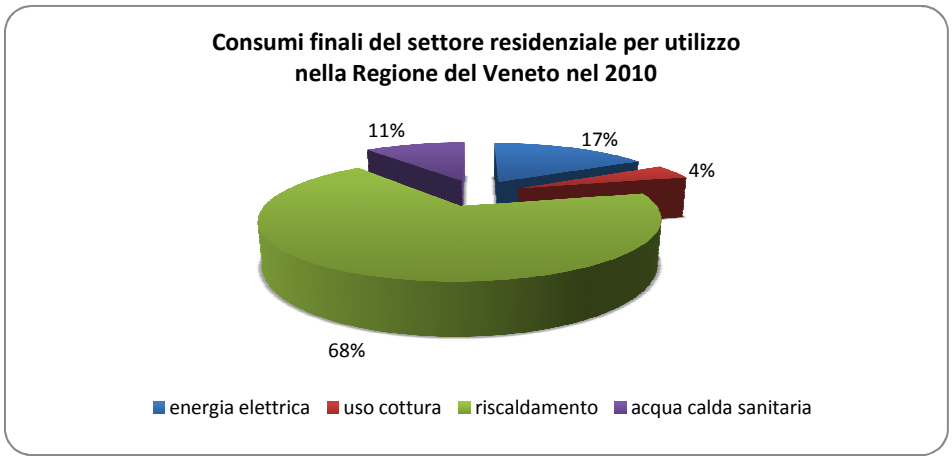


Figura C-9 Consumi finali del settore residenziale suddivisi per servizio in Regione del Veneto, anno 2010

I termini di energia primaria in Regione del Veneto il settore residenziale corrisponde al 27% dei consumi finali lordi complessivi, mentre la sua incidenza sui consumi elettrici è pari al 18% (anno 2010).
Dall'analisi effettuata in precedenza sulle condizioni del parco edilizio, sull'epoca e le modalità di costruzione degli edifici, sullo stato di conservazione, sugli impianti installati è facile intuire come intervenendo opportunamente sull'involucro e sull'impianto stesso delle abitazioni esistenti sia possibile ridurre tale fabbisogno di energia e migliorare l'efficienza del settore.

Interventi di risparmio energetico in ambito industriale

Motori elettrici

A livello nazionale i motori elettrici coprono oltre l'80% dei consumi elettrici del settore industriale[13].
Il risparmio energetico legato alla sostituzione dei motori elettrici presenta un interessante potenziale di intervento legato a considerazioni di tipo economico. L'impatto economico del motore, legato all'acquisto, manutenzione e consumo energetico. è attribuibile per il 98% al consumo di energia elettrica e solo il 2% al costo iniziale di investimento e di successiva manutenzione (Tabella C-8).
Il risparmio energetico in un motore elettrico può essere conseguito sia agendo sulle caratteristiche costruttive sia sulle condizioni di funzionamento, utilizzando inverter che permettono di variare la frequenza di alimentazione del motore riducendone la potenza e di conseguenza il consumo energetico.
Per quanto riguarda le caratteristiche costruttive si è intervenuto a livello europeo introducendo il Regolamento 640/2009 - applicazione della direttiva 2005/32/CE 'Ecodesign' – e la norma CEI EN 60034-30 che definiscono le nuove classi di rendimento dei motori asincroni trifase.
Il Regolamento 640/2009 fissa la tempistica per la progressiva immissione sul mercato di motori ad alta efficienza (IE2 e IE3), con il contemporaneo divieto di immissione sul mercato di motori non efficienti:

1. dal 16 giugno 2011 tutti i motori immessi nel mercato devono possedere un livello minimo di efficienza pari almeno a quello della classe IE2;
2. dal 1 gennaio 2015 i motori con una potenza nominale compresa tra 7,5 e 375 kW devono avere almeno efficienza IE3, oppure la IE2 con variatore di velocità;
3. dal 1 gennaio 2017 vale la precedente condizione con estensione del range di potenza minimo fino a 0,75 kW.

La norma CEI EN 60034-30 classifica i motori in tre livelli di efficienza energetica, che risultano essere:

- IE1 (efficienza standard): equiparabile al livello di efficienza Eff 2 della precedente normativa
- IE2 (efficienza alta): equiparabile al livello di efficienza Eff 1 della precedente normativa
- IE3 (efficienza premium)

CLASSE DI EFFICIENZA	IE1	IE2	IE3
% COSTO DI ACQUISTO E INSTALLAZIONE	1,00%	1,50%	2,10%
% COSTO DI MANUTENZIONE	0,50%	0,70%	1,00%
% COSTO DELL'ENERGIA	98,50%	97,80%	96,80%

Tabella C-8 Peso percentuale delle differenti componenti di un motore elettrico[14] al variare della classe di efficienza (*fonte: Energy Efficient Report*)

Si stima che a livello nazionale vi siano 15,3 milioni di motori elettrici installati e che siano 1,3 milioni le nuove unità installate al 2020. Pertanto a livello regionale si stima siano presenti 1,7 milioni di motori elettrici con la previsione di nuove installazioni al 2020 pari a 143 mila motori.

[13] Fonte: Quaderno "L'efficienza energetica nel settore industria" – Nino di Franco – ENEA -2011
[14] I dati si riferiscono ad un motore di potenza pari a 37 kW, classe energetica IE2, ore annue di funzionamento 4.000 h, fattore di carico 75%, vita utile 15 anni, costo dell'energia 0,13 €/kWh.

Gli scenari presi in considerazione per il calcolo del potenziale effettivo, Tabella C-9, prevedono due ipotesi di partenza:

1. Nel primo si ipotizza la completa sostituzione del parco motori esistente con motori elettrici ad alta efficienza di classe IE3,
2. Nel secondo si ipotizza la completa sostituzione dei motori attualmente installati con dispositivi ad alta efficienza di classe IE2, ipotizzando che il 3-4% del parco attuale sia già appartenente a tale classe. Non è opportuno valutare il risparmio energetico conseguibile attraverso nuove installazioni di motori elettrici di classe IE2 in quanto, a partire dal 1 Luglio 2011, la classe IE2 rappresenta la classe minima dei nuovi elettrici immessi sul mercato.

SCENARI	IE1	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
SOSTITUZIONE MOTORI ELETTRICI DI CLASSE IE3	Numero motori installati/sostituiti [mln unità]	1,7	0,143
	Risparmio energetico [GWh/anno]	770	22
	Volume d'affari [mld €]	7,42	0,62
SOSTITUZIONE MOTORI ELETTRICI DI CLASSE IE2	Numero motori installati/sostituiti [mln unità]	1,62	-
	Risparmio energetico [GWh/anno]	506	-
	Volume d'affari [mld €]	4,77	-

Tabella C-9 Potenziali di risparmio energetico effettivo derivante dall'adozione di motori elettrici ad alta efficienza a livello regionale

Una volta individuato il potenziale effettivo con valutazioni di tipo tecnico, è stato calcolato il potenziale economicamente fattibile sulla base di considerazioni della convenienza economica per le diverse casistiche esaminate (un esempio è riportato in Tabella C-10) e degli obblighi normativi futuri.

	Potenza [kW]					
Ore di funzionamento [h/anno]	**1,5**	**7,5**	**15**	**37**	**90**	**160**
2.000	10,88	9,46	17,42	24,21	31,06	>> vita utile
4.000	4,73	4,19	6,91	8,72	10,14	11,8
7.680	2,33	2,08	3,31	4,08	4,46	5,3

Tabella C-10 Tempo di Pay-Back (anni) associato alla sostituzione di un motore funzionante ad efficienza standard con uno appartenente alla classe di efficienza IE3

Si può osservare come il Tempo di Pay-Back diminuisca all'aumentare delle ore di funzionamento e del costo iniziale, direttamente proporzionale alla taglia di potenza installata. In generale, anche in assenza di incentivi specifici, l'adozione di un motore ad alta efficienza è un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo, nonostante presenti tempi di ritorno elevati per coprire il costo iniziale di investimento.

Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 35-40%, portando alla ripartizione del parco dei motori elettrici installati al 2020 indicata in Tabella C-11.

Classe di efficienza	Installato attuale	Installato atteso al 2020 (evoluzione del parco attuale)	Nuove installazioni al 2020
"STANDARD" [IE1 o inf]	96%	40%	-
IE2	4%	49%	82%
IE3	0%	11%	18%

Tabella C-11 Ripartizione per classe di efficienza del parco attuale di motori elettrici e delle nuove installazioni

In riferimento alla ripartizione del parco attuale e futuro del parco elettrico dei motori è possibile quantificare il seguente risparmio energetico a livello regionale (Tabella C-12).

POTENZIALE ECONOMICAMENTE FATTIBILE	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Numero motori installati/sostituiti [mln unità]	1,7	0,143
Risparmio energetico [GWh/anno]	308	4.4
Volume d'affari [mld €]	3,23	0,11

Tabella C-12 Potenziale di risparmio realizzabile al 2020 grazie all'adozione di motori elettrici ad alta efficienza

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-13.

TAGLIA [kWe]/IPOTESI	1,5	7,5	15	37	90	160
Efficienza motore standard	0,765	0,85	0,879	0,909	0,929	0,934
Efficienza motore IE2	0,828	0,887	0,906	0,927	0,942	0,949
Efficienza motore IE3	0,853	0,904	0,921	0,939	0,952	0,958
Costo riavvolgimento [€]	53	154	215	464	969	2.023
Costo motore IE2 [€]	150	440	1.025	2.210	4.615	9.635
Costo motore IE3 [€]	225	660	1.537	3.315	6.923	14.453
Installazione [€]	100	100	200	200	200	200
Fattore di carico	0,75					
Vita utile [anni]	15					

Tabella C-13 Parametri di riferimento motori elettrici

Inverter

L'inverter, detto anche azionamento a velocità variabile, è un dispositivo che modula la frequenza di alimentazione di un motore elettrico e quindi la sua velocità in funzione del carico. Spesso infatti non è possibile variare la velocità di un motore e, per adeguarlo alle esigenze del processo produttivo in corso, si introducono delle perdite di carico causando notevoli sprechi di energia elettrica.
L'applicazione dell'inverter consente ingenti risparmi sul consumo di energia elettrica, come evidenziato nello studio della Commissione Europea[15] e sintetizzato in Tabella C-14.

APPLICAZIONI DEL MOTORE ELETTRICO	Gradi di applicabilità dell'inverter	Risparmio medio di energia elettrica
POMPE	60%	35%
VENTILATORI	60%	35%
COMPRESSORI D'ARIA	30%	15%
COMPRESSORI FRIGORIFERI	40%	15%
TRASPORTATORI	60%	15%
ALTRO	60%	15%

Tabella C-14 Grado di applicabilità dell'inverter sul motore elettrico e percentuale di risparmio energetico ottenibile

Considerando le diverse applicazioni e il relativo grado di applicabilità dell'inverter ai motori elettrici evidenziate nella tabella precedente e l'attuale tasso di diffusione degli inverter (7-10% in base all'applicazione considerata), si può stimare il potenziale effettivo di risparmio energetico in Veneto (Tabella C-15) nel caso in cui tutti i motori elettrici installati e di futura installazione fossero dotati di inverter.

INVERTER	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Numero inverter installati [mln unità]	0,77	0,07
Risparmio energetico [GWh/anno]	1.120	110
Volume d'affari [mld €]	2,96	0,29

Tabella C-15 Potenziali di risparmio energetico effettivo derivante dall'adozione di inverter su motori elettrici a livello regionale

Una volta individuato il potenziale effettivo con valutazioni di tipo tecnico, è stato calcolato il potenziale economicamente fattibile tramite valutazioni di convenienza economica (Tabella C-16) su due interventi tipici di installazione di inverter su motori elettrici: l'applicazione di inverter su pompa e su compressore.

	Inverter su pompa			Inverter su compressore		
Potenza [kW] / Ore di funzionamento [h/anno]	**7,50**	**37**	**160**	**7,50**	**37**	**160**
2.000	3,20	1,70	1,61	13,42	6,04	5,69
4.000	1,50	0,82	0,78	5,16	2,65	2,51
7.680	0,76	0,42	0,40	2,43	1,30	1,24

Tabella C-16 Tempo di Pay-Back (anni) associato all'installazione di un inverter su una pompa e su un compressore azionato da un motore di efficienza standard.

Si può osservare come il Tempo di Pay-Back diminuisca all'aumentare delle ore di funzionamento e soprattutto, nel caso di installazione su pompa i tempi di Pay-Back sono sempre al di sotto della soglia di 2-3 anni, ritenuta accettabile dalle imprese. Si nota, inoltre, come il costo specifico di acquisto dell'inverter risente in misura rilevante del fattore di scala.

[15] "Improving the penetration of Energy-Efficient motor and drivers" EC- 2000

Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 25-30%, è possibile quantificare il risparmio energetico a livello regionale ottenuto dall'installazione degli inverter sui motori elettrici (Tabella C-17).

POTENZIALE ECONOMICAMENTE FATTIBILE	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Numero inverter installati [mln unità]	0,198	0,022
Risparmio energetico [GWh/anno]	297	33
Volume d'affari [mld €]	0,792	0,077

Tabella C-17 Potenziale di risparmio realizzabile al 2020 grazie all'adozione di inverter su motori elettrici

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-18.

TAGLIA [kWe] / IPOTESI	7,50	37,00	160,00
Risparmio medio installazione inverter su pompa	30%		
Risparmio medio installazione inverter su compressore	10%		
Costo inverter [€]	950	3050	12250
Costo installazione [€]	475	610	2450
Costo manutenzione [€/anno]	24	76	306
Vita utile [anni]	10		

Tabella C-18 Parametri di riferimento inverter

UPS

Gli UPS (acronimo di *Uninterruptible Power Supply*), noti anche come gruppi di continuità, sono apparecchiature elettriche la cui funzionalità consiste nel garantire la qualità ed il mantenimento del servizio di alimentazione dell'utenza in caso di sospensione dell'alimentazione della rete.
In ambito industriale gli UPS sono presenti in svariati settori, quali alimentare, automobilistico, chimico, materiali da costruzione, meccanico e tessile, in particolare nei casi in cui la mancata alimentazione della linea di produzione può causare danni alle linee stesse o ai materiali in corso di produzione.
L'impatto degli UPS non è trascurabile dato che funzionano tipicamente per un numero elevato di ore l'anno e solo negli ultimi anni l'evoluzione tecnologica e l'elaborazione di codici di condotta[16] hanno portato ad una sensibile riduzione del consumo energetico dei gruppi di continuità.
Con riferimento al settore industriale italiano, il consumo attribuibile agli UPS rappresenta una porzione sicuramente poco rilevante del consumo elettrico complessivo, nell'ordine di 1 TWh, motivo per cui l'efficienza energetica del dispositivo rappresenta un elemento secondario rispetto all'affidabilità dello stesso, nonostante sia oggetto di crescente interesse sia da parte degli utilizzatori finali che degli installatori. Ad oggi, infatti, la diffusione di dispositivi poco efficienti è ancora massiccia, stimabile nell'ordine del 75-80%. Se tutti gli UPS attualmente installati a livello industriale fossero ad alta efficienza si può provare a stimare il potenziale effettivo di risparmio energetico in Veneto (Tabella C-15).

UPS	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Numero UPS installati/sostituiti [unità]	4.466	572
Risparmio energetico [GWh/anno]	5,5	$3{,}85 * 10^{-4}$
Volume d'affari [mld €]	0,044	$5{,}5 * 10^{-3}$

Tabella C-19 Potenziali di risparmio energetico effettivo derivante dall'adozione di UPS ad alta efficienza a livello regionale

Una volta individuato il potenziale effettivo con valutazioni di tipo tecnico, è stato calcolato il potenziale economicamente fattibile tramite valutazioni di convenienza economica (Tabella C-20) rispetto ai due casi presentabili: sostituzione di UPS funzionante ad efficienza standard o acquisto di UPS ad alta efficienza rispetto ad uno ad efficienza standard.

	Sostituzione				Installazione			
Potenza [kW] / Ore di funzionamento [h/anno]	**10**	**40**	**80**	**160**	**10**	**40**	**80**	**160**
2.000	>> v.u[17].	>> v.u.	21,17	14,66	18,66	12,46	2,48	2,35
4.000	26,06	10,84	7,96	6,05	7,28	5,30	1,20	1,14
7.680	9,63	4,93	3,76	2,93	3,47	2,59	0,62	0,59

Tabella C-20 Tempo di Pay-Back (anni) associato alla sostituzione/installazione di un UPS ad alta efficienza.

Si possono trarre le seguenti conclusioni:

1. La sostituzione di un UPS ancora funzionante non è giustificata dal punto di vista economico, ad esclusione di macchine di grossa taglia funzionanti per molte ora l'anno (data center).

[16] Codice di condotta sull'efficienza energetica e la qualità dei gruppi statici di continuità – Commissione Europea e CEMEP
[17] V.u. vita utile

2. Nel caso di nuovo acquisto o di sostituzione forzata la scelta di un UPS ad alta efficienza è pienamente giustificata dal punto di vista economico.

Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 40-50%, è possibile quantificare il risparmio energetico a livello regionale ottenuto dall'installazione/sostituzione di UPS ad alta efficienza (Tabella C-21).

POTENZIALE ECONOMICAMENTE FATTIBILE	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Numero UPS installati/sostituiti [unità]	2233	286
Risparmio energetico [GWh/anno]	3,3	$1,87*10^{-4}$
Volume d'affari [mld €]	0,022	$3,3*10^{-3}$

Tabella C-21 Potenziale di risparmio realizzabile al 2020 grazie all'adozione/sostituzione di UPS ad alta efficienza

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-22.

TAGLIA [kW_e] / IPOTESI	10	40	80	160
Efficienza media attuali installazioni	0,88	8,90	0,90	0,92
Efficienza "standard" nuove installazioni	0,92	0,93	0,93	0,94
"Alta efficienza" nuove installazioni	0,95	0,955	0,955	0,96
Costo UPS efficienza "standard"[€]	3.700	6.000	9.000	16.500
Costo UPS "alta efficienza"[€]	4.500	8.000	11.000	18.000
Fattore di potenza nuove installazioni	1			
Fattore di potenza medio attuali installazioni	0,8			
Fattore di carico	0,75			
Vita utile [anni]	10			

Tabella C-22 Parametri di riferimento UPS

Rifasamento dei carichi elettrici[18]

Un impianto industriale presenta tipicamente due tipologie di carichi elettrici, resistivi puri o resistivo-induttivi. Quest'ultimo tipo di carichi (che si riscontrano in dispositivi quali motori, trasformatori e saldatrici) funziona tipicamente creando campi magnetici. Essi necessitano quindi di prelevare dalla rete anche energia reattiva, per cui in loro presenza il generatore che alimenta l'impianto si trova ad erogare, oltre alla potenza attiva necessaria per compiere lavoro, anche una potenza reattiva, la cui entità dipende dal fattore di potenza del carico.
Al fine di rendere disponibile a questa tipologia di carichi l'energia reattiva di cui necessitano, la quale in realtà non viene consumata ma continuamente scambiata tra il generatore che alimenta l'impianto ed i carichi stessi, gli impianti di generazione e le linee elettriche devono necessariamente gestire una corrente maggiore a parità di energia attiva, che quindi crea complessivamente maggiori costi di produzione e gestione.
Rifasare significa aumentare il cosφ e conseguentemente diminuire, fino ad eventualmente annullare, l'esigenza di prelevare dalla rete potenza reattiva Q da parte del carico industriale.
Il rifasamento si può eseguire installando, a monte del carico, dispositivi che generano potenza reattiva e quindi forniscono alla macchina elettrica l'energia reattiva necessaria per sostenere il campo elettromagnetico, evitando quindi che questa venga prelevata dalla rete. La misura più diffusa prevede l'installazione, in parallelo con il carico da rifasare o nel punto desiderato della rete, di condensatori statici di appropriata capacità.
Il corretto rifasamento di un impianto elettrico assicura i seguenti vantaggi da un punto di vista tecnico ed economico:

1. evitare le penali applicate dai distributori dell'energia agli utenti con basso cosφ. Secondo le indicazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (delibera 348-07), le imprese distributrici sono obbligate ad applicare dei corrispettivi tariffari a ciascun utente con potenza impegnata maggiore di 16,5 kW sulla potenza reattiva prelevata in eccesso, qualora il cosφ sia inferiore a 0,9 (il che significa che l'energia reattiva prelevata eccede il 50% dell'energia attiva consumata). Si veda in proposito la Tabella C-23.
2. per impianti nuovi, ottimizzare il dimensionamento dell'impianto in funzione dell'effettiva capacità produttiva pianificata;
3. per impianti esistenti, recuperare capacità senza aggiungere/aumentare le prestazioni di quanto già installato (ad esempio, trasformatori e cavi);
4. ridurre le cadute di tensione in linea (che possono causare problematiche nell'avviamento dei motori, o in impianti serviti da linee di media tensione lunghe e con bassa potenza di corto circuito);
5. ridurre le perdite di energia per effetto Joule nei trasformatori e nei cavi.

[18] La descrizione delle tipologie di rifasa mento è interamente tratta dallo studio "Energy Efficient Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato – Energy Strategy Group – DIG Politecnico di Milano 2012.

Tipologia di contratto	Energia reattiva tra il 50% e 75% dell'energia attiva	Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia reattiva
Utenza in bassa tensione	3,23	4,21
Utenze in media tensione	1,51	1,89
Utenze in alta e altissima tensione	0,86	1,1

Tabella C-23 Corrispettivi tariffari [c€/kvarh] per l'anno 2012 [*Fonte: Enel Distribuzione*]

A seconda dell'applicazione industriale e delle caratteristiche ed esigenze in gioco, il rifasamento può essere effettuato secondo diverse modalità. Il rifasamento centralizzato a potenza fissa è il metodo più semplice per ottenere l'energia reattiva necessaria. Esso consiste nell'installazione di condensatori a valle del punto di consegna dell'energia, i quali rimangono permanentemente inseriti e quindi alimentati ogniqualvolta lo è l'impianto utilizzatore.
Il rifasamento distribuito rappresenta invece la configurazione ideale per conseguire al massimo i benefici del rifasamento. Ad ogni carico che lo necessita è associato un condensatore che genera in loco la potenza reattiva richiesta, senza che quindi vi siano correnti reattive in circolazione in alcuna porzione dell'impianto. Esiste anche il cosiddetto rifasamento per gruppi, configurazione intermedia tra quella distribuita e quella centralizzata, che prevede un rifasamento per gruppi di carichi alimentati da una stessa linea o da più linee ma in uno stesso reparto. Infine, il rifasamento misto viene spesso adottato negli impianti utilizzatori di dimensioni significative. In questo caso, si cerca di rifasare in maniera distribuita i carichi con il maggiore assorbimento di potenza reattiva, mentre i rimanenti vengono rifasati per gruppi.
Per valutare la convenienza economica associata ad interventi di rifasamento, sono stati considerati una serie di scenari, ossia il caso di rifasamento distribuito di carichi da 7,5 kW e 30 kW ed il rifasamento centralizzato di un carico da 300 kW. Per ognuno di questi scenari si sono ipotizzate due diverse situazioni di partenza, ossia un cosφ iniziale di 0,75 ed uno di 0,85, in base ai quali è stato possibile calcolare il quantitativo di energia attiva e reattiva "consumato" nel caso, rispettivamente, di 2.000, 4.000 e 7.680 ore di funzionamento annuali. La Tabella C-24 riporta i valori del Tempo di Pay-Back associato all'investimento nel sistema di rifasamento, rispettivamente nel caso di cosφ iniziale pari a 0,75 ed a 0,85.
L'analisi dei dati mostra come l'intervento di rifasamento dei carichi elettrici risulti ampiamente conveniente, sia nel caso di sistema centralizzato che distribuito, con Tempi di Pay-Back quasi sempre inferiori o pari a 2 anni (ad eccezione del caso di rifasamento distribuito di un'utenza di piccola taglia da 7,5 kW).

	Cosφ 0,75			Cosφ 0,85		
Potenza [kW] / Ore di funzionamento [h/anno]	**7,5 Distribuito**	**30 Distribuito**	**300 Centralizzato**	**7,5 Distribuito**	**30 Distribuito**	**300 Centralizzato**
2.000	8	1,9	1	>> v.u.[19]	7,1	1,34
4.000	2,8	0,80	0,5	14	2,45	0,6
7.680	1,26	0,38	0,23	5,1	1,1	0,3

Tabella C-24 Tempi di Pay_Back [anni] associati all'installazione di un sistema di rifasamento per differenti cosφ iniziali (0,75 e 0,85)

[19] V.u. vita utile

Le simulazioni sono basate sui parametri di riferimento indicati nella Tabella C-25.

	Cosφ 0,75			Cosφ 0,85		
Taglia carico da rifasare [kWe] / Ipotesi	**7,5 Distribuito**	**30 Distribuito**	**300 Centralizzato**	**7,5 Distribuito**	**30 Distribuito**	**300 Centralizzato**
Costo condensatori + installazione [€]	700	900	5.690	700	700	2.030
Costo manutenzione [€/anno]	60	165	500	25	70	310
Fattore di carico	0,75			0,75		
Cosφ obiettivo	0,90			0,90		
Tensione di alimentazione [v]	380			380		
Tensione nominale condensatore [v]	400			400		
Vita utile [anni]	15			15		

Tabella C-25 parametri di riferimento per condensatori

Aria compressa

In ambito industriale, circa l'11% dei consumi elettrici delle imprese è imputabile alla gestione del vettore aria compressa, comportando un consumo di energia che può arrivare a rappresentare più del 30% dell'energia elettrica consumata da un'impresa (come ad esempio nella produzione del polistirolo espanso o la produzione di bottiglie in PET).
L'aria compressa è utilizzata in una moltitudine di settori, dall'industria meccanica a quella chimica e petrolchimica, dall'alimentare, alle costruzioni, sia nell'uso di processo che in quello di servizio, con applicazioni che vanno dall'utilizzo in specifiche lavorazioni (in utensili per lavorazioni meccaniche, quali ad esempio avvitatori, oppure in processi come la verniciatura a spruzzo), ad utilizzi meno appropriati, alla luce del suo costo notevole, quali la pulizia o il raffrescamento.
Un sistema ad aria compressa è composto essenzialmente da:

1. macchina di compressione, di cui fanno parte il motore, il compressore, il sistema di raffreddamento, la centralina e la trasmissione (che può essere a cinghia oppure ad ingranaggi);
2. serbatoio, che ha la funzione di disaccoppiare la produzione dell'aria compressa dal suo prelievo, consolidare la pressione e di far fronte ai picchi di domanda. Infine, la permanenza dell'aria nel serbatoio permette l'accumulo e lo spurgo di eventuali condense. Questi dispositivi hanno dimensioni variabili che vanno dalle decine di litri per le applicazioni su impianti da pochi kW fino a diverse migliaia di litri per applicazioni nell'ordine di centinaia di kW;
3. sistema di trattamento dell'aria, composto dall'essiccatore e dai filtri, la cui funzione deriva dal fatto che nell'aria, una volta compressa, aumenta la concentrazione di polveri, umidità ed altri contaminanti;
4. rete di distribuzione;
5. terminali o utenze.

Il principale componente di un sistema ad aria compressa è il compressore. Si può notare dalla Figura C-10 come l'efficienza del compressore influisca per il 75% sul costo totale in un orizzonte di 10 anni.

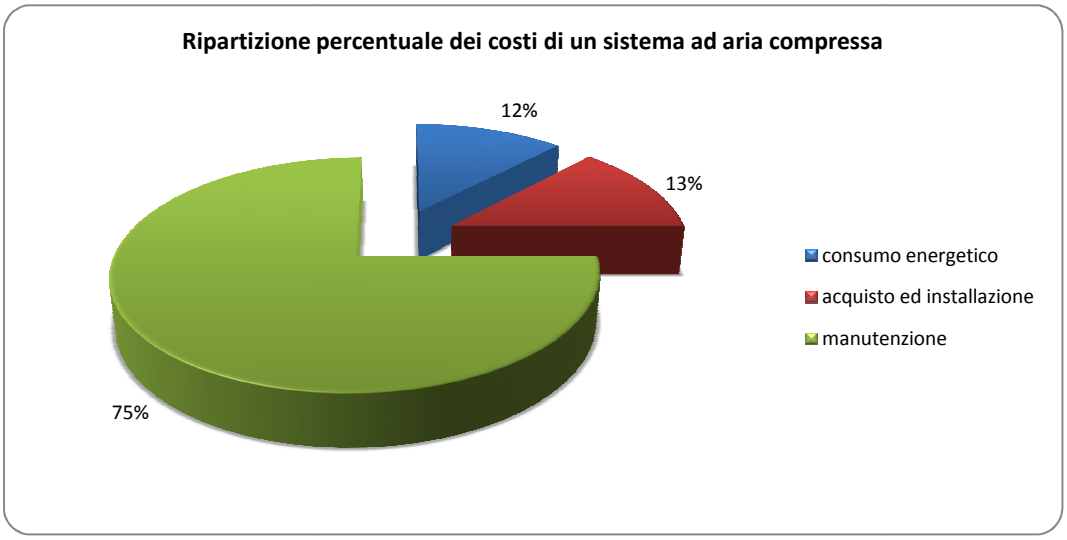


Figura C-10 Ripartizione percentuale dei costi di un sistema ad aria compressa su un orizzonte temporale di 10 anni

Entrando nel merito delle possibili azioni sull'impianto dell'aria compressa finalizzate all'efficienza energetica, la Tabella C-26 mostra una lista di possibili interventi, individuando per ciascuno di essi una percentuale indicativa di risparmio energetico rispetto al consumo globale del sistema.

Intervento	**Risparmio conseguibile [%]**
Ottimizzazione di alcune utenze	40%
Aggiornamento dei compressori	20%
Miglioramento degli azionamenti (variatori di velocità, ASD)	20%
Miglioramento dei motori (motori ad alta efficienza, HEM)	15%
Riduzione delle perdite di aria	12%
Miglioramento del raffreddamento, essicazione e filtraggio	9%
Usi di sistemi di controllo sofisticati	7%
Sostituzione più frequente dei filtri	5%
Recupero del calore di scarto per altri scopi	3%
Riduzione perdite per attrito	2%
Progetto complessivo dell'impianto	2%

Tabella C-26 Lista di possibili interventi su un impianto ad aria compressa [Fonte: Rielaborazione da *Compressed air systems in the European Union*, Fraunhofer Institute - 2001]

Gli interventi[20] presi in considerazione sull'impianto ad aria compressa sono i seguenti:

1. Riduzione delle perdite nella rete di distribuzione e a livello delle utenze;
2. Recupero di calore dal compressore;
3. Re-design degli impianti esistenti, in particolare con riferimento ai livelli di pressione e portata del sistema, prevedendo l'introduzione di un serbatoio di accumulo.

Non è facile quantificare il potenziale di riduzione dei consumi energetici, in quanto gli interventi previsti sono sia di tipo gestionale, ad esempio regolazione dei parametri di funzionamento, che di tipo *hardware*, inteso come installazione di nuovi componenti e riparazione delle perdite.

Si stima pertanto che il potenziale di risparmio energetico per i sistemi ad aria compressa (Tabella C-27), i quali cosituiscono l'11% dei consumi elettrici complessivi a livello industriale nazionale, sia dell'ordine del 30% del consumo attuale.

	Parco installazioni esistente	**Nuove installazioni**
Risparmio energetico [GWh/anno]	380-440	044
Volume d'affari [mld €]	0,044-0,066	$5{,}5*10^{-3}$-$7{,}7*10^{-3}$

Tabella C-27 Potenziale di risparmio energetico effettivo derivante dagli interventi sui sistemi ad aria compressa a livello regionale

Il potenziale effettivo è valutato in base alle considerazioni di tipo economico legate all'analisi del tempo di ritorno dei differenti interventi proposti (Tabella C-28)

Intervento/ Ore di funzionamento [h/anno]	**Riduzione delle perdite d'aria**	**Recupero di calore dal compressore**	**Adozione di serbatoi d'accumulo**
2.000	2,6	1,5	4,2
4.000	1,3	0,7	2,1
7.680	0,6	0,37	1,1

Tabella C-28 Tempo di Pay-Back (anni) associato agli interventi su sistemi ad aria compressa

Dall'analisi dei tempi di ritorno si possono trarre le seguenti conclusioni:

[20] Per una descrizione dettagliata degli interventi si rimanda al cap.3 di "Energy Efficient Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato – Energy Strategy Group – DIG Politecnico di Milano 2012

1. L'intervento di riduzione delle perdite d'aria presenta una forte convenienza anche in caso di basso numero di ore di funzionamento.
2. Il recupero di calore dal compressore presenta una grande convenienza, anche nel caso di un numero di ore di funzionamento del sistema ridotto, se confrontati rispettivamente con la soglia di Tempo di Pay-Back accettata dalle imprese (2-3 anni) e con il *benchmark* di produzione dell'energia termica mediante tecnologia tradizionale (4,7 c€/kWh).
3. L'intervento legato all'adozione di serbatoi di accumulo presenta tempi di ritorno accettabili, ad esclusione dei 4 anni previsti nel caso di funzionamento per 2.000 ore.

Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 20-30%, è possibile quantificare il risparmio energetico a livello regionale ottenuto dagli interventi sui sistemi ad aria compressa (Tabella C-29).

POTENZIALE ECONOMICAMENTE FATTIBILE	**Parco installazioni esistente**	**Nuove installazioni**
Risparmio energetico [GWh/anno]	77 -132	8,8-13,2
Volume d'affari [mld €]	$8{,}8*10^{-3}$-$19{,}8*10^{-3}$	$1{,}1*10^{-3}$-$2{,}2*10^{-3}$

Tabella C-29 Potenziale di risparmio realizzabile al 2020 grazie gli interventi sui sistemi ad aria compressa

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-30.

Riduzione delle perdite d'aria		**Recupero di calore dal compressore**		**Adozione di serbatoi d'accumulo**	
Taglia compressore [kWe]	1.000	**Taglia compressore [kWe]**	250	**Taglia compressore [kWe]**	250
Giornate lavorative necessarie per diagnosi [giorni]	3	**Percentuale di recupero calore generato**	80%	**Capacità serbatoi [m^3]**	5
Riduzione consumo associato a perdite	10%	**Costo scambiatore [€]**	30.000	**Costo serbatoi [€/m^3] (manutenzione)**	4.000 (1.000)
Costo riduzione perdite[€]	60.000	**Costo manutenzione [€]**	3.000	**Risparmio energetico conseguito**	10%
Vita utile [anni]	5	**Vita utile [anni]**	10	**Vita utile [anni]**	5

Tabella C-30 Parametri di riferimento interventi sistemi ad aria compressa

Refrigerazione

Al pari dell'aria compressa, un altro ambito che a livello industriale ha un grande peso è rappresentato dalla refrigerazione. Essa infatti è responsabile di una quota del consumo elettrico totale associato all'industria, paragonabile a quella della produzione e distribuzione di aria compressa, pari a circa il 10%. La refrigerazione ha svariati ambiti di applicazione, tra cui il raffreddamento di prodotto (ad esempio, alimenti, materie plastiche e gomma, metalli), di processo (ad esempio, aria, fumi di combustione, superfici di lavorazione), di macchinari (ad esempio, controllo della temperatura dell'olio di raffreddamento), oltre che dell'ambiente, arrivando ad avere una rilevanza primaria in alcuni settori industriali, come ad esempio quello alimentare, dove si stima che fino al 25% dei consumi elettrici siano ad essa imputabili.
I sistemi di refrigerazione tradizionali si basano sul classico ciclo frigorifero, in cui il fluido refrigerante assorbe e poi dissipa calore, ricevendo in ingresso lavoro (di compressione) che viene usato per far passare il fluido dallo stato di gas a quello liquido. Il calore così generato viene estratto dal ciclo tramite uno scambiatore di calore (condensatore), ed il fluido viene successivamente fatto espandere ed evaporare, producendo quindi l'effetto frigorifero.
Considerati i principali componenti di un sistema di refrigerazione, come si nota dalla Figura C-11 che riporta un'indicazione dei consumi elettrici dei principali componenti di un sistema di refrigerazione industriale, il compressore è in assoluto responsabile della maggior parte del consumo globale (pari ad oltre il 60%).

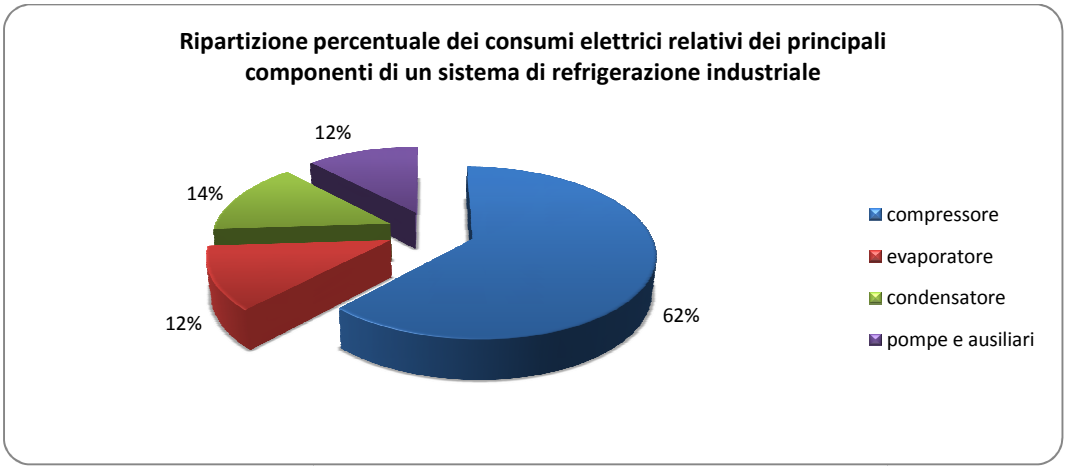


Figura C-11Ripartizione percentuale dei consumi elettrici relativi dei principali componenti di un sistema di refrigerazione industriale [*Fonte: Energy efficiency practices in industrial refrigeration - Energy design resources*]

Entrando nel merito delle possibili azioni sull'impianto di refrigerazione finalizzate all'efficienza energetica, la Tabella C-31 mostra una lista di possibili interventi, individuando per ciascuno di essi una percentuale indicativa di risparmio energetico rispetto al consumo globale del sistema.

Intervento	Risparmio conseguibile [%]
Controllo sulla pressione massima	10-25
Ottimizzazione del sistema	8-10
Adeguato spessore dell'isolamento	5-10
Adeguate misure di gestione e manutenzione	4-8
Uso di apparecchiature efficienti (motori elettrici ad alta efficienza e inverter su compressori, ventilatori e pompe)	2-6 (per intervento su singola apparecchiatura)
Recupero di calore	80 (calore)

Tabella C-31 Lista di possibili interventi su un impianto di refrigerazione industriale [*Fonte: Rielaborazione da ENEA*]

Gli interventi presi in considerazione sull'impianto di refrigerazione industriale sono i seguenti:

1. Installazioni di sensori e software per il controllo dinamico della pressione di picco secondo il carico.
2. Recupero del calore dissipato nella misura del 70-80% del calore complessivamente generato.
3. Corretta coibentazione della struttura.

Non è facile quantificare il potenziale di riduzione dei consumi energetici, in quanto gli interventi previsti sono sia di tipo gestionale, ad esempio regolazione dei parametri di funzionamento, che di tipo *hardware*, inteso come coibentazione, installazione di nuovi componenti e recupero del calore.
Si stima pertanto che il potenziale di risparmio energetico per i sistemi di refrigerazione (Tabella C-32), i quali cosituiscono il 9% dei consumi elettrici complessivi a livello industriale nazionale, sia dell'ordine del 20% del consumo attuale.

	Parco installazioni esistente	**Nuove installazioni**
Risparmio energetico [GWh/anno]	165	16,5
Volume d'affari [mld €]	0,022-0,027	$2{,}2*10^{-3}$-$3{,}3*10^{-3}$

Tabella C-32 Potenziale di risparmio energetico effettivo derivante dagli interventi sui sistemi ad aria compressa a livello regionale

Il potenziale effettivo è valutato in base alle considerazioni di tipo economico legate all'analisi del tempo di ritorno dei differenti interventi proposti, per esempio quello associato all'installazione della strumentazione necessaria per il controllo dinamico della pressione di picco (Tabella C-33)

Ore di funzionamento [h/anno]	**Installazione strumentazione controllo pressione**
2.000	5,8
4.000	2,8
7.680	1,2

Tabella C-33 Tempo di Pay-Back (anni) associato all'installazione della strumentazione necessaria per il controllo dinamico della pressione di picco in un sistema di refrigerazione.

Dall'analisi dei tempi di ritorno si possono trarre le seguenti conclusioni:

1. L'intervento di installazione dei sensori e del software per il controllo dinamico della pressione di picco secondo il carico risente fortemente delle ore di funzionamento dell'impianto.
2. Una corretta coibentazione, realizzabile con investimenti nell'ordine delle decine di migliaia di €, porta ad ingenti risparmi, che permettono di rientrare in pochi anni (tra i 2 e i 4) dall'investimento effettuato.

Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 15-30%, è possibile quantificare il risparmio energetico a livello regionale ottenuto dagli interventi sui sistemi industriali di refrigerazione (Tabella C-34).

POTENZIALE ECONOMICAMENTE FATTIBILE	**Parco installazioni esistente**	**Nuove installazioni**
Risparmio energetico [GWh/anno]	22-55	2,2-4,4
Volume d'affari [mld €]	$2{,}2*10^{-3}$-$7{,}7*10^{-3}$	$3{,}3*10^{-4}$-$6{,}6*10^{-4}$

Tabella C-34 Potenziale di risparmio realizzabile al 2020 grazie gli interventi sui sistemi di refrigerazione industriale

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-35

Controllo dinamico pressioni di picco	
Costo intervento [€]	40.000
Risparmio energetico conseguibile	15%
Costo manutenzione [€/anno]	2.000
Vita utile investimento [anni]	10

Tabella C-35 Parametri di riferimento interventi sistemi ad aria compressa

Sistemi di combustione efficienti o recupero del calore dai fumi

Fare efficienza in quest'ambito implica il recupero del calore disperso attraverso i prodotti della combustione, in particolare quello contenuto nei fumi di scarico che può essere riutilizzato per preriscaldare l'aria comburente.
Le soluzioni tecnologie attualmente sul mercato utilizzano bruciatori capaci di provvedere direttamente al recupero di calore dei fumi, sfruttando il principio dello scambiatore di calore in controcorrente (si parla in questo caso di bruciatori "auto-recuperativi") o il principio del recupero con masse rigeneranti (si parla in questo caso di bruciatori "rigenerativi").
I bruciatori auto-recuperativi presentano una efficienza nel recupero energetico molto variabile in base alle dimensioni dell'impianto e della temperatura di processo, permettendo un risparmio del consumo di combustibile rispetto alla situazione pre-intervento nell'ordine del 15-20%.
Per quanto riguarda i bruciatori rigenerativi, essi sono composti da due bruciatori in materiale ceramico che funzionano alternativamente come bruciatore e come scarico dei gas esausti. Durante un ciclo, uno dei due svolge la funzione vera e propria di bruciatore, preriscaldando l'aria comburente mediante il calore recuperato dai prodotti della combustione nel precedente ciclo, mentre l'altro utilizza i prodotti della combustione recuperandone il contenuto termico. L'efficienza di recupero si aggira su valori molto elevati, permettendo di conseguire un risparmio sul consumo di combustibile rispetto alla situazione pre-intervento nell'ordine del 25-30%, a fronte di un costo d'investimento unitario maggiore rispetto alla soluzione auto-recuperativa.
Nella valutazione economica di questa tecnologia sono stati considerati due casi:

1. la sostituzione di bruciatori tradizionali funzionanti con bruciatori auto-recuperativi e rigenerativi;
2. la sostituzione di bruciatori tradizionali non funzionanti con bruciatori auto-recuperativi e rigenerativi (concettualmente analogo al caso di "nuovo acquisto").

Si sottolinea che non è possibile quantificare il risparmio energetico connesso all'introduzione della tecnologia dei bruciatori a seguito della complessità delle variabili coinvolte, quali tipologia di bruciatori, settore di utilizzo e combustibile di rifornimento, regolazione ante intervento.
Ci si vuole soffermare comunque sull'analisi di convenienza e dei tempi di Pay-Back associato alla sostituzione di bruciatori tradizionali con bruciatori auto-recuperativi e rigenerativi su un forno industriale, sia nel caso di bruciatori funzionanti che a fine ciclo di vita (Tabella C-36).

	Bruciatore auto-recuperativo		**Bruciatore rigenerativo**	
Ore di funzionamento [h/anno]	**Funzionante**	**Non funzionante**	**Funzionante**	**Non funzionante**
4.000	11,9	7,9	9,5	5,3
7.680	6,2	4,1	4,8	3

Tabella C-36 Tempo di Pay-Back [anni] associato alla sostituzione di bruciatori tradizionali funzionanti e non funzionanti con bruciatori auto-recuperativi e rigenerativi

Le conclusioni che si possono trarre sono le seguenti:

1. La sostituzione di bruciatori tradizionali funzionanti con bruciatori auto-recuperativi ha un Tempo di Pay-Back nell'ordine dei 6 anni, nel caso di funzionamento del forno per 7.680 ore all'anno, superiore alla soglia di accettabilità per le imprese.
2. Nel caso invece di sostituzione di bruciatori non funzionanti, l'intervento mostra un Tempo di Pay-Back di poco superiore ai 4 anni nel caso di funzionamento del forno per 7.680 ore all'anno, prossimo quindi alla soglia di accettabilità delle imprese.
3. La sostituzione di bruciatori tradizionali funzionanti con bruciatori rigenerativi mostra un Tempo di Pay-Back inferiore ai 5 anni nel caso di funzionamento del forno per 7.680 ore all'anno.
4. La sostituzione di bruciatori tradizionali non funzionanti con bruciatori rigenerativi mostra un Tempo di Pay-Back più in linea con i limiti imposti dalle imprese nel caso di funzionamento per 7.680 ore all'anno, mentre presenta un valore maggiore, superiore ai 5 anni, nel caso di funzionamento per 4.000 ore all'anno. Si nota, in questo caso, come l'investimento risulti piuttosto conveniente in entrambi i casi analizzati, sia nel caso di funzionamento del forno per 7.680 che per 4.000 ore all'anno, registrando valori abbondantemente inferiori al *benchmark* di costo di produzione dell'energia termica, pari a 4,7 c€/kWh.

Cogenerazione[21]

La cogenerazione è la produzione contemporanea di energia elettrica e calore. Il vantaggio, rispetto alla generazione separata, è misurabile in termini di rendimento, che può aumentare fino all' 80%-85%, contro un rendimento tradizionale di generazione separata pari al 40- 50% per la generazione elettrica e 85-90% per la produzione termica. Nel complesso, questo si traduce in una riduzione del consumo di combustibile nell'ordine del 25-30%.

In generale, un sistema cogenerativo è costituito da un impianto motore primo, da un generatore elettrico che, mosso dall'impianto motore, è in grado di produrre elettricità, e da recuperatori di calore (scambiatori di calore).

Per quanto riguarda i motori primi, le tecnologie ad oggi maggiormente impiegate sono:

1. gli impianti turbogas, utilizzati in ciclo semplice con recupero di calore per la cogenerazione direttamente dai gas di scarico, o in ciclo combinato, che consiste nel recupero di calore per la cogenerazione dopo aver utilizzato i gas di scarico anche per la produzione di vapore di alimento per una turbina a vapore;
2. gli impianti a vapore, che possono essere a contropressione, se il calore è recuperato dal vapore scaricato dalla turbina, o a spillamento, se il calore è ottenuto da vapore estratto in uno stadio intermedio della turbina;
3. i motori alternativi a combustione interna, a ciclo Diesel o ciclo Otto. In entrambi i casi il calore proviene principalmente dai gas di scarico e dal liquido di raffreddamento del corpo motore.

I principali vantaggi legati all'utilizzo di un impianto cogenerativo in luogo di un sistema per la generazione separata di calore ed energia elettrica sono:

- ✓ minor consumo di energia primaria, grazie alla maggior efficienza del sistema. Con impianti cogenerativi è possibile raggiungere rendimenti anche superiori all'80% (ovvero si riesce a sfruttare utilmente oltre l'80% dell'energia messa a disposizione dall'impianto), con conseguente minor consumo di combustibile a parità di servizio reso;
- ✓ minori emissioni in atmosfera di gas serra ed altre sostanze inquinanti. La migliore efficienza complessiva dei sistemi cogenerativi consente una riduzione nel consumo di combustibili e di conseguenza minori emissioni in atmosfera di gas serra, quali ad esempio la CO2 e altre sostanze inquinanti che risultano dai processi di combustione;
- ✓ riduzione delle perdite per trasmissione. L'applicazione della cogenerazione, essendo l'impianto di norma localizzato vicino all'utente finale, rende minime le perdite per la distribuzione e il trasporto dell'energia.

E' bene comunque sottolineare anche i principali limiti che occorre considerare nella valutazione di un impianto cogenerativo. Il principio della cogenerazione, seppure valido in generale, talvolta non può essere applicato in maniera energeticamente ed economicamente conveniente, se non sono soddisfatte le seguente condizioni:

- ✓ presenza e vicinanza dell'utenza termica. È necessario che nelle vicinanze dell'impianto cogenerativo sia presente un'utenza termica, industriale o civile;

[21] La descrizione dei principali impianti cogenerativi è interamente tratta dallo studio "Energy Efficient Report – L'efficienza energetica in impresa: soluzioni tecnologiche, fattibilità economica e potenziale di mercato – Energy Strategy Group – DIG Politecnico di Milano 2012. Per una trattazione più dettagliata delle tecnologie, dei rendimenti e delle modifiche impiantistiche per sfruttare il cascame termico si rimanda allo studio in oggetto.

- ✓ contemporaneità delle utenze. La richiesta di energia termica ed elettrica devono essere contemporanee. Un impianto di cogenerazione tipicamente è in grado di mettere a disposizione calore ed energia elettrica simultaneamente, pertanto è necessario che le utenze nello stesso momento assorbano tale energia. Per questa ragione ad esempio spesso gli impianti cogenerativi sono allacciati alla rete elettrica nazionale cedendo a questa l'energia elettrica prodotta in eccedenza;
- ✓ compatibilità delle temperature. Non tutti gli impianti cogenerativi rendono disponibile calore alla medesima temperatura. Può accadere dunque che un sistema cogenerativo non sia adatto a servire un'utenza termica perché questa richiede calore a temperature troppo elevate. È necessariorio pertanto scegliere correttamente il sistema cogenerativo da accoppiare ad una certa utenza, oppure introdurre modifiche all'impianto stesso tali da innalzare la temperatura del calore messo a disposizione;
- ✓ flessibilità dell'impianto. Pur essendo presenti in maniera contemporanea la domanda di calore ed energia elettrica da parte di una utenza, talvolta il rapporto tra l'energia richiesta nelle due forme può variare. È solitamente apprezzato che un sistema cogenerativo sia in grado di variare il proprio rapporto di cogenerazione, tuttavia non tutti i sistemi su cui si basa un impianto cogenerativo offrono tale possibilità. Va detto tuttavia che per poter operare con alti rendimenti complessivi tali da giustificare l'investimento, occorre mantenere entro limiti ben definiti il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia termica.

I principali vantaggi e svantaggi delle tipologie di impianti cogenerativi sono sintetizzati nella Tabella C-37.

TIPOLOGIE DI IMPIANTI COGENERATIVI	VANTAGGI	SVANTAGGI
IMPIANTI A VAPORE	possibilità di impiego di una vasta gamma di combustibili disponibilità di calore sottoforma di vapore a vari livelli di pressione e temperatura lungo ciclo di vita buona flessibilità	sottrazione di calore all' impianto che determina riduzione del rendimento termodinamico (spillamento del vapore) ingombri elevati lenta risposta alle variazioni di carico
IMPIANTI A TURBOGAS	elevati rendimenti rapidi tempi d'installazione energia termica disponibile ad alta temperatura	necessità di utilizzare combustibili puliti e quindi costosi necessità di controlli periodici e revisioni programmate per le turbine necessità di personale specializzato necessità di evitare frequenti avviamenti ed arresti
CICLI COMBINATI	rendimenti elevatissimi	alti costi d' impianto necessità di controlli periodici e revisioni programmate per le turbine necessità di personale specializzato
MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA	ampia disponibilità di potenze elevati indici prestazionali buona risposta ai cambiamenti di carico possibilità di effettuare frequenti avviamenti ed arresti calore disponibile a più livelli di temperatura rapidità e semplicità d'installazione tecnologia consolidata e matura basso costo per kW installato	elevato rumore e vibrazioni richiedono combustibili pregiati per evitare lo sporcamento buona parte del calore è disponibile a temperature medie e basse

Tabella C-37 Vantaggi e svantaggi delle principali tipologie di impianti cogenerativi

Per quanto riguarda la produzione *in loco* di energia elettrica e termica per soddisfare i fabbisogni delle utenze industriali, i consumi medi annui in Italia per il settore industriale sono nell'ordine dei 140 TWh elettrici e dei 250 TWh termici. La tecnologia principale che permette di ridurre tale livello di consumi, grazie al maggior rendimento associato alla produzione contemporanea di energia elettrica e calore, è rappresentata dalla cogenerazione.
Nell'ipotesi che l'impianto cogenerativo sia dimensionato sulla richiesta termica dell'utenza, si può stimare un potenziale effettivo di risparmio energetico connesso all'installazione di impianti cogenerativi in Veneto, come evidenziato nella Tabella C-38.

COGENERAZIONE	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Potenza elettrica (termica) installata (MW)	453 (682)	31.9 (47,3)
Risparmio energetico [GWhe/anno]	1815	121
Risparmio energetico [GWht/anno]	4477	319
Volume d'affari [mld €]	0,42	0,03

Tabella C-38 Potenziali di risparmio energetico effettivo derivante dall'installazione di impianti cogenerativi

Una volta individuato il potenziale effettivo con valutazioni di tipo tecnico, è stato calcolato il potenziale economicamente fattibile tramite valutazioni di convenienza economica per ciascuna delle tecnologie cogenerative prese in considerazione (Tabella C-39).

	TURBINA A VAPORE		TURBINA A GAS		CICLO COMBINATO		MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA	
Potenza [MWe] / Ore di funzionamento [h/anno]	**5**	**10**	**5**	**10**	**5**	**10**	**5**	**10**
2.000	16,2	11,5	10,7	8,5	>> v.u.	>> v.u.	>> v.u.	15
4.000	7,1	5,5	5,5	4,4	13,5	8	9	6,8
7.680	4	3,4	3	2,5	6	4	4,7	3,8

Tabella C-39 Tempo di Pay-Back (anni) associato alla sostituzione/installazione di un UPS ad alta efficienza.

Le conclusioni che si possono trarre sono le seguenti;

1. L'applicazione di cogenerazione da impianti a vapore si limita per lo più ad applicazioni industriali in cui sarebbe comunque necessario produrre in maniera continuativa vapore per finalità tecnologiche (ad esempio, industrie cartarie, chimiche, alimentari). Sistemi cogenerativi basati su impianti a vapore si collocano su taglie importanti, nell'ordine delle decine di MW_e (comunque non inferiori ai 2 MW_e). L'investimento mostra tempi di ritorno interessanti (nell'ordine dei 3-4 anni) in caso di utilizzo dell'impianto su un numero di ore elevato.
2. Gli impianti di cogenerazione con turbine a gas sono per la quasi totalità impianti di tipo industriale con taglie superiori a $1MW_e$. Questa predominanza di impianti di grande taglia è legata ai rendimenti di produzione, che diminuiscono molto al diminuire della potenza. Di conseguenza, per assicurare sufficienti livelli di efficienza, tali impianti necessitano di utenze con richiesta continua di ingenti quantitativi di energia termica ad alta temperatura, condizione soddisfatta esclusivamente da alcune produzioni industriali con assorbimenti termici confrontabili con quelli elettrici. L'investimento mostra tempi di ritorno interessanti (nell'ordine dei 2-3 anni) in caso di utilizzo dell'impianto su un numero consistente di ore all'anno, mentre nel caso di funzionamento per 4.000 h/anno o, addirittura, più contenuto, il tempo di rientro è decisamente più dilatato.

3. Gli impianti a ciclo combinato presentano valori del Tempo di Pay-Back non in linea con la soglia massima di accettabilità imposta dalle imprese, anche per quegli impianti che funzionano su più turni.
4. Gli impianti di cogenerazione con motori a combustione interna sono particolarmente indicati per quelle utenze che necessitano di energia termica per processo (tipicamente ad alta temperatura) e/o condizionamento ambientale a bassa temperatura. I tempi di ritorno appaiono interessanti nel caso di funzionamento per 7.680 ore/anno, mentre negli altri casi risultano nettamente superiori alle soglie ritenute accettabili dalle imprese.

Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 30-40%, è possibile quantificare il risparmio energetico a livello regionale ottenuto dall'installazione di impianti cogenerativi (Tabella C-40).

COGENERAZIONE	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Potenza elettrica (termica) installata (MW)	132-187 (198-282)	9,3-13,2 (13,7-19,8)
Risparmio energetico [GWhe/anno]	627	33-55
Risparmio energetico [GWht/anno]	1430-2090	99-143
Volume d'affari [mld €]	0,12-0,17	$7,7*10^{-3}$-$11*10^{-3}$

Tabella C-40 Potenziale di risparmio realizzabile al 2020 grazie all'adozione della cogenerazione in Veneto

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-41.

TECNOLOGIA	TURBINA A VAPORE		TURBINA A GAS		CICLO COMBINATO		MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA	
Potenza [MWe] / Ipotesi	**5**	**10**	**5**	**10**	**5**	**10**	**5**	**10**
Uso energia elettrica prodotta	Auto consumata al 100% (valore 0,10 €/kWh)							
Uso energia termica prodotta	Auto consumata al 100% (valore 0,047 €/kWh)							
Costo impianto [mln €]	5	8	4	6	14	20	0,95	4,25
Costo manutenzione [€/MWh*anno]	6	4	5	3	15	12	16	10
Vita utile [anni]	15							

Tabella C-41 Parametri di riferimento per la tecnologia della cogenerazione

Piccola e Micro Cogenerazione

Le principali tecnologie commerciali per cogenerazione di piccola taglia (con potenze inferiori al MW_e) o per micro-cogenerazione (con potenze fino a $50kW_e$) sono:

1. motori a combustione interna;
2. microturbine a gas;
3. motori Stirling;
4. celle a combustibile.

Ad oggi, gli elevati costi specifici che caratterizzano queste tecnologie ne stanno rallentando la diffusione sul mercato.

Non è possibile allo stato attuale individuare un potenziale di diffusione delle due tecnologie attualmente in commercio (motori a combustione e microturbine a gas).

Per quanto riguarda le altre tecnologie, ossia le celle a combustibile e i motori a ciclo Stirling, hanno oggi una diffusione ancora più limitata a causa della loro scarsa maturità tecnologica, che si traduce in un elevato investimento specifico ed un livello di affidabilità ancora da migliorare

Il confronto fra un motore a combustione interna ed una micro-turbina a gas da 125 kW, realizzato a parità di *output* (ossia a parità di energia elettrica e termica prodotte) mostra come la prima tecnologia sia maggiormente conveniente in termini di Tempo di Pay-Back, ma entrambe rimangono al di fuori della soglia di accettabilità per le imprese(Tabella C-42).

Tecnologia/ Ore di funzionamento [h/anno]	**Motore a combustione interna**	**Microturbina a gas**
2.000	18,7	>> v.u.
4.000	8	11
7.680	4,4	5,8

Tabella C-42 Confronto del tempo di Pay-Back (anni) associato all'installazione di un impianto di cogenenerazione a combustione interna e microturbina a gas

Recupero calore e generazione elettrica mediante tecnologia ORC

Il settore del recupero termico da processo è caratterizzato da una molteplicità di possibili applicazioni, con differenti soluzioni impiantistiche e tecniche, finalizzate al recupero per usi termici, alla valorizzazione elettrica o ad entrambe. Esso rappresenta quindi un'opportunità per realizzare efficienza energetica soprattutto per quei settori altamente energivori (quali, ad esempio, il settore dei cementifici, l'industria del vetro, la siderurgia, la produzione di metalli non ferrosi, il settore oil & gas) mediante l'utilizzo della tecnologia ORC (*Organic Rankine Cycle*) per la produzione elettrica con impianti di taglia tipicamente comprese tra qualche decina o centinaia di kWe a 5-10MWe. Ciò che accomuna questi settori è il fatto che essi hanno a disposizione calore di scarto da processo di tipo continuo o ciclicamente, aspetto che riveste un ruolo fondamentale per conseguire Tempi di Pay-Back accettabili. Considerando la quantità di cascami termici dei principali settori ove la tecnologia ORC risulta applicabile (tra cui il metallurgico, materiali da costruzione, vetro, petrolchimica) e le possibili nuove installazioni il potenziale effettivo di risparmio energetico derivante dalla tecnologia ORC per il Veneto è indicato nella Tabella C-43.

ORC	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Potenza elettrica installata (MW)	58,3	0,38
Produzione elettrica [GWh/anno]	407	33
Volume d'affari [mld €]	0,165	0,011

Tabella C-43 Potenziale effettivo di produzione derivante dalla tecnologia ORC

Il potenziale effettivo è valutato in base alle considerazioni di tipo economico legate all'analisi del tempo di ritorno dell'investimento evidenziate in Tabella C-44.

Potenza [MWe]/ Ore di funzionamento [h/anno]	0,03	1,1	4,9
2.000	>> v.u.	>> v.u.	>> v.u.
4.000	>> v.u.	15,8	10,9
7.680	10,2	6,7	5,3

Tabella C-44 Tempo di Pay-Back (anni) associato all'installazione di un impianto di recupero termico tramite tecnologia ORC.

Rispetto ad altre soluzioni per efficienza energetica in ambito industriale, quindi, gli impianti ORC sembrano essere mediamente più distanti dalla convenienza economica in assenza di forme di incentivazione. Nell'ipotesi che il potenziale effettivo individuato sia realizzato per una quota pari al 10-20%, è possibile quantificare il risparmio energetico a livello regionale ottenuto dall'installazione di impianti di recupero calore e generazione elettrica mediante ORC (Tabella C-45).

ORC	Parco installazioni esistente	Nuove installazioni
Potenza elettrica installata [MW]	5,5-11	0,044-0,088
Produzione elettrica [GWh/anno]	44-88	3.3-6,6
Volume d'affari [mld €]	0,022-0,033	$1,1*10^{-3}$- $2,2*10^{-3}$

Tabella C-45 Potenziale economicamente fattibile al 2020 grazie all'adozione della tecnologia ORC

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-46 Tabella C-41.

Potenza [MWe] / Ipotesi	0,03	1,1	4,9
Uso energia elettrica prodotta	**Auto consumata al 100% (valore 0,13€/kWh)**	**Auto consumata al 100% (valore 0,10€/kWh)**	
Costo impianto [mln €]	0,15	3,8	14
Costo manutenzione [€/MWh*anno]	10.000	70.000	120.000
Vita utile [anni]	15		

Tabella C-46 Parametri di riferimento per la tecnologia ORC

Lampade efficienti e sistemi di controllo

Le azioni previste nel PAEE 2011 contemplano anche l'introduzione a livello aziendale di lampade efficienti e sistemi di controllo. In particolare, gli interventi indicati ricadono nelle seguenti tipologie:

1. Sostituzione di sistemi di lampade fluorescenti lineari del tipo T12 e T8 alofosfati funzionanti con alimentatori elettromagnetici, con sistemi con lampade fluorescenti lineari del tipo T5 funzionanti con alimentatore elettronico (risparmio ottenibile almeno 35%).
2. Introduzione di sistemi di controllo con sensori di presenza e regolazione del flusso ad integrazione della luce naturale (risparmio ottenibile del 40% sul consumo che si avrebbe in assenza del sistema di controllo).

E' previsto inoltre che gli impianti nuovi e rinnovati dovranno rispettare valori minimi di efficienza energetica in funzione del rispetto dei parametri previsti dalla norma UNI EN 12464-1 e EN 15193.
Con i dati attuali non è possibile determinare il consumo per illuminazione nel settore industriale veneto. Per calcolare il potenziale di risparmio energetico mediante l'introduzione delle tecnologie indicate occorre ripartire a livello regionale le stime nazionali che prevedono un contributo derivante dall'adozione di questa tecnologia dell'ordine del 6-7% del risparmio energetico totale al 2016 e proiettato al 2020.
Il tasso di penetrazione delle tecnologie è pari al 50% al 2016 per quanto riguarda il primo intervento, mentre si suppone che solo il 20% dei punti luce preveda un sistema di controllo con sensori di presenza e regolazione del flusso. Il potenziale economicamente fattibile è indicato in Tabella C-47

ILLUMINAZIONE	ITALIA	VENETO
Consumo per illuminazione nel settore industriale [GWh][22]	13.000	1.430
Risparmio energetico stimato nel settore industriale	6-7%	
Risparmio annuo energetico[23] [GWh/anno]	123	9,8
Risparmio energetico al 2020 [GWh]	1230	98

Tabella C-47 Potenziale economicamente fattibile al 2020 grazie all'adozione di sistemi di illuminazione efficienti

Il potenziale è stato calcolato sulla base dei parametri di riferimento indicati nella Tabella C-41.

Ipotesi	Sostituzione con lampade T5 e alimentatore elettronico	Sistemi di controllo con sensori di presenza e regolazione del flusso luminoso
Risparmio unitario [kWh anno]	95	70
Tasso di penetrazione tecnologica	50%	20%

Tabella C-48 Parametri di riferimento per tecnologia "lampade efficienti e sistemi di controllo"

[22] Dato riferito al 2005 da PAEE 2011
[23] Stime PAEE 2011

Ricompressione meccanica del vapore[24]

La ricompressione meccanica del vapore, di seguito RMV, è un processo ad elevata efficienza energetica che consiste nell'incrementare, mediante un compressore meccanico, la pressione e quindi anche la temperatura del vapore proveniente dalla soluzione in ebollizione. Il vapore, così valorizzato nel suo contenuto entalpico, viene utilizzato nel processo al posto di quello prodotto in caldaia con notevole risparmio di combustibile.
Questa tecnologia non comporta utilizzo di vapore vivo prodotto da caldaia, a meno di quello necessario all'avviamento del processo e quello occorrente per i reintegri, ed elimina la necessità del raffreddamento e quindi l'utilizzo del condensatore ausiliario ed i relativi costi.
La RMV comporta però un assorbimento di energia elettrica a fronte di una più consistente riduzione di energia termica con un risparmio finale di energia primaria.
I consumi specifici (elettrici) della RMV sono dell'ordine di 10 – 30 kWh/t acqua prodotta che in termini di energia primaria corrispondono a 78 – 235 kJ/kg contro gli 850 kJ/kg (termico+elettrico) di un impianto a tre effetti.
Per valutare i risparmi ottenibili con la RMV è necessario partire dalle quantità di acqua da far evaporare per concentrare le soluzioni nei settori di applicazione della tecnologia più promettenti.
Nella tabella Tabella C-49 si riportano i valore delle potenzialità tecniche di applicazione della ricompressione meccanica del vapore nel settore industriale italiano.

AMBITO DI APPLICAZIONE	Acqua da evaporare	Consumi attuali		Consumi elettrici RMV	Risparmio energia primaria
		Termici	Elettrici		
	Mm3/a	TJ/a	GWh/a	GWh/a	tep
Industria Alimentare	12,786	13.048	83,84	162,44	282.960
Concentrazione reflui civili ed industriali	1,782	2.096	7,34	31,44	42.968
Concentrazione fanghi industriali liquidi	1,483	2.436	27,09	21,22	36.539
Concentrazione reflui civili ed industriali	4,664	7.876	92,22	73,36	113.708
Totale	20,71	25.454,87	210,49	288,46	476.175

Tabella C-49 Potenzialità tecniche di applicazione della RMV nel settore industriale italiano (*Fonte: RSE 2009*)

Nel PAEE 2011, l'analisi relativa al meccanismo dei certificati bianchi ha riscontrato un risultato negativo della misura relativa alla compressione meccanica del vapore e si è pertanto deciso di dare maggiore spazio ad interventi per il recupero termico nei processi produttivi.

[24] Fonte PAEE 2011

Altri interventi[25]

In ambito industriale sono possibili numerosi interventi di efficienza energetica che presentano caratteristiche di specificità tali da rendere molto difficile la quantificazione dei risparmi ottenibili.
Si elencano per completezza alcuni interventi che no vengono presi in considerazione nella presente trattazione per evidenti difficoltà nella stima del potenziale effettivo:

1. Isolamento dei sistemi di distribuzione dei fluidi termo-vettori (Acqua, acqua surriscaldata, vapore, olio diatermico, aria)
2. Sostituzione delle caldaie con caldaie a condensazione o altre tecnologie efficienti di produzione del calore.
3. Sistemi di controllo dell'impianto di riscaldamento, raffrescamento e ventilazione.
4. Isolamento termico degli edifici.
5. Nuovi impianti di riscaldamento (pannelli radianti, termoconvettori, infrarossi, barriere termiche).
6. Sistemi di recupero del calore.
7. Sistemi di trigenerazione, per poter saturare al massimo l'offerta di calore prodotta dai cogeneratori anche nel periodo estivo. Tali sistemi prevedono la presenza di gruppi ad assorbimento per la produzione di freddo destinato al raffrescamento estivo alimentati dal flusso termico del cogeneratore.

[25] "Come migliorare la gestione ambientale della piccola e media impresa- risparmiare energia", a cura di Angelo Musciagna, ENEA.

C.2. Incentivi ed interventi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili

Strumenti per l'analisi del potenziale delle fonti solari

La valutazione del potenziale energetico di una fonte rinnovabile è strettamente legata alle caratteristiche del territorio, per questo motivo la valutazione dei potenziali di sviluppo dei sistemi ad energia solare (fotovoltaico e solare termico) è stata realizzata a partire dall'analisi della superficie utile sulle coperture degli edifici presenti in regione.
Si è scelto, infatti, in questa sede di non considerare installazioni a terra per i sistemi fotovoltaici, preferendo non sostenere tale uso del suolo, in un territorio come quello Veneto già fortemente antropizzato a scapito degli usi agricoli.
Peraltro, come dimostrano le valutazioni effettuate, la possibilità di impiegare per scopi energetici le coperture degli edifici esistenti rende disponibile un'ampia superficie per l'installazione di sistemi solari, ed è opportuno che la pianificazione della diffusione capillare di tali tecnologie consideri questi aspetti.
La prima fase dell'analisi consiste nella valutazione della superficie disponibile. Uno studio realizzato dal dipartimento di ingegneria industriale dell'Università di Padova[26] affronta tale questione sulla base delle informazioni presenti nella Carta Tecnica Regionale (CTR) alla voce utilizzo del suolo.
La CTR è uno strumento informatico che mette a disposizione una serie di dati territoriali, sociali, demografici ed economici per tutto il territorio regionale. I dati della CTR sono forniti in un formato leggibile e compatibile con i più diffusi software GIS.
Gli oggetti e le informazioni territoriali acquisiti in forma vettoriale sono organizzati in Livelli e Codici tali da poterli rendere idonei per la classificazione e descrizione dei contenuti informativi dei database vettoriali.
I Livelli costituiscono una primaria classe di aggregazione degli oggetti/informazioni a loro volta suddivisi nei Codici che ne descrivono le caratteristiche particolari.
Al livello edifici "fabbricati" corrisponde una sottoclassificazione in codici che permette di distinguere le tipologie di strutture edilizie realizzate in Regione Veneto. I codici di detto livello sono presentati in forma sintetica in Tabella C-50.

[26] Lorenzoni A., Disconzi F., (2012) *Gis-based estimation of res potential: an application for local energy planning* - Proc. 12th IAEE European Energy Conference, Venice.

Classificazione in codici del livello “fabbricati” della CTR	
Edificio civile	Croce isolata – Capitello
Edificio industriale	Stazione – fermata ferroviaria (edificio)
Baracca	Scalo merci (edificio)
Tettoia - pensilina	Deposito ferroviario
Chiesa	Casello ferroviario (edificio)
Tabernacolo	Limite area ferroviaria (pertinenza)
Chiesa (pertinenza)	Manufatti vari
Campanile	Casello autostradale (edificio)
Torre	Aeroporto (edificio)
Edificio in costruzione	Aeroporto (pertinenza)
Rudere – edificio semidiroccato – rovine – diruti	Stradina interna
Stalla – allevamento agricolo – fienile	Cortile interno
Cimitero (pertinenza)	Rifugio alpino
Impianti sportivi (edificio)	Ospedale (edificio)
Impianti sportivi (pertinenza)	Ospedale (pertinenza)
Campo sportivo	Scuola (edificio)
Gradinata	Scuola (pertinenza)
Scalinata	Caverna - Grotta - Cavità naturale
Torre industriale – Ciminiera (punto)	Centroide edifico
Torre industriale – Ciminiera (area)	Parco o giardino
Monumento (punto)	Campeggio
Monumento (area)	Autorimessa – garage (fuori terra)
Pietra o colonna indicatrice	Insediamenti archeologici
Silos (punto)	Insediamenti archeologici
Silos (area)	Isolato
Tendone pressurizzato	

Tabella C-50 CTR- codici del livello "fabbricati"

I codici che sono stati considerati per l’analisi della superficie utile all’installazione di sistemi solari sono descritti in Tabella C-51 .

Entità	Definizione
Edificio Civile	Edificio o complesso edilizio in muratura o c.a. che non rientra in altre classificazioni, destinato a civile abitazione, ufficio, negozio, ecc. Nel caso in cui sia costruito con materiali diversi da quelli sopracitati è definito civile solo se è evidente la sua destinazione d’uso e a carattere permanente. Edifici particolari quali farmacie, ostelli, alberghi, ufficio PT, uffici amministrativi ecc., sono identificati dal relativo toponimo quando ne è evidente l’utilità.
Edificio Industriale	Edificio o complesso edilizio in muratura, c.a., o con struttura d’acciaio, con destinazione d’uso industriale, artigianale, magazzino deposito merci. Le diverse destinazioni sono solitamente specificate con un aggettivo qualificante, o con determinazioni che ne precisano il carattere, il tipo di produzione, le finalità ma più spesso sono distinti con specifici derivati dalla materia lavorata o prodotta (acciaieria, caseificio, cotonificio, oleificio etc.).
Stalla-Allevamento Fienile	Edificio o complesso d’edifici realizzati con diversi materiali da costruzione, destinati al ricovero di animali, e fabbricati rurali destinati all’essicazione e conservazione dei foraggi.
Ospedale	Edificio o complesso di edifici, destinato all’assistenza sanitaria dei cittadini, attrezzato per il ricovero e le cure di ammalati o feriti.
Scuola	Edificio o complesso di edilizio adibito all’istruzione ed all’insegnamento.

Tabella C-51 Codici considerati per la valutazione delle superfici di copertura utili all'installazione si sistemi a fonte solare

Per quanto riguarda l’irraggiamento sul territorio regionale, le informazioni necessarie sono state fornite da PVGIS[27], un database geo-referenziato pubblico creato dal Joint Research Centre, un istituto di ricerca della Commissione Europea.

Dal sito PVGIS sono state scaricate le informazioni sull’irraggiamento medio annuale su un piano orizzontale e su una superficie inclinata di una angolo ottimale in funzione del servizio richiesto (elettrico o termico).

[27] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm 21

Stima del potenziale di produzione di energia da fonte solare

Per valutare il potenziale di energia realizzabile per mezzo della fonte solare è stata seguita la seguente metodologia, mutuata da uno studio eseguito dal politecnico di Torino[28]:

- in primo luogo sono stati classificati gli edifici esistenti in regione sulla base delle entità definite al paragrafo precedente, ovvero: edifici civili, edifici industriali, stalle e allevamenti e fienili, ospedali e scuole.
- sulla base di tale classificazione, grazie all'impiego della CTR, sono state valutate le superfici delle coperture corrispondenti a ciascuna entità.
- sono stati selezionati gli edifici compatibili all'installazione di sistemi fotovoltaici, o termici o entrambi.
- sono stati introdotti opportuni coefficienti di riduzione per ricavare dalla superficie complessiva disponibile la quota di superfici adatta all'installazione di sistemi solari
- sono state considerate le prestazioni energetiche delle tecnologie impiegate nei sistemi fotovoltaici e solari termici
- infine è stata valutata la produzione di energia elettrica e termica associata alle installazioni possibili individuate.

La classificazione del parco edilizio nelle entità ritenute utili per la valutazione del potenziale è stata eseguita per mezzo della CTR, come indicato nel paragrafo precedente. Per semplicità dell'analisi sono state escluse le entità che presentavano una superficie inferiore ai 32 m^2. La distribuzione risultante è presentata in Tabella C-52.

Entità	Edifici civili	Edifici industriali	Stalle Allevamenti Fienili	Ospedali	Scuole
Numero	**1238051**	**87978**	**126775**	**1334**	**7648**
Superficie totale [ettari]	**234,2**	**99,4**	**34,9**	**0,9**	**4**
Superficie totale [%]	**62,7%**	**26,7%**	**9,3%**	**0,2%**	**1,1%**

Tabella C-52 Distribuzione della superficie di copertura delle entità edilizie analizzate in Regione del Veneto

La superficie individuata rappresenta l'area totale delle coperture degli edifici considerati. Tuttavia essa non coincide con la superficie utile all'installazione di sistemi solari, infatti vari fattori concorrono a ridurre lo spazio di copertura adatto all'alloggiamento degli impianti. Per ciascuno di essi sono stati stimati dei coefficienti riduttivi che permettono di scremare il valore lordo fino ad ottenere una stima migliore della superficie utilizzabile.

Il primo aspetto da tenere in considerazione è l'esposizione della superficie di un tetto. Generalmente le coperture alla latitudine regionale presentano una conformazione a falde, tipicamente due o quattro e sono rari gli edifici con coperture ad una falda o orizzontali. Una superficie per essere adatta all'alloggiamento di sistemi solari deve necessariamente godere di una buona esposizione, questo implica necessariamente l'esclusione delle porzioni dei tetti che risultano scarsamente illuminate dalla radiazione diretta. Il primo coefficiente riduttivo introdotto nell'analisi è pertanto legato alla tipologia di copertura (doppia falda, piano, multi falda, etc.)

[28] Bergamasco et Al., *Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: further improvements by ortho-image analysis and application to Turin (Italy)*, Solar Energy, 2011, vol. 85

Le coperture degli edifici sono inoltre spesso sede di infrastrutture di vario tipo: unità esterne degli impianti termici, sistemi di trattamento dell'aria, canalizzazioni di vario genere che sono posizionate sui tetti per semplicità realizzativa, camini, lucernai. Questi elementi occupano spazio e creano ombre riducendo di conseguenza la superficie utile.
Esiste poi un problema di concorrenza tra sistemi solari, ovvero la presenza simultanea di sistemi fotovoltaici e termici sottrae spazio all'una e all'altra tecnologia, negli edifici civili è stata sempre considerata la presenza di sistemi solari termici, valutando un coefficiente riduttivo per la superficie utile per i sistemi fotovoltaici.
Per i sistemi fotovoltaici è stato considerata un'ulteriore riduzione della superficie utile dovuta alla necessità di separare le serie di pannelli per una distanza sufficiente a evitare l'ombreggiamento delle file successive.
Infine sono stati valutati in modo statistico gli ombreggiamenti dovuti a oggetti sull'orizzonte, quindi la presenza di ombre dovute agli edifici circostanti.
I coefficienti riduttivi individuati in funzione dell'entità sono presentati in Tabella C-53 .

	C_{tetto}	C_{altro}	C_{ST}	C_{ombre}	$C_{ostacoli}$
Edifici civili	0,5	0,70	0,9	0,45	0,46
Edifici industriali	0,75	0,90	1	0,45	1
Scuole	0,75	0,90	1	0,45	0,9
Ospedali	1	0,70	1	0,45	1
Allevamenti, Stalle e Fienili	0,75	0,90	1	0,45	1

Tabella C-53 Coefficienti riduttivi per la valutazione della superficie utile all'installazione di sistemi solari

La riporta la superficie utile valutata in base all'entità del fabbricato considerato e alla provincia di locazione.

Superficie utile [km^2]	**Civili**	**Industriali**	**Scuole**	**Ospedali**	**Allevamento stalle e fienili**
BELLUNO	0,97	0,85	0,07	0,02	0,40
PADOVA	2,69	4,45	0,11	0,03	1,51
ROVIGO	0,84	1,09	0,06	0,02	0,39
TREVISO	3,07	7,52	0,26	0,06	2,45
VENEZIA	2,51	3,63	0,18	0,04	1,08
VICENZA	2,97	6,90	0,23	0,05	1,83
VERONA	2,77	5,75	0,20	0,07	3,12
TOTALE	15,81	30,18	1,09	0,28	10,78

Tabella C-54 Valutazione della superficie utile all'installazione di impianti solari fotovoltaici

Ultima considerazione riguarda la necessità di escludere dall'analisi eseguita gli edifici allocati nei centri storici. Tali edifici infatti risultano spesso sottoposti a vincoli di tutela storico-architettonica che impediscono l'installazione di sistemi solari sui tetti. L'effetto è una riduzione di circa il 20% della superficie utile individuata.

Energia da fonte fotovoltaica

Potenziale effettivo

Nota la superficie utile all'installazione di sistemi fotovoltaici, per valutare l'energia producibile è necessario considerare la tecnologia per mezzo della quale avviene la conversione dell'energia luminosa in elettrica. In particolare è necessario considerare i rendimenti di conversione dei pannelli fotovoltaici: il rendimento del pannello fotovoltaico è legato alla tecnologia utilizzata e alla struttura fisica del pannello stesso. Attualmente in commercio esistono tre tipologie di pannelli fotovoltaici, monocristallino, policristallino e a film sottile. Le rispettive caratteristiche sono riportate in Tabella C-55. La temperatura di esercizio dei pannelli fotovoltaici influenza l'efficienza di conversione della radiazione solare, in questa sede si considera il peggioramento delle prestazioni dei pannelli all'aumentare della loro temperatura attraverso un coefficiente riduttivo medio, stimato in una riduzione del 10%.
La massima produzione di energia elettrica a parità di altri fatto dipende dall'esposizione del pannello alla radiazione luminosa e quindi alla sua esposizione in direzione Sud. Statisticamente non tutti i pannelli possono essere orientati in modo ottimale, alcuni edifici presentano le uniche falde utili in direzione diverse (ovest, est, sud-ovest, sud-est). Per tenere in considerazione tale aspetto è stato introdotto un coefficiente che riduce la superficie utile di un ulteriore 10%.
I pannelli fotovoltaici sono installati sulle coperture degli edifici e sono esposti agli eventi atmosferici, alla polvere, fattori che causano la deposizione di uno strato di sporco sulla superficie captante con la conseguente riduzione della sua efficacia. La radiazione incidente sui pannelli, inoltre, non viene completamente assorbita e una quota viene riflessa, nonostante sia previsto uno strato antiriflessione. I pannelli sono poi connessi tra loro e collegati ad un inverter ossia ad un convertitore da corrente continua ad alternata. La combinazione degli aspetti indicati comporta un'ulteriore riduzione delle energia generata valutabile in un 26%.
I fattori di riduzione introdotti sono riportati sinteticamente in Tabella C-56.

EFFICIENZE DI CONVERSIONE TIPICHE PER LE TECNOLOGIE DI PANNELLI FOTOVOLTAICI	
monocristallino	$\eta_{\text{monocristallino}} = 0{,}15$
policristallino	$\eta_{\text{policristallino}} = 0{,}12$
film sottile	$\eta_{\text{film sottile}} = 0{,}06$

Tabella C-55 Rendimenti di conversione medi dei pannelli fotovoltaici per tecnologia

EFFICIENZE DI CONVERSIONE RIDOTTE NEI SISTEMI FOTOVOLTAICI	
effetto della temperatura del pannello	$\eta_{TH} = 0{,}9$
effetto dell'esposizione non ottimale (azimuth)	$\eta_{AZ} = 0{,}9$
effetto di sporcamento, inverter e convertitore	$\eta_{imp} = 0{,}84$

Tabella C-56 Riduzione dell'efficienza di conversione dei sistemi fotovoltaici

L'energia producibile in Regione del Veneto per mezzo di sistemi fotovoltaici, suddivisa in base alla provincia di localizzazione degli impianti e all'entità degli edifici considerati è presentata in Tabella C-57 .

STIMA DEL POTENZIALE DI GENERAZIONE ELETTRICA PER MEZZO DI SISTEMI FOTOVOLTAICI IN REGIONE VENETO (MWh)					
Entità	Edifice civili	Edifici indutriali	Scuole	Ospedali	Allevamenti
BELLUNO	81492	87517	5188	1617	39465
PADOVA	253005	465222	7912	1716	158407
ROVIGO	75039	114714	4215	1878	40629
TREVISO	298117	795985	23492	5868	256564
VENEZIA	234043	378478	17263	2805	117526
VICENZA	270209	708535	17413	2969	190966
VERONA	248408	602379	15772	5630	329009
TOTALE	1460313	3152829	91255	22484	1132565
TOTALE REGIONE VENETO: 5.859.446 MWh – 503,9 KTEP					

Tabella C-57 Potenziale di generazione elettrica per mezzo di sistemi fotovoltaici in Regione del Veneto

CONFRONTO TRA IL POTENZIALE FOTOVOLTAICO VALUTATO E IL CONSUMO DI ENERGIA AL 2010			
	Potenziale fv [GWh]	**Consumo 2010 [GWh]**	**% copertura**
BELLUNO	215,28	1056,0	20,4
PADOVA	886,26	5458,3	16,2
ROVIGO	236,48	1456,8	16,2
TREVISO	1380,03	4899,3	28,2
VENEZIA	750,12	4844,4	15,5
VICENZA	1190,09	6022,8	20,7
VERONA	1201,20	5743,0	19,9
VENETO	**5859,45**	**29.480,6**	**19,9**

Tabella C-58 Confronto tra il potenziale fotovoltaico valutato e il consumo di energia al 2010

Il valore indicato è molto elevato, se si osserva che corrisponde a circa il 20% del fabbisogno elettrico regionale. Tale potenziale è in questa analisi indicato come potenziale effettivo.

Analisi del potenziale della fonte geotermica

L'indagine oggetto del presente lavoro è tratta dal progetto STRIGE[29] commissionato dalla Regione del Veneto ad ARPAV che lo ha realizzato con la collaborazione del Dipartimento di Geoscienze dell'Università di Padova. Il suddetto lavoro si concentra nelle zone di pianura della Regione Veneto. Sono state escluse le aree alpine e le Prealpi venete che, come le aree collinari, fanno parte di un ambiente specifico, l'ambiente montano, che per sua natura richiede una trattazione di elevato dettaglio non compatibile quindi con la scala di lavoro regionale dello studio. Per gli stessi motivi sono stati esclusi i Colli Berici e i Colli Euganei. Parte della pianura che costituisce il bacino termale euganeo-berico e risente delle anomalie termiche del veronese e del portogruarese è stata trattata in maniera diversa rispetto al territorio di pianura. Infatti, i circuiti termali che le caratterizzano, richiedono una trattazione specifica in relazione ai particolari processi di scambio termico interessanti queste zone di forte anomalia termica.

Le anomalie termiche del Veneto

Nel presente capitolo vengono presentati in dettaglio gli aspetti di distribuzione areale delle aree di anomalia geotermica presenti nel Veneto. Le anomalie termiche del Veneto si trovano in tre aree molto lontane tra loro ma tutte in territorio di pianura. La prima è localizzata nel settore di pianura compresa tra il fiume Livenza ed il fiume Tagliamento nella parte Veneto-Friulana, in particolare tra i comuni di Fossalta di Portogruaro, Portogruaro e S. Michele al Tagliamento. La seconda è l'anomalia termica euganea, localizzata ai piedi dei Colli Euganei nel settore prevalentemente sud-orientale, nei comuni di Abano Terme, Montegrotto Terme, Galzignano Terme e Battaglia Terme.

La terza anomalia termica ricade nella provincia di Verona, compresa fra due sottobacini, uno ai piedi dei Lessini nei comuni di Caldiero e Belfiore, l'altra nell'area occupata dall'anfiteatro morenico e dai conoidi del fiume Adige, tra Lazise e S. Ambrogio di Valpolicella.

I comuni della Regione Veneto principalmente interessati da anomalie termiche, sono riassunti nella tabella seguente.

Comune	Provincia	Anomalia termica
Annone Veneto	Venezia	Portogruarese
Caorle	Venezia	Portogruarese
San Michele al Tagliamento	Venezia	Portogruarese
Concordia Sagittaria	Venezia	Portogruarese
Portogruaro	Venezia	Portogruarese
Fossalta di Portogruaro	Venezia	Portogruarese
Gruaro	Venezia	Portogruarese
Cinto Caomaggiore	Venezia	Portogruarese
San Stino di Livenza	Venezia	Portogruarese
Pramaggiore	Venezia	Portogruarese
Teglio Veneto	Venezia	Portogruarese
Abano Terme	Padova	Euganea
Montegrotto Terme	Padova	Euganea
Galzignano Terme	Padova	Euganea
Battaglia Terme	Padova	Euganea
Caldiero	Verona	Veronese
Belfiore	Verona	Veronese
Zevio	Verona	Veronese
Ronco all'Adige	Verona	Veronese
Lazise	Verona	Veronese
Pastrengo	Verona	Veronese
Sant'Ambrogio di Valpolicella	Verona	Veronese
Pescantina	Verona	Veronese
San Pietro in Cariano	Verona	Veronese

Tabella C-59 Comuni interessati da anomalie termiche nella Regione del Veneto

[29] Studio per la razionalizzazione degli utilizzi delle risorse geotermiche nella Regione del Veneto mediante prelievi d'acqua.

L'anomalia termica portogruarese

L'anomalia termica del portogruarese, già studiata dal Consorzio di Bonifica Pianura Veneta tra Livenza e Tagliamento, indica che molti pozzi utilizzati per l'approvvigionamento idrico autonomo, captanti acquiferi presenti a profondità comprese tra 50 e 700 m, erogano acqua con temperature variabili da 20 a 50°C. Ciò ha permesso di individuare un'area ben precisa in cui le acque fuoriescono a temperature nettamente superiori rispetto alle aree limitrofe (Figura C-12).

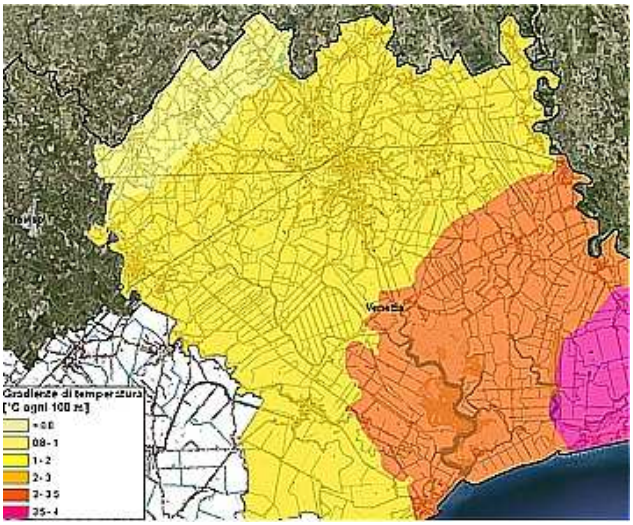


Figura C-12 Anomalia termica e isoterme del portogruarese (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

L'anomalia termica euganea

L'anomalia termica euganea è stata studiata dettagliatamente nel tempo.
La Figura C-13 rappresenta i limiti dell'area: i comuni interessati sono Abano Terme, Montegrotto Terme, Galzignano Terme e Battaglia Terme.



Figura C-13 Limiti dell'area di anomalia termica del bacino euganeo (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

Sono stati realizzati alcuni pozzi d'indagine, con una profondità variabile tra 150 e 1027 m e temperature tra 65 e 85 °C. I dati osservati permettono di affermare che le temperature aumentano spostandosi verso NE, dal comune di Galzignano Terme verso quello di Abano Terme.

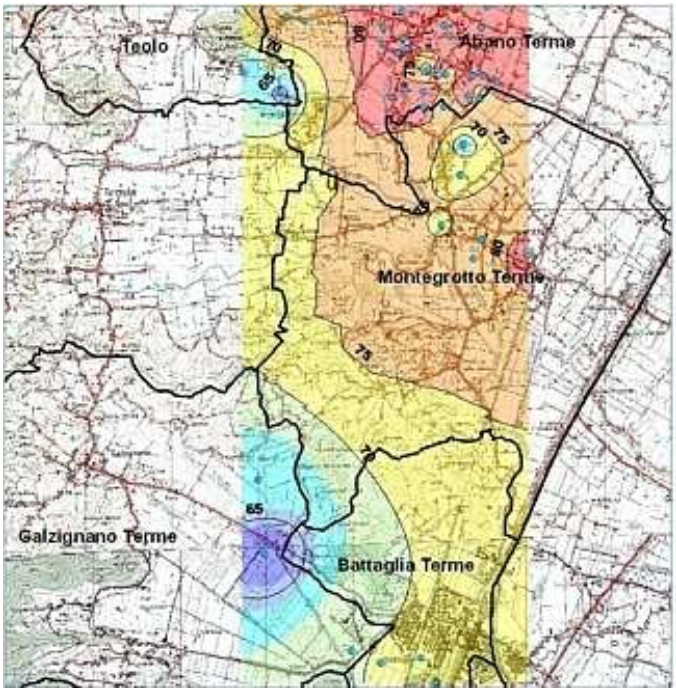


Figura C-14 Isoterme che interessano l'area termale euganea: in rosso sono indicate le temperature più alte (75-85°C), in blu quelle più basse (62-64°C). I punti azzurri rappresentano i pozzi di indagine

Va rilevato che l'area di anomalia termica euganea ricade nel Bacino Termale Euganeo così come definito dal Piano di utilizzazione della risorsa termale (PURT) approvato dal Consiglio regionale con provvedimento n. 1111 del 23 aprile 1980 e successive modificazioni.
In tale ambito, e sino a dieci chilometri dal suo perimetro, ai sensi dell'art. 55 bis della L.R. 40/89 non è consentito il rilascio di nuove concessioni per la coltivazione di risorse geotermiche.
L'anomalia termica veronese si manifesta in aree ben distinte tra loro per caratteristiche geologiche ed idrogeologiche (Figura C-15) . Fino a qualche anno fa i "punti caldi" erano segnalati distintamente sul fronte pedecollinare Lessineo e sull'arco morenico del Garda: la puntualità delle manifestazioni, la loro distanza e la differenza tra le strutture idrogeologiche interessate hanno sempre impedito una chiara interpretazione del fenomeno. Studi recenti, nuove terebrazioni ed una serie di informazioni raccolte in modo organico hanno permesso di affinare quanto già era stato ipotizzato a partire dagli anni '70 del secolo scorso.
Dall'analisi di questi dati è possibile affermare come le modalità di formazione delle acque calde siano analoghe nei vari punti, anche se gli stessi riportano anomalie termiche differenti. Il modello idrogeologico che meglio si addice a spiegare la formazione delle acque calde veronesi è quello che avvalla l'esistenza di un potente serbatoio carbonatico profondo, sede di un circuito geotermico di tipo aperto, in cui circolano le acque calde. Si ipotizza che l'alimentazione del serbatoio carbonatico avvenga nei rilievi della fascia Alpina meridionale e prealpina: le acque meteoriche infiltratesi in quest'area montana, hanno la possibilità di raggiungere grandi profondità e di riscaldarsi per effetto del gradiente geotermico terrestre.

Successivamente, le acque così riscaldate, grazie alla minore densità ed al carico idrostatico presente e monte, risalgono in superficie attraverso vie preferenziali costituite da faglie e fratture profonde che interessano completamente il substrato sino al contatto con i depositi superficiali.
Le emergenze di acque calde sono disposte in modo tale da indicare nelle strutture tettoniche con direzione giudicariense (NNE-SSW) e nella fascia di deformazione pedecollinare (W–E) le faglie e le fratture lungo cui avviene la risalita.
La presenza di anomalie termiche si può riconoscere in tre zone principali: l'area pedemontana, immediatamente a ridosso del fronte collinare Lessineo Orientale, comuni di Caldiero, Zevio, Belfiore e Ronco all'Adige; l'area benacense, sull'anfiteatro morenico del Garda che interessa i comuni di Lazise e Pastrengo e l'area dell'alta pianura caratterizzata dalle grandi conoidi fluviali dell'Adige, tra S. Ambrogio di Valpolicella (Domegliara), Pescantina e S. Pietro in Cariano.

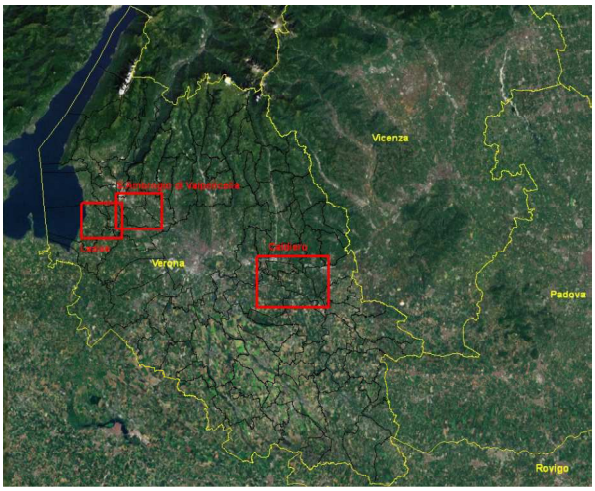


Figura C-15 Inquadramento aree di anomalia termica del veronese (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

L'area di anomalia termica di Caldiero

L'area di anomalia termica di Caldiero è conosciuta fin dal Medioevo grazie al famoso complesso termale "Terme di Giunone". In questo luogo l'acqua termale sgorga da una sorgente detta "fonte di Giunone" ed attualmente alimenta numerose piscine del complesso termale. L'estensione dell'area di anomalia termica è di circa 20 km^2, interessa il materasso alluvionale per uno spessore di circa 100 m, e comprende i comuni di Caldiero, Belfiore, Zevio e Ronco all'Adige. In quest'area, da dati storici, la temperatura dell'acqua è costante tutto l'anno e si aggira attorno ai 22°C: raggiunge i 28° nelle "polle" delle Terme di Giunone e talvolta i 31°C a profondità di circa 8 m.

L'area di anomalia termica di Lazise

L'area di anomalia termica di Lazise è conosciuta da tempi relativamente recenti, dopo la terebrazione del pozzo di Villa dei Cedri, in località Colà, nel 1989. L'indagine era partita per la ricerca di falde che potessero alimentare il laghetto artificiale del parco, poi si scoprì che a 160 e a 200 m di profondità l'acqua scorreva abbondante su due falde diverse e con una temperatura di 36.5–37 °C l'una e di 42 °C l'altra.

L'area di anomalia termica di S.Ambrogio di Valpolicella (Domegliara)

L'area di anomalia termica di S. Ambrogio di Valpolicella ha la sua più importante manifestazione in località Domegliara dove è stata scoperta nel 1793. Qui la risalita localizzata dei fluidi segue l'allineamento giudicariense delle discontinuità tettoniche. A Domegliara si riscontrano temperature in grado di superare 46°C in alcuni punti.. In Figura 1-5 è riportata la carta delle isoterme. Per

l'elaborazione di tale carta sono stati inseriti i punti rilevati in tutto il territorio della provincia veronese messi a disposizione dal Dipartimento ARPAV di Verona. L'anomalia termica più evidente è quella presente tra i comuni di S.Ambrogio di Valpolicella e Pastrengo. In uno dei punti di misura si raggiunge la temperatura di 52.2°C. Nell'intorno la temperatura si aggira intorno a 40°C. Nel comune di Lazise la temperatura è leggermente più bassa, compresa tra 20 e 25°C. L'anomalia termica che si vede in basso a sinistra della figura, nei comuni di Nogarole Rocca, Mozzecane e Povegliano Veronese, è dovuta alla notevole profondità dei pozzi in cui è stata misurata (AGIP), profondità che va da 1600 e 2000 m, perciò non viene considerata come anomalia termica vera e propria. L'altra zona anomala è situata tra i comuni di Caldiero, Zevio, Belfiore e Ronco all'Adige. La temperatura si aggira anche in questo caso intorno a 20-25°C.

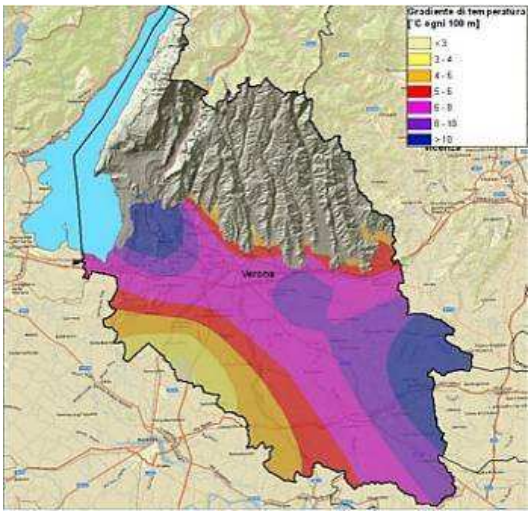


Figura C-16 Carta delle isoterme della pianura veronese (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

La temperatura media dell'aria

Informazione fondamentale per la caratterizzazione climatica del territorio studiato e per la definizione delle proprietà geotermiche del sottosuolo, è la determinazione della temperatura media annua dell'aria.

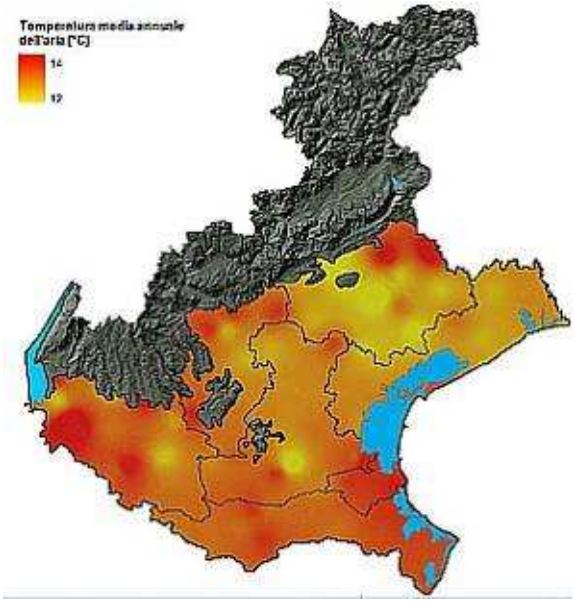


Figura C-17 Carta della temperatura media dell'aria (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

Per la rappresentazione della temperatura al suolo è stata utilizzata la temperatura dell'aria presso la stazione di misura, più facilmente misurabile. In Figura C-17 è riportata la carta della temperatura media annua dell'aria. Come si può osservare, la variabilità spaziale di tale parametro è modesta. La differenza massima della temperatura media su tutto il territorio è infatti di circa 1,8°C.
Tale carta è di notevole importanza per il calcolo del gradiente geotermico.

Il gradiente geotermico

La temperatura del terreno superficiale è strettamente legata alla temperatura media annua dell'aria, ed il calore immagazzinato nel sottosuolo è direttamente correlato alla quantità di energia solare assorbita dalla superficie. La temperatura delle porzioni più profonde risente sempre più esclusivamente del calore che si sviluppa dal mantello profondo, in cui domina l'apporto di calore di origine endogena (flusso geotermico).
Il gradiente geotermico è il valore di aumento di temperatura con la profondità. In Figura C-18, che riporta la distribuzione dei valori del gradiente geotermico, si possono riconoscere le aree di anomalia termica del Veneto: il bacino Euganeo, le anomalie termiche del veronese e l'anomalia termica del portogruarese, nonchè altri settori di potenziale interesse geotermico.

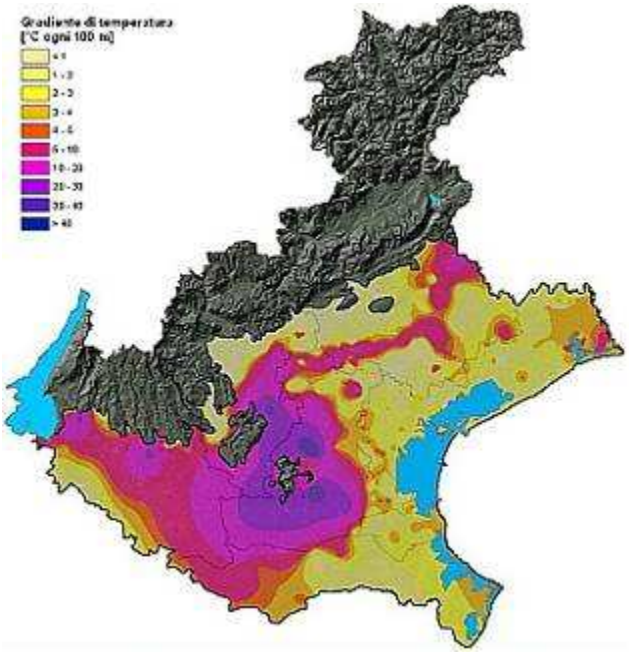


Figura C-18 Mappa del gradiente geotermico (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze)*

La temperatura nel sottosuolo

Applicando la formula che calcola il gradiente geotermico, si può ricavare la temperatura del sottosuolo alla profondità desiderata. Come si può notare in Figura C-19, la zona del Veneto sud-occidentale presenta temperature superiori ai 15°C già a 50 m di profondità. Oltre alla fascia sud-occidentale del Veneto rientra in questa situazione anche la zona del portogruarese.
In Figura C-20 e Figura C-21 si osserva come la situazione cambi notevolmente approfondendo l'indagine a 100 m e 150 m di profondità. Soltanto parte delle province di Vicenza, Padova e Venezia non superano i 15°C, insieme a gran parte della provincia di Treviso, la quale risulta essere la meno interessata da tali temperature.

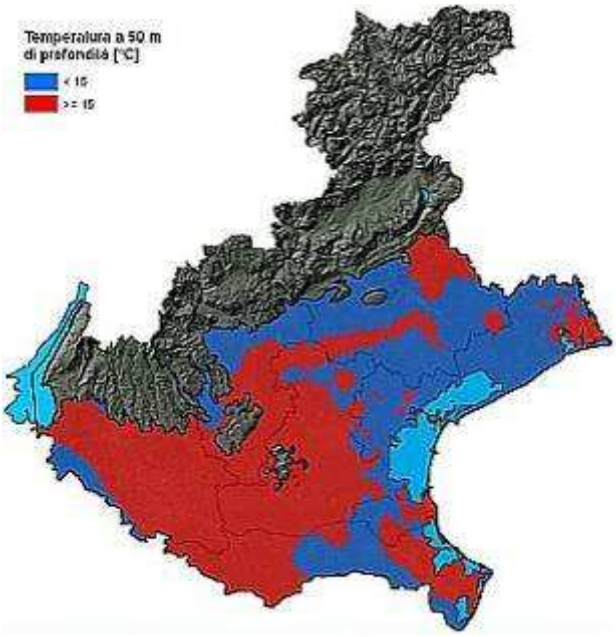


Figura C-19 Temperatura del sottosuolo a 50 m di profondità (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

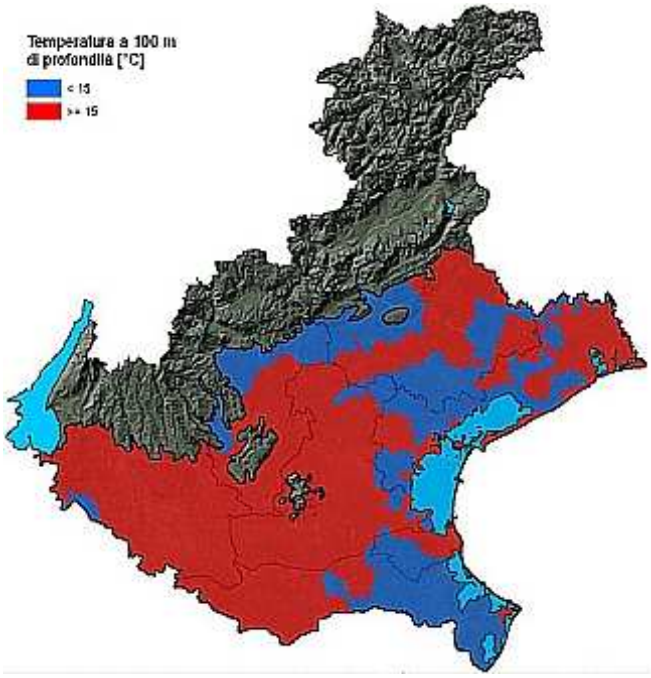


Figura C-20 Temperatura del sottosuolo a 100 m di profondità (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

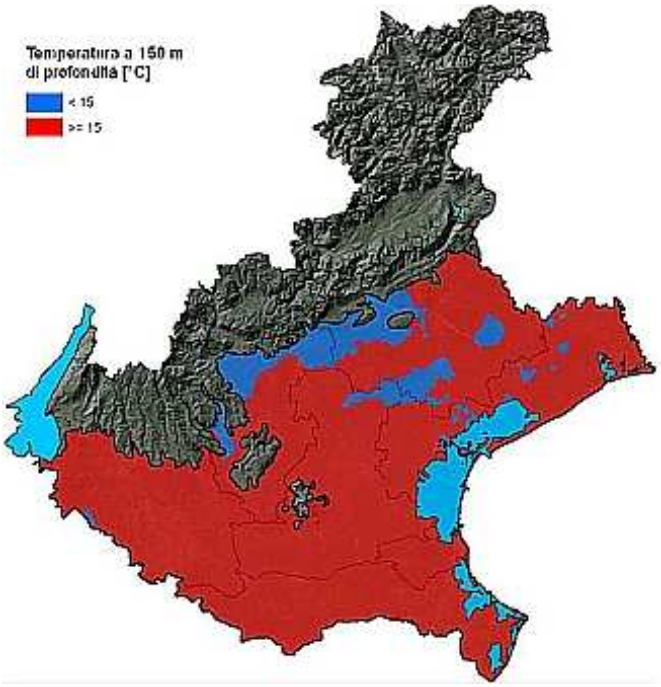


Figura C-21 Temperatura del sottosuolo a 150 m di profondità (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

Il flusso geotermico

Le considerazioni fatte sul gradiente geotermico, oltre a portare al calcolo delle temperature del sottosuolo in profondità, hanno permesso di calcolare anche il flusso geotermico.

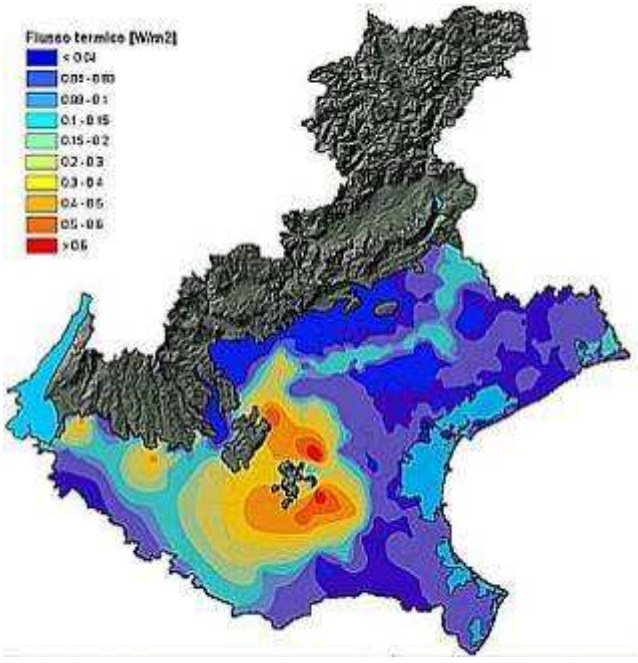


Figura C-22 Carta del flusso geotermico (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*) [30]

[30] Per la validazione della carta è stato fatto un confronto con la carta del flusso geotermico resa disponibile dal CNR di Pisa e consultabile al sito http://geothopica.igg.cnr.it. Anche in quest'ultima carta sono ben visibili le anomalie termiche venete. Si

La velocità della falda

La carta delle velocità della falda, per la sua rilevante influenza nei processi di scambio termico, è una delle cartografie realizzate di maggiore importanza. Per quanto riguarda valori puntuali direttamente misurati in campo, la velocità della falda della pianura veneta è il parametro che presenta il minor numero di dati, spesso ricavabili solamente da fonti bibliografiche. Mancano inoltre informazioni sulla conducibilità idraulica, che risulta la variabile più critica sia per la mancanza di dati diretti, che a causa della variabilità laterale. Per poter realizzare la carta delle velocità è stato necessario costruire prima la carta della conducibilità idraulica (o della "permeabilità"). Si ritiene che la conducibilità idraulica ed il gradiente geotermico, caratterizzati da notevole variabilità orizzontale e verticale, siano in grado di influenzare positivamente la capacità di geoscambio in quanto possono innescare moti convettivi e facilitare lo scambio di calore.

Come riportato in Figura C-23, le velocità maggiori si raggiungono nell'area di alta pianura, caratterizzata dalla presenza di materiale ad elevata conducibilità idraulica ed elevati gradienti idraulici, mentre le basse velocità risultano dominare buona parte dell'area di bassa pianura, non sempre determinati da bassi valori di permeabilità idraulica (es: sabbie grossolane) ma vincolate dalla presenza di bassi gradienti idraulici.

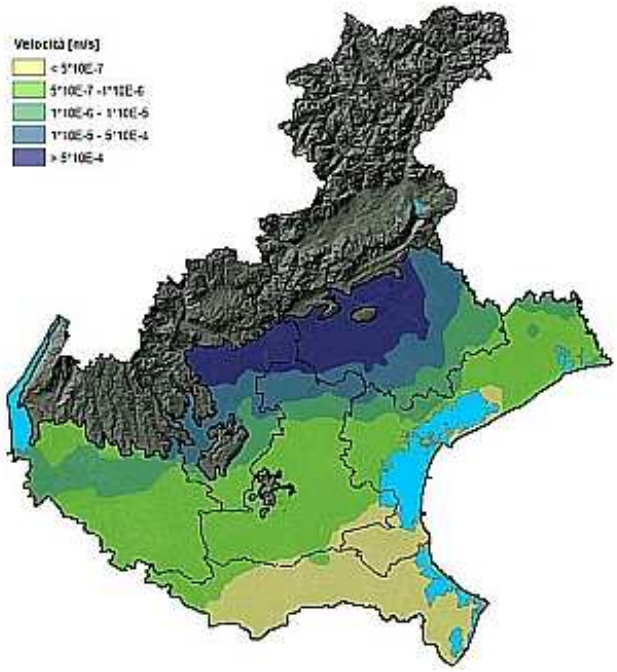


Figura C-23 Carta della velocità della falda (*Fonte: Dipartimento di Geoscienze*)

Caratterizzazione delle falde sotterranee interessate da prelievi di risorse geotermiche

Come già accennato, il Veneto dispone di una notevole quantità di risorse idriche sotterranee di ottima qualità, buona parte utilizzate a scopo idropotabile. Si contano 1937 punti di captazione (Figura C-24) che comprendono diverse opera di presa, tra cui pozzi e sorgenti. La presenza di queste opere di captazione limita il prelievo di acque sotterranee ad uso geotermico.

può notare soltanto che non vi è corrispondenza di flusso termico nella zona delle Prealpi, ciò probabilmente perché i dati di temperatura misurati non raggiungono profondità tali da poter calcolare valori di flusso così alti. Infatti per quest'ultima carta sono stati utilizzati valori di temperatura rilevati a profondità molto maggiori (dell'ordine delle migliaia di metri).



Figura C-24 Ubicazione delle captazioni idropotabili nella Regione Veneto (*Fonte: ARPAV*)

Nell'area di indagine oggetto studio dello studio STRIGE vi sono 583 opere di captazione idropotabile. Si segnala in particolare che vi è maggior densità di pozzi all'interno della fascia delle risorgive e della fascia di ricarica degli acquiferi. Tali fasce rientrano nelle aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano definite all'interno dell'Art. 15 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano di Tutela delle Acque (PTA), approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale del veneto n. 107 del 05 novembre 2009.

Impianti di geoscambio

La Pompa di Calore (PdC), grazie alla sua capacità di funzionare anche come condizionatore d'aria, rappresenta un mezzo per migliorare il livello di confort degli ambienti abitativi e di lavoro. Permette inoltre di evitare emissioni in atmosfera dovute all'utilizzo dei combustibili fossili e riduce notevolmente la richiesta di energia elettrica per il raffrescamento estivo. L'efficienza di una pompa di calore è misurata dal coefficiente di prestazione (COP) che è il rapporto tra l'energia fornita e l'energia elettrica consumata. Normalmente la pompa di calore ha valori generalmente superiori a 3. Questo significa che per 1 kWh di energia elettrica consumata vengono forniti 3 kWh di energia termica. Ai fini del presente lavoro interessa in particolare l'efficienza media stagionale che si esprime con l'acronimo SCOP. Per una pompa di calore a compressione il valore di SCOP è pari a 3. Questo significa, ai fini della quota di energia rinnovabile, un valore pari al 66,6% del calore fornito all'edificio.

E' possibile distinguere:

a) la Pompa di Calore (PdC) con scambio diretto "acqua-acqua" (circuito aperto), che utilizza acqua di falda come sorgente di calore a bassa temperatura per il riscaldamento (lo scambio termico avviene nell'evaporatore dove il calore estratto dall'acqua di falda viene trasmesso al refrigerante che compie la fase di evaporazione) o per produrre acqua calda per le utenze termiche. L'intero "sistema" per attuare lo scambio diretto "acqua-acqua" consiste essenzialmente in:

- pozzo di emungimento;
- pompa di calore e sistema connesso;
- scarico

b) la PdC con scambio indiretto tramite "sonda geotermica" (circuito chiuso), la quale utilizza il gradiente geotermico presente nel sottosuolo a temperatura praticamente costante tutto l'anno e che può essere quindi utilizzata come sorgente di calore infinita. Tale calore viene assorbito e scambiato attraverso l'inserimento, in un foro scavato a profondità variabile nel terreno, di un dispositivo costituito normalmente da tubi in polietilene ad alta densità, entro cui circola un fluido termovettore. Appare rilevante il fatto che la presenza di acqua di falda costituisca un elemento di maggior scambio termico. Soprattutto nelle zone di risorgiva negli strati superficiali si possono utilizzare degli scambiatori di calore superficiali che sfruttano l'elevata velocità dell'acqua di falda.
c) i pali energetici sono dei sistemi del tipo a scambiatori di calore a circuito chiuso con fluido termovettore nel terreno; la particolarità di questa tecnologia consiste nel costo di perforazione che è già incluso nel costo strutturale. Normalmente non servono per fornire l'intero ammontare di energia di climatizzazione, pertanto necessitano di impianto ausiliario di integrazione.
d) tunneltermia: è un'applicazione da realizzare nel caso di tunnel per gallerie, strade interrate, metropolitane, ecc. E' molto interessante in quanto i costi sono già compresi nelle opere; il costo aggiuntivo consiste nell'installazione delle tubazioni all'interno della struttura cementizia.
Normalmente la rilevante profondità, le superfici di scambio e la presenza di carichi interni consente di ottenere importanti quantità di calore estraibile dal terreno.

Analisi del potenziale da fonte biomassa [31]

Per quanto riguarda il potenziale relativo alle biomasse legnose sono stati considerati i seguenti comparti produttivi:

- Comparto forestale
- Comparto agricolo
- Comparto urbano
- Comparto industriale di prima lavorazione (segherie)

Comparto forestale

La metodologia utilizzata può essere sinteticamente riassunta in due fasi:
- la prima fase è stata necessaria per elaborare un database dove ad ogni tipo forestale è stata individuata una provvigione annua potenziale ad ettaro e quindi un potenziale energetico, tenuto conto anche della forma di governo. In questo modo, incrociando la carta dei tipi forestali al database elaborato, si è potuto arrivare a stimare un quantitativo di biomassa totale disponibile.
- La seconda fase del lavoro ha permesso poi di definire la biomassa realmente disponibile, in funzione del tipo di governo del soprassuolo, suddividendola in classi di qualità commerciale. Nel calcolo della biomassa disponibile, sono state adottare specifiche elaborazioni cartografiche: incrociando sia la carta delle pendenze sia la carta della viabilità forestale, considerati elementi limitanti il prelievo potenziale. Inoltre, nella stima del prelievo reale di biomasse legnose, sono stati utilizzati anche le dichiarazione di taglio fornite dall'Unità di Progetto Foreste e Parchi della Regione del Veneto. I dati sui prelievi emersi da quest'ultima elaborazione sono stati poi incrociati con i dati calcolati precedentemente.

Nella presente sezione si riporta la stima della quantità di biomassa legnosa potenzialmente e realmente disponibile in Regione Veneto, tenuto conto dei prelievi attuali e della capacità produttiva delle imprese primarie che operano nel territorio regionale.

Disponibilità di biomassa legnosa potenzialmente ritraibile

Il territorio regionale ha una superficie complessiva pari a circa 1,8 Mha. La superficie forestale ammonta a 412.870 ha pari a circa il 23% della superficie totale. Per poter riuscire a stimare il quantitativo di biomassa legnosa potenzialmente disponibile sono state innanzitutto escluse le aree con un a pendenza superiore ai 45° e inoltre sono state identificate quattro tipologie di superfici forestali, classificate in base alla distanza dalla viabilità forestale e quindi della difficoltà di accesso per il prelievo forestale (Tabella C-60).

	Difficoltà di prelievo	**Distanza dalla strada**
1	Facilmente recuperabile	75 m
2	Mediamente recuperbile	150 m
3	Difficilmente recuperabile	300 m
0	Non recuperabile	>600 m

Tabella C-60 Classificazione aree in base alla difficoltà di accesso

[31] Elaborazioni a cura di AIEL, Associazione Italiana Energie Agroforestali, dott. Valter Francescato, dott. Francesco Berno, dott.ssa Annalisa Paniz, dott. Marino Berton con la collaborazione di TESAF, Università degli studi di Padova (Prof. Raffaele Cavalli, Stefano Grigolato, Prof. Davide Pettenella) e Unità di Progetto Foreste e Parchi della Regione del Veneto (dott. Maurizio Dissegna, dott. Sergio Zen, dott. Roberto Zampieri).

Sulla base delle elaborazioni, risulta che la superficie utilizzabile è circa il 76,7% della superficie forestale complessiva. Tale superficie pari a 316.733 ha è stata calcolata sommando le superfici identificate come Sup.1, Sup.2 e Sup.3 (Tabella C-61).

Provincia	Sup 0 (ha)	Sup 1 (ha)	Sup 2 (ha)	Sup 3 (ha)	Superficie utilizzabile TOT. (sup 1 +sup 2+sup 3)	Superficie Forestata (ha) TOT.	Superficie complessiva (ha)
BL	65298	76106	34040	47143	157289	222586	367616
PD	550	5905	0	0	5905	6455	214374
RO	0	873	0	0	873	873	155650
TV	7938	19499	4970	4559	29028	36966	247992
VE	214	1376	0	0	1376	1590	246996
VI	16066	49954	14682	17738	82373	98439	272302
VR	6072	25915	7072	6902	39889	45961	309750
Tot	96137	179627	60763	76342	316733	**412870**	1814681

Tabella C-61 Superfici considerate per le stime effettuate nel corso dell'elaborazione

In Figura C-25 si nota come il divario tra superficie forestata totale e superficie forestata utilizzabile è massimo in provincia di Belluno, dove chiaramente sono maggiori le superfici impervie e poco accessibili.

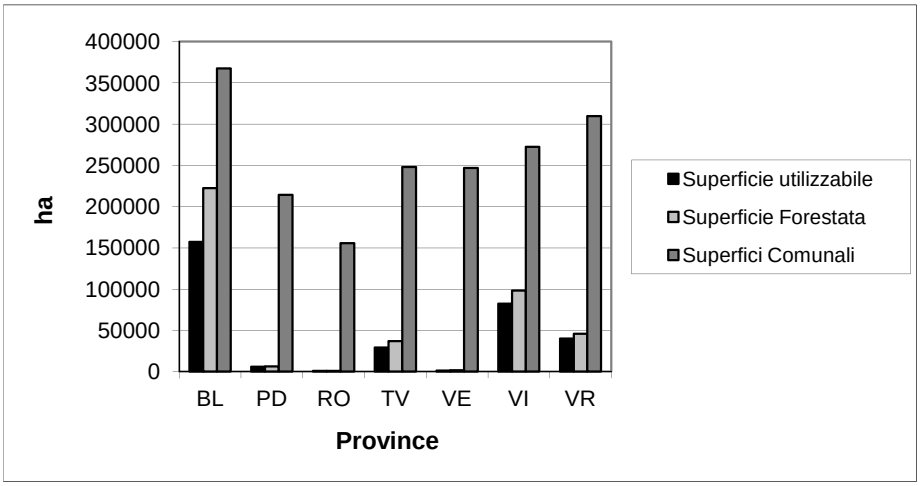


Figura C-25 Superficie regionale, forestale complessiva e forestale utilizzabile a confronto

A seconda del tipo forestale e della forma di governo, sono stati calcolati i quantitativi di legna e cippato ritraibili (MR) annualmente (t/anno), differenziando la tipologia in due classi di contenuto idrico M50% e M20% e calcolando inoltre il potenziale energetico primario (MWh). Per il cippato sono state considerate le due categorie qualitative A e B.

Di seguito (Tabella C-62 Disponibilità di legna, cippato e relativo potenziale energetico considerando la Sup. 1 (biomassa facilmente recuperabile)

Tabella C-63, Tabella C-64) per ogni tipologia di superficie individuata sono riportati i dati stimati inerenti la disponibilità di biomassa legnosa ritraibile.

Pr	Sup 1 (ha)	Disponibilità di legna da ardere e cippato in aree facilmente utilizzabili									
		t/anno						MWh			
		Legna da ardere		Cippato A		Cippato B		Legna	Cippato A	Cippato B	
		M50	M20	M50	M20	M50	M20	M20	M20	M20	M50
BL	76106	83607	52232	35836	22374	24612	15375	207910	89099	61194	54867
PD	5905	42810	26768	182	114	3404	2129	106480	453	8467	7591
RO	873	397	247	0	0	25	15	985	0	62	55
TV	19499	73648	46040	15067	9407	10691	6678	183170	37478	26591	23841
VE	1376	1027	640	0	0	64	40	2552	0	160	143
VI	49954	130441	81541	12482	7792	15385	9613	324376	31037	38261	34306
VR	25915	66496	41583	24035	15007	13913	8691	165365	59787	34606	31028

Tabella C-62 Disponibilità di legna, cippato e relativo potenziale energetico considerando la Sup. 1 (biomassa facilmente recuperabile)

Pr	Sup 2 (ha)	Disponibilità di Legna da ardere e cippato in aree con difficoltà media di utilizzo									
		t/anno						MWh			
		Legna da ardere		Cippato A		Cippato B		Legna	Cippato A	Cippato B	
		M50	M20	M50	M20	M50	M20	M20	M20	M20	M50
BL	34040	32339	20201	17653	11022	11432	7141	80416	43890	28423	25483
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV	4970	11313	7068	5898	3682	3097	1934	28131	14670	7702	6906
VE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VI	14682	26536	16578	5923	3698	4833	3018	65980	14729	12018	10776
VR	7072	11249	7030	10180	6356	4839	3022	27971	25321	12036	10792

Tabella C-63 Disponibilità di legna, cippato e relativo potenziale energetico considerando la Sup. 2 (biomassa mediamente recuperabile)

Pr	Sup 3 (ha)	Disponibilità di Legna da ardere e cippato in aree utilizzabili con difficoltà									
		t/anno						MWh			
		Legna da ardere		Cippato A		Cippato B		Legna	Cippato A	Cippato B	
		M50	M20	M50	M20	M50	M20	M20	M20	M20	M50
BL	47143	39937	24953	18676	11660	13185	8237	99320	46423	32779	29390
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV	4559	10425	6514	4943	3086	2666	1665	25926	12295	6630	5945
VE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VI	17738	29389	18360	6698	4181	5544	3462	73073	16652	13786	12362
VR	6902	10184	6363	9054	5653	4344	2712	25322	22522	10804	9687

Tabella C-64 Disponibilità di legna, cippato e relativo potenziale energetico considerando la Sup. 3 (biomassa difficilmente recuperabile)

Sommando la disponibilità di legna da ardere e cippato nelle tre tipologie di superfici dove è possibile effettuare un utilizzo, si stima complessivamente un quantitativo di 854.456 t/anno (Tabella C-65) disponibile, calcolato sommando sia la legna da ardere (M50) sia il cippato di qualità A (M50) sia quello di qualità B (M50). Se si considera il potenziale energetico, per tale quantitativo di legna da ardere e cippato il potenziale è pari a 1.905.437 MWh (164 ktep).

Pr	Sup 1+2+3 (ha)	Legna da ardere e cippato potenzialmente disponibile (TOT)					
		t/anno			MWh (pci = 2,23 MWh/t)		
		Legna da ardere M50	Cippato A M50	Cippato B M50	Legna	Cippato A	Cippato B
BL	157.289	155.884	72.165	49.228	347.620	160.929	109.780
PD	5.905	42.810	182	3.404	95.466	406	7.590
RO	873	397	0	25	884	0	55
TV	29.028	95.386	25.907	16.453	212.711	57.773	36.690
VE	1.376	1.027	0	64	2.290	0	143
VI	82.373	186.366	25.102	25.762	415.596	55.979	57.450
VR	39.889	87.929	43.269	23.096	196.082	96.490	51.504
TOT	**316.733**	**569.798**	**166.626**	**118.032**	**1.270.650**	**371.576**	**263.211**

Tabella C-65 Disponibilità di legna, cippato e relativo potenziale energetico per le 3 superfici considerate.

Di seguito in Figura C-26 è stata riportata l'elaborazione cartografica della disponibilità potenziale di biomasse legnose del comparto forestale calcolata sulla carta regionale dei tipi forestali.

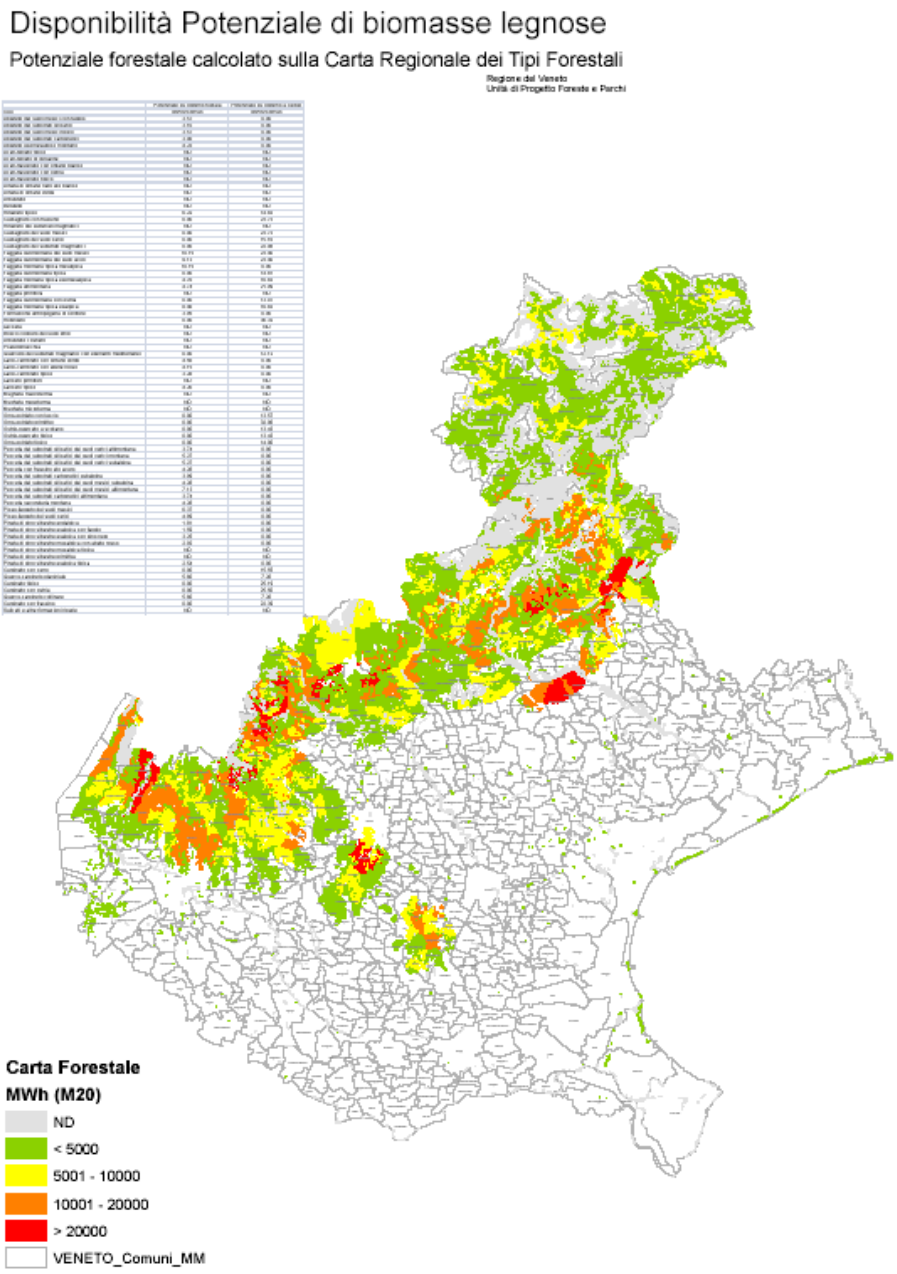


Figura C-26 Potenziale forestale calcolato sulla carta regionale dei Tipi Forestali

Di seguito la Figura C-27 mostra la disponibilità del comparto forestale espressa in MWh per ogni comune della Regione del Veneto.

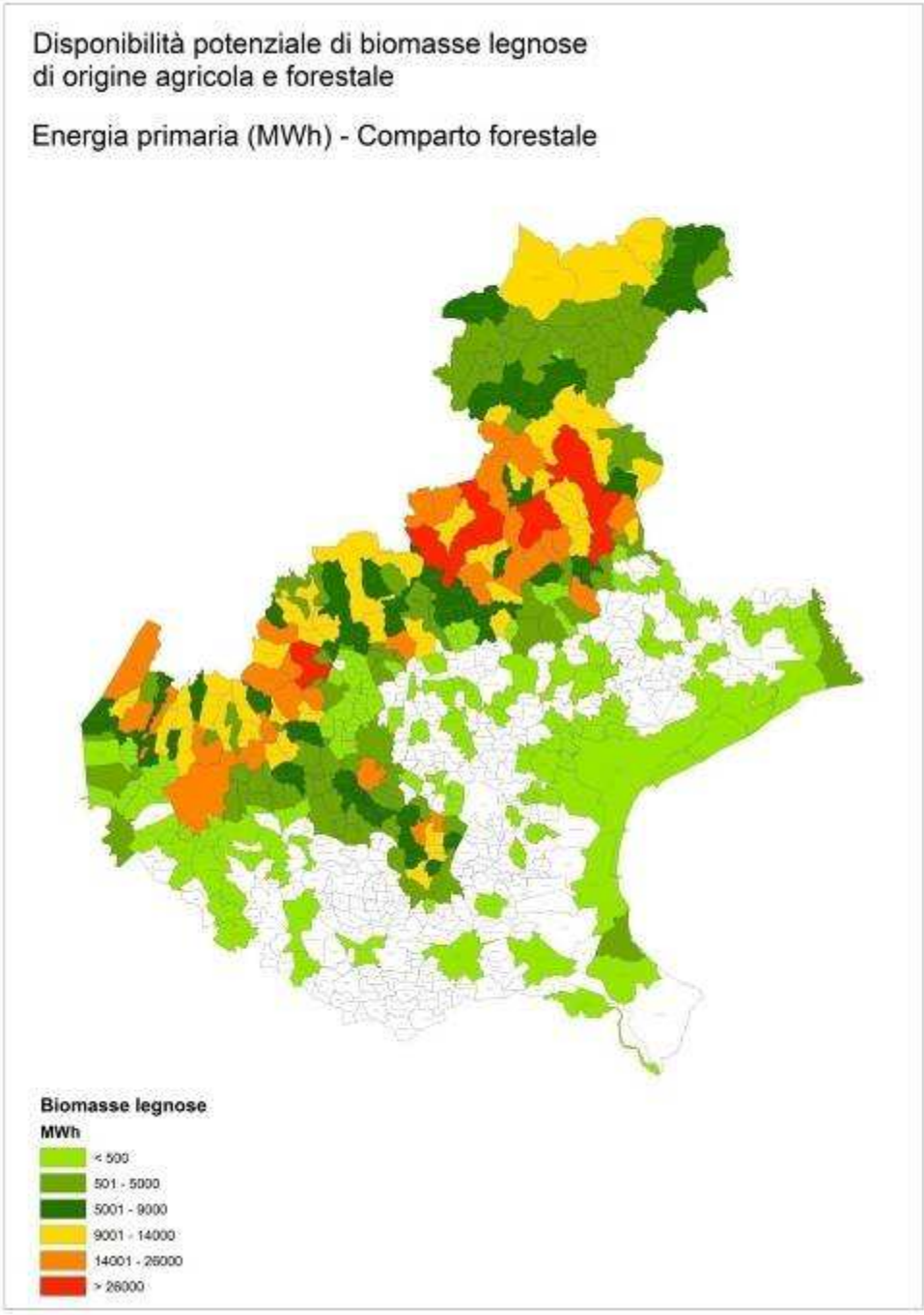


Figura C-27 Disponibilità potenziale del comparto forestale calcolata su base comunale

Utilizzando i dati forniti dall'Unità di Progetto Foreste e Parchi relativi ai prelievi di biomassa legnosa dal 2004 al 2008 sono stati calcolati i prelievi della biomassa legnosa prelevata annualmente (media dei cinque anni considerati). Dai dati riportati in Tabella C-66 si può rilevare che sono prelevate complessivamente circa 190.000 t/anno di legname da fustaia e 110.000 t/anno di legname da ceduo (complessivamente 57 ktep).

	Fustaia (t/anno)	Ceduo (t/anno)	LdA (t/anno)	CipA	CipB
VR	11.004	10.487	7.865	4.350	1.651
VI	63.890	57.426	43.069	24.909	9.583
BL	111.653	26.815	20.112	36.178	16.748
TV	3.146	9.836	7.377	1.927	472
VE	262	171	128	96	39
PD	199	5.050	3.788	565	30
TOT	**190.154**	**109.785**	**82.339**	**68.025**	**28.523**

Tabella C-66 Valore medio annuale di biomassa prelevata (2004-2008)

La Tabella C-67 riporta gli indici utilizzati per il calcolo della biomassa da destinare alla produzione di legna da ardere

	LdA	Cip A	Cip B
Ceduo	75%	10%	0
Fustaia	30%	15%	0

Tabella C-67 Indici utilizzati per calcolare i quantitativi di biomassa legnosa disponibile

Confrontando i dati relativi alla potenzialità stimata con i prelievi annuali, emerge che annualmente è utilizzato complessivamente il 14% della massa disponibile per la produzione di legna d ardere, il 40% per la produzione di cippato di qualità A e il 24% per la produzione di cippato di qualità B (Tabella C-68).

	LdA	Cippato A	Cippato B
BL	12,90%	50,13%	34,02%
PD	8,85%	310,33%	0,88%
RO	0,00%	0,00%	0,00%
TV	7,73%	7,44%	2,87%
VE	12,45%	0,00%	61,33%
VI	23,11%	99,23%	37,20%
VR	8,94%	10,05%	7,15%
Totale	**14,45%**	**40,82%**	**24,17%**

Tabella C-68 Percentuali di utilizzo del potenziale di biomasse per provincia

Capacità produttiva delle imprese primarie: imprese boschive e agricole

Nel territorio regionale sono presenti, da un lato, imprese boschive professionali, che si dedicano a tempo pieno all'attività di utilizzazione boschiva e che hanno investito e investono molto sull'innovazione tecnologica del parco macchine, cercando di attuare strategie di marketing più o meno evolute per incrementare il volume commerciale delle biomasse compravendute; dall'altro, operano molte imprese che, per diversi motivi, non cercano di attuare nuove strategie di sviluppo imprenditoriale. Tra queste ultime l'attività in bosco non è spesso l'attività prevalente. Inoltre, in alcune di queste aziende è stata rilevata una più o meno elevata diffidenza verso il settore delle biomasse.

Il 30% delle imprese svolge come unica attività quella primaria, cioè quella forestale; la parte rimanente, stimata attorno al 70%, svolge anche una o più attività secondarie.

Resta tuttavia di fondamentale importanza per questo settore la conduzione famigliare, e quindi l'impiego anche di personale non sempre regolarmente retribuito ma che permette a molte imprese di continuare la loro attività.

Nelle imprese più evolute e meccanizzate si rileva la difficoltà di formare personale con competenze adeguate soprattutto per quanto riguarda l'utilizzo di macchine tecnologicamente avanzate. Queste imprese investono importanti somme di denaro per mettere nelle condizioni il proprio dipendente di acquisire competenza nell'utilizzo di macchinari specifici. Il problema emerso è che, come spesso accade, una volta formato, il dipendente riceve proposte di lavoro da altre imprese, che di solito lavorano in ambito edile, le quali riescono a garantire compensi superiori. L'impresa boschiva quindi si trova a dover assumere un altro operaio che dovrà essere nuovamente formato.
Più del 90% delle aziende ha usufruito della Misura 9.4 del PSR 2000-2006 manifestando l'intenzione di innovazione del settore, anche se si è trattato prevalentemente di interventi per la sostituzione di macchine obsolete (Paniz, 2009). Tra i macchinari acquistati con il finanziamento regionale ci sono per lo più macchinari generici per il lavoro in bosco, come trattori forestali, rimorchi con gru o ad esempio verricelli. Queste macchine hanno sicuramente aiutato a migliorare l'innovazione del settore ma non sono in grado di modificare significativamente la redditività, la produttività e la differenziazione dei prodotti delle imprese. Poche aziende hanno investito in macchine specializzate come per esempio gru a cavo o *forwarder* che possono contribuire a dare all'impresa una sua unicità per poter mettere in campo le proprie competenze specifiche creando una sinergia fra imprese.
Se per un'impresa forestale è importante avere uno stato di meccanizzazione efficiente, è altrettanto importante avere una buona dotazione strutturale per garantire una buona qualità della biomassa legnosa venduta. È doveroso quindi sottolineare la scarsità di superfici coperte adibite al deposito di combustibili legnosi. È auspicabile che queste in un prossimo futuro possano aumentare in quanto sono di fondamentale importanza per garantire una idonea qualità dei combustibili prodotti e commercializzati. Importante a questo scopo è l'articolo 7 bis della L.R. 30 giugno 2006 n.8[32] che, autorizza la costruzione di piazzole attrezzate per lo stoccaggio di materiale legnoso grezzo in terreno agricolo.
La Figura C-28 mostra la localizzazione delle imprese professionali che producono e commercializzano biomasse agroforestali in Veneto.
Per una miglior rappresentazione, le imprese sono state suddivise in tre categorie: piccole, medie e grandi. La suddivisione è stata fatta in base alle quantità di combustibile legnoso lavorato e compravenduto. Le imprese che lavorano meno di 500 t di combustibile legnoso annuo, nella fattispecie legna da ardere e cippato, sono state catalogate come piccole e rappresentate di seguito in rosso. Sono state considerate invece di medie dimensioni le imprese che lavorano da 500 t a 1000 t di combustibile legnoso all'anno, quest'ultime sono state rappresentate in azzurro. Come per le precedenti, le imprese catalogate come grandi sono rappresentate dal simbolo viola e lavorano in un anno un quantitativo di combustibile legnoso pari o superiore a 1000 t.

[32] Articolo inserito con L.R. 11 febbraio, 2004.

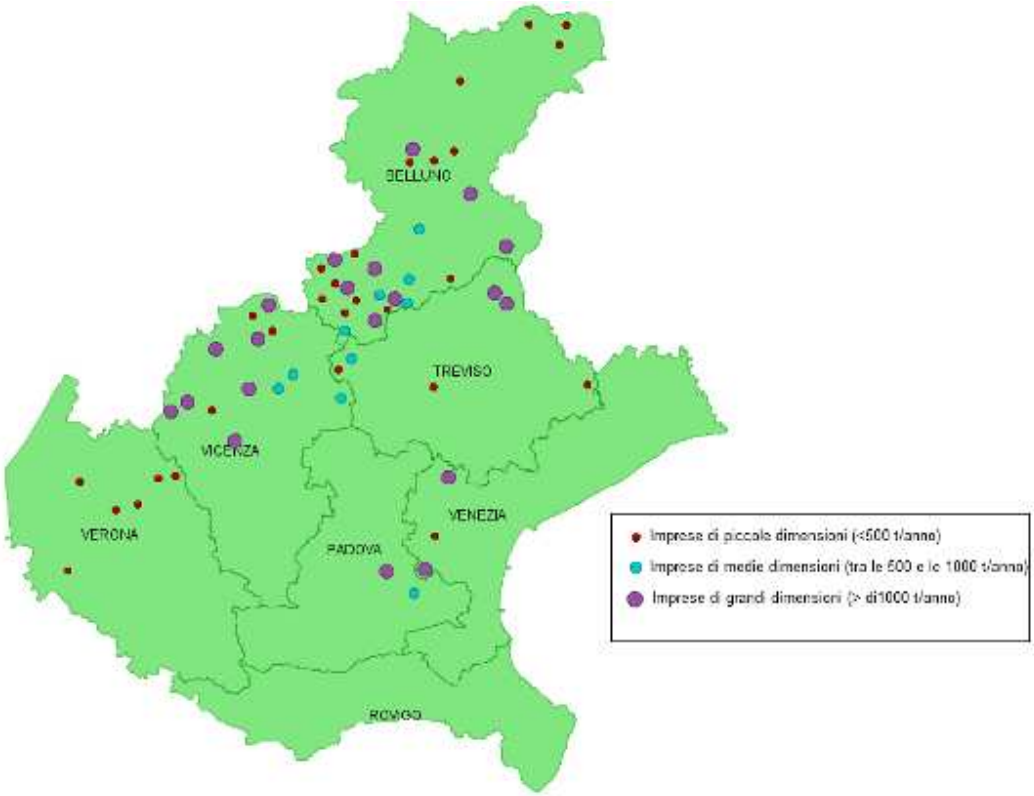


Figura C-28 Collocazione nel territorio regionale delle imprese distinte in piccole, medie e grandi.

Analizzando i dati raccolti sono state individuate le ditte che hanno in dotazione almeno una cippatrice. Nel territorio regionale sono state individuate 17 cippatrici, che sono utilizzate da 16 imprese boschive. La produttività oscilla tra le 2-3 t/ora, per macchine di piccole dimensioni, fino ad arrivare a grosse produttività di 30-35 t/ora per macchine più grandi.

Con i dati acquisiti è stato possibile valutare il numero di ore annue di utilizzo di ogni cippatrice. Si è voluto quindi dimostrare che le ore di utilizzo reali delle cippatrici è molto inferiore al numero di ore che queste potrebbero essere utilizzate, se venissero sfruttate a pieno. Per far questo, in base alle caratteristiche delle cippatrici catalogate, si è stabilito, un numero potenziale di ore che queste macchine potrebbero lavorare nell'arco di un anno se sfruttate a pieno (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

Cippatrice	Produttività (t/ore)	Utilizzo (ore/anno)
Piccola	5	300
Media	7	400
Grande	16	1000

Tabella C-69 Catalogazione cippatrici individuate in Regione del Veneto

Le cippatrici potrebbero lavorare 75,2% in più dell'attuale utilizzo annuale.

PROVINCIA	Utilizzo reale (ore/anno)	Utilizzo potenziale (ore/anno)	Differenza (Up-Ur)	Differenza % (Up-Ur)/Ur
BL	2168	3700	1532	70,7%
PD	900	1400	500	55,6%
TV-VE	2264	3000	736	32,5%
VI	1060	3100	2040	192,5%
VR	200	350	150	75,0%
TOT:	**6592**	**11550**	**4958**	**75,2%**

Tabella C-70 Ore di utilizzo reale e potenziale di ogni provincia.

Dalle percentuali riportate in Tabella C-71 si vede che in alcune province queste macchine avrebbero la possibilità di produrre molto di più, rispetto alla produzione attuale. In provincia di Vicenza questo fenomeno è maggiormente accentuato e come di può notare le cippatrici potrebbero produrre il 183,8% in più.

PROVINCIA	Rendimento reale (t/anno)	Rendimento potenziale (t/anno)	Differenza (Rp-Rr)	Differenza % (Rp-Rr)/Rr
BL	31102	64858	33756	108,5%
PD	22858	33673	10816	47,3%
TV-VE	41285	53648	12363	29,9%
VI	22817	64759	41942	183,8%
VR	624	1093	468	75,0%
TOT:	**118687**	**218031**	**99344**	**83,7%**

Tabella C-71 Produttività annuale reale e potenziale delle cippatrici per ogni provincia

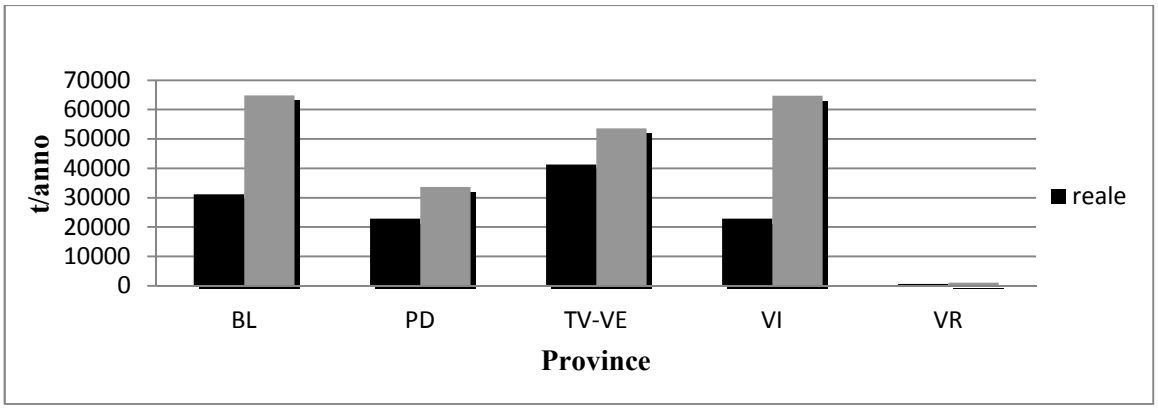


Figura C-29 Produttività annuale reale e potenziale delle cippatrici per ogni provincia

In Figura C-30 viene confrontata la produzione di cippato reale e potenziale a livello regionale. Come emerge dai dati, si stima che potenzialmente le cippatrici presenti nel territorio preso in esame potrebbero produrre l'83,7% in più del cippato attualmente prodotto, ovvero potrebbero produrre quasi 220.000 t/anno.

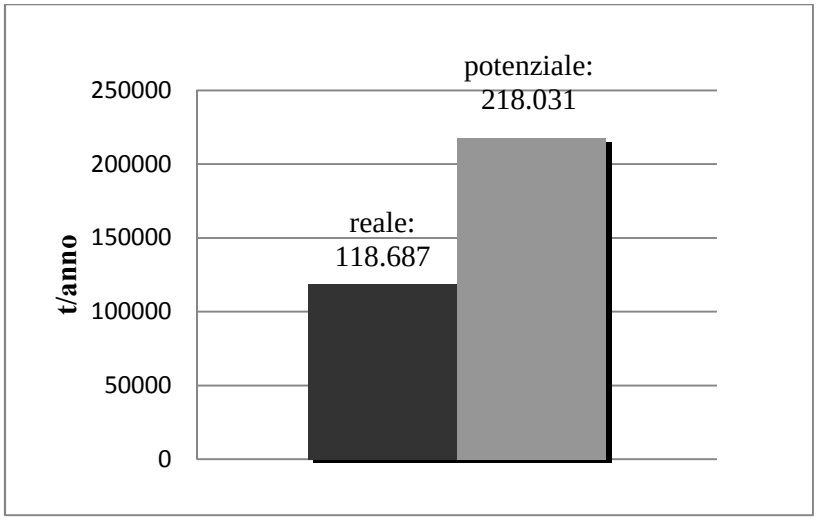


Figura C-30 Confronto tra la produzione reale e potenziale in Regione del Veneto

La Figura C-31 indica la localizzazione e il raggio d'azione delle imprese dotate di cippatrice che effettuano il servizio di cippatura. Si è ritenuto non significativo inserire il raggio d'azione delle cippatrici montate su camion (segnate in rosso) in quanto quest'ultimo andrebbe ben oltre il confine

regionale (oltre 200 km). In base alle caratteristiche delle imprese intervistate e quindi anche al tipo di cippatrice utilizzato, è stato rappresentato un ipotetico raggio d'azione di 10, 15 o 20 Km.

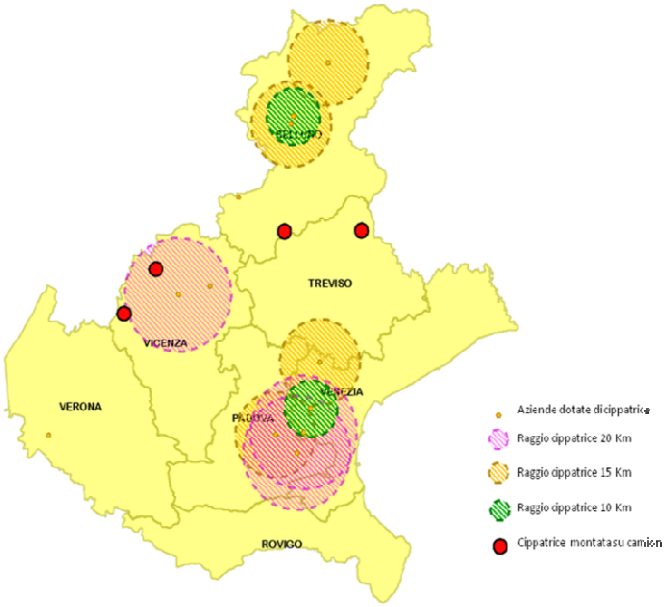


Figura C-31 Raggio d'azione di cippatrici di medie e grandi dimensioni rilevate nel territorio regionale

Anche se le aree di lavoro sono comunque da considerarsi approssimative, emerge chiaramente che in alcune zone, soprattutto a sud della provincia di Padova, c'è una certa concentrazione di macchine cippatrici. In ogni caso il territorio regionale è dotato di un'ottima dotazione di macchine per la produzione di cippato. Esiste comunque la necessità di migliorare la sinergia, già in parte esistente, tra queste imprese che effettuano il servizio di cippatura conto terzi con macchine di tipo industriale montate su camion.

Analisi del mercato regionale della legna da ardere e del cippato

Dai dati raccolti è emerso che le imprese boschive che producono e commercializzano anche legna da ardere sono l'80% delle imprese intervistate. La quantità di legna da ardere destinata al mercato risulta essere di 35-40 mila t. Il 98,7% di questo è venduto in regione, solo l'1,3% è commercializzato fuori regione.

Dalle interviste condotte emerge che le 16 imprese che producono e commercializzano cippato vendono mediamente dalle 75 alle 80.000 tonnellate di cippato, di queste 40-45.000 derivate da cippato di bosco, le rimanenti 35-40.000 t sono prodotte da refili di segheria.

La maggior parte del cippato venduto è destinato al mercato regionale, anche se il 36% del cippato prodotto è commercializzato fuori regione. Solo il 6% invece è usato per soddisfare esigenze private delle imprese.

Dalla figura che segue si nota che il cippato destinato a piccoli (<50 kW) e medi impianti (50-200 kW), sia una percentuale molto minore rispetto a quello destinato a grandi impianti (> 200 kW) e centrali elettriche (Tabella C-72).

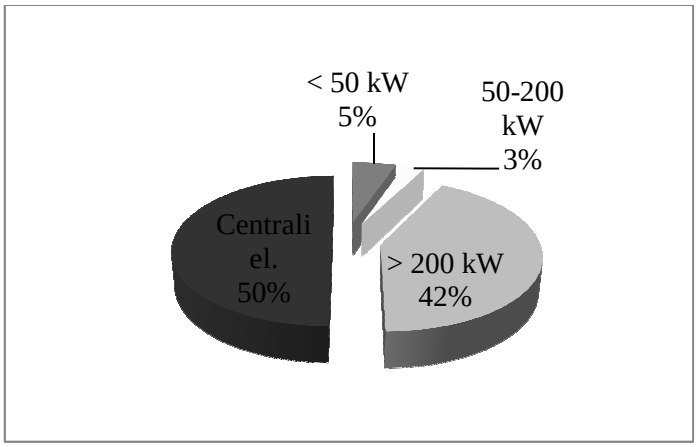


Figura C-32 Destinazione del cippato a seconda dell'utilizzo

TIPO DI IMPIANTO	% DI CIPPATO	t/anno
< 50 kW	5,17%	4073
50-200 kW	2,46%	1940
> 200 kW	42,43%	33457
Centrali elettriche	49,94%	39380

Tabella C-72 Percentuali e quantità destinate a diverse tipologie di impianti

Comparto agricolo

Sono stati impiegati i seguenti dati:

- i dati degli impianti arborei realizzati con i finanziamenti erogati dalla L.R. n. 14/2003 "Interventi agro-forestali per la produzione di biomasse" e dai Regolamenti Comunitari 2078 e 2080/92. I risultati presentati, inerenti a questo comparto, sono il risultato di un lavoro intitolato "produzione e utilizzo di combustibili legnosi di origine agroforestale" redatto da AIEL su incarico di Veneto Agricoltura (giugno 2009). Con il suddetto studio, al fine di ottenere informazioni relative alla biomassa ad uso energetico ritraibili dalle piantagioni finanziate dalla L.R. n. 14/2003, sono stati elaborati i dati delle superfici ammesse al finanziamento, partendo da assunzioni di base realistiche per il territorio veneto. I dati relativi agli interventi finanziati con i Reg. Com. 2078 e 2080/92 sono stati richiesti da AIEL a Veneto Agricoltura, ente preposto al monitoraggio dei risultati ottenuti. Tali dati però non risultano pervenuti.
- Per stimare i quantitativi di potature di vite, olivo, frutteti, e pioppeti, AIEL ha provveduto a contattare l'ente regionale AVEPA. Non essendo ancora pervenuti i dati al momento della stesura del presente testo, AIEL ha utilizzato i dati ISTAT relativi alle superfici coltivate a vite, olivo e frutteti, aggregati per provincia, ai quali è stato possibile incrociare i dati estratti dall'U.C. Sistema Informativo Settore Primario e Controllo, che risultano del tutto simili ai dati AVEPA.

La produzione di biomasse legnose di origine agricola avviene prevalentemente nel territorio collinare e di pianura e riguarda, in termini quantitativi, prevalentemente le colture legnose agricole (vigneti e frutteti) e pioppeti. Una parte non trascurabile - con elevata possibilità di sviluppo - riguarda le colture dedicate sia a pieno campo che lineari. Il presente lavoro non ha preso in esame quest'ultima specifica quota, tuttavia nella stima dei consumi finali lordi la produzione energetica di questo comparto è inclusa nella quota di autoconsumo.

Disponibilità di biomassa da colture energetiche legnose in terreno agricolo

Dal 2003 al 2008 sono stati finanziati con la L.R. 14/2003 1.364 ha di cedui a corta rotazione (SRC, Short Rotation Coppice), ovvero soprassuoli coltivati su terreni agricoli composti da specie arboree a rapido accrescimento, caratterizzati da un'elevata densità d'impianto, ripetute ceduazioni e tecniche di coltivazioni intensive. Questi impianti sono presenti prevalentemente in provincia di Padova (26%), seguita da Verona, Venezia e Treviso. Fra le province di pianura, Rovigo risulta essere quella con la minor superficie (6%). Sul territorio montano è presente una piccola percentuale di SRC a Vicenza (3%), mentre risultano totalmente assenti a Belluno (Tabella C-73).
La biomassa ricavabile da tali soprassuoli, che per le tecniche di raccolta è ottenuta sotto forma di cippato fresco (M55%), è venduta prevalentemente alle centrali dendroelettriche e in misura minore all'industria dei pannelli.

	Superficie messa a dimora (ha)					
	2003	**2004**	**2006**	**2007**	**2008**	**Totale**
Padova	93,6	85,4	107,2	36,3	25,8	348,3
Rovigo	10,5	15,4	32,0	23,3	2,4	83,6
Treviso	115,6	48,0	80,7	21,1	15,7	281,1
Venezia	123,3	55,7	96,0	21,6	1,2	297,7
Verona	67,9	142,5	71,5	28,1	0,0	310,1
Vicenza	9,1	7,8	20,7	2,0	4,0	43,6
Totale	**420,1**	**354,8**	**408,1**	**132,4**	**49,0**	**1.364,3**

Tabella C-73 Superficie messa a dimora con i finanziamenti della L.R. n. 14/2003

Al fine di ottenere un dato attendibile sulla disponibilità di biomassa legnosa da destinare alla produzione di cippato abbiamo considerato le assunzioni riportate in Tabella C-74 e i livelli produttivi indicati in Tabella C-75. Inoltre, allo scadere del dodicesimo anno di età, non abbiamo previsto il reimpianto di un nuovo soprassuolo a SRC *(Short Rotation Coppice)*.

Turno	2 anni
Ciclo di vita	12 anni
N° ceduazioni	6
Specie impiegata	pioppo

Tabella C-74 Assunzioni di base per il calcolo della disponibilità di biomassa ritraibile dalle SRC (Short Rotation Coppice) in Regione del Veneto

	Stadio	**tsf[33]/ha**
1° ceduazione	R2F2	18
2° ceduazione	R4F4	55
3° ceduazione	R6F2	50
4° ceduazione	R8F2	45
5° ceduazione	R10F2	40
6° ceduazione	R12F2	35

Tabella C-75 Livelli produttivi per i vari turni di ceduazione

Partendo dal presupposto che la maturità dell'impianto è raggiunta al secondo anno, quando si effettua il primo taglio, è stata calcolata la disponibilità di biomassa ritraibile, espressa in t_{sf}[33], per le singole province venete a partire dal 2005 fino al 2020, anno in cui gli ultimi impianti finanziati sono destinati all'espianto (Tabella C-76 e Figura C-33). Mediamente da queste piantagioni si ottengono ca. 20.500 t/anno di biomassa fresca (3,4 ktep).

[33] t_{sf} =tonnellate di sostanza fresca

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Totale
Padova	1.684,6	1.537,0	5.147,5	6.626,1	5.333,6	10.629,2	6.210,3	10.619,4	5.560,6	9.527,6	4.911,0	8.435,9	1.453,6	4.782,4	1.271,9	463,7	**84.194,1**
Rovigo	189,7	277,4	579,7	1.422,8	946,2	2.571,5	1.755,3	2.423,5	1.586,1	2.174,6	1.417,0	1.925,8	931,6	1.214,6	815,2	43,2	**20.274,0**
Treviso	2.080,8	863,6	6.358,0	4.091,7	6.159,8	7.121,0	6.362,5	7.059,2	5.679,0	6.337,2	4.995,5	5.615,1	844,0	3.453,7	738,5	283,0	**68.042,5**
Venezia	2.219,4	1.002,2	6.781,5	4.790,2	6.553,3	8.084,2	6.734,9	7.368,4	6.010,5	6.604,3	5.286,2	5.840,2	862,8	3.405,7	755,0	20,7	**72.319,1**
Verona	1.222,6	2.565,5	3.735,6	9.126,2	3.901,8	11.059,0	4.601,9	9.988,9	4.121,8	8.918,7	3.641,7	7.848,6	1.124,0	2.502,5	983,5	0,0	**75.342,2**
Vicenza	164,0	140,0	501,1	800,7	491,5	1.600,1	520,0	1.605,6	464,4	1.443,2	408,9	1.280,7	80,0	884,9	70,0	72,0	**10.526,8**
Totale	**7.561,1**	**6.385,9**	**23.103,3**	**26.857,6**	**23.386,2**	**41.064,9**	**26.184,7**	**39.064,8**	**23.422,4**	**35.005,5**	**20.660,1**	**30.946,1**	**5.296,0**	**16.243,7**	**4.634,0**	**882,5**	**330.698,7**

Tabella C-76 Disponibilità di biomassa ritraibile (t_{sf}[33]) dagli impianti a SRC *(Short Rotation Coppice)* finanziati dalla L. R. n. 14/2003

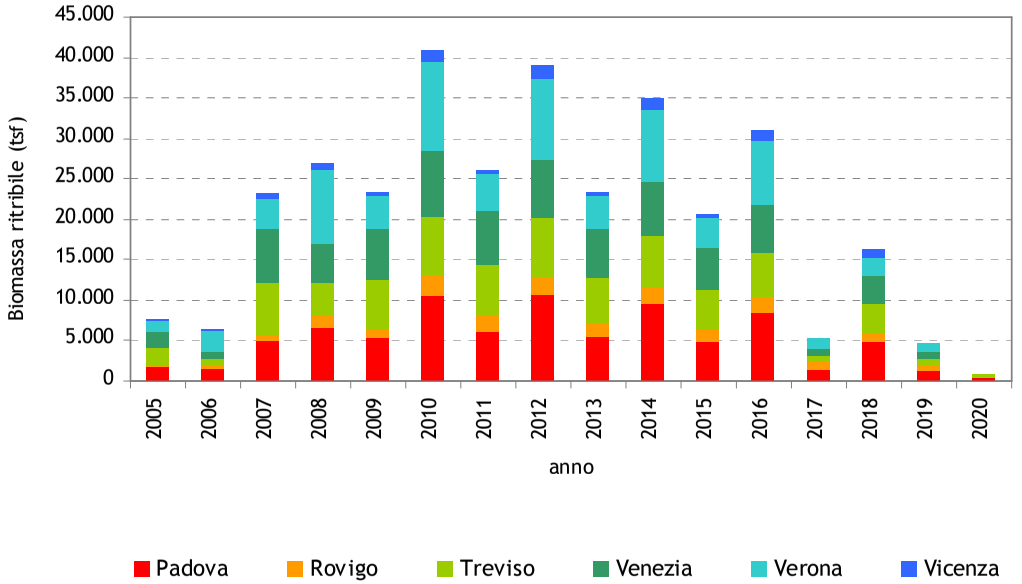


Figura C-33 Andamento dal 2005 al 2020 della biomassa ritraibile dagli impianti di *(Short Rotation Coppice)* SRC finanziati dalla L. R. n. 14/2003

Sul lato dell'offerta il mercato del cippato prodotto dai cedui a corta e media rotazione coltivati sui terreni agricoli non presenta particolari problematiche. Grazie all'attività di ricerca sia pubblica che privata, la produttività dei cloni e le tecniche di coltivazione e raccolta sono state negli anni sensibilmente affinate e ci sono ancora ampi margini di miglioramento.
Con i 1.364 ha a SRC *(Short Rotation Coppice)*, piantati grazie alla L.R. n. 14/2003, sarà possibile ottenere, in 15 anni, 330.700 tonnellate di cippato fresco da destinare all'utilizzo energetico. Con circa 1.300 ha a SRC *(Short Rotation Coppice)* assestati stabilmente sui terreni della regione è possibile ottenere, negli anni di maggiore produttività, oltre 40.000 t_{sf} di materiale fresco.
È sul lato della domanda che si concentrano le criticità più rilevanti: la richiesta di cippato è mutevole, esercitata da pochi soggetti e quasi sempre caratterizzata da un instabile ed inadeguato livello dei prezzi. Nel 2008 le centrali dendroelettriche hanno fissato prezzi d'acquisto di ca. 35 €/t_{sf} (M 55%) franco centrale, corrispondenti a ca. 60 €/t con M 30%, ovvero ca. 18 €/MWh.
Le politiche d'incentivazione pubblica hanno incoraggiato la messa a dimora dei soprassuoli, ma non altrettanto l'installazione di nuove centrali termiche e di cogenerazione negli stessi territori. Inoltre, anche in presenza di incentivi, le amministrazioni pubbliche hanno dimostrato scarsa sensibilità ed un'estrema lentezza decisionale nella realizzazione di impianti di conversione energetica. A motivo di questi elementi di debolezza, il mercato non è mai realmente decollato mentre, di contro, è aumentato recentemente il disinteresse e lo scetticismo da parte degli agricoltori. Tuttavia, nell'ultimo anno i prezzi offerti dai grandi impianti sono più o meno raddoppiati, perciò si intravede un rinnovato interesse per queste colture legnose, anche se l'orientamento sarà verso impianti a turni maggiori (5 anni).
Di seguito è stata stimata la disponibilità annuale di potature potenzialmente utilizzabili a scopi energetici. Per tale elaborazione sono state considerate le superfici coltivate a vite, olivo e alberi da frutto quali: pesco, nettarine, susino, ciliegio, albicocca, pero, melo, nocciole, mandorle.
La produttività media considerata è pari a 2,2 t_{sf}/ha anno di potature (Colorio *et* al.). Per la provincia di Treviso, riguardo ai vigneti, è stato utilizzato un dato medio recente pubblicato[34] pari a circa 2,48 t/ha anno di tralci di vite. Confrontando diversi studi si è osservato che non tutta la biomassa disponibile è utilizzabile in quanto ci sono delle perdite di raccolta inevitabili, dovute sia a limiti meccanici sia logistici della macchina utilizzata. Alla disponibilità complessiva quindi è stato sottratto un 20% di disponibilità, considerando una media di tali perdite.
In Tabella C-77 sono riportati i dati del potenziale utilizzabile di sarmenti di vite (t/anno) e quindi il corrispettivo potenziale energetico.

PROVINCE	Superficie ha	Potenziale utilizzabile t/anno (M50)	Potenziale energetico MWh/anno
Verona	25.317	44.558	99.364
Vicenza	6.820	12.004	26.768
Belluno	46	82	182
Treviso	26.325	46.332	103.319
Venezia	6.358	11.190	24.955
Padova	4.914	8.648	19.286
Rovigo	531	935	2.085
Veneto	**70.312**	**123.748**	**275.959**

Tabella C-77 Stima della disponibilità di sarmenti di vite per provincia

[34] Cavalli, Grigolato, 2011.

L'elaborazione cartografica riportata in Figura C-34 rappresenta la distribuzione geografica del potenziale energetico delle potature di vite nel territorio regionale. Come si può notare, in provincia di Verona e di Treviso si concentrano i due più grandi distretti produttivi della regione.

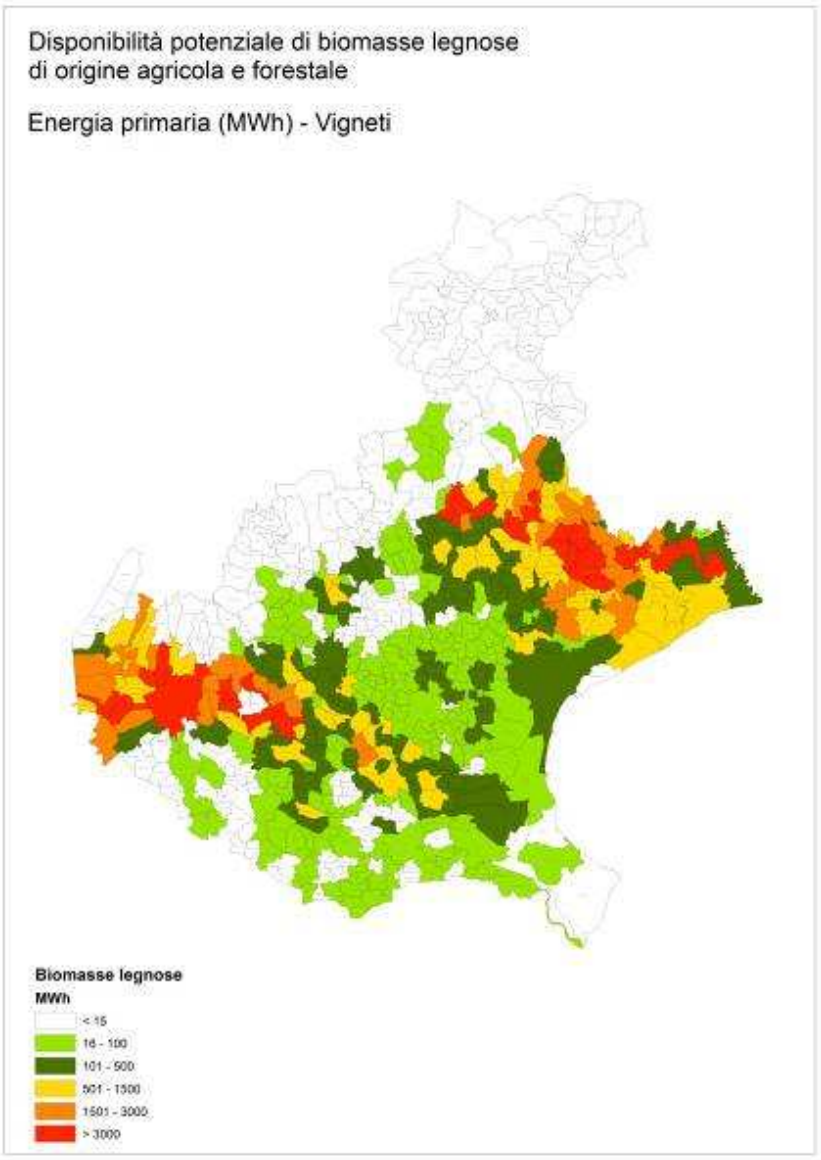


Figura C-34 Disponibilità potenziale di potature dai vigneti nei comuni della Regione del Veneto

In Tabella C-78 sono riportati i dati del potenziale utilizzabile di potature di olivo (t/anno) e quindi il corrispettivo potenziale energetico.

Province	Superficie ha	Potenziale utilizzabile t/anno (M50)	Potenziale energetico MWh/anno
Verona	2.408	4.238	9.451
Vicenza	334	588	1.312
Belluno	0	0	0
Treviso	125	220	491
Venezia	1	2	5
Padova	239	421	940
Rovigo	2	4	9
Veneto	**3.110**	**5.474**	**12.208**

Tabella C-78 Stima della disponibilità di potature di olivo per provincia

Il potenziale energetico di potature di olivo sono localizzate principalmente nel territorio della provincia di Verona come si può vedere nell'elaborazione cartografica riportata in Figura C-35.

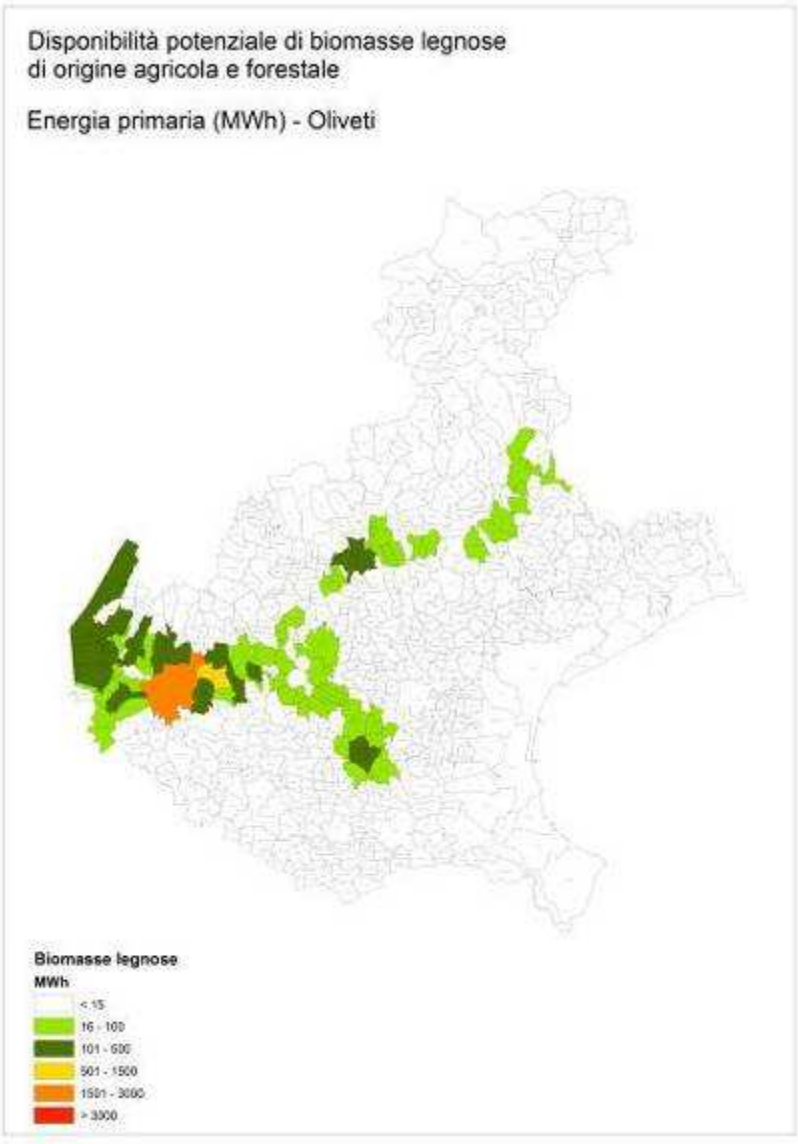


Figura C-35 Disponibilità potenziale di potature di olivo nei comuni della Regione del Veneto

In Tabella C-79 sono riportati i dati del potenziale utilizzabile di potature dei frutteti (t/anno) e quindi il corrispettivo potenziale energetico.

Province	Superficie ha	Potenziale utilizzabile t/anno (M50)	Potenziale energetico MWh/anno
Verona	15.684,3	27.604,3	61.557,7
Vicenza	570,7	1.004,5	2.240,0
Belluno	69,4	122,1	272,4
Treviso	906,1	1.594,7	3.556,2
Venezia	939,3	1.653,1	3.686,4
Padova	1.287,1	2.265,4	5.051,8
Rovigo	2.019,7	3.554,7	7.927,0
Veneto	**21477**	**37.799**	**84.291**

Tabella C-79 Stima della disponibilità di potature dei frutteti per provincia

Dalla rappresentazione cartografica della disponibilità di potature da frutteto per i comuni della Regione del Veneto presente in Figura C-36, si vede chiaramente che il grosso della disponibilità si concentra in provincia di Verona.

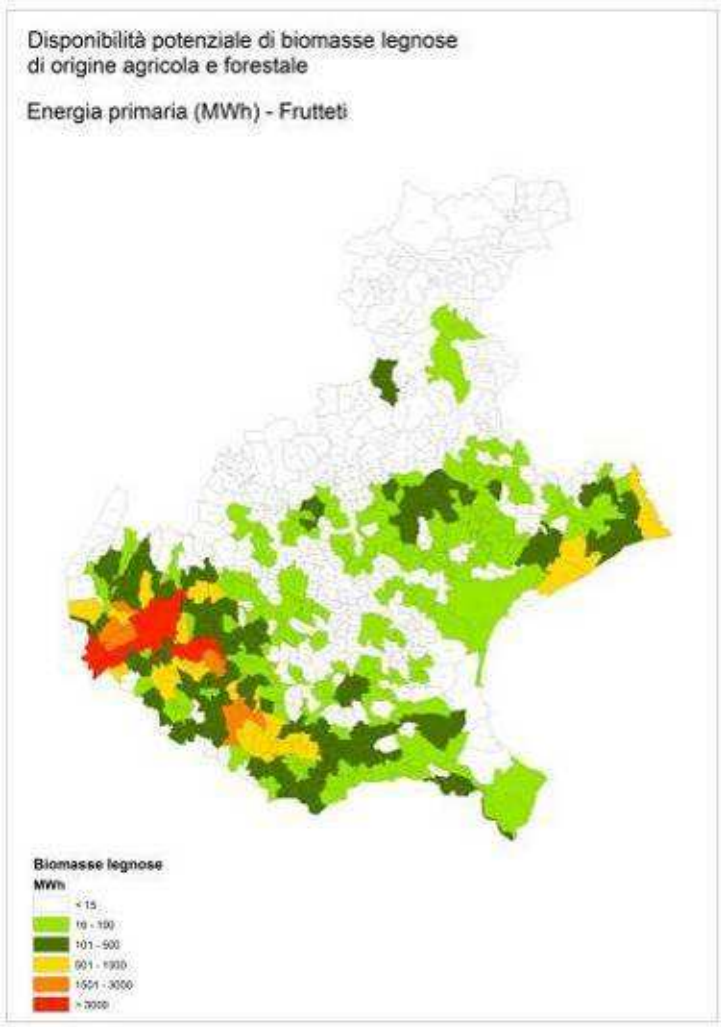


Figura C-36 Disponibilità potenziale di potature di frutteti nei comuni della Regione del Veneto

Complessivamente nel territorio regionale è stata stimata una disponibilità complessiva pari a circa 167.000 t/anno (M50) di potature utilizzabili a fini energetici corrispondenti a 372.450 MWh/anno (32 Ktep). Si tratta di un quantitativo rilevante, considerato anche il fatto che attualmente circa meno del 5-10% di questo materiale ha una destinazione energetica.

Disponibilità di biomassa da pioppeti da trancia

Seguendo la metodologia adottata per la disponibilità di biomasse legnose dalle potature, è stato determinato il potenziale di scarti di lavorazione ritraibile dai pioppeti. Per determinare il quantitativo annualmente ritraibile (t/anno) è stata considerata una disponibilità media pari a 3 t/ha.
Complessivamente nella Regione del Veneto è stata stimata una disponibilità complessiva di circa 12.700 MWh/anno). (1,1 ktep).

PROVINCE	Superficie ha	t/anno	Potenziale energetico MWh/anno
VR	478,97	1.436,91	3.204,32
VI	48,91	146,73	327,21
BL	0	0	0
TV	74,62	223,86	499,21
VE	331,49	994,48	2.217,69
PD	409,10	1.227,30	2.736,88
RO	563,41	1.690,24	3.769,24
Totale	**1.906,51**	**5.719,54**	**12.754,58**

Tabella C-80 Disponibilità di biomasse legnose da pioppeti

In Figura C-37 si può vedere che i comuni in cui si concentra la disponibilità di scarti di lavorazione utilizzabili a fini energetici sono localizzati in provincia di Rovigo e Venezia.

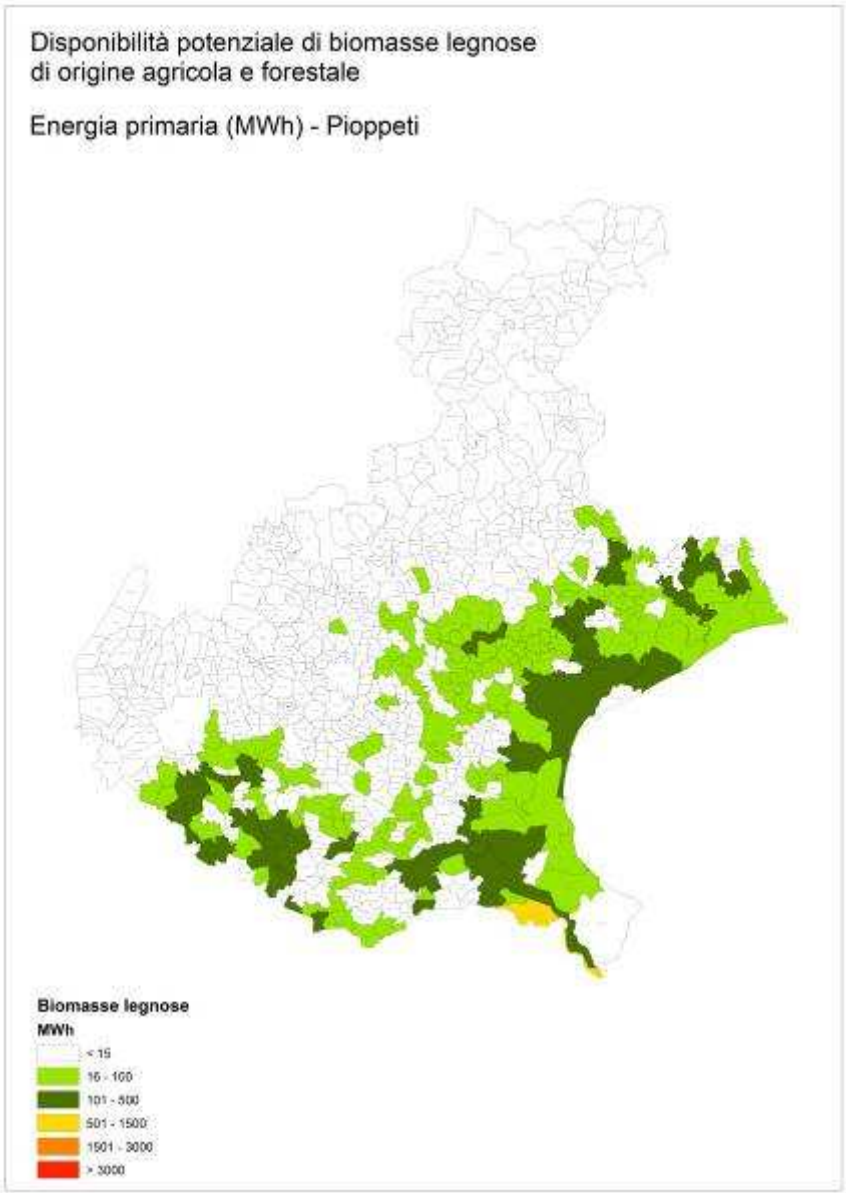


Figura C-37 Disponibilità potenziale di scarti di lavorazione da pioppeti nei comuni della Regione del Veneto

Comparto urbano

L'elaborazione è stata effettuata da AIEL impiegando i dati del progetto Probio Biogas[35] che, pur risalendo al 2004, risultano al momento della stesura del testo i più facilmente reperibili. E' emersa una discreta quantità di biomassa legnosa derivante prevalentemente dalle potature delle alberature stradali e private.

Si precisa che attualmente, dopo le modifiche introdotte dal D.Lgs. 205/2010, gli scarti della manutenzione del verde pubblico e privato sono ritornati a far parte della categoria dei rifiuti; pertanto l'uso energetico di tali biomasse legnose risulta al momento compromesso. Sono tuttavia state già avanzate richieste, soprattutto da parte dei comuni (ANCI) ed anche da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, per la modifica di questo decreto, finalizzate a far rientrare la biomassa legnosa derivante da manutenzione del verde pubblico e privato tra le biomasse combustibili, così come era previsto dal D.Lgs. 152/2006.

Disponibilità potature e manutenzione verde pubblico e privato

Nell'ambito del Programma Nazionale Biocarburanti "Probio", AIEL ha svolto un'indagine volta ad approfondire la conoscenza sulle biomasse legnose di origine urbana potenzialmente destinate ad usi energetici. Dai quantitativi stimati nel territorio regionale emerge una disponibilità annuale complessiva di 210.000 tonnellate derivante dalla raccolta di sfalci e ramaglie. Dallo studio condotto nell'anno 2005 in provincia di Padova emerge che la frazione legnosa è pari al 26% del totale. Come mostrato in Tabella C-81 per la Regione del Veneto è stata stimata una disponibilità di circa 54.000 t/anno pari a 122.000 MWh/anno (10,5 Ktep).

	Legno da potature urbane (t/anno)
VERONA	7601
VICENZA	7365
BELLUNO	299
TREVISO	9658
VENEZIA	11625
PADOVA	12648
ROVIGO	5455
Totale	**54.651**

Tabella C-81 Disponibilità di biomassa legnosa da potature urbane

Comparto industriale (prime lavorazioni)

Per individuare l'offerta di biomassa legnosa AIEL ha provveduto a contattare sia l'Ufficio Ambiente della sede centrale di Federlegno, sia il dipartimento Tesaf dell'Università di Padova. Gli unici dati emersi sono contenuti nella "*Ricerca finalizzata allo studio della produzione di residui legnosi da parte delle industrie di prima lavorazione operanti nelle aree montane e pedemontane della Regione Veneto*" redatto nel settembre 2004 dal dipartimento Tesaf dell'Università di Padova. Le fonti utilizzate in tale studio sono:

- Elenco delle segherie e delle ditte boschive fornito dalla Direzione Regionale Foreste ed Economia Montana;
- Elenco delle aziende operanti nel settore legno della regione Veneto fornito dall'unione regionale delle camere di Commercio, Industria, artigianato ed agricoltura;
- Elenco clienti di un'azienda produttrice di macchine per le industrie del legno;

[35] Veneto Agricoltura, 2007.

- Elenco degli associati al "gruppo prime lavorazioni legno" della Federlegno;
- Elenco degli associati al "gruppo segati conifere" della Federlegno.

Da questi elenchi sono state scorporate le aziende non operanti nel settore delle prime lavorazioni del legno e non classificabili come segherie. L'elenco è stato ulteriormente vagliato chiedendo la collaborazione di esperti del settore per eliminare le aziende che hanno cessato o modificato la propria attività. L'indagine è stata svolta somministrando alle 93 aziende individuate un questionario che ha preso in considerazione due diverse aree di indagine:

- i caratteri strutturai delle aziende
- i prodotti e i residui di lavorazione, ovvero: la quantità e la tipologia di prodotti, la quantità e la tipologia di residui, la modalità di conferimento e il prezzo medio di vendita franco azienda

Un ulteriore elemento considerato per stimare le biomasse legnose disponibili è stata la capacità produttiva del comparto primario. Per individuare l'universo di ditte agricole e forestali operanti sul territorio regionale, si è fatto riferimento al recente studio "*Produzione e utilizzo di combustibili legnosi di origine agro-forestale nel Veneto*" (2010), commissionato da Veneto Agricoltura ad AIEL. In tale lavoro sono state consultate molteplici fonti informative, che hanno permesso di individuare le imprese agricole forestali, le ditte boschive e le industrie di prima lavorazione del legno coinvolte nella produzione e commercializzazione di combustibili legnosi, legna da ardere e cippato.

Riassumendo si è proceduto nel seguente modo:

- Consultazione delle liste della CCIAA (Camera di Commercio, Industria, Artigianato, Agricoltura) con i nominativi delle aziende operanti a livello regionale nell'ambito della selvicoltura ed utilizzazione di aree forestali[36], del commercio al dettaglio di combustibili per uso domestico per riscaldamento, compresa la legna da ardere[37] e del commercio all'ingrosso di combustibili per il riscaldamento solidi, liquidi e gassosi[38], per un totale di 727 nominativi.
- Acquisizione presso gli uffici Regionali dell' Unità di Progetto Foreste e Parchi dei nominativi di tutte le imprese dotate di patentino di idoneità per le lavorazioni boschive e forestali, per un totale di 338 imprese. Tale lista risultava però priva di numeri telefonici, di fondamentale necessità per contattare direttamente le singole imprese.
- Acquisizione, presso l'AVEPA (Agenzia Veneta per i Pagamenti in Agricoltura), dei nominativi delle imprese agro-forestali beneficiarie dei finanziamenti rientrati nella misura 9.4 del PSR 2000-2006. In questo caso, oltre ai nominativi, l'obbiettivo è stato quello di ottenere un dato circa il tipo di apparecchio finanziato, con le relative caratteristiche tecniche. E' stato possibile ottenere solo una parte delle informazioni desiderate, ovvero una prima lista con i nominativi delle aziende finanziate ed una seconda recante una dicitura generica della tipologia (cippatrice, verricello, trattore forestale, ecc.) e il comune amministrativo di destinazione. Al fine di ottenere l'informazione richiesta è stato necessario incrociare le due liste.

Per ottenere un quadro completo ed il più possibile rappresentativo dell'universo delle imprese operanti nello specifico segmento oggetto dell'indagine è stato necessario sovrapporre le fonti informative sopra citate.

Dato l'elevato numero delle imprese rilevate è stato stabilito di selezionarne una parte, ovvero quelle maggiormente attive nella produzione di combustibili legnosi, al fine di avere un contatto diretto con

[36] Codice attività ATECO 2002: 02.01
[37] Codice attività ATECO 2002: 52.48.D
[38] Codice attività ATECO 2002: 51.51.2

le realtà locali coinvolte nella filiera legno della Regione del Veneto. La selezione delle aziende è avvenuta nel seguente modo:

- Sono stati contattati i Servizi Forestali Provinciali ed è stato chiesto loro di far pervenire i nominativi delle ditte boschive e delle imprese agro-forestali maggiormente attive sul territorio, con cui sono costantemente in contatto, che risultano avere una dimensione produttiva ed economica medio-alta.
- Fra i nominativi delle imprese agricole e forestali beneficiarie dei finanziamenti della misura 9.4 del PSR 2000-2006 del Veneto sono state selezionate quelle che avevano provveduto all'acquisto di macchinari altamente professionalizzanti per la lavorazione dei combustibili legnosi quali cippatrici, processori e impianti per la trasformazione della legna da ardere.
- È stato contattato il Co.Ge.For.[39] per avere dei riferimenti telefonici delle imprese associate attive nella produzione di combustibili legnosi, ma ad oggi, non c'è stato nessun riscontro.
- In base alle conoscenze maturate da AIEL, è stato possibile integrare la lista delle imprese agro-forestali impegnate nella produzione e commercializzazione dei combustibili legnosi con i nominativi di imprese non incluse nelle liste precedenti, estremamente importanti per il settore.

Gli elenchi a disposizione sono stati attentamente vagliati e alla fine sono state selezionate 162 aziende. Il numero di ditte definitivo che hanno contribuito a costituire la lista definitiva è stato di 172. Infatti da informazioni delle ditte intervistate, sono emersi 10 nominativi di imprese particolarmente conosciute.

Raggruppando le aziende in base alla provincia, il campione di ditte intervistate è così formato:

- 67 imprese nella provincia di Belluno
- 29 nella provincia di Vicenza
- 38 nelle province di Verona
- 31 nella province di Treviso e Venezia
- 7 nella provincia di Padova

Dopo aver individuato le principali ditte operanti a livello regionale, AIEL ha provveduto a predisporre un questionario informativo per intervistare le aziende presenti in lista. Il questionario somministrato ha preso in esame le seguenti aree di indagine:

- organizzazione interna della ditta
- quantità di combustibili legnosi lavorati
- quantità e destinazione combustibili commercializzati

Togliendo il 27% delle aziende, considerato non idoneo all'indagine svolta per cessata attività o perché lavora in altro settore, ha risposto al questionario il 48% delle aziende intervistate (60).

I dati sono stati ricavati dall' indagine condotta dal dipartimento Territorio e Sistemi agro-forestali (Tesaf) dell'Università degli Studi di Padova intitolata "*Ricerca finalizzata allo studio della produzione di residui legnosi da parte delle industrie di prima lavorazione operanti nelle aree montane e pedemontane della Regione Veneto*" (2004).

Nelle 50 aziende oggetto dell'indagine sono impiegati complessivamente 340 addetti, pertanto la media per azienda risulta essere di 6,8 addetti. Risulta tuttavia che molte aziende sono di piccole dimensioni, a gestione familiare, il cui organico è composto da 2-3 addetti familiari che collaborano a tutte le attività dell'azienda e per la produzione si avvalgono della collaborazione di qualche operaio.

[39] Consorzio di Gestione Forestale.

A livello complessivo si nota che il 36,17% di aziende acquista semplicemente materia prima, mentre il 36,11% delle aziende affianca all'acquisto di una o più tipologie di materie prime anche l'acquisto di prodotti finiti: tale indice evidenzia che un elevato numero di aziende si dedica, almeno in parte, ad attività commerciali.
Il 49% delle aziende utilizza fonti di approvvigionamento miste in cui è sempre considerato l'acquisto da singoli privati e il 27,7% si rifornisce esclusivamente da imprese di utilizzazione boschiva. Si nota infine che il 21,13% delle aziende si approvvigiona da tutte le fonti considerate, ad esclusione dei boschi e di impianti propri.
Come già accennato frequentemente le aziende non possiedono o non sentono la necessità di possedere dei dati precisi del volume di legno lavorato, né di quello destinato al semplice commercio. Di conseguenza i volumi dichiarati dalle aziende in molti casi sono oggetto di stima e non derivano da conti contabili, e sono comunque relativi ad una medie che considera l'andamento dell'attività rispetto gli anni precedenti. Complessivamente le aziende oggetto dell'analisi acquistano un quantitativo di legname pari a circa 152.000 m^3/anno.
La provenienza della materia prima è molto varia e, a livello generale, si nota una maggiore preferenza (18%) per l'acquisto in provincia e nelle regioni limitrofe, quali il Friuli Venezia Giulia e il Trentino e, in alcuni casi, anche la Lombardia.
Inoltre il 14% delle aziende diversifica l'acquisto ricorrendo a fonti sia locali sia regionali, extraregionali ed extranazionali. Gli stati esteri maggiormente interessati dal commercio di legname con le aziende sono l'Austria e la Germania, a cui seguono la Svizzera e gli stati dell'Europa orientale.
I fattori che incidono sulla scelta della provenienza geografica sono generalmente il prezzo praticato e la qualità, solo in pochi casi la scelta è motivata dalla certificazione dei materiali e si tratta in genere di poche aziende, dalla struttura complessa che si trovano a rifornire clienti interessati alla certificazione dei materiali.
I residui di lavorazione sono stati suddivisi in 4 categorie:

- refili e sciaveri
- trucioli
- segatura e polveri
- corteccia.

La quantità totale dei residui è pari a 25.650 t all'anno. I residui, pur essendo scarti di lavorazione, non sono trattati come rifiuti, ma sono destinati ad essere impiegati in vari modi.
Il 52,5 % dei refili e sciaveri è destinato ad essere usato come biocombustibile fuori azienda e lo 0,3% è utilizzato in azienda; il 29,7 % è venduto a commerciante e il 16,5% è destinato all'industria dei pannelli. Il 39% della corteccia è usato come biocombustibile fuori azienda e il 47,97% è venduto a commerciante.
In Tabella C-82 sono stati riassunti relativi all'utilizzo degli scarti di lavorazione a uso combustibile.

	Utilizzo come biocombustibile in azienda		**Utilizzo come biocombustibile fuori azienda**		**Totale**
	t/anno	%	t/anno	%	t/anno
Refili e sciaveri	44,14	0,3%	8.001,22	52,5	15.246,26
Trucioli	17,2	1,2%	56,02	4,1%	1.377,17
Segatura e polveri	13,6	0,19%	869,36	11,86	7.331,06
Corteccia	0	0%	660,3	39%	1.693,18
Totale	**74,94**	**0,29%**	**9.586,89**	**37,38**	**25.647,67**

Tabella C-82 Quantità di residui di lavorazione ripartiti per destinazione d'uso

La frequenza della vendita dei residui è molto varia e discontinua: si passa da frequenze basse (da 1 alle 6 volte all'anno), a molto alte (una volta o più volte a settimana - 50-80 volte l'anno). Mediamente la quantità totale mensile di residui disponibili è 2.140 t.
Le aziende che vendono i residui di lavorazione per l'utilizzo come combustibile fuori azienda concentrano le vendite a livello provinciale. In generale ciò è spiegabile con la convenienza a non eccedere nelle distanze di trasporto e, in particolare per le segherie della provincia di Belluno, con la presenza di due impianti di produzione di energia elettrica nella stessa provincia.
Il dato complessivo stimato in questo studio riguarda solo 50 aziende su 82, tuttavia considerando che dal 2004 ad oggi alcune aziende hanno cessato l'attività e, specie nell'ultimo anno, si è rilevato anche un calo della produzione, il valore complessivo pare essere rappresentativo.

Conclusioni riassuntive

La Tabella C-83 riassume l'offerta potenziale distinta nei vari comparti produttivi.
Per i calcoli di conversione è stato utilizzato un contenuto idrico del 50% (p.c.i. 2,23 MWh/t) ad eccezione del pellet, per il quale è stato considerato un contenuto idrico del 10% (p.c.i. 4,6 MWh/t).

Comparti produttivi	Disponibilità (t/anno)	MWh	ktep	%
Forestale: legna da ardere	569.798	1.270.650	109	44%
Forestale: cippato A	166.626	371.576	32	13%
Forestale: cippato B	118.032	263.211	23	9%
Potature da colture legnose agricole	167.021	372.457	32	13%
Potature (legno) verde pubblico-privato[40]	54.651	121.872	10	4%
Cedui a corta rotazione (SRC) e pioppeti da trancia	26.220	58.471	5	2%
Industria prima lavorazione del legno (segherie)	25.650	57.200	5	2%
Pellet	73.094	336.232	29	12%
Totale	**1.201.092**	**2.851.669**	**245**	100%

Tabella C-83 Offerta potenziale di combustibili legnosi in Veneto

In Figura C-38 è stato rappresentato il potenziale energetico derivante dalle disponibilità di biomassa del comparto forestale e agricolo, ovvero i primi quattro comparti della Tabella C-83, che rappresentano in termini di energia primaria l'80% dell'offerta potenziale.
Come mostra la carta tematica, il potenziale energetico di biomasse agroforestali si concentra nella fascia montana e pedemontana della regione, con una significativa disponibilità anche nelle zone collinari, per l'elevata disponibilità di potature, in particolare della vite.
Dall'elaborazione risulta che 9 comuni (Valdobbiadene, Mel, Seren del Grappa, Verona, Vittorio Veneto, Schio, Arsiè, Feltre e Belluno) superano la soglia dei 26 GWh primari potenzialmente disponibili.

[40] Al momento, dopo le modifiche introdotte dal Dlgs 205/2010, gli scarti della manutenzione del verde pubblico e privato sono ritornati a far parte della categoria dei rifiuti; pertanto l'uso energetico di tali biomasse legnose risulta al momento compromesso. Tuttavia, sono in corso alcune attività di richiesta, soprattutto da parte dei comuni (ANCI), di modifica di questo decreto, per far ritornare il legno da manutenzione del verde pubblico e privato una biomassa combustibile, così come previsto dal D.Lgs. 152/2006.

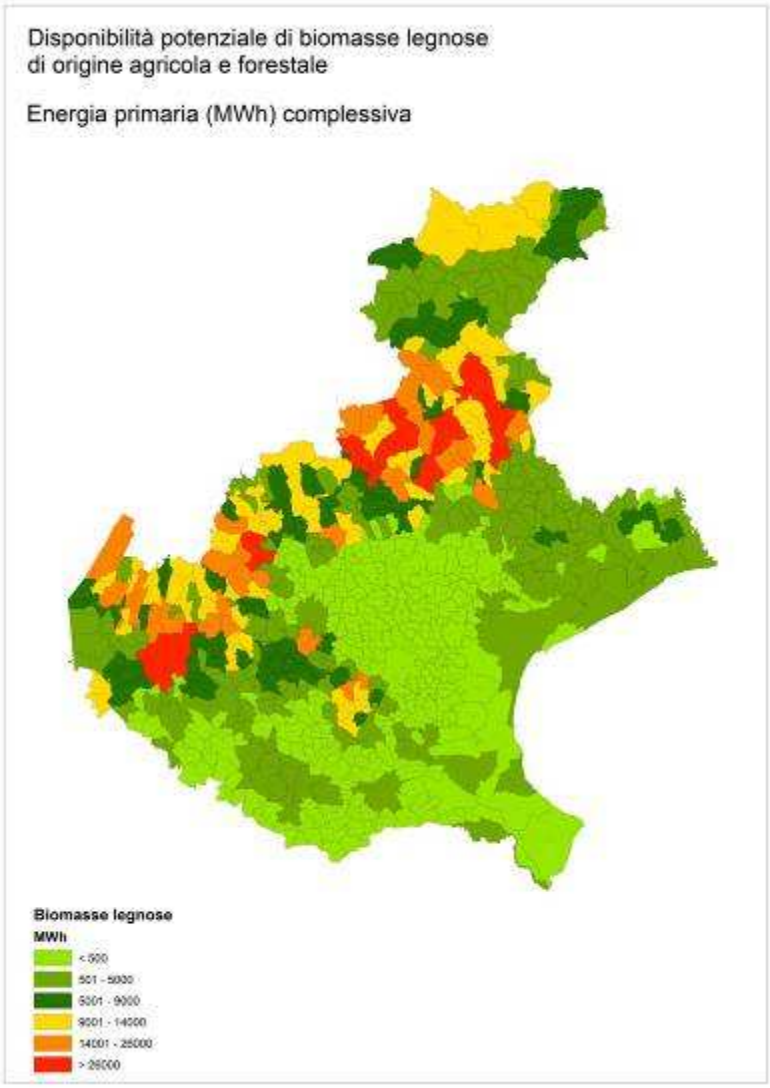


Figura C-38 Disponibilità potenziale complessiva considerando il potenziale del comparto agricolo e forestale

Considerazioni:

- riguardo alla legna da ardere risulta un elevato consumo finale che, tuttavia, è coperto solo in parte dalla produzione interna. I numeri emersi dalla elaborazione dei piani di taglio rappresenta certamente solo una parte degli effettivi prelievi di legna da ardere che, come noto, sfuggono facilmente alla contabilità generale, in particolare le quote legate all'autoproduzione e autoconsumo, molto diffuse nelle aree rurali (siepi campestri e boschetti).

  I flussi di importazione della legna in Veneto, in particolare dai paesi dell'est Europa, sono significativi, anche se di difficile quantificazione.

  Ciononostante esiste una quantità rilevante di legna da ardere potenzialmente mobilizzabile dai boschi regionali, in particolare nelle province di Vicenza, Belluno e Verona, che potrebbero almeno in quota parte compensare le importazioni.

  Nei prossimi anni, i limiti imposti dai piani di qualità dell'aria incentiveranno la sostituzione dei vecchi apparecchi con quelli tecnologicamente più avanzati, con un conseguente aumento del rendimento di combustione, che dovrebbe comportare una tendenziale riduzione dei consumi che tuttavia dovrebbe essere compensata dall'aumento del numero di installazioni.

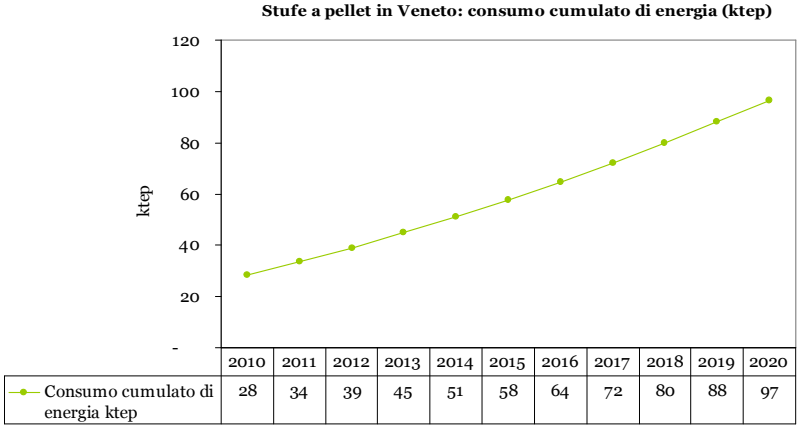
Bisogna ricordare infatti che le vendite degli apparecchi domestici a legna hanno sempre mostrato un trend positivo negli ultimi anni. In relazione quindi agli obiettivi del PAN si può prevedere che, nei prossimi 10 anni, la quota di consumo della legna rimarrà sostanzialmente costante.

L'aspetto più urgente e strategico è far emergere attraverso specifici censimenti almeno una buona parte dei consumi che attualmente non risultano contabilizzati.

Si consideri infatti che il consumo domestico della legna vale da solo 317,6 ktep.

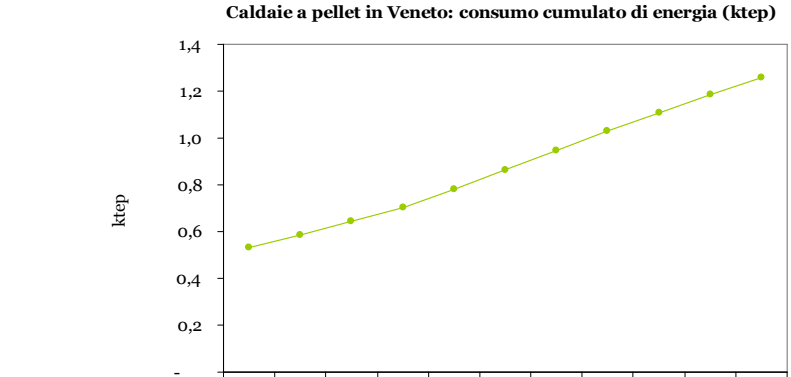
- Riguardo al pellet impiegato a scala domestica nelle stufe e nelle caldaie, se riportiamo il trend di crescita del consumo di pellet calcolato a livello nazionale emerge che al 2020 il consumo di pellet regionale sarà pari a 98,3 ktep, di cui 97 ktep per le stufe domestiche e 1,3 ktep per le caldaie, con un incremento rispettivamente pari al 240% e al 137%..

  I due grafici seguenti indicano la previsione del consumo cumulato di energia (ktep) nelle stufe e nelle caldaie a pellet al 2020 (Paniz, 2011).



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo cumulato di energia ktep	28	34	39	45	51	58	64	72	80	88	97

C-39 Stufe a pellet in Veneto: consumo cumulato di energia (ktep)



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo cumulato di energia ktep	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3

C-40 Caldaie a pellet in Veneto: consumo cumulato di energia (ktep)

- riguardo al cippato (A-B) impiegato in caldaie centralizzate, anzitutto per una corretta proiezione al 2020 dei consumi, va scorporata la quota di consumo delle caldaie installate presso le industrie di lavorazione del legno che impiegano per lo più scarti della propria lavorazione (214.000 t/a).

  Nel parziale censimento qui presentato esse rappresentano la quota più rilevante del consumo che tuttavia è legato alla lavorazione di tondame acquistato all'estero (Austria, Scandinavia *in primis*), pertanto non intacca il potenziale di biomasse regionale.

Per altro il numero di questi impianti è certamente sottostimato, pertanto sarebbe auspicabile un censimento puntuale di questi impianti per far emergere in modo preciso la loro quota di consumo.
Le caldaie centralizzate a cippato a servizio di utenze pubbliche e private (non industriali, fino a ca. 2 MWt) sono ca. 140 in Veneto e consumano poco più di 31.000 t/a di cippato.
Un mercato modesto con ampi margini di crescita. Queste caldaie utilizzano sostanzialmente solo cippato di provenienza locale e sono alimentate dalla rete dei produttori regionali.
Considerato il potenziale ancora inespresso della capacità produttiva dei produttori primari regionali e la notevole quota di biomasse potenzialmente mobilizzabili per la produzione di cippato sia A sia B, si può prevedere nei prossimi 10 anni un aumento della capacità produttiva di ca. 150.000 t/anno, ovvero ca. 28,8 ktep.
Oltre alle minireti a servizio di utenze pubbliche, esistono alcuni settori strategici in Veneto – in particolare quello alberghiero – che, attraverso specifiche misure e politiche di sviluppo, potrebbero dare un forte contributo in questo senso.

- riguardo al cippato di qualità B impiegato nei grandi teleriscaldamenti e nelle centrali elettriche, si auspica che l'attuazione del decreto 28/2011 introduca specifici requisiti di efficienza degli impianti in modo da frenare la pericolosa proliferazione di impianti che nascono con il solo obiettivo di produrre energia elettrica e che gli iter autorizzativi regionali richiedano severi livelli di efficienza e maggiori restrizioni riguardo la tracciabilità del cippato e la sostenibilità della filiera di approvvigionamento.
  Come documentano chiaramente i dati qui riportati, le centrali elettriche di grande taglia che non prevedono la valorizzazione del calore, sono oggi in Veneto sproporzionate rispetto alle reali disponibilità di cippato regionale e creano dannose tensioni sui prezzi della materia prima, creando non pochi problemi anche all'industria del legno.
  Si segnala che interventi quali l'imposizione di elevati limiti di rendimento complessivo dell'impianto (ad es. almeno il 70%) favorirebbero le sole centrali minicogenerative (<1MWe), in modo tale che la generazione di energia elettrica sia accessoria a quella termica e non viceversa, come accade attualmente a causa di una tariffa omnicomprensiva completamente sbilanciata sul fronte elettrico.
  Nel settore della minicogenerazione si può prevedere nei prossimi anni di mobilizzare ca. 100.000 t/anno di cippato B (potature agricole, SRC, industria del legno).

Per il calcolo del contributo energetico della cogenerazione è stato fissato come requisito minimo dei nuovi impianti un rendimento complessivo di impianto del 70%.
Si è poi fatto riferimento alla tecnologia ORC, in particolare ai moduli commerciali 125 kWe e 611 kWe basati su sistemi alimentati rispettivamente con acqua surriscaldata/vapore e olio diatermico.

Le due tabelle di seguito riportano il dettaglio del calcolo e le fonti dei dati impiegati.

						N	6
ORC					2020		
	kW	**ore**	**MWh**	**Rend**	**MW**	**MWh**	
MWhe	100	7900	790	4%	0,6	4.740	EE
MWht	2500	6150	15.375	85%	15	92.250	ET
				90%			
	MWh	pci	t				
Cippato	18018,4	2,23	8.080		**48.480**	tonnellate	
		da case history -->		www.ingecoweb.com			

						N	4
ORC - Turboden					2020		
	kW	**ore**	**MWh**	**Rend**	**MW**	**MWh**	
MWhe	**611**	8000	4.888	15%	2	19.552	EE
MWht	2600	8000	18.720	58%	10	74.880	ET
				73%			
	MWh	pci M50	t M50				
Cippato	32.402	2,23	14.530		**58.120**	Tonnellate	
			% uso termico				
			1				
			0,9		dati Turboden pci 2,6		
			0,8		12.464	32.406	
			0,7		www.turboden.eu		
			0,6				

C-84 Calcolo contributo energetico della cogenerazione

Sulla base dei calcoli sopra riportati, impiegando 100.000 t di cippato in 10 impianti del tipo ipotizzato sarebbero prodotte 20 ktep di energia termica primaria (167 GWh utili) e 24,3 GWhe di energia elettrica (3 MWe di potenza installata).

Sulla base delle considerazioni sopra riportate e di quanto è previsto dal decreto 28/2011, è stata prodotta la Tabella C-85 che indica le proiezioni dei consumi di biomasse legnose nei settori termico, elettrico e cogenerativo al 2020.

La parte più rilevante dei consumi al 2020 potrà riguardare certamente il settore residenziale, se si attiverà da subito una sistematica contabilizzazione dei consumi in questo settore.

In riferimento agli attuali consumi di legna da ardere si stima che il futuro sistema di contabilizzazione regionale unitamente al nuovo sistema incentivante "Conto energia termico" di recente approvazione[41], permetteranno di confermare il valore stimato per il consumo legna da ardere.

Le rimanenti quote di incremento dei consumi finali di biomassa legnosa sono da attribuirsi legati alla crescita del settore del pellet e del cippato (stufe e caldaie).

Un ruolo molto importante potrà essere svolto dalle moderne caldaie centralizzate, anche collegate a minireti di teleriscaldamento, che potranno rappresentare la vera leva attraverso la quale poter attivare una concreta mobilizzazione del notevole potenziale di biomasse legnose regionale, attualmente inutilizzato, con significativi benefici socio-economici per le economie delle aree rurali e montane (valore economico di sostituzione dei combustibili fossili). Questo mercato ha notevoli margini di crescita, specie nelle aree montane e collinari della regione (elevata disponibilità di biomasse agroforestali e maggiore competitività delle biomasse vs fossili), in particolare se sarà sostenuto, come si prevede, dall'introduzione del conto energia per la termica e dalla riforma dei certificati di efficienza energetica.

[41] DM 28 dicembre 2012

Anche la minicogenerazione potrà avere buoni margini di sviluppo, purché nell'ambito di soluzioni impiantistiche sufficientemente efficienti sotto il profilo energetico.
Mentre per la sola produzione elettrica non si prevedono margini di incremento, grazie alla prossima attivazione dei decreti attuativi del decreto 28/2011.

AIEL roadmap verso il 2020 (prima ipotesi)	Consumi 2010 (ktep)	Consumi 2020 (ktep)	MWe		GWhe	
Settore residenziale (legna da ardere)	317,6	317,6				
Settore residenziale (pellet)	28	98,3				
Caldaie centralizzate (<2MWt), cippato A-B	59	87,8				
Minicogenerazione (<1MWe), cippato B	4,4	24,4				
TOTALE	**409**	**528,1**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**
Minicogenerazione (<1MW$_e$), cippato A-B			1,125	11,125	5,4	29,7
Centrali elettriche, cippato B			49,5	49,5	238	238
Totale			**50,6**	**60,6**	**243,8**	**267,7**

Tabella C-85 AIEL - Roadmap verso il 2020

Ai fini della contabilizzazione ufficiale l'attuale consumo di legna da ardere non ha alcun riscontro formale, e pertanto, come precisato precedentemente, le azioni intraprese mireranno esclusivamente a far emergere gli attuali consumi, pari a 317,6 ktep, nel settore residenziale.
Gli incrementi effettivi di consumi di biomassa al 2020 destinati a coprire il fabbisogno termico sono pari a 119,1 ktep così ripartiti: legna da ardere 0[42] ktep; pellet 70,3 ktep; cippato A-B 28,8 ktep; cippato B 20,0 ktep, corrispondenti a complessivi 1.385.000 MWh termici. Per il fabbisogno elettrico sono: cippato A-B 2,09 ktep corrispondenti a 24.300 MWh elettrici.

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate, il potenziale energetico relativo alla fonte Biomassa legnosa al 2020 è quantificabile in 1.384.884 MWh/anno termici (119,10 ktep) ed in 24.300 MWh/anno elettrici (2,09 ktep).

[42] come precisato precedentemente, è necessario far emergere attraverso specifici censimenti almeno la maggior parte dei consumi che attualmente non risultano contabilizzati

Analisi del potenziale da fonte biogas[43]

Per la quantificazione dei potenziali del biogas è stata stimata la produzione potenziale da impianti di tipo agricolo in Veneto al 2020, a partire dalle definizioni di:

- Concetto di "integrazione" per la stima del potenziale produttivo,
- Fattori influenzanti l'utilizzo di tale potenziale produttivo,
- Biomasse metanigene,
- Scenari di riferimento.

Si è quindi operata una quantificazione della produzione potenziale di metano da biogas "tal quale" e nel contesto dei consumi energetici in Veneto al 2020.

Definizione del concetto di "integrazione" per la stima del potenziale produttivo

La stima del potenziale di una filiera metanigena viene condotta di norma mediante la quantificazione di:

1) Disponibilità di terreni non utilizzati a produzioni *food*/*feed*;
2) Disponibilità di sottoprodotti;
3) Stima del potenziale metanigeno suddiviso per matrice organica, eventualmente considerando scenari con rese più o meno evolute.

Tuttavia tale approccio non rende conto della potenzialità del biogas in quanto filiera bioenergetica per eccellenza *multifeedstock*, in grado sin da oggi di utilizzare in codigestione:

a) Biomasse vegetali annuali di primo e secondo raccolto (BVD);
b) Colture perennanti anche prodotte su terreni marginali o non più produttivi;
c) Sottoprodotti agricoli (es. stocchi, paglie, paglie di riso, pule, ecc.);
d) Sottoprodotti agroindustriali e della prima trasformazione dei prodotti agricoli;
e) Effluenti di allevamento (EA);
f) Sfalci delle potature del verde.

Molte di queste biomasse hanno oggi un potenziale utilizzo foraggiero e possono quindi in alcuni casi determinare una competizione nell'uso del suolo con le filiere agricole tradizionali, soprattutto nel caso degli insilati. Tuttavia, le potenzialità della filiera biogas-biometano, se opportunamente indirizzate da una razionale politica di sviluppo, sono rimarchevoli nel prevenire questa dinamica. Lo strumento per uno sviluppo sostenibile e durevole della filiera biogas-biometano consiste in un'idonea legislazione che a livello nazionale e regionale dovrebbe essere finalizzata ad una INTEGRAZIONE (e non SOSTITUZIONE) delle produzioni destinate al mercato alimentare (*food*) e foraggiero (*feed*) con quelle energetiche nell'azienda agricola.

L'integrazione tra produzioni alimentari e foraggiere e quelle per l'energia potrà avvenire sulla base delle caratteristiche stesse del biogas, ottenibile mediante l'utilizzo di:

- Insilati, colture vegetali caratterizzate da un precoce periodo di maturazione e che pertanto possono dare luogo ad una intensificazione delle rotazioni colturali con secondi raccolti anche in precessione e successione a colture annuali alimentari e foraggiere diverse;
- Matrici organiche che attualmente costituiscono solo in rari casi parte del fatturato aziendale (Produzione Lorda Vendibile - PLV), quali quelle elencate in precedenza (sottoprodotti agricoli,

[43] Elaborazione a cura di AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali – dott. Marco Mezzadri, dott. Valter Francescato e dott. Marino Berton e con la collaborazione il CIB – Consorzio Italiano Biogas.

effluenti di allevamento, sottoprodotti della prima trasformazione dei prodotti agricoli e delle industrie agrarie, sfalci delle potature del verde);
- Altre matrici organiche di provenienza extra-azienda agricola (biogas non agricolo, in cui le matrici utilizzate sono costituite da FORSU, fanghi di depurazione, ecc.).

Definizione del concetto di "biomasse di integrazione"

Le "*biomasse di integrazione*" possono essere definite come le biomasse in grado di comportare un effettivo incremento della Produzione Lorda Vendibile dell'azienda agricola, al netto dell'incidenza degli incentivi, e quindi in grado di contribuire, unitamente all'apporto di colture di primo raccolto, alla produzione di energia da biogas.
Più specificamente, le "*biomasse di integrazione*" sono quelle biomasse utilizzabili in digestione anaerobica ottenute in filiera corta, contratti quadro e da intese di filiera, le quali:
- Contribuiscono ad aumentare la Produzione Lorda Vendibile (PLV) dell'azienda agricola;[44]
- Contribuiscono a migliorare la PLV dell'azienda agricola.[45]

Questa integrazione ha considerevoli effetti sulla crescita del PIL agricolo e in definitiva sulla competitività (redditività) dell'azienda agricola.[46] Ciò può avvenire tramite un'accresciuta diversificazione dei mercati di sbocco ed una riduzione della volatilità dei prezzi dell'azienda agricola, nel momento in cui le produzioni agricole vedono compressi i margini retributivi a causa della crescita costante del costo dei fattori, fondiario *in primis*, e degli effetti della concentrazione della domanda di prodotti alimentari dovuto al prevalere della Grande Distribuzione Organizzata - GDO nei mercati finali.
L'integrazione può avere infine anche importanti effetti ambientali diretti ed indiretti, di seguito sommariamente richiamati:
A. Effluenti da Allevamento: riduzione emissioni gas climalteranti dalla zootecnia (in particolare CH_4 ma anche N_2O), riduzione impatto sui corpi idrici dalla pratica dello spargimento degli Effluenti da Allevamento stessi;
B. Sottoprodotti agro-industriali: recupero di materia ed energia rispetto alla gestione tradizionale come rifiuto (conseguenti costi economici ma anche socio-ambientali connessi al loro smaltimento);
C. Sottoprodotti agricoli: attualmente di norma la pratica del sovescio[47] nel terreno concorre al ripristino della sostanza organica nei terreni, pertanto il loro utilizzo in digestione anaerobica -

[44] Casi esemplificativi sono rappresentati da colture attualmente non più coltivate (es. per mancanza di mercato locale, caso degli insilati ove non esistano più allevamenti bovini, ecc.) ovvero prodotti organici che non sono attualmente oggetto di commercializzazione (es. sottoprodotti agricoli, sottoprodotti aziendali e Effluenti da Allevamento).
[45] Casi esemplificativi sono rappresentati da pratiche colturali che possono migliorare l'efficienza ambientale delle produzioni attuali (es. rotazioni miglioratrici: caso della sulla dopo grano duro al fine di evitare il reingrano e la perdita di qualità dei grani duri, ovvero caso della rotazione del mais per evitare la monosuccessione colturale e pertanto prevenire la diabrotica, ecc.), ovvero da colture che di per sé sono miglioratrici della fertilità del terreno (es. colture perennanti: caso dell'erba medica).
[46] Nel *position paper* "*Il Biogas Fatto Bene*" (CIB, 2011), si stima che al netto degli incentivi ed a valori correnti del gas naturale, il contributo delle biomasse di integrazione alla crescita della PLV delle aziende agricole italiane potrebbe corrispondere ad un incremento pari al 3-4% del PIL agricolo italiano.
[47] "*Tecnicamente il sovescio è l'impianto di una coltura erbacea con essenze in purezza o consociate, destinata ad essere totalmente interrata in funzione fertilizzante della coltura che la succede o dell'arboreto all'interno del quale è stato seminata*" (Coldiretti).

DA, se accompagnato dalla restituzione della frazione solida del digestato, permette un miglioramento del bilancio del carbonio in molti casi;[48]

D. Biomasse vegetali annuali: intensificazione delle rotazioni agrarie che permette di prevenire l'endemismo di fitopatie (es. diabrotica) nonché di migliorare la qualità e aumentare la quantità di sostanza organica nei suoli, contribuendo in alcuni casi al miglioramento della qualità delle produzioni tradizionali (es. passaggio dalla monocoltura a grano duro, con conseguenti problemi di riduzione nel contenuto in proteine dei grani, alla rotazione con reintroduzione di leguminose insilate anche in assenza di zootecnia).

E. Colture perennanti: particolarmente adatte ad una produzione sostenibile di biomasse per l'energia, in ragione di: minor fabbisogno di lavorazioni, restituzione di sostanza organica della lettiera, attività azoto e carbonio fissatrice di flora microbica simbionte (in alcuni casi), capacità di traslocare prima del periodo di riposo vegetativo i nutrienti nelle radici e quindi riutilizzarli in primavera richiedendo pertanto minori fabbisogni di concimazione (in alcuni casi: piante rizomatose).

Fattori influenzanti lo sfruttamento del potenziale produttivo

Il potenziale di biomasse disponibili per la produzione di biogas dipende sostanzialmente da alcuni fattori così sintetizzabili:

- Disponibilità di terreni di primo raccolto per colture metanigene in relazione all'andamento della posizione competitiva delle principali filiere agro zootecniche;
- Capacità del sistema di incentivazione di favorire l'utilizzo di "*biomasse di integrazione*";
- Evoluzione delle tecnologie sia in ambito agricolo che di trasformazione industriale;
- Evoluzione del quadro regolamentare in termini di:
    - Sistema autorizzativo
    - Sistema tariffario
- Disponibilità del sistema bancario a finanziare gli impianti a biogas.

Prescindendo quindi dagli effetti del sistema regolatorio e di incentivazione, nei paragrafi che seguono si è cercato di esprimere numericamente il potenziale del "*biogas fatto bene*" in Veneto, del biogas, cioè, che in azienda agricola fa un largo ricorso a "*biomasse di integrazione*".[49]

Le biomasse metanigene

Le biomasse metanigene considerate nel corso dell'analisi sono le seguenti:

- Colture dedicate di primo raccolto
- Colture dedicate di secondo raccolto in precessione e successione a colture foraggiere e alimentari differenti
- Effluenti di allevamento (EA)
- Sottoprodotti agricoli

[48] Sarà consigliabile comunque una rotazione dei terreni in cui i sottoprodotti vengano raccolti e avviati a DA, al fine di mantenere un bilancio positivo della sostanza organica nel suolo, come peraltro previsto attualmente dalle norme sulla condizionalità agricola.

[49] Il CIB - Consorzio Interuniversitario per le Biotecnologie - ha ritenuto opportuno denominare il *position paper* per la filiera biogas-biometano "*Il biogas fatto bene*", ispirandosi alla pubblicazione "*The biofuel done right: land efficient animal feeds enable large environmental and energy benefits*", di Bruce Dale e altri, in cui gli autori approfondiscono come sia possibile produrre *food*/*feed*/*fiber* e *energy* con la stessa superficie in USA, innovando ed adattando i sistemi produttivi , ed in particolare quelli zootecnici, ai nuovi stimoli del mercato.

- Sottoprodotti agro-industriali e delle industrie della prima trasformazione dei prodotti agricoli

Per quanto riguarda le colture dedicate di primo raccolto, esse sono quelle colture, a ciclo annuale, che danno luogo alla coltivazione nel corso dell'annata agraria di un solo raccolto. Quando sono destinate all'impianto di biogas, il terreno non da quindi luogo alla produzione di colture destinate all'alimentazione umana (*food*) o animale (*feed*), ovvero alla produzione di materie prime industriali non energetiche.

Nella tabella seguente è riportata la destinazione della SAU[50] in Veneto, come rilevata nel corso del censimento del 2000. [Tabella C-86]

Tali dati devono essere usati considerando che l'agricoltura non è una realtà statica. Ciò vale soprattutto nel caso del Veneto ove la tendenza all'abbandono dei terreni agricoli disponibili è praticamente nulla in pianura. In effetti, le superfici a barbabietola ed a *set aside*, a seguito del disaccoppiamento degli aiuti comunitari e della cessazione delle norme sul *set aside*, non sono rimasti improduttivi.

In base a tali valori e a tali considerazioni, si può assumere arbitrariamente una SAU pari a 60.000 ha come superficie potenziale per le colture *no food* in Veneto. Tale superficie è in effetti pari alla SAU a barbabietola e *set aside* all'anno 2000, anche rimarcando che nel frattempo la coltura del tabacco è diminuita ed è prevista in ulteriore calo con il venir meno del regime di sostegno in sede comunitaria.

PROVINCE	SUPERFICIE AGRICOLA UTILIZZATA (in ettari)									SUPERFICIE AGRICOLA NON UTILIZZATA (in ettari)		Altra superficie	TOTALE GENERALE
	Seminativi	*di cui mais (1)*	*di cui barbabietola*	*di cui set aside*	Coltivazioni legnose agrarie	Prati permanenti e pascoli	Totale	Arboricoltura da legno	Boschi	Totale	Di cui destinata ad attività ricreative		
Belluno	5.232,09	*2.600,55*	*0,29*	*1.175,71*	214,84	47.446,35	56.669,83	452,86	109.037,08	30.788,60	62,27	4.802,41	**201.750,78**
Padova	117.489,68	*72.471,38*	*7.597,33*	*3.414,99*	10.888,81	7.289,64	219.151,83	1.394,44	3.310,24	1.219,34	136,01	17.084,13	**242.159,98**
Rovigo	110.133,59	*54.757,00*	*8.081,44*	*5.260,21*	3.534,37	334,85	182.101,46	1.386,56	653,69	576,31	31,68	11.671,04	**196.389,06**
Treviso	86.113,32	*48.477,88*	*1.327,46*	*3.298,07*	28.342,44	24.037,96	191.597,13	1.732,88	16.850,74	3.493,54	100,92	15.155,58	**228.829,87**
Venezia	109.164,69	*48.629,07*	*11.304,68*	*5.657,81*	8.910,40	1.920,22	185.586,87	1.284,47	1.946,65	1.384,14	140,93	20.692,53	**210.894,66**
Verona	97.994,57	*36.655,37*	*6.307,64*	*4.270,79*	46.312,36	33.213,39	224.754,12	1.049,85	22.303,14	4.734,07	210,34	13.778,79	**266.619,97**
Vicenza	56.691,30	*29.871,17*	*1.526,36*	*1.372,25*	10.035,43	47.443,58	146.940,09	321,37	48.267,83	6.998,36	178,57	9.163,33	**211.690,98**
TOTALE	582.819,24	*293.462,42*	*36.145,20*	*24.449,83*	108.238,65	161.685,99	1.206.801,33	7.622,43	202.369,37	49.194,36	860,72	92.347,81	**1.558.335,30**
		50%	6%	4,2%									
Fonte ISTAT censimenti agricoltura 2000													

Tabella C-86 SAU per destinazione agricola (*ISTAT, 2000*).

Le colture dedicate di secondo raccolto in precessione e successione a colture foraggiere e alimentari differenti sono colture annuali prodotte a fini energetici di primo o secondo raccolto in successione o precessione alle colture summenzionate. Sono colture oggi realizzate di norma solo in presenza di attività zootecniche e di dotazioni fondiarie (sistemi irrigui, sistemi di drenaggio) che permettano l'intensificazione colturale in condizioni agronomiche ottimali. Alcuni esempi di rotazioni sono le seguenti:[51] (in grassetto la coltura metanigena):

- Triticale / Mais
- Triticale /Soia
- Frumento / Soia
- Frumento / Girasole
- Orzo / Mais
- Pisello / Mais
- Lolietto / Mais

[50] SAU - Superficie Agricola Utilizzata.
[51] In maiuscoletto grassettato è evidenziata la coltura metanigena.

Gli effluenti di allevamento (EA) considerati sono i seguenti: EA bovini (liquami, letami), liquami suini, deiezioni avicole (pollina da ovaiole, lettiera da *broilers*).
I sottoprodotti agricoli considerati sono i seguenti: paglie, stocchi, paglie di riso, pule, ecc.
I sottoprodotti agro-industriali e delle industrie della prima trasformazione dei prodotti agricoli sono riconducibili alle seguenti matrici organiche:

- Sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (buccette, bacche fuori misura, ecc.);
- Sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, acque di vegetazione);
- Sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, raspi, ecc..);
- Sottoprodotti della trasformazione delle frutta (sbucciatura, detorsolatura, spremitura di pere, mele, pesche, ecc.);
- Sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari;
- Borlande52;
- Melasso (di barbabietola; di canna da zucchero; di agrumi ecc.)
- Polpe di bietola (polpe esauste essiccate, polpe suppressate fresche, polpe suppressate insilate ecc.)
- Sottoprodotti della lavorazione del frumento tenero e duro (farinaccio, farinetta, crusca, tritello, ecc.)
- Sottoprodotti derivati dalla lavorazione del granoturco (farinetta, glutine, amido, mais spezzato, ecc.)
- Sottoprodotti derivati dalla lavorazione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc.)
- Farine di estrazione (soia, colza, girasole ecc.)
- Pannelli di germe (granoturco, lino, ecc.)
- Sottoprodotti della lavorazione degli agrumi (pastazzo);
- Glicerolo (da produzione di biodiesel e quindi da trasformazione di soli oli vegetali);
- Sottoprodotti dell'industria della panificazione (sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno, ecc.);
- Sottoprodotti industrie agroalimentari;
- ecc.

Gli scenari di riferimento

Per la stima del potenziale metanigeno della filiera biogas-biometano in Veneto al 2020, si sono quindi considerati i seguenti due scenari

- Scenario Business as Usual (BaU)

Scenario, come oggi in uso, caratterizzato da tecnologie e rese attuali con utilizzo prevalente di colture dedicate ed un modesto ricorso alle "*biomasse di integrazione*" (~10-20% sul fabbisogno energetico da "*biomasse di integrazione*", costituite prevalentemente da Effluenti da Allevamento), in presenza di una tariffa che premia tutte le biomasse nello stesso modo.

- Scenario Integrazione (SI)

Scenario caratterizzato da un progressivo ricorso alle "*biomasse di integrazione*" e miglioramento delle rese in fase agronomica, bio-tecnologica e impiantistica stimate al 2020 in relazione alle attuali migliori *referenze*, quindi secondo le migliori tecnologie oggi disponibili.

[52] "*Residuo della distillazione di liquidi fermentati di origine amilacea o zuccherina; s'impiega, tra l'altro, nella preparazione di mangimi*" (Garzanti Linguistica).

La produzione di metano al 2020 in base ai due scenari considerati

In base alle assunzioni sopra riportate, è possibile definire quantitativamente la produzione di metano da impianti di biogas agricolo al 2020 per la Regione del Veneto secondo i due scenari.

BIOMASSA	BAU	Integrazione	Elevato	BIOMASSA	BaU	Moderato	Elevato
MAIS				**PAGLIA**			
% sau seminativi	10%	10%	10%	% sau frumento	0%	15%	30%
Ha oer colture metanigene	60.000	60.000	60.000	Resa ton tq /ha	0	4	4,4
Resa ton tq /ha	50	55	60	Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV		270	297
Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	350	380	399				
Nmc CH4 bio /ha	5.819	6.949	7.960	**STOCCHI E TUTOLI**			
				% sau MAIS	0%	30%	40%
TRITICALE				Resa ton tq /ha	0	5	5,5
% sau soia e mais	0%	30%	50%	Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV		250	275
Resa ton tq /ha	37	37	40,7				
Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	320	320	352	**BIOMASSA**	**BaU**	**Moderato**	**Elevato**
Nmc /ha	3.339	3.339	4.040	**LIQUAMI**			
				% RECUPERO	17%	50%	60%
GIRASOLE/				Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	150	150	165
% sau frumento	0%	30%	50%				
Resa ton tq /ha	30	30	33	**LETAMI**			
Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	290	290	319	% RECUPERO	17%	50%	80%
Nmc /ha	2.617	2.617	3.167	Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	290	290	319
SORGO				**POLLINE**			
% sau frumento	0%	30%	50%	% RECUPERO	20%	60%	70%
Resa ton tq /ha	40	45	49,5	Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	320	320	352
Conversione in metano Nmc CH4/ton SOV	300	300	330				
Nmc /ha	3.091	3.478	4.208				

Tabella C-87 SAU per destinazione agricola (*Elaborazione da dati CIB*).

Una prima tabella fornisce le indicazioni di produzione di metano per singola matrice organica considerata in base alle assunzioni precedentemente riportate. [Tabella C-87].

Una seconda tabella riporta invece la stima della quantità di metano producibile da biogas "*di tipo agricolo*" in Veneto al 2020. Tale quantità risulta essere pari ad un numero compreso tra 0,5 e 1,0 miliardi di Nm^3 di biometano equivalenti a seconda dello scenario adottato (Scenario Business as Usual (BaU) o Scenario Integrazione (SI), rispettivamente) [Tabella C-88].

Scenari	Senza Integrazione		Integrazione Moderata	
dati in Milioni Nmc CH4 bio eq/anno	*MNmc Ch4bio*	*%*	*MNmc Ch4bio*	*%*
Colture di primo raccolto	390,8	**84%**	452,5	**45%**
Colture di secondo raccolto	-	0%	241,3	24%
Sottoprodotti agricoli	-	0%	77,1	8%
Effluenti zootecnici	56,5	12%	172,2	17%
Sottoprodotti agroindustriali	18,3	4%	66,5	7%
TOTALE Milioni Nmc CH4 bio eq	**465,6**		**1.009,6**	
SAU primo raccolto	60.000		60.000	
% SAU seminativi	10%		10%	
% SAU Mais	19%		19%	
SAU secondo raccolto	-		71.640	
% SAU seminativi	0%		12%	
SAU /MWE	**257,72**		**118,86**	
SAU/1MNmcbioCH4	**128,86**		**59,43**	

Tabella C-88 Stima della quantità di metano producibile da biogas "*di tipo agricolo*" in Veneto al 2020 a seconda dello scenario adottato (Scenario Business as Usual (BaU) o Scenario Integrazione (SI)). (*Elaborazione da dati CIB*).

Il potenziale dell'energia da biogas rispetto ai consumi energetici del Veneto al 2020 in base ai due scenari

La Regione del Veneto è una delle regioni al mondo a più elevati consumi energetici pro-capite e con una dotazione di suolo agricolo per abitante non certo importante [Tabella C-89]

Malgrado ciò il peso potenziale dell'energia da biogas rispetto gli obbiettivi di de-carbonizzazione del sistema energetico Veneto, è considerevole e nello Scenario ad Integrazione (SI) comporta un significativo contributo in tutti i mercati dell'energia [Tabella C-90]

Paese	SAT	SAU seminativi	abitanti (milioni)	SAT/ab	SAU sem./ab
	(.000)	(.000)	(milioni)	ha/ab	Ha sem./ab.
Australia	447.000	48.300	22	20,32	2,195
Canada	67.000	45.000	34	1,97	1,324
Russia	216.000	123.000	143	1,51	0,860
Argentina	177.000	33700	40	4,43	0,843
Ucraina	41.000	32.000	46	0,89	0,696
USA	411.000	176.000	317	1,30	0,555
Brasile	263.580	58.600	190	1,39	0,308
Francia	29.556	18.275	65	0,45	0,281
EU 27	185.729	111.465	499	0,37	0,223
Germania	16.974	11.791	82	0,21	0,144
India	181.000	161.000	1173	0,15	0,137
Italia	15.546	8.348	61	0,25	0,137
Veneto	1.558	583	4,946	0,32	0,118
Cina	553.000	142.621	1303	0,42	0,109

Tabella C-89 Superficie agricola totale (SAT), SAU e rapporto con numero abitanti per varie località del mondo (*Elaborazione da dati CIB*).

Scenari	Senza Integrazione	Integrazione Moderata
TOTALE Milioni Nmc CH4 bio eq	465,6	1.009,6
% en. da biogas rispetto contenuto energetico **CARBURANTI** consumati in Veneto	**11%**	**24%**
40964 GWh /anno al netto di 1087GWh metano e GPL		
% en. Dda biogas rispetto consumo **ENERGIA ELETTRICA** Veneto	**5%**	**11%**
conversione 37%, 32.000 GWh el		
N° Mwe impianti equivalenti con 8000h	233	505
% energia da biogas rispetto consumo energia **TERMICA** Veneto	**8%**	**17%**
circa 5,8 Mrd GN /anno per energia termica, di cui 1,7Mrd industria 4,1 Mrd civile		

Tabella C-90 Stima della quantità di biogas "*di tipo agricolo*"rispetto ai consumi energetici in Veneto al 2020 (carburanti, energia elettrica, energia termica) a seconda dello scenario adottato (Scenario Business as Usual (BaU) o Scenario Integrazione (SI)). (*Elaborazione da dati CIB*).

Considerazioni conclusive sul potenziale

Dall'analisi esposta emerge quanto segue:

- il biogas ha un grande potenziale in Veneto in ragione della potenzialità produttiva delle campagne e delle imprese agricole venete oltre alla disponibilità di sottoprodotti e effluenti di allevamento;
- il biogas agricolo declinato secondo i principi del "Il biogas fatto bene" con un ampio ricorso a "biomasse di integrazione", assieme alle altre fonti rinnovabili, può contribuire in modo significativo alla de-carbonizzazione del sistema energetico Veneto;
- il biogas declinato nella forma del biometano può contribuire ad una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti e non programmabili (energia di riserva conservabile, energia programmabile);
- il biogas, facendo largo uso di "biomasse di integrazione", può essere un pezzo significativo della green economy veneta, contribuendo alla crescita del PIL agricolo nell'ordine del 3-4% /annuo e contribuendo a favorire lo sviluppo dell'industria manifatturiera veneta nei settori della meccanica agraria, irrigazione, trattamento acque e dei fertilizzanti organici, componentistica per gli impianti a gas metano, ecc.
- nel settore dell'autotrasporto, il biometano ha un potenziale in grado di soddisfare gli obbiettivi di cui alla Direttiva UE 2009/30/CE[53], anche se la sua diffusione è legata al consumo di gas naturale nell'autotrazione, oggi invero molto ridotta in Veneto (meno del 3%).

Il potenziale di biometano stimato in 1.009.600.000 Nm^3 /anno al 2020 corrisponde ad un potenziale energetico pari a 1.009.600.000 Nm^3 x 9,6 kWh/m^3 = 9.692.160 MWh/anno; si ipotizza che del biometano disponibile due terzi siano destinati ad un utilizzo termico attraverso l'immissione in rete o l'autoconsumo ed un terzo per produzione di energia elettrica con rendimento di produzione in questo caso del 40%.

[53] Direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009 , che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE.

A seguito delle considerazioni sopra evidenziate **il potenziale avanzato** relativo alla fonte biogas al 2020 è quantificabile in 6.461.440 MWh/anno termici (ktep 555,7) ed in 1.292.288 MWh/anno elettrici (ktep 111,1), **per complessivi 666,8 ktep.**

Il potenziale evidenziato è notevole e costituisce la prima fonte rinnovabile, sia termica che elettrica in Regione Veneto.

Analizzando le richieste di autorizzazione all'esercizio di impianti a biogas presentate in Regione, il tasso di penetrazione della tecnologia nel mercato attuale e la rimodulazione dell'incentivo a favore degli impianti di potenza elettrica minore, si ritiene che il potenziale effettivo elettrico sia realizzabile solo in parte, riducendo del 20% il valore di produzione elettrica indicato. Si ritiene che un valore attendibile del **potenziale base sia pari all'80% del potenziale energetico avanzato per la quota di energia elettrica prodotta, ossia 88,88 ktep**.

Per quanto riguarda la valorizzazione del biometano come fonte di energia termica si ritiene che:

1. la mancanza dei requisiti tecnici per l'immissione del biometano in rete,
2. il continuo rinvio degli incentivi per il biometano,
3. le evidenti difficoltà nel valorizzare la quota di energia termica oltre all'uso interno per gli impianti di produzione di energia elettrica,
4. la durata quindicinale dell'incentivo precedente,
5. i costi degli impianti di upgrading dal biogas al biometano.

potrebbero ritardare lo sviluppo della tecnologia, compromettendone il potenziale. **Si ritiene pertanto che allo stato attuale il potenziale base sia pari al 30% del potenziale avanzato per la quota di energia termica prodotta, ossia 166,71 ktep.**

Pertanto il potenziale base (termico ed elettrico) è pari a 255,6 ktep.

Analisi del potenziale da fonte bioliquidi [54]

Gli oli vegetali sono utilizzati tal quali (olio vegetale puro OVP) per la produzione di energia meccanica, elettrica, termica (bio-combustibili) o per trazione principalmente ad uso agricolo (bio-carburanti), oppure trattati e miscelati al gasolio (bio-diesel) per la distribuzione sulla rete stradale. L'olio vegetale esausto (Used Cooking Oil - UCO) in minor quantità è recuperato per essere utilizzato come bio-carburante.
Le filiere che sono potenzialmente sviluppabili a scala regionale sotto il profilo della sostenibilità energetico-ambientale sono:

- uso dell'olio vegetale puro per produzione di energia in sistemi minicogenerativi col massimo utilizzo dell'energia termica prodotta dall'impianto;
- uso dell'olio vegetale puro per la trazione agricola;
- uso dell'olio vegetale transesterificato, puro o miscelato (bio-diesel), da impiegare nei trasporti stradali;
- uso dell'olio vegetale esausto transesterificato, puro o miscelato (bio-diesel), da impiegare nei trasporti.

Dopo una prima parte dedicata alla ricostruzione dello stato dell'arte in termini di produzione e consumo finale (dati 2010), sono stati ipotizzati scenari di sviluppo e valutato il contributo che, tali filiere potrebbero apportare al sistema energetico regionale per il raggiungimento degli obiettivi relativi alle energie rinnovabili, nel settore elettrico e termico, con marginali considerazioni per il settore dei trasporti.

Colture oleaginose per la produzione di olio vegetale

Il comparto agricolo potenzialmente può svolgere a oggi un ruolo importante nella promozione delle filiere bioenergetiche in quanto rappresenta una potenziale fonte da cui ricavare sia combustibile da impiegare per la produzione di energia elettrica e/o termica sia carburante per i trasporti.
L'impiego energetico di olio vegetale puro può avvenire secondo due modalità:

- da un lato è possibile utilizzarlo tal quale in impianti di cogenerazione (per la produzione di energia elettrica e termica) o in motori diesel di macchine agricole o automezzi opportunamente adattati al suo impiego in seguito all'installazione di un kit di modifica;
- dall'altro è possibile trasformare l'olio vegetale mediante transesterificazione in biodiesel, che può essere utilizzato tal quale o in miscela con carburanti fossili, senza la necessità di dover adottare modifiche ai motori.

La principale coltura oleaginosa per la produzione di olio vegetale puro in Veneto è rappresentata dalla soia. A questa seguono il colza e il girasole; tuttavia quest'ultimo sta riducendo sempre più la sua presenza a causa delle caratteristiche pedo-climatiche che contraddistinguono il territorio regionale.
La necessità di coltivare piante oleaginose in Veneto nasce in primis dall'esigenza di ottenere prodotti da destinare all'alimentazione umana o zootecnica. In particolare tali colture sono attualmente

[54] Elaborazioni a cura di U.P. Energia ed AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali (Massimo Negrin e Valter Francescato).

indirizzate a soddisfare la grande necessità di proteina da destinare al comparto zootecnico, il quale esercita una notevole pressione sul territorio regionale, specie nelle province di pianura.
Il prodotto principale ottenibile dalla spremitura dei semi oleaginosi è costituito da composti proteici (farine di estrazione o panelli proteici) che vengono destinati all'alimentazione zootecnica (in particolare ad allevamenti di bovini e suini). Tale porzione costituisce circa il 70-75% dei prodotti risultanti dalla spremitura: l'olio ottenuto è quindi un sottoprodotto che può essere destinato all'alimentazione umana o, se in eccesso rispetto alle richieste del mercato, essere avviato verso processi di valorizzazione energetica.
L'olio ricavato dalla spremitura di semi oleaginosi coltivati sul territorio regionale, viene per quanto possibile destinato al comparto alimentare fino al soddisfacimento della domanda imposta dal mercato. La porzione di olio vegetale non collocabile sul mercato può essere impiegata per la produzione di energia, che nella maggior parte dei casi si concretizza attraverso l'impiego in sistemi di cogenerazione per la produzione di energia elettrica e termica. Tale processo permette di chiudere una filiera corta per la produzione di energia rinnovabile, attraverso l'utilizzo di una risorsa locale che non comporta l'alterazione degli equilibri di destinazione colturale attualmente in corso.
L'olio che eccede il consumo degli impianti di cogenerazione (CHP) viene destinato alla trasformazione in biodiesel che può essere immesso al consumo nel comparto dei trasporti attraverso la miscelazione con il diesel convenzionale.

Andamento storico delle superfici a colture oleaginose in Veneto

Tra le colture oleaginose la soia è quella nettamente più presente nel territorio veneto, tuttavia, soprattutto negli ultimi anni, sta maturando un rinnovato interesse per il colza, che sta sostituendo la presenza del girasole, coltura non altrettanto idonea a essere prodotta nel territorio veneto (la presenza del girasole è molto più consistente e radicata soprattutto nel centro e sud Italia).
L'interesse rivolto alla valorizzazione energetica dell'olio vegetale puro negli ultimi anni ha spinto molte aziende a investire sempre maggiori superfici alla coltivazione del colza, la quale offre un olio vegetale particolarmente apprezzato per l'ottenimento di biodiesel da miscelare con il gasolio convenzionale. L'olio vegetale puro (OVP) di colza infatti presenta un minore grado di viscosità rispetto a quello di soia e di conseguenza offre un biocarburante che crea meno problemi nei sistemi di iniezione dei motori Diesel.
Come è possibile osservare nei grafici successivi le superfici dedicate alla coltivazione oleaginose (soia, colza e girasole) in Veneto sono variate nell'ultimo decennio da un massimo di quasi 88.000 ha nel 2001 a un minimo di 56.500 ha nel 2008. Oggi la superficie a oleaginose si attesta intorno ai 75.800-76.000 ha.
La soia, eccetto che per il 2008, si è mediamente coltivata in una superficie compresa tra i 70.000 e gli 80.500 ha. Il girasole invece sta registrando, soprattutto nell'ultimo periodo, una forte riduzione passando da più di 3.000 ha nel 2006 a circa 1.500 ha nel 2010. Il colza è la coltivazione che negli ultimi anni ha registrato un maggior incremento, passando da 140 ha coltivati nel 2006 a quasi 4.000 nel 2010 (ISTAT).
I dati ISTAT risultano essere sottostimati rispetto a quelli, più dettagliati, offerti dal dall'Unità Complessa Sistema Informativo Settore Primario e Controllo (SISP) della Regione del Veneto, che verranno quindi utilizzati nelle successive analisi. Il dato ISTAT sarà utile per avere un raffronto sull'andamento delle superfici investite a oleaginose nell'ultimo decennio, poichè il SISP fornisce dati solo dal 2008 al 2010.

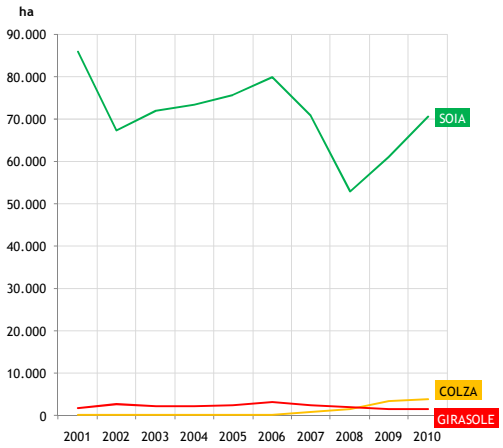


Figura C-41 Superfici (ha) coltivate a soia, colza e girasole dal 2001 al 2010 in Veneto (*Fonte: ISTAT. Elaborazioni AIEL*).

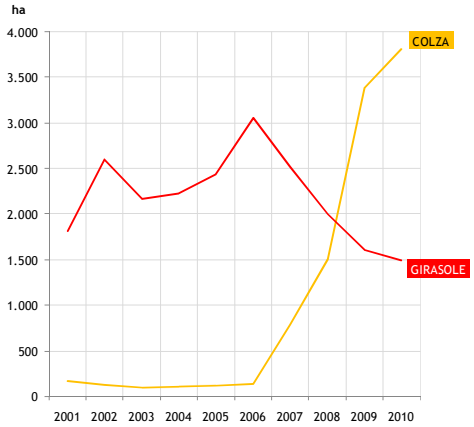


Figura C-42 Superfici (ha) coltivate a colza e girasole dal 2001 al 2010 in Veneto (*Fonte: ISTAT. Elaborazioni AIEL*).

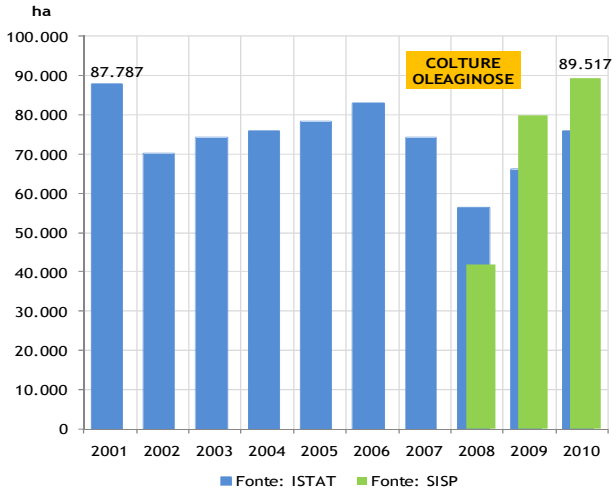


Figura C-43 Superfici (ha) a colture oleaginose (colza, girasole e soia) dal 2001 al 2010 in Veneto (*Fonte: ISTAT e SISP. Elaborazioni AIEL*)

Superfici attualmente coltivate a colture oleaginose in Veneto

Al fine di ottenere le informazioni necessarie a definire lo stato dell'arte dettagliato relativamente all'attuale presenza di colture oleaginose in Veneto è stata consultata la banca dati gestita dall'Unità Complessa Sistema Informativo Settore Primario e Controllo (SISP) della Regione del Veneto. Tale banca dati raccoglie i fascicoli aziendali delle aziende agricole in Veneto che presentano la Domanda Unica per ricevere i contributi dalla Comunità Europea relativi alle colture annualmente dichiarate, come riportato in Tabella C-91.
Attraverso l'elaborazione dei dati ottenuti dal SISP è stato possibile fare una stima delle superfici in Veneto attualmente investite a colture oleaginose dei prodotti risultanti dalla spremitura delle sementi ottenute. L'obiettivo è stato quello di ottenere una stima relativa alla capacità produttiva di olio vegetale in Veneto, potenzialmente destinabile al comparto energetico. Si precisa che tale quantitativo di OVP è calcolato al netto del quantitativo necessario a soddisfare il fabbisogno di olio vegetale a uso alimentare.
Nel 2008 le superfici coltivate a oleaginose in Veneto ammontavano a 42.015 ha nel 2008 (39.219 ha a soia, 1.869 ha a colza e 926 a girasole) , per crescere fino a 79.771 ha nel 2009 (72.532 ha a soia, 6.065 ha a colza e 1.175 a girasole) e a 89.518 ha nel 2010 (81.524 ha a soia, 6.561 ha a colza e 1.433 a girasole) (fonte: SISP).
La coltivazione della soia è preponderante nel territorio veneto rispetto a quella del colza e girasole; questo fenomeno è legato a diverse motivazioni, tra cui:

- il valore di mercato della granella che, tendenzialmente nel lungo periodo, è più alto per la soia rispetto a quello delle altre due colture;
- appetibilità dell'olio estratto, destinato all'alimentazione umana;
- maggiore resa colturale, pari a 3,86 t di granella/ha per la soia contro le 3,29 t/ha del colza e 2,75 t/ha del girasole, secondo dati ISTAT nel 2010 in Veneto;
- stabilità e appetibilità della parte di prodotto della spremitura destinato all'alimentazione zootecnica, ovvero delle farine o panelli da destinare al comparto zootecnico.

		BL	PD	RO	TV	VE	VI	VR	TOTALE	Incremento %
2008	**Colza**		321	342	137	304	170	595	1.869	
	Girasole		97	90	3	2	28	706	926	
	Soia		3.720	9.406	6.294	14.662	1.185	3.953	39.219	
	TOTALE	0	4.138	9.838	6.434	14.968	1.383	5.254	42.015	
2009	**Colza**	4	1.199	1.506	617	1.014	303	1.423	6.065	225%
	Girasole		28	97	2	16	61	969	1.175	27%
	Soia	14	8.192	14.287	11.772	28.331	3.140	6.796	72.532	85%
	TOTALE	17	9.419	15.890	12.391	29.361	3.505	9.189	79.771	90%
2010	**Colza**	5	1.553	1.714	745	855	368	1.322	6.561	8%
	Girasole		153	79	2	40	55	1.105	1.433	22%
	Soia	5	10.414	17.099	12.561	30.004	4.039	7.401	81.524	12%
	TOTALE	10	12.119	18.892	13.308	30.899	4.461	9.828	89.518	12%

Tabella C-91 Superfici a colza, girasole e soia dal 2008 al 2010 ripartite per provincia e incremento annuo (*Fonte: SISP. Elaborazioni AIEL*).

Nella tabella a seguire si riportano le elaborazioni dei dati estratti dai dati messi a disposizione dall'ISTAT, relativi alle superfici investite a oleaginose in Veneto. In particolare è stata eseguita la stima delle tonnellate di granella ritraibile dalle superfici dedicate e la quantità di olio vegetale puro ritraibile dalla spremitura dei semi.

La resa colturale in granella è stata considerata pari a 3 t/ha per le superfici a colza e girasole. Per la soia invece è stato considerato un valore di 3,8 t di seme/ha, in vista della maggiore stabilità nel tempo delle rese offerte da questo tipo di coltura nel territorio veneto.

I dati vengono riportati in forma estrapolata per provincia e aggregata a livello regionale.

STATO DELL'ARTE in Veneto			**BL**	**PD**	**RO**	**TV**	**VE**	**VI**	**VR**	**Totale**
2010	**Colza**	**ha**	5	1.553	1.714	745	855	368	1.322	6.561
		t seme/ha								3,00
		t seme	15	4.659	5.141	2.234	2.566	1.103	3.966	19.683
		t OVP/t seme								0,35
		t OVP	5	1.630	1.799	782	898	386	1.388	6.889
	Girasole	**ha**		153	79	2	40	55	1.105	1.433
		t seme/ha								3,00
		t seme	0	458	238	6	119	164	3.314	4.298
		t OVP/t seme								0,35
		t OVP	0	160	83	2	42	57	1.160	1.504
	Soia	**ha**	5	10.414	17.099	12.561	30.004	4.039	7.401	81.524
		t seme/ha								3,80
		t seme	20	39.572	64.977	47.733	114.015	15.347	28.125	309.789
		t OVP/t seme								0,35
		t OVP	7	13.850	22.742	16.706	39.905	5.371	9.844	108.426
	Totale	**ha**	10	12.119	18.892	13.308	30.899	4.461	9.828	89.518
		t seme	35	44.688	70.356	49.973	116.700	16.614	35.404	333.770
		t OVP	12	15.641	24.625	17.490	40.845	5.815	12.392	116.820

Tabella C-92 Superfici investite a oleaginose in Veneto distinte per provincia e tipo di coltura nel 2010. *(Fonte: ISTAT. Elaborazioni AIEL).*

Il Veneto nel 2010 è stato in grado di offrire un quantitativo di olio vegetale proveniente da colture oleaginose dedicate pari a 116.820 t, ottenute dalla spremitura di 333.770 t di seme (considerando un'efficienza di estrazione chimica dell'olio di tipo industriale pari al 35% in peso), prodotto da 89.571 ha.

La produzione di bioliquidi dal comparto agricolo

Analizzando la situazione dell'olio vegetale su scala regionale è stata svolta un'indagine presso Cereal Docks di Camisano Vicentino (VI), che risulta essere il più importante impianto in Veneto per la produzione industriale di olio vegetale e biodiesel da semi oleaginosi. Questa azienda stipula contratti con la maggior parte dei produttori di oleaginose in forma diretta o attraverso il coinvolgimento di consorzi agricoli. Si è quindi deciso di coinvolgere tale azienda nell'indagine, proprio per la visione globale che questa possiede in merito alla situazione attuale dei bioliquidi nel contesto regionale. La principale attività di questa azienda ricade nella produzione e vendita di olio vegetale da destinare al comparto alimentare. La quota di olio che rimane non collocabile sul mercato alimentare viene destinata alla valorizzazione energetica attraverso l'impiego in motori statici per la cogenerazione o per mezzo della trasformazione in biodiesel da miscelare con i carburanti convenzionali. Nel box seguente si riportano alcune informazioni più dettagliate relative al caso in questione.

Case study: Cereal Docks

Cereal Docks è La più importante azienda veneta che acquista semi oleaginosi e li trasforma in olio vegetale puro e biodiesel. L'azienda produce annualmente un quantitativo pari a 120.000-130.000 t di olio vegetale, con una capacità produttiva di 250.000 t. Il volume di olio prodotto è attualmente così distribuito:

- 60.000 t di olio vengono destinate ad uso alimentare
- 60-70.000 t di olio vengono destinate all'utilizzo energetico. Di queste:
    - 20.000 t di OVP rientrano nella filiera e vengono impiegate negli impianti di cogenerazione gestiti e utilizzati dall'azienda Cereal Docks;
    - 40-50.000 t vengono trasformate in biodiesel e cedute alle raffinerie petrolifere, in particolare a ENI, attraverso tubazioni dirette che vanno dall'impianto di produzione di biodiesel di Marghera Bunge alla raffineria.

Il biodiesel viene prodotto in parte nell'impianto di Camisano Vicentino in parte nell'impianto di Marghera Bunge.

Cereal Docks inoltre acquistata annualmente circa 30.000 t di OVP, di cui circa 3.000 da un oleificio veneto (Oleificio Medio Piave, situato a Fontanelle in provincia di TV).

Cereal Docks è in sostanza orientata a costituire una filiera energetica locale: l'OVP prodotto dallo stabilimento viene interamente impiegato in impianti di cogenerazione che permettono la produzione di energia elettrica da fonti locali e lo sfruttamento dell'energia termica negli impianti utilizzati per la trasformazione della granella e dell'olio.

Le sementi per la produzione di OVP destinato al reimpiego nei propri impianti di cogenerazione hanno provenienza regionale, mentre tutte le altre sementi (per la produzione di biodiesel o olio alimentare) hanno provenienza nazionale o regionale.

Gli stabilimenti petroliferi di ENI utilizzano annualmente 70-80.000 t di biodiesel (attualmente miscelato al 3,5% con gasolio. Trend in aumento dello 0,5% ogni anno); ipoteticamente potrebbe utilizzare esclusivamente tutto il biodiesel producibile da Cereal Docks se tutto l'olio (ad esclusione di quello alimentare) venisse destinato alla produzione di biodiesel (40-50.000 di propria produzione e 30.000 prodotto con olio acquistato).

Cereal Docks gestisce attualmente 5 impianti di cogenerazione:

- Camisano Vicentino: 1 impianto da 5 MW
- Marghera – deposito biocarburanti: 2 impianti da 500 kW
- Marghera Bunge – 1 impianto da 500 kW
- Portogruaro: 1 impianto da 7 MW

Cereal Docks stima che di tutta la produzione di oleaginose in Veneto, il 90% è costituita da soia e il 10% da colza (l'ultima annata è stata penalizzata dall'andamento climatico e dal mercato instabile); Il girasole è pressoché attualmente inesistente.

A livello nazionale le superfici destinate a colture oleaginose sono attualmente 250-270.000 ha (in crescita del 10% nel 2011 rispetto al 2010). Si potrebbe crescere nel breve periodo fino al raggiungimento di 310-320.000 ha: 200.000 ha a soia, 100.000 ha a girasole e 10-20.000 ha a colza (aumento del 18-20% ca.)

Il biodiesel di colza è prodotto quasi esclusivamente in inverno (biodiesel di maggiore qualità e minore viscosità che comportano minori problematiche dovute al malfunzionamento dei motori), quello da soia viene prodotto e distribuito preferibilmente nel resto dell'anno

Prezzi attuali della materia:

Semi oleaginosi:

colza: 440 €/t
soia: 390 €/t
girasole: 380 €/t
OVP: 950 €/t
Biodiesel: 1020-1030 €/t
Considerazioni
La situazione relativa alle colture oleaginose è attualmente mossa dalla grande necessità di proteina da destinare al comparto zootecnico. Tutto l'olio ottenuto dalla spremitura dei semi viene per quanto possibile destinato al comparto alimentare (fino al soddisfacimento della domanda), la restante parte viene impiegata a scopi energetici (OVP o biodiesel), con priorità alla filiera corta dell'OVP e al soddisfacimento della domanda degli impianti di cogenerazione (in questo caso in gestione a Cereal Docks).

Cereal Docks riesce a immettere nel mercato regionale un quantitativo di olio alimentare pari a circa 60.000 tonnellate, circa il 60% dell'olio commestibile complessivo commercializzato in Veneto secondo il CONOE che stima un consumo annuo procapite di circa 23 kg di olio (comprensivo di tutto l'olio presente all'interno degli alimenti provenienti non necessariamente dal contesto regionale).
Decurtando la quota di olio alimentare dal volume complessivo di olio ottenibile a livello regionale (116.820 t) si ottengono circa 56.820 t di OVP potenzialmente destinabili all'impiego energetico, senza quindi intaccare i fabbisogni legati all'alimentazione umana.
L'OVP destinato al comparto energetico può venire in parte utilizzato tal quale in impianti di cogenerazione oppure come biodiesel.

OVP in Veneto (stato dell'arte 2010)			**SOIA**			**ALTRO (colza e girasole)**		
Resa di spremitura (%OVP)		**0,35**	**resa colturale (t/ha)**		**3,80**	**resa colturale (t/ha)**		**3,00**
	t OVP	**ha**	**ton OVP**	**ton seme**	**ha**	**ton OVP**	**ton seme**	**ha**
Totale OVP prodotto	116.820	89.517	108.426	309.789	81.524	8.393	23.981	7.994
OVP alimentare	60.000		60.000	171.429	45.113			
OVP energetico	56.820		48.426	138.361	36.411	8.393	23.981	7.994
OVP CHP	20.000		20.000	57.143	15.038			
Biodiesel	36.820		28.426	81.218	21.373	8.393	23.981	7.994

Tabella C-93 Diverse possibili destinazioni di olio vegetale puro proveniente da colture oleaginose in Veneto *(fonte: ISTAT. Elaborazioni AIEL).*

Secondo le informazioni fornite dall'azienda Cereal Docks, l'OVP non destinabile all'alimentazione viene utilizzato in modo prioritario negli impianti di cogenerazione per la produzione di energia elettrica ed il recupero di energia termica nei propri impianti. L'olio vegetale utilizzato in questo tipo di filiera corta di produzione energetica è completamente di provenienza regionale. Si stima quindi che l'OVP tal quale da utilizzare in questi impianti corrisponda a circa 20.000 t.

Comparto agricolo e produzione energetica da colture oleaginose

Dall'analisi dei dati in precedenza esposti deriva che:

- in Veneto sono coltivati (dati 2010) 89.518 ha a colture oleaginose, di questi 6.561 sono coltivati a colza, 1.433 a girasole e 81.524 a soia;
- tali superfici sono in grado di offrire circa 333.800 t di sementi, che permettono di ottenere circa 116.800 t di olio vegetale puro (OVP), da destinare agli usi alimentari umani e alla valorizzazione energetica e 217.000 t di estratti proteici (panelli o farine di estrazione) da destinare al comparto dell'alimentazione zootecnica (feed);
- detratto il quantitativo di OVP destinato al settore food, il quantitativo di olio da valorizzare come fonte energetica rinnovabile pari a più di 56.800 t è attualmente così destinato: 20.000 t utilizzato

tal quale per l'alimentazione di impianti di CHP (produzione di energia elettrica e in parte calore) e circa 36.800 trasformato in biodiesel per l'impiego come biocarburante miscelato con diesel convenzionale;

- le 20.000 t di olio proveniente dal comparto agricolo con contenuto energetico pari a 206 GWh, se utilizzato in impianti di cogenerazione è in grado di produrre circa 185 GWh (15,9 ktep) di cui 72 GWhe elettrici e 113 GWht termici, considerando il potere calorifico inferiore medio dell'olio vegetale pari a 10,3 kWh/kg come indicato nella direttiva 2009/28/CE (p.c.i. 37 MJ/kg) e rendimenti elettrici e termici rispettivamente del 35% e 55%.

Consumi energetici di riferimento in Veneto (dati 2010)

In Veneto sono consumati (elaborazioni ARPAV):
31.736 GWhe di energia elettrica (2.729 ktep)
6.042 ktep di energia termica
3.111 ktep per i trasporti
in Veneto attualmente l'OVP destinato alla cogenerazione è in grado di produrre circa 72 Gwhe (6,2 ktep), su un potenziale max degli impianti installati pari a 135 GWhe (18 MW*7.500 ore/anno);
come possibile destinazione dei biocarburanti in Veneto sono da considerare gli autobus pubblici ed i mezzi agricoli da trazione, che rispettivamente hanno un consumo annuo in Veneto pari a 37 ktep e 154 ktep.

L'impiego di OVP in impianti per la produzione di energia

Da informazioni in possesso di AIEL, da quelle raccolte presso aziende che operano nel territorio Veneto (es. Cereal Docks) e dai dati relativi agli impianti cofinanziati dalla Regione del Veneto con il Docup 2000-2006 e nell'ambito della L.R. 25/2000, risulta che in Veneto sono attualmente presenti 10 impianti alimentati a bioliquidi (tutti alimentati da olio vegetale puro) con una potenza elettrica di 18 MWe. Quasi tutti questi impianti sono impiegati per la cogenerazione, quindi parte dell'energia termica disponibile viene utilizzata, tuttavia risulta difficile determinare l'esatto ammontare dell'energia termica prodotta in cogenerazione ed utilizzata. Attualmente risulta installato solamente un impianto per l'esclusiva produzione di energia termica, con una potenza di 114 kW.

Comune	**kWe**
Conselve (PD)	4.000
Abano Terme (PD)	150
Arqua' Petrarca (PD)	60
Due Carrare (PD)	60
San Giovanni Ilarione (VR)	250
Camisano Vicentino (VI)	5.000
Marghera (VE)	500
Marghera (VE)	500
Marghera Bunge (VE)	500
Portogruaro (VE)	7000
TOTALE	**18.020**

Tabella C-94 Impianti di cogenerazione alimentati a olio vegetale puro in Veneto. Si riporta la potenza elettrica installata (kWe) *(fonte: Cereal Docks, Docup 2000-2006 e AIEL)*.

Ipotizzando che mediamente ogni impianto per la produzione di energia abbia un funzionamento annuo di circa 5.000 ore e che il consumo di biocombustibile ammonti a circa 0,27 t di OVP/MWh_e

prodotto, si stima che in Veneto annualmente siano consumati dai suddetti impianti circa 24.327 t di OVP.
L'attuale potenza installata degli impianti a bioliquidi è in grado di produrre al max energia elettrica pari a circa 135 Gwh_e.

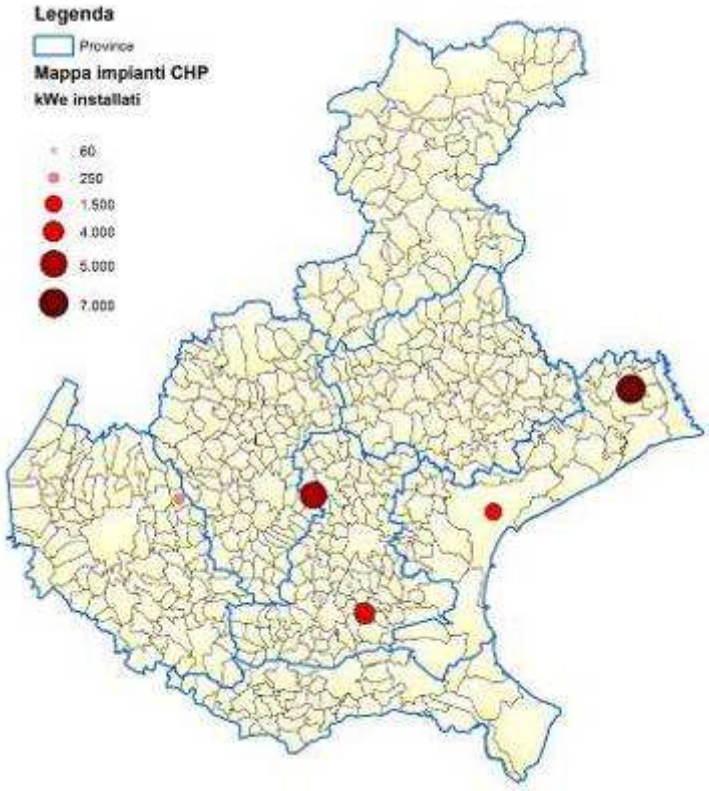


Figura C-44 Mappa degli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a OVP in *(fonte: Cereal Docks, Docup 2000-2006 e AIEL)*.

Considerazioni

La produzione e l'uso di olio vegetale puro come biocarburante da impiegare in agricoltura, comportano indubbiamente una serie di vantaggi interessanti per il settore agricolo.
La qualità del prodotto è indubbiamente un requisito fondamentale al quale fa capo la sostenibilità della filiera: senza l'adesione agli standard imposti dalla norma DIN V 51605 non è possibile accedere alle forme di garanzia offerte dalle case costruttrici che le prevedono.
L'impiego di questo biocarburante in agricoltura offre inoltre un contributo alla sicurezza negli approvvigionamenti di energia da fonti rinnovabili, incentivando la produzione locale direttamente all'interno delle aziende agricole (singole o associate). In un momento particolarmente delicato per il settore agricolo, come quello attuale, l'impiego di olio vegetale come fonte energetica alternativa può contribuire massimizzare il profitto per l'imprenditore, che inoltre avrebbe la possibilità di utilizzare il prodotto di scarto della produzione dell'olio vegetale puro (il panello proteico) come mangime per l'alimentazione zootecnica (bovini, suini).
In questo contesto risulta quindi fondamentale gestire la produzione di energia da OVP in un quadro di filiera più ampio e considerare le reali necessità dei vari comparti che la costituiscono. Risulta necessario quindi tenere conto dei fabbisogni alimentari umani (consumo di olio) e zootecnici (consumo di panello o farina proteica), che possono integrarsi perfettamente con la valorizzazione

energetica dell'olio vegetale. L'olio infatti, in termini di resa, può essere considerato un sottoprodotto della spremitura del seme.
Tra i limiti e le complessità legate all'impiego dell'olio tal quale in motori agricoli si registrano due principali ostacoli:
il primo e fondamentale problema di carattere normativo: non esiste a oggi una normativa precisa e definitiva relativa alla gestione fiscale e quindi all'impiego di questo biocarburante, attualmente sottoposto ad una tassazione pari a quella del gasolio convenzionale
il secondo legato a questioni di fluttuazione imprevedibile delle quotazioni di mercato. Attualmente sussiste una non convenienza all'utilizzo rispetto al gasolio tradizionale e quindi non possono esistere i margini di sviluppo per questo impiego.

Problematiche legate all'andamento imprevedibile dei prezzi dell'OVP

Gli incentivi alla produzione di energia elettrica da biomasse stanno attirando l'attenzione degli operatori del settore sull'andamento di mercato dei semi oleaginosi e dell'olio vegetale. La volatilità dei prezzi di mercato è strettamente legata al settore dei biocarburanti (olio vegetale puro e biodiesel) e quindi alla buona riuscita degli investimenti che ruotano attorno a tutto il settore.
Attualmente in Italia l'uso dell'OVP è di fatto consentito solo per la produzione di energia elettrica e termica, in quanto l'utilizzo dell'olio tal quale in motori per la trazione non è ancora definito in maniera chiara dal quadro normativo. E' quindi all'interno del segmento della produzione di energia elettrica che ricadono i maggiori interessi, spinti in particolare dai cospicui incentivi rivolti a questo comparto.
Tale incentivazione ha quindi portato, soprattutto nell'ultimo periodo, ad alcune distorsioni di mercato che sono state la causa di un repentino innalzamento dei prezzi della materia prima (semi oleaginosi) e degli oli vegetali.
Di seguito si riporta l'andamento dei prezzi di semi oleaginosi e oli vegetali verificatosi nelle annate 2009-10 e 2010-11.

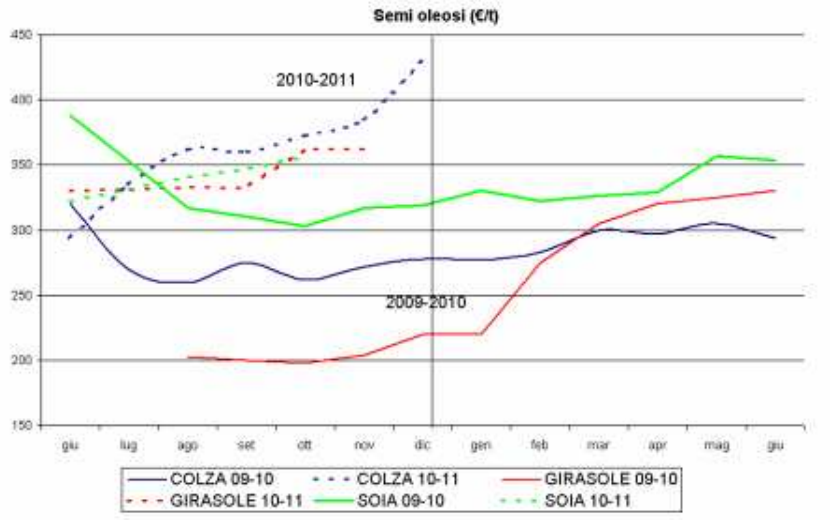


Figura C-45 Andamento dei prezzi dei semi di colza, girasole e soia *(fonte: elaborazioni AIEL)*

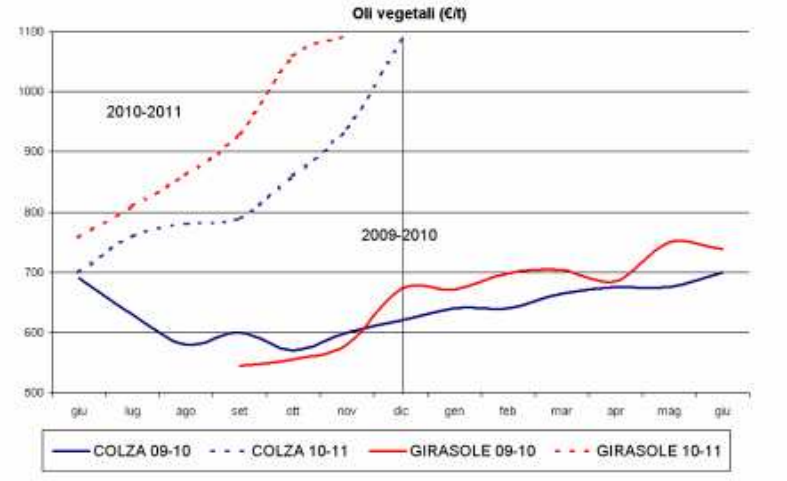


Figura C-46 Andamento dei prezzi dell'olio vegetale di colza, girasole e soia *(fonte: elaborazioni AIEL).*

Risulta evidente che in una situazione così instabile, dove il prezzo dell'olio vegetale è variato da un valore di 550€ nel mese di settembre 2009 a un valore di 1.100 € nel mese di dicembre, vengono compromessi gli investimenti in atto e quelli in previsione.
Nell'ambito della cogenerazione a OVP questa è stata la prima causa dell'interruzione dell'attività di molti impianti. In un quadro così distorto e imprevedibile viene meno la possibilità prevedere dei piani d'azione per lo sviluppo della filiera dell'olio e quindi anche la fiducia da parte delle aziende agricole coinvolte nella produzione e impiego della materia prima.
Si pone la necessità di trovare delle formule politiche e di mercato che diano la possibilità di stabilizzare i prezzi delle materie, agevolando per esempio la strutturazione di accordi di filiera oppure adeguando le forme di contribuzione pubblica per la produzione di energia elettrica in modo da non creare le distorsioni di mercato verificatesi negli ultimi mesi.
I panelli proteici, nonostante il significativo innalzamento dei prezzi di sementi e olio, non hanno subito lo stesso andamento, in quanto si trovano ad essere maggiormente legati al mercato dei prodotti destinati all'alimentazione zootecnica.

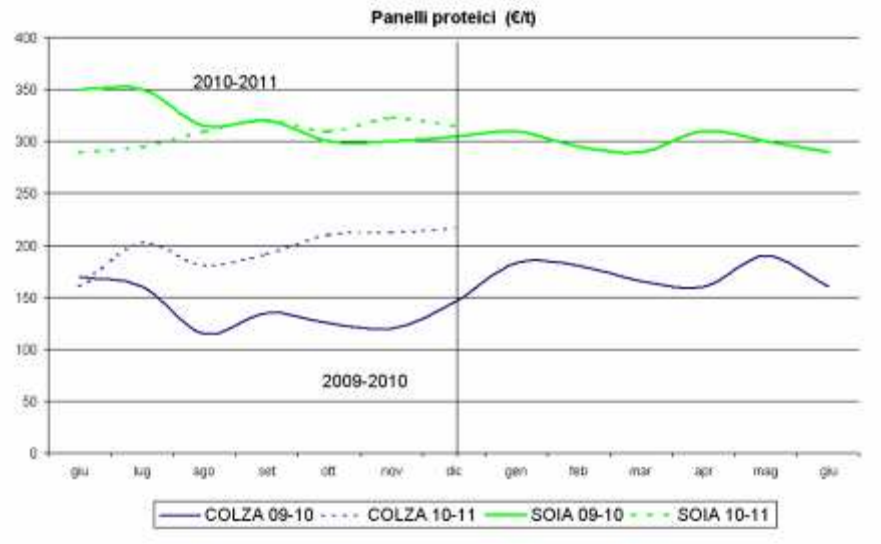


Figura C-47 Andamento dei prezzi dei panelli proteici di colza e soia *(fonte: elaborazioni AIEL).*

Potenzialità dei bioliquidi del comparto agricolo

Nel calcolo delle potenzialità del sistema agricolo di offrire prodotti da destinare alla produzione di bioliquidi sono stati presi in considerazione i dati storici relativi alle superfici agricole in Veneto destinate a colture oleaginose e le informazioni recepite presso aziende operanti nella filiera dei bioliquidi ad uso energetico.
Le aziende del settore riferiscono che nel medio termine non si potrà avere un cospicuo incremento delle superfici investite a colture oleaginose da destinare alla produzione di biocarburanti o biocombustibili per due principali motivi:

- aspetti normativi che non agevolano la produzione e il consumo di biocarburanti, specie per l'utilizzo nei trasporti. [55]
- andamento dei prezzi di mercato che impedisce di fare previsioni certe per il futuro, anche a breve termine. Questa situazione negli ultimi anni ha costretto diversi impianti a bloccare l'attività di produzione di energia elettrica e termica a causa dei prezzi troppo alti della materia prima (fine 2010 e inizio 2011).

Nella realtà nazionale e veneta, secondo gli operatori del settore, si può quindi auspicare a un incremento della superficie destinata a colture oleaginose pari a circa il 18-20% rispetto alla destinazione attuale.
Un incremento di superficie inteso in questi termini non andrebbe a compromettere gli equilibri delle attuali destinazioni colturali (food e no food).
Prevedendo quindi un incremento del 20% rispetto alla situazione attuale (89.518 ha) ci si potrebbe spingere fino ad una produzione di OVP pari a 135.618 t.
Secondo fonti ISTAT nel 2001 si raggiungevano 87.787 ha a oleaginose, mentre per il 2010 la stessa fonte riporta un dato di circa 75.000 ha, contro i quasi 90.000 riportati dal SISP per il 2010. E' evidente che siamo di fronte a un dato sottostimato da parte dell'ISTAT, il SISP infatti riporta un valore più alto di circa il 20%. E' quindi presumibile che incrementando il valore attuale di superficie a oleaginose riportato dal SISP (89.518) del 20%, si possa essere molto vicini ai valori reali di superficie presenti in Veneto nel 2001 (dato SISP del 2001 non disponibile).
Si può quindi affermare che presumibilmente un valore intorno ai 107.000 ha possa essere una soglia potenzialmente e ragionevolmente raggiungibile in Veneto nel prossimo decennio.
Nelle elaborazioni successive è stato ipotizzato che l'OVP prodotto da tale incremento di superficie venga interamente destinato all'uso energetico, ritenendo il fabbisogno di olio a uso alimentare al 2020 ancora soddisfatto dall'attuale produzione (60.000 t di OVP).
Inoltre si è ipotizzato di destinare l'incremento di superficie alla coltivazione del colza.
L'incremento del 20% di superficie ipotizzato è stato ridistribuito omogeneamente per ogni provincia, quindi a ogni provincia è stato assegnato un incremento di superficie pari al 20% rispetto alla superficie attualmente (2010) destinata a colture oleaginose.

[55] In particolare i problemi sono legati alla riduzione del contingente agevolato per le accise nell'impiego del biodiesel e all'instabile e non ancora definita situazione legata all'impiego dell'OVP nella trazione agricola;

Di seguito si riportano i risultati delle elaborazioni.

POTENZIALITA' in Veneto			BL	PD	RO	TV	VE	VI	VR	Totale
2020	Altre (colza e girasole)	ha	16	5.525	5.809	2.419	2.899	1.369	7.861	25.897
		t seme/ha								3,00
		t seme	47	16.575	17.426	7.256	8.698	4.106	23.582	77.691
		t OVP/t seme								0,35
		t OVP	17	5.801	6.099	2.540	3.044	1.437	8.254	27.192
	Soia	ha	5	10.414	17.099	12.561	30.004	4.039	7.401	81.524
		t seme/ha								3,80
		t seme	20	39.572	64.977	47.733	114.015	15.347	28.125	309.789
		t OVP/t seme								0,35
		t OVP	7	13.850	22.742	16.706	39.905	5.371	9.844	108.426
	Totale	**ha**	**21**	**15.939**	**22.908**	**14.980**	**32.903**	**5.407**	**15.262**	**107.421**
		t seme	**67**	**56.147**	**82.404**	**54.989**	**122.713**	**19.453**	**51.707**	387.481
		t OVP	24	19.652	28.841	19.246	42.950	6.809	18.098	**135.618**

Tabella C-95 Superfici potenzialmente destinabili a colture oleaginose in Veneto distinte per provincia e tipo di coltura *(fonte: elaborazioni AIEL)*

L'incremento di superficie porta all'ottenimento di una quota di OVP che può essere destinato o alla produzione di energia tramite l'impiego dell'olio tal quale o alla produzione di biodiesel dopo la successiva transesterificazione.

Sono quindi stati valutati due diversi scenari di riferimento relativi ai prodotti ottenibili dal comparto agricolo:

- **ipotesi I**, dove il surplus di OVP rispetto alla situazione attuale viene destinato alla produzione di biodiesel destinato ai trasporti (oltre al soddisfacimento dei fabbisogni attuali degli impianti di cogenerazione);
- **ipotesi II**, dove il surplus rispetto all'attuale viene destinato alla produzione di energia in impianti di cogenerazione o per la trazione agricola attraverso l'utilizzo dell'olio tal quale.

Di seguito vengono descritti i due diversi scenari ipotetici:

Ipotesi I

Questo scenario prevede una distribuzione proporzionale dell'utilizzo dell'OVP. Una parte alimenta gli impianti per la produzione di energia, raddoppiando l'attuale quantità (40.778 t); la parte restante viene destinata alla trasformazione in biodiesel da impiegare nei trasporti (34.840 t). Si precisa che tutto l'OVP possibile proveniente dal colza, viene destinato alla produzione di biodiesel. La soia viene prioritariamente destinata alla produzione di olio alimentare o alla produzione di energia in impianti di CHP.

OVP in Veneto (potenzialità del sistema)			SOIA			ALTRO (colza e girasole)		
Resa di spremitura (%OVP)		0,35	resa colturale (t/ha)		3,80	resa colturale (t/ha)		3,00
	t OVP	ha	ton OVP	ton seme	ha	ton OVP	ton seme	ha
Totale OVP prodotto	**135.618**	107.421	108.426	309.789	81.524	27.192	77.691	25.897
OVP alimentare	60.000		60.000	171.429	45.113			
OVP energetico	75.618		48.426	138.361	36.411	27.192	77.691	25.897
OVP CHP	40.778		40.778	116.507	30.660			
Biodiesel	34.840		7.648	21.854	5.751	27.192	77.691	25.897

Tabella C-96 Destinazione dell'OVP prodotto in Veneto. Scenario potenziale, Ipotesi I *(fonte: elaborazioni AIEL).*

		t		litri		MWh	ktep
		Parziale	**Totale**	**Parziale**	**Totale**		
Comparto agricolo	**OVP**	**40.778**	40.778	44.323.912	44.323.912	**378.012**	**32**
	biodiesel	34.840	41.502	39.591.720	47.161.750		31
Comparto recupero UCO		6.662		7.570.030			12
TOTALE		82.280		91.485.662			Tot. biocarb. 43

Tabella C-97 Volumi e valori energetici ottenibili dall'impiego dell'olio vegetale *(fonte: elaborazione dati AIEL).*

Dalla destinazione energetica ottenibile con questo tipo di scenario I sarebbe possibile ottenere un valore energetico complessivo pari a circa 378 GWh (32 ktep) di produzione di energia elettrica e termica in impianti CHP e 43 ktep per l'impiego di biodiesel nel settore dei trasporti.

Ipotesi II

In questo scenario si ipotizza che tutto l'OVP prodotto dalle colture oleaginose venga impiegato in impianti di cogenerazione.

OVP in Veneto (potenzialità del sistema)			SOIA			ALTRO (colza e girasole)		
Resa di spremitura (%OVP)		0,35	resa colturale (t/ha)		3,80	resa colturale (t/ha)		3,00
	t OVP	ha	ton OVP	ton seme	ha	ton OVP	ton seme	ha
Totale OVP prodotto	135.618	107.421	108.426	309.789	81.524	27.192	77.691	25.897
OVP alimentare	60.000		60.000	171.429	45.113			
OVP energetico destinato a CHP	75.618		48.426	138.361	36.411	27.192	77.691	25.897

Tabella C-98 Destinazione dell'OVP prodotto in Veneto. Scenario potenziale, Ipotesi II *(fonte: elaborazioni AIEL).*

		t	litri	MWh	ktep
Comparto agricolo	OVP	75.618	82.193.726	700.979	60

Tabella C-99 Volumi e valori energetici ottenibili dall'impiego dell'olio vegetale (*fonte: elaborazioni AIEL*).

Dalla destinazione energetica ottenibile con questo tipo di scenario II sarebbe possibile ottenere un valore energetico complessivo pari a circa 701 GWh (60 ktep) di produzione di energia elettrica e termica in impianti di CHP.

Potenziale energetico al 2020 da Olio vegetale

Considerando le ipotesi I e II in precedenza descritte, l'incremento di produzione al 2020 di energia da olio vegetale rispetto al 2010 è il seguente:

1. **IPOTESI 1**. 16 ktep di energia (elettrica e termica) nell'ipotesi I
2. **IPOTESI 2**. 28 ktep di energia (elettrica e termica) nell'ipotesi II

GLOSSARIO

accertamento	l'insieme delle attività di controllo pubblico diretto ad accertare in via esclusivamente documentale che il progetto delle opere e gli impianti siano conformi alle norme vigenti e che rispettino le prescrizioni e gli obblighi stabiliti	D.Lgs. 192/2005
ACS	Acqua Calda Sanitaria	---
attestato di prestazione energetica dell'edificio	documento, redatto nel rispetto delle norme contenute nel presente decreto e rilasciato da esperti qualificati e indipendenti che attesta la prestazione energetica di un edificio attraverso l'utilizzo di specifici descrittori e fornisce raccomandazioni per il miglioramento dell'efficienza energetica	D.Lgs.192/2005
attestato di qualificazione energetica	documento predisposto ed asseverato da un professionista abilitato, non necessariamente estraneo alla proprietà, alla progettazione o alla realizzazione dell'edificio, nel quale sono riportati i fabbisogni di energia primaria di calcolo, la classe di appartenenza dell'edificio, o dell'unità immobiliare, in relazione al sistema di certificazione energetica in vigore, ed i corrispondenti valori massimi ammissibili fissati dalla normativa in vigore per il caso specifico o, ove non siano fissati tali limiti, per un identico edificio di nuova costruzione	D.Lgs.192/2005
autorità competente	autorità responsabile dei controlli, degli accertamenti e delle ispezioni o la diversa autorità indicata dalla legge regionale, come indicato all'art. 283, comma 1, lettera i) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152	D.Lgs.192/2005
BAT	Best Available Technology	---
BAU	Business As Usual (scenario tendenziale)	---
BER	Bilancio Energetico Regionale	---
biocarburanti:	carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa;	D.Lgs. 28/2011
bioenergie	insieme di biomasse (rifiuti urbani biodegradabili e altre biomasse), biogas e bioliquidi. Le biomasse in normativa vengono definite come la "Frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura , gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani" (Decreto Legislativo 28/2011)	"Rapporto Statistico 2011: impianti a fonti rinnovabili" di GSE S.p.A.
bioliquidi:	combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa;	D.Lgs. 28/2011
biomassa:	la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani;	D.Lgs. 28/2011
C.A.R.	Cogenerazione ad Alto Rendimento: La Cogenerazione ad Alto Rendimento è la produzione di energia elettrica/meccanica e termica che rispetti precisi vincoli in termini di risparmio energetico.	D.Lgs. 20/2007, D.M. 4 agosto 2011.
C.D.R.	Combustibile Derivato dai Rifiuti	D.Lgs. 22/1997 D.M. 5 febbraio 1998
certificato bianco o Titolo di Efficienza Energetica:	titolo emesso dal Gestore del Mercato Elettrico a fronte di risparmi energetici verificati e certificati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas . Si tratta di un sistema innovativo per promuovere interventi di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali	DD.MM. 20 luglio 2004
certificazione energetica dell'edificio	complesso delle operazioni svolte dai soggetti di cui all'articolo 4, comma 1-bis per il rilascio dell'attestato di prestazione energetica e delle raccomandazioni per il miglioramento della prestazione energetica	D.Lgs.192/2005

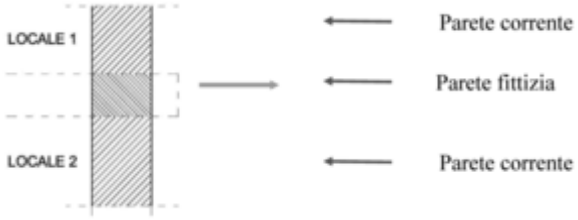
	dell'edificio	
CFL	Consumi Finali Lordi	---
CHP	(Combined Heat and Power). Produzione combinata di energia elettrica e termica.	---
cippato:	legno di diverse dimensioni, ridotto in scaglie, ottenuto per mezzo di macchine chiamate cippatrici. Si ottiene dalla sminuzzatura di alberi interi, tronchi, ramaglia, scarti di potatura o dell'industria di prima trasformazione. La specie legnosa di partenza può essere di qualunque tipo. Il cippato deve essere poi stoccato e posto a maturazione allo scopo di ottenerne l'essiccazione. La qualità del cippato è definita dalla norma UNI EN 14961-4. Il cippato A, di miglior qualità, proviene da scarto legnoso; il cippato B, di peggior qualità, proviene da cimali e ramaglia.	---
cliente finale:	persona fisica o giuridica che acquista energia per proprio uso finale	D.Lgs. 115/2008
cogenerazione:	produzione simultanea, nell'ambito di un unico processo, di energia termica e di energia elettrica e/o meccanica rispondente ai requisiti di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 218 del 19 settembre 2011	D.Lgs.192/2005
combustione:	processo mediante il quale l'energia chimica contenuta in sostanze combustibili viene convertita in energia termica utile in generatori di calore (combustione a fiamma) o in energia meccanica in motori endotermici	D.Lgs.192/2005
conduttore di impianto termico:	operatore, dotato di idoneo patentino nei casi prescritti dalla legislazione vigente, che esegue le operazioni di conduzione di un impianto termico	D.Lgs.192/2005
conduzione di impianto termico:	insieme delle operazioni necessarie per il normale funzionamento dell'impianto termico, che non richiedono l'uso di utensili né di strumentazione al di fuori di quella installata sull'impianto	D.Lgs.192/2005
confine del sistema o confine energetico dell'edificio:	confine che include tutte le aree di pertinenza dell'edificio, sia all'interno che all'esterno dello stesso, dove l'energia è consumata o prodotta	D.Lgs.192/2005
consumo finale lordo di energia:	i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione;	D.Lgs. 28/2011
contratto di rendimento energetico:	accordo contrattuale tra il beneficiario e il fornitore (di norma una ESCO) riguardante una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, in cui i pagamenti a fronte degli investimenti in siffatta misura sono effettuati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente;	D.Lgs. 115/2008
contratto servizio energia:	contratto che nell'osservanza dei requisiti e delle prestazioni di cui al paragrafo 4 del D.Lgs.30 maggio 2008, n. 115, disciplina l'erogazione dei beni e servizi necessari alla gestione ottimale e al miglioramento del processo di trasformazione e di utilizzo dell'energia	D.Lgs.192/2005
controllo:	verifica del grado di funzionalità ed efficienza di un apparecchio o di un impianto termico eseguita da operatore abilitato ad operare sul mercato, sia al fine dell'attuazione di eventuali operazioni di manutenzione e/o riparazione sia per valutare i risultati conseguiti con dette operazioni	D.Lgs.192/2005
coperture a verde	coperture continue dotate di un sistema che utilizza specie vegetali in grado di adattarsi e svilupparsi nelle condizioni ambientali caratteristiche della copertura di un edificio. Tali coperture sono realizzate tramite un sistema strutturale che prevede in particolare uno strato colturale opportuno sul quale radificano associazioni di specie vegetali, con minimi interventi di manutenzione, coperture a verde estensivo, o con interventi di manutenzione media e alta, coperture a verde intensivo	D.P.R. 59/2009
CP	Cabine Primarie	---

diagnosi energetica:	elaborato tecnico che individua e quantifica le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo dei costi-benefici dell'intervento, individua gli interventi per la riduzione della spesa energetica e i relativi tempi di ritorno degli investimenti nonché i possibili miglioramenti di classe dell'edificio nel sistema di certificazione energetica e la motivazione delle scelte impiantistiche che si vanno a realizzare. La diagnosi deve riguardare sia l'edificio che l'impianto	D.Lgs.192/2005
distributore di energia:	persona fisica o giuridica responsabile del trasporto di energia al fine della sua fornitura a clienti finali ed a stazioni di distribuzione che vendono energia a clienti finali. Da questa definizione sono esclusi i gestori dei sistemi di distribuzione del gas e dell'elettricita'	D.Lgs. 115/2008
EBF	Erogatori a Basso Flusso	---
edificio:	sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a sé stanti	D.Lgs.192/2005
edificio a energia quasi zero:	edificio ad altissima prestazione energetica, calcolata conformemente alle disposizioni del presente decreto, che rispetta i requisiti definiti al decreto di cui all'articolo 4, comma 1. Il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo è coperto in misura significativa da energia da fonti rinnovabili, prodotta in situ	D.Lgs.192/2005
edificio adibito ad uso pubblico:	edificio nel quale si svolge, in tutto o in parte, l'attività istituzionale di enti pubblici	D.Lgs.192/2005
edificio di nuova costruzione:	edificio per il quale la richiesta di permesso di costruire o denuncia di inizio attività, comunque denominato, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto	D.Lgs.192/2005
edificio di proprietà pubblica:	edificio di proprietà dello Stato, delle regioni o degli enti locali, nonché di altri enti pubblici, anche economici ed occupati dai predetti soggetti	D.Lgs.192/2005
edificio di riferimento o «target» per un edificio sottoposto a verifica progettuale, diagnosi, o altra valutazione energetica:	edificio identico in termini di geometria (sagoma, volumi, superficie calpestabile, superfici degli elementi costruttivi e dei componenti), orientamento, ubicazione territoriale, destinazione d'uso e situazione al contorno, e avente caratteristiche termiche e parametri energetici predeterminati	D.Lgs.192/2005
efficienza energetica:	il rapporto tra i risultati in termini di rendimento, servizi, merci o energia e l'immissione di energia;	D.Lgs. 115/2008
elemento edilizio:	sistema tecnico per l'edilizia o componente dell'involucro di un edificio	D.Lgs.192/2005
energia:	qualsiasi forma di energia commercialmente disponibile, inclusi elettricità, gas naturale (compreso il gas naturale liquefatto), e il gas di petrolio liquefatto, qualsiasi combustibile da riscaldamento o raffreddamento, compresi il teleriscaldamento e il teleraffreddamento, carbone e lignite, torba, carburante per autotrazione (ad esclusione del carburante per l'aviazione e di quello per uso marina) e la biomassa quale definita nella direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità ;	D.Lgs. 115/2008
energia aerotermica:	l'energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore;	D.Lgs. 28/2011
energia consegnata o fornita:	energia espressa per vettore energetico finale, fornita al confine dell'edificio agli impianti tecnici per produrre energia termica o elettrica per i servizi energetici dell'edificio	D.Lgs.192/2005
energia da fonti	energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia	D.Lgs. 28/2011

rinnovabili:	eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;	
energia da fonti rinnovabili:	energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	D.Lgs.192/2005
energia esportata:	quantità di energia, relativa a un dato vettore energetico, generata all'interno del confine del sistema e ceduta per l'utilizzo all'esterno dello stesso confine	D.Lgs.192/2005
energia geotermica:	energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;	D.Lgs. 28/2011
energia idrotermica:	l'energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore;	D.Lgs. 28/2011
energia primaria:	energia, da fonti rinnovabili e non, che non ha subito alcun processo di conversione o trasformazione	D.Lgs.192/2005
energia prodotta in situ:	energia prodotta o captata o prelevata all'interno del confine del sistema	D.Lgs.192/2005
ESCO (Energy Service Company):	Società di Servizi Energetici: persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, cio' facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti	D.Lgs. 115/2008
esercizio:	attività che dispone e coordina, nel rispetto delle prescrizioni relative alla sicurezza, al contenimento dei consumi energetici e alla salvaguardia dell'ambiente, le attività relative all'impianto termico, come la conduzione, la manutenzione e il controllo, e altre operazioni per specifici componenti d'impianto	D.Lgs.192/2005
fabbisogno annuale globale di energia primaria:	quantità di energia primaria relativa a tutti i servizi considerati nella determinazione della prestazione energetica, erogata dai sistemi tecnici presenti all'interno del confine del sistema, calcolata su un intervallo temporale di un anno	D.Lgs.192/2005
fabbisogno annuo di energia primaria per la Climatizzazione invernale	quantità di energia primaria globalmente richiesta, nel corso di un anno, per mantenere negli ambienti riscaldati la temperatura di progetto	D.Lgs.192/2005
fabbricato:	sistema costituito dalle strutture edilizie esterne, costituenti l'involucro dell'edificio, che delimitano un volume definito e dalle strutture interne di ripartizione dello stesso volume. Sono esclusi gli impianti e i dispositivi tecnologici che si trovano al suo interno	D.Lgs.192/2005
fattore di conversione in energia primaria»	rapporto adimensionale che indica la quantità di energia primaria impiegata per produrre un'unità di energia fornita, per un dato vettore energetico; tiene conto dell'energia necessaria per l'estrazione, il processamento, lo stoccaggio, il trasporto e, nel caso dell'energia elettrica, del rendimento medio del sistema di generazione e delle perdite medie di trasmissione del sistema elettrico nazionale e nel caso del teleriscaldamento, delle perdite medie di distribuzione della rete. Questo fattore può riferirsi all'energia primaria non rinnovabile, all'energia primaria rinnovabile o all'energia primaria totale come somma delle precedenti	D.Lgs.192/2005
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili	---
FER-C	Fonti Energetiche Rinnovabili termiche	---
FER-E	Fonti Energetiche Rinnovabili elettriche	---
FER-T	Fonti Energetiche Rinnovabili nei trasporti	---
fonti energetiche rinnovabili	quelle definite all'art. 2, comma 1, lettera a) , del decreto legislativo del 28 marzo 2011, n. 28	D.Lgs. 28/2011
finanziamento tramite	accordo contrattuale che comprende un terzo - oltre al fornitore di	D.Lgs. 115/2008

terzi:	energia e al beneficiario della misura di miglioramento dell'efficienza energetica - che fornisce i capitali per tale misura e addebita al beneficiario un canone pari a una parte del risparmio energetico conseguito avvalendosi della misura stessa. Il terzo può essere o no una ESCO	
fluido termovettore:	fluido mediante il quale l'energia termica viene trasportata all'interno dell'edificio, fornita al confine energetico dell'edificio oppure esportata all'esterno	D.Lgs.192/2005
FORSU	Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani	---
garanzia di origine:	documento elettronico che serve esclusivamente a provare ad un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati prodotti da fonti rinnovabili come previsto all'articolo 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE;	D.Lgs. 28/2011
generatore di calore o caldaia:	è il complesso bruciatore-caldaia che permette di trasferire al fluido termovettore il calore prodotto dalla combustione	D.Lgs.192/2005
gestore del sistema di distribuzione:	persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione dell'energia elettrica o del gas naturale in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica o gas naturale;	D.Lgs. 115/2008
GG	gradi giorno	---
gradi giorno di una località	parametro convenzionale rappresentativo delle condizioni climatiche locali, utilizzato per stimare al meglio il fabbisogno energetico necessario per mantenere gli ambienti ad una temperatura prefissata; l'unità di misura utilizzata è il grado giorno,	D.Lgs.192/2005
impianto termico:	impianto tecnologico destinato ai servizi di climatizzazione invernale o estiva degli ambienti, con o senza produzione di acqua calda sanitaria, indipendentemente dal vettore energetico utilizzato, comprendente eventuali sistemi di produzione, distribuzione e utilizzazione del calore nonché gli organi di regolarizzazione e controllo. Sono compresi negli impianti termici gli impianti individuali di riscaldamento. Non sono considerati impianti termici apparecchi quali: stufe, caminetti, apparecchi di riscaldamento localizzato ad energia radiante; tali apparecchi, se fissi, sono tuttavia assimilati agli impianti termici quando la somma delle potenze nominali del focolare degli apparecchi al servizio della singola unità immobiliare è maggiore o uguale a 5 kW. Non sono considerati impianti termici i sistemi dedicati esclusivamente alla produzione di acqua calda sanitaria al servizio di singole unità immobiliari ad uso residenziale ed assimilate	D.Lgs.192/2005
impianto termico di nuova installazione	impianto termico installato in un edificio di nuova costruzione o in un edificio o porzione di edificio antecedentemente privo di impianto termico	D.Lgs.192/2005
indice di prestazione energetica EP	esprime il fabbisogno di energia primaria globale riferito all'unità di superficie utile o di volume lordo riscaldato, espresso rispettivamente in kWh/m^2anno o kWh/ m^3anno	D.Lgs.192/2005
indice di prestazione energetica EP parziale	esprime il fabbisogno di energia primaria parziale riferito ad un singolo uso energetico dell'edificio (a titolo d'esempio: alla sola climatizzazione invernale e/o alla climatizzazione estiva e/o produzione di acqua calda per usi sanitari e/o illuminazione artificiale) riferito all'unità di superficie utile o di volume lordo, espresso rispettivamente in kWh/m^2anno o kWh/m^3anno	D.Lgs.192/2005
involucro di un edificio:	elementi e componenti integrati di un edificio che ne separano gli ambienti interni dall'ambiente esterno	D.Lgs.192/2005
ispezioni sugli impianti termici:	interventi di controllo tecnico e documentale in sito, svolti da esperti qualificati incaricati dalle autorità pubbliche competenti, mirato a verificare che gli impianti rispettino le prescrizioni del presente decreto	D.Lgs.192/2005

livello ottimale in funzione dei costi:	livello di prestazione energetica che comporta il costo più basso durante il ciclo di vita economico stimato, dove: 1) il costo più basso è determinato tenendo conto dei costi di investimento legati all'energia, dei costi di manutenzione e di funzionamento e, se del caso, degli eventuali costi di smaltimento; 2) il ciclo di vita economico stimato si riferisce al ciclo di vita economico stimato rimanente di un edificio nel caso in cui siano stabiliti requisiti di prestazione energetica per l'edificio nel suo complesso oppure al ciclo di vita economico stimato di un elemento edilizio nel caso in cui siano stabiliti requisiti di prestazione energetica per gli elementi edilizi; 3) il livello ottimale in funzione dei costi si situa all'interno della scala di livelli di prestazione in cui l'analisi costi-benefici calcolata sul ciclo di vita economico è positiva	D.Lgs.192/2005
locale tecnico:	ambiente utilizzato per l'allocazione di caldaie e macchine frigorifere a servizio di impianti di climatizzazione estivi e invernali con i relativi complementi impiantistici elettrici e idraulici, accessibile solo al responsabile dell'impianto o al soggetto delegato	D.Lgs.192/2005
macchina frigorifera:	nell'ambito del sottosistema di generazione di un impianto termico, è qualsiasi tipo di dispositivo (o insieme di dispositivi) che permette di sottrarre calore al fluido termovettore o direttamente all'aria dell'ambiente interno climatizzato anche mediante utilizzo di fonti energetiche rinnovabili	D.Lgs.192/2005
manutenzione:	insieme degli interventi necessari, svolte da tecnici abilitati operanti sul mercato, per garantire nel tempo la sicurezza e la funzionalità e conservare le prestazioni dell'impianto entro i limiti prescritti	D.Lgs.192/2005
manutenzione ordinaria dell'impianto termico	operazioni previste nei libretti d'uso e manutenzione degli apparecchi e componenti che possono essere effettuate in luogo con strumenti ed attrezzature di corredo agli apparecchi e componenti stessi e che comportino l'impiego di attrezzature e di materiali di consumo d'uso corrente;	D.Lgs.192/2005
manutenzione straordinaria dell'impianto termico	interventi atti a ricondurre il funzionamento dell'impianto a quello previsto dal progetto e/o dalla normativa vigente mediante il ricorso, in tutto o in parte, a mezzi, attrezzature, strumentazioni, riparazioni, ricambi di parti, ripristini, revisione o sostituzione di apparecchi o componenti dell'impianto termico;	D.Lgs.192/2005
massa superficiale	massa per unità di superficie della parete opaca compresa la malta dei giunti esclusi gli intonaci, l'unità di misura utilizzata è il kg/m^2	D.Lgs.192/2005
meccanismo di efficienza energetica:	strumento generale adottato dallo Stato o da autorità pubbliche per creare un regime di sostegno o di incentivazione agli operatori del mercato ai fini della fornitura e dell'acquisto di servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica;	D.Lgs. 115/2008
miglioramento dell'efficienza energetica:	un incremento dell'efficienza degli usi finali dell'energia, risultante da cambiamenti tecnologici, comportamentali o economici;	D.Lgs. 115/2008
misura di miglioramento dell'efficienza energetica:	qualsiasi azione che di norma si traduce in miglioramenti dell'efficienza energetica verificabili e misurabili o stimabili;	D.Lgs. 115/2008
norma tecnica europea:	norma adottata dal Comitato europeo di normazione, dal Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica o dall'Istituto europeo per le norme di telecomunicazione e resa disponibile per uso pubblico	D.Lgs.192/2005
OCD	Olio Combustibile Denso	---
occupante	chiunque, pur non essendone proprietario, ha la disponibilità, a qualsiasi titolo, di un edificio e dei relativi impianti tecnologici	D.Lgs.192/2005
ORC	Organic Rankine Cycle	---
OVP	Olio Vegetale Puro	---

PAEE	Piano di Efficienza Energetica	---
PAN	Piano di Azione Nazionale	---
parete fittizia	parete schematizzata in figura;  	D.Lgs.192/2005
piccolo distributore, piccolo gestore del sistema di distribuzione e piccola società di vendita di energia al dettaglio:	persona fisica o giuridica che distribuisce o vende energia a clienti finali e la cui distribuzione o vendita è inferiore all'equivalente di 75 GWh di energia all'anno o che occupa meno di 10 persone o realizza un fatturato annuo o un totale di bilancio annuo non superiore a 2.000.000 EUR;	dir. 32/2006
pompa di calore:	dispositivo o un impianto che sottrae calore dall'ambiente esterno o da una sorgente di calore a bassa temperatura e lo trasferisce all'ambiente a temperatura controllata	D.Lgs.192/2005
ponte termico	discontinuità di isolamento termico che si può verificare in corrispondenza agli innesti di elementi strutturali (solai e pareti verticali o pareti verticali tra loro);	D.Lgs.192/2005
ponte termico corretto	quando la trasmittanza termica della parete fittizia (il tratto di parete esterna in corrispondenza del ponte termico) non supera per più del 15% la trasmittanza termica della parete corrente	D.Lgs.192/2005
potenza termica convenzionale di un generatore di calore	potenza termica del focolare diminuita della potenza termica persa al camino in regime di funzionamento continuo; l'unità di misura utilizzata è il kW	D.Lgs.192/2005
potenza termica del focolare di un generatore di calore	prodotto del potere calorifico inferiore del combustibile impiegato e della portata di combustibile bruciato; l'unità di misura utilizzata è il kW	D.Lgs.192/2005
potenza termica utile di un generatore di calore:	quantità di calore trasferita nell'unità di tempo al fluido termovettore; l'unità di misura utilizzata è il kW	D.Lgs.192/2005
potenza termica utile nominale:	potenza termica utile a pieno carico dichiarata dal fabbricante che il generatore di calore può fornire in condizioni nominali di riferimento	D.Lgs.192/2005
prestazione energetica di un edificio:	quantità annua di energia primaria effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare, con un uso standard dell'immobile, i vari bisogni energetici dell'edificio, la climatizzazione invernale e estiva, la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, la ventilazione e, per il settore terziario, l'illuminazione, gli impianti ascensori e scale mobili. Tale quantità viene espressa da uno o più descrittori che tengono conto del livello di isolamento dell'edificio e delle caratteristiche tecniche e di installazione degli impianti tecnici. La prestazione energetica può essere espressa in energia primaria non rinnovabile, rinnovabile, o totale come somma delle precedenti	D.Lgs.192/2005
programma di miglioramento dell'efficienza energetica:	attività incentrate su gruppi di clienti finali e che di norma si traducono in miglioramenti dell'efficienza energetica verificabili e misurabili o stimabili;	D.Lgs. 115/2008
proprietario dell'impianto termico	soggetto che, in tutto o in parte, è proprietario dell'impianto termico; nel caso di edifici dotati di impianti termici centralizzati amministrati in condominio e nel caso di soggetti diversi dalle persone fisiche gli obblighi e le responsabilità posti a carico del proprietario dal presente regolamento sono da intendersi riferiti agli amministratori	D.Lgs.192/2005
RA	Rompigetto Aerati	---

regime di sostegno:	strumento, regime o meccanismo applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di dette energie. Comprende, non in via esclusiva, le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili, compresi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto dei prezzi, ivi comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni;	D.Lgs. 28/2011
rendimento di combustione o rendimento termico convenzionale di un generatore di calore	è il rapporto tra la potenza termica convenzionale e la potenza termica del focolare	D.Lgs.192/2005
rendimento di produzione medio stagionale	rapporto tra l'energia termica utile generata ed immessa nella rete di distribuzione e l'energia primaria delle fonti energetiche, compresa l'energia elettrica, calcolato con riferimento al periodo annuale di esercizio. Ai fini della conversione dell'energia elettrica in energia primaria si considera il valore di riferimento per la conversione tra kWh elettrici e MJ definito con provvedimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, al fine di tener conto dell'efficienza media di produzione del parco termoelettrico, e i suoi successivi aggiornamenti	D.Lgs.192/2005
rendimento globale medio stagionale dell'impianto termico	rapporto tra il fabbisogno di energia termica utile per la climatizzazione invernale e l'energia primaria delle fonti energetiche, ivi compresa l'energia elettrica dei dispositivi ausiliari, calcolato con riferimento al periodo annuale di esercizio. Ai fini della conversione dell'energia elettrica in energia primaria si considera il valore di riferimento per la conversione tra kWh elettrici e MJ definito con provvedimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, al fine di tener conto dell'efficienza media di produzione del parco termoelettrico, e i suoi successivi aggiornamenti	D.Lgs.192/2005
rendimento termico utile di un generatore di calore	rapporto tra la potenza termica utile e la potenza termica del focolare	D.Lgs.192/2005
responsabile dell'impianto termico:	l'occupante, a qualsiasi titolo, in caso di singole unità immobiliari residenziali; il proprietario, in caso di singole unità immobiliari residenziali non locate; l'amministratore, in caso di edifici dotati di impianti termici centralizzati amministrati in condominio; il proprietario o l'amministratore delegato in caso di edifici di proprietà di soggetti diversi dalle persone fisiche	D.Lgs.192/2005
riqualificazione energetica di un edificio:	edificio esistente è sottoposto a riqualificazione energetica quando i lavori in qualunque modo denominati, a titolo indicativo e non esaustivo: manutenzione ordinaria o straordinaria, ristrutturazione e risanamento conservativo, ricadono in tipologie diverse da quelle della "ristrutturazione importante di un edificio"	D.Lgs.192/2005
risparmio energetico:	la quantità di energia risparmiata, determinata mediante una misurazione o una stima del consumo prima e dopo l'attuazione di una o più misure di miglioramento dell'efficienza energetica, assicurando nel contempo la normalizzazione delle condizioni esterne che influiscono sul consumo energetico;	D.Lgs. 115/2008
ristrutturazione di un impianto termico	insieme di opere che comportano la modifica sostanziale sia dei sistemi di produzione che di distribuzione ed emissione del calore; rientrano in questa categoria anche la trasformazione di un impianto termico centralizzato in impianti termici individuali nonché la risistemazione impiantistica nelle singole unità immobiliari, o parti di edificio, in caso di installazione di un impianto termico individuale previo distacco	D.Lgs.192/2005

	dall’impianto termico centralizzato	
ristrutturazione importante di un edificio:	edificio esistente è sottoposto a ristrutturazione importante quando i lavori in qualunque modo denominati (a titolo indicativo e non esaustivo: manutenzione ordinaria o straordinaria, ristrutturazione e risanamento conservativo) insistono su oltre il 25 per cento della superficie dell'involucro dell'intero edificio, comprensivo di tutte le unità immobiliari che lo costituiscono, e consistono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, nel rifacimento di pareti esterne, di intonaci esterni, del tetto o dell'impermeabilizzazione delle coperture	D.Lgs.192/2005
RSU	Rifiuti Solidi Urbani	---
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale	---
schermature solari esterne	sistemi che, applicati all’esterno di una superficie vetrata trasparente permettono una modulazione variabile e controllata dei parametri energetici e ottico luminosi in risposta alle sollecitazioni solari	D.Lgs.192/2005
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance: Coefficiente di prestazione stagionale delle pompe di calore a compressione	D.Lgs.192/2005
SCOP	coefficiente di prestazione medio stagionale delle pompe di calore determinato in condizioni di riferimento secondo la EN 14825 per la climatizzazione invernale	D.Lgs.192/2005
SE	Stazioni Elettriche	---
SEER	coefficiente di prestazione medio stagionale delle macchine frigorifere determinato in condizioni di riferimento secondo la EN 14825 per la climatizzazione estiva	D.Lgs.192/2005
servizio energetico:	la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie e/o operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e/o a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili	D.Lgs. 115/2008
servizi energetici degli edifici:	a) climatizzazione invernale: fornitura di energia termica utile agli ambienti dell’edificio per mantenere condizioni prefissate di temperatura ed eventualmente, entro limiti prefissati, di umidità relativa; b) produzione di acqua calda sanitaria: fornitura, per usi igienico-sanitari, di acqua calda a temperatura prefissata ai terminali di erogazione degli edifici; c) climatizzazione estiva: compensazione degli apporti di energia termica sensibile e latente per mantenere all’interno degli ambienti condizioni di temperatura a bulbo secco e umidità relativa idonee ad assicurare condizioni di benessere per gli occupanti; d) illuminazione: fornitura di luce artificiale quando l’illuminazione naturale risulti insufficiente per gli ambienti interni e per gli spazi esterni di pertinenza dell’edificio	D.Lgs.192/2005
SGUE	Seasonal Gas Utilization Efficiency Coefficiente di prestazione stagionale delle pompe di calore ad assorbimento	---
Sistemi filtranti	pellicole polimeriche autoadesive applicabili su vetri, su lato interno o esterno, in grado di modificare uno o più delle seguenti caratteristiche della superficie vetrata: trasmissione dell'energia solare, trasmissione ultravioletti, trasmissione infrarossi, trasmissione luce visibile	D.P.R. 59/2009
sistema tecnico per l'edilizia:	impianto tecnologico dedicato a un servizio energetico o a una combinazione dei servizi energetici o ad assolvere a una o più funzioni connesse con i servizi energetici dell'edificio. Un sistema tecnico è suddiviso in più sottosistemi	D.Lgs.192/2005
società di vendita di energia al dettaglio:	persona fisica o giuridica che vende energia a clienti finali;	D.Lgs. 115/2008

sostituzione di un generatore di calore	rimozione di un vecchio generatore e l'installazione di un altro nuovo, di potenza termica non superiore di più del 10% della potenza del generatore sostituito, destinato a erogare energia termica alle medesime utenze	D.Lgs.192/2005
sottosistema di generazione:	apparecchio o insieme di più apparecchi o dispositivi che permette di trasferire, al fluido termovettore o direttamente all'aria dell'ambiente interno climatizzato o all'acqua sanitaria, il calore derivante da una o più delle seguenti modalità: a) prodotto dalla combustione; b) ricavato dalla conversione di qualsiasi altra forma di energia (elettrica, meccanica, chimica, derivata da fenomeni naturali quali ad esempio l'energia solare, etc.); c) contenuto in una sorgente a bassa temperatura e riqualificato a più alta temperatura; d) contenuto in una sorgente ad alta temperatura e trasferito al fluido termovettore	D.Lgs.192/2005
SRC	Short Rotation Coppice: Coltivazione di boschetti a rapido accrescimento	---
strumento finanziario per i risparmi energetici:	qualsiasi strumento finanziario, reso disponibile sul mercato da organismi pubblici o privati per coprire parzialmente o integralmente i costi del progetto iniziale per l'attuazione delle misure di miglioramento dell'efficienza energetica	D.Lgs. 115/2008
superficie utile	superficie netta calpestabile dei volumi interessati dalla climatizzazione ove l'altezza sia non minore di 1,50 m e delle proiezioni sul piano orizzontale delle rampe relative ad ogni piano nel caso di scale interne comprese nell'unità immobiliare, tale superficie è utilizzata per la determinazione degli specifici indici di prestazione energetica	D.Lgs.192/2005
TEE	Titoli di Efficienza Energetica	---
teleriscaldamento o teleraffrescamento:	la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria	D.Lgs. 28/2011
temperatura dell'aria in un ambiente:	temperatura dell'aria misurata secondo le modalità prescritte dalla norma tecnica UNI 8364-1	D.Lgs.192/2005
terzo responsabile dell'impianto termico:	persona giuridica che, essendo in possesso dei requisiti previsti dalle normative vigenti e comunque di capacità tecnica, economica e organizzativa adeguata al numero, alla potenza e alla complessità degli impianti gestiti, è delegata dal responsabile ad assumere la responsabilità dell'esercizio, della conduzione, del controllo, della manutenzione e dell'adozione delle misure necessarie al contenimento dei consumi energetici	D.Lgs.192/2005
trasmittanza termica	flusso di calore che passa attraverso una parete per m^2 di superficie della parete e per grado K di differenza tra la temperatura interna ad un locale e la temperatura esterna o del locale contiguo	D.Lgs.192/2005
trasmittanza termica periodica YIE (W/m^2K)	è il parametro che valuta la capacità di una parete opaca di sfasare ed attenuare il flusso termico che la attraversa nell'arco delle 24 ore, definita e determinata secondo la norma UNI EN ISO 13786:2008 e successivi aggiornamenti	D.P.R. 59/2009
UCO	Used Cooking Oil: Olio usato da cottura alimentare	---
unità cogenerativa:	unità comprendente tutti i dispositivi per realizzare la produzione simultanea di energia termica ed elettrica, rispondente ai requisiti di cui al decreto 4 agosto 2011	D.Lgs.192/2005
unità di micro-cogenerazione:	unità di cogenerazione con potenza elettrica nominale inferiore a 50 kW rispondente ai requisiti di cui al decreto 4 agosto 2011	D.Lgs.192/2005
unità immobiliare:	parte, piano o appartamento di un edificio progettati o modificati per essere usati separatamente	D.Lgs.192/2005

UPS	Uninterruptible Power Supply - gruppi elettrogeni di continuità	---
valore reale:	la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per alcune o per tutte le fasi di uno specifico processo di produzione di biocarburanti calcolata secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C;	dir. 28/2009
valore standard:	un valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite dalla presente direttiva, può essere utilizzato al posto di un valore reale.	dir. 28/2009
valore tipico:	una stima della riduzione rappresentativa delle emissioni di gas a effetto serra per una particolare filiera di produzione del biocarburante;	dir. 28/2009
valori nominali delle potenze e dei rendimenti:	valori di potenza massima e di rendimento di un apparecchio specificati e garantiti dal costruttore per il regime di funzionamento continuo	D.Lgs.192/2005
vettore energetico:	sostanza o energia fornite dall'esterno del confine del sistema per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici dell'edificio	D.Lgs.192/2005

stampato presso
CentriStampaRegionali
GIUNTA REGIONALE
ISO 9001:2008