ALLEGATO ALLA DELIBERA N. 2564 DEL 22 DICEMBRE 2015

# Piano energetico regionale

Direzione centrale Ambiente ed Energia

in collaborazione con ARPA FVG

e Università di Udine, Dipartimento di ingegneria elettrica, gestionale e meccanica

Il presente documento è stato redatto dal gruppo di lavoro della Direzione centrale ambiente ed energia – Servizio Energia, con il supporto di ARPA FVG e della "Struttura stabile per il coordinamento delle attività volte a sviluppare la procedura di VAS nell'ambito della pianificazione territoriale regionale" della Direzione centrale infrastrutture, mobilità, pianificazione territoriale, lavori pubblici, università:

ing. Sebastiano Cacciaguerra – responsabile di progetto

ing. Paola Blanchini

dott.ssa Stefania Del Frate

ing. Arduino Freschi

ing. Gianpaolo Giugovaz

dott.ssa Alessandra Petrini

arch. Daniela Pietropoli

ing. Marco Ret

ing. Valentina Ros

ing. Nicola Savella

dott. Fulvio Stel

ing. Massimo Telesca

dott.ssa Lisa Vattovani

ing. Paola Zuodar

L'Università di Udine, Dipartimento di ingegneria elettrica, gestionale e meccanica (responsabile prof. ing. Gioacchino Nardin) ha collaborato alla stesura del Capitolo 5 del documento.

## Il nuovo Piano energetivo regionale

Il Friuli Venezia Giulia sta affrontando un momento storico decisivo per scegliere quale sia il modello di sviluppo al quale tendere e il tema dell'energia, per il particolare momento di transizione che sta vivendo a livello italiano e internazionale, può contribuire in maniera determinante a realizzare l'idea di futuro che vogliamo perseguire.

Il 2015 si chiude con la COP21, la Conferenza delle Parti dell'United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) di Parigi, per raggiungere un nuovo accordo sul cambiamento climatico a favore della comunità internazionale, con l'ambizioso obiettivo di andare verso un Pianeta a basso tasso di emissioni, capace di dare una nuova prospettiva ai suoi abitanti.

Siamo all'inizio di una nuova era e con questo documento diamo avvio a una new green economy rivoluzionaria, innovativa e di altissimo livello tecnologico, che guarda con coraggio alle grandi sfide che ci attendono.

Gli obiettivi di Europa 2020, della crescita intelligente, sostenibile e inclusiva sono i pilastri anche delle politiche ambientali ed energetiche che questa Amministrazione ha messo al centro delle priorità dell'azione di governo, rafforzando i concetti della tutela e valorizzazione del territorio, della sostenibilità, della competitività e dell'uso razionale delle risorse a vantaggio delle generazioni future.

Il Piano Energetico Regionale rappresenta una chiave di lettura di questa impostazione e contribuisce a promuovere la nuova stagione della programmazione regionale, capace di valorizzare le eccellenze esistenti, di investire su innovazione e ricerca, di attuare una politica fondata sulla combinazione di risparmio, efficienza e utilizzo delle fonti rinnovabili, diminuendone i costi di utilizzo.

Il P.E.R. è lo strumento di cui la Regione si dota non solo per analizzare il quadro energetico del proprio territorio, ma anche per fornire agli enti locali, alle imprese, a tutti i cittadini, nonché a se stessa, le corrette linee guida per permettere che lo sviluppo economico e sociale sia accompagnato da un uso sempre più razionale dell'energia.

Nel P.E.R. la Regione programma, indirizza e armonizza nel proprio territorio gli interventi strategici in tema di energia. Il documento, tecnico nei contenuti e politico nelle scelte, indirizza verso le misure potenzialmente più efficaci e integra il fattore energia alla pianificazione territoriale, puntando a ridurre le emissioni di gas climalteranti.

La strategia che vogliamo mettere in campo contribuirà a rendere sempre più europeo il FVG, perseguendo il principio dello sviluppo sostenibile, tutelando il patrimonio ambientale storico e culturale, e al tempo stesso completando le azioni e la vision economica finanziaria della L.R. 3/2015 Rilancimpresa. La rivoluzione green che si avvia con questa nuova politica energetica regionale vuole orientare il sistema economico alle clean technology e a incentivare le imprese a creare nuova occupazione attraverso i green job, promuovendo i nuovi skill collegati alle nuove professionalità.

In quest'ottica la Regione stipula intese e accordi per favorire ricerca e innovazione, per formare e informare imprese e addetti, per favorire il risparmio energetico dei processi produttivi; interviene per sburocratizzare il sistema per di rendere più facile la produzione di energia da fonte rinnovabile e per migliorare la rete elettrica e l'autoconsumo; investe su efficienza e risparmio energetico e su più ricerca applicata alle FER, fonti energetiche rinnovabili.

Quadro normativo, obiettivi e vision sono le premesse da cui si è partiti per fare poi il punto del sistema energetico regionale attuale, indicando lo scenario energetico di riferimento, cd. baseline, che si avrebbe in futuro in assenza di piano. Questo documento programmatico però si spinge oltre e indica soprattutto dove vogliamo arrivare e quali possono essere le misure su cui investire per arrivarci. Di esse si analizza pertanto la potenzialità strategica e, affinché sia possibile un costante autoaggiornamento e dinamicità dello strumento, si punta sul concetto della flessibilità.

Numerosi sono stati gli investimenti in materia di energia, realizzati dagli assessorati competenti In questi primi due anni di mandato, anticipando i contenuti del piano stesso:

- 19,2 milioni di euro per gli interventi sulla prima casa finalizzati al risparmio energetico, per il riuso del patrimonio immobiliare, per interventi di riqualificazione energetica per l'edilizia pubblica sovvenzionata ATER, per interventi di riqualificazione energetica dei comuni montani;
- 3,3 milioni di euro per l'acquisto di veicoli ecologici o ibridi e per l'acquisto di biciclette elettriche;
- 12 milioni di euro per l'efficientamento della pubblica illuminazione, l'utilizzo di biomasse e la riqualificazione energetica del settore produttivo;
- 11,4 milioni di euro per la diversificazione energetica in FER delle aziende agricole.

Sono previsti inoltre con il POR FESR 2014 – 2020, 57,5 ML per la riqualificazione energetica di edifici scolastici e strutture ospedaliere e sanitarie.

Questo nuovo Piano energetico regionale, redatto grazie alla collaborazione del Servizio Energia della Direzione ambiente ed energia, con ARPA FVG e con l'Università di Udine, Dipartimento di Ingegneria elettrica, gestionale e meccanica, nonché grazie agli importanti contributi degli stakeholder e di tutti gli interessati intervenuti nel percorso partecipativo realizzato, rappresenta un complesso e sfidante lavoro che renderà il Friuli Venezia Giulia parte integrante delle politiche dell'Unione Europea in campo ambientale e energetico.

**Avv. Sara Vito**

**Ass. Ambiente ed Energia**

## Breve sintesi dei contenuti

Dopo una accurata indagine e analisi delle principali normative giuridiche comunitarie, nazionali e regionali, il Piano Energetico Regionale (PER) procede all'esame del sistema energetico regionale attuale. Lo scenario attuale è la rappresentazione dei dati energetici reali regionali riferiti al bilancio energetico disponibile più recente che, nella fattispecie, è quello riferito all'anno 2008 predisposto da ENEA. Il Servizio energia ha comunque preparato un quadro, per quanto incompleto per mancanza di dati, al 2012 e una stima con simulazione numerica dei consumi al 2015. Segue una analisi degli impianti e infrastrutture energetiche (reti elettriche di trasmissione e distribuzione - con una prima analisi dell'impatto ambientale dovuto agli elettrodotti - gasdotti e oleodotti). Sono stati specificati gli indicatori energetici e ambientali europei, nazionali e regionali che servono a analizzare i consumi energetici e le emissioni climalteranti nel contesto territoriale, monitorare i consumi e le interazioni con i dati economici ed ambientali). Gli approfondimenti proseguono sul tema delle emissioni inquinanti e climalteranti, sui gas climalteranti, sui vettori energetici in ambito domestico ovvero "fuori rete" come legna, gasolio e GPL e una analisi del parco veicolare circolante della Regione, con i relativi fattori di emissione e su come ridurre o contenere le emissioni degli inquinanti da traffico veicolare. Ci sono anche due Focus, uno sugli impianti solari termodinamici e uno sull'energia da fonte idroelettrica.

Il PER passa all'esame degli scenari energetici di riferimento (baseline). Gli scenari sono una descrizione delle possibili evoluzioni di un sistema complesso, quale l'evoluzione socio economica e ambientale di un territorio; il futuro che prospettano è solo uno dei possibili, che si realizzerà solo se le azioni intraprese, saranno conformi al Piano da cui derivano. Lo scenario baseline corrisponde allo scenario che si avrebbe in assenza di Piano. Lo scenario analizza i vettori energetici e le attività che usano i vettori energetici, concludendo con una analisi dei gas climalteranti, per gli anni dal 1990 al 2030. Il PER prosegue valutando lo stato di raggiungimento dell'obiettivo del Burden Sharing (obiettivo della direttiva 2009/28/CE recepito a livello nazionale con il DM 15.03.12), relativamente alla percentuale di consumo energetico garantita da fonti rinnovabili per il 2020 della Regione. Tale obiettivo è pari al raggiungimento di una percentuale regionale di consumo da fonti rinnovabili del 12,7 % al 2020 e già con lo scenario baseline, l'obiettivo del Burden Sharing sembrerebbe raggiunto. Sono stati delineati gli scenari desiderati del sistema energetico della Regione secondo il Libro Verde (COM (2014) 15 al 2030).

Seguono le Misure di Piano, legate alla Strategia energetica regionale in FVG che ha stabilito, nel dettaglio, i punti prioritari nel Programma di Governo, dove è stato delineato il nuovo modello di sviluppo e di governo del territorio.

Una delle priorità, in coerenza con la strategia Europa 2020, è di perseguire una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva attraverso l'avvio di una strategia capace di valorizzare la posizione geografica, i patrimoni e le eccellenze, sapendo selezionare le proposte da cui trarre il massimo beneficio nell'ambito dello sviluppo sostenibile e dell'economia verde. Tale indirizzo programmatico si è coagulato in sei precise Vision regionali che a loro volta discendono da quattro Vision europee (Ambiente, Crescita, Competitività e Sicurezza):

1. Bio-Regione e "green belt": un carbon sink transfrontaliero per mitigare il clima;
2. Fonti energetiche rinnovabili: consumo e produzione;
3. Riqualificazione energetica: efficientamento e ottimizzazione;
4. Sostenibilità ambientale (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti);
5. Interventi infrastrutturali, impiantistici e smart grid: criteri di ecocompatibilità;
6. Incremento delle applicazioni tecnologiche e informatiche e inseminazione delle conoscenze in campo energetico e ambientale.

Da queste Vision regionali discendono gli obiettivi della vigente legislazione energetica, a cui seguono le 57 Misure specificate in 32 Schede di dettaglio.

Le Misure si concentrano su diverse tematiche, quali la trasformazione degli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili, l'aumento dell'efficienza energetica nei diversi settori (abitazioni,

strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti), l'incentivazione della conoscenza nel campo dell'energia sostenibile, utilizzando la ricerca scientifica come fonte di nuove applicazioni concrete tecnologiche e informatiche, la predisposizione di Linee guida per incentivi per le FER e per le aree non idonee alle FER, lo sviluppo della mobilità sostenibile, soprattutto di tipo elettrico, l'uso, in modo responsabile, delle risorse regionali, la riduzione delle emissioni di gas climalteranti in tutti i settori, con particolare favore agli assetti co e trigenerativi nel settore produttivo, e l'incentivazione, anche economica, con la costituzione di fondi di garanzia per l'efficienza energetica, di GA (gruppi di acquisto) e la ricerca di meccanismi sostenibili per la realizzazione di infrastrutture transfrontaliere.

Tra le 57 Misure si trovano alcune di particolare rilievo per le tematiche energetiche, ambientali e sociali della Regione.

Una Misura riguarda la rimodulazione del funzionamento delle centrali termoelettriche tradizionali, specificatamente per la centrale termoelettrica di Monfalcone: la Regione, per raggiungere gli obiettivi dello scenario low carbon, intende superare l'utilizzo del carbone per tale centrale, promuovendo uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, al fine di ridurne gli impatti con uno specifico tavolo di lavoro con il gestore dell'impianto e con l'Amministrazione comunale.

Una ulteriore Misura riguarda la decisione della Regione di puntare sul gas come vettore energetico di transizione, per un modello energetico più sostenibile, ma è ribadita la volontà di non autorizzare sul proprio territorio il terminale di ricevimento di GNL di grande scala a Zaule, ritenendo tale progetto sovradimensionato per la Regione medesima, oltreché in contrasto con il modello di sviluppo del Porto di Trieste.

Un'altra Misura precisa che la Regione è contraria alla costruzione dell'elettrodotto "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)" che andrebbe a attraversare una delle più belle e incontaminate zone del Friuli Venezia Giulia - le Valli del Natisone - e un territorio vincolato ai sensi del Codice dei beni Culturali e del paesaggio (D.lgs. 42/2004) che comprende un sito protetto dall'UNESCO. La Regione è altresì contraria alla costruzione dell'elettrodotto aereo (linea privata) denominata Somplago – Würmlach nella formulazione attuale del progetto, rimanendo disponibile per un eventuale progetto interrato transfrontaliero.

Il PER evidenzia la potenzialità strategica delle Misure, tramite una metodologia di ricognizione delle Misure previste, classificandole in base alla loro performance in termini di "potenzialità strategica" utile al territorio regionale, che può avere in tal modo informazioni sulla migliore attuazione del Piano energetico regionale e, di conseguenza ottenere il massimo risultato. È stato sviluppato uno scenario energetico e emissivo risultante dall'applicazione delle Misure a altissima potenzialità. È stata fornita una prima operatività di massima delle Misure.

Il PER conclude trattando la potenzialità socio economica delle Misure di Piano, analizzando tre Studi a livello nazionale sulle ricadute economiche delle FER DI Greenpeace (2014), di Enel Foundation (2013) e un convegno del GSE (2013) e uno internazionale della IRENA (International Renewable Energy Agency).

Il PER propone al suo interno diversi approfondimenti su tematiche energetiche quali gli impianti solari termodinamici, l'energia da fonte idroelettrica, il restauro energetico di edifici vincolati, le biomasse, la geotermia e l'idrotermia.

In Allegato al Piano Energetico Regionale si trovano le Norme Tecniche di Attuazione (ai sensi della LR 19/2012 art.5 comma 4 punto g) dove si specifica l'attuazione del Burden Sharing e si delineano precisazioni sulle infrastrutture energetiche lineari, su altre infrastrutture energetiche, sull'idroelettrico e sul solare termodinamico.

# Sommario

**IL NUOVO PIANO ENERGETIVO REGIONALE** ..... **3**

**BREVE SINTESI DEI CONTENUTI** ..... **5**

**SOMMARIO** ..... **7**

**1. QUADRO DI RIFERIMENTO, OBIETTIVI E LINEE DI INDIRIZZO** ..... **10**

1.1 QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO E LINEE DI INDIRIZZO COMUNITARIE, NAZIONALI E REGIONALI IN CAMPO ENERGETICO E CLIMATICO ..... 10

*1.1.1. L'articolo 194 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea* ..... *10*

*1.1.2 La Strategia europea 20 20 20 e il Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione in materia di cambiamenti climatici e energia* ..... *10*

*1.1.3. Il Terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas e il recepimento delle relative direttive nell'ordinamento italiano* ..... *11*

*1.1.4. La Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 e il suo recepimento nell'ordinamento italiano* ..... *13*

*1.1.5. La Direttiva sull'efficienza energetica (2012/27/UE) e il suo recepimento nell'ordinamento italiano* . *17*

*1.1.6. La Strategia energetica nazionale (SEN).* ..... *19*

*1.1.7. La Strategia Nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici (SNACC)* ..... *30*

*1.1.8. Le linee di indirizzo comunitarie in campo energetico e climatico.* ..... *41*

*1.1.9. La normativa regionale in materia di energia.* ..... *50*

1.2 IL BURDEN SHARING. APPLICAZIONE IN REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA ..... 50

1.3 IL PER VIGENTE ..... 55

1.4 OBIETTIVI STRATEGICI E SETTORIALI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE DELLA REGIONE PREVISTI IN ALTRI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE ..... 56

1.5 LINEE DI INDIRIZZO PREVISTI DALLA L.R. 19/2012 PER LA REDAZIONE DEL PER ..... 58

1.6 INDIRIZZI DELLA PROSSIMA PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA IN MATERIA ENERGETICA E CLIMATICA ..... 60

**2. IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE ATTUALE** ..... **62**

2.1 L'OFFERTA DI ENERGIA, LA DOMANDA DI ENERGIA E IL BILANCIO ENERGETICO COMPLESSIVO ..... 62

2.2 PROIEZIONE AL 2015 DEI CONSUMI ENERGETICI REGIONALI SECONDO LO SCENARIO BASELINE ..... 69

2.3 IMPIANTI E INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ..... 70

*2.3.1 Impianti a fonti convenzionali* ..... *70*

*2.3.2 Impianti a fonti rinnovabili* ..... *74*

*2.3.3 Le infrastrutture energetiche* ..... *76*

2.4 INDICATORI ENERGETICI E AMBIENTALI EUROPEI NAZIONALI E REGIONALI ..... 89

2.5 EMISSIONI INQUINANTI E CLIMALTERANTI ..... 91

*2.5.1 Il catasto delle emissioni in atmosfera - Inemar* ..... *91*

*2.5.2 Emissioni inquinanti* ..... *93*

*2.5.3 Gas Climalteranti* ..... *95*

*2.5.4 Vettori energetici in ambito domestico* ..... *96*

*2.5.5 Il parco veicolare circolante della Regione Friuli Venezia Giulia* ..... *103*

FOCUS - IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI ..... 125

FOCUS - ENERGIA DA FONTE IDROELETTRICA ..... 126

FOCUS - RESTAURO ENERGETICO EDIFICI VINCOLATI ..... 128

FOCUS - BIOMASSE ..... 142

FOCUS - GEOTERMIA E IDROTERMIA ..... 146

**3. SCENARI ENERGETICI DI RIFERIMENTO (BASELINE)** ..... **149**

3.1 PREMESSA ..... 149

3.2 VETTORI ENERGETICI ..... 149

3.3 ATTIVITÀ ..... 152

3.4 GAS CLIMALTERANTI ($CO_2$) ..... 154

3.5 BURDEN SHARING ..... 156

3.6 GLI SCENARI DESIDERATI DEL SISTEMA ENERGETICO DELLA REGIONE SECONDO IL LIBRO VERDE ..... 157

**4. LE MISURE DEL PIANO ENERGETICO REGIONALE ..... 161**

4.1 LA STRATEGIA ENERGETICA REGIONALE IN FVG ..... 161
4.2 CONTESTO E OBIETTIVI DELLE POLITICHE ENERGETICHE REGIONALI ..... 161
4.3 LA VISION REGIONALE DEL PIANO ENERGETICO ..... 162
*4.3.1 Bio-Regione e "green belt": un carbon sink transfrontaliero per mitigare i cambiamenti climatici ..... 162*
*4.3.2 Fonti energetiche rinnovabili: consumo e produzione ..... 163*
*4.3.3 Riqualificazione energetica: efficientamento e ottimizzazione ..... 163*
*4.3.4 Sostenibilità ambientale (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti) ..... 163*
*4.3.5 Interventi infrastrutturali, impiantistici e smart grid: criteri di ecocompatibilità ..... 164*
*4.3.6 Incremento delle applicazioni tecnologiche e informatiche e inseminazione delle conoscenze in campo energetico e ambientale ..... 164*
4.4 DALLA VISION ALLA DECLINAZIONE DI OBIETTIVI GENERALI E SPECIFICI ..... 164
4.5 LE MISURE DEL PIANO ENERGETICO REGIONALE. ..... 166
4.6 AGGREGAZIONI PER LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA ..... 171
4.7 LE SCHEDE DI DETTAGLIO ..... 183
*Scheda 1. Garantire l'adeguatezza della rete di distribuzione ai fini della sicurezza e della qualità del servizio ..... 183*
*Scheda 2. Favorire il processo Smart grid ..... 188*
*Scheda 3. Supporto alle reti di teleriscaldamento ..... 195*
*Scheda 4. Incentivare i sistemi di accumulo elettrico e termico ..... 203*
*Scheda 5. Favorire la rimodulazione del funzionamento delle centrali termoelettriche tradizionali ..... 205*
*Scheda 6. Avviare azioni per lo smantellamento delle infrastrutture energetiche obsolete mediante la predisposizione di nuove infrastrutture con maggiore efficienza energetica. ..... 207*
*Scheda 7. Terminale di ricevimento di GNL di grande scala a Zaule ..... 211*
*Scheda 8. Terminale di ricevimento di GNL di piccola scala (mini/midi rigassificatore) ..... 215*
*Scheda 9. Corridoi energetici ..... 219*
*Scheda 10. Aumentare l' efficienza energetica nel settore pubblico (aumento rendimento, riduzione consumi nei settori dell'edilizia pubblica – con particolare attenzione alle strutture sanitarie - settore urbano, pubblica illuminazione) ..... 222*
*Scheda 11. Aumentare l' efficienza energetica nel settore delle attività produttive e dei trasporti ..... 226*
*Scheda 12. ESCo (Energy Service Companies) ..... 231*
*Scheda 13. Incentivazione delle conoscenze in ambito "qualificazione energetica" (diagnosi energetiche, risparmio ed efficienza energetica) ..... 238*
*Scheda 14. Programmi di ricerca nel settore FER ..... 242*
*Scheda 15. Attivare la formazione e l'informazione tecnica nel settore degli impianti termici ..... 243*
*Scheda 16. Attivare la formazione e l'informazione nel settore dei servizi energetici (Energy Manager / Esperto in gestione dell'Energia) ..... 244*
*Scheda 17. Istituire lo Sportello informativo regionale in materia di energia ..... 248*
*Scheda 18. Predisporre le linee guida contenenti criteri per incentivi a FER e criteri autorizzativi legati alle aree non idonee (requisiti ambientali per ciascuna fonte) ..... 252*
*Scheda 19. Sviluppo della mobilità sostenibile di tipo elettrico (incremento delle infrastrutture di ricarica e standardizzazione dei terminali di ricarica per i veicoli elettrici) ..... 256*
*Scheda 20. Favorire negli assetti cogenerativi il più efficiente utilizzo degli output energetici (termico, elettrico e raffrescamento) ..... 260*
*Scheda 21. Azioni di contesto per favorire la riduzione delle emissioni di gas climalteranti. ..... 262*
*Scheda 22. Azione di contesto per migliorare il quadro conoscitivo relativo alle emissioni di gas climalteranti ..... 266*
*Scheda 23. Favorire la riduzione dei gas serra nei processi produttivi ..... 268*
*Scheda 24. Favorire la riduzione dei gas serra nel settore residenziale. ..... 269*
*Scheda 25. Favorire la riduzione dei gas serra nel terziario e nella pubblica amministrazione ..... 271*
*Scheda 26. Favorire l'utilizzo di impianti a fonti rinnovabili che massimizzano la riduzione dei gas climalteranti ..... 272*
*Scheda 27. Favorire la riduzione dei gas serra nel settore della mobilità ..... 273*
*Scheda 28. Incentivare l'utilizzo delle biomasse in modo sostenibile in coerenza con quanto previsto dagli indirizzi europei e promuovere la Green Belt ..... 275*

*Scheda 29. Promuovere la costituzione di GA (gruppi di acquisto) di vettori energetici per le imprese e i cittadini* ..... *278*
*Scheda 30. Finanziamenti ai Con.Ga.Fi. finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica nei diversi settori.* ..... *279*
*Scheda 31. Individuazione di meccanismi volti alla riduzione dei costi energetici per gli utenti regionali legati alla realizzazione di infrastrutture transfrontaliere* ..... *280*
*Scheda 32. Incentivare lo sviluppo della rete di distribuzione di metano (gas naturale) per autotrazione* .. *281*

**5. LA POTENZIALITÀ STRATEGICA DELLE MISURE ..... 289**

5.1 PREMESSA ..... 289
5.2 CONSIDERAZIONI GENERALI ..... 289
5.3 CLASSIFICAZIONE E FLESSIBILITÀ DELLE MISURE ..... 292
5.4 LA POTENZIALITÀ DELLE MISURE PER ATTIVITÀ-COMPARTO ..... 296
*5.4.1 Settore industriale* ..... *298*
*5.4.2 Settore civile* ..... *299*
*5.4.3 Settore dei trasporti* ..... *301*
*5.4.4 Settore agricolo* ..... *301*
5.5 SCENARIO ENERGETICO E EMISSIVO RISULTANTE DALLE MISURE A ALTISSIMA POTENZIALITÀ ..... 303
5.6 ATTUAZIONE DEL PIANO ENERGETICO REGIONALE ..... 304

**6. LA POTENZIALITÀ SOCIO ECONOMICA DELLE MISURE ..... 305**

6.1 PREMESSA ..... 305
6.2 LE RICADUTE ECONOMICHE DELLE ENERGIE RINNOVABILI IN ITALIA – OTTOBRE 2014, DI GREENPEACE ..... 305
6.3 STATO E PROSPETTIVE DELL' EFFICIENZA ENERGETICA IN ITALIA – 2013, DI ENEL FOUNDATION ..... 306
6.4 LO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA VERSO GLI OBIETTIVI 2020 - LA VALUTAZIONE DELLE RICADUTE ECONOMICHE ED OCCUPAZIONALI - CONVEGNO GSE – ROMA 26 GIUGNO 2013, DI ALESSANDRO PELLINI ..... 311
6.5 RENEWABLE ENERGY AND JOBS – ANNUAL REWIEV 2015 – IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY) ..... 315

**ALLEGATO AL PIANO ENERGETICO REGIONALE - NORME TECNICHE DI ATTUAZIONE (AI SENSI DELLA LR 19/2012 ART.5 COMMA 4 PUNTO G) ..... 319**

ART. 1 - PROGRAMMAZIONE ENERGETICA ..... 319
ART. 2 - FINALITÀ DEL PIANO ENERGETICO REGIONALE ..... 319
ART. 3 - CONTENUTI E EFFICACIA ..... 319
ART. 4 - ATTUAZIONE DEL BURDEN SHARING ..... 319
ART. 5 - MISURE E RELATIVA ATTUAZIONE ..... 319
ART. 6 - AGGIORNAMENTO E COORDINAMENTO ..... 320
ART. 7- INFRASTRUTTURE ENERGETICHE LINEARI ..... 320
ART. 8 - ALTRE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ..... 320
ART. 9 – IDROELETTRICO ..... 320
ART. 10 – SOLARE TERMODINAMICO ..... 320

**BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA ..... 321**

# 1. Quadro di riferimento, obiettivi e linee di indirizzo

## 1.1 Quadro normativo di riferimento e linee di indirizzo comunitarie, nazionali e regionali in campo energetico e climatico

Nel presente paragrafo sarà analizzato il quadro normativo di riferimento a livello comunitario, nazionale e regionale in materia di energia e clima. Oggetto di analisi saranno i principali provvedimenti legislativi che si sono succeduti negli ultimi anni e che hanno riguardato tali materie. Nello specifico saranno analizzate tutte le norme che potrebbero rilevare ai fini della redazione del Piano energetico. Nel presente paragrafo verranno poi analizzate le linee di indirizzo comunitarie, nazionali e regionali in campo energetico e climatico. Si cercherà di mettere in luce gli obiettivi che le istituzioni europee e nazionali perseguono in campo energetico e climatico (in risposta alle principali criticità che sono emerse in tali campi) e le eventuali misure già individuate come funzionali al raggiungimento degli stessi.

### 1.1.1. L'articolo 194 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea

Per quanto riguarda il quadro normativo di riferimento, a livello comunitario, nazionale e regionale in materia di energia e clima, è da rilevare, innanzitutto, **l'art. 194 del TFUE**, introdotto dal Trattato di Lisbona, che ha fornito una "base giuridica" specifica e autonoma per l'azione dell'Unione europea nel campo energetico.

Tale norma sancisce dei limiti all'azione dell'Unione nella realizzazione degli obiettivi di politica energetica. Le misure delle istituzioni dell'UE, infatti, ai sensi del par. 2, «*non incidono sul diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra varie fonti energetiche e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico*». Queste indicazioni sembrerebbero segnare la linea di confine tra le competenze UE e le competenze nazionali. La norma sembra contenere una riserva di competenza a favore degli Stati membri molto netta che dovrà confrontarsi con il diritto energetico finora realizzato che influisce spesso e di fatto, sulla composizione del mix energetico degli Stati stessi (basti pensare alla seconda direttiva sulle rinnovabili, 2009/28/CE, che pone un calendario ben preciso in ordine alla percentuale di energie rinnovabili che dovrà essere presente nel mix energetico nazionale). Nel misurare l'ampiezza di questa "riserva" di competenze esclusive degli Stati membri si dovrà necessariamente tenere conto di quanto disposto dall'art. 192 TFUE, il quale consente alle istituzioni UE di prendere misure che incidono sulla scelte energetiche di uno Stato membro o sul suo approvvigionamento (i.e. l'adozione di *misure aventi una sensibile incidenza sulla scelta di uno Stato membro tra diverse fonti energetiche e sulla struttura generale dell'approvvigionamento energetico del medesimo*). Ciò implica che sarebbe possibile per le istituzioni UE, in sede di esercizio delle competenze ambientali, toccare quelle zone di competenza esclusiva che l'art. 194 riserva agli Stati nel settore dell'energia ovvero ,la scelta del proprio mix energetico e la struttura generale del proprio approvvigionamento. L'art. 194 condiziona il perseguimento degli obiettivi di politica energetica *all'esigenza di preservare e migliorare l'ambiente.* Il TFUE subordina la politica energetica a quella ambientale.

### 1.1.2 La Strategia europea 20 20 20 e il Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione in materia di cambiamenti climatici e energia

La Strategia 20-20-20 ha stabilito per l'Unione europea tre ambiziosi obiettivi da raggiungere entro il 2020:

1. riduzione dei gas a effetto serra del 20% (o del 30% in caso di accordo internazionale);
2. riduzione dei consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica;
3. raggiungimento del 20% del fabbisogno energetico europeo con le energie rinnovabili.

Dopo questa dichiarazione di intenti, nel dicembre del 2008 è stato approvato il Pacchetto Clima-Energia, che istituisce, attraverso sei nuovi strumenti legislativi europei, i metodi per tradurre in pratica gli obiettivi al 2020:

1. Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (Direttiva 2009/28/EC);
2. Direttiva Emission Trading (Direttiva 2009/29/EC);
3. Direttiva sulla qualità dei carburanti (Direttiva 2009/30/EC);
4. Direttiva Carbon Capture and Storage - CCS (Direttiva 2009/31/EC);
5. Decisione Effort Sharing (Decisione 2009/406/EC);

6. Regolamento CO2 Auto (Regolamento 2009/443/EC).

Il 27 marzo 2013 la Commissione europea ha adottato il ***Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione in materia di cambiamenti climatici e energia***, che si pone in continuità con le politiche e gli obiettivi fissati con orizzonte al 2020. In considerazione dei cambiamenti che, successivamente alla definizione del quadro normativo con orizzonte al 2020, si sono registrati sia in ambito economico e sia nei mercati energetici, come pure nel campo della ricerca e della tecnologia applicata alla produzione di energia, le Istituzioni comunitarie hanno deciso di avviare una riflessione sugli obiettivi che si intendono perseguire a livello europeo entro il 2030. Il Libro verde, costituisce il primo passo verso la definizione di un nuovo accordo sulle future politiche energetiche e climatiche dell'Unione europea. È stato oggetto di una consultazione pubblica che si è conclusa il 2 luglio 2013 e che si prefiggeva lo scopo di acquisire dagli Stati membri, dalle istituzioni e dai portatori d'interesse, le loro posizioni su una serie di questioni chiave nella definizione del nuovo quadro al 2030.

Tenuto conto degli esiti della consultazione, il 22 gennaio 2014 la Commissione ha pubblicato la Comunicazione quadro per le politiche energia e clima 2030 (COM (2014) 15 final. Sul quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima si è espresso anche il Consiglio europeo, da ultimo nella seduta del 23-24 ottobre 2014, approvando i nuovi obiettivi Clima Energia al 2030 che sono:

- riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, con obiettivi vincolanti per gli Stati membri per i settori non-ETS;
- raggiungimento del 27% di energie rinnovabili sui consumi finali di energia, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- raggiungimento del 27% di efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Nel 2015 sarà avviato il percorso per l'adozione degli strumenti legislativi europei necessari a raggiungere gli obiettivi. L'accordo prevede per essi nuove forme di governance, che consentano una maggiore sinergia tra le misure e una maggiore armonizzazione tra gli Stati membri.

### 1.1.3. Il Terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas e il recepimento delle relative direttive nell'ordinamento italiano

Il **Terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas** è stato approvato il 13 luglio 2009 e è entrato in vigore il 3 settembre dello stesso anno.

Il pacchetto si compone di due Direttive e di tre Regolamenti:

- Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE;
- Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE;
- Regolamento (CE) 713/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento (CE) 714/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) 1228/03;
- Regolamento (CE) 715/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) 1775/05.

I principali contenuti del Terzo pacchetto energia riguardano in sintesi:

- l'istituzione dell'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER). L'Agenzia è stata istituita con l'obiettivo primario di colmare il "gap di regolazione" che sussiste a livello transfrontaliero ovvero la persistente e disomogenea applicazione delle norme comunitarie da parte degli Stati membri. L'Agenzia controlla l'esecuzione dei compiti da parte delle REGST (Reti Europee dei Gestori dei Sistemi di Trasmissione)

e è competente a fornire un parere sul progetto decennale di sviluppo delle reti. L'ACER partecipa allo sviluppo dei codici di rete e ha il compito di monitorare l'attuazione di tali codici e dei piani di sviluppo della rete. L'ACER decide sulle questioni di regolamentazione delle infrastrutture transfrontaliere e sulle condizioni di accesso alle stesse e di sicurezza operativa delle medesime, nonché sulle procedure e i tempi di assegnazione delle capacità e sulla ripartizione delle entrate derivanti dalla congestione;

- l'istituzione delle Reti europee di gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica e del gas naturale (REGST - Rete Europea dei Gestori dei Sistemi di Trasmissione o anche European Networks of Transmission System Operators – ENTSO). Ai sensi dei Regolamenti 714/09 e 715/09, i gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica e del gas naturale instaurano una cooperazione nell'ambito, rispettivamente, della REGST (Rete Europea dei Gestori dei Sistemi di Trasmissione) dell'energia elettrica e della REGST del gas e pubblicano ogni due anni un piano di investimenti sulla base del quale si possono prendere decisioni in materia di investimenti. Le REGST hanno il compito di adottare strumenti comuni di gestione delle reti, un piano di sviluppo decennale delle stesse, raccomandazioni relative al coordinamento della cooperazione tecnica tra operatori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica/trasporto del gas naturale della Comunità, un programma annuale di lavoro, una relazione annuale, prospettive annuali per il periodo estivo e invernale sull'adeguatezza delle capacità di produzione dell'energia elettrica/di approvvigionamento del gas. Fra i compiti primari delle REGST è la definizione sia dei Codici di rete per ambiti definiti e sia di un piano decennale europeo degli investimenti, che deve essere approvato dalla Commissione europea su parere vincolante dell'ACER;
- il rafforzamento delle tutele per i consumatori;
- il rafforzamento del regime di separazione per i gestori dei sistemi di trasmissione verticalmente integrati;
- il rafforzamento dell'indipendenza, delle competenze e dei poteri dei regolatori nazionali.

Alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE è stata data attuazione con il **D.lgs. 1 giugno 2011 n. 93,** approvato dal Consiglio dei Ministri in attuazione della delega contenuta nella legge comunitaria 2009, perseguendo gli obiettivi indicati nella delega stessa, tra cui quelli di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, la qualità del servizio, la concorrenza nei mercati interni dell'elettricità e del gas e l'efficienza dei relativi sistemi infrastrutturali, di assicurare un'efficace separazione tra imprese del gas che sono proprietarie e che gestiscono reti di trasporto e imprese che utilizzano le reti di trasporto medesime per l'importazione e la vendita di gas (il cosiddetto unbundling ovvero spacchettamento), di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e di tutelare maggiormente i consumatori, in particolare i clienti "vulnerabili" (come da commi 3 e 4 dell'art. 17, L. 4 giugno 2010, n. 96).

Tra le novità di rilievo introdotte dal D.lgs. 93/2011 si segnalano le disposizioni riguardanti: la definizione di una politica energetica nazionale, lo spacchettamento, l'accesso allo stoccaggio di modulazione del gas e gli obblighi di stoccaggio strategico, gli obblighi servizio pubblico e la tutela dei consumatori e i compiti e poteri dell'Autorità.

Rilevano le disposizioni riguardanti la definizione di una politica energetica nazionale per le quali il D.lgs. 93/2011 prevede un'attività d'indirizzo e normativa da parte del Ministero dello sviluppo economico, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. A tale scopo, il D.lgs. stabilisce (art. 1, comma 2) che il Ministero, previa consultazione delle Regioni e delle parti interessate, elabori degli scenari decennali di sviluppo dei mercati elettrico e del gas naturale, articolati, ove possibile, per Regione, che dovranno essere aggiornati con cadenza biennale e dovranno comprendere le previsioni sull'andamento della domanda, suddivisa nei vari settori, e le necessità di potenziamento delle infrastrutture di produzione, importazione, trasporto, nonché, per il gas naturale, lo stoccaggio, eventualmente individuando gli opportuni interventi al fine di sviluppare la concorrenza e di migliorare la sicurezza del sistema del gas naturale.

L'articolo 3 del D.lgs. 93/2011 prevede, attraverso un DPCM, emanato su proposta del dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE), d'intesa con la Conferenza unificata, sulla base dei succitati scenari decennali e in coerenza con il Piano d'Azione Nazionale adottato in attuazione della direttiva 2009/28/CE e con il Piano d'Azione per l'efficienza energetica adottato in attuazione della direttiva 2006/32/CE, che siano individuate, con riferimento

a grandi aree territoriali e a un adeguato periodo temporale, le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti.

Tale DPCM dovrà essere aggiornato con cadenza almeno biennale, in funzione delle esigenze di conseguimento degli obiettivi di politica energetica nazionale, tenendo conto della effettiva evoluzione della domanda di energia, dell'integrazione del sistema energetico italiano nel mercato interno dell'energia e dell'effettivo grado di avanzamento della realizzazione delle infrastrutture individuate. Le amministrazioni interessate a qualunque titolo nelle procedure autorizzative delle infrastrutture individuate devono attribuire a esse priorità e urgenza negli adempimenti e nelle valutazioni di propria competenza. Nel caso di mancato rispetto, da parte delle amministrazioni regionali competenti, dei termini per l'espressione dei pareri o per l'emanazione degli atti di propria competenza, il Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, assegna alla regione interessata un congruo termine per provvedere, che non può essere, comunque, inferiore a due mesi. Decorso inutilmente tale termine il Consiglio dei Ministri, sentita la regione interessata, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, nomina un apposito commissario, che provvede all'espressione dei pareri ovvero all'adozione degli atti. Gli impianti e infrastrutture individuati nel DPCM sono dichiarati di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti. Le amministrazioni competenti ovvero quelle chiamate ad esercitare le relative funzioni autorizzatorie hanno, comunque, la possibilità di effettuare tale dichiarazione anche per altri impianti e infrastrutture della stessa tipologia, ove comunque corrispondenti agli obiettivi di politica energetica. La corrispondenza di un'infrastruttura a tali obiettivi è inclusa tra i criteri di valutazione ai fini del riconoscimento, per la stessa, dell'esenzione dall'accesso dei terzi e può comportare l'applicazione di una regolazione tariffaria di favore.

Per gli impianti individuati nel DPCM sono previste alcune misure asimmetriche (art. 3) come la priorità alla realizzazione e al potenziamento degli impianti coerenti con la strategia energetica nazionale, la dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità e la possibilità di beneficiare di misure di agevolazione esistenti per un periodo di tempo prolungato. All'eventuale inerzia delle amministrazioni regionali in tema di autorizzazioni si sopperisce con l'assegnazione di un termine da parte del Presidente del Consiglio dei ministri, decorso inutilmente il quale è nominato un Commissario dotato del potere di emanare gli atti in luogo delle amministrazioni inadempienti. Le infrastrutture coerenti con la strategia energetica nazionale possono essere esentate dal regime di accesso dei terzi e di beneficiare di una regolazione tariffaria di favore.

Il D.lgs. 93/2011 prevede anche un coinvolgimento delle Regioni nelle procedure di approvazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica e della rete per il trasporto del gas naturale (cfr. gli artt. 16 e 36). Per quanto riguarda la valutazione e il monitoraggio del Piano di sviluppo delle reti di trasporto gas, il relativo meccanismo è stato definito con il Decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 134 del 10 giugno 2013.

#### 1.1.4. La Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 e il suo recepimento nell'ordinamento italiano

È una Direttiva fondamentale in materia di energia e clima e riguarda la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Tale Direttiva fa parte del cosiddetto "Pacchetto 20-20-20", misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere simultaneamente nel 2020, l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili ovvero la riduzione almeno del 20% delle emissioni di gas serra derivanti dal consumo di energia nell'UE rispetto ai livelli del 1990, l'aumento al 20% della percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili energia e il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

I tratti salienti della Direttiva sono:

1. Definizione di obiettivi vincolanti. Il primo obiettivo è il 20% di fonti rinnovabili sui consumi energetici entro il 2020, ripartendo tale onere fra gli Stati membri. Per quanto riguarda l'Italia, il nostro Paese dovrà aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili fino al 17%. Il secondo obiettivo, da applicarsi su scala nazionale e non dell'Unione, attiene al settore dei trasporti e si sostanzia nell'obbligo, per ciascuno

Stato, di far sì che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno del 10% del consumo finale settoriale.

2. L'effettivo conseguimento degli obiettivi è sostanzialmente rimesso agli Stati membri, i quali possono adottare le misure che ritengono opportune per assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili sia uguale o superiore alla traiettoria indicativa fissata dal legislatore comunitario (cfr. l'allegato I, parte B). Quest'ultimo *per assicurare che gli obiettivi nazionali obbligatori generali vengano raggiunti* ha ritenuto che gli Stati membri debbano *cercare di seguire una traiettoria indicativa che permetta loro di avanzare verso il conseguimento dei loro obiettivi obbligatori finali.* A essi è stato imposto di presentare un Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili nel caso in cui la quota di energia da fonti rinnovabili sia scesa al di sotto della traiettoria, prevedendo misure adeguate e proporzionate per rientrare, entro un periodo di tempo ragionevole, nella traiettoria indicativa stessa.

3. La Direttiva indica che per il conseguimento dei propri obiettivi gli Stati membri possono applicare regimi di sostegno e misure di cooperazione con altri Stati membri Prevede che gli Stati membri possano porre in essere il cosiddetto trasferimento statistico ovvero concludere accordi per il trasferimento da uno Stato membro a un altro di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili. La Direttiva permette una condivisione di iniziative ed oneri (progetti e regimi di sostegno comuni) con il fine evidente di ottimizzare l'allocazione delle risorse, evitando diseconomiche duplicazioni e ridurre i costi per il conseguimento degli obiettivi prefissati.

4. La Direttiva, oltre a misure che intervengono sul lato dell'offerta, prevede anche misure di politica energetica focalizzate sul lato della domanda. Gli Stati membri devono modificare le proprie regolamentazioni e i propri codici in materia edilizia imponendo l'uso di livelli minimi di energia da fonti rinnovabili in tutti gli edifici nuovi e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, per raggiungere, come fine ultimo, la cosiddetta autosufficienza energetica e introdurre misure appropriate al fine di aumentare la quota di qualsiasi tipo di energia da fonti rinnovabili nel settore edilizio. Gli Stati membri devono provvedere affinché i nuovi edifici pubblici e gli edifici pubblici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, a livello nazionale, regionale e locale, svolgano un ruolo di esempio. Tale obbligo può essere soddisfatto rispettando le norme in materia di edifici a consumo di energia zero o prevedendo che i tetti degli edifici pubblici o misti (pubblico-privati) siano utilizzati da terzi per impianti che producono energia da fonti rinnovabili. Devono promuovere l'uso di sistemi e di apparecchiature per il riscaldamento e il raffreddamento da energie rinnovabili che consentano una riduzione significativa del consumo di energia. Sono previsioni che coniugano obiettivi di efficienza energetica e di promozione dell'utilizzo di energie rinnovabili (mediante la previsione di quote minime). La Direttiva sottolinea la stretta connessione tra lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e la disciplina dell'efficienza energetica, in funzione sia di una riduzione dell'emissione di gas serra e sia di una diminuzione della dipendenza europea dalle importazioni di petrolio e di energia, per accrescere la sicurezza degli approvvigionamenti. Con l'aumento dei livelli di efficienza energetica si riducono i volumi di consumo, influendo sul denominatore della frazione che esprime l'obiettivo percentuale delle energie rinnovabili, favorendone il conseguimento.

5. La Direttiva contiene delle disposizioni sulla semplificazione delle procedure autorizzatorie. Prescrive chiarezza in ordine alle competenze e alle tempistiche di tali procedure, una ulteriore semplificazione delle stesse nel caso di progetti di piccole dimensioni (cfr. il considerando 43 il quale prevede che *per stimolare il contributo dei singoli cittadini agli obiettivi previsti dalla presente direttiva, le autorità competenti dovrebbero valutare la possibilità di sostituire le autorizzazioni con una semplice notifica all'organismo competente in caso d'installazione di piccoli dispositivi decentrati per produrre energia da fonti rinnovabili*), completezza e trasparenza informativa e proporzionalità degli oneri rispetto ai costi sottostanti.

6. La Direttiva tratta di disposizioni in materia di accesso e funzionamento delle reti elettriche. Gli Stati membri debbono provvedere affinché l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili benefici abbia accesso prioritario o una garanzia di accesso al sistema elettrico. Devono provvedere affinché, nel dispacciamento (e cioè nella chiamata in esercizio) degli impianti di produzione dell'energia elettrica, i gestori del sistema di trasmissione diano priorità agli impianti che utilizzano le fonti rinnovabili. Entrambi gli obblighi trovano un limite nella sicurezza del sistema. Gli Stati membri devono adottare misure appropriate per sviluppare

l'infrastruttura di rete e anche la sua capacità di interconnessione con quelle degli altri Stati membri o di Paesi terzi, in modo da consentire il funzionamento sicuro del sistema elettrico e garantire agli impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti rinnovabili un accesso alla rete e la chiamata in esercizio prima di quelli che utilizzano fonti tradizionali. Correlato a tale obbligo c'è quello di adottare misure adeguate per accelerare le procedure di autorizzazione dell'infrastrutture di rete. Il legislatore comunitario si è reso conto che la progettata espansione di energia da fonti rinnovabili comporta la necessità di accelerare la modernizzazione della rete elettrica. La rete deve essere preparata a accogliere un volume significativo di elettricità prodotto da fonti rinnovabili che non sono programmabili. I sistemi elettrici, anche per agevolare le forme di cooperazione, devono diventare maggiormente intercomunicabili. Devono essere rimossi tutti gli ostacoli al miglioramento delle infrastrutture lineari energetiche europee, tra cui quelli burocratici. A tal fine la Direttiva prevede l'adozione di misure adeguate per accelerare le relative procedure di autorizzazione. Nei rispettivi Piani d'Azione Nazionali per le energie rinnovabili gli Stati membri devono valutare la necessità di costruire una nuova infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento prodotti da fonti rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali. In base a tale valutazione gli Stati membri adottano, se necessario, misure intese a sviluppare l'infrastruttura per il teleriscaldamento in modo da far fronte allo sviluppo della produzione di riscaldamento e di raffreddamento in grandi impianti a biomassa, solari e geotermici.

7. La Direttiva conclude con alcune disposizioni riguardanti i biocarburanti e i bioliquidi. Introduce un sistema di garanzia della sostenibilità ambientale dei biocombustibili, tale da assicurare che i combustibili considerati al fine del conseguimento degli obiettivi nazionali risultino strumentali al raggiungimento di un livello minimo di riduzione delle emissioni nocive. Allo scopo di realizzare un'armonizzazione completa di tali criteri di sostenibilità la Direttiva vieta agli Stati membri l'adozione di misure che possano costituire un ostacolo agli scambi di carburanti tra gli Stati stessi.[1]

Alla direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili è stata data attuazione con il **D.lgs. del 3 marzo 2011 n. 28**. Con tale provvedimento il legislatore nazionale ha tradotto in misure concrete le strategie delineate nel Piano di azione nazionale (adottato il 30 giugno 2010), per il conseguimento entro il 2020 della quota del 17% di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, rispetto ai consumi energetici nazionali. Per il raggiungimento di tale obiettivo il D.lgs. 28/2011 provvede:

- alla necessaria semplificazione delle procedure autorizzative e allo sviluppo delle reti elettriche indispensabili per il pieno sfruttamento delle fonti rinnovabili. La costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia alimentati a FER siano disciplinati secondo speciali procedure amministrative semplificate, accelerate nonché proporzionate e adeguate alle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione. Gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati

[1] Nell'ottobre 2012 la Commissione europea ha proposto una revisione della Direttiva 2009/28/CE volta a rivedere l'impatto dell'uso dei biocarburanti sul cambiamento indiretto della destinazione dei terreni che la produzione di alcune tipologie di biomassa e in particolare i biocarburanti hanno comportato, proponendo metodi intesi a ridurre al minimo tale impatto.

Gli elementi essenziali di tale proposta sono:

1) Limitare il contributo apportato dai biocarburanti convenzionali (con il rischio di emissioni ILUC – Indirect Land Use Change) al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva sulle energie rinnovabili. Il contributo dei biocarburanti da colture alimentari (cereali, zuccheri e oli vegetali) dovrà essere limitato al 5% in termini di contenuto energetico sul totale dell'obiettivo del 10% di energia da fonti rinnovabili per il settore dei trasporti per il 2020

2) Migliorare le prestazioni in termini di riduzione dei gas a effetto serra dei processi di produzione di biocarburante, tutelando gli impianti già operativi alla data del 1 luglio 2014. I nuovi impianti che producono biocarburanti, dopo quella data, devono garantire una riduzione di gas serra pari al 60% rispetto alle emissioni prodotte da impianti che funzionano con combustibili fossili.

3) Incoraggiare una maggiore penetrazione nel mercato dei biocarburanti avanzati a ILUC ridotte, consentendo loro di contribuire maggiormente agli obiettivi stabiliti dalla direttiva sulle energie rinnovabili rispetto ai biocarburanti convenzionali. I biocarburanti di seconda generazione che derivano da prodotti non alimentari come i rifiuti, colture non alimentari, residui agricoli e paglie devono avere un peso maggiore nel raggiungere gli obiettivi del 10% di energia rinnovabile nei trasporti.

4) Migliorare la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra obbligando gli Stati membri e i fornitori di carburante a comunicare le emissioni stimate associate al cambiamento indiretto della destinazione dei terreni (ILUC) dei biocarburanti. In dettaglio si propone che le emissioni indirette di gas serra associate con il cambiamento indiretto della destinazione dei terreni siano comunicati utilizzando dei fattori di emissione standard.

a FER sono assoggettati a tre diversi modelli procedimentali a seconda della taglia dell'impianto: Autorizzazione Unica (AU) per gli impianti sopra 1MW; Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) per gli impianti fino ad 1 MW; comunicazione relativa a attività in edilizia libera per gli impianti più piccoli (fino a 50 kW). Gli impianti per la produzione di energia termica da FER sono assoggettati, a seconda dei casi, a PAS o a semplice comunicazione, diversamente dagli impianti di distribuzione di metano i quali necessitano ancora di AU. Il D.lgs. 28/2011 impone alle Regioni di prevedere specifiche semplificazioni per i relativi procedimenti. È prevista la AU per la costruzione e l'esercizio delle opere di sviluppo delle reti elettriche indispensabili al pieno sfruttamento delle FER ovvero opere di sviluppo funzionali all'immissione in rete dell'energia prodotta da una pluralità di impianti che non sono state valutate e autorizzate all'interno dei relativi procedimenti. Se si tratta di opere che interessano la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), Terna è obbligata a inserirle in un'apposita sezione del Piano di sviluppo dell'infrastruttura (nella quale possono essere inclusi anche sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili). È previsto che ai distributori di energia elettrica che effettuano interventi di ammodernamento secondo i concetti di smart grid[2] spetti una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per il servizio di distribuzione; si tratta di interventi le cui caratteristiche verranno definite dall'AEEGSI che nell'accordare la maggiorazione della remunerazione del capitale investito, deve tener conto anche delle indicazioni delle Regioni territorialmente interessate agli interventi.

- alla previsione dell'obbligo di integrazione di impianti a FER (funzionali alla produzione di calore o elettricità o al raffrescamento) negli edifici di nuova costruzione e negli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti.
- alla previsione di modalità adeguate per la diffusione di informazioni relative alle FER e all'efficienza energetica.
- all'introduzione di misure per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. È previsto l'obbligo per i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti o la facoltà per i Comuni con popolazione inferiore, di definire in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti a incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili.
- alla razionalizzazione e all'adeguamento dei sistemi sia di incentivazione della produzione di energia da FER (energia elettrica, energia termica, biocarburanti), sia di incremento dell'efficienza energetica, così da ridurre i relativi oneri in bolletta a carico dei consumatori.
- a dare attuazione a quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE in materia di misure di cooperazione con altri Stati membri e con Paesi terzi. Il D.lgs. 28/2011 consente alle regioni e alla province autonome, ai fini del raggiungimento dei rispettivi obiettivi in materia di fonti rinnovabili, definiti dal Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (cosiddetto Burden sharing), di concludere accordi per il trasferimento statistico di determinate quantità di energia rinnovabile. Ai fini del raggiungimento dei propri obiettivi le Regioni possono concludere intese con enti territoriali interni a altro Stato membro e accordi con altri Stati membri per trasferimenti statistici, possono promuovere l'efficienza energetica in coerenza con le norme nazionali, possono emanare indirizzi agli enti locali, in particolare per il contenimento dei consumi energetici e per lo svolgimento dei procedimenti di competenza degli enti locali relativi alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione da FER e possono incentivare la produzione di energia da FER e l'efficienza energetica, nei limiti di cumulabilità fissati dalle norme nazionali.

Il provvedimento individua, infine, modalità relative alla al monitoraggio del progressivo raggiungimento degli obiettivi.

[2] Smart Grid è una rete elettrica in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi (consumatori e produttori, "prosumer" ovvero un consumatore che è a sua volta produttore) al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso e sicuro

Il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 recepisce i criteri di sostenibilità obbligatori per i biocarburanti e i bioliquidi introdotti dalla Direttiva 28/2009, insieme all'obbligo di 10% di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

In materia di biocarburanti la quota da immettere in consumo è calcolata sulla base del potere calorifico totale di benzina e gasolio forniti nell'anno precedente. L'attuale quota di immissione in consumo è pari al 4,5%: ciò significa che nel 2013 i fornitori di benzina e gasolio devono immettere in consumo una quantità di biocarburanti avente un potere calorifico pari al 4,5% dell'energia contenuta nella benzina e nel gasolio venduti nel 2012. La quota percentuale è destinata a salire, fino a raggiungere il 5 % entro il 2014.

Come strumento per il monitoraggio dell'assolvimento dell'obbligo sono stati istituiti i *Certificati di Immissione in Consumo* di biocarburanti, emessi dal MISE che si avvale del Gestore dei Servizi Energetici.

Per il rispetto degli obblighi in materia di sostenibilità e riduzione dei gas serra nell'uso di biocarburanti previsti dalla direttiva 28/2009 i biocarburanti che vogliono beneficiare di sostegno finanziario, dal 2012 devono rispettare determinati criteri di sostenibilità.

I criteri di sostenibilità sono i seguenti:

- 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);
- le materie prime con cui sono prodotti i biocarburanti[3] non devono provenire da terreni a alta biodiversità, da terreni che presentano un elevato stock di carbonio, da torbiere;
- se le materie prime sono coltivate nel territorio dell'Unione Europea, devono rispettare il Regolamento CE 73/2009 che stabilisce i requisiti e le norme per il mantenimento di buone condizioni agricole e ambientali;
- 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 dei criteri di sostenibilità, tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire (in alternativa):

- al Sistema Nazionale di Certificazione della sostenibilità (Decreto del Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare del 23 gennaio 2012, e successive modificazioni);
- a un sistema volontario approvato dalla Commissione Europea;
- a un accordo bilaterale o multilaterale concluso dall' Unione Europea con Paesi terzi e riconosciuto dalla Commissione Europea.

### 1.1.5. La Direttiva sull'efficienza energetica (2012/27/UE) e il suo recepimento nell'ordinamento italiano

La direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica è stata approvata dal Consiglio il 4 ottobre 2012 e è entrata in vigore il 4 dicembre 2012. Dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 5 giugno 2014.

La direttiva *stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione europea al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale dell'Unione relativo all'efficienza energetica del*

[3] Il Decreto Ministeriale Sviluppo sul Burden Sharing del 15 marzo 2012 (ripartizione di una quota minima di incremento dell'energia prodotta da FER per il raggiungimento della quota di consumo finale lordo del 17% a livello nazionale) specifica che i biocarburanti non concorrono alla determinazione della quota da ripartire tra le Regioni e le Provincie autonome poiché considera tali quote di obiettivo di competenza nazionale. Si veda il paragrafo 1.2 **Il Burden sharing. Applicazione in Regione Friuli Venezia Giulia** e paragrafo 3.5 **Burden Sharing**.

*20% entro il 2020 e di gettare le basi per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica al di là di tale data* (art. 1, par. 1). L'efficienza energetica è ritenuta dalle Istituzioni comunitarie un valido strumento per affrontare le sfide che l'Unione si trova a dover affrontare (sfide determinate da una maggiore dipendenza dalle importazioni di energia, dalla scarsità di risorse energetiche, nonché dalla necessità di limitare i cambiamenti climatici e di superare la crisi economica). Propone il miglioramento della sicurezza di approvvigionamento dell'Unione, riducendo il consumo di energia primaria e diminuendo le importazioni di energia. L'efficienza energetica contribuisce a ridurre le emissioni di gas serra in modo efficiente in termini di costi e quindi, a ridurre i cambiamenti climatici. Il passaggio a un'economia più efficiente sotto il profilo energetico dovrebbe accelerare la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative e migliorare la competitività dell'industria dell'Unione, rilanciando la crescita economica e la creazione di posti di lavoro di qualità elevata in diversi settori connessi con l'efficienza energetica.

La direttiva impone agli Stati membri di fissare obiettivi indicativi nazionali di efficienza energetica per il 2020 e introduce misure giuridicamente vincolanti per favorire un uso più efficiente dell'energia in tutte le fasi della catena energetica, dalla trasformazione alla distribuzione per il consumo finale.

Un ruolo chiave nel conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico è attribuito alla riqualificazione degli edifici privati e pubblici. Gli edifici di proprietà degli enti pubblici rappresentano una quota considerevole del parco immobiliare e godono di notevole visibilità nella vita pubblica. Il settore pubblico costituisce uno strumento importante per stimolare la trasformazione del mercato verso edifici (ma anche verso prodotti e servizi) più efficienti, nonché per indurre cambiamenti di comportamento dei cittadini e delle imprese relativamente al consumo di energia. La diminuzione del consumo di energia grazie a misure che permettono di migliorare l'efficienza energetica degli edifici pubblici potrà liberare risorse pubbliche da destinare ad altri fini. Gli enti pubblici a livello nazionale, regionale e locale dovranno svolgere un ruolo esemplare in materia di efficienza energetica. La direttiva fissa un tasso annuo di ristrutturazione per gli edifici pubblici (3% della relativa superficie) e stabilisce che lo Stato e gli enti locali acquistino esclusivamente prodotti, servizi e edifici a alta efficienza energetica.

Gli Stati dovranno:

- introdurre uno schema di riduzione dei consumi energetici finali, ponendo in capo ai distributori di energia (elettricità e gas naturale) obiettivi annuali di riduzione pari all'1,5% delle vendite annuali. C'è la possibilità, per ogni Stato membro, di fissare l'obiettivo di riduzione all'1% per gli anni 2014 e 2015 e all'1,25 % per gli anni 2016 e 2017. Gli Stati membri possono scegliere di adottare altre misure per realizzare risparmi energetici tra i clienti finali. Un'indicazione non esaustiva di tali misure è contenuta nell'art. 7, par. 9 (imposte sull'energia o sul biossido di carbonio; regimi o strumenti di finanziamento o incentivi fiscali che portano all'applicazione di tecnologie o tecniche efficienti dal punto di vista energetico e hanno l'effetto di ridurre il consumo finale di energia; standard e norme diretti a migliorare l'efficienza energetica dei prodotti e dei servizi, compresi gli edifici e i veicoli; programmi di formazione e istruzione, compresi programmi di consulenza in materia di energia e altro);
- promuovere la disponibilità, per tutti i clienti finali, di audit energetici di elevata qualità svolti in maniera indipendente da esperti qualificati e accreditati;
- incentivare la diffusione a prezzi accessibili di contatori intelligenti in grado di misurare il consumo effettivo e di fornire informazioni sul tempo effettivo d'uso.
- valutare il potenziale di applicazione della cogenerazione a alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, oltre che promuovere l'uso di questi sistemi;
- mettere a punto regimi di certificazione, accreditamento e qualificazione e renderli disponibili per i fornitori di servizi e di audit energetici;
- istituire strumenti finanziari o agevolare il ricorso a quelli esistenti per il miglioramento dell'efficienza energetica e facilitare gli interventi di efficientamento energetico degli edifici.

Con la **legge 6 agosto 2013, n. 96** il Parlamento ha delegato il Governo a adottare uno o più decreti legislativi per l'attuazione della direttiva 2012/27/UE. Il legislatore delegato dovrà attenersi ai criteri direttivi di cui all'art. 4 del provvedimento legislativo che risulta così formulato *Al fine di favorire l'efficienza energetica e ridurre l'inquinamento ambientale e domestico mediante la diffusione delle tecnologie elettriche, nell'esercizio della delega legislativa per l'attuazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, il*

*Governo è tenuto a introdurre disposizioni che attribuiscano all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di adottare uno o più provvedimenti volti ad eliminare l'attuale struttura progressiva delle tariffe elettriche rispetto ai consumi e ad introdurre tariffe aderenti al costo del servizio. Dall'attuazione del presente articolo non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.*

Alla direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 è stata data attuazione con il **D.lgs. 4 luglio 2014 n. 102**. Il provvedimento, in vigore dal 19 luglio 2014, stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico, ovvero la riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di TEP dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di TEP di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la Strategia Energetica Nazionale.

Il D.lgs. 102/2014 prevede:

- interventi annuali di riqualificazione energetica sugli immobili della pubblica amministrazione;
- la previsione dell'obbligo per le grandi imprese e le imprese energivore di eseguire diagnosi di efficienza energetica;
- l'istituzione di un Fondo nazionale per l'efficienza energetica per la concessione di garanzie o l'erogazione di finanziamenti, al fine di favorire interventi di riqualificazione energetica della PA, l'efficienza energetica negli edifici residenziali e popolari e la riduzione dei consumi di energia nell'industria e nei servizi.

### 1.1.6. La Strategia energetica nazionale (SEN).

La Strategia Energetica Nazionale ha visto la luce nel marzo 2013 e si incentra su **quattro obiettivi** principali:

1. Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei entro il 2020 e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale del Paese.

2. Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto 20-20-20) e assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050*.

3. Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento del nostro Paese, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. Obiettivi prioritari sono ritenuti il miglioramento della capacità di risposta a eventi critici e la riduzione del livello di importazioni di energia che espongono il Paese ai rischi di volatilità e di livelli di prezzo attesi nel prossimo futuro.

4. Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia è considerato un obiettivo in sé della strategia energetica. Particolare attenzione si ritiene vada rivolta alla crescita di tutti i segmenti dell'*economia verde* di cui si ritiene importante sfruttare appieno il potenziale.

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, con la Relazione al 31/03/2015, rileva che per i clienti industriali in Italia il prezzo del gas, per la prima classe di consumo, è più alto di oltre il 16% rispetto agli altri Paesi europei, con una fiscalità diretta che pesa tra il 40% e il 48%, mentre la media europea si attesta al 33%. Il prezzo dell'energia elettrica, per i clienti industriali nella classe di consumo 500-2000 MWh, una delle più rappresentative dei clienti industriali italiani, il prezzo lordo risulta più alto del 25% rispetto alla media dell'area euro.

Per il raggiungimento di tali obiettivi nel medio-lungo periodo ovvero per il 2020, la strategia si articola in **sette priorità** con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione.

La **prima priorità** della nuova strategia energetica nazionale è rappresentata dall'**efficienza energetica**. Essa contribuisce contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli obiettivi della SEN: riduzione dei costi energetici, riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale, miglioramento della sicurezza e indipendenza di approvvigionamento e sviluppo della crescita economica. Al centro delle politiche energetiche vi è quindi il lancio di

un grande ed articolato programma nazionale di efficienza energetica. Ci sono numerose barriere all'adozione di tecnologie per l'efficientamento.

Per superare tali barriere è previsto:

1. Il rafforzamento di standard minimi e normative e delle relative azioni di controllo e sanzione, in particolare per quanto riguarda l'edilizia (per nuove costruzioni o rifacimenti importanti) e il settore dei trasporti. Nel settore dell'edilizia sarà essenziale migliorare il processo di Certificazione (con l'eventuale creazione di un Ente Unico e/o l'inserimento delle informazioni nei dati catastali), rafforzare la qualificazione degli operatori e introdurre misure dedicate agli immobili in affitto. È necessario agevolare la diffusione della cogenerazione a alto rendimento. Nel settore trasporti rivestirà grande importanza la promozione della mobilità sostenibile in ambito urbano, anche grazie a misure a carattere regolamentare in grado di stimolare la diffusione dei veicoli elettrici e altre tipologie a bassi livelli di emissione e incoraggiando lo spostamento modale dal trasporto individuale a collettivo, oltre che da gomma a ferro.
2. L'estensione nel tempo di detrazioni fiscali, prevalentemente da dedicare in modo specifico al settore delle ristrutturazioni civili, prevedendo una serie di correzioni e miglioramenti per rendere lo strumento più efficace e efficiente in termini di costo-beneficio. Tra i possibili miglioramenti, i principali riguardano: una differenziazione della percentuale di spesa detraibile (e/o della durata per il rimborso) commisurata all'effettivo risparmio generato dall'intervento e l'introduzione di parametri di costo specifico massimo ammissibile per tipo di intervento.
3. L'introduzione di incentivazione diretta per gli interventi della Pubblica Amministrazione – impossibilitata ad accedere al meccanismo delle detrazioni fiscali – tramite il cosiddetto "Conto Termico" recentemente emanato (che contribuirà al risparmio energetico anche tramite l'incentivazione di produzione di rinnovabili termiche nel settore privato). Per la P.A. è prevista la definizione di standard contrattuali obbligatori basati sul miglioramento delle prestazioni energetiche, con il potenziamento dello strumento attuale del Contratto Servizio Energia e la definizione di sistemi ad hoc per misure e verifiche.[4]
4. Il rafforzamento degli obiettivi e del meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica – TEE) che, tenuto conto dell'esistenza di nuovi strumenti di sostegno per i piccoli interventi del settore residenziale e della PA (detrazioni fiscali e Conto Termico), potrà essere prevalentemente dedicato ai settori industriale e dei servizi, alla promozione di interventi di risparmio di energia di valenza infrastrutturale in settori finora poco interessati (ITC, distribuzione idrica, trasporti), pur mantenendo un ruolo importante anche per interventi nell'area residenziale non coperti da detrazioni e Conto Termico.

Gli interventi di efficientamento degli edifici possono aprire la strada a un ripensamento delle stesse modalità di pianificazione e gestione urbanistica della città, considerato che circa il 70% dell'energia è consumata in contesti urbani, dove l'edificio diventa il nucleo di un progetto più ampio di riqualificazione del territorio. In attuazione dei programmi di azione dell'Unione Europa (l'iniziativa *Smart Cities* – Città intelligenti) saranno avviate, in coordinamento con i Ministeri interessati e gli enti locali e territoriali, azioni in materia di pianificazione energetica e di sviluppo sostenibile urbano, con l'obiettivo di attivare modelli di pianificazione innovativa dei servizi urbani e dei flussi energetici, di efficienza nelle reti, di mobilità e riqualificazione del tessuto edilizio e di partenariato pubblico-privato.

Concorrerà al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica la diffusione di applicazioni quali le pompe di calore per il riscaldamento e il raffrescamento e la mobilità elettrica su ferro e su gomma, accompagnate dal miglioramento della rete di distribuzione in ottica *smart grid*.

[4] Attraverso questi nuovi strumenti, in particolare il nuovo "Conto termico" e l'introduzione di specifici modelli contrattuali vincolanti per la PA, sarà possibile soddisfare l'obbligo di riqualificazione energetica degli edifici di proprietà dell'Amministrazione centrale (3% l'anno della superficie complessiva) previsto dalla nuova direttiva sull'efficienza energetica.

A fianco degli strumenti descritti che concorrono direttamente al raggiungimento degli obiettivi ci sono alcuni fattori abilitanti fondamentali per il programma di efficienza energetica:

1. Il rafforzamento del modello ESCo (Energy Service Company), tramite l'introduzione di criteri di qualificazione, lo sviluppo e la diffusione di modelli contrattuali innovativi per il finanziamento tramite terzi e la creazione di Fondi di garanzia dedicati o di appositi Fondi rotativi per progetti più grandi, con possibile partecipazione di Istituti finanziari pubblici.
2. Il controllo e l'applicazione delle misure, con un rafforzamento di verifiche e sanzioni per il rispetto di normative e standard e per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico per i soggetti obbligati. In questo ambito sarà migliorato il sistema di monitoraggio e di contabilizzazione dei risultati di risparmio energetici conseguiti.
3. L'inserimento di nuove spinte all'efficienza e a investimenti per la sostenibilità attraverso la regolazione diretta dei servizi energetici (infrastrutture, struttura e articolazione delle tariffe), attribuita all'Autorità per l'energia elettrica e il gas o la fiscalità di alcuni beni e servizi di larga diffusione.
4. La comunicazione e la sensibilizzazione del pubblico, delle aziende e della P.A. attraverso: il rilancio di un ampio programma di comunicazione e un facile accesso alle informazioni in materia di risparmio energetico, in stretta collaborazione con Regioni e associazioni imprenditoriali; la promozione di campagne di audit energetico[5] per il settore terziario e industriale (in particolare per le PMI); l'introduzione di percorsi formativi specializzati sui temi di efficienza energetica; il rafforzamento del ruolo di ENEA nella collaborazione con le imprese e nel suo ruolo di sensibilizzatore; la promozione e la valorizzazione dei sistemi maturi di certificazione volontaria.
5. Il supporto alla ricerca e innovazione, con l'introduzione di agevolazioni finanziarie per la promozione di progetti di ricerca, sviluppo e innovazione tecnologica, start up di imprese innovative.

Il raggiungimento degli obiettivi in materia di efficienza energetica – così come per le energie rinnovabili – ha come presupposto fondamentale l'organica collaborazione e l'azione coordinata di Stato e autonomie locali, sia per il carattere diffuso degli interventi, sia per la ripartizione delle funzioni. Risulta fondamentale il ruolo di Regioni e enti locali per l'effettiva semplificazione e armonizzazione delle procedure autorizzative.

Le iniziative nazionali saranno inserite e aggiornate nel quadro della nuova direttiva sull'efficienza energetica (Direttiva 2012/27/UE) che senza fissare obiettivi vincolanti per gli Stati membri, stabilisce un quadro comune per la promozione dell'efficienza energetica attraverso misure nei settori della fornitura e dell'uso finale dell'energia (i.e. in merito agli schemi obbligatori di risparmio, a edifici e acquisti pubblici, a misurazione e contabilizzazione dei consumi e audit energetici) e definisce un tetto-obiettivo ai consumi energetici dell'area europea al 2020.

La **seconda priorità** della nuova strategia energetica nazionale è lo **sviluppo di un mercato competitivo ed efficiente del gas**. Le iniziative in quest'area sono mosse dall'esigenza di: assicurare un allineamento pieno e strutturale dei prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei, creando un mercato concorrenziale e liquido; garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento; integrare completamente il Paese con il mercato e la rete europea, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e possibilmente di transito e di offrire servizi a alto valore aggiunto anche per altri Paesi (i.e. stoccaggio di volume, punta, modulazione, etc.).

I principali interventi disegnati in quest'area saranno quindi orientati a raggiungere i due seguenti obiettivi: eliminare (e se possibile invertire) il differenziale di prezzo con i mercati nord europei, aumentando la competitività del nostro mercato elettrico (e in particolare delle centrali a ciclo combinato, che oggi scontano un maggior costo

[5] Gli Audit Energetici sono strumenti volti all' efficienza energetica, il cui obiettivo è ottimizzare e razionalizzare i consumi elettrici e termici. Attraverso un'analisi energetica di dettaglio, sono analizzati di tutti i parametri che incidono sui costi gestionali degli impianti a servizio di Pubbliche Amministrazioni e Clienti privati.

variabile, dovuto al sovra-costo del gas); incrementare il margine di sicurezza del sistema italiano del gas, assicurandone resilienza e capacità di reazione durante possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o di forti riduzioni della fornitura.

Per il raggiungimento di tali obiettivi occorrerà proseguire nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e stoccaggio che aumentino la diversificazione, concorrenza e sicurezza del sistema. Tra gli interventi per il raggiungimento degli obiettivi di cui si discute c'è anche la realizzazione di nuove infrastrutture strategiche**,** con particolare riferimento a capacità di stoccaggio (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento) ma anche a terminali GNL (per assicurare sufficiente capacità di import, soprattutto per operazioni spot). Si prevede per tali opere di fare ricorso a un sistema regolatorio che consenta un meccanismo di recupero garantito (anche parziale), dei costi di investimento a carico del sistema, anche in caso di non pieno utilizzo della capacità, in modo da favorirne la bancabilità e quindi la realizzazione anche in un contesto di riduzione dei consumi, che ne rallenterebbe la costruzione in base a meccanismi puramente di mercato. Tali infrastrutture (anche in attuazione delle disposizioni contenute nell'art. 3 del D.lgs. n.93 del 2011 sulle infrastrutture strategiche nazionali coerenti con la SEN) beneficeranno di iter autorizzativi accelerati. Per quanto riguarda il dimensionamento di tali infrastrutture si ritiene che le finalità di sicurezza, diversificazione e concorrenza possano essere conseguite anche mediante investimenti contenuti a carico del Sistema. Si evidenzia che per garantire la sicurezza del sistema è sufficiente la realizzazione dei progetti di stoccaggio già autorizzati, mentre si ritiene necessario incrementare la capacità di import di GNL disponibile, primariamente per incrementare la concorrenza, ma con conseguente impatto anche sulla diversificazione e sulla sicurezza del sistema.

Si ritiene promuovere l'effettuazione delle gare per la concessione del servizio di distribuzione del gas, organizzato in 177 ambiti per l'intero territorio nazionale, che dovranno aver luogo nei prossimi due anni, in modo da avere una transizione verso un sistema di distribuzione più efficiente e con minori costi, a vantaggio degli utenti. A tal fine opererà un Comitato di coordinamento e monitoraggio composto dal MISE, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dall'ANCI e dal Ministero Affari regionali per supportare gli enti locali e le stazioni appaltanti nell'applicazione della nuova normativa. Il MISE ha recentemente pubblicato delle linee guida per la determinazione del valore di rimborso da corrispondere al gestore uscente, in modo da ridurre una fonte di contenzioso e accelerare le gare (cfr. D.M. 22 maggio 2014).

La **terza priorità** della nuova strategia energetica nazionale è lo **sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili**.

In questo ambito le scelte di fondo sono: il superamento degli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le diverse fonti rinnovabili (in particolare, con maggiore attenzione rivolta alle rinnovabili termiche[6]); la sostenibilità economica dello sviluppo del settore, con allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei e graduale accompagnamento verso la grid parity[7]; una preferenza per le tecnologie con maggiori ricadute sulla filiera economica nazionale; e, per quanto riguarda le rinnovabili elettriche, una progressiva integrazione con il mercato e la rete elettrica.

Per raggiungere tali obiettivi, si ritiene necessario:

- rivedere il sistema degli incentivi alle rinnovabili elettriche, accompagnando la crescita dei volumi di energia rinnovabile con incentivi progressivamente ridotti e commisurati al costo (decrescente) della tecnologia e in linea con altri paesi leader in Europa. Si ritiene necessario assegnare le risorse in base a criteri di priorità che favoriscano l'efficienza, l'innovazione tecnologia, un minore impatto ambientale e la filiera industriale nazionale.

[6] Rispetto alle rinnovabili elettriche le termiche risultano in generale più efficienti e meno costose per il raggiungimento degli obiettivi europei (in termini di costo per tonnellata di $CO_2$ evitata o di costo per KWh di energia finale prodotta), comportano benefici significativi di risparmio combustibile per il consumatore finale (i.e. attraverso il riscaldamento a biomassa) e per il Paese nel suo complesso (riduzione import di combustibili fossili).

7 Grid Parity (GP) = ugual prezzo di 1 KWh di energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili o con fonti tradizionali.

- favorire la sostituzione degli impianti termici esistenti alimentati a combustibili convenzionali con impianti alimentati a FER, nonché lo sviluppo o l'ampliamento, ove economicamente conveniente, di infrastrutture di rete per la diffusione del calore rinnovabile. Nei prossimi anni le azioni saranno volte ad un'ampia crescita di tecnologie quali caldaie a biomassa, pompe di calore, solare termico, ecc. Per lo stimolo delle rinnovabili termiche di piccola taglia (destinato prevalentemente al settore civile), recentemente è stato varato un Decreto Ministeriale che incentiva direttamente l'installazione di impianti dedicati, il cosiddetto "Conto Termico" (DM 28 dicembre 2012).8Per quanto riguarda gli interventi di maggiori dimensioni, prevalentemente industriali, il meccanismo a supporto rimane quello dei Certificati Bianchi. È prevista l'attivazione del fondo di garanzia per gli investimenti in reti di teleriscaldamento, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano. Per far fronte al maggior ricorso alle biomasse per la produzione di energia termica, particolare attenzione dovrà essere dedicata alla promozione di investimenti nel settore forestale nazionale.
- favorire nel settore dei trasporti l'adozione di biocarburanti di seconda generazione. Occorrerà supportare opportunamente lo sviluppo del biometano, soprattutto quello ottenibile da allevamenti, imprese di trasformazione alimentari e discariche. Dovranno essere create le condizioni per garantire la piena competitività del biometano, commercializzabile anche attraverso la rete di distribuzione del gas naturale, con altri biocarburanti di importazione.
- continuare a sviluppare le rinnovabili elettriche con obiettivi molto ambiziosi (i.e. in termini di contributo al mix elettrico) ma al contempo contenendo gli oneri per il sistema9. Nel caso del fotovoltaico si punta alla grid parity. D'altra parte il sistema d'incentivazione offerto nel Conto Energia esaurirà il suo effetto in tempi assai brevi. Sarà necessario per i prossimi anni definire le misure di accompagnamento alla grid parity, tra le quali una ulteriore semplificazione dei procedimenti autorizzativi, per il collegamento alla rete e la messa in esercizio degli impianti (soprattutto quelli piccoli), in modo che alla riduzione dei costi della tecnologia si aggiunga una riduzione dei costi indiretti.

La **quarta priorità** della nuova strategia energetica nazionale è lo **sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico**. L'Italia intende sviluppare un mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo, in termini sia di infrastrutture che di regolazione e con prezzi progressivamente convergenti a quelli europei. Ritiene essenziale la piena integrazione, nel mercato e nella rete elettrica, della produzione rinnovabile. La strategia in questo settore punta a tre obiettivi principali: allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei, anche attraverso la riduzione dei costi di produzione, per alleviare il peso in bolletta delle famiglie e delle imprese e aumentare la competitività del Paese riducendo il livello di importazioni nette di elettricità; assicurare la piena integrazione europea sia attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione sia attraverso l'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati; continuare a sviluppare il mercato elettrico libero e integrare la produzione rinnovabile, eliminando progressivamente tutte le inefficienze del mercato stesso e assorbendo gradualmente la sovraccapacità produttiva attuale[10].

---

[8] Tale meccanismo garantisce l'accesso al regime incentivante alle tecnologie più virtuose, con criteri minimi stabiliti per ciascuna tipologia di intervento e requisiti che integrano, ove possibile, l'efficienza energetica e assegna incentivi a copertura di una quota dei costi di investimento iniziale, variabili in base alla taglia e alla zona climatica, corrisposti in 2 anni (per piccoli interventi domestici) o 5 anni (per gli altri) e con premialità addizionali per le tecnologie più efficienti.

[9] A tal fine, un tassello molto importante è stato il recente varo di due Decreti Ministeriali (uno per la tecnologia solare fotovoltaica, uno per le altre tecnologie rinnovabili) che hanno apportato numerosi cambiamenti al sistema incentivante. Gli incentivi unitari sono stati ridotti, avvicinandoli ai livelli europei (pur rimanendo al di sopra degli altri Paesi), con un graduale accompagnamento verso la competitività (grid parity), in particolare del solare. Si sposta il mix verso le tecnologie con maggiori ricadute sulla filiera economica del Paese e maggiore contenuto di innovazione. Si pongono le basi per uno sviluppo ordinato e sostenibile del settore, attraverso meccanismi di competizione (aste) e governo dei volumi (registri). Si prevedono misure volte a favorire una maggiore integrazione delle diverse tecnologie rinnovabili elettriche con il mercato e con la rete.

[10] La rapidissima crescita delle rinnovabili ha posto all'attenzione due principali criticità:

- Una criticità di rete dovuta ad un eccesso di produzione rispetto ai consumi a livello locale o nazionale. La concentrazione della capacità in aree del territorio lontane dai centri di consumo e caratterizzate da un assetto della rete che non si è sviluppato di pari passo con la diffusione degli impianti, crea problemi di sovrapproduzione locale in certe condizioni, soprattutto con riferimento alla generazione distribuita (i.e. presenza di

Per quanto riguarda il primo obiettivo ovvero eliminare il differenziale di costo con i nostri partner europei sono essenziali l'allineamento dei prezzi del gas e degli incentivi alle rinnovabili. Oltre a ciò si ritengono prioritarie tre azioni:

- il potenziamento dell'azione di sviluppo della rete interna per ridurre i colli di bottiglia e superare possibili restrizioni del mercato e riduzioni dei margini di concorrenza; il Piano di sviluppo della rete di trasmissione dovrà dare massima priorità agli interventi volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e i poli di produzione limitata e eliminare i vincoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti. È necessaria una maggiore efficacia della fase di condivisione preventiva dei percorsi e dei tracciati ovvero si punta a una più efficace collaborazione istituzionale tra Stato e Regioni, da sancire con uno specifico accordo, che fissi obiettivi e strumenti della concertazione.
- il contenimento delle attuali diffuse inefficienze, sovraccosti e distorsioni di mercato. Il contenimento degli oneri potrà venire da una maggiore concorrenza in ambito idroelettrico, attraverso lo svolgimento di gare competitive per l'aggiudicazione delle concessioni in prossima scadenza e la destinazione di una parte dei proventi delle offerte per l'aggiudicazione delle concessioni alla riduzione degli oneri di Sistema, secondo criteri che saranno concordati con le Regioni. Una ulteriore riduzione delle inefficienze del sistema appare possibile spingendo verso una maggiore razionalizzazione della distribuzione dell'elettricità dove il permanere di imprese di dimensione sub-ottimale (i distributori con meno di 5.000 clienti sono ancora un centinaio, su un totale di circa 150 operatori) impatta negativamente sui costi dei servizi energetici.
- una revisione delle agevolazioni a specifici segmenti di clientela.

Per quanto riguarda l'assicurare la piena integrazione europea, sarà attuata attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione e attraverso l'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati. Per il raggiungimento di questo obiettivo è necessario incrementare la capacità di interconnessione transfrontaliera, grazie alla realizzazione del Piano di sviluppo di Terna e di *interconnector* (nuove linee di interconnessione) e *merchant lines* (elettrodotti privati) finanziati da operatori privati. In una prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia e servizi elettrici potrebbe essere necessario rinforzare i collegamenti interni (i.e. tra Nord e Centronord e tra Sud e Centronord).

In un'ottica di progressiva unificazione del mercato europeo e di crescente armonizzazione delle regole dei vari Paesi appare come un'opportunità – che il sistema elettrico dovrebbe valorizzare, anche in ciò sorretto da un'adeguata regolazione – la capacità di esportare sia energia sia servizi di dispacciamento per i sistemi elettrici interconnessi, in tal modo sfruttando la notevole efficienza e flessibilità del parco termoelettrico nazionale e alleviando i problemi di sostenibilità economica dovuti all'attuale sovraccapacità del parco stesso.

---

elevato irraggiamento solare e di elevata ventosità a fronte di consumi ridotti), con rischi per l'equilibrio e la sicurezza della rete e costi dovuti alla gestione dei flussi sulla rete e alla remunerazione della eventuale mancata produzione. In determinati momenti già oggi la produzione nazionale da FER si avvicina all'intera domanda nazionale di elettricità. Questo fenomeno è destinato a acuirsi nel prossimo futuro, con l'aumentare di capacità rinnovabile disponibile. Questa criticità si riscontra anche sulla rete di distribuzione, a cui è connessa una quota crescente di generazione rinnovabile. Le reti di distribuzione dovranno sviluppare le logiche e le infrastrutture necessarie alla gestione delle immissioni locali e di interfaccia con la rete di trasmissione, con conseguente necessità di investimento.

- Una criticità di mercato dovuta da una parte alla necessità di garantire un'adeguata capacità di *back-up* per la sicurezza del sistema e dall'altra agli effetti dello spiazzamento del parco termoelettrico (soprattutto CCGT ovvero centrali a ciclo combinato "Combine Cycle Gas Turbine"). La forte incidenza di generazione rinnovabile con scarsa prevedibilità e con rapidi cambiamenti dei livelli di produzione impone una riserva caratterizzata da un elevato grado di flessibilità, che si concretizza in interventi da parte del gestore di rete che possono comportare un incremento dei costi per il sistema, dovuti alla necessità di acquistare risorse più pregiate e scarse sui mercati dei servizi di dispacciamento e di bilanciamento. D'altra parte, il parco termoelettrico, essenziale per assicurare la sicurezza nelle condizioni di maggior stress, si trova a essere chiamato in esercizio in uno spazio temporale sempre più limitato (sia per l'aumento della produzione rinnovabile, sia per la frenata dei consumi e per l'aumento di capacità CCGT installata), con effetti sulla dinamica dei prezzi offerti nelle diverse ore della giornata (ne è testimone il recente fenomeno del forte aumento dei prezzi a fine serata, quando la produzione solare cessa). Nel lungo termine, c'è la prospettiva di una riduzione dell'offerta disponibile: alcuni gruppi a olio hanno già avviato la fermata; altri impianti potrebbero decidere di farlo nei prossimi anni per effetto dei nuovi limiti di emissione in atmosfera che, dal 2016, potrebbero essere applicati al parco di generazione esistente, salvo alcune flessibilità consentite; possibili ulteriori fermate/chiusure sono connesse alla capacità in eccesso sul mercato. Tale riduzione di capacità può comportare nel medio-lungo termine potenziali rischi, sia per la sicurezza del sistema in specifiche aree, sia per la potenziale ri-concentrazione dell'offerta.

Per quanto riguarda l'integrazione al meglio della crescente capacità rinnovabile, sarà necessario affrontare sia le problematiche di rete dovute all'eccesso di produzione, sia quelle di sicurezza del sistema in un mercato in cui il parco termoelettrico viene progressivamente spiazzato (per l'aumento della produzione rinnovabile, per la frenata dei consumi e per l'aumento di capacità CCGT installata).

La potenziale sovrapproduzione rinnovabile a livello locale o nazionale sarà gestita:

- in primo luogo in maniera preventiva con effetto sui nuovi impianti, identificando le zone critiche a alta concentrazione di rinnovabili non programmabili (il GSE ha già avviato l'analisi in tal senso) e limitando l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone, attraverso l'adozione di specifiche prescrizioni in termini di prestazione dei servizi di rete. In un possibile scenario di forte incremento di capacità solare in grid parity al di fuori di incentivi pubblici, sarà sempre più importante prevedere meccanismi di monitoraggio e sviluppare una maggiore capacità previsionale dell'accesso di ulteriore capacità in rete, per evitare criticità sul sistema elettrico; in questo senso, appare fondamentale la completa realizzazione di un Sistema informativo di collegamento tra soggetti istituzionali che autorizzano gli impianti (Regioni, Province, Comuni), i gestori di rete, il GSE, oltre alla già prevista partecipazione (diretta o indiretta) dei gestori di rete ai procedimenti di autorizzazione per gli impianti di maggiori dimensioni. Al fine di dare massima efficacia l'iniziativa sarà coordinata con i Piani di sviluppo delle reti e con le previsioni, anche temporali, sviluppate dal gestore del sistema di trasmissione ai fini del nuovo mercato della capacità.
- Per quanto riguarda gli interventi più specifici sulla rete si prevede, nel breve periodo, un ricorso mirato alla riduzione delle importazioni e/o della produzione rinnovabile in caso di traboccamento (overflow) prevedendo adeguati meccanismi di controllo. Nel medio periodo è previsto il rafforzamento delle linee di trasporto dalle aree a più alta concentrazione di generazione rinnovabile (azioni già previste nel Piano di Sviluppo della Rete), come pure di quelle di distribuzione. In caso di picco di produzione rinnovabile, si ritiene opportuno valorizzare quanto possibile tale risorsa anche grazie alle potenzialità di esportazione sulla frontiera Nord. In un orizzonte di più lungo periodo occorrerà sviluppare sistemi di controllo evoluti nella rete sia di distribuzione che di trasmissione (smart grid o più in generale interventi di flessibilizzazione della rete). Il successo della piena integrazione delle fonti rinnovabili è legato in larga parte all'efficienza delle reti: sono necessari adeguamenti strutturali delle reti di distribuzione che, concepite come passive, sono diventate attive in quanto sede di generazione distribuita, e le smart grid nascono essenzialmente per tale finalità. A accompagnare lo sviluppo di queste sarà necessaria l'installazione di sistemi di accumulo dell'energia, sia con impianti di pompaggio, anche di piccole dimensioni, sia con l'adozione di sistemi a batterie a servizio delle reti, nelle aree più critiche.
- Per quanto riguarda la gestione in sicurezza della flessibilità del sistema in presenza di un incremento importante di produzione con scarsa programmabilità e di rapidi cambiamenti, nell'attuale contesto di sovraccapacità, l'operatore di rete sarà in grado di assicurare la continuità con gli esistenti meccanismi di remunerazione dei servizi. Questo in particolare sfruttando appieno il Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD)11 con la creazione della riserva necessaria e con il bilanciamento in tempo reale. Una migliore segmentazione del MSD che consenta di differenziare meglio le offerte in base ai servizi offerti e alle prestazioni degli impianti e che tenga conto dell'esigenza del gestore di rete di poter disporre di maggiore flessibilità a fronte dell'impatto della penetrazione dell'energia da fonti non programmabili, contribuirà a rendere la gestione degli approvvigionamenti di risorse di riserva e di bilanciamento più efficiente. Per quanto riguarda la necessità di assicurare l'adeguatezza del sistema in un mercato in cui il parco termoelettrico sarà progressivamente spiazzato nel medio-lungo periodo, prevedere un meccanismo di remunerazione della capacità (capacity market) ben calibrato e stabile per assicurare i margini di riserva necessari.

[11] Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale).

La remunerazione della capacità sarà basata su un meccanismo di mercato affidato a aste, per le quali Terna ha il compito di costruire curve di domanda che esprimano l'obiettivo di adeguatezza della capacità produttiva per ciascuna Area e ciascun periodo.

La **quinta priorità** della nuova strategia energetica nazionale è la **ristrutturazione della raffinazione** (che porti a un assetto più competitivo e tecnologicamente più avanzato) **e della rete di distribuzione dei carburanti** (che renda il settore più efficiente, competitivo e con più alti livelli di servizio verso i consumatori).

In questo ambito gli obiettivi principali dell'azione di Governo sono: accompagnare il settore della raffinazione verso una progressiva ristrutturazione e ammodernamento, in un periodo di forte crisi strutturale, in modo da aumentarne la competitività e efficienza e salvaguardarne la rilevanza industriale e occupazionale, con benefici anche in termini di sicurezza di approvvigionamento; contenere i prezzi dei prodotti petroliferi e migliorare la qualità del servizio della distribuzione per il consumatore, razionalizzandone e ammodernandone le forme di gestione.

Per quanto riguarda il settore della distribuzione di carburanti, le iniziative da avviare mirano a rendere il mercato dei carburanti più concorrenziale e a incidere sul livello dei prezzi, rafforzando la tutela dei consumatori, la trasparenza dei prezzi e la qualità del servizio offerto. Misure significative sono state introdotte con il recente DL in materia di Liberalizzazioni. Molti degli interventi vanno nella direzione di una maggiore liberalizzazione del settore, quali:

- L'incremento della modalità di servizio in self-service, in relazione alla maggiore economicità di tale tipo di rifornimento per il consumatore, attraverso la previsione dell'obbligatorietà della installazione delle apparecchiature self su tutti gli impianti e la possibilità (finora non prevista) di avere impianti totalmente automatizzati senza restrizioni nelle aree fuori dei centri abitati (i cosiddetti impianti "ghost").[12]
- La rimozione di molti vincoli sulle attività non-oil e il loro ampliamento (giornali, in parte tabacchi, etc.) Lo sviluppo del non-oil è fondamentale per consentire ai gestori maggiori margini in un periodo di contrazione della domanda di carburanti.
- Il miglioramento della comunicazione e della trasparenza dei prezzi dei carburanti all'utente. E' stato introdotto l'obbligo di esposizione dei prezzi dei carburanti, con una migliore definizione delle modalità di evidenziazione delle prime due cifre decimali e delle caratteristiche minimali della cartellonistica, con l'obiettivo di assicurare una maggiore conoscibilità e trasparenza dei prezzi effettivamente praticati al consumatore, senza penalizzare gli investimenti già effettuati sulla cartellonistica (per non gravare le imprese di ulteriori costi). È stata adottata – alla fine di un breve periodo di sperimentazione – la nuova metodologia di calcolo del "prezzo Italia", basato su una media settimanale che consentirà di monitorare il prezzo realmente offerto alla clientela durante tutti i giorni della settimana, considerando il servizio self, la scontistica e le diverse modalità di servizio nei diversi orari.
- Un primo passo verso l'eliminazione del vincolo dell'esclusiva è stato compiuto introducendo la possibilità per i gestori, che sono anche titolari dell'autorizzazione petrolifera, di svincolarsi per il 50% dal vincolo di esclusiva e di rifornirsi direttamente sul mercato all'ingrosso.
- È stato chiarito che l'obbligo di introduzione, per i nuovi impianti di rifornimento anche di GPL o di metano per autotrazione, previsto da alcune leggi regionali, non può essere di tipo generalizzato

[12] Con nota dell'undici marzo 2013 la Commissione europea, nel quadro del sistema di Comunicazione EU Pilot, ha inviato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri una richiesta di informazioni in merito alla normativa nazionale che "liberalizza" gli impianti totalmente automatizzati (i cosiddetti *full ghost*) solamente fuori dai centri abitati. Tale richiesta trova il suo fondamento nell'obbligo di leale cooperazione imposto agli Stati membri dal Trattato sull'Unione europea, il cui mancato rispetto da alla Commissione il diritto di avviare una procedura di infrazione. La normativa citata ovvero il divieto di realizzare impianti totalmente automatizzati nelle aree urbane, costituisce per la Commissione un vincolo alla libertà di stabilimento delle persone in altri Stati membri e si pone in contrasto con l'art. 49 del TFUE. Tale normativa si pone in contrasto con l'art. 15, par. 2, lettera a), della Direttiva 2006/123/CE in quanto comporta una restrizione territoriale che potrebbe essere giustificata solamente da ragioni imperative di interesse pubblico e deve essere adeguata, proporzionata e coerente. Per evitare l'avvio della citata procedura di infrazione con la legge 30 ottobre 2014, n. 161 (cd. Legge europea 2013-bis) gli impianti full ghost sono stati liberalizzati anche nelle aree urbane (si veda l'art. 23).

laddove esso comporti oneri di tipo economico o laddove sussistano ostacoli tecnici sproporzionati alla finalità della diffusione di tali tipi di carburanti.13

- È in corso la revisione delle modalità di gestione dei pagamenti con moneta elettronica con la finalità di estendere tale mezzo di pagamento, al fine di aumentare la sicurezza dei gestori e fornire un miglior livello di servizio al cliente.
- Sul fronte della razionalizzazione della rete carburanti e della contrattualistica sono previste:
- L'implementazione delle misure per la chiusura degli impianti cosiddetti incompatibili (alle norme urbanistiche, al codice della strada, ecc.). A breve dovrà essere emanato il Decreto Ministeriale relativo al Fondo per la razionalizzazione della rete dei carburanti, prevedendone il suo rifinanziamento per tre anni e ampliandone la destinazione anche ai contributi per i costi ambientali di ripristino dei luoghi a seguito di chiusura degli impianti. Tale strumento sarà utilizzato anche ai fini dell'incentivazione alla razionalizzazione delle inefficienze della rete, introducendo contributi crescenti a carico degli impianti incompatibili finché non provvedono alla loro effettiva chiusura.
- L'introduzione di nuove tipologie contrattuali per regolare i rapporti tra Compagnie petrolifere, retisti e gestori degli impianti di distribuzione carburanti. Questo, che costituirà una grande novità nel settore, consentirà di affiancare all'attuale contratto di comodato gratuito abbinato al contratto di fornitura in esclusiva, una varietà di forme contrattuali, quali il franchising, il contratto di commissione, l'affitto di ramo d'azienda, alle quali potranno essere collegate diverse tipologie di contratti di fornitura. In caso di mancato raggiungimento dell'intesa da parte delle associazioni di categoria sulla tipizzazione delle diverse forme contrattuali, provvederà direttamente il Ministero, in modo che comunque entro il 2013 sia possibile farle entrare in funzione.
- La possibilità per i titolari e i gestori dei punti vendita di riscattare l'impianto, anche consorziandosi o associandosi, in modo da far aumentare il numero delle pompe bianche e dei retisti.
- L'incentivazione alla diffusione del metano per autotrazione, che costituisce una peculiarità della rete italiana (circa 900 punti di rifornimento e in crescita ma concentrati solo in alcune regioni e scarsamente presente in autostrada). Si è prevista l'eliminazione di alcune penalizzazioni derivanti dalle regole di allocazione della capacità ai punti di riconsegna della rete e la riduzione dei vincoli che ne ostacolano la penetrazione nelle aree stradali e autostradali, quali l'adozione di distanze e modalità di rifornimento. In ambito europeo si sosterrà la particolarità del settore, per evitare l'introduzione di una fiscalità insostenibile.

A seguito delle disposizioni del DL in materia Liberalizzazioni, sarà istituito un mercato all'ingrosso dei carburanti ovvero una "Borsa dei carburanti" dove potranno rifornirsi anche gli operatori e i gestori indipendenti. Col crescere della liquidità di tale mercato, la Borsa potrebbe anche fornire indicazioni di prezzi di riferimento da

[13] In una segnalazione del 24/06/2013, inviata anche al Presidente della RAFVG, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (di seguito AGCM o Antitrust), ha condannato duramente l'imposizione di obblighi asimmetrici, come quello di cui si discute. Tale imposizione a parere dell'AGCM, non appare accettabile, anche qualora i relativi obblighi siano previsti «*per il raggiungimento di obiettivi di interesse generale quale la tutela dell'ambiente, nella misura in cui tali obblighi discriminano tra incumbent del mercato e potenziali nuovi entranti, ricadendo soltanto in capo a questi ultimi*». Per l'Antitrust il legislatore non deve in alcun caso imporre obblighi asimmetrici ma anzi dovrebbe imporre divieti incondizionati all'introduzione di tali obblighi. Un divieto di imporre obblighi asimmetrici è contenuto nell'art. 83-bis, comma 17, del D.L. 25 giugno 2008, n. 122, come modificato dall'art. 17, comma 5, D.L. 24 gennaio 2012, n. 1, ai sensi del quale «*Al fine di garantire il pieno rispetto delle disposizioni dell'ordinamento comunitario in materia di tutela della concorrenza e di assicurare il corretto e uniforme funzionamento del mercato, l'installazione e l'esercizio di un impianto di distribuzione di carburanti non possono essere subordinati alla chiusura di impianti esistenti né al rispetto di vincoli, con finalità commerciali, relativi a contingentamenti numerici, distanze minime tra impianti e tra impianti ed esercizi o superfici minime commerciali o che pongono restrizioni od obblighi circa la possibilità di offrire, nel medesimo impianto o nella stessa area, attività e servizi integrativi o che prevedano obbligatoriamente la presenza contestuale di più tipologie di carburanti, ivi incluso il metano per autotrazione, se tale ultimo obbligo comporta ostacoli tecnici o oneri economici eccessivi e non proporzionali alle finalità dell'obbligo.* Tale norma contiene anche un divieto condizionato di imposizione di obblighi asimmetrici. L'obbligo della presenza di più tipologie di carburanti può essere imposto se non comporta ostacoli tecnici o oneri economici eccessivi e non proporzionali alle finalità dell'obbligo. A detta dell'Antitrust, la norma di cui si discute andrebbe emendata, per le ragioni sopra esposte, imponendo un divieto incondizionato all'introduzione anche dell'obbligo della presenza contestuale di più tipologie di carburanti, incluso il metano per autotrazione.

confrontare con il tradizionale riferimento al PLATTS[14] sulla piazza mediterranea, che oggi è assunto per le transazioni in Italia.

La **sesta priorità** della nuova strategia energetica nazionale è lo **sviluppo di una produzione sostenibile di idrocarburi nazionali**, per ridurre la dipendenza del nostro Paese dalle importazioni, oltre che per i benefici in termini occupazionali e di crescita economica.

La nuova strategia energetica propone di sviluppare la produzione nazionale di idrocarburi, sia gas che petrolio, con un ritorno ai livelli degli anni novanta, nel rispetto dei più elevati standard ambientali e di sicurezza internazionali. Per il raggiungimento degli obiettivi citati sono necessari provvedimenti di tipo normativo che semplifichino gli iter autorizzativi, garantendo i più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale.

I principali interventi di carattere normativo si propongono di:

- Rafforzare le misure di sicurezza delle operazioni ma senza perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, e in particolare quelli di shale gas15.
- Adeguare gli iter autorizzativi ai nuovi standard europei (Direttiva sulla sicurezza offshore in corso di emanazione): in particolare, per garantire la richiesta separazione tra il soggetto responsabile della gestione amministrativa e autorizzativa e l'autorità competente in materia di vigilanza, con DL 83/2012, convertito, è stato garantito il necessario finanziamento della nuova struttura di vigilanza. Inoltre, si ritiene opportuno adottare, nell'ambito di una generale revisione e semplificazione della normativa di settore, un modello di conferimento di un titolo abilitativo unico per esplorazione e produzione.
- Sviluppare le ricadute economico-occupazionali sui territori interessati. In tal senso, una quota delle maggiori entrate per l'estrazione di idrocarburi sarà destinata allo sviluppo di progetti infrastrutturali e occupazionali di crescita dei territori di insediamento degli impianti produttivi e dei territori limitrofi, come introdotto recentemente con il DL in materia Liberalizzazioni.
- Fermi restando i limiti di tutela offshore definiti dal Codice Ambiente (recentemente aggiornato), sviluppare la produzione, in particolare quella di gas naturale, conservando margini di sicurezza uguali o superiori a quelli degli altri Paesi UE e mantenendo gli attuali vincoli di sicurezza e di tutela paesaggistica e ambientale. In questo ambito, nel recente DL Crescita di giugno 2012, si è creato un fondo per il rafforzamento delle attività di monitoraggio ambientale e di sicurezza e tutela del mare finanziato con un aumento delle aliquote di prodotto (royalties) e si è stabilita uniformità nell'individuazione delle aree interdette alle attività minerarie, sia ad olio sia a gas, ovvero nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla linea di costa e dalle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale. Nello stesso provvedimento si è anche introdotta una norma che salvaguarda i titoli abilitativi già rilasciati e i procedimenti concessori in corso alla data di entrata in vigore del D.lgs. del 29 giugno 2010 n. 128: con quest'ultima si intende valorizzare le riserve già rinvenute, prevalentemente di gas naturale, eliminare contenziosi con operatori che hanno già realizzato infrastrutture, ed evitare costi per risarcimenti/compensazioni agli operatori e/o per il decommissioning a carico dell'Amministrazione per lo smantellamento ed il ripristino di impianti produttivi mai entrati in esercizio.
- Rendere disponibili i dati e le informazioni tecniche relative alle ricerche geofisiche ed alle perforazioni già effettuate, al fine di promuovere lo sviluppo delle risorse naturali e rendere fruibili per la comunità scientifica i dati di sottosuolo, in maniera trasparente ed affidabile.

---

14 Il PLATTS è una agenzia specializzata, con sede a Londra, che definisce il valore, in dollari americani, a cui una tonnellata di benzina o di gasolio può essere venduta dalle raffinerie. È un provider che informa sull'andamento della domanda e dell'offerta dei prodotti petroliferi e alla stessa fanno riferimento centinaia di compagnie energetiche e il 100% dei primi cinquanta operatori elettrici e del gas.

[15] Lo shale gas, gas naturale – in prevalenza metano - è contenuto in rocce scistose, argille, rocce porose. Con le tecnologie di horizontal drilling (estrazione orizzontale) e di multi-stage hydraulic fracturing (fracking, fratturazione idraulica multi-stadio delle rocce) si estrae il gas naturale. Le preoccupazioni connesse con le operazioni di fratturazione idraulica sono quattro: inquinamento delle falde acquifere, impatto ambientale-paesaggistico, rischio di provocare eventi sismici, effetto serra.

Agli interventi di natura normativa, sarà importante accompagnare iniziative di supporto al sistema.

La **settima e ultima priorità** della strategia energetica nazionale è quella di **modernizzare il sistema di *governance***. Per facilitare il raggiungimento di tutti gli obiettivi di cui si è fatta menzione, bisognerà rendere più efficace e più efficiente il sistema decisionale italiano che ha a tutt'oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi.

L'energia è un tema che integra competenze, iniziative e decisioni a diversi livelli: internazionale, europeo, statale, regionale e locale. Gli investimenti nel settore richiedono chiari e stabili orientamenti di medio-lungo termine, un quadro normativo che evolva in modo prevedibile e una Amministrazione trasparente e efficiente.

Per queste finalità è necessario attivare forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative e tra Stato, Regioni e Enti locali in materia amministrativa, con l'obiettivo di offrire un quadro di regole certe e una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative.

Per quanto riguarda tali temi:

- Si ritiene importante affrontare la modifica della Costituzione, invocata da più parti e recentemente proposta dal Governo, per riportare in capo allo Stato le competenze legislative in materia di energia per quanto riguarda le attività e le infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale al fine di assicurare una legislazione e scelte di fondo omogenee. Tale riforma parziale può essere attuata mediante una limitata modifica dell'art.117 della Costituzione che elimini la legislazione concorrente per tale tipo di infrastrutture. Tale modifica non implicherebbe l'esclusione delle Regioni dal processo decisionale, ma riporterebbe a un livello unitario la legislazione in tali settori e semplificherebbe il processo autorizzativo, mantenendo il ruolo delle Regioni nella formazione della decisione statale in merito. Questo avrebbe anche il vantaggio di far prevalere l'interesse nazionale rispetto a quelli di carattere più locale, oggi messi legislativamente sullo stesso piano.
- Contemporaneamente si ritiene opportuno affrontare la questione del coinvolgimento dei territori nelle scelte che riguardano gli insediamenti energetici. Tale questione è dibattuta anche nella proposta di Regolamento sulle infrastrutture energetiche di interesse europeo, nella quale si prevede di introdurre, sulla base dell'esperienza dei Paesi nordeuropei, l'istituto del "dibattito pubblico" al fine di promuovere, prima dell'avvio del procedimento autorizzativo, la condivisione delle finalità e delle caratteristiche dell'infrastruttura o dell'impianto da realizzare, in modo da favorire l'inserimento dell'opera nel territorio e nel contesto economico-sociale. Questo dovrebbe contribuire a evitare l'insorgere di posizioni di protesta a priori, spesso dovute a mancanza di informazioni affidabili e concrete, sull'infrastruttura da realizzare e sui suoi reali impatti sul territorio e sull'ambiente. A tal proposito, la citata questione è anche oggetto di un apposito disegno di legge, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Ottobre 2012 e recante "Norme e deleghe in materia di infrastrutture, trasporti e territorio", dove si definiscono il concetto di "consultazione pubblica" e le relative procedure di svolgimento.
- Andrebbe anche introdotta una analisi costi/benefici delle opere e infrastrutture rilevanti a livello nazionale/regionale/locale, evidenziando i vantaggi delle opere e gli svantaggi derivanti dalla loro non realizzazione o realizzazione in ritardo rispetto ai tempi previsti, responsabilizzando gli enti locali sulle decisioni in merito e sulle loro ricadute in ambito locale/regionale/nazionale.
- E' anche necessario introdurre una forma di coordinamento preventivo con le Regioni dei provvedimenti legislativi regionali in materia di energia, in modo da coordinarli con le norme nazionali e europee e ridurre incertezze e contenzioso, in modo da evitare di dover ricorrere allo strumento dell'impugnativa delle norme regionali presso la Corte Costituzionale.
- È importante dare piena attuazione alle norme e agli strumenti già esistenti (i.e. linee guida) per garantire maggiore omogeneità del quadro normativo e regolatorio tra le Regioni, in particolare negli ambiti dell'efficienza energetica e della produzione di energie rinnovabili.
- In merito agli aspetti amministrativi/autorizzativi:
- Per i progetti e le infrastrutture energetiche strategiche, il primo passo è la loro compiuta identificazione e collocazione nei territori regionali, che dovrebbe passare, approvata e condivisa la SEN, attraverso l'intesa con la Conferenza Unificata. Per tali opere, si propone che le valutazioni

ambientali e l'autorizzazione siano svolte tutte a livello statale e che, in caso di mancata intesa della Regione, la decisione sia rimessa al Consiglio dei Ministri. Per queste infrastrutture, si potrebbe anche prevedere una procedura accelerata per la risoluzione dei contenziosi amministrativi.

- Per quanto riguarda i tempi degli iter autorizzativi, nel DL Sviluppo si è stabilita la possibilità per il MISE, in caso di perdurante inerzia nell'esprimere l'intesa nei tempi previsti (150 giorni dalla richiesta) da parte delle amministrazioni regionali competenti sull'autorizzazione di infrastrutture energetiche di competenza dello Stato, di far ricorso alla Presidenza del Consiglio dei Ministri con la partecipazione della Regione interessata, per una decisione rapida e definitiva. Il successivo DL crescita bis (DL 179/12) ha disciplinato anche il caso del mancato raggiungimento dell'intesa a seguito di motivato dissenso espresso dalla regione, prevedendo un articolato processo al termine del quale, ove non sia comunque raggiunta l'intesa, il Consiglio dei Ministri può comunque adottare una propria deliberazione con la partecipazione dei Presidenti delle regioni interessate.
- Per le opere non ricadenti nelle infrastrutture strategiche, resta fermo l'attuale schema autorizzativo, riportando però allo stesso livello le autorizzazioni ambientali e l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.
- Predisporre linee guida per lo svolgimento delle principali procedure autorizzative, in modo da chiarire anche gli aspetti di dettaglio su compiti, competenze, amministrazioni da coinvolgere, responsabilità e tempi.

### 1.1.7. La Strategia Nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici (SNACC)

Il percorso che ha portato all'adozione della ***Strategia Nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici* (SNACC)** ha preso l'avvio con l'affidamento, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), dell'incarico di svolgere il coordinamento tecnico-scientifico dell'iniziativa e di acquisire le informazioni necessarie all'elaborazione della Strategia al Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici (CMCC).

Tale coordinamento si è realizzato attraverso l'istituzione di un Tavolo Tecnico composto da circa cento esperti nazionali provenienti da università, enti di ricerca e fondazioni. Questo tavolo ha raccolto e sintetizzato le informazioni scientifiche disponibili sugli impatti, sulle vulnerabilità e sull'adattamento, e ha elaborato un'analisi della strategia europea, delle strategie nazionali di adattamento di altri Paesi membri e del Diritto Comunitario acquisito (*Acquis Communautaire)* inclusa la relativa attuazione nazionale.

A complemento del Tavolo Tecnico, il MATTM ha convocato un Tavolo Istituzionale composto dai rappresentanti dei Ministeri e delle altre istituzioni pubbliche rilevanti ai fini della elaborazione della SNACC (Ministero per le Politiche Agricole e Forestali, Ministero delle Infrastrutture e Trasporti, Ministero della Salute, Ministero dei Beni Culturali e Ambientali, Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero per gli Affari Regionali, il Turismo e lo Sport, Protezione Civile, Comitato Regioni, ANCI e UPI).

I vari portatori d'interesse sono stati coinvolti attraverso una consultazione pubblica nel periodo ottobre - novembre 2012, svoltasi in modalità di questionario on-line e finalizzata ad acquisire il punto di vista sull'adattamento in Italia e in particolare sulla percezione del rischio.

Sono state intraprese consultazioni ad hoc con organizzazioni non governative, regioni e città in dicembre 2013 presso il MATTM e una consultazione pubblica on-line, dal 30 ottobre 2013 al 20 gennaio 2014, per agevolare un confronto sugli elementi di base della SNACC.

L'attenta assimilazione dei commenti ricevuti ha permesso di pervenire al documento strategico finale che è in linea con i principi generali consolidatisi sulla base delle indicazioni fornite a livello europeo nonché sulle esperienze di altri Paesi europei.

Sono stati considerati i rapporti e gli articoli tecnici dell'Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA/EEA) tra cui *Adaptation in Europe* (EEA, 2013) e *Guiding principles for adaptation to climate change in Europe* (2010), il Libro Bianco della Commissione Europea *L'adattamento ai cambiamenti climatici: verso un quadro d'azione europeo* (EC, 2009), la *Strategia Europea di Adattamento* e i documenti *Guidelines on developing adaptation strategies* e *Guidelines for project managers: making vulnerable investments climate resilient* (EC, 2013 c,d,h).

La SNACC rappresenta un compendio di conoscenze scientifiche e di misure al fine di fornire alle autorità competenti una visione generale sulle problematiche derivate dagli impatti dei cambiamenti climatici e individuare le necessarie azioni di adattamento.

**Obiettivo principale** della strategia nazionale di adattamento è elaborare una visione nazionale su come affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici, comprese le variazioni climatiche e gli eventi meteo-climatici estremi, individuare un set di azioni e indirizzi per farvi fronte, affinché attraverso l'attuazione di tali azioni/indirizzi (o parte di essi) sia possibile ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, proteggere la salute, il benessere e i beni della popolazione, preservare il patrimonio naturale, mantenere o migliorare la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali e economici nonché trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche.

L'obiettivo è fornire un quadro di riferimento per l'adattamento alle conseguenze dei cambiamenti climatici e porre le basi per:

- migliorare le attuali conoscenze sui cambiamenti climatici e sui loro impatti;
- descrivere la vulnerabilità del territorio, le opzioni di adattamento per tutti i sistemi naturali ed i settori socio-economici rilevanti e le opportunità eventualmente associate;
- promuovere la partecipazione e aumentare la consapevolezza dei portatori di interesse nella definizione di strategie e piani di adattamento settoriali attraverso un ampio processo di comunicazione e dialogo, anche al fine di integrare l'adattamento all'interno delle politiche di settore in maniera più efficace;
- supportare la sensibilizzazione e l'informazione sull'adattamento attraverso una capillare attività di comunicazione sui possibili pericoli, i rischi e le opportunità derivanti dai cambiamenti climatici;
- identificare le migliori opzioni per le azioni di adattamento, evidenziando anche i co-benefici.

I Principi generali della strategia sono:

1. Adottare un approccio basato sulla conoscenza e sulla consapevolezza;
2. Lavorare in partnership e coinvolgere gli stakeholders e i cittadini;
3. Lavorare in stretto raccordo con il mondo della ricerca e dell'innovazione;
4. Considerare la complementarietà dell'adattamento rispetto alla mitigazione;
5. Agire secondo il principio di precauzione di fronte alle incertezze scientifiche;
6. Agire con un approccio flessibile;
7. Agire secondo il principio di sostenibilità ed equità intergenerazionale;
8. Adottare un approccio integrato nella valutazione dell'adattamento;
9. Adottare un approccio basato sul rischio nella valutazione dell'adattamento;
10. Integrare l'adattamento nelle politiche esistenti;
11. Effettuare un regolare monitoraggio e la valutazione dei progressi verso l'adattamento.

**Il contesto di riferimento** è il seguente: nei prossimi decenni la regione europea e mediterranea dovrà far fronte a impatti dei cambiamenti climatici particolarmente negativi, i quali, combinandosi agli effetti dovuti alle pressioni antropiche sulle risorse naturali, fanno dell'Europa meridionale e del Mediterraneo le aree più vulnerabili d'Europa.

In Italia gli impatti attesi più rilevanti nei prossimi decenni potranno essere provocati da un innalzamento eccezionale delle temperature (soprattutto in estate), da un aumento della frequenza di eventi meteorologici estremi (ondate di calore, siccità e episodi di precipitazioni piovose intense), da una riduzione delle precipitazioni annuali medie e dei flussi fluviali annui.

La conoscenza del clima presente e del passato recente rappresenta il primo tassello necessario per identificare e stimare gli impatti dei cambiamenti climatici già avvenuti e quelli in corso.

Successivamente saranno considerati gli scenari futuri mediante una sintetica e aggiornata panoramica dei principali risultati riguardanti i possibili futuri cambiamenti climatici nella regione del bacino Mediterraneo e della penisola Italiana, desunti da una valutazione della più recente letteratura scientifica.

Tali analisi dovranno poi declinarsi in modo settoriale. Il primo settore di analisi quello delle risorse idriche, poi il degrado del territorio e la desertificazione, il dissesto idrogeologico e così via.

**Le aree d'azione** per la Strategia sono state selezionate e esaminate secondo un approccio settoriale che ha considerato la loro rilevanza socio-economica e ambientale, nonché la loro vulnerabilità agli impatti dei cambiamenti climatici, secondo il seguente schema:

| Settore | Micro-settore |
|---|---|
| Risorse idriche (quantità e qualità) | |
| Desertificazione, degrado del territorio e siccità | |
| Dissesto idrogeologico | |
| Biodiversità ed ecosistemi | Ecosistemi terrestri |
| | Ecosistemi marini |
| | Ecosistemi di acque interne e di transizione |
| Foreste | |
| Agricoltura, acquacoltura e pesca | Agricoltura e produzione alimentare |
| | Pesca marittima |
| | Acquacoltura |
| Zone costiere | |
| Turismo | |
| Salute (rischi e impatti dei cambiamenti climatici, determinanti ambientali e meteo-climatiche) | |
| Insediamenti urbani | |
| Infrastruttura critica | Patrimonio culturale |
| | Trasporti e infrastrutture |
| | Industrie pericolose |
| Energia (produzione e consumo) | |
| Casi speciali | Area alpina e appenninica (aree montane) |
| | Distretto idrografico del fiume Po |

Il documento ipotizza le **proposte d'azione** suddividendole in azioni di tipo **non strutturale** o "soft", azioni **basate su un approccio ecosistemico** o "verdi", azioni di tipo **infrastrutturale e tecnologico** o "grigie" e in azioni **a breve e lungo termine.** A queste azioni si aggiungono azioni di tipo "trasversale". Dal documento SNACC sono state estrapolate *solo le azioni riguardanti il settore energetico*, e tra queste *non ci sono azioni "verdi"*:

<table>
<tr><th>Settore d'azione</th><th>Azioni a breve termine (da attuare entro il 2020)</th><th>Azioni a lungo termine (da attuare oltre il 2020)</th></tr>
<tr><td rowspan="2">ENERGIA</td><td colspan="2">Soft<br><br>Realizzare interventi di adattamento, sistematici e generalizzati, del comparto edilizio nazionale atti alla riduzione dei fabbisogni di climatizzazione per la stagione invernale e, soprattutto, per quella estiva;<br><br>Prescrivere, tramite i Regolamenti Edilizi Comunali, che gli edifici di nuova realizzazione siano climate proof (a prova di clima);<br><br>Promuovere per i gestori di impianti, in particolare le centrali termoelettriche che richiedono investimenti elevati, la gestione dei rischi attraverso l'apertura di un conto assicurativo;</td></tr>
<tr><td>Promuovere lo sviluppo di microgrid;<br><br>Promuovere i programmi di orientamento della domanda (Demand response programmes);<br><br>Diversificare le fonti primarie;<br><br>Promuovere le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica;<br><br>Demand side management, ovvero modificare la domanda dei consumatori di energia attraverso vari metodi quali incentivi finanziari e campagne educative;<br><br>Utilizzare sistemi di stoccaggio dell'energia;<br><br>Integrare e sviluppare le reti;<br><br>Utilizzare contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio;<br><br>Sostenere l'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito;<br><br>Mettere in atto una serie di provvedimenti di razionalizzazione, programmazione e riduzione dei consumi, che non riguardano esclusivamente l'ambito della produzione di energia elettrica, al fine di ridurre le conseguenze delle possibili crisi idriche estive, che possono accentuare i conflitti tra l'utilizzo dell'acqua per usi agricoli e per altri utilizzi (industriale, produzione elettrica, usi civili, navigazione fluviale);<br><br>Ridurre la produzione degli impianti o sospenderne il funzionamento nei casi più gravi di crisi idriche estive.</td><td>Nella produzione idroelettrica, supportare gli accordi e le azioni concertate tra i soggetti interessati nella gestione delle acque e degli invasi (autorità di bacino, agricoltori e produttori stessi) attraverso strumenti modellistici;<br><br>Nella produzione idroelettrica, sviluppare programmi di incentivazione economica per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggi data la scarsità di nuovi siti economicamente sostenibili.</td></tr>
</table>

| | | |
|---|---|---|
| | Promuovere lo sviluppo di microgrid;<br><br>Promuovere i programmi di orientamento della domanda (Demand response programmes);<br><br>Diversificare le fonti primarie;<br><br>Promuovere le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica;<br><br>Demand side management, ovvero modificare la domanda dei consumatori di energia attraverso vari metodi quali incentivi finanziari e campagne educative;<br><br>Utilizzare sistemi di stoccaggio dell'energia;<br><br>Integrare e sviluppare le reti;<br><br>Utilizzare contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio;<br><br>Sostenere l'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito;<br><br>Mettere in atto una serie di provvedimenti di razionalizzazione, programmazione e riduzione dei consumi, che non riguardano esclusivamente l'ambito della produzione di energia elettrica, al fine di ridurre le conseguenze delle possibili crisi idriche estive, che possono accentuare i conflitti tra l'utilizzo dell'acqua per usi agricoli e per altri utilizzi (industriale, produzione elettrica, usi civili, navigazione fluviale);<br><br>Ridurre la produzione degli impianti o sospenderne il funzionamento nei casi più gravi di crisi idriche estive. | Nella produzione idroelettrica, supportare gli accordi e le azioni concertate tra i soggetti interessati nella gestione delle acque e degli invasi (autorità di bacino, agricoltori e produttori stessi) attraverso strumenti modellistici;<br><br>Nella produzione idroelettrica, sviluppare programmi di incentivazione economica per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggi data la scarsità di nuovi siti economicamente sostenibili. |
| | Grigie<br><br>Realizzare interventi di adattamento, sistematici e generalizzati, del comparto edilizio nazionale atti alla riduzione dei fabbisogni di climatizzazione per la stagione invernale e, soprattutto, per quella estiva;<br><br>Prescrivere, tramite i Regolamenti Edilizi Comunali, che gli edifici di nuova realizzazione siano climate proof;<br><br>Interramento di parte della rete;<br><br>Utilizzo di sistemi di trasmissione flessibili in corrente alternata;<br><br>Installazione di sistemi di monitoraggio;<br><br>Aumentare la disponibilità di sistemi di monitoraggio meteo che permettano di conoscere tempestivamente l'andamento dell'offerta di energia idroelettrica e che forniscano informazioni utili a tutti i gestori delle risorse idriche; | |

| | | |
|---|---|---|
| | Rafforzare il controllo/monitoraggio della variabilità dell'apporto d'acqua lungo l'arco dell'anno al fine di tutelare le condizioni ecologiche del corso d'acqua e evitare i conflitti legati agli altri usi della risorsa, in particolare quelli agricoli; | |
| | Promuovere lo sviluppo di microgrid;<br><br>Promuovere i programmi di orientamento della domanda (Demand response programmes);<br><br>Diversificare le fonti primarie;<br><br>Promuovere le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica;<br><br>Demand side management, ovvero modificare la domanda dei consumatori di energia attraverso vari metodi quali incentivi finanziari e campagne educative;<br><br>Utilizzare sistemi di stoccaggio dell'energia; Integrare e sviluppare le reti;<br><br>Utilizzare contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio;<br><br>Sostenere l'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito. | Nella produzione termoelettrica, sostituire i sistemi di raffreddamento a ciclo aperto con sistemi a ciclo chiuso, e dotarli di raffreddatori ad aria o di pompe addizionali, oppure di torri di raffreddamento;<br><br>Nella produzione idroelettrica, supportare gli accordi e le azioni concertate tra i soggetti interessati nella gestione delle acque e degli invasi (autorità di bacino, agricoltori e produttori stessi) attraverso strumenti modellistici;<br><br>Nella produzione idroelettrica, aumentare i volumi dei serbatoi di stoccaggio nella gestione ordinaria per far fronte alla crescente variabilità delle precipitazioni e, di conseguenza, delle disponibilità idriche; Investire in sistemi di raffreddamento più efficaci in fase di progettazione degli impianti a biomassa. |

Di seguito si riportano le azioni (soft o grigie) individuate nella SNACC di tipo trasversale ovvero quelle che interessano più settori, tra cui anche quello dell'energia:

| Azioni di tipo trasversale tra settori (soft o grigie) | |
|---|---|
| Settori d'azione | Azioni trasversali proposte |
| Risorse idriche - Desertificazione, degrado del territorio e siccità – Dissesto idrogeologico – Ecosistemi terrestri – Ecosistemi marini -Ecosistemi di acque interne e di transizione – Agricoltura e produzione alimentare – Zone costiere - Turismo – Salute – Patrimonio culturale – Trasporti e infrastrutture - Energia - Area alpina e appenninica | Sviluppare (potenziare, o aggiornare) le esistenti reti di monitoraggio, raccolta dati, database, sistemi di scambio di informazioni; |
| Risorse idriche – Dissesto idrogeologico - Agricoltura e produzione alimentare – Zone costiere – Trasporti e infrastrutture – Industrie pericolose – Patrimonio culturale – Energia – Distretto idrografico del fiume Po | Considerare strumenti economici di gestione del rischio climatico (assicurazioni, fondi mutualistici, etc.); |
| Risorse idriche – Insediamenti urbani – Agricoltura e produzione alimentare – Energia | Sviluppare programmi integrati per migliorare l'efficienza degli usi irrigui, potabili e industriali per ottimizzare i consumi; |

| Azioni di tipo trasversale tra settori (soft o grigie) | |
|---|---|
| Area alpina e appenninica - Energia | Introdurre modifiche tecniche e gestionali per sfruttare la forza idrica disponibile in maniera ottimale in diverse condizioni idrologiche e di gestione delle risorse idriche montane, anche in considerazione ai cambiamenti climatici e al valore paesaggistico ed ecologico delle aree alpine;<br>Avvantaggiarsi della maggiore idoneità del territorio montano alla produzione di energie alternative, in particolare dell'energia solare fototermica e fotovoltaica;<br>Ridurre le incertezze concernenti gli impatti dei cambiamenti climatici sui sistemi di produzione energetica in montagna;<br>Rinforzare i sistemi di monitoraggio e controllo delle infrastrutture di produzione di energia e i sistemi di previsione dei consumi considerando le implicazioni dei cambiamenti climatici nel settore energetico montano;<br>Favorire la transizione a un modello di generazione distribuita di energia in confronto agli attuali modelli di produzione centralizzata;<br>Incentivare l'esecuzione di un sistema d'interconnessione tra i diversi sistemi di generazione energetici delle diverse regioni montane (anche tra altre nazioni nel caso delle aree montane alpine) in modo ad aumentare la flessibilità del settore energetico in aree specialmente vulnerabili ai cambiamenti climatici;<br>Considerare l'evoluzione delle variabili climatiche e le sue implicazioni nel fabbisogno energetico negli attuali sistemi di previsione delle crisi e picchi di domanda;<br>Stimolare e incentivare l'edilizia efficiente dal punto di vista energetico e i sistemi di climatizzazione passiva, in grado di soddisfare i nuovi requisiti di comfort termico a costo energetico basso o "0";<br>Incoraggiare campagne d'informazione e sensibilizzazione pubblica per aumentare la consapevolezza cittadina a fronte dei problemi energetici e promuovere la riduzione dei consumi;<br>Sostenere e incentivare interventi volti a incrementare il risparmio e l'efficienza energetica tramite il ricorso a energie alternative nelle aziende agro-alimentari montane. |
| Area alpina e appenninica – Salute – Energia (qualità dell'aria) | Incoraggiare la progettazione di nuovi sistemi di trasporto pubblico a basse emissioni nelle aree montane con particolare attenzione ai siti di grande affluenza turistica e allargare l'attuale rete di trasporti pubblici nelle aree montane riducendo l'utilizzo del mezzo privato;<br>Promuovere il miglioramento tecnologico dei sistemi di riscaldamento domestici a biomasse;<br>Intensificare le iniziative di ricerca per colmare le lacune conoscitive sulle implicazioni dei cambiamenti climatici nell'inquinamento atmosferico;<br>Approfondire i meccanismi d'influenza delle principali variabili meteo climatiche ed eventi climatici estremi sulle dinamiche e modalità di diffusione dei principali inquinanti atmosferici nelle aree montane;<br>Adeguare gli attuali sistemi di sorveglianza e allarme al possibile incremento di situazioni d'inquinamento atmosferico grave dovuto ai cambiamenti climatici;<br>Migliorare la gestione dei reflui zootecnici nelle aziende agrarie montane per limitare l'emissione di composti volatili inquinanti;<br>Promuovere l'uso delle biomasse a scopi di riscaldamento in consapevolezza ai fattori climatici e di qualità dell'aria;<br>Promuovere guide di buone pratiche per ridurre le emissioni d'inquinanti atmosferici e gas climalteranti nei settori della produzione energetica a biomasse, estrazione e distribuzione di biomasse, trasporto su strada, trattamento e smaltimento di residui, produzione agricola e produzione zootecnica, combustioni industriali e altri processi produttivi a alti livelli emissivi;<br>Garantire la sensibilizzazione e consapevolezza della cittadinanza sui rischi dell'inquinamento atmosferico e la sua relazione con le variabili climatiche;<br>Promuovere il dialogo e la collaborazione intersettoriale per la scelta di strategie e misure di adattamento a lungo termine, in armonia con gli obiettivi comuni di mitigazione. |
| Energia – Insediamenti urbani | Prescrivere, tramite i Regolamenti Edilizi Comunali, che gli edifici di nuova realizzazione |

| Azioni di tipo trasversale tra settori (soft o grigie) | |
|---|---|
| | siano *climate proof*;<br>Integrare gli atti di regolazione delle trasformazioni urbane e di gestione degli insediamenti esistenti stabilendo sia standard energetici per il costruito e per gli spazi pubblici sia misure tese al contenimento del consumo di nuovo suolo e standard climatici riguardanti l'utilizzo di materiali che limitino l'assorbimento di calore degli edifici e la impermeabilizzazione dei suoli, le forme di ritenzione e riutilizzo delle acque piovane, che incrementino le dotazioni di verde;<br>Incentivare la ricerca scientifica in materia di adattamento climatico della città esistente attraverso la sperimentazione di nuovi materiali nell'edilizia e lo studio degli effetti climatici dell'albedo, delle superfici artificializzate, della vegetazione arborea, etc. |
| Foreste - Energia | Mantenimento e rafforzamento del ruolo di mitigazione dei sink forestali, attraverso azioni ed interventi selvicolturali volti all'aumento dell'incremento legnoso e dello stock di carbonio nella biomassa e nei suoli forestali. |

La SNACC procede a esaminare **gli aspetti intersettoriali**: i sistemi di osservazione/monitoraggio necessari per l'adattamento, il monitoraggio del clima e il monitoraggio degli impatti. Presenta il sistema nazionale della ricerca scientifica in Italia sul clima, impatti, vulnerabilità e adattamento ai cambiamenti climatici e lo stato della ricerca scientifica in materia di clima in Italia (dove sono stati finanziati rilevanti progetti nazionali riguardanti gli impatti, vulnerabilità ed adattamento ai cambiamenti climatici tramite diversi flussi di finanziamento).

Altro argomento è quello delle **Sinergie dirette tra adattamento e mitigazione**. Nonostante le differenze significative tra strategie di mitigazione e adattamento, sono possibili numerose sinergie. Di fatto, alcune delle principali azioni che i governi, specialmente su scala locale e a livello settoriale, possono adottare per mitigare i cambiamenti climatici sono anche benefiche per l'adattamento. Di contro, l'adattamento e la mitigazione possono avere anche un'influenza negativa sulla reciproca efficacia.

La natura di questi interrelazioni (positive o negative), spesso dipende dalle condizioni locali. Alcune interrelazioni sono dirette e coinvolgono le stesse risorse (i.e. i terreni) o i soggetti interessati, mentre altre sono indirette (i.e. gli effetti attraverso gli stanziamenti di bilancio pubblico) o addirittura remote (i.e. le variazioni nei flussi commerciali mondiali e dei tassi di cambio).

Il più grande potenziale sinergico tra adattamento e mitigazione sembra esistere in alcuni settori, in primo luogo nell'agricoltura, nella silvicoltura e nell'uso del suolo e poi la gestione dell'energia e delle risorse idriche, la pianificazione delle infrastrutture e dell'edilizia, i trasporti, le assicurazioni e il trattamento dei rifiuti.

Seguono alcuni esempi di interrelazioni positive possibili a livello locale. Svelare e promuovere tali sinergie può servire come fattore importante nella costruzione della necessaria base di conoscenze, della capacità istituzionale e del coordinamento intersettoriale nel contesto di una strategia climatica nazionale che aiuti la società a diventare carbon free e resiliente.

| Energia | |
|---|---|
| Mitigazione | Adattamento |
| Ridurre le emissioni espandendo l'uso di energie rinnovabili | Ridurre la vulnerabilità a diffuse interruzioni della rete elettrica favorendo la generazione distribuita da più fonti rinnovabili (solare, eolico, biogas, metano, etc.) |
| Ridurre le emissioni migliorando l'efficienza dei sistemi energetici e di distribuzione delle risorse idriche | Ridurre il rischio di sovraccarico della rete e il fallimento dovuto ad una diminuzione della domanda |

Lo sviluppo sostenibile non significa stagnazione economica ma comporta la promozione dello sviluppo economico come condizione per il mantenimento della qualità ambientale, con una maggiore capacità di affrontare i problemi ambientali e sociali. Il mantenimento della qualità ambientale è assolutamente essenziale per lo sviluppo sostenibile. I cambiamenti climatici e le strategie per contrastarli e adattarvisi possono essere intesi come parte della più grande sfida dello sviluppo sostenibile, tramite due processi:

1. Gli impatti dei cambiamenti climatici possono seriamente ostacolare lo sviluppo in settori essenziali (i.e. l'aumentato rischio di disastri naturali e lo stress idrico dovranno essere conteggiati nella pianificazione per la sanità pubblica);

2. Le scelte di sviluppo a loro volta influenzeranno la capacità di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici (i.e. le politiche di conservazione delle foreste e a favore delle energie rinnovabili, se correttamente progettate e attuate, potranno aumentare la resilienza[16] delle comunità e quindi ridurre la loro vulnerabilità).

La questione controversa rimane come indirizzare le scelte e le attività individuali verso un modello più sostenibile, e la volontà dei singoli e dei governi di esercitare la loro preferenza a favore di un consumo sostenibile. Sebbene in alcuni casi l'adattamento sia concettualmente sovrapposto alla mitigazione, c'è un chiaro proposito di perseguire obiettivi di sviluppo sostenibile in maniera sinergica alle misure di risposta ai cambiamenti climatici.

Il rischio di disastri sta crescendo a livello globale a causa di vari fattori come l'urbanizzazione non pianificata, la povertà e il degrado economico. Nei prossimi decenni i cambiamenti climatici potranno amplificare ulteriormente questo rischio nei seguenti modi:

1. modificando l'intensità e frequenza degli eventi estremi – i meccanismi di prevenzione e risposta e le pianificazioni dei costi che sono basati sulle vulnerabilità passate non sono più adeguati.
2. modificando le condizioni climatiche medie e la variabilità climatica e influenzando i fattori di rischio possono generare nuovi rischi in regioni che non hanno mai subito determinati disastri.

A livello internazionale la resilienza e la riduzione del rischio di disastri (***Disaster Risk Reduction - DRR***) sono i temi fondamentali delle agende di summit internazionali come il recente *Rio+20 Summit on Sustainable Development* (*Rio* de Janeiro, Brasile, 20-22 giugno 2012) (UNCSD, 2012) o le iniziative in ambito G20 sul DRR. Nell'ambito del *Hyogo Framework for Action (HFA),* istituito nel 2005 e che terminerà nel 2015, si stanno costruendo le basi per un nuovo quadro legale internazionale per il DRR che ponga maggiore risalto sugli aspetti finanziari riguardanti i disastri.

Sempre a livello internazionale, dopo anni di dibattito nell'ambito del processo multilaterale UNFCCC (*UN Framework Convention on Climate Change*) si è raggiunto il consenso alla Conferenza delle Parti di Varsavia del 2013 (COP19) di creare un cosiddetto **meccanismo di compensazione delle perdite e dei danni ("*loss and damage*")**, un sistema internazionale di compensazione delle perdite e dei danni derivanti dagli impatti dei cambiamenti climatici che superano le capacità di adattamento dei paesi più vulnerabili. A livello europeo si ha una forte consapevolezza riguardo alla necessità di sviluppare e attuare efficaci politiche per la gestione del rischio di disastri (***Disaster Risk Management*** - *DRM)* con l'obiettivo di promuovere la resilienza e mitigare i loro effetti più severi.

Il DRR e l'adattamento ai cambiamenti climatici rappresentano due processi che si attuano tramite delle politiche specifiche: il DRR affronta un problema presente da tempo (i disastri naturali), mentre l'adattamento affronta una problematica che è emersa in maniera preponderante negli ultimi decenni (i cambiamenti climatici). Questi due processi hanno origini differenti, ma possiedono aspetti comuni:

- entrambi si pongono l'obiettivo di ridurre la vulnerabilità alle calamità naturali rafforzando la resilienza della società o di specifici settori di questa al fine di prevenire e far fronte agli impatti di tali disastri;
- entrambi affrontano gli eventi estremi idro-meteorologici o eventi climatici e adoperano strumenti simili per monitorare, analizzare e valutare i disastri e gli impatti.
- D'altro canto anche le seguenti differenze esistono:
- la comunità che attua l'adattamento, ha iniziato solo nell'ultimo decennio ad affrontare i disastri di origine climatica (climate-related hazards) come inondazioni, siccità e tempeste, mentre la

[16] Resilienza: la capacità di un sistema sociale o ecologico di assorbire disturbi, pur mantenendo le stesse struttura di base e modalità di funzionamento, capacità di auto-organizzazione, e capacità di adattarsi allo stress e al cambiamento. [Glossario della SNACC].Solitamente la resilienza è abbinata al principio di "adattamento" poiché significa un rafforzamento dell'adattamento agli effetti pericolosi del cambiamento climatico. Nell'IPCC del 2014 questi due principi sono stati rafforzati dalle misure definite "No regrets options" (senza rimpianti) ovvero l'atteggiamento con cui individui e amministratori dovrebbero mettere in essere misure di adattamento, oltre che di mitigazione, in un percorso di sviluppo sostenibile. Misure che significano investimenti significativi, ma che alla fine, proprio per i danni che permettono di evitare, produrranno benefici diretti o indiretti di gran lunga superiori ai costi.

comunità che attua il DRR ha una esperienza di più lunga durata nell'affrontare molteplici disastri, non solo quelli causati da eventi estremi climatici;

- le misure di adattamento richiedono un approccio di più lunga durata per far fronte anche ad impatti di lungo termine (i.e. la perdita di biodiversità, modificazioni nei servizi ecosistemici e la diffusione di malattie di origine climatica) e per tenere conto della potenziale variazione degli impatti e disastri nel tempo, mentre le misure di DRR si basano su un approccio temporale a corto termine e non affrontano generalmente questi tipi di impatti a lungo termine.

A oggi nei Paesi europei le due comunità attive in DRR e adattamento hanno operato abbastanza in reciproco isolamento. Invece è necessario che i decisori politici, gli esperti e i professionisti attivi in entrambi i processi comunichino e collaborino tra loro in maniera efficace al fine di assicurare **un approccio integrato alla gestione del rischio** per sviluppare strategie e piani a livello locale e nazionale. Questa integrazione potrà portare i seguenti benefici:

- la riduzione dei danni dovuti alle calamità mediante una attuazione mirata delle misure congiunte di DRR e adattamento;
- un più efficace uso delle risorse finanziarie, umane e naturali:
- un rafforzamento dell'efficacia e sostenibilità degli approcci congiunti di DRR e adattamento.

Come con tutti i dati e le informazioni, in particolare quando questi risultano da modelli numerici, emerge una varietà di incertezze scientifiche di cui gli utilizzatori dovrebbero essere consapevoli. Alcune di queste incertezze hanno a che fare con la conoscenza imperfetta, mentre altre riguardano la variabilità intrinseca del clima, come pure ai mutamenti relativi ai sistemi economici, sociali ed ambientali. La comunità scientifica internazionale è concorde nel sostenere che ci sarà sempre un elemento di incertezza nella pianificazione dell'adattamento e nel processo decisionale nonostante il continuo ampliamento delle conoscenze e il miglioramento delle tecniche impiegate per stimare gli impatti dei cambiamenti climatici.

L'adattamento ai cambiamenti climatici rappresenta in questo senso una sfida metodologica complessa. Decisioni di adattamento devono essere prese ora, in particolare decisioni con implicazioni di lungo termine, a fronte di un'informazione limitata. Oltre all'incertezza associata alla pianificazione dell'adattamento c'è il fatto che per qualche tempo non sarà possibile sapere se le decisioni prese siano giuste, se queste si riveleranno scelte ottimali o meno nel futuro.

Date le molteplici incertezze e il fatto che molte di queste non possono essere adeguatamente quantificate, è necessaria una guida per il processo decisionale per l'adattamento. C'è una certa esperienza tra i vari Paesi europei che hanno iniziato ad affrontare questa problematica tramite materiale disponibile on-line, come in Austria, Germania, Finlandia, Olanda, Norvegia e Regno Unito. Tali informazioni generalmente spiegano le fonti principali di incertezza nelle proiezioni climatiche e nelle valutazioni di impatto climatico, ma solo poche linee guida forniscono indicazioni pratiche per l'adeguamento del processo decisionale in condizioni di incertezza.

A livello sopranazionale il portale europeo sull'adattamento, Climate-ADAPT, oltre a fornire uno schema in sei fasi che rappresenta un modello del ciclo della pianificazione per l'adattamento e una varietà di casi studio, mappe e linee guida dedicate agli amministratori, offre una utile guida sul significato e sulla comunicazione delle incertezze che sarà adoperata qui di seguito.

L'adozione della Strategia di adattamento europea che fornisce elementi di governance, ha dato l'impulso ai Paesi europei, come l'Italia, ancora privi di una visione nazionale coordinata in materia, a mettere in atto misure di adattamento ai cambiamenti climatici e ad elaborare Strategie nazionali.

In questo contesto è nata la Strategia Nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici (SNACC) impostando il processo alla massima condivisione e sottoponendola alla consultazione pubblica. Lo SNACC fornisce una visione nazionale su come affrontare in futuro gli impatti dei cambiamenti climatici in molteplici settori socio-economici e sistemi naturali, individuando un set di azioni ed indirizzi di adattamento per far fronte a tali impatti.

Attraverso l'attuazione di tali azioni e indirizzi (o parte di essi) sarà possibile ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, mantenere o migliorare la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali

ed economici, nonché trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche. La SNACC è costruita anche sulle Buone Pratiche individuate nelle strategie nazionali già adottate in Europa e si conforma alla Linee Guida europee (EC 2013c). Tuttavia la SNACC è ancora priva di elementi di importanza primaria come la realizzazione di una piattaforma nazionale sull'adattamento e una valutazione adeguata e completa dei costi dei diversi impatti aggregati e dei costi/benefici delle misure di adattamento da attuare nei diversi settori individuati dalla SNACC.

Le ultime due fasi delle Linee Guida della Commissione europea, ancora da attuare, richiedono **lo sviluppo e l'attuazione di un Piano di azione e/o di vari piani settoriali, un regolare monitoraggio ed una valutazione dei progressi ottenuti** che implicano le seguenti azioni:

- la decisione a livello istituzionale per l'assegnazione dei ruoli e delle responsabilità per l'attuazione di questi piani assicurando le risorse umane e finanziarie nel corto e nel lungo termine;
- la sinergia tra il Piano di azione o i piani settoriali con il Piano energetico nazionale ed altri Piani nazionali che coinvolgono i settori individuati nella SNACC;
- lo sviluppo e l'applicazione di indicatori di efficacia delle misure di adattamento attuate;
- la necessità che le autorità istituzionali competenti sviluppino e finanzino un nuovo programma nazionale di ricerca, finalizzato a rafforzare l'analisi delle opportunità, delle opzioni e dei limiti dell'adattamento in diversi settori e a garantire il potenziamento delle azioni di disseminazione delle informazioni, di strumenti e di metodi per l'adattamento ai decisori di ogni livello e ai portatori di interesse;
- la revisione periodica (i.e. ogni cinque anni) della SNACC, al fine di prendere in considerazione le più recenti scoperte scientifiche e l'evoluzione del contesto europeo e comunitario sulle politiche di adattamento.

Il Piano di azione e/o i piani settoriali dovranno essere sviluppati e attuati per mezzo di un'efficace cooperazione tra i rilevanti attori istituzionali (ministeri, regioni e municipalità), il settore privato (assicurazioni, piccole medie imprese, etc.) e la società civile, tenendo conto di due visioni temporali: a corto termine (entro il 2020) e a lungo termine (oltre il 2020) e di un approccio proporzionato nonché integrato per uno sviluppo sostenibile.

Al fine di individuare, in maniera efficace, le necessità settoriali e territoriali, incluse le attività di informazione/formazione, nonché di prendere in considerazione il necessario contributo di coloro che in ultima istanza dovranno gestire gli effetti del cambiamento climatico, si rende necessaria l'istituzione di un *Forum permanente*[17] di tutti gli attori interessati con il quale provvedere a livello nazionale al monitoraggio della Strategia e predisporre conseguentemente la revisione periodica (i.e. ogni cinque anni) della SNACC.

Per ottenere un maggior bilanciamento degli interessi e degli obiettivi della pianificazione territoriale e individuare le priorità, nonché per una maggiore consapevolezza del pubblico e per un monitoraggio delle stesse si rende necessaria l'istituzione di un *Osservatorio Nazionale*, a supporto del quale va creata una *Piattaforma nazionale per l'adattamento*, sul modello di quella creata dall'Agenzia Europa per l'Ambiente (AEA).

Con riferimento agli impegni previsti per i comuni aderenti all'iniziativa "Mayors Adapt", si rende necessaria la predisposizione di *Linee-guida settoriali* per fornire alle autorità locali una metodologia riproducibile per la definizione, attuazione e successivo monitoraggio delle azioni dei Piani Municipali di Adattamento.

La Strategia nazionale sarà sottoposta a una revisione quinquennale dei contenuti. L'aggiornamento permetterà di valutare, attraverso uno specifico monitoraggio, le ulteriori necessità in termini di pianificazione ed allocazione delle risorse economiche e finanziarie necessarie. Questo Documento Strategico rappresenta il punto di riferimento per l'attuazione nel nostro Paese di azioni e misure di adattamento coordinate dalle autorità istituzionali competenti.

[17] L'approccio partecipativo avviato durante l'elaborazione della SNAC ha mostrato l'importanza di avere un dialogo costruttivo e continuato con i portatori di interesse e le autorità istituzionali: pertanto è chiaramente emersa la necessità di istituire a livello nazionale il FORUM PERMANENTE sopracitato.

### 1.1.8. Le linee di indirizzo comunitarie in campo energetico e climatico.

Per quanto riguarda le linee di indirizzo comunitarie in campo energetico e climatico si riportano le priorità evidenziate dal Consiglio europeo nella seduta dell'11 febbraio 2011 (ribadite nella seduta dell'1-2 marzo 2012):

- l'implementazione delle misure per la creazione di un mercato interno europeo pienamente integrato e interconnesso;
- lo sviluppo di Codici di rete europei e del market coupling attraverso la cooperazione fra l'ACER, i regolatori nazionali e i gestori di rete;
- l'accelerazione di un Piano di ammodernamento e sviluppo delle infrastrutture affinché nessuno Stato membro sia isolato dalla rete;
- la definizione di un Piano europeo di efficienza energetica e la valutazione dei rispettivi Piani nazionali in funzione degli obiettivi del Pacchetto clima e ambiente 20-20-20;
- l'implementazione della direttiva sulle energie rinnovabili 2009/28/CE e il monitoraggio dei relativi sistemi nazionali di incentivazione;
- la promozione di standard per i veicoli elettrici, per le smart grid e per gli smart meter;
- il rafforzamento delle relazioni esterne dell'Unione europea con i paesi produttori, di transito e consumatori, attraverso nuove proposte da parte della Commissione in tema di sicurezza delle forniture e di cooperazione internazionale; l'opportunità di estendere e rafforzare l'Energy Community Treaty con i paesi confinanti;
- l'obbligo per gli Stati membri di informare regolarmente la Commissione relativamente agli accordi bilaterali con paesi terzi in essere e a venire;
- lo sviluppo di una strategia energetica a basso contenuto di carbonio al 2050 che permetta il raggiungimento dell'obiettivo unilaterale dell'Unione europea di riduzione dell'85-90%, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas serra entro il 2050.

Per raggiungere tali obiettivi le istituzioni comunitarie hanno provveduto, tra l'altro, ad adottare:

1. un Regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia (regolamento UE 1227/2011).
2. un Regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans europee.

L'ammodernamento delle infrastrutture e lo sviluppo delle interconnessioni sono considerati da sempre dalle Istituzioni comunitarie due requisiti essenziali per il settore energetico dell'Unione europea. Nonostante i Piani decennali di investimento europei previsti dal Terzo pacchetto energia siano reputati dalla medesime Istituzioni uno strumento importante per la pianificazione di medio periodo, lo sviluppo di nuove tecnologie (stoccaggio elettrico, smart grid, cattura e stoccaggio di $CO_2$, cogenerazione), l'esigenza di assicurare la sicurezza delle forniture (diversificazione forniture gas via pipeline, stoccaggi e infrastrutture petrolifere) e le problematiche di approvazione e finanziamento dei progetti è stata posta in essere una revisione strategica della pianificazione infrastrutturale a livello europeo nel medio periodo. Con la comunicazione *Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – A blueprint for an integrated European network* (COM 2010, 677 *final* del 17 novembre 2010), la Commissione europea ha iniziato a definire i lineamenti di una nuova politica europea per le infrastrutture, volta a coordinare e ottimizzare le reti energetiche europee, anche evidenziando la necessità di superare il quadro di pianificazione esistente, basato sul *Trans-European Network Energy* (TEN-E). Il 29 giugno 2011, nel quadro dei documenti del Piano pluriennale di finanziamento europeo (2014-2020), con la comunicazione *A budget for Europe 2020* la Commissione ha presentato il progetto *Connecting Europe facilities* per il completamento delle infrastrutture essenziali, energetiche, di trasporto e digitali, in cui ha allocato complessivamente 40 miliardi di euro. Dopo un'ampia consultazione con gli *stakeholders*, alla quale i regolatori europei hanno partecipato attivamente, nell'ottobre 2011 la Commissione europea ha presentato una proposta di regolamento per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche transeuropee (*Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing - Decision n. 1364/2006/EC*, COM 2011/658 *final*), proposta che è stata accolta dal Parlamento europeo e dal Consiglio con l'adozione del Regolamento (UE) N. 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009.

Nel nuovo Regolamento emerge l'importanza per il legislatore comunitario dell'ammodernamento delle infrastrutture e lo sviluppo delle interconnessioni. *Accelerare la ristrutturazione delle infrastrutture energetiche esistenti e metterne a punto delle nuove è d'importanza vitale per raggiungere gli obiettivi politici dell'Unione in materia di energia e di clima, che consistono nel completare il mercato interno dell'energia, garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare per il gas e il petrolio, ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 20 % (del 30% nelle giuste condizioni), portare al 20 % la quota delle fonti di energia rinnovabile nel consumo finale e migliorare del 20 % l'efficienza energetica entro il 2020. Disporre di reti integrate a livello di Unione e sviluppare reti intelligenti è d'importanza cruciale per assicurare un mercato integrato competitivo e ben funzionante, per garantire l'utilizzo ottimale delle infrastrutture energetiche, una maggiore efficienza energetica e l'integrazione delle risorse distribuite di energie rinnovabili, nonché per promuovere la crescita, l'occupazione e lo sviluppo sostenibile*). *È opportuno aggiornare le infrastrutture energetiche dell'Unione al fine di evitare disfunzioni tecniche e aumentare la resilienza contro tali disfunzioni, disastri naturali o provocati dall'uomo, effetti negativi dei cambiamenti climatici e minacce alla sicurezza delle infrastrutture, in particolare per quanto riguarda le infrastrutture europee d'importanza fondamentale. La sfida dell'interconnessione e dell'adattamento delle nostre infrastrutture energetiche a queste nuove esigenze è fondamentale, urgente e riguarda tutti i settori dell'energia. Le reti elettriche devono essere potenziate e modernizzate per soddisfare la domanda di elettricità in crescita a causa di un'importante evoluzione nella catena di valore e nel mix energetico globale. Le reti devono inoltre essere rapidamente ampliate e potenziate, anche attraverso le autostrade elettriche, per favorire l'integrazione del mercato e mantenere i livelli esistenti di sicurezza del sistema, ma soprattutto per trasportare ed equilibrare l'elettricità generata da fonti rinnovabili, destinata a più che raddoppiare nel periodo 2007-2020. Al contempo, il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di utilizzo dell'energia rinnovabile dell'UE 2020 avverrà solo in presenza di un livello maggiore di innovazione e intelligenza nelle reti sia in termini di trasmissione che di distribuzione, in particolare grazie alle tecnologie di informazione e comunicazione. Il gas naturale continuerà ad avere una funzione essenziale nel mix energetico dell'UE e acquisterà importanza come combustibile ausiliario della produzione variabile di elettricità, a condizione che ne venga garantito l'approvvigionamento. A medio termine, l'esaurimento delle risorse convenzionali endogene di gas naturale impone l'incremento e la diversificazione delle importazioni. Le reti del gas devono far fronte ad esigenze supplementari di flessibilità del sistema, alla necessità di gasdotti bidirezionali, di capacità di stoccaggio supplementari e di forniture flessibili, che includano il gas naturale liquefatto (GNL) e il gas naturale compresso (GNC). Dato il ruolo del petrolio nel mix energetico dei prossimi decenni, è d'importanza strategica garantire la continuità dell'approvvigionamento di petrolio greggio dei paesi UE dell'Europa centro-orientale senza sbocco sul mare, che attualmente possono contare su poche rotte di approvvigionamento. Infine, le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio (le cosiddette tecnologie CCS) permetterebbero di ridurre le emissioni di $CO_2$ su vasta scala pur continuando a consentire l'uso dei combustibili fossili, che resteranno una fonte importante di produzione di energia elettrica nei prossimi decenni. Lo sviluppo futuro di una rete transfrontaliera per il trasporto di $CO_2$ presuppone che adesso vengano compiuti passi per lo sviluppo e la pianificazione delle infrastrutture a livello europeo*.

Per raggiungere i succitati obiettivi, il Regolamento definisce i principali orientamenti per lo sviluppo e l'interoperabilità di reti energetiche transeuropee. Identifica nuove regole volte al superamento delle principali criticità per lo sviluppo delle reti transnazionali di energia elettrica e gas, che riguardano: il rilascio delle autorizzazioni necessarie, la modalità di ripartizione dei costi fra diversi paesi attraversati dalle infrastrutture e la reperibilità delle risorse finanziarie necessarie. Nel percorso per l'implementazione delle reti transeuropee di energia elettrica e gas naturale, infatti, sono emerse diverse criticità che ne hanno ritardato, e, talvolta, addirittura ostacolato, la realizzazione. Tali criticità sono principalmente riconducibili ad aspetti correlati al rilascio delle necessarie autorizzazioni ed alla regolamentazione delle modalità di ripartizione dei costi tra i Paesi interessati ad utilizzare le medesime infrastrutture. Il Regolamento, quindi, cerca di ridurle, individuando soluzioni per il loro superamento.

A tale scopo, individua, per il periodo fino al 2020 e oltre, un numero limitato di aree e corridoi prioritari a livello trans europeo riguardanti le reti elettriche e del gas e le infrastrutture per il trasporto del petrolio e del

biossido di carbonio, per cui l'azione dell'Unione europea è maggiormente giustificata[18]. Mira quindi ad attuare tali priorità nei seguenti modi: razionalizzando le procedure di rilascio delle autorizzazioni per ridurre in modo significativo la loro durata per i progetti d'interesse comune e aumentare la partecipazione e l'accettazione del pubblico per l'attuazione di tali progetti; agevolando il trattamento normativo dei progetti di interesse comune nel campo dell'elettricità e del gas distribuendo i costi in base ai benefici forniti e assicurando che gli utili consentiti siano in linea con i rischi corsi; assicurando l'attuazione di progetti d'interesse comune fornendo il sostegno finanziario necessario sotto forma di un sostegno finanziario basato sul mercato o del sostegno diretto dell'UE. In quest'ultimo caso, il regolamento fornisce le basi per l'ammissibilità dei progetti di interesse comune ai fini dell'assistenza finanziaria dell'UE.

Il Regolamento, dopo aver individuato *dodici priorità strategiche relative alle infrastrutture energetiche transeuropee, la cui attuazione entro il 2020 è essenziale per il raggiungimento degli obiettivi politici energetici e climatici dell'Unione* prevede che, a fronte delle succitate priorità, siano individuati Progetti di Interesse Comune (PIC) selezionati sulla base di criteri predefiniti. Il Regolamento identifica PIC che la Commissione stima in circa cento nel settore dell'energia elettrica e cinquanta in quello del gas naturale. L'elenco dei PIC è aggiornato con cadenza biennale.

In secondo luogo il Regolamento contempla per i PIC un particolare regime, volto a accelerare notevolmente e rendere più trasparente il processo di autorizzazione (tre anni e sei mesi al massimo) rispetto alle procedure normali. È previsto il coordinamento di un'Autorità nazionale competente che ogni Stato membro dovrà designare.

Il Regolamento definisce una metodologia e un processo per sviluppare un'analisi costi/benefici per i PIC del gas e dell'energia elettrica. I regolatori nazionali, sulla base di tale metodologia, sono chiamati ad allocare i costi dei PIC considerando l'entità dei benefici che ne avrebbe ciascuno dei Paesi coinvolti. Nello specifico, spetta ai regolatori nazionali trovare una copertura tariffaria ai costi dei PIC e, laddove esistano rischi più alti, anche opportuni incentivi. L'ACER interviene qualora l'accordo fra i regolatori nazionali non venga raggiunto entro sei mesi.

Il Regolamento definisce le condizioni di eleggibilità per ogni categoria dei PIC per accedere ai finanziamenti dell'Unione europea sotto il programma *Connecting Europe Facilities* sia per gli studi di fattibilità (per tutti i PIC con l'eccezione di quelli del settore petrolifero), sia per la costruzione (per tutti i PIC relativi alle reti intelligenti e al trasporto di biossido di carbonio, nonché per quelli inerenti all'elettricità e al gas per i quali è stata riconosciuta

[18] L'Italia è interessata dai seguenti corridoi: NSI West Electricity; NSI East Electricity; NSI West Gas; NSI East Gas; Southern Gas Corridor. Le aree tematiche prioritarie, invece, riguardano tutti gli Stati membri e sono le seguenti:

Sviluppo di reti intelligenti: adozione delle tecnologie di rete intelligenti nell'intero territorio dell'Unione europea per integrare in maniera efficiente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti collegati alla rete elettrica, in particolare la produzione di grandi quantità di elettricità a partire da fonti di energia rinnovabili o distribuite e la risposta alla domanda dei consumatori.

Autostrade elettriche: prime autostrade elettriche entro il 2020, in vista della costruzione di un sistema di autostrade elettriche in tutta l'Unione europea in grado di:

a) integrare il surplus di produzione eolica in continua crescita nel Mare del Nord e nel Mar Baltico e nelle zone circostanti e accrescere la produzione di energia rinnovabile in Europa orientale e meridionale nonché nell'Africa settentrionale;

b) collegare questi nuovi centri di produzione con le principali capacità di stoccaggio nei paesi nordici, nelle Alpi e in altre regioni e con i principali centri di consumo; nonché

c) far fronte a un'offerta di elettricità sempre più variabile e decentrata e a una domanda sempre più flessibile.

Rete transfrontaliera per il trasporto di biossido di carbonio: sviluppo di un'infrastruttura di trasporto del biossido di carbonio tra gli Stati membri e con i paesi terzi confinanti in vista della realizzazione della cattura e dello stoccaggio del biossido di carbonio.

Delle dodici priorità strategiche (definite anche corridoi prioritari) relative alle infrastrutture energetiche transeuropee, ben cinque sono di particolare rilevanza per l'Italia, oltre le aree tematiche di interesse di tutti i Paesi. Per quanto riguarda il settore elettrico si tratta dello sviluppo delle interconnessioni con i Paesi terzi mediterranei (NSI West Electricity) che potranno consentire il pieno sfruttamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nel Nord-Africa e dello sviluppo delle interconnessioni e delle linee interne nelle direzioni nord-sud ed est-ovest dell'Europa orientale (NSI East Electricity), regione anch'essa particolarmente interessata allo sviluppo delle FER. Tra questi potrebbero collocarsi i collegamenti con le regioni balcaniche. Con riferimento al settore del gas, i corridoi di interesse per l'Italia (NSI West Gas, NSI East Gas e Southern Gas Corridor) consentono un'ulteriore diversificazione di approvvigionamento, prevedendo l'accesso alle nuove produzioni ubicate nel bacino del Mar Caspio. Tra le iniziative "Southern Gas Corridor" rientrano i gasdotti IGI (collegamento Italia-Grecia) e TAP (collegamento Italia-Albania).

un'allocazione dei costi fra paesi diversi). Entro il 2017 la Commissione europea è tenuta a pubblicare un rapporto sull'implementazione dei PIC.

Il Regolamento sulle infrastrutture energetiche individua dodici corridoi strategici per le infrastrutture energetiche, propone uno snellimento delle procedure di autorizzazione e delle norme sulla ripartizione dei costi nonché la messa a disposizione, se necessario, di un finanziamento UE, al fine di integrare una quota maggiore di elettricità eolica e solare (che attualmente rappresenta il 5% dell'elettricità fornita nell'UE) ma anche di creare un mercato integrato nell'UE e di sostituire gli impianti obsoleti. Tale regolamento integra le direttive sul mercato interno dell'energia (2009/72/CE e 2009/73/CE) che hanno preparato la strada a un'infrastruttura energetica integrata a livello europeo, attraverso misure volte a un miglior coordinamento della programmazione, dello sviluppo e del funzionamento delle infrastrutture.

Degne di menzione sono, infine:

**1) La Comunicazione della Commissione europea sulle smart grid**

In coerenza con quanto richiesto dal Consiglio europeo del 4 febbraio 2011 la Commissione ha presentato una comunicazione sulle smart grid, fissando le direzioni politiche che guideranno lo sviluppo delle reti elettriche europee. Le smart grid sono state definite dall'*European Smart Grid Task Force* della Commissione come reti elettriche in grado di integrare in maniera efficiente i comportamenti e le azioni di tutti gli utenti connessi con essa (generatori, consumatori e i soggetti che sono entrambi, sia l'uno sia l'altro), per assicurare un sistema energetico economicamente efficiente e sostenibile con basse perdite e con un sistema di erogazione sicuro. Le attuali stime mostrano che le *smart grid* (e gli *smart meter*) potranno ridurre i consumi domestici annuali di energia del 10% e forse più, mentre le emissioni di $CO_2$ a livello globale potrebbero essere ridotte del 15% nel 2020. In Europa durante gli ultimi dieci anni sono stati investiti più di 5,5 miliardi di euro in circa trecento progetti smart grid ma la Commissione, rilevando un consistente gap tra gli investimenti correnti e il grado di investimenti ottimali, ritiene che fino a quando non verrà definito un metodo di condivisione dei costi equo e non sarà trovato il giusto equilibrio tra costi per investimenti a breve termine e profitti di lungo periodo, la volontà degli operatori di sostenere ogni investimento sarà limitata. A detta della Commissione diverse questioni dovranno essere affrontate il prima possibile per favorire lo sviluppo e l'utilizzo delle smart grid come la definizione di standard tecnici comuni a livello europeo (interoperabilità tra sistemi, protocolli di trasmissione comuni, standard ITC), come la protezione dei dati degli utenti, facilitandone l'accesso e il controllo sui dati processati da terzi per favorire l'accettazione di questa tecnologia, come la creazione di un contesto normativo atto a fornire incentivi per lo sviluppo e l'utilizzo di smart grid, in un contesto regolato dalle fluttuazione del mercato, tenendo conto di domanda, offerta e costo, come lo sviluppo di un mercato al dettaglio aperto e competitivo nell'interesse degli utenti e infine come le modalità per garantire un continuo supporto all'innovazione tecnologica e di sistema, cercando anche di garantirne una rapida applicazione.

**2) La strategia europea per la bioeconomia**

Nel dicembre 2012 la Commissione Europea ha proposto la seguente risoluzione *L'innovazione per una crescita sostenibile: una bioeconomia per l'Europa* approvata dal Parlamento europeo nel giugno 2013. La strategia per la bioeconomia si prefigge di preparare il terreno per una società più innovatrice, più efficiente sotto il profilo delle risorse e più competitiva, in grado di riconciliare la sicurezza alimentare con lo sfruttamento sostenibile delle risorse rinnovabili a fini industriali, garantendo al contempo la protezione dell'ambiente.

Il termine *bioeconomia* si riferisce a un'economia che si fonda su risorse biologiche provenienti della terra e dal mare, nonché dai rifiuti, che fungono da combustibili per la produzione industriale, energetica e di alimenti e mangimi. Comprende i settori dell'agricoltura, della silvicoltura, della pesca, della produzione alimentare, della produzione di pasta di carta, nonché comparti dell'industria chimica, biotecnologica ed energetica. La bioeconomia comprende anche l'uso di processi di produzione fondati su bio-prodotti per un comparto industriale sostenibile.

Trattasi di una strategia della Commissione che prevede un piano d'azione basato su un approccio interdisciplinare e intersettoriale dove l'obiettivo è creare una società più innovatrice e un'economia a emissioni ridotte, conciliando l'esigenza di un'agricoltura e una pesca sostenibili e della sicurezza alimentare con l'uso sostenibile delle risorse biologiche rinnovabili per fini industriali, tutelando allo stesso tempo la biodiversità e l'ambiente.

Il piano si basa su due pilastri:

- Sviluppare tecnologie e processi produttivi innovativi destinati alla bioeconomia e investire nella ricerca, nell'innovazione e nelle competenze e l'imprenditorialità nel settore della bioeconomia. La necessità di aumentare il sostegno alla ricerca e all'innovazione nella bioeconomia è riconosciuto anche dal Programma Horizon 2020 dove 4,5 miliardi di euro sono stati stanziati per il tema Sicurezza alimentare, agricoltura sostenibile, ricerca nel settore marino e marittimo e la bioeconomia;
- Sviluppare i mercati e la competitività nei diversi settori della bioeconomia.

Affinchè l'industria basata sulla bioeconomia rimanga competitiva i prodotti e i servizi offerti sul mercato dovranno tener conto dei temi legati alla sicurezza alimentare, alla sostenibilità in generale e alla sostenibilità dell'agricoltura in particolare, alla sicurezza energetica e all'energia rinnovabile efficiente, nonché alla transizione verso un'economia a basso contenuto di carbonio.

Il piano di azione per supportare questo processo si articola attraverso lo sviluppo di nuovi mercati promossi attraverso le seguenti azioni:

1. sviluppare standard e metodologie standardizzate per la valutazione della sostenibilità dei prodotti basati su risorse biologiche, la catena alimentare e il supporto a attività dimostrative;
2. facilitare gli acquisti verdi dei bio-prodotti sviluppando etichette specifiche, informazione e formazione nel settore degli appalti pubblici;
3. adottare un sistema di incentivi e meccanismi per l'utilizzo efficiente delle risorse;
4. iniziare processi di negoziazione per istituire accordi di partenariato per la ricerca e l'innovazione tra settore pubblico e privato per l'industria basata sui bio-prodotti.

- Stimolare una maggiore collaborazione tra i responsabili politici e le parti interessate

I passi necessari per raggiungere una maggiore coesione includono:

1. creare un *panel bioeconomico* anche a livello dei Paesi membri e a livello regionale che coinvolga i servizi della Commissione, i Paesi membri e i portatori di interesse anche a livello regionale per garantire coerenza tra le politiche e i vari settori economici;
2. creare un *osservatorio bioeconomico* a livello europeo per monitorare il progresso della bio-economia e valutare il suo impatto in Europa. L'Osservatorio si baserà su strutture esistenti a livello regionale, nazionale e sovranazionale e svilupperà degli indicatori comuni per misurare le attività della bio-economia;
3. stimolare la partecipazione di ricercatori, utilizzatori di bio-prodotti, legislatori e dell'intera società in un dialogo aperto sul processo di ricerca e innovazione.

**3) La Strategia energetica europea al 2050.**

Con il *Pacchetto clima ed energia 20-20-20* l'Unione europea ha adottato alcune misure orientate a ridurre le emissioni di gas serra del 20% (rispetto al livello del 1990) al 2020 e si è impegnata a ridurle del 30% nel caso in cui altri paesi industrializzati avessero preso analoghi impegni. Nell'ottobre 2009 il Consiglio europeo ha assunto un impegno unilaterale di lungo termine adottando un obiettivo di riduzione dell'85-90%, rispetto ai livelli del 1990, entro il 2050. La comunicazione della Commissione europea *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy* (COM 2011, 112 *final*) del marzo 2011 prefigura il percorso che l'Europa dovrà adottare per raggiungere tale obiettivo. A seguire, nel dicembre 2011 è stata pubblicata la comunicazione sulla *Energy Roadmap 2050* che delinea più nel dettaglio i diversi scenari per il conseguimento degli obiettivi specifici relativi al settore energetico. A dicembre 2011, sempre nell'ambito della riflessione sugli scenari di lungo termine, è stata avviata una consultazione pubblica per la messa a punto di una strategia energetica per le energie rinnovabili dopo il 2020, che ha portato alla comunicazione della Commissione europea del 6 giugno 2012 (COM 2012, 271*final*).

La comunicazione della Commissione europea *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy* del marzo 2011 contiene un'analisi delle tappe e degli impegni settoriali per raggiungere l'obiettivo di riduzione dell'85- 90%, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas serra entro il 2050. Identifica, per i principali settori, gli obiettivi intermedi al 2020 (–25%), 2030 (–40%), 2040 (–60%) e 2050 (–85-90%) che si traducono in una riduzione media annua dell'1% nella prima decade, dell'1,5% nella seconda e del 2% nelle due rimanenti. Un ruolo particolare gioca in questo scenario il settore elettrico, di cui si prevede una quasi completa decarbonizzazione entro il 2050, basata su una crescita sostanziale dell'efficienza energetica, sul progressivo aumento della quota di tecnologie a basso contenuto di carbonio nella generazione elettrica (i.e. energie rinnovabili, combustibili fossili trattati con tecniche di cattura e stoccaggio di carbonio e nucleare) e sullo sviluppo di adeguati investimenti nelle reti, oltre che in nuove tecnologie di trasmissione.

Nel dicembre 2011 la Commissione ha pubblicato la comunicazione *Energy Roadmap 2050* (COM 2011, 885/2) che analizza nel dettaglio gli scenari energetici per il raggiungimento al 2050 degli obiettivi di decarbonizzazione quasi integrale del settore energetico, senza rinunciare ai necessari requisiti di competitività e sicurezza delle forniture. La *Roadmap* parte dall'ipotesi che il mantenimento delle pur ambiziose politiche mirate agli obiettivi europei del 2020 non potrà che condurre, nel 2050, a una riduzione delle emissioni del 40% rispetto ai livelli del 1990, e che, pertanto, è indispensabile iniziare sin da oggi a delineare le strategie energetiche dal 2020 in poi, anche per favorire il necessario ciclo di investimenti che il settore deve inevitabilmente attivare. Anziché presentare un'opzione strategica unica, la *Roadmap* analizza e illustra sette diversi scenari (non alternativi) caratterizzati da vari mix energetici per quanto riguarda: le quote di energie rinnovabili, l'importanza attribuita all'efficienza energetica, lo sviluppo di nuove tecnologie, anche in termini di impatto sui costi e sui prezzi. Tali scenari dovrebbero aiutare gli Stati membri a orientarsi sin da ora su scelte di politica energetica necessarie a favorire investimenti che hanno un ciclo di vita di 30-40 anni. Nell'analisi di tutti gli scenari considerati emerge che:

- la decarbonizzazione del settore energetico appare realmente possibile sia sul piano tecnico sia su quello economico e può essere meno onerosa delle politiche attuali nel lungo periodo, grazie anche alla minore esposizione dell'economia e alla volatilità dei prezzi dei carburanti fossili, dovuta alla riduzione della dipendenza energetica europea (dall'attuale 58% al 35- 40%). Il sistema energetico europeo sarà caratterizzato da una diminuzione dei costi del combustibile e da un incremento della spesa in conto capitale per gli investimenti in nuovi impianti, reti e tecnologie intelligenti;
- l'energia elettrica raddoppierà la propria quota sulla domanda finale di energia, così da raggiungere il 36-39% nel 2050, contribuendo significativamente anche alla decarbonizzazione nel settore dei trasporti e del riscaldamento e raffrescamento. Per realizzare tale obiettivo la generazione elettrica dovrà necessariamente subire trasformazioni strutturali, così da poter raggiungere già nel 2030 livelli di decarbonizzazione pari al 57-65%;
- l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili sono elementi cruciali per il raggiungimento degli obiettivi al 2050. Il risparmio energetico avrà una funzione essenziale. In tutti gli scenari il consumo di energia primaria dovrà diminuire fra il 16% e il 20% entro il 2030, e fra 32% e il 41% entro il 2050, rispetto ai picchi del 2005-2006. A tal fine, si dovrà invertire il legame tra crescita economica e consumo energetico, sostenuto da apposite misure da parte degli Stati membri. La quota della generazione da energie rinnovabili dovrà raggiungere almeno il 55% dei consumi finali di energia al 2050 (oggi si trova al 10%); lo sviluppo di sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica porterebbe anche il raggiungimento di quote pari al 97% del consumo di energia elettrica. Per quanto riguarda le altri fonti di energia, il gas giocherà un ruolo cruciale nel periodo di transizione, almeno fino al 2030-2035, e le tecnologie di cattura e stoccaggio del carbone avranno importanza anche nella misura in cui la generazione nucleare verrà limitata. Il sistema di generazione elettrica al 2050 vede pertanto lo sviluppo di sistemi decentralizzati legati alle rinnovabili, che dovranno integrarsi con sistemi centralizzati (impianti a gas e nucleare).

Il prezzo dell'energia elettrica è atteso in crescita fino al 2030, quindi declinerà. L'aumento iniziale, che sta già avendo luogo, è dovuto alla sostituzione del sistema di generazione elettrico (diffusione delle rinnovabili, sviluppo di nuove reti) e durerà per i prossimi venti anni. Contestualmente, la spesa energetica dei consumatori e delle piccole imprese è destinata ad aumentare, raggiungendo il 16% della spesa complessiva annua al 2030 per poi assestarsi attorno al 15% nel 2050. Ciò sarà dovuto a maggiori costi legati sia al costo dell'energia sia agli

investimenti necessari per fornirsi di veicoli più efficienti e più in generale di strumenti che svilupperanno l'efficienza energetica.

Nel periodo di transizione fra il 2020 e il 2050 la *Roadmap* dell'energia prevede quindi una sostanziale trasformazione del sistema energetico, basata su un ruolo crescente dell'efficienza energetica, della generazione da rinnovabili e del gas da fonti convenzionali e non. Al contempo richiederà sia una revisione dell'attuale disegno di mercato per far fronte alle sfide in termini di flessibilità e capacità, poste da una quota crescente di risorse intermittenti nel sistema (i.e. generazione flessibile, stoccaggio e gestione della domanda), sia lo sviluppo di infrastrutture di trasmissione e distribuzione integrate, flessibili e innovative, che al 2020 dovranno crescere almeno del 40%. Sia il Regolamento per le infrastrutture energetiche, sia la programmazione decennale dei piani di investimento delle reti prevista dal Terzo pacchetto energia seguono questo obiettivo. Nella *Roadmap* è delineata l'esigenza di sviluppare un approccio unitario e efficace alle incentivazioni del settore energetico.

Nel marzo 2011 è stata pubblicata la comunicazione della Commissione europea *Renewable energy: progressing towards the 2020 target* (COM 2011, 31 *final*) ovvero il rapporto sullo stato di attuazione delle politiche per la promozione delle energie rinnovabili in Europa previsto dalla direttiva 2009/28/CE. Sulla base delle risultanze del rapporto, la Commissione valuta positivamente gli impegni sinora adottati dagli Stati membri e ritiene che l'obiettivo del 20% della generazione elettrica da fonti rinnovabili al 2020 possa essere ampiamente raggiunto e sopravanzato ad alcune precise condizioni. In primo luogo gli Stati membri dovranno impegnarsi a rispettare i propri Piani nazionali di attuazione pubblicati nell'estate 2010: sulla base degli impegni presi in quell'ambito la metà circa dei paesi prevede non solo di raggiungere ma anche di superare i propri obiettivi nazionali, mentre i restanti paesi dichiarano che accederanno ai meccanismi di collaborazione fra Stati, previsti dalla direttiva. In secondo luogo gli Stati membri dovranno rafforzare i meccanismi di collaborazione internazionale esistenti, e dovranno essere in grado di raddoppiare lo sforzo di investimento nelle energie rinnovabili da 35 a 70 miliardi di euro l'anno. Gli strumenti finanziari e di incentivo dovranno essere razionalizzati e armonizzati, così da permettere anche una migliore integrazione della generazione da energie rinnovabili nel mercato unico europeo.

Contestualmente alla pubblicazione della *Energy Roadmap 2050*, la Commissione europea ha avviato una consultazione pubblica sulla *Renewable Energy Strategy* con l'intento di elaborare, entro il primo semestre 2012, una comunicazione sul tema che guardi all'orizzonte post 2020 coordinando i criteri di promozione delle rinnovabili con le politiche per il mercato interno, la sicurezza e la sostenibilità. La direttiva 2009/28/CE per il regime di promozione delle energie rinnovabili, prevedeva una verifica nel 2014 sugli obiettivi nazionali vincolanti in termini di quote sul consumo energetico e prevedeva anche, entro il 2018, la presentazione di una visione post 2020. Alla luce degli scenari di decarbonizzazione delineati dalla *Energy Roadmap 2050* e delle richieste degli *stakeholder* di avere una visione politica di lungo termine, la Commissione europea ha ritenuto opportuno accelerare i tempi e avviare una riflessione critica del quadro di riferimento per la promozione delle energie rinnovabili, riflessione che ha portato all'elaborazione della Comunicazione *Energie rinnovabili: un ruolo di primo piano nel mercato energetico europeo (COM 2012, 271 final).*

In un contesto dove la produzione di energia da fonti rinnovabili è destinata a giocare non più un ruolo marginale ma centrale nel sistema energetico, la Commissione europea ha tentato di ridefinire, sia a livello dell'Unione europea sia a livello nazionale, le politiche di intervento più opportune, quantomeno rispetto ad alcuni elementi chiave: gli schemi di incentivazione, le problematiche di rete che già vincolano il raggiungimento degli obiettivi al 2020, la cooperazione regionale e internazionale, lo sviluppo tecnologico atteso delle tecnologie mature e di frontiera, nonché il tema della sostenibilità ambientale dei biocarburanti e delle biomasse nel lungo termine.

Per quanto riguarda gli schemi di incentivazione, la Commissione europea ha rilevato come molti Stati membri abbiano posto in essere delle modifiche dei propri regimi di sostegno a causa di una crescita inaspettatamente repentina della spesa destinata alle energie rinnovabili, non sostenibile nel breve periodo. Tali modifiche, osserva la Commissione sono state poco trasparenti, sono avvenute improvvisamente e anche imposte addirittura retroattivamente o hanno introdotto una moratoria. Questo tipo di modifiche, a avviso dell'Istituzione comunitaria, vanno evitate in quanto, per tutte le nuove tecnologie e gli investimenti che ancora dipendono dai sostegni, compromettono la fiducia degli investitori nel settore. Sempre per la Commissione europea la presenza di regimi di sostegno nazionali divergenti, che si basano su incentivi diversi, possono creare ostacoli all'entrata sul mercato e impedire agli operatori di mettere in atto modelli commerciali transfrontalieri.

Per la Commissione anche la complessità delle procedure di autorizzazione, l'assenza di sportelli unici, l'introduzione di procedure di registrazione, la tempistica dei processi di pianificazione (per i quali occorrono mesi o anni) comportano un incremento dei rischi inerenti ai progetti per le energie rinnovabili e aumentano il costo di ciascun progetto compromettendone la competitività. A avviso dell'Istituzione comunitaria, per rendere competitive le energie rinnovabili, sono necessari regimi amministrativi semplici, regimi di sostegno stabili e affidabili e un accesso più semplice ai capitali (i.e. attraverso regimi di sostegno pubblici).

Per la Commissione europea non dovrebbe più essere necessario fornire aiuti a tecnologie mature. Per tecnologie nuove e meno mature, invece potrebbe essere ancora necessario fornire una qualche forma di sostegno alla ricerca e allo sviluppo, oppure un sostegno finanziario o amministrativo. Dopo il 2020 potrebbero rivelarsi ancora necessari alcuni regimi di sostegno ben mirati ed efficaci in termini di costi. Per superare tali criticità la Commissione europea ha deciso di *elaborare orientamenti sulle migliori pratiche e sulle esperienze acquisite in materia di regimi di sostegno per incoraggiare una maggior prevedibilità ed efficacia in termini di costi, evitare sovra compensazioni (se comprovate) e sviluppare una maggior coerenza tra gli Stati membri.* La necessità di una maggiore cooperazione tra questi ultimi è considerata dalla Commissione la seconda delle condizioni senza le quali si rischia di non raggiungere gli obiettivi di politica energetica dell'Unione europea. Come fa notare l'Istituzione comunitaria, *storicamente gli Stati membri hanno sviluppato le proprie risorse energetiche rinnovabili, contribuendo alla riduzione delle proprie emissioni, riducendo le importazioni di combustibili fossili e creando posti di lavoro sul proprio territorio. Tuttavia, la creazione di un mercato europeo dell'energia e la volontà di ridurre quanto più possibile i costi dovrebbe portare a un incremento degli scambi, in tutte le forme di energie rinnovabili. Per agevolare il conseguimento di tali obiettivi, la direttiva sulle energie rinnovabili ha istituito meccanismi di cooperazione in modo da consentire che l'energia rinnovabile prodotta in uno Stato membro possa essere contabilizzata ai fini dell'obiettivo nazionale di un altro Stato. Tali meccanismi non sono stati ancora pienamente sfruttati, nonostante i potenziali benefici economici per entrambe le parti. Solo due Stati membri* (tra cui l'Italia) *hanno dichiarato di essere pronti a usare meccanismi di cooperazione onde conseguire i loro obiettivi per il 2020. Sul lato dell'offerta, dieci Stati membri* (BU, EE, DE, EL, LT, PO, PL, SK, ES, SW) *dovrebbero poter contare su un'eccedenza da mettere a disposizione di altri Stati membri*. Al fine di *incoraggiare ulteriormente lo sviluppo della produzione di energie sostenibili all'interno e insieme ai paesi vicini, la Commissione intende: a) facilitare la cooperazione internazionale per lo sviluppo di energie rinnovabili sia consentendo il pieno ricorso ai meccanismi di cooperazione che potrebbero portare allo sviluppo delle energie rinnovabili nel Mediterraneo meridionale, che chiedendo un mandato per negoziare accordi bilaterali/multilaterali al fine di consentire l'utilizzo dei crediti provenienti da progetti dedicati alle energie rinnovabili nel Mediterraneo meridionale, nel contesto di un rafforzamento del dialogo politico tra l'UE e il Mediterraneo meridionale sui cambiamenti climatici; b) proporre misure specifiche volte a incoraggiare lo scambio di elettricità proveniente da fonti rinnovabili nel quadro di un futuro accordo con partner nordafricani, ad esempio sulla base di mandati di negoziato specifici, che aprano la strada a una comunità dell'energia "UE-Mediterraneo meridionale"; c) proporre l'ampliamento del quadro della direttiva 2009/28/CE ai paesi della regione interessata dalla PEV e in particolare ai paesi del Mediterraneo meridionale*». Sempre la Commissione *elaborerà orientamenti per agevolare gli scambi di energie rinnovabili, mirando a ridurne la complessità, in modo tale che i meccanismi di cooperazione post-2020 risultino uno strumento di semplice utilizzo per lo scambio di energie rinnovabili all'interno e all'esterno dell'UE. Una maggiore convergenza, inclusa la presenza di regimi di sostegno comuni condivisi, garantirebbe uno sfruttamento più efficace sotto il profilo dei costi delle energie rinnovabili e un approccio più compatibile con il mercato unico. L'aumento della produzione e della distribuzione (di rinnovabili), nonché della risposta alla domanda, richiederà ulteriori investimenti nelle reti di distribuzione che sono state concepite per portare l'elettricità ai consumatori finali, ma non per assorbire la produzione dai piccoli produttori.*

Per l'istituzione comunitaria, inoltre, per conseguire più agevolmente gli obiettivi di politica energetica dell'UE è necessario trasformare i consumatori in consumatori-produttori. I maggiori benefici per la Commissione europea *dovrebbero scaturire dalla combinazione di contatori intelligenti e microgenerazione. I primi consentiranno ai consumatori di verificare quanto pagano per l'energia elettrica in tempo reale e potranno quindi aiutarli a ridurre il loro consumo energetici.* La seconda, creando una certa indipendenza per i consumatori, potrà ridurre il loro bisogno di energia elettrica dalla rete in modo sostanziale. *Nel momento in cui i consumatori si trasformano in consumatori-produttori*, per l'Istituzione comunitaria, *acquistano maggior consapevolezza e maggior controllo sul proprio consumo di energia. Ciò consente di ampliare il livello di comprensione e accettazione delle energie rinnovabili. Uno scarso coinvolgimento dei cittadini in determinati progetti sulle energie rinnovabili può ostacolare o ritardare lo sviluppo,*

*mettendo a repentaglio i nostri obiettivi politici. Quindi, il rafforzamento della posizione dei consumatori in quanto microproduttori e il miglioramento sia della pianificazione che delle procedure di autorizzazione rappresentano strategie significative per rimuovere un ostacolo importante che si frappone alla crescita delle energie rinnovabili».*

La crescita di tali energie, a avviso della Commissione europea, dipende anche dalla promozione dell'innovazione tecnologica. Se alcune tecnologie fondamentali (energia eolica e solare) sono ormai giunte a maturità, contribuendo a far raggiungere alle energie rinnovabili la quota di mercato del 12%, altre tecnologie *sono ancora in fase iniziale e potrebbero necessitare di un sostegno affinché le rinnovabili siano in grado di ricoprire quel ruolo più rilevante che da loro ci si attende per il futuro. Energia eolica in mare aperto e proveniente da altre piattaforme galleggianti, energia dal moto ondoso e mare motrice, alcuni biocarburanti, progressi relativi all'energia solare concentrata e applicazioni innovative nel fotovoltaico, sviluppo di nuovi materiali, tecnologia di stoccaggio dell'energia elettrica (incluso le batterie): si tratta di un lungo elenco di tecnologie energetiche strategiche che occorre sviluppare. Per il futuro sembrerebbe necessario dare maggior priorità alla ricerca nel settore delle tecnologie per l'energia oceanica e per lo stoccaggio dell'energia, dei materiali avanzati e della fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili*. A livello transnazionale si dovrebbe stimolare *una maggiore integrazione delle capacità di ricerca e di innovazione, il ricorso a finanziamenti con componenti di ripartizione del rischio e la cooperazione accademica sull'innovazione nelle tecnologie energetiche*. Con una propria comunicazione l'Istituzione comunitaria *metterà a fuoco i bisogni e le sfide future nel campo della ricerca e dello sviluppo. La comunicazione predisporrà piani che garantiscano la competitività dell'Europa a livello mondiale nella corsa all'innovazione in un ampio spettro di tecnologie per le energie rinnovabili, incluso per alcune nuove tecnologie, e nell'esplorazione di ulteriori margini d'azione per la promozione delle tecnologie già esistenti.*

Per la Commissione europea, un maggiore uso delle energie rinnovabili, nonostante i benefici che comporta, *potrebbe ancora sollevare preoccupazioni in merito alla sostenibilità, a livello sia della generazione di energia che delle infrastrutture, in termini di impatto diretto o indiretto sulla biodiversità e l'ambiente nel loro complesso. Ciò richiede particolare attenzione e vigilanza. In generale, tali preoccupazioni sono state affrontate da disposizioni legislative orizzontali dell'Unione europea* come la direttiva concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente (2001/42/CE), la direttiva concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (85/337/CEE), la direttiva relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (92/43/CEE), la direttiva concernente la conservazione degli uccelli selvatici (79/409/CEE), la direttiva che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque (2000/60/CE) e la strategia per la biodiversità (COM(2011) 244. In altri casi, l'UE ha sviluppato norme specifiche in materia di energia, segnatamente i criteri di sostenibilità dei biocarburanti introdotti dalle direttive sulle energie rinnovabili e sulla qualità dei combustibili. A breve la Commissione prevede di affrontare gli effetti indiretti del cambiamento di destinazione dei terreni. A avviso della Commissione *la riduzione delle emissioni prodotte dal settore dei trasporti sarà facilitata dalla transizione verso i biocarburanti con un impatto indiretto limitato, o addirittura assente, derivante dal cambiamento di destinazione dei terreni. Il previsto aumento del ricorso alla biomassa dopo il 2020 rende più impellente la necessità di utilizzare in modo più efficiente le risorse di biomassa esistenti e di accelerare la crescita della produttività in agricoltura e silvicoltura in modo sostenibile, sia nell'Unione europea che nel resto del mondo. Contemporaneamente, è importante intraprendere un'azione incisiva su scala mondiale per ridurre la deforestazione e il degrado forestale e per garantire la disponibilità di biomassa a prezzi concorrenziali. Ciò avverrà tramite l'attuazione della direttiva sulle energie rinnovabili e della strategia dell'UE sulla bioeconomia, la proposta riforma della Politica Agricola Comune, l'imminente strategia forestale dell'UE, nonché l'azione dell'UE per contrastare i cambiamenti climatici e per la cooperazione allo sviluppo. Un maggior utilizzo dei biocarburanti nel settore aereo e nel trasporto pesante su strada (dove si ritiene impossibile ricorrere all'energia elettrica) rende ancora più pressante la necessità di sviluppare biocarburanti avanzati. Tuttavia, un uso significativamente più diffuso della biomassa impone il ricorso a misure supplementari intese a garantirne la sostenibilità. Inoltre, la Commissione si accinge a presentare relazioni e proposte per rafforzare ulteriormente il quadro UE in materia di sostenibilità. Esaminerà anche quale possa essere l'uso più appropriato della bioenergia dopo il 2020 in modo che sia coerente con le aspettative dell'Unione europea in materia di energia e di clima da oggi al 2030, tenendo nel contempo pienamente conto delle considerazioni ambientali, sociali ed economiche.*

La Commissione europea si è impegnata a attuare a breve le seguenti azioni principali:

- continuare a dare impulso all'integrazione delle energie rinnovabili nel mercato dell'energia interno e fare in modo che sul mercato siano presenti degli incentivi destinati agli investimenti per la produzione di energia;
- elaborare orientamenti sulle migliori pratiche e sulle esperienze acquisite in materia di regimi di sostegno per incoraggiare una maggior prevedibilità ed efficacia in termini di costi, evitare sovra compensazioni (se comprovate) e sviluppare una maggior coerenza tra gli Stati membri;
- promuovere e orientare verso un maggior ricorso ai meccanismi di cooperazione, che consentono agli Stati membri di raggiungere gli obiettivi nazionali vincolanti attraverso lo scambio di energie rinnovabili e, quindi, riducendo i costi a loro carico;
- garantire il miglioramento del quadro normativo per la cooperazione energetica nel Mediterraneo, sottolineando come la presenza di un mercato regionale integrato nel Magreb faciliterebbe gli investimenti su larga scala nella regione e consentirebbe all'Europa di importare ulteriori quote di energie rinnovabili.

### 1.1.9. La normativa regionale in materia di energia.

La legge regionale dell'undici ottobre 2012 n. 19, legge vigente e di prossima modifica, contiene un nuovo riparto di funzioni amministrative tra Regione e Enti locali. A questi ultimi sono riservate la maggior parte delle funzioni di amministrazione attiva e di controllo, alla Regione sono affidati specifici compiti di programmazione energetica.

Gli strumenti della programmazione energetica sono:

- Il piano energetico regionale (PER). Si tratta dello strumento strategico di riferimento.. Con esso la Regione, nel rispetto degli indirizzi nazionali e comunitari e delle norme vigenti, assicura una correlazione ordinata fra energia prodotta, il suo uso migliore e la capacità di assorbirla da parte del territorio e dell'ambiente, individua gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico regionale per la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia, definendo programmi di attuazione, azioni dirette, linee di indirizzo e di coordinamento, anche per individuare gli interventi oggetto di incentivazioni regionali». Il PER costituisce, quindi, «strumento di riferimento per le azioni regionali in materia di energia. Deve essere coordinato con gli strumenti della pianificazione e della programmazione regionale e va aggiornato almeno ogni cinque anni.
- L'atto di programmazione regionale per le fonti rinnovabili (APR). Con questo strumento la Regione definisce le misure e gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di burden sharing che le sono stati assegnati.
- I programmi regionali operativi (PRO). Sono strumenti di programmazione eventuali singolarmente dedicati ai settori delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita di energia e a quelli del risparmio energetico, finalizzati, nel campo dell'offerta di energia, allo sfruttamento ottimale e integrato delle risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili disponibili in specifici ambiti territoriali e, nel campo della domanda di energia, all'ottenimento dei migliori risparmi energetici nei diversi settori.
- Il documento energetico comunale (DEC). Tale strumento di programmazione deve essere compatibile con gli obiettivi, le indicazioni gli indirizzi, i criteri, i limiti e le condizioni del PER e degli eventuali PRO.
- I Programmi energetici dei Distretti e dei Consorzi industriali.

La L.R. 19/2012 contiene misure di semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti ed infrastrutture energetiche, nonché una disciplina speciale per gli impianti ed infrastrutture che hanno una rilevanza strategica.

## 1.2 Il Burden Sharing. Applicazione in Regione Friuli Venezia Giulia

Il Decreto Ministeriale Sviluppo del 15 marzo 2012 sul Burden Sharing è entrato in vigore il 3 aprile 2012. Con il Burden Sharing è assegnata a ogni Regione e Provincia autonoma una quota minima di incremento dell'energia (elettrica, termica e trasporti) prodotta con fonti rinnovabili, necessaria a raggiungere l'obiettivo nazionale – al 2020 – del 17% del consumo finale lordo. Tra le Regioni non è ripartito per intero l'obiettivo

nazionale pari al del 17%, ma solo il 14,3%, poiché il suddetto Decreto Ministeriale specifica che non concorrono alla determinazione della quota da ripartire tra le Regioni e le Province autonome *il consumo di biocarburanti per trasporti e le importazioni di energia rinnovabile da Stati membri e da Paesi terzi*, considerando tali quote di obiettivo di competenza nazionale.

| Traiettoria obiettivi nazionali, dalla situazione iniziale al 2020 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Obiettivo nazionale per l'anno (%) | | | | | |
| Anno iniziale di riferimento | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
| 5,3 | 8,2 | 9,3 | 10,6 | 12,2 | 14,3 |

**Traiettoria in percentuale per la quota da ripartire tra le Regioni**

L'obiettivo italiano (17%) deriva dall'obiettivo europeo del cosiddetto "Pacchetto clima-energia 20-20-20" basato sulla direttiva 2009/28/CE (Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili). Il 20-20-20 prevede di arrivare a produrre, nel 2020, un quantitativo di energia da fonti rinnovabili pari almeno al 20% dei consumi lordi finali; la ripartizione "equa" degli obiettivi tra i Paesi membri, basata sul criterio del PIL pro capite, ha riservato all'Italia la percentuale del 17%.

Questo obiettivo è stato a sua volta ripartito – nell'ambito del Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN) presentato dall'Italia a Bruxelles nel giugno 2010 – tra i tre settori: elettrico, termico (riscaldamento e raffrescamento) e dei trasporti (carburanti, biocarburanti, quota elettricità). Si fa riferimento ai consumi finali ovvero a quanta energia elettrica, termica e da trasporto si consumerà in Italia tra imprese, cittadini e enti di ogni tipo. Nella formulazione degli obiettivi le percentuali sono riferite ai consumi totali dell'anno di riferimento, ovvero a scenari presunti di consumo in un certo anno. Tale calcolo è complesso perché si tratta di valutare trend anche di segno contrario. Si potrebbe ipotizzare un aumento costante dei consumi energetici finali, giacché nei periodi passati (con l'unica eccezione degli anni post-crisi 2008) si è sempre assistito ad una curva crescente, ma le politiche di efficienza energetica (altro obiettivo del pacchetto 20-20-20) tenderanno a far risparmiare energia e a far abbassare la curva dei consumi. Influiranno anche le fasi di recessione economica, che limitano i consumi, mentre nel calcolo delle rinnovabili disponibili in un certo anno, potrebbero pesare le condizioni climatiche (soprattutto maggiore o minore piovosità). Il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 ha basato gli obiettivi su una elaborazione, arrivando a determinare, secondo i criteri stabiliti dal PAN, un consumo finale lordo pari a 133.042 ktep (cioè poco più di 133 Mtep) a livello nazionale.

| Valori in [ktep] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Anno iniziale di riferimento | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
| 136.712 | 132.049 | 132.298 | 132.546 | 132.749 | 133.042 |

**Traiettoria nazionale consumi finali lordi**

Il Decreto sul Burden Sharing ripartisce il carico nazionale tra le varie Regioni e Province Autonome, definendo il contenimento dei consumi finali lordi (in ktep) e delineando la traiettoria degli scenari da prevedere sui consumi finali lordi negli anni intermedi (2012, 2014, 2016, 2018) e dello scenario finale al 2020. Tale traiettoria rappresenta una indicazione e una guida, non un obiettivo vincolante per la Regione. È evidente che riducendo i consumi finali, la Regione potrà raggiungere con maggiore facilità gli obiettivi di energia (termica + elettrica) da fonti rinnovabili.

Nel Decreto è indicato anche l'obiettivo finale di consumo da FER elettriche e FER termiche al 2020, rispetto all'anno iniziale di riferimento, nonché la relativa percentuale di incremento richiesto. Il confronto tra i valori nazionali e regionali relativi ai consumi da fonti rinnovabili nel settore elettrico è esemplificato nella tabella che segue.

| | Sviluppo regionale/nazionale FER elettriche al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Consumi FER-E - Anno iniziale di riferimento | Consumi FER-E 2020 | Incremento | |
| | [ktep] | [ktep] | [ktep] | [%] |
| FVG | 149 | 213 | 64 | 43 |
| ITALIA | 5380 | 8504 | 3124 | 58 |

**Sviluppo regionale/nazionale FER elettriche**

Il confronto tra i valori nazionali e regionali relativi ai consumi da fonti rinnovabili nel settore termico è esemplificato nella tabella che segue.

| | Sviluppo regionale/nazionale FER termiche al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Consumi FER C -Anno iniziale di riferimento | Consumi FER-C 2020 | Incremento | |
| | [ktep] | [ktep] | [ktep] | [%] |
| FVG | 36 | 229 | 192 | 532 |
| ITALIA | 1.916 | 10.506 | 8.590 | 448 |

**Sviluppo regionale/nazionale FER termiche**

Si sottolineano alcuni punti circa gli obiettivi e il loro conseguimento:

- a partire dal 2013, il Ministero dello sviluppo economico dovrà provvedere, entro il 31 dicembre di ciascuno anno, alla verifica per ciascuna Regione e Provincia autonoma, della quota di consumo finale lordo coperto da fonti rinnovabili, riferita all'anno precedente;
- soltanto a partire dal 2016 gli obiettivi intermedi e finali risulteranno vincolanti. In caso di mancato conseguimento degli obiettivi da parte della Regione, solo a decorrere dal 2017 (sulla base dei dati al 2016), il Governo potrà intervenire, anche attraverso la nomina di un Commissario, prendendo i necessari provvedimenti;
- non potrà esserci intervento del Governo nei confronti di una Regione per mancato conseguimento degli obiettivi nel caso in cui l'insieme delle Regioni abbia raggiunto gli obiettivi nazionali, intermedi o finali;
- gli obiettivi nazionali rappresentano obiettivi minimi, che potranno essere integrati e anche diversamente articolati nell'arco dei previsti aggiornamenti biennali, per tener conto del maggior apporto di alcune fonti, di eventuali mutamenti tecnologici così come degli esiti del monitoraggio. In caso di aggiornamento degli obiettivi del Piano di azione (PAN) si provvede al conseguente aggiornamento degli obiettivi di ciascuna regione;

Questo insieme di regole prefigura possibili problemi futuri: potrebbe darsi che nel 2016 alcune Regioni non siano allineate sui risultati richiesti, pur essendo stato complessivamente raggiunto l'obiettivo nazionale di periodo oppure, contemporaneamente nello stesso anno, si potrebbe aver maturato la necessità di aumentare gli obiettivi nazionali al 2018 e 2020. Impedire al Governo di intervenire nelle Regioni inadempienti significherebbe far pesare automaticamente il carico aggiunto dai nuovi obiettivi sulle Regioni più virtuose.

Di seguito le competenze regionali previsti dal Decreto Ministeriale 15 marzo 2012:

- Possibilità di stabilire limiti massimi per le singole fonti. Fermi restando gli obiettivi indicati, la Regione può stabilire i limiti massimi alla produzione di energia per singola fonte rinnovabile in misura non inferiore a 1,5 volte gli obiettivi previsti nei rispettivi strumenti di pianificazione energetica per la medesima fonte;
- Possibilità di sospensione dei procedimenti autorizzativi in corso. Considerato l'impatto sulle reti elettriche degli impianti di produzione a fonti rinnovabili non programmabili, la Regione può anche sospendere i procedimenti di autorizzazione in corso su motivata segnalazione da parte dei gestori delle reti circa la sussistenza di problemi di sicurezza per la continuità e la qualità delle forniture. Il Gestore di rete deve corredare la segnalazione con una proposta degli interventi di messa in sicurezza che si considerano necessari e propedeutici a consentire una ulteriore installazione di impianti rinnovabili non programmabili in condizioni di sicurezza. La sospensione può avere in ogni caso una durata massima di otto mesi;
- Iniziative regionali per il contenimento dei consumi finali lordi, nella misura prevista per la Regione, deve essere perseguito prioritariamente con i seguenti strumenti:
    - sviluppo di modelli di intervento per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili su scala distrettuale e territoriale;
    - integrazione della programmazione in materia di fonti rinnovabili e di efficienza energetica con la programmazione di altri settori.

Per ottenere questi risultati, la Regione può:

- indirizzare gli Enti locali nello svolgimento dei procedimenti di loro competenza;
- incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili, nei limiti di cumulabilità fissati dalle norme nazionali;
- fornire programmi di formazione, rivolti anche a gestori di utenze pubbliche, progettisti, piccole e medie imprese;
- promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento, anche mediante interventi nella pianificazione regionale e indirizzi per la pianificazione di livello locale.

Nel perseguire questi risultati di contenimento dei consumi, la Regione deve prioritariamente favorire le seguenti attività, anche ai fini dell'accesso agli strumenti nazionali di sostegno:

- misure e interventi nei trasporti pubblici locali, negli edifici e nelle utenze delle Regioni e delle Province autonome, nonché degli Enti locali;
- misure e interventi di riduzione del traffico urbano;
- interventi per la riduzione dei consumi di energia elettrica nell'illuminazione pubblica e nel settore idrico;
- diffusione degli strumenti del finanziamento tramite terzi e dei servizi energetici;
- incentivazione dell'efficienza energetica, nei limiti di cumulabilità fissati dalle norme nazionali.

Il Decreto Burden Sharing offre altre modalità di raggiungimento degli obiettivi richiesti alle Regioni e sono:

- ricorrere ai "trasferimenti statistici" (scambi con enti territoriali interni a un altro Stato membro o con altri Stati membri) previsti dal D.lgs. 28/2011, ma le cessioni a altri Paesi devono essere autorizzate dal Ministero dello Sviluppo;
- richiedere all'ENEA la redazione e successiva proposta di approvazione al Ministero dello sviluppo, di schede standardizzate per la quantificazione dei risparmi (Certificati Bianchi).

Con il Burden Sharing, le Regioni si impegnano a perseguire finalità comuni, ovvero:

- sviluppare modelli di intervento per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili su scala distrettuale e territoriale;
- integrare la programmazione in materia di fonti rinnovabili e efficienza energetica con la programmazione di altri settori;
- concorrere al contenimento dei rispettivi consumi finali lordi mediante interventi nei trasporti pubblici locali, negli edifici e nelle utenze delle regioni e degli enti locali, nell'illuminazione pubblica e nel settore idrico
- diffondere gli strumenti del finanziamento tramite terzi;
- indirizzare gli enti locali nello svolgimento dei procedimenti di loro competenza, applicando il modello dell'autorizzazione;
- incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili e all'efficienza energetica;
- promuovere programmi di formazione, destinati anche a gestori di utenze pubbliche, progettisti, piccole e medie imprese;
- sostenere la realizzazione di reti di teleriscaldamento.

| IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI (Dati GSE aggiornati al 31/12/2011) | | |
|---|---|---|
| FONTE | MW INSTALLATI | N° IMPIANTI |
| fotovoltaico | 295,8 | 17291 |
| eolico | - | - |
| idroelettrico | 494,8 | 171 |
| geotermico | - | - |
| biomasse e rifiuti | 76,3 | 29 |
| totale | 866,9 | 17493 |

**Obiettivo complessivo Regione Friuli Venezia Giulia**

Segue una tabella che individua la traiettoria degli obiettivi, intermedi e finali, assegnati alla Regione Friuli Venezia Giulia in termini di incremento della quota complessiva di energia (termica + elettrica) da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo.

| Obiettivo regionale per l'anno (%) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Anno iniziale di riferimento* | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
| 5,2 | 7,6% | 8,5% | 9,6% | 10,9% | 12,7% |

**Traiettoria obiettivi Regione Friuli Venezia Giulia, dalla situazione iniziale al 2020**

Segue una tabella che individua lo sviluppo dei consumi regionali da fonti rinnovabili elettriche rispetto all'anno iniziale di riferimento.

| Consumi FER-E - Anno iniziale di riferimento | Consumi FER-E 2020 | Incremento | |
|---|---|---|---|
| [ktep] | [ktep] | [ktep] | [%] |
| 149 | 213 | 64 | 43 |

**Sviluppo regionale FER elettriche Friuli Venezia Giulia al 2020**

Segue una tabella che individua lo sviluppo dei consumi regionali da fonti rinnovabili termiche rispetto all'anno iniziale di riferimento.

| Consumi FER-C Anno iniziale di riferimento* | Consumi FER-C 2020 | Incremento | |
|---|---|---|---|
| [ktep] | [ktep] | [ktep] | [%] |
| 36 | 229 | 192 | 532 |

**Sviluppo regionale FER termiche Friuli Venezia Giulia al 2020**

Segue una tabella che riporta la traiettoria al 2020 dei valori relativi al consumo finale lordo, calcolato come somma dei contributi dei consumi elettrici e dei consumi non elettrici. Il contenimento del consumo finale lordo non rappresenta un obiettivo vincolante per la Regione ma è evidente che con una riduzione dei consumi finali, la Regione potrà raggiungere con maggiore facilità gli obiettivi di incremento della quota complessiva di energia (termica + elettrica) da fonti rinnovabili.

| Valori in [ktep] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Anno iniziale di riferimento* | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
| 3.561 | 3.447 | 3.457 | 3.467 | 3.477 | 3.487 |

**Traiettoria consumi finali lordi Regione Friuli Venezia Giulia**

Nelle premesse al Decreto Burden Sharing è ricordato che gli obiettivi nazionali sono tarati su quelli previsti dal Piano di azione nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili (PAN) del 2010, ma che essi *rappresentano obiettivi minimi, che potranno essere integrati ed anche diversamente articolati nell'arco dei previsti aggiornamenti biennali, per tener conto del maggior apporto di alcune fonti, di eventuali mutamenti tecnologici così come degli esiti del monitoraggio*.

Il Decreto Ministeriale valuta anche il caso di mancato conseguimento degli obiettivi da parte della Regione. A decorrere dal 2017 (sulla base dei dati sugli obiettivi intermedi al 2016), in caso di mancato conseguimento degli obiettivi, il Ministro dello sviluppo invita la Regione a presentare entro due mesi osservazioni in merito. Entro i successivi due mesi, qualora il Ministro dello sviluppo economico accerti che il mancato conseguimento degli obiettivi è dovuto all'inerzia delle Amministrazioni preposte o all'inefficacia delle misure adottate dalla Regione, 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. Decorso inutilmente questo termine, il Consiglio dei Ministri, sentita la Regione interessata, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, adotta i provvedimenti necessari oppure 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 ai trasferimenti statistici con altre Regioni e anche con enti territoriali interni ad un altro Stato membro e accordi con altri Stati membri.

Si precisa che il presente Piano Energetico Regionale è comprensivo anche degli adempimenti relativi al Burden Sharing[19].

### 1.3 Il PER vigente

Il Piano Energetico Regionale vigente ha elaborato un'analisi dello scenario energetico regionale al 2003, con dati a consuntivo relativi a quell'anno, ma applicabili sostanzialmente anche alla data di approvazione del piano (2007), fatta eccezione solo per quelli elettrici (che non si possono ritenere del tutto validi a causa dell'entrata in funzione, nel frattempo, della centrale termoelettrica di Torviscosa per la quale non esistevano dati nell'anno di riferimento).

Lo studio dello scenario al 2003 comprende un'analisi dell'offerta di energia relativamente a fonti convenzionali, infrastrutture energetiche, fonti rinnovabili, e della domanda globale di energia a livello regionale sia in termini di fonti che di settori economici di utilizzo, e elabora un bilancio complessivo; è stato elaborato anche un bilancio della sola situazione elettrica regionale.

Delineato lo scenario esistente utilizzato come base di partenza, il PER vigente analizza quale sia la disponibilità energetica regionale potenziale relativamente alle fonti convenzionali, alle infrastrutture energetiche e alle fonti rinnovabili, basandosi su studi e analisi effettuate dalle società di consulenza (R.I.E. di Bologna e CETA) che hanno collaborato alla redazione del documento.

Il PER passa a delineare lo scenario energetico spontaneo a livello regionale, definito come la proiezione al 2010 dei principali dati energetici in assenza di interventi da parte della Regione, ottenuto considerando una previsione di probabile evoluzione naturale del libero mercato energetico, stimata sulla base dell'andamento di allora (2007) e supportata anche da finanziamenti allora in corso, nazionali o comunitari.

Tale scenario prevedeva, dal lato della offerta di energia:

- un notevole incremento della produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, soprattutto gas naturale e carbone a discapito dell'olio combustibile, come conseguenza dell'entrata a regime della centrale di Torviscosa e della ristrutturazione della centrale di Monfalcone, con la chiusura dei due gruppi funzionanti a olio e la conversione di uno dei due gruppi con un ciclo combinato a gas naturale;
- un incremento annuo, per quanto riguardava le FER, del consumo di biomassa legnosa a fini energetici del 2%;
- nessun sensibile sviluppo dell'utilizzo di biomassa derivante da residui agricoli o da colture dedicate;
- un notevole incremento dell'utilizzo della fonte solare, legato al trend di sviluppo allora in atto sostenuto anche dagli incentivi pubblici alla realizzazione degli impianti;
- un incremento nella quota di produzione idroelettrica valutato sulla base delle pratiche di concessione a derivare allora in itinere;
- nessuno sviluppo per l'eolico;
- un incremento limitato nel settore della geotermia;
- nessun mutamento nello sfruttamento dei rifiuti per la produzione di energia.

Lo scenario spontaneo che il vigente PER delineava per la sola produzione elettrica era caratterizzato da un cospicuo flusso di energia elettrica in ingresso, favorito dall'esistenza di un differenziale di prezzo tra Italia e Paesi confinanti.

[19] La previsione a cui ci si riferisce è quella contenuta nella L.R. 19/2012, precisamente all' art. 5 comma 7: "In attuazione del provvedimento ministeriale previsto dall'articolo 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008, parte relativa al Burden Sharing), nelle more dell'approvazione del P.E.R. con i contenuti di cui al comma 4, è predisposto, con le modalità di cui al comma 5, un atto di programmazione regionale per le fonti rinnovabili (APR) congruente con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili assegnata alla Regione". Si veda il paragrafo 1.2 **Il Burden sharing. Applicazione in Regione Friuli Venezia Giulia** e paragrafo 3.5 **Burden Sharing**.

Lo scenario spontaneo delineato dal vigente PER, per quanto riguarda la domanda di energia al 2010, prevedeva:

- un incremento nei settori residenziale e terziario dovuto essenzialmente ai normali trend di crescita;
- una crescita notevole nel settore agricolo e nella pesca;
- un decremento della domanda termica nell'industria
- un modesto incremento della domanda complessiva;
- un tasso di crescita spontaneo per i trasporti del 2% annuo.

Dopo l'analisi della situazione regionale e la sua probabile evoluzione naturale, il PER vigente definisce gli obiettivi della politica energetica regionale, elencando una serie di obiettivi strategici, risultato di un accordo di concertazione sottoscritto assieme a numerosi altri soggetti rappresentanti in maniera qualificata il mondo delle associazioni economiche, sindacali, ambientaliste e di tutela dei consumatori. Per ogni obiettivo strategico erano stati individuati obiettivi operativi e a ognuno di questi erano state associate delle azioni.

Sulla base degli obiettivi di piano è stato formulato uno scenario energetico desiderato, riferito alla domanda e alla offerta di energia, proiettato al 2010, da attuarsi da parte degli operatori del libero mercato sulla base degli obiettivi di politica energetica stabiliti, dei dati energetici regionali calcolati, tenendo conto della disponibilità potenziale di energia disponibile, di una prospettiva di interventi diretti di incentivazione economica, di possibili incentivi costituiti da atti normativi volti a favorire lo sviluppo di specifiche filiere di produzione da fonti rinnovabili, considerando soglie individuate in relazione agli obiettivi di incremento e maggiore diffusione delle fonti rinnovabili anche in rapporto all'applicazione delle indicazioni comunitarie in materia.

Si prevedeva di poter ottenere incrementi significativi, per quasi tutte le tipologie di fonti rinnovabili disponibili, fatta eccezione per l'energia idroelettrica, per la quale si prevedevano margini residuali di sfruttamento, per l'eolico, per il quale la Regione non è particolarmente vocata e per l'utilizzo di rifiuti.

### 1.4 Obiettivi strategici e settoriali per lo sviluppo sostenibile della Regione previsti in altri strumenti di programmazione regionale

Il Piano Energetico Regionale è stato sviluppato fin nelle prime fasi della sua predisposizione con l'intento di perseguire le finalità individuate dalla LR 19/12 in armonia con le disposizioni a livello regionale e comunitario in tema di pianificazione e programmazione territoriale: ciò nasce dall'esigenza da un lato di armonizzare per quanto possibile gli indirizzi e le azioni del piano con la preesistente programmazione in modo da sfruttare possibili sinergie con altri piani e parallelamente poter rientrare in quanto previsto nella programmazione dei fondi comunitari 2014-2020.

Nell'ambito della procedura di valutazione ambientale strategica del piano energetico regionale è stato redatto il Rapporto Preliminare, documento necessario per la fase di scoping della VAS che ha contribuito alla costruzione del panorama degli strumenti di pianificazione e programmazione a livello regionale - o ad altri livelli equi ordinati - che potessero avere inerenza con la materia trattata dal PER.

Tra gli strumenti già messi in campo a supporto di una nuova visione politica in materia di energia va citato il *Bando per la Promozione dell'efficienza energetica nella pubblica in ambito POR FESR 2007 2013*. Si tratta di un vero e proprio Piano Marshall per l'efficientamento energetico della comunità del Friuli Venezia Giulia. I piccoli Comuni riceveranno finanziamenti regionali per un totale di 10,3 milioni di euro che saranno uniti alla compartecipazioni dei Comuni per un ammontare complessivo di investimenti di 13 milioni di euro. Le risorse che la Regione stanzia provengono dai fondi della Programmazione Europea 2007-2013. In questo particolare momento di criticità economica, sono supportati i piccoli Comuni che hanno la necessità di adeguare le loro infrastrutture alle tecnologie sostenibili, ottenendo anche un risparmio energetico. Questo provvedimento è in linea con la strategia energetica della Regione e anticipa i contenuti del Piano Energetico Regionale, compatibile con l'ambiente e fondamentale per lo sviluppo. La graduatoria relativa al Bando per la Promozione dell'efficienza energetica nella pubblica illuminazione è stato pubblicata sul BUR di fine luglio 2014. Il Bando, i cui beneficiari sono i Comuni con un numero di abitanti inferiore ai 5.000, ha ottenuto subito un grande interesse tanto che sono pervenute complessivamente 102 domande di contributo, di cui 99 sono risultate ammissibili al finanziamento con ben 60 richieste da zone montane. Suddivisi per provincia, hanno partecipato al bando 68 Comuni udinesi, 18

pordenonesi, nove goriziani e due triestini. Si può quindi concludere che nel caso del POR FESR vi sono sinergie positive da valorizzare nell'ambito del PER.

Il *Piano del governo del territorio (PGT)* è stato approvato con DPReg. n. 84 del 16 aprile 2013 (previa deliberazione di giunta n. 693 dell'11 aprile 2013). Le linee programmatiche di piano entreranno in vigore non prima del 1 gennaio 2015. Una delle politiche perseguite nel PGT è quella dello *Sviluppo della competitività dei territori come miglioramento della qualità della mobilità e della produzione*, tra i cui obiettivi i seguenti hanno particolare attinenza con il PER:

- Sviluppo di territori particolarmente vocati all'insediamento di filiere produttive agricole e agroalimentari, che si traduce nell'azione che propone il mantenimento delle aree preposte alle pratiche agroforestali attraverso la promozione delle attività connesse alla filiera foresta-legno;
- Promozione di attività produttive innovative sotto il profilo del contenimento del consumo delle risorse naturali e del risparmio energetico;
- Promozione delle attività produttive costituite informa distrettuale;
- Assicurare al sistema delle imprese la possibilità di approvvigionamenti economicamente competitivi dal mercato energetico, privilegiando il ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il *Piano regionale delle infrastrutture di trasporto, della mobilità delle merci e della logistica* definisce le linee di sviluppo nel breve, medio e lungo periodo per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto da un lato, per la promozione della mobilità delle merci e della logistica dall'altro. Come previsto dalla legge 23 del 2007, il Piano è costituito da più documenti. Il *Quadro conoscitivo* del sistema infrastrutturale e della logistica del territorio, disegna identità e ruolo, vocazioni, opportunità da cogliere in Friuli Venezia Giulia, evidenziando le criticità presenti. I traguardi da raggiungere sono indicati nel *Repertorio obiettivi* e consistono principalmente nella riqualificazione della rete stradale e autostradale esistente, nell'integrazione del trasporto su strada con quello ferroviario, marittimo e aereo e nella diminuzione del traffico su gomma, attraverso la costituzione di una piattaforma logistica. Il Piano regionale di miglioramento della qualità dell'aria (PRMQA) è lo strumento per garantire il rispetto dei valori limite degli inquinanti e l'abbassamento dei livelli di ozono. Il legame tra usi e consumi energetici e qualità dell'aria è strettissimo e sono state individuate strategie e scenari per la riduzione delle emissioni ponendo particolare attenzione alle zone di risanamento, risultanti dalla zonizzazione del territorio regionale, in particolare per quelle zone ove lo scenario di riferimento evidenzia future criticità. Le misure permettono di conseguire o tendere a conseguire, nelle zone definite di risanamento, il rispetto degli obiettivi di qualità dell'aria, stabiliti dalle più recenti normative e una considerevole riduzione delle emissioni dei precursori dell'ozono, contribuire, con le iniziative di risparmio energetico, di sviluppo di produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili e tramite la produzione di energia elettrica da impianti con maggiore efficienza energetica, a conseguire la percentuale di riduzione delle emissioni prevista per l'Italia e infine proseguire nello sforzo della Regione Friuli Venezia Giulia nelle linee dello sviluppo sostenibile verso il raggiungimento di un livello ottimale di qualità dell'aria.

Le possibili sinergie con il *Piano regionale di gestione dei rifiuti* sono le iniziative dirette e a favorire il recupero di materia e di energia dai rifiuti, tenendo tuttavia presente che correttamente la normativa comunitaria e statale, nello stabilire la gerarchia di priorità da applicare per una gestione integrata dei rifiuti, antepone il recupero di materia a quello di energia. Le norme attuative di piano prevedono che gli impianti di recupero energetico dei rifiuti urbani devono essere localizzati in prossimità degli utilizzatori finali dell'energia termica prodotta dall'impianto al fine di garantire il massimo rendimento globale dell'impianto.

Il *Piano regionale di tutela delle acque* attua le politiche di miglioramento delle acque superficiali e sotterranee e ha come punto di contatto con il PER l'obiettivo di governare lo sviluppo di impianti per la produzione di energia idroelettrica, in modo tale da preservare i corsi d'acqua oggetto di numerose domande per la concessione di derivazioni ad uso idroelettrico, in particolare per quanto riguarda il reticolo idrografico in zona montana, già oggi oggetto di consistenti prelievi di portata, tenendo tuttavia in debito conto il quadro normativo favorevole alla realizzazioni di tali impianti a fonti rinnovabili. La Pianificazione regionale in materia di tutela del paesaggio (Piano paesaggistico regionale-PPR) è in itinere attualmente, e tra le materie trasversali di cui dovrà tenere conto ci sarà sicuramente l'energia. Tra i contenuti della parte strategica è prevista la redazione di Linee Guida riferite alla localizzazione e progettazione degli impianti energetici da FER. Il PPR ha lo scopo di integrare la tutela e la valorizzazione del paesaggio nei processi di trasformazione territoriale, anche come leva significativa per

la competitività dell'economia regionale. Il PPR si forma sulla base delle indicazioni di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 6 luglio 2002, n. 137) e sulla base di un'intesa del 22 novembre 2006 che prevede che la redazione di tale strumento avvenga congiuntamente con il Ministero per i beni architettonici e culturali e con il Ministero della tutela del territorio e del mare.

Con la Legge regionale del 29 aprile 2015, n. 11 "*Disciplina organica in materia di difesa del suolo e di utilizzazione delle acque*" è stato approvato uno strumento di riferimento anche per il P.E.R. poiché riguarda il territorio regionale e il patrimonio idrico, beni fondamentali da salvaguardare e utilizzare secondo i principi di razionalità e di solidarietà, al fine di assicurane l'equa condivisione e l'accessibilità a tutti, nei limiti di un utilizzo sostenibile. I capisaldi della L.R. 11/2015 sono: sicurezza della popolazione, conservazione e difesa del territorio attraverso azioni di controllo del regime idraulico, di intervento sul reticolo idrografico, di risanamento idrogeologico e di controllo dell'uso del suolo e del sottosuolo. Rilevante novità sarà l'introduzione e l'uso massiccio dei sistemi informativi di rilevazione della realtà territoriale e di diffusione telematica dei dati territoriali attraverso il "Sistema informativo regionale per la difesa del suolo", comprendente il Catasto regionale dei corsi d'acqua, dei laghi naturali e degli invasi, il Catasto regionale delle opere idrauliche ed idraulico/forestali e il Catasto regionale degli sbarramenti fluviali.

Infine da citare come punto di riferimento per il P.E.R. è anche una specifica iniziativa di cooperazione territoriale transfrontaliera della Germania denominata "*European Green Belt*"[20] (EGB), a cui hanno aderito altri Stati europei (Austria e Slovenia) e nell'ambito della quale il Friuli Venezia Giulia rappresenta per l'Italia il Focal Point nazionale. Tale iniziativa vuole fornire un contributo essenziale per la presentazione di progetti che, oltre a puntare alla conservazione e promozione della biodiversità e dei valori paesaggistici della Green Belt, facciano convergere attività rivolte alla promozione dello sviluppo sostenibile e di contrasto ai cambiamenti climatici, da conseguirsi in particolare con il contenimento delle emissioni di gas climalteranti e con lo stoccaggio di $CO_2$.

### 1.5 Linee di indirizzo previsti dalla L.R. 19/2012 per la redazione del PER

La L.R. 19/2012 entrata in vigore il 18 ottobre 2012, legge vigente e in fase di revisione, definisce i capisaldi della programmazione energetica regionale, individuando gli strumenti devono essere utilizzati per traguardare gli obiettivi di politica energetica e gli interventi di attuazione. Lo strumento principale è il Piano Energetico Regionale, *strumento strategico di riferimento con il quale la Regione, nel rispetto degli indirizzi nazionali e comunitari e delle norme vigenti, assicura una correlazione ordinata fra energia prodotta, il suo uso migliore e la capacità di assorbirla da parte del territorio e dell'ambiente*. Scopo del Piano è quello di individuare gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico regionale per la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia, attraverso la definizione di programmi attuativi, azioni, linee di indirizzo e coordinamento, anche al fine di individuare quali interventi privilegiare, nell'eventualità vi fossero risorse disponibili e la volontà di procedere con misure di incentivazione regionale. Il PER è uno strumento di riferimento per le conseguenti azioni in materia di energia, coordinandosi con tutti gli altri strumenti di pianificazione e programmazione emanati dalla Regione, e con una periodicità di revisione non superiore ai cinque anni.

Gli obiettivi della programmazione energetica regionale ai quali il PER deve soddisfare, nel rispetto dei principi di sostenibilità sono i seguenti:

a) l'assicurazione della disponibilità, della qualità e della continuità dell'energia necessaria per tutti gli utenti del territorio regionale;

b) l'aumento dell'efficienza del sistema energetico regionale per favorire il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia;

[20] Negli anni della guerra fredda, lungo la ex "cortina di ferro", si è originato un corridoio ecologico della lunghezza di 12.500 km, che interessa anche il Friuli Venezia Giulia, la Repubblica di Slovenia e l'Austria. Vedere la Vision regionale al paragrafo 4.3.1 Bio-Regione e "green belt": un carbon sink transfrontaliero per mitigare i cambiamenti climatici.

c) la promozione, l'incentivazione e lo sviluppo della generazione distribuita di energia e della produzione energetica da fonti rinnovabili in armonia con le direttive comunitarie e nazionali in materia;

d) la riduzione dei costi dell'energia favorendo la concorrenza fra gli operatori, la diversificazione delle fonti energetiche, lo sviluppo razionale delle infrastrutture di interconnessione;

e) il miglioramento ambientale anche con la riduzione delle emissioni dei gas responsabili delle variazioni climatiche derivanti dai processi di carattere energetico;

f) l'innovazione e la sperimentazione tecnologica e gestionale in tutti i settori energetici;

g) il raggiungimento di un risparmio energetico medio, rispetto ai consumi energetici regionali, coerente con gli obiettivi comunitari e nazionali,

Da tali obiettivi discendono i contenuti del PER più specifici, ovvero:

a) l'analisi del sistema energetico regionale complessivo con i dati e i bilanci energetici più recenti. Tale analisi serve a analizzare lo stato attuale della Regione dal punto di vista della domanda e dell'offerta di energia, evidenziando, a livello di offerta quali sono le risorse locali e quelle di importazione e, a livello di domanda, in quali settori si concentrano le maggiori necessità e criticità del sistema, andando a analizzare serie storiche, per comprendere l'evoluzione del sistema nel tempo;

b) le indicazioni relative alle disponibilità energetiche potenziali del territorio e quelle derivanti dalle tendenze del sistema economico e energetico regionale. Dovranno essere identificati i punti di forza potenziali della Regione, sui quali si potrebbe concentrare un'azione di programmazione e quali risorse si potrebbero sfruttare per raggiungere gli obiettivi della programmazione, sia allo stato attuale sia in un'ottica evolutiva di medio periodo;

c) l'individuazione, alla luce anche delle analisi conseguenti ai punti precedenti e dell'eventuale confronto con altri obiettivi contenuti in altri Piani di programmazione regionale, tra gli obiettivi generali, gli obiettivi da considerare strategici ossia da perseguire prioritariamente, individuando come questi si possano concretizzare in obiettivi operativi e attraverso quali metodologie possono essere perseguiti;

d) gli scenari energetici regionali prevedibili, nell'arco temporale assunto, delineati sia in assenza che in considerazione delle ipotesi di attuazione programmate. Il Piano, successivamente alle analisi della situazione attuale e della scelta degli obiettivi, deve riportare, la descrizione dell'evoluzione del sistema energetico regionale conseguente alle scelte operate e dalla loro effettiva attuazione, prevedendo con modellizzazioni il possibile quadro futuro. Tale operazione è da eseguirsi con un confronto tra l'evoluzione naturale del sistema (in mancanza di programmazione e di interventi a livello regionale) e quella conseguente al lavoro di programmazione e della sua attuazione concreta in azioni;

e) l'indicazione delle risorse finanziarie necessarie per l'attuazione del programma. Si tratta di individuare i costi indicativi presunti da sostenere per attuare gli interventi di politica energetica regionale ipotizzati e eventualmente l'indicazione delle possibili fonti di reperimento delle risorse finanziarie necessarie per l'attuazione del piano;

f) gli scenari delle emissioni inquinanti e dei gas serra corrispondenti alle scelte e agli indirizzi del PER nel periodo considerato. Il Piano deve cercare di descrivere gli effetti conseguenti all'attuazione degli strumenti di politica energetica anche da un punto di vista ambientale, visto che l'obiettivo principale della programmazione energetica è la riduzione delle emissioni inquinanti e dei gas serra in ordine ai principi di sostenibilità europei;

g) le norme di attuazione vincolanti eventualmente previste, nonché le eventuali indicazioni e gli indirizzi per i programmi, i documenti e le azioni energetiche degli enti locali. Il PER deve contenere una parte normativa nella quale si stabiliscono i limiti di validità dei contenuti nel Piano stesso, in questo caso dovrà essere precisato se si tratta di elementi di indirizzo o se si tratta di aspetti per i quali i contenuti del PER possano diventare cogenti;

h) gli eventuali criteri, indirizzi, limiti, divieti e condizioni di ammissibilità degli impianti energetici. Il PER potrà stabilire tutta una serie di criteri che possono essere usati, nell'attuazione pratica delle azioni conseguenti alle scelte di programmazione, per individuare quali tipologie di intervento saranno privilegiate;

i) l'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti a fonti rinnovabili sulla base dei criteri di cui all'allegato 3 al decreto ministeriale 10 settembre 2010 (Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana del 18 settembre 2010, n. 219;

j) gli eventuali criteri, indirizzi e metodologie per l'individuazione della localizzazione di impianti e di corridoi per le infrastrutture energetiche sul territorio regionale;

k) l'eventuale indicazione di strumenti, criteri e modalità per la diffusione delle informazioni al pubblico in materia di impianti e infrastrutture energetiche anche ai fini della condivisione delle opzioni e del consenso sociale;

l) le eventuali indicazioni e disposizioni, per le strutture interne dell'Amministrazione regionale, finalizzate al raggiungimento degli obiettivi energetici.

L'atto di programmazione regionale per le fonti rinnovabili (APR) congruente con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili assegnata alla Regione, con il cosiddetto *Burden Sharing*, è trattato a *Capitolo 3*.

La L.R. 19/2012 prevede ulteriori strumenti di programmazione in materia energetica di competenza regionale, come i programmi regionali operativi (PRO), da predisporre nell'ambito delle finalità e in attuazione degli obiettivi del PER. A livello di programmazione locale sono previsti i documenti energetici comunali (DEC) e la possibilità per i distretti industriali ed i consorzi per lo sviluppo industriale di redigere propri programmi energetici d'intesa con i comuni territorialmente interessati.

### 1.6 Indirizzi della prossima programmazione comunitaria in materia energetica e climatica

A livello europeo è partita la programmazione per l'utilizzo dei *Fondi comunitari per la coesione 2014-2020* e del relativo cofinanziamento nazionale, che avverrà sulla base di un *Accordo di partenariato* e di *Programmi operativi* da concordare con la Commissione Europea. Nel documento di indirizzo *Metodi e obiettivi per un uso efficace dei fondi comunitari 2014-2020* si avvia il confronto pubblico per preparare l'Accordo e i Programmi: il documento è stato elaborato dal Ministro per la Coesione Territoriale d'intesa con i Ministri del Lavoro e delle Politiche Sociali e delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, responsabili per tre dei quattro Fondi che alimentano la politica di coesione.

In questo documento il tema dell'energia viene trattato nel capitolo *Energia sostenibile e qualità della vita (Sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori).* Gli obiettivi per la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio passano essenzialmente attraverso le politiche energetiche. L'Italia ha definito una *Strategia Energetica Nazionale (SEN)* che individua obiettivi strategici per il 2020. Alla luce del divario di competitività del sistema produttivo italiano rispetto ai diretti concorrenti, imputabile agli alti costi energetici, la Strategia nazionale fissa obiettivi per l'efficientamento energetico e lo sviluppo delle energie rinnovabili più ambiziosi di quelli fissati a livello europeo al 2020, anche attraverso un più equilibrato bilanciamento tra le diverse fonti e dando preferenza a tecnologie con maggiori ricadute sulla filiera economica. Nella visione della SEN il potenziamento delle infrastrutture per il trasporto e la distribuzione di energia rappresenta il fattore principale per un mercato libero e pienamente integrato con la produzione da fonti rinnovabili. Questi obiettivi richiedono misure di natura nazionale e a valere su risorse ordinarie. La politica di coesione può concorrervi per quei profili che richiedono un forte contenuto di competenze e scelte territoriali e che possono, in maniera dimostrata, dare luogo a elevati benefici sullo sviluppo locale.

Sarà necessario operare scelte e individuare percorsi atti a evitare rischi di spiazzamento, di sovrapposizione o di eccesso di incentivazione. La politica di coesione dovrà pertanto concentrare le risorse sull'efficienza energetica nell'edilizia pubblica e negli alloggi sociali, in coerenza con le previsioni della normativa comunitaria. Nel 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 come l'eolico, il fotovoltaico, l'idroelettrico, e al potenziamento delle filiere produttive sia nella bioedilizia sia nella componentistica.

Nelle aree rurali sarà sostenuto uno sfruttamento sostenibile delle biomasse, privilegiando con investimenti dedicati 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 impiego non confligga con utilizzi alimentari e non impatti sul consumo di suolo. Sarà 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 grid) e interventi integrati di risparmio, produzione da fonti rinnovabili, efficienza delle reti e trasporto sostenibile che rispondano a un'unica strategia di sviluppo dei servizi per una migliore qualità della vita.

Nel Documento di lavoro dei servizi della Commissione Europea *Elementi di un quadro strategico comune 2014 - 2020 per il Fondo europeo di sviluppo regionale, il Fondo sociale europeo, il Fondo di coesione, il Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale e il Fondo europeo per gli affari marittimi e la pesca*, gli Obiettivi tematici per i quali sono previsti finanziamenti nell' ambito della Programmazione europea, attinenti alla tematica dell'energia e del clima sono il rafforzamento di un'economia a basse emissioni di gas serra in tutti i settori e la promozione del trasporto sostenibile ed eliminare le strettoie nelle infrastrutture di rete fondamentali.

# 2. Il sistema energetico regionale attuale

## 2.1 L'offerta di energia, la domanda di energia e il bilancio energetico complessivo

### Quadro complessivo - Bilancio complessivo

Il Bilancio Energetico Regionale (BER) descrive la domanda e l'offerta di energia nell'ambito regionale, distinguendone le varie fonti di provenienza e le varie destinazioni d'uso e mettendo in evidenza i flussi energetici sia in ingresso che in uscita.

In questo paragrafo vuole fornire una sintesi dei principali elementi che compongono la struttura energetica del Friuli Venezia Giulia al 2008 (visione statica) e della loro evoluzione temporale nel periodo 2003-2008 (visione dinamica) al fine di caratterizzare il sistema energetico considerando un arco temporale più ampio e raccordando i dati riportati nel precedente Piano Energetico Regionale, basato su dati del 2003.

| Valori in \000 tonnellate equivalenti di petrolio (ktep) e GWh | Combustibili solidi | Lignite | Petrolio | Gas naturale | Rinnovabili | Calore | Energia elettrica | Totale ktep | Totale GWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Produzione interna | 0 | - | 0 | 0 | 316 | | - | 316 | 3.676 |
| Saldo import-export | 691 | 0 | 1.539 | 2.248 | -1 | | 25 | 4.502 | 52.347 |
| Bunkeraggi internazionali | - | - | 385 | - | - | | - | 385 | 4.471 |
| Variazioni delle scorte | -32 | - | 0 | - | - | | - | -32 | -367 |
| **Disponibilità interna lorda** | **722** | **0** | **1.154** | **2.248** | **315** | **0** | **25** | **4.465** | **51.919** |
| **Ingressi in trasformazione** | **924** | **0** | **176** | **908** | **217** | | **0** | **2.226** | 25.879 |
| Centrali elettriche | 530 | 0 | 176 | 908 | 216 | | | 1.830 | 21.281 |
| Cokerie | 351 | - | - | - | - | | | 351 | 4.087 |
| Raffinerie | - | - | 0 | - | - | | | 0 | 0 |
| Altri impianti | 43 | - | 0 | - | 1 | | | 44 | 511 |
| **Uscite dalla trasformazione** | **387** | **0** | **0** | **0** | **1** | | **923** | **1.311** | 15.240 |
| Centrali elettriche | | | | | | | 923 | 923 | 10.734 |
| Cokerie | 344 | | | | | | | 344 | 4.002 |
| Raffinerie | - | | 0 | 0 | - | | | 0 | 0 |
| Altri impianti | 43 | | 0 | 0 | 1 | | - | 43 | 503 |
| **Trasferimenti** | **-213** | **0** | **-64** | **-485** | **-170** | | **932** | **0** | **0** |
| Energia elettrica | -214 | 0 | -64 | -485 | -170 | | 932 | 0 | 0 |
| Calore | | | | | | | | 0 | 0 |
| Altro | 1 | | 0 | 0 | -1 | | | 0 | 0 |
| **Consumi e perdite** | **51** | **0** | **0** | **10** | **53** | | **84** | **198** | **2.306** |
| **Disponibilità interna netta** | **135** | **0** | **978** | **1.330** | **45** | **0** | **864** | **3.352** | **38.973** |
| **Usi non energetici** | **13** | **0** | **0** | **0** | **0** | | | **13** | **152** |
| **Consumi finali** | **122** | **0** | **978** | **1.330** | **45** | **0** | **864** | **3.339** | **38.821** |
| **Industria** | **121** | **0** | **144** | **634** | **14** | | **525** | **1.438** | **16.726** |
| Industria manifatturiera di base | 119 | - | 31 | 464 | 14 | | 310 | 939 | 10.915 |
| Industria manifatturiera non di base | 2 | 0 | 112 | 170 | 0 | | 212 | 495 | 5.760 |
| **Trasporti** | **0** | **0** | **692** | **4** | **0** | | **14** | **710** | **8.257** |
| Stradali | - | - | 687 | 4 | - | | 0 | 691 | 8.030 |
| Altre modalità di trasporto | - | - | 6 | 0 | - | - | 14 | 19 | 227 |
| **Residenziale** | 1 | 0 | 88 | 383 | 30 | | 120 | 622 | 7.238 |
| **Terziario** | 0 | 0 | 20 | 306 | 0 | | 194 | 520 | 6.050 |
| **Agricoltura, Silvicoltura e Pesca** | 0 | 0 | 34 | 3 | 0 | | 10 | 47 | 551 |
| **Produzione di energia elettrica - GWh** | **22** | **0** | **402** | **17.156** | **6.137** | | | **23.717** | **23.717** |
| **Produzione di calore - PJ** | | | | | | | | | |

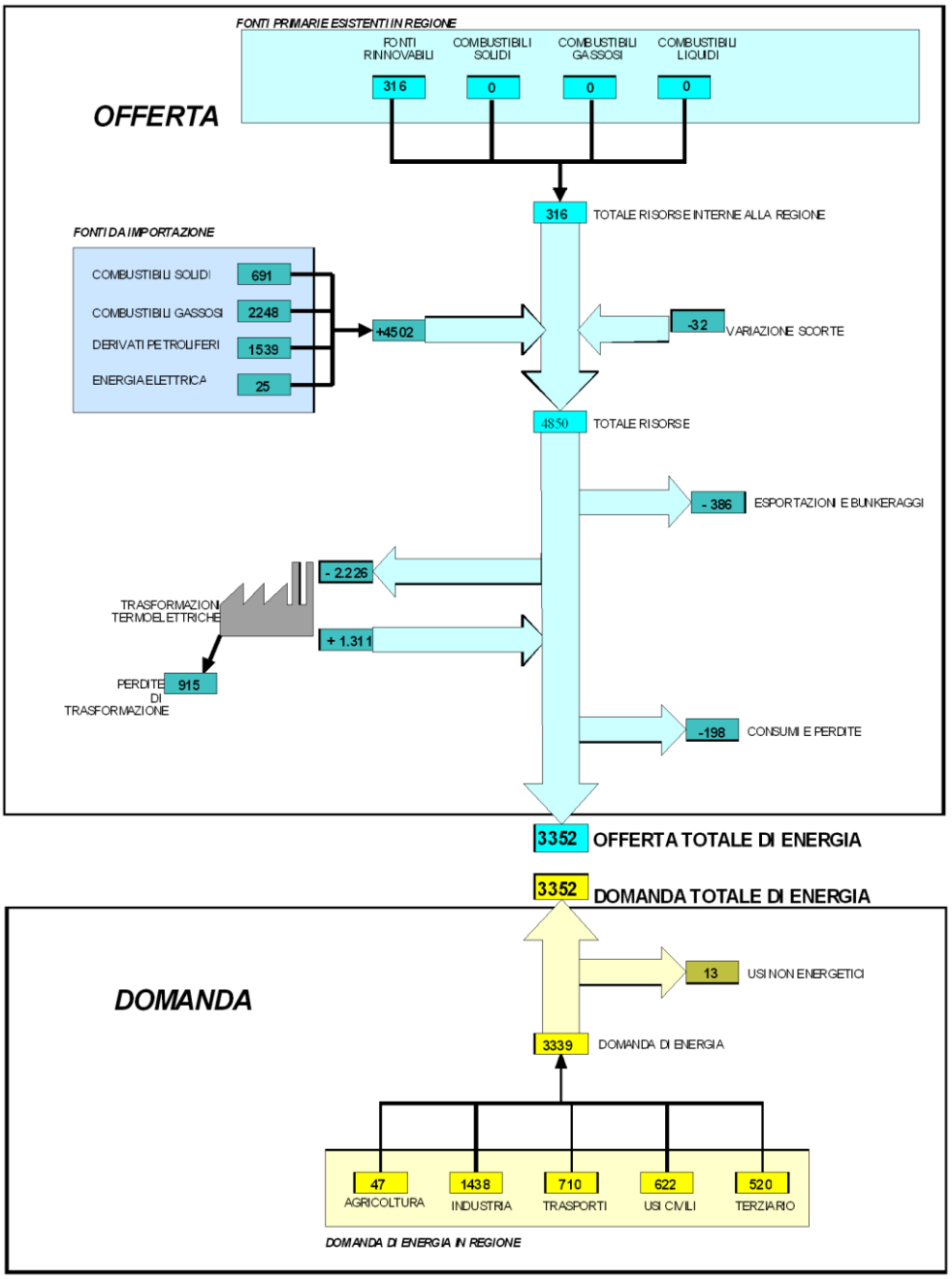
**B.E.R. - Bilancio Energetico Regionale al 2008**
**Fonte: Rielaborazione dati ENEA, B.E.R. e Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Friuli Venezia Giulia**

Per **scenario attuale** si intende la rappresentazione dei dati energetici reali regionali riferiti al **bilancio energetico disponibile più recente che, nella fattispecie, è quello riferito all'anno 2008 predisposto da ENEA**.

Al momento infatti non è possibile rappresentare un bilancio energetico regionale completo più aggiornato rispetto al 2008 in quanto i dati necessari alla sua elaborazione non sono ancora disponibili con il dettaglio regionale. Enea è attualmente impegnata nella redazione dei bilanci energetici più aggiornati e nel maggio 2015 ha inviato una stima relativa alle sole fonti fossili per il 2012 per la regione Friuli Venezia Giulia.

La principale difficoltà per il completamento del bilancio energetico regionale è costituita dalla mancanza di dati relativi alle voci del bilancio che descrivono l'offerta delle fonti energetiche rinnovabili impiegate in regione per la produzione di energia termica. Relativamente all'energia elettrica i dati più recenti disponibili si riferiscono invece al 2013, sia per quanto concerne le fonti rinnovabili (dati GSE) sia per quanto riguarda il bilancio elettrico regionale completo (dati TERNA).

Segue uno schema semplificato della struttura energetica regionale complessiva, riferita al 2008 e articolata per offerta e domanda di energia. La formazione dell'offerta totale di energia in Regione è schematicamente rappresentata nella parte superiore dello schema. Il totale delle risorse energetiche presenti e consumate in regione al 2008 ammonta a 4850 ktep.




**Schema semplificato del sistema energetico regionale al 2008**

Concorrono a formare tale disponibilità sia le fonti primarie esistenti in Regione (pari a 316 ktep corrispondenti al 6,5% del totale) sia le importazioni (4502 ktep). Tale dato indica la sostanziale dipendenza del sistema energetico

regionale dalle fonti energetiche esterne alla Regione stessa, dipendenza superiore al dato nazionale (92,1% del Friuli Venezia Giulia contro 91,3% dell'Italia).

Le fonti primarie presenti in Regione sono tutte di tipo rinnovabile o assimilate a tali e sono costituite principalmente dalla risorsa idroelettrica (151 ktep), dalle biomasse (69 ktep) e dall'utilizzo di rifiuti e biogas (96 ktep). La fonte solare fotovoltaica al 2008 costituiva ancora una risorsa di poco rilievo (<1kTep).

Le principali fonti di energia importate in Regione (4502 ktep) sono costituite da combustibili solidi per 691 ktep, liquidi per 1539 ktep e gassosi (gas naturale) per 2248 ktep, a cui si affiancano le importazioni di energia elettrica primaria pari a 25 ktep. Fra i combustibili solidi importati spicca il carbone (691 ktep di cui il 76,7% viene usato come combustibile nelle centrali termoelettriche), mentre quelli gassosi sono costituiti esclusivamente dal gas naturale (2.248 ktep di cui il 59% utilizzato direttamente per i consumi finali e il 41% impiegato nella produzione termoelettrica).

Del totale di energia disponibile così formatasi (4.429 ktep ottenuti sommando le sopraelencate fonti energetiche presenti in Regione e quelle importate e escludendo la produzione termoelettrica) non tutta è utilizzata direttamente per gli usi finali: una parte consistente (2.226 ktep) è impegnata come combustibile nelle centrali di produzione termoelettrica, ottenendo 923 ktep sotto forma di energia elettrica. Il totale dell'energia elettrica disponibile in Regione nel 2008 ammonta complessivamente a 1406 ktep (al lordo della voce consumi e perdite) di cui 170 da fonti energetiche rinnovabili (11%), 1.311 dalla produzione termoelettrica (73%) e 25 ktep da importazione (16%).

Per analizzare l'evoluzione temporale dell'offerta di energia della regione nel periodo 2003-2008, anni per i quali ENEA ha elaborato BER regionali completi, è stata presa in considerazione la voce di bilancio "Totale risorse", calcolata sommando la produzione interna alle importazioni, al lordo delle variazioni scorte e delle esportazioni.

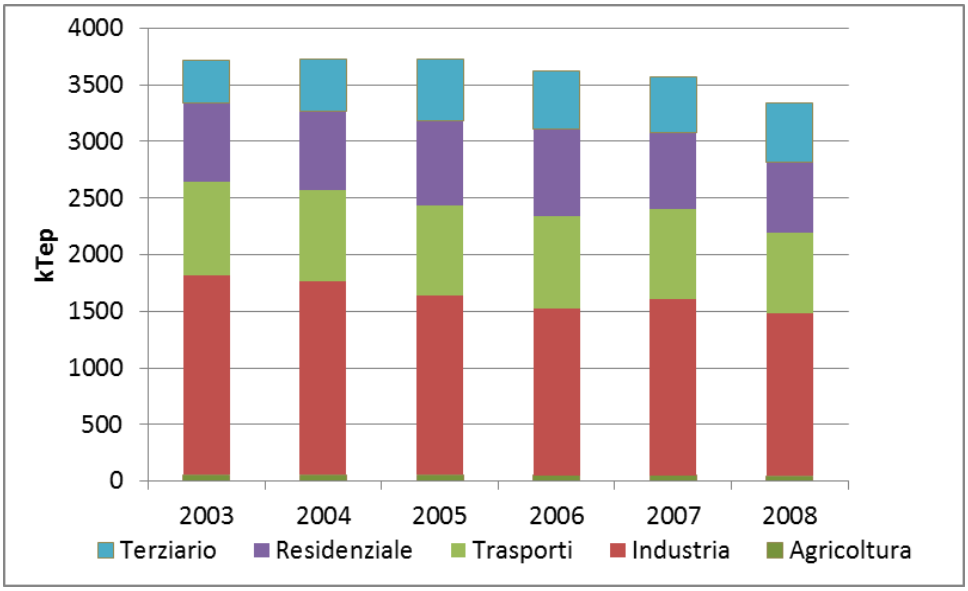
Nel corso degli anni esaminati, l'offerta di energia della Regione è diminuita complessivamente del 7% passando dai 5187 ktep (nel precedente PER era stato riportato il valore di 5085 ktep che considerava anche le variazioni delle scorte) del 2003 a 4819 ktep.

Analizzando la domanda di energia, emerge come il settore economico più energivoro sia il comparto industriale. Nel 2008, come da seguente grafico, l'industria ha rappresentato il 43% dei consumi complessivi di energia in Regione (di cui il 26% imputabile al settore siderurgico, il 14% all'industria cartaria, il 12% il settore meccanico).

Per quanto riguarda l'andamento dei consumi di energia dal 2003 al 2008, si rileva un lieve incremento tra il 2003 e il 2004 pari al 0,5% mentre dal 2005 al 2008 si registra un decremento costante, caratterizzato da un valore medio annuo del medio del -2,7%. Le contrazioni di consumi più rilevanti si sono rilevate nell'agricoltura ( -4,7% medio annuo) e nell'industria (-4% medio annuo)

| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Consumi finali tot (ktep)** | **3.714** | **3.731** | **3.725** | **3.625** | **3.571** | **3.339** |
| **Agricoltura** | 56 | **57** | **53** | **48** | **50** | **47** |
| **Industria** | **1.756** | **1.706** | **1.586** | **1.472** | **1.556** | **1.438** |
| Industria manifatturiera di base | 1.228 | 1.172 | 1.064 | 1.014 | 1.041 | 939 |
| Industria manifatturiera non di base | 528 | 534 | 517 | 453 | 510 | 495 |
| **Trasporti** | **830** | **804** | **793** | **817** | **802** | **710** |
| Stradali | 810 | 784 | 773 | 795 | 781 | 691 |
| Altre modalità di trasporto | 20 | 20 | 20 | 22 | 20 | 19 |
| **Residenziale** | **699** | **697** | **756** | **770** | **673** | **622** |
| **Terziario** | **373** | **467** | **537** | **519** | **490** | **520** |

**Consumi finali di energia per categoria economica (anni 2003-2008)**
**Fonte: Dati ENEA, B.E.R. e Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Friuli Venezia Giulia**




**Andamento dei consumi di energia dal 2003 al 2008 suddivisi per categoria economica**
**Fonte: Rielaborazione dati ENEA, B.E.R. e Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008, Friuli Venezia Giulia**

### Quadro complessivo - Bilancio complessivo stimato parziale al 2012

Al fine di presentare dati più aggiornati sull'andamento della produzione e dei consumi in territorio regionale, di seguito si riporta un bilancio complessivo stimato parziale riferito all'anno 2012.

Per la rielaborazione dei dati sono stati considerate le stime fornite da ENEA relativamente ai combustibili convenzionali (solidi, liquidi e gassosi), i dati a consuntivo pubblicati da Terna Spa per quanto riguarda il bilancio dell'energia elettrica e i dati rielaborati sulla base delle statistiche fornite dal GSE per le fonti rinnovabili.

| Valori in \000 tonnellate equivalenti di petrolio (ktep) e GWh | Combustibili solidi | Prodotti petroliferi | | | Gas naturale | Rinnovabili ** | Energia elettrica *** | Tot kTep | Totale GWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | distillati leggeri | distillati medi | distillati pesanti | | | | | |
| Produzione | 264 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | 264 | 3.074 |
| Importazioni (saldo in entrata) | 951 | 276 | 437 | 284 | 19.660 | | | 21.609 | 251.271 |
| Esportazioni (saldo in uscita) | 146 | | | | 17.615 | | | 17.761 | 206.524 |
| Bunkeraggi | 0 | | 16 | 164 | 0 | | | 179 | 2.086 |
| Trasferimenti tra prodotti | 0 | | | | 0 | | | 0 | 0 |
| Variazioni stocks | -30 | | | | 0 | | | -30 | -344 |
| **Disponibilità interna lorda** | **1.099** | **276** | **422** | **120** | **2.045** | | | **3.963** | **6.827** |
| Settore trasformazione | 1.008 | 0 | 11 | 2 | 907 | | | 1.927 | 22.409 |
| Settore energia (raffinerie e cokerie) | 47 | 0 | | | 1 | | | 48 | 564 |
| Perdite di distribuzione | 0 | 0 | | | 13 | | | 13 | 156 |
| **Disponibilità interna netta** | **44** | **276** | **411** | **118** | **1.124** | | | **1.974** | **3.904** |
| **Usi non energetici (industria)** | **2** | **0** | **0** | **13** | **5** | | | 20 | 230 |
| **Consumi energetici finali** | **42** | **276** | **411** | **105** | **1.119** | **64** | **834** | **2.853** | **33.157** |
| Settore Trasporti | 0 | 222 | 330 | 1 | 10 | 0 | 16 | 579 | 6.731 |
| Settore Industria | 42 | 13 | 12 | 105 | 521 | 20 | 481 | 1.194 | 13.881 |
| Settore Residenziale* | 0 | 32 | 43 | 0 | 342 | 43 | 123 | 583 | 6.779 |
| Settore Terziario* | | 8 | 11 | 0 | 247 | 0 | 202 | 469 | 5.450 |
| Settore Agricoltura e Pesca | 0 | 1 | 15 | 0 | 0,1 | 0 | 11 | 27 | 315 |

* rielaborazione dati ENEA stime 2012
** rielaborazione dati GSE Rapporto statistico 2012 (per la voce produzione) e SIMERI 2012 (per la voce consumi energetici finali)
*** rielaborazione dati Terna Dati statistici – Bilancio elettrico regionale 2012

**B.E.R. - Bilancio Energetico Regionale parziale stimato al 2012**
**Fonti: ENEA - Bilancio energetico delle fonti fossili (stima al 2012), Terna Spa - Dati statistici 2012, GSE – Dati SIMERI e Rapporto statistico 2012**

Sulla base delle stime effettuate per la valutazione dei consumi finali energetici al 2012, emerge come dal 2008 al 2012 ci sia stata complessivamente una contrazione dei consumi finali pari a circa il 15%. Le contrazioni maggiori sono relative al settore trasporti (-18%) e al settore industriale (-17%).

Tale diminuzione è coerente con la riduzione dei consumi dei principali vettori energetici fossili, in particolare il gas naturale (-15%) e i prodotti petroliferi (-19%).

| | 2008 | 2012 | var% |
|---|---|---|---|
| **Consumi finali tot (kTep)** | **3.339** | **2.853** | **-15%** |
| Industria | 1.438 | 1.194 | -17% |
| Trasporti | 710 | 579 | -18% |
| Residenziale | 622 | 583 | -6% |
| Terziario | 520 | 469 | -10% |
| Agricoltura, Silvicoltura e Pesca | 47 | 27 | -43% |

**Consumi finali di energia per categoria economica nel 2008 e nel 2012**
**Fonti: Stime e rielaborazioni dati ENEA, Terna Spa e GSE**

### Bilancio dell'energia elettrica

Per quanto riguarda la domanda e l'offerta di energia elettrica, nel presente paragrafo è stato considerato il bilancio elettrico disponibile più recente elaborato da Terna Spa, ossia quello relativo all'anno 2013.

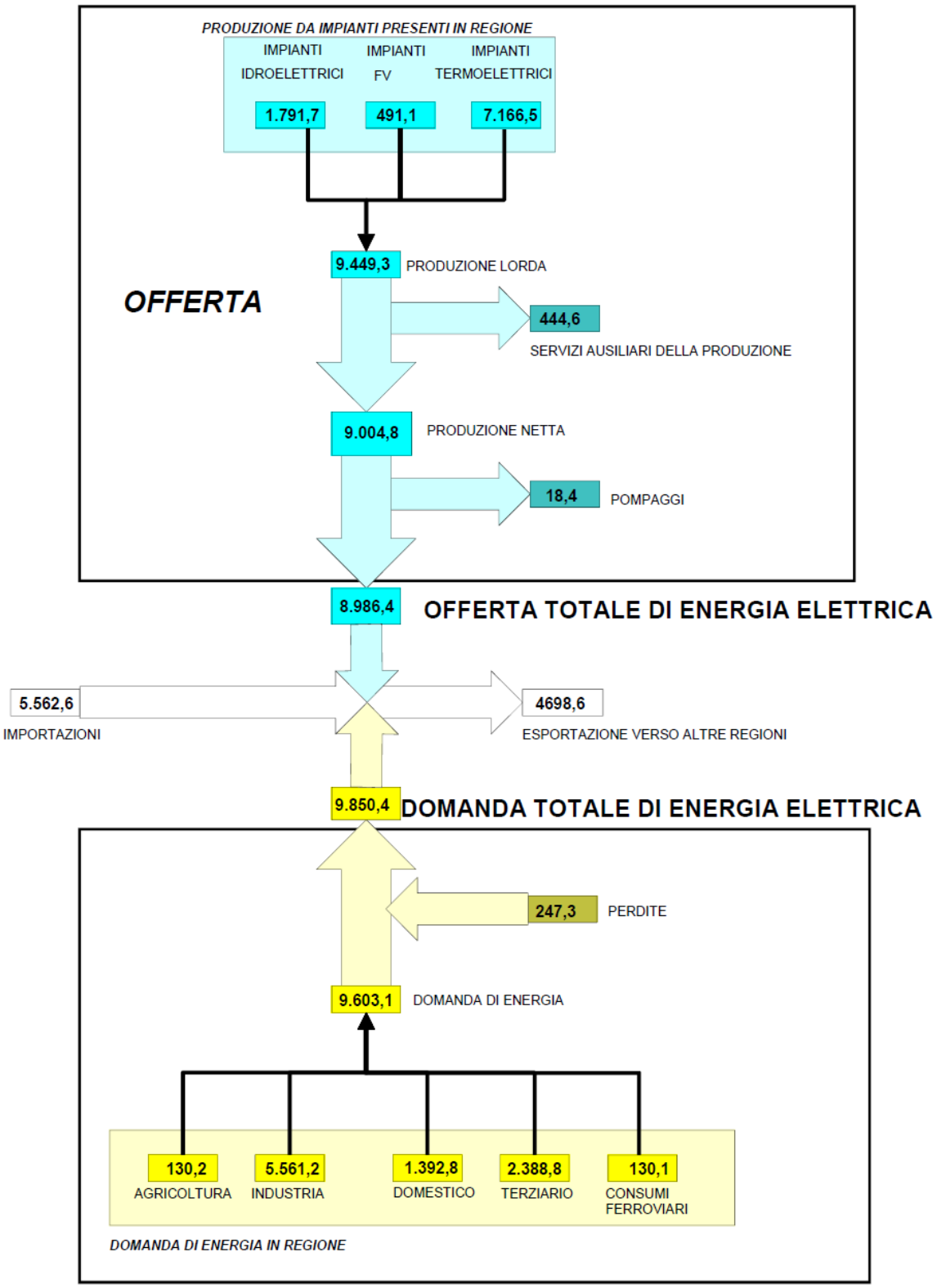
**Dati Terna**

| **Valori in GWh** | Anno | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2003** | **2004** | **2005** | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **2011** | **2012** | **2013** |
| *Produzione lorda* | | | | | | | | | | | |
| Idroelettrica | 1.199,9 | 1.722,5 | 1.296,0 | 1.264,6 | 1.315,3 | 1.773,9 | 2.123,0 | 2.049,4 | 1.845,0 | 1.640,4 | 1.791,7 |
| Termoelettrica tradizionale | 7.625,0 | 6.390,7 | 6.320,9 | 9.203,1 | 10.601,8 | 9.083,6 | 8.286,7 | 8.509,4 | 7.694,1 | 8.092,9 | 7.166,5 |
| Geotermoelettrica | - | - | - | - | | - | - | - | - | - | - |
| Eolica | - | - | - | - | | - | - | - | - | - | - |
| Fotovoltaica | - | - | - | - | 2,0 | 5,6 | 18,1 | 44,0 | 246,1 | 403,1 | 491,1 |
| **Produzione lorda totale** | **8.824,9** | **8.113,2** | **7.616,9** | **10.467,7** | **11.919,1** | **10.863,1** | **10.427,8** | **10.602,8** | **9.785,2** | **10.136,4** | **9.449,3** |
| | | | | | | | | | | | |
| **Servizi ausiliari della Produzione** | **482,6** | **421,8** | **418,3** | **498,3** | **493,6** | **388,4** | **427,1** | **404,5** | **367,0** | **516,6** | **444,6** |
| | | | | | | | | | | | |
| Produzione netta | | | | | | | | | | | |
| Idroelettrica | 1.166,6 | 1.680,8 | 1.261,8 | 1.222,5 | 1.281,2 | 1.732,4 | 2.073,2 | 2.006,3 | 1.807,8 | 1.530,9 | 1.748,5 |
| Termoelettrica tradizionale | 7.175,7 | 6.010,6 | 5.936,9 | 8.747,0 | 10.142,4 | 8.736,6 | 7.909,5 | 8.148,2 | 7.366,3 | 7.689,3 | 6.771,0 |
| Geotermoelettrica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Eolica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Fotovoltaica | - | - | - | - | 2,0 | 5,6 | 18,1 | 43,7 | 244,1 | 399,6 | 485,2 |
| **Produzione netta totale** | **8.342,3** | **7.691,4** | **7.198,7** | **9.969,5** | **11.425,6** | **10.474,6** | **10.000,8** | **10.198,2** | **9.418,2** | **9.619,8** | **9.004,8** |
| | | | | | | | | | | | |
| **Energia destinata ai pompaggi** | **16,1** | **20,1** | **15,7** | **14,6** | **15,4** | **18,3** | **19,9** | **20,0** | **18,0** | **16,6** | **18,4** |
| | | | | | | | | | | | |
| **Produzione destinata al consumo** | **8.326,2** | **7.671,3** | **7.183,0** | **9.954,9** | **11.410,2** | **10.456,3** | **9.980,9** | **10.178,2** | **9.400,2** | **9.603,2** | **8.986,4** |
| Saldo import/export con l'estero | 4.495,9 | 6.159,8 | 7.989,9 | 5.370,5 | 2.939,3 | 4.630,7 | 6.712,2 | 7.359,7 | 4.712,9 | 3.733,1 | 5.562,6 |
| Saldo con le altre regioni | -2.852,8 | -3.644,1 | -5.091,0 | -4.923,2 | -3.651,6 | -4.337,0 | -7.287,1 | -7.418,9 | -3.664,7 | -3.303,3 | -4.698,6 |
| **Energia richiesta** | **9.969,3** | **10.187,0** | **10.081,9** | **10.402,2** | **10.697,9** | **10.750,0** | **9.406,0** | **10.119,0** | **10.448,4** | **10.033,0** | **9.850,4** |
| | | | | | | | | | | | |
| **Perdite** | **481,3** | **436,3** | **324,5** | **356,5** | **491,1** | **546,0** | **401,8** | **398,4** | **418,0** | **330,2** | **247,3** |
| | | | | | | | | | | | |
| **Consumi** | **9.488,0** | **9.750,7** | **9.757,4** | **10.045,7** | **10.206,8** | **10.204,0** | **9.004,2** | **9.720,6** | **10.030,4** | **9.702,9** | **9.603,1** |
| | | | | | | | | | | | |
| **Consumi per categoria economica** | | | | | | | | | | | |
| Agricoltura | 114,7 | 109,7 | 113,0 | 123,9 | 128,3 | 121,9 | 125,4 | 123,3 | 136,1 | 133,5 | 130,2 |
| Industria | 6.048,5 | 6.185,4 | 6.113,5 | 6.301,8 | 6.471,1 | 6.349,9 | 5.143,2 | 5.841,9 | 6.132,0 | 5.597,9 | 5.561,2 |
| Terziario | 1.817,2 | 1.902,0 | 2.009,6 | 2.077,0 | 2.083,7 | 2.175,8 | 2.179,6 | 2.180,0 | 2.162,6 | 2.354,0 | 2.388,8 |
| Residenziale | 1.350,3 | 1.396,1 | 1.361,1 | 1.391,3 | 1.371,8 | 1.395,7 | 1.395,9 | 1.426,1 | 1.442,9 | 1.428,1 | 1.392,8 |
| Totale parziale | **9.330,7** | **9.593,2** | **9.597,2** | **9.894,0** | **10.054,9** | **10.043,3** | **8.844,1** | **9.571,3** | **9.873,6** | **9.513,6** | **9.473,0** |
| Consumi FS per trazione | 157,3 | 157,6 | 160,1 | 151,7 | 151,7 | 160,7 | 160,2 | 149,3 | 156,9 | 189,3 | 130,1 |
| Totale | **9.488,0** | **9.750,8** | **9.757,3** | **10.045,7** | **10.206,6** | **10.204,0** | **9.004,3** | **9.720,6** | **10.030,5** | **9.702,9** | **9.603,1** |

**Bilanci elettrici del Friuli Venezia Giulia anni 2003-2013**
**Fonte: Rielaborazione dati Terna, Dati statistici Bilanci elettrici regionali 2003-2013**

Nella tabella riportata nella pagina precedente sono riportati i dati relativi al Bilancio dell'energia elettrica in Regione dal 2003 al 2013, dove sono stati inseriti anche i consumi di elettricità per categoria economica di riferimento.

Segue uno schema dove è rappresentato il bilancio elettrico relativo all'anno 2013.




**Bilancio elettrico regionale per l'anno 2013 (valori in GWh)**
**Fonte: Rielaborazione dati TERNA, Dati statistici Bilanci elettrici regionali 2013**

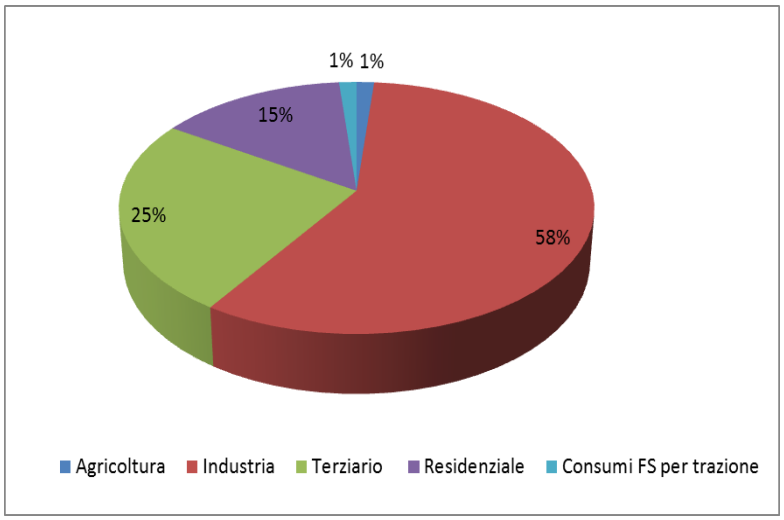
Dall'analisi dei dati a consuntivo relativi all'anno 2013, si evidenzia come la richiesta complessiva di energia (9.850,3 GWh) sia stata parzialmente soddisfatta dalla produzione interna, costituita da impianti a fonti rinnovabili (principalmente idroelettrico) e termoelettrici di tipo tradizionale. Tali impianti hanno generato complessivamente, nell'anno 2013, 9.004,8 GWh di energia elettrica netta contribuendo così a coprire il 91% della domanda regionale. Il rimanente 10% del fabbisogno totale è stato soddisfatto attraverso le importazioni dall'estero.

Attraverso le linee di interconnessione sono stati importati complessivamente 5.562,6 GWh di cui 4.698,6 GWh destinati all'esportazione verso le regioni confinanti.

La domanda di energia elettrica regionale (9.850,3 GWh) rappresenta il 3,1% del totale nazionale (318.475,1). Tuttavia, riferendo i consumi elettrici alla popolazione residente, il Friuli Venezia Giulia è stato caratterizzato nel 2013 da un consumo specifico pari 7.827 kWh/abitante, valore superiore del 58% a quello medio nazionale (4967 kWh/abitante). Tali dati indicano la marcata caratterizzazione *energy intensive* della Regione, imputabile in larga misura al settore industriale.

Sul fronte della produzione, il Friuli Venezia Giulia concorre per circa il 3,3% alla formazione dell'offerta di energia a livello nazionale con 9.449,3 GWh prodotti nel 2013. Accanto alle centrali termoelettriche tradizionali, una importante realtà regionale è costituita dagli impianti idroelettrici che nell'anno 2013 hanno prodotto 1.791,7 GWh. Analizzando la domanda di energia elettrica, emerge come il settore economico più energivoro sia il comparto industriale. Nel 2011, come da grafico che segue, l'industria ha rappresentato infatti il 58% dei consumi di energia elettrica in Regione (di cui il 34% imputabile al settore siderurgico, il 14% all'industria cartaria, il 12% il settore meccanico e il 11% al comparto del legno e del mobilio).

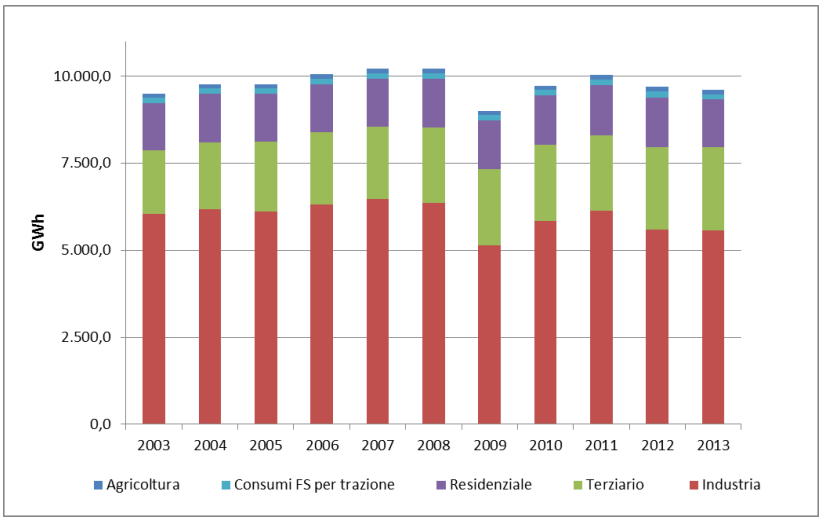
Il terziario costituisce il secondo settore in termini di consumi di elettricità (25% della richiesta totale di cui il 21% rappresentato dal commercio, il 18% dai trasporti, il 10% dal settore alberghiero e della ristorazione e il 9% dalla pubblica amministrazione). Seguono il settore domestico, responsabile del 15% del fabbisogno di energia elettrica, e il settore primario e i consumi ferroviari per trazione (entrambi 1%).




**Ripartizione percentuale dei consumi di energia elettrica per categoria economica**
**Fonte: Rielaborazione Dati Terna, Dati statistici 2013**

Per quanto riguarda l'andamento dei consumi di energia elettrica dal 2003 al 2013, si rileva che i consumi di elettricità sono stati caratterizzati da un incremento medio del 1,8% annuo dal 2003 al 2007. Tra il 2007 e il 2008 i consumi non hanno subito variazioni di rilievo (-0,03%), mentre tra il 2008 e il 2009 il fabbisogno di elettricità è diminuito del 11,8%.

La rilevante contrazione dei consumi, determinata in primis dalla crisi economica, si è registrata principalmente nel comparto industriale, il cui fabbisogno di elettricità ha subito una diminuzione del 19%. Dal 2009 si è rilevata una ripresa dei consumi: complessivamente +8% (per il settore industriale +13,6%) tra il 2009 e il 2010 e +3,2% (per il settore industriale +5,0%) tra il 2010 e il 2011. Nel corso del 2012 e del 2013 si sono riscontrate nuovamente delle diminuzioni nei consumi, rispettivamente – 3,3% e – 1,0% annuo.




**Andamento dei consumi di energia elettrica dal 2003 al 2013 suddivisi per categoria economica.**
**Fonte: Rielaborazione dati Terna, Dati statistici 2003-2013**

### 2.2 Proiezione al 2015 dei consumi energetici regionali secondo lo scenario BASELINE

I dati ufficiali del bilancio energetico regionale si fermano al 2008, pertanto si propone **una proiezione** dei consumi energetici regionali (in kilo tonnellate equivalenti di petrolio ktep) basato sui dati ottenuti dallo scenario baseline.[21]

| Impianti di produzione di energia | Combustibili solidi | Lignite | Petrolio | Gas naturale | Rinnovabili | Calore | Energia elettrica | Totale ktep |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Consumi | 558 | | 4 | 562 | 296 | | | 1420 |
| Produzione | | | | | | | 812 | 812 |
| **Perdite** | | | | | | | **88** | **88** |
| **Usi non energetici** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| **Consumi finali** | **76** | | **1216** | **1590** | **426** | | **832** | **4140** |
| **Industria** | **76** | | **109** | **894** | **14** | | **494** | **1587** |
| **Trasporti** | | | **1041** | **26** | | | **19** | **1086** |
| Stradali | | | 830 | 4 | | | 1 | 834 |
| Altre modalità di trasporto | | | 211 | 22 | | | 18 | 251 |
| **Altri settori** | **0** | **0** | **66** | **670** | **412** | **0** | **319** | **1467** |
| Residenziale | 0 | | 53 | 362 | 342 | | 121 | 877 |
| Terziario | | | 13 | 272 | 57 | | 187 | 528 |
| Agricoltura, Silvicoltura e Pesca | 0 | | 1 | 37 | 13 | | 11 | 61 |

**Proiezione al 2015 dei Consumi energetici per la Regione secondo lo scenario Baseline**

[21] Vedi il Capitolo 3 "Scenari energetici di riferimento (baseline").

### 2.3 Impianti e infrastrutture energetiche

La prima parte di questo paragrafo fotografa la situazione degli impianti di produzione di energia elettrica e energia termica, con i dati ufficiali disponibili più recenti, per tipologia di fonte. La seconda parte del paragrafo illustra la situazione delle infrastrutture energetiche, ovvero quelle che trasportano e distribuiscono energia sul territorio regionale: elettrodotti, gasdotti e oleodotti.

#### 2.3.1 Impianti a fonti convenzionali

Prima di entrare nel merito dei dati sulle potenze sviluppate dagli impianti, richiamati nei prossimi paragrafi, è utile chiarire che cosa si intenda per potenza termica ed elettrica. Si portano a tal fine due esempi.

Si prenda il caso di una stufa a legna di tipo domestico. La potenza termica massima, ovvero il calore ottenibile per riscaldare la stanza che può produrre quel focolare, è il risultato della quantità di legna in Kg moltiplicato per il potere calorifico della legna che si ha a disposizione. Per calcolare la potenza termica realmente utilizzabile per riscaldare la stanza si deve rapportare il valore massimo di potenza termica al tipo di stufa, per cui la potenza termica utile risulterà inferiore alla massima a seconda della tecnologia della stufa. A esempio, una stufa che disperde molto del suo calore attraverso il camino ha una potenza utile più bassa di una stufa moderna che sfrutta anche il calore dei fumi. In questo semplice esempio si parla di potenza termica: essa è misurata in calorie o, in modo equivalente, in watt termici. Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica da biomassa solida (cippato, pellet, legna), oltre alla potenza termica, si parla anche di potenza elettrica espressa in watt elettrici: in tal caso la potenza dell'impianto non è misurata come la quantità di legna per il potere calorifico, ma bensì dalla quantità di watt elettrici che l'impianto è in grado di trasferire in ogni istante alla rete elettrica di distribuzione. La potenza elettrica risulta sicuramente inferiore a quella termica, il rendimento (elettrico) per gli impianti più vecchi arriva intorno al 60%: per ogni watt termico contenuto nella legna di partenza, un impianto termoelettrico riesce a produrre e trasferire alla rete di distribuzione circa 0,6 watt elettrici. Dopo questa precisazione sulle potenze termica e elettrica, si focalizza primariamente l'attenzione sugli impianti a fonti convenzionali con potenza termica superiore a 50 MWt, ovvero quelli che contribuiscono in modo preponderante alla produzione totale in regione.

La tabella che segue è stata costruita partendo dai dati ufficiali TERNA sulla produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici a fonte convenzionale nel 2011, decurtati dei dati GSE 2011 sugli impianti termoelettrici a fonte rinnovabile, e infine integrati con dati sulle singole centrali raccolti dal Servizio energia dell'amministrazione regionale.

| **Impianti elettrici a fonte convenzionale** | **Società (Comune/Provincia)** | **Potenza lorda installata** MWe | **Potenza netta installata** MWe | **Energia elettrica prodotta nel 2011** GWh |
|---|---|---|---|---|
| Gas metano | Edison S.p.A. (Torviscosa/UD)<br>Elettrogorizia S.p.A. (Gorizia) | 785,8<br>49,9 | 770,7<br>49,0 | 3.244<br>250 |
| Carbone/olio | A2A S.p.A. (Monfalcone/GO) | Sezioni 1,2: 336<br>Sezioni 3,4: 640 | 310<br>602 | Sezioni 1,2: 1.737<br>Sezioni 3,4: 52,3 |
| Gas di processo siderurgico e metano | Elettra Produzione s.r.l. (Trieste) | 175 | 170 | 1.016,4 |
| Rifiuti (termovalorizzatore) | Acegas-Aps S.p.A. (Trieste)<br>Mistral FVG s.r.l. (Spilimbergo/PN) | 14,9<br>3,0 | -<br>2,4 | 102,7<br>- |
| Altre centrali minori | 25 | 284,7 | - | 1.064.9 |
| Complessivo regionale | - | 2.289,3 | - | 7.453,7 |

**Impianti di produzione elettrica a fonte convenzionale in funzione al 31/12/2011 Fonte: Servizio energia FVG/TERNA (per il solo dato complessivo regionale)/GSE**

Alla fine del 2011 gli impianti sopra i 50 MWt erano quattro (Edison, Elettrogorizia, A2A, Elettra Produzione), per un totale di potenza lorda di circa 1,9 GW elettrici, con una produzione di energia elettrica nel 2011 approssimativamente di 6,3 TWh (84% del totale prodotto). Si precisa, per i non addetti al settore, che l'energia prodotta si misura in Watt-ora (Wh), dipende dalle ore di funzionamento dell'impianto e indica quanta energia sia stata prodotta in un anno per essere trasferita alla rete elettrica.

**Centrale A2A S.p.A. di Monfalcone (Gorizia)**

La centrale termoelettrica di Monfalcone risulta costituita da quattro gruppi produttivi, due alimentati a carbone di potenza elettrica netta complessiva pari a 336 MW e due alimentati a olio combustibile con potenza elettrica netta complessiva di 640 MW.

Originariamente di proprietà dell'ENEL, nel 2001 è la centrale stata acquistata da Endesa Italia. Dal novembre 2013, la proprietà risulta di A2A S.p.A. La produzione lorda della centrale di Monfalcone nell'anno 2003 è stata di circa 5230 GWh, equivalenti al 69% della produzione termoelettrica regionale; nel 2011 la produzione lorda è stata di 1789 GWh, in netto ribasso, andando a costituire il 24% della produzione termoelettrica complessiva regionale.

Dall'autunno del 2012 i gruppi 3 e 4 sono fuori esercizio. Con Decreto del Ministero dello Sviluppo del 2009, la centrale di Monfalcone è autorizzata alla co-combustione del carbone con biomasse vergini solide di sola provenienza nazionale a eccezione della PKS (Palm Kernel Shells, biomassa solida di provenienza da coltivazioni di olio di palma).

Nella seguente tabella sono riportati i valori della produzione elettrica negli anni dal 2010 al 2014, in modo da visualizzare l'andamento, non costante, della produzione in questi 5 anni. In particolare nel passaggio dal 2011 al 2012 c'è stato salto dal minimo di 1.789 GWh al massimo di 2.442 GWh. Tale salto è dovuto in gran parte al mercato del carbone rispetto al mercato del gas naturale: infatti si deve segnalare una nuova tendenza, registrata in tutta l'Italia, sui consumi di materie prime nelle centrali termoelettriche convenzionali: in ragione del prezzo più basso del carbone, il suo consumo sta superando quello del gas naturale quale combustibile fossile.

| **Produzione elettrica (GWh) di A2A** | **2010** | **2011** | **2012** | **2013** | **2014** |
|---|---|---|---|---|---|
| Energia prodotta lorda | 2.129 | 1.789 | 2.442 | 2.301 | 2.011 |
| Energia prodotta netta | 1.927 | 1.614 | 2.230 | 2.107 | 1.842 |
| Energia elettrica autoconsumata | 202 | 175 | 212 | 194 | 169 |

**Produzione elettrica della centrale A2A di Monfalcone dal 2011 al 2014**
**Fonte: A2A S.p.A.**

Riguardo alle emissioni inquinanti, argomento al centro dell'attenzione della Regione, di molti enti locali e dei cittadini, la centrale A2A ha ottenuto nel luglio 2014 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico l'autorizzazione unica per la modifica dei gruppi a carbone numeri. 1 e 2, mediante l'installazione del sistema di abbattimento degli Ossidi di Azoto ($DeNO_x$) sulle linee di evacuazione dei fumi dei due gruppi.

L'importo dell'investimento è stimato in 25 milioni di euro e il termine dei lavori è previsto all'inizio del 2016. Da tale data il limite delle concentrazioni di Ossidi di Azoto nei fumi scenderà da 500 mg/Nm$^3$ fino al valore imposto nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) pari a 180 mg/Nm$^3$, con una riduzione complessiva del 64% di emissione degli $NO_x$. Si deve segnalare che, in maniera precauzionale, l'AIA ha fissato il nuovo limite a un livello inferiore rispetto a quanto previsto dalla Direttiva Europea 2010/75/UE, che lo fissa a 200 mg/Nm3.

In tema di impatto della centrale A2A sulla qualità dell'aria, si segnala che ARPA (Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente del Friuli Venezia Giulia) ha eseguito un monitoraggio dal 9 aprile al 4 luglio 2014, traendo la conclusione che, a centrale spenta, non migliora la qualità dell'aria. In particolare sono state portate le seguenti conclusioni tecniche:

1) la concentrazione di Biossido di Azoto e Polveri sottili ($PM_{10}$) presenti nell'aria limitrofa alla centrale non registra variazioni significative tra i periodi in cui l'impianto è in attività e quelli in cui è spento;
2) i valori di entrambe le sostanze sono molto al di sotto dei limiti di legge (Decreto Legislativo n.155/2010 sulla qualità dell'aria ambiente);
3) gli Idrocarburi Policiclici Aromatici e i Metalli nelle polveri non si sono ridotti significativamente quando la centrale era spenta.

Sempre in merito all'impatto di A2A sulla qualità dell'aria, è stato svolto nel 2014 da AriaNet (www.aria-net.it) uno studio, commissionato da A2A, volto a verificare quanto ogni fonte emissiva presente nel territorio incida negativamente sulla qualità dell'aria. Lo studio ha evidenziato che:

1) l'incidenza della centrale termoelettrica A2A sulla qualità dell'aria è marginale sia per i macroinquinanti sia per i microinquinanti. Per i tre principali macroinquinanti (ossidi di azoto, biossido di zolfo e polveri) la centrale è la fonte che ha il minor peso in assoluto;
2) i valori di concentrazioni di inquinanti, ottenuti considerando il contributo massimo di tutte le fonti presenti sul territorio, sono comunque molto al di sotto dei limiti di legge (Decreto Legislativo n.155 sulla qualità dell'aria ambiente).

**Centrale Edison S.p.A. di Torviscosa (Udine)**

Nel 2003, anno di riferimento per il Piano Energetico Regionale datato 2007, la centrale di Torviscosa non era attiva e pertanto non è stata considerata nello scenario 2003.

La Centrale Termoelettrica Edison di Torviscosa, situata nel comune di Torviscosa, è una modera centrale a cogenerazione con ciclo combinato capace di produrre una potenza lorda complessiva di 786 MWe. L'assetto cogenerativo dell'impianto permette di fornire allo stabilimento Caffaro (ubicato nelle immediate vicinanze) ed alla rete elettrica nazionale sia vapore che energia elettrica.

Lo schema semplificato del processo è il seguente: grazie al gas naturale (metano) prelevato dal metanodotto di Snam Rete Gas Italia e grazie all'aria ambiente si alimentano due turbine a gas che, oltre a produrre energia, generano dei fumi caldi.

Il calore dei fumi è utilizzato per realizzare il cambio di stato dell'acqua (precedentemente trattata nell'apposito impianto di demineralizzazione) che attraversa la caldaia. Il vapore prodotto dai due generatori di vapore a recupero è sfruttato per alimentare una turbina a vapore che crea ulteriore energia elettrica grazie all'alternatore/trasformatore dedicato.

Il vapore in uscita dalla turbina a vapore è condensato e riportato in caldaia a chiudere il ciclo di trasformazione acqua/vapore, mentre l'acqua di raffreddamento è raffreddata e riutilizzata sfruttando le sedici celle della torre evaporativa a tecnologia wet&dry. Il vapore diretto alla Caffaro è prelevato direttamente dalle caldaie e/o dalla turbina a vapore.

Nell'anno 2011 il contributo della centrale di Torviscosa è stato pari al 42% di tutta la produzione termoelettrica regionale, attestandosi come il più grande produttore di energia elettrica nel Friuli Venezia Giulia in tale annata.

**Centrale Elettrogorizia S.p.A. (Gorizia)**

La centrale a gas naturale è entrata in produzione nel luglio 2004, e è costituita da un ciclo combinato alimentato a gas naturale con potenza nominale di circa 50 MWe. Con l'espressione "ciclo combinato" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento.

All'uscita del primo ciclo a gas, i gas di scarico del turbogas sono ancora molto caldi e sono inviati nel secondo ciclo che possiede un generatore di vapore a recupero, un grosso scambiatore di calore dove i gas cedono calore all'acqua, vaporizzandola.

Il vapore è utilizzato per far funzionare una turbina che, collegata a un alternatore, genera ulteriore energia elettrica. Per convogliare l'energia elettrica sulla rete di trasporto a alta tensione, ciascun alternatore è collegato a un

trasformatore, che eleva la tensione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale portandola da 11,5 kV a 132 kV, pari a quella della rete a alta tensione.

**Centrale Elettra Produzione S.r.l. (Trieste)**

La centrale termoelettrica di Trieste è del tipo a ciclo combinato cogenerativo, è stata realizzata da Ansaldo Energia S.p.A. nel 2000 all'interno del comprensorio siderurgico triestino di Servola e è in esercizio dal 2001.

La Elettra Produzione s.r.l. possiede e gestisce le centrali a ciclo combinato di Piombino e Trieste che, complessivamente, rappresentano una potenza installata di 228 MWe. Il ciclo combinato della centrale Elettra è particolare in quanto utilizza come combustibile una miscela di gas naturale e di gas di processo di origine siderurgica, ceduto da Lucchini S.p.A.

I vantaggi di questo tipo di tecnologia sono molteplici e si sottolinea il minor consumo di combustibile fossile, tale da far rientrare la produzione elettrica di tali centrali tra gli impianti a energia *rinnovabile e assimilate*, come stabilito dal provvedimento CIP 6 del 1992.

Gli effetti positivi sull'ambiente sono il fatto di mantenere le emissioni al di sotto dei limiti fissati dalla vigente normativa e di ridurre le emissioni di polveri e di inquinanti, dal momento che i gas di processo di origine siderurgica, invece di essere rilasciati nell'atmosfera, sono utilizzati per produrre energia elettrica.

L'energia elettrica prodotta dalla centrale di Servola è consegnata alla rete nazionale attraverso un cavidotto a alta tensione interrato lungo 10 km che, dalla centrale, porta l'energia alla stazione elettrica Terna di Padriciano (TS).

**Termovalorizzatore Acegas-Aps S.p.A. (Trieste)**

L'impianto è ubicato in via Errera, nella zona industriale Ovest di Trieste. Si tratta di un impianto di termovalorizzazione entrato in esercizio con le prime due linee nel 2000 e con la terza linea nel 2004.

Suddividendo l'impianto per blocchi funzionali si distinguono:

1) Conferimento dei rifiuti;
2) Scarico e accumulo rifiuti, fossa del volume geometrico 10.500 metri cubi di cui sfruttabile di 7.000 metri cubi;
3) Termovalorizzazione, composta da due linee a griglia piana con raffreddamento misto (aria e acqua) e sistema integrato forno/caldaia, più una linea a griglia piana mobile raffreddata a aria collegata alla relativa camere di post combustione. Il ciclo termico ha una produzione complessiva di circa 72.000 kg/h a 380° C e 39 bar. Il vapore prodotto è utilizzato per la produzione di energia elettrica, tramite un gruppo turboalternatore da 14,9 MWe.
4) Depurazione fumi costituita da tre sistemi composti da denitrificazione SNCR con urea in post combustione, deacidificazione mediante assorbitore a secco, iniezione di carboni attivi, filtrazione attraverso filtro a maniche (quattro moduli con maniche in Ryton) e lavaggio finale con soluzione di soda.

L'analisi quali-quantitativa della provenienza del rifiuto nel 2011 è la seguente:

- 128.038 ton di rifiuti solidi urbani (di cui 92.517 dalla provincia di Trieste, 27.726 dalla provincia di Gorizia e 7.795 dalla provincia di Udine);
- 37.412 ton di rifiuti speciali.

**Termovalorizzatore Mistral FVG s.r.l. Spilimbergo (Pordenone)**

L'impianto Mistral FVG è un impianto di co-incenerimento, ovvero di incenerimento a recupero energetico che utilizza rifiuti in sostituzione al combustibile.

Con il termine "incenerimento" è identificato un processo di ossidazione di sostanze organiche il cui scopo principale è quello di convertire sostanze comunque pericolose in composti gassosi e in residui solidi praticamente inerti (ceneri).

È una tecnica di smaltimento di rifiuti finalizzata alla distruzione della frazione organica, con conseguenti notevoli riduzioni in massa e volumi.

La sua efficacia è misurata in termini di distruzione e rimozione delle sostanze inquinanti. L'impatto ambientale dell'incenerimento dei rifiuti è essenzialmente legato alle emissioni di inquinanti in atmosfera e alla produzione di residui solidi derivanti dai processi di combustione e di trattamento fumi.

L'impianto della Mistral FVG S.r.l. è composto da un forno a tamburo rotante, da un caldaia a recupero energetico, da un sistema di abbattimento a secco degli inquinanti presenti nei fumi, da un sistema catalitico, da una turbina a vapore e da un condensatore ad aria. La combustione avviene a temperature dell'ordine di 1100°-1200°C nel forno rotativo ed inoltre fino a 1200°C nella camera di postcombustione.

Il recupero di energia è effettuato attraverso il recupero del calore che deriva dal raffreddamento dei fumi che si rende necessario per il loro successivo trattamento.

Il recupero avviene sotto forma di produzione di energia elettrica e/o termica, ottenuta attraverso l'impiego del vapore generato in caldaia, concettualmente costituita da uno scambiatore di calore acqua/fumi.

In questo impianto il vapore prodotto è impiegato per la produzione di energia elettrica (circa 3 MWe) di cui una parte , il 20%, è utilizzato in loco per soddisfare gli autoconsumi dell'impianto e la restante quota è immessa nella rete elettrica nazionale.

**Centrali a turbo espansione su metanodotti**

In Regione esistono anche alcune centrali a turbo espansione che producono energia elettrica recuperando l'energia derivante dalla decompressione del gas naturale. Sono situate lungo i tracciati dei metanodotti della Snam (ad alta pressione) laddove sia necessario ridurre la pressione per portarla a valori adatti alla distribuzione locale (a media pressione).

La loro peculiarità non è la quantità di energia producibile ma il ridotto impatto ambientale e il recupero di energia del salto entalpico del gas metano che passa dalla rete di trasporto SNAM a quella di distribuzione locale (da 40/60 bar a 4,8 bar).

Il periodo di funzionamento dei turbo espansori si estende indicativamente dal mese di novembre al mese di aprile. Sul territorio regionale si trova la centrale di S. Giuseppe della Chiusa a Trieste con potenza nominale 1,5 MWe con una produzione nel 2010 di 3,6 GWh.

Più in dettaglio, nei sistemi tradizionali la riduzione di pressione avviene attraverso regolatori che operano per laminazione; con il gruppo di turbo espansione, il gas è espanso attraverso una turbina a due stadi.

È così possibile recuperare l'energia resa disponibile dalla differenza di pressione esistente tra monte e valle all'interno della cabina primaria del metanodotto.

La turbina, con l'interposizione di un riduttore ad ingranaggi, aziona un alternatore per la produzione di energia elettrica. Sia il processo di laminazione che quello di turbo espansione causano un raffreddamento del gas.

Serve preriscaldare il flusso per evitare un eccessivo raffreddamento dello stesso con il conseguente rischio di formazione di ghiaccio. Le diverse caratteristiche termodinamiche del processo di turbo espansione richiedono un maggior riscaldamento rispetto alla laminazione tradizionale.

Ne consegue che non tutta la produzione elettrica può imputarsi al recupero di energia di pressione ma una parte è ottenuta a spese di un quantitativo di gas bruciato nelle caldaie di preriscaldo (quantitativo maggiore rispetto a quanto sarebbe necessario per la laminazione).

### 2.3.2 Impianti a fonti rinnovabili

In questo paragrafo sono presentati gli impianti di produzione di energia a fonte rinnovabile. I dati riguardano la descrizione degli impianti installati in Regione in termini di potenzialità in MW termici o in MW elettrici e in termini di produzione in GWh elettrici. Per la produzione di energia termica non si dispone di dati a livello regionale.

<u>Produzione di energia elettrica a fonte rinnovabile FER-E</u>

Alla data del 31 dicembre 2013 erano attivi in regione oltre 26 mila impianti FER-E, per un totale di potenza efficiente installata di circa 1.100 MWe. E' opportuno precisare che tale valore di potenza è quello massimo nelle condizioni ottimali, ovvero di massima disponibilità della risorsa rinnovabile.

Con "massima disponibilità" si intende quella che si verifica nella condizione di massimo irraggiamento per il fotovoltaico, di massima portata d'acqua per gli idroelettrici e, in modo analogo, per le altri fonti.

Per valutare il peso della produzione da fonte rinnovabile rispetto a quella convenzionale, il valore che conta effettivamente non è la potenza installata ma la quantità di energia prodotta nell'anno in GWh.

In Regione è assolutamente centrale il ruolo dell'idroelettrico come produzione rispetto alle altre fonti rinnovabili: circa il 63% dell'energia elettrica da fonte rinnovabile prodotta in Regione, nel 2013, deriva dalla risorsa idrica.

La seconda fonte rinnovabile per quantità di energia prodotta è la biomassa con una quota del 20%, segue il fotovoltaico con il 17%. Sono nulli i contributi derivanti dalla fonte eolica e geotermica.

| **Impianti elettrici a fonte rinnovabile (FER-E)** | **Numero impianti** | **Potenza elettrica** MWe | **Energia elettrica prodotta nel 2013** GWh |
|---|---|---|---|
| Totale Biomasse | 97 | 125,1 | 562,7 |
| *Biomasse solide e rifiuti urbani biodegradabili* | - | - | *70,9* |
| *Biomasse liquide* | - | - | *167,6* |
| *Biomasse gassose* | - | - | *324,2* |
| Solare fotovoltaico | 26.015 | 477,2 | 491,1 |
| Eolico | 4 | 0 | 0 |
| Idroelettrico | 188 | 494,5 | 1.778,9 |
| Geotermoelettrico | 0 | 0 | 0 |
| Totale impianti | 26.304 | 1.096,8 | 2.832,7 |

**Impianti di produzione elettrica a fonte rinnovabile al 31/12/2013**
**Fonte: Rapporto statistico GSE 2013**

Produzione di energia termica da fonti rinnovabili FER-C

Alla data del 31 dicembre 2011 erano attivi in regione oltre 200 mila impianti termici a fonte rinnovabile, per un totale di circa 545 MWt di potenza termica installata. I dati di produzione non sono presenti in tabella perché non sono disponibili. Esistono due ostacoli alla raccolta dei dati:

- una difficoltà oggettiva, a differenza del caso elettrico, nel disporre di un metodo che consenta una misura effettiva della potenza producibile e dell'effettiva energia prodotta;
- una impossibilità nella raccolta dei dati perché tali impianti, specie se installati nel contesto residenziale, non sono gestiti in un catasto unico.

Si ricorda che, anche a livello nazionale, lo stesso Gestore dei Servici Energetici non è in grado di presentare i dati sulla produzione di energia termica, se non a livello statistico e declinati solamente a livello nazionale (§4.1 Rapporto Statistico GSE 2013).

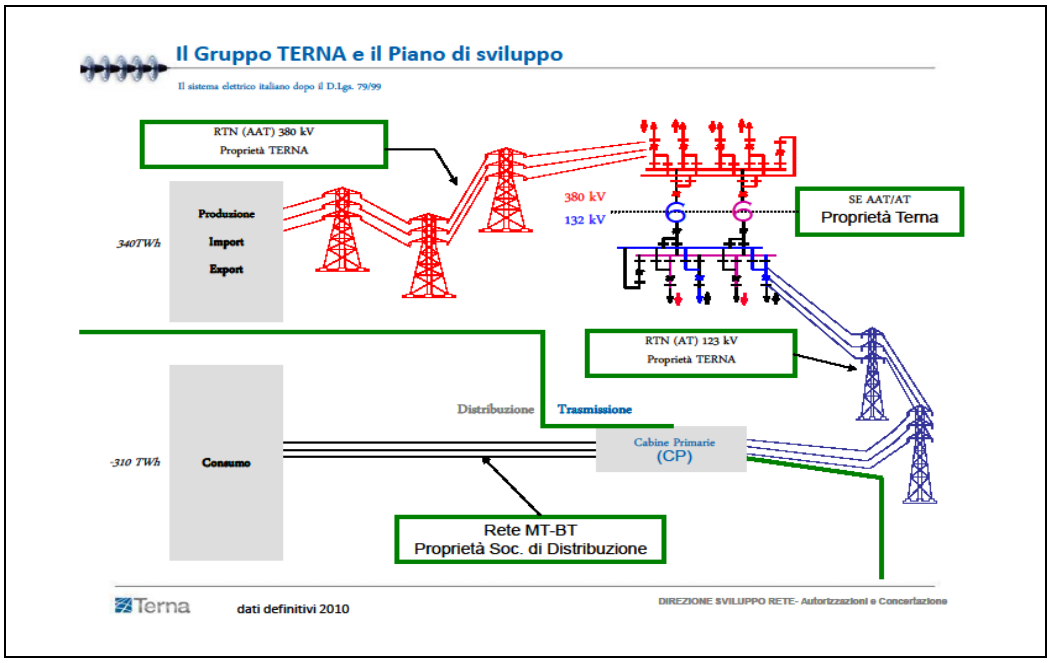
| Impianti termici da fonte rinnovabile (FER-C) | N. impianti | Potenza termica MWt |
|---|---|---|
| *Biomasse solide Pn > 1'000 kWt* | 51 | 276,8 |
| *Biomasse solide 200 < Pn < 1'000 kWt* | 58 | 31,7 |
| *Biomasse solide 50 < Pn < 200 kWt* | 35 | 6,2 |
| *Biomasse solide per il settore residenziale Pn < 50 kWt* | 193.991 | 209,9 |
| *Teleriscaldamento* | 17 | 12,4 |
| Totale biomasse solide | 194.152 | 536,9 |
| Solare termico | 19.590 | - |
| Fonte aerotermica, geotermica, idro termica | 950 | 8,1 |
| Totale impianti | 214.692 | 545,0 |

**Impianti di produzione termica a fonte rinnovabile al 31/12/2011.**
**Fonte: Elaborazione dati CETA 2013**

### 2.3.3 Le infrastrutture energetiche

#### Reti elettriche

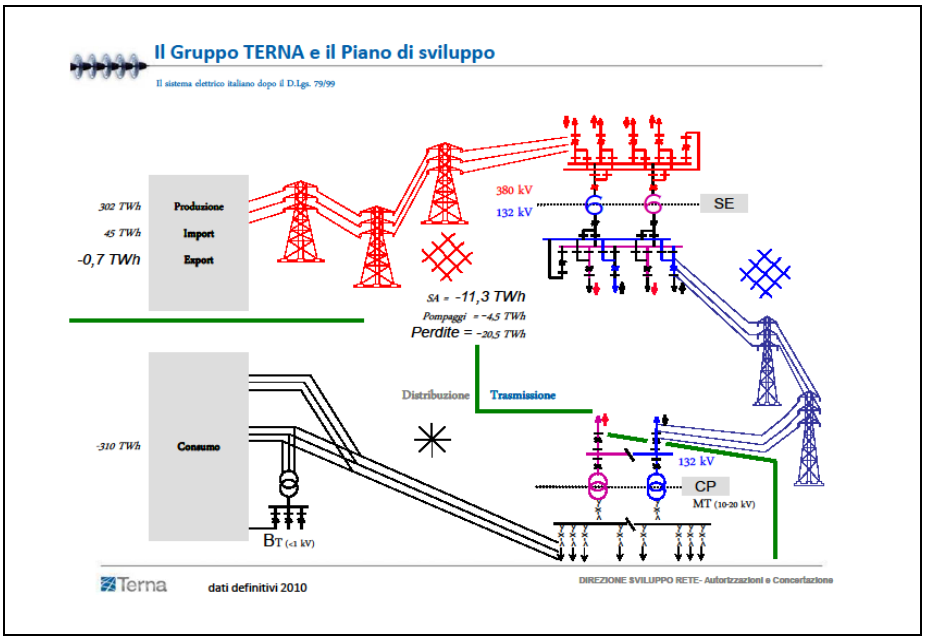
Le infrastrutture elettriche regionali sono costituite dalle centrali di produzione e trasformazione dell'energia elettrica e dalle relative linee di collegamento tra di loro, con le utenze e con le infrastrutture elettriche extra regionali.



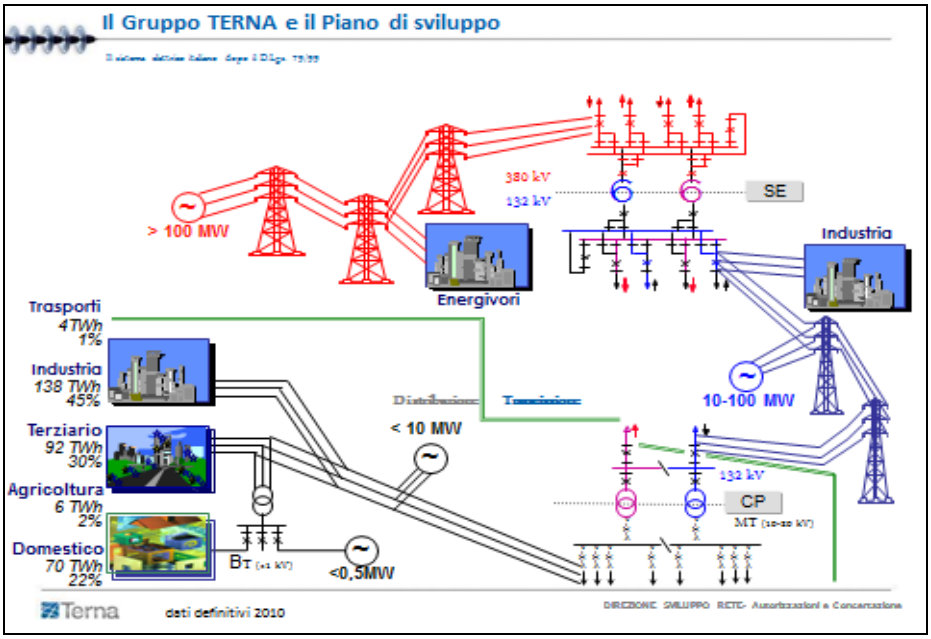

**Elaborazione grafica TERNA**

L'insieme delle linee elettriche sopra descritte costituisce la *rete di trasmissione*, gestita da TERNA S.p.A.

Le linee di trasporto dell'energia elettrica possono avere diversi valori di tensione, in quanto, per ridurre le perdite di energia, si diminuisce il valore della corrente circolante e si aumenta la tensione, mantenendo così la potenza trasportata. Pertanto, per la trasmissione dell'energia elettrica a lunghe distanze (come ad esempio da uno stato all'altro o da una regione all'altra) sono indicate le linee a tensione 380 kV e 220 kV (denominata altissima tensione), mentre per la trasmissione a media distanza (come ad esempio all'interno del territorio regionale) sono indicate le linee a 132 kV (denominata alta tensione). La *rete di trasmissione* alimenta, tramite *stazioni di trasformazione*, alcune utenze industriali di grande potenza e tramite *cabine primarie di trasformazione*, la rete elettrica alla tensione di 20 kV (denominata *media tensione*). La rete elettrica alla tensione di 20 kV a sua volta alimenta direttamente le utenze di media potenza e, tramite *cabine secondarie di trasformazione*, le utenze di piccola potenza alla tensione di 220 V e 380 V (denominata *bassa tensione*). L'insieme delle linee a *bassa e media tensione* (220 V, 380 V e 20 kV) costituisce la *rete di distribuzione* ed è gestita principalmente da Enel Distribuzione S.p.A.




**Elaborazione grafica TERNA**




**Elaborazione grafica di TERNA**

**Rete di trasmissione**

TERNA è la società responsabile (pubblico concessionario) in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica a alta e altissima tensione (Rete di Trasmissione Nazionale).

I Piani di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sono descritti in specifici documenti pubblici elaborati annualmente da TERNA, ai sensi del D.M. del 20 aprile 2005 e del D.lgs. n. 93/201.

Nel Friuli Venezia Giulia lo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale negli anni recenti ha riguardato in particolare il progetto di razionalizzazione della rete nelle Provincie di Gorizia e Trieste, attualmente già realizzato, e il progetto dell'elettrodotto a altissima tensione (380 kV) di collegamento della Stazione elettrica di Redipuglia (GO) con la Stazione elettrica di Udine Ovest (UD),autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico con decreto n. 239/EL-146/181/2013 del 12.03.2013, e cantierizzata.

L'elettrodotto Redipuglia – Udine Ovest è stato progettato con la finalità di garantire, in condizioni di sicurezza, l'aumento dei valori di importazione dell'energia elettrica dalla Slovenia ai valori consentiti dalla capacità di trasporto delle attuali linee di interconnessione (dagli attuali 700 MW, limitati per motivi di sicurezza, a 1200 MW) e per permettere l'eventuale pieno utilizzo degli impianti di produzione termoelettrica esistenti di Monfalcone e Torviscosa.

In particolare, gli standard di sicurezza della rete elettrica sono definiti dall'ente di regolamentazione e controllo del sistema elettrico di trasmissione interconnesso europeo ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e l'aumento della capacità di trasporto di energia elettrica con i paesi esteri confinanti con il Nord dell'Italia è prevista dall'art. 32 della legge n. 99/2009, che prevedeva un incremento globale di 2000 MW, elevato a 2500 MW dalla legge 41/2010.

A TERNA compete anche il dispacciamento dell'energia elettrica che consiste nell'insieme delle attività che assicurano in ogni momento l'equilibrio tra l'energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori da un lato e i consumi dall'altro.

Nel dettaglio il dispacciamento dell'energia elettrica comprende le attività che assicurano che i flussi di potenza dalle centrali di produzione ai centri di carico siano compatibili con la capacità di trasporto delle linee, le attività che programmano la disponibilità della potenza richiesta, le attività che prevedono una potenza di riserva e le attività che adattano in tempo reale la potenza programmata alla potenza effettiva richiesta.

Il dispacciamento oggi è più critico rispetto al passato, a seguito del recente rapido aumento di disponibilità di energia elettrica da fonti rinnovabili, che ha comportato l'introduzione nella tradizionale rete elettrica, costituita da pochi impianti a energia fossile di grande potenza, di numerosi impianti di piccola e media potenza alimentati da fonti che per loro natura non sono programmabili, come il fotovoltaico.

Per la gestione del dispacciamento dell'energia elettrica TERNA considera di fondamentale importanza tutte le risorse che contribuiscono alla regolazione del sistema, quali gli impianti di accumulo, gli scambi con l'estero, gli strumenti di controllo della generazione da fonti rinnovabili.

Fra gli strumenti di controllo delle fonti rinnovabili, vi è la facoltà da parte di TERNA di richiedere, per motivi di sicurezza del sistema, il distacco dalla rete di impianti eolici o fotovoltaici con potenza maggiore o uguale a 100 kW, connessi alla rete di media tensione, che immettono in rete tutta la produzione, come previsto dalla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 344/2012/R/eel del 02.08.2012.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, nell'immediato futuro è previsto un rallentamento del suo sviluppo rispetto all'andamento degli ultimi anni, in quanto con la deliberazione n. 250/2013/R/EFR del 12 luglio 2013 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, che ha decretato la fine del Quinto Conto Energia (DM 5 luglio 2012) con la data del 6 luglio 2013, sono venuti meno i relativi incentivi economici.[22]

[22] Il fotovoltaico italiano a fine 2014, tocca quota 648.183 impianti installati, con una potenza totale di 18.325 Mw, arrivando a pesare per quasi il 15% sul totale installato nel mondo. Numeri che fanno dell'Italia il terzo Paese nel mondo, subito dopo Germania e Cina e prima di Usa e Giappone. Lo rilevano i dati diffusi da

Allo stato attuale è prevedibile che lo sviluppo del fotovoltaico riguardi presumibilmente la realizzazione di piccoli impianti dimensionati ai fini dell'autoconsumo, eventualmente abbinati in futuro, qualora risulteranno economicamente compatibili, a sistemi di stoccaggio ed accumulo di energia.

**Consistenza della rete di trasmissione.**

Al 31 dicembre 2011 in Regione la rete di trasmissione dell'energia elettrica a altissima tensione (380 kV e 220 kV) di TERNA è costituita da:

- una dorsale a 380 kV che collega la Slovenia con il Veneto (Salgareda), entrando in Italia nel comune di Doberdò del Lago e passando per la Stazione elettrica di Redipuglia (GO);
- un collegamento tramite una linea a 380 kV della dorsale di cui al punto precedente con la Centrale Termoelettrica di Monfalcone (GO);
- una dorsale a 380 kV che collega la dorsale principale sopra citata, in corrispondenza della Stazione di Planais (UD), con la Stazione di Udine Ovest e che poi si dirige in Veneto (Cordignano - TV) passando per il comune di Pordenone;
- una dorsale a 220 kV che si dirama dalla Centrale idroelettrica di Somplago (UD) verso sud - ovest in direzione Pordenone – Salgareda (TV);
- una dorsale a 220 kV che si dirama dalla Centrale di Somplago sopra citata verso sud - est in direzione Monfalcone – Trieste e che poi si dirige in Slovenia, passando per la Stazione di Padriciano;
- varie derivazioni che si dipartono dalle dorsali 220 kV sopra indicate per l'alimentazione dei siti a maggiore richiesta di energia elettrica.

| Tensione | 380 kV | 220 kV | 132 kV | 60kV | 45kV |
|---|---|---|---|---|---|
| Km | 164,5 | 240,6 | 1097,3 | 11,2 | 25,8 |
| N° linee | 6 | 10 | 111 | 1 | 1 |

**Attuale consistenza della rete elettrica di Terna S.p.A. è**
**Fonte: TERNA 2013**

Le Stazioni elettriche di proprietà TERNA S.p.A. sono (fonte TERNA 2013):

- n.1 S/E con trasformazioni 380/220 kV, 380/132 kV, 220/132 kV e 132/20 kV;
- n.2 S/E con trasformazione 380/132 kV;
- n.2 S/E con trasformazione 220/132 kV;
- n.1 S/E con trasformazioni 220/132 kV e 132/20 kV;
- n.1 S/E con trasformazioni 220/132 kV, 220/20 kV e 132/20 kV;
- n.1 S/E di smistamento a 220 kV;
- n.3 S/E di smistamento a 132 kV.

---

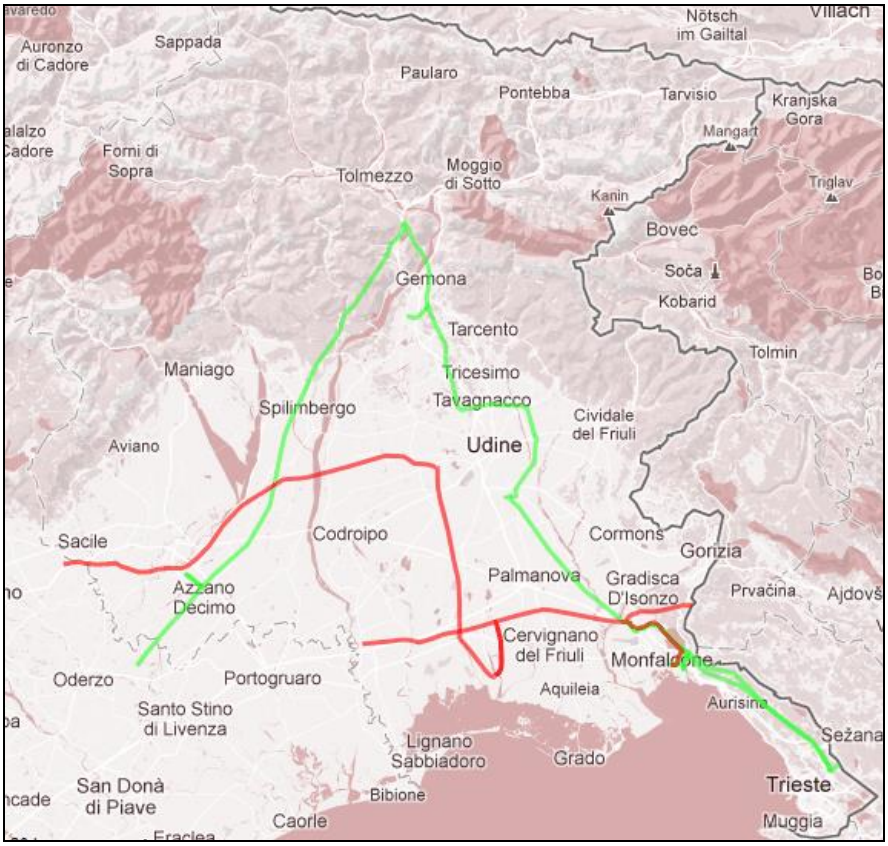
Anie Rinnovabili che fotografano, nell'ultimo anno, la crescita soprattutto degli impianti di piccola taglia nel settore residenziale. A fine 2013, il mercato del fotovoltaico aveva mostrato un calo del fatturato di più del 70% rispetto all'anno precedente, con gravi ripercussioni sull'occupazione. Una crisi post incentivi che tuttavia aveva fatto registrare una buona tenuta per gli impianti che usufruivano della detrazione Irpef per l'installazione su edifici residenziali, compresi tra i 3 e i 6 kW di potenza. Nell'ambito di questa classe di potenza, nel 2014 si è registrata la massima potenza installata, pari a 123,6 MWp (megawatt di picco, ovvero la potenza nominale di un impianto fotovoltaico). Seconda classe di potenza si è attestata quella compresa tra i 20 e i 200 kW, propria del settore industriale, in cui a fine 2014 si è registrata una potenza installata pari a 97,98 MWp. "È significativo che nel 2014 le istallazioni di fotovoltaico siano prevalentemente di dimensioni medio-piccole: circa il 60% della potenza installata è rappresentata da impianti fino a 20 kW – commenta il presidente di Anie Rinnovabili, Emilio Cremona – Le famiglie e le Pmi credono davvero nel fotovoltaico, i dati ce lo dimostrano". E con la detrazione fiscale del 50%, prorogata fino al 31 dicembre 2015, "è possibile un ritorno concreto degli investimenti sostenuti in tempi rapidi: in cinque anni è già possibile ammortizzare i costi. Per non parlare del fatto - aggiunge Cremona - che le spese da sostenere sono diminuite di circa il 75% rispetto a qualche anno fa. "È proprio dal residenziale, dalle nuove tecnologie di accumulo e dallo stimolo all'autoconsumo che deve venire lo slancio per la ripartenza del nostro comparto industriale", conclude il presidente di Anie Rinnovabili. – AdnKronos, 16 marzo 2015.

Sul territorio regionale, oltre alle linee elettriche di TERNA S.p.A., sono presenti anche linee elettriche a *alta* e *altissima tensione* di Reti Ferroviarie Italiane S.p.A. (RFI), Caffaro Industrie S.p.A., Edison S.p.A., Acegas-APS S.p.A., Elettra Produzione S.r.l., Eneco Valcanale S.r.l.

| Tensione | 380 KV | 220 KV | 132 KV | 66 KV |
|---|---|---|---|---|
| **RFI** | | | 183.8 (10) | 176 (4) |
| **ELETTRA PRODUZIONE** | | | 10.3 (1) | |
| **ENECO VALCANALE** | | | 6.5 (1) | |
| **EDISON** | 6 (1) | | | |
| **CAFFARO INDUSTRIE** | | | 3.8 (2) | |
| **ACEGAS APS** | | | 3.1 (5) | |

**Lunghezza delle linee elettriche non appartenenti a TERNA sul territorio regionale, espressa in km, e, tra parentesi, il numero di linee. (n. linee)**

Queste società, a parte RFI, gestiscono limitati tratti di linee elettriche. Gli elettrodotti di RFI, pur presentando un certo sviluppo sul territorio (circa 360 chilometri, comprese le due linee a tensione 66 kV sulla direttrice Udine – Tarvisio) non forniscono il servizio a utenti terzi, ma sono finalizzati all'alimentazione delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica per il servizio ferroviario.




**Rappresentazione della rete di trasmissione dell'energia elettrica a 220 kV (verde) e 380 kV (rosso).**

**Collegamenti con l'estero.**

I collegamenti con l'estero della rete di TERNA attualmente sono costituiti:

- dalla linea a tensione 380 kV che collega la Stazione Elettrica di Redipuglia (GO) con la Stazione Elettrica slovena di Divaccia attraversando il confine nel comune di Doberdò del Lago;
- dalla linea in doppia terna a tensione 220 kV che collega la Stazione Elettrica di Padriciano (TS) con la Stazione Elettrica slovena di Divaccia, attraversando il confine nel comune di Trieste.

Questi collegamenti rappresentano una capacità di importazione complessiva, attualmente limitata per motivi di sicurezza a circa 700 MW, che raggiungerà il valore di circa 1200 MW con la realizzazione dell'elettrodotto che collegherà la Stazione elettrica di Udine Ovest con quella di Redipuglia (GO).

Un ulteriore collegamento con l'estero è costituito da una Merchant Line della società Eneco Valcanale S.r.l., entrata in esercizio a inizio 2012, che collega Tarvisio con Arnoldstein (Austria) con una tensione di esercizio di 132 kV e che ha aumentato la preesistente capacità di trasporto con l'estero della Rete di Trasmissione Nazionale di circa 160 MW.

L'analisi dei dati sulla potenzialità degli impianti regionali di produzione di energia elettrica e dei bilanci annuali regionali relativi all'energia elettrica non evidenziano una carenza del sistema di produzione regionale; è pertanto confermato che l'esigenza di garantire una certa capacità di trasporto di energia elettrica con i Paesi esteri è dettata da regole di mercato e è sostenuta dalle strategie europee volte a favorire la circolazione ed il mercato dell'energia elettrica fra gli stati membri.

**Progetti in corso**

Oltre al progetto già autorizzato dell'elettrodotto a altissima tensione Redipuglia – Udine Ovest, sono stati autorizzati i seguenti progetti:

- Merchant Line della società Adria Link S.r.l. a 110 kV, interrata, Redipuglia – Vrtojba (Slovenia). Autorizzata con Decreto Regionale n. 2344 del 6/12/2011. La linea entra in Italia nel comune di Gorizia e arriva alla stazione elettrica di Redipuglia (GO) nel comune di Fogliano – Redipuglia, passando attraverso i comuni di Farra d'Isonzo, Sagrado, San Pier d'Isonzo;
- Merchant Line della società Adria Link S.r.l. a 110 kV, interrata, tra la Stazione elettrica di Dekani (Slovenia) con la Stazione elettrica di Zaule (TS). Autorizzata con Decreto Regionale n. 3293 del 31/12/2010. La linea entra in Italia nel comune di Muggia;
- Merchant Line della società Alpen Adria Energy Line S.p.A. a tensione 132 kV, interrata, tra il confine di stato con l'Austria e la Stazione elettrica di Paluzza – Secab in comune di Paluzza. Autorizzata con Decreto Regionale n. 66 del 02.03.2009.

**Impatto ambientale degli elettrodotti.**

Ai sensi della legge 36/01 *Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*, gli elettrodotti generano un vincolo ambientale sul territorio costituito dalle cosiddette *fasce di rispetto*.

All'interno di tali fasce non devono essere presenti: aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi in genere adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

Pertanto, all'interno di tali fasce non dovranno essere presenti pertinenze di edifici quali balconi, terrazzi, cortili, giardini, né luoghi all'aperto quali spazi verdi e/o attrezzati che comportino permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

Le modalità per il calcolo di tali fasce sono stabilite dal Decreto del Direttore Generale per la Salvaguardia Ambientale del 29.05.2008 *Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti*.

Tale Decreto definisce anche un procedimento semplificato utile per la gestione territoriale e la pianificazione urbanistica, con il quale si definiscono dei corridoi (*Distanze di Prima Approssimazione*) all'interno dei quali sono comprese le *fasce di rispetto*.

In sintesi, gli elettrodotti introducono un vincolo sull'uso del territorio circostante, volto a tutelare la popolazione dagli effetti della esposizione ai campi magnetici, che è più o meno ampio a seconda delle caratteristiche elettriche e geometriche della linea.

Al fine di determinare i livelli dei campi elettromagnetici e le relative condizioni di esposizione della popolazione, la legge 36/01 istituisce il Catasto nazionale degli elettrodotti, che a oggi non è stato ancora realizzato a causa della mancanza del relativo decreto nazionale di attuazione.

La L.R. 19/2012, in mancanza del catasto nazionale, ha istituito un catasto regionale degli elettrodotti a alta e altissima tensione, coordinato con il rispettivo catasto nazionale, ai sensi dell'articolo 8 comma 1 lettera d) della L. 36/2001, affidandone la realizzazione a ARPA FVG.

La realizzazione del citato catasto regionale risulta al momento problematica, in quanto TERNA non ha ancora fornito ad ARPA FVG i dati necessari per la sua implementazione, ritenendo che l'unico ente titolato a chiedere i dati sia il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

**Rete di distribuzione.**

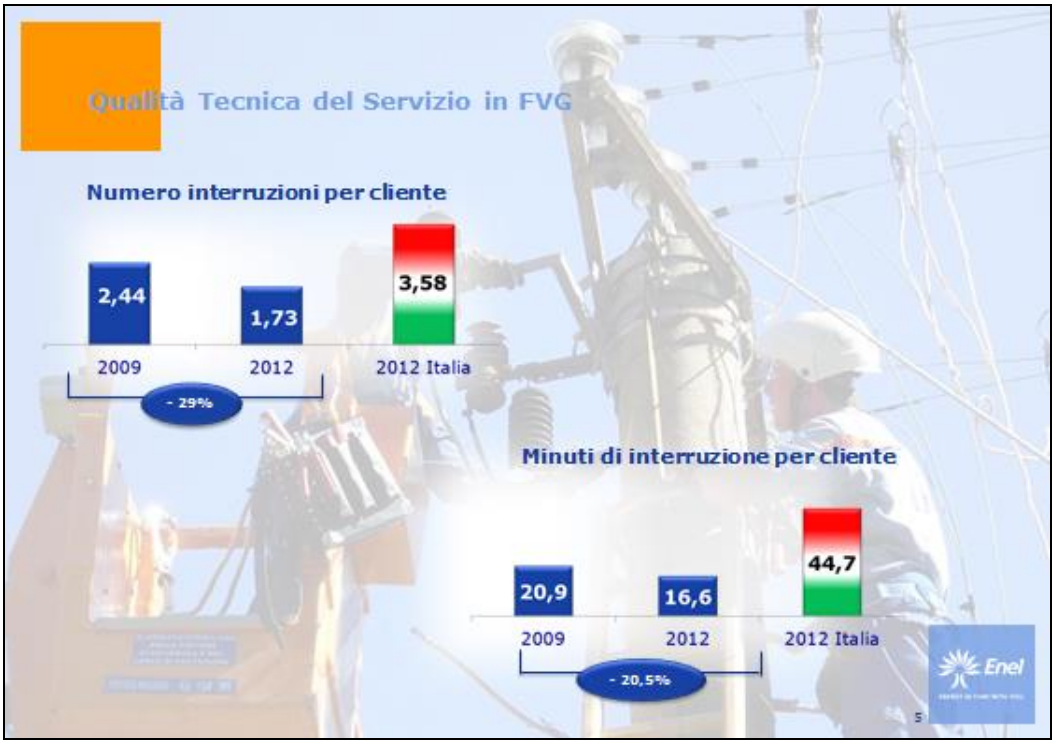
La rete di distribuzione costituita dall'insieme delle linee a *bassa e media tensione* (220 V, 380 V e 20 kV) è gestita principalmente da Enel Distribuzione S.p.A.

**Elaborazione grafica ENEL DISTRIBUZIONE**

La Consistenza della rete di Enel Distribuzione è la seguente:

- 44 Cabine Primarie 132/20 kV;
- 1 Cabina Primaria 132/27 kV;
- 1 Cabina Primaria 132/10 kV;
- 1 Trasformazione 20/10kV;
- 1 Centro satellite 20kV;
- 455 Linee a 20 kV (di cui 316 con ricerca automatica del guasto);
- 5 Linee a 27 kV (di cui 4 con ricerca automatica del guasto);

- 8 Linee a 10 kV (di cui 3 con ricerca automatica del guasto);
- 10.062 Cabine Secondarie 20kV/400V (di cui 1.723 telecontrollate);
- 129 Cabine Secondarie 10kV/400V (di cui 27 telecontrollate);
- 93 Cabine Secondarie 27kV/400V (di cui 29 telecontrollate);
- 1.078 Cabine Secondarie Automatizzate;
- 7.234 km linee a 20kV (di cui 3.040 sotterranee);
- 59 km linee a 27kV (di cui 46 sotterranee);
- 126 km linee a 10kV (di cui 30 sotterranee);
- 12.682 km linee a 400V (di cui 7.929 sotterranee).




**Dati forniti da Enel sulla Qualità Tecnica del Servizio (elaborazione grafica ENEL DISTRIBUZIONE)**

Altri gestori delle rete di distribuzione MT/BT sul territorio regionale sono (Fonte - sito Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas AEEG, maggio 2013) e relativi concessionari

- ACEGAS APS S.p.A. / AcegasApsAmga S.p.A.:
    - l'intera area del comune di Trieste è fornita dalla multiutility AcegasAps, nata nel dicembre 2003 dall'aggregazione tra Acegas di Trieste e APS - Azienda Padova Servizi. Con circa 500 milioni di euro di fatturato, 222 mila clienti del servizio idrico integrato, 140 mila per l'energia elettrica, 257 mila per il gas e 520 mila abitanti serviti nel comparto dell'ambiente, AcegasAps è oggi il sesto operatore italiano fra le multiutility quotate al Mercato Telematico Azionario di Borsa Italiana e il primo nel Nord Est;
    - L'AcegasAps distribuisce energia elettrica a circa 140.000 utenze nel comune di Trieste con una rete di circa 1.400 chilometri. L'AcegasAps, multiutility Triestina, ha una partecipazione del 40% nell'impianto cogenerativo di Sarmato nel comune di Padova (172 MW);
    - Dal 1 luglio 2014 AcegasApsAmga S.p.A. risulta un Società a socio unico, soggetta alla direzione ed al coordinamento di Hera S.p.A.: è una multiutility sorta dell'aggregazione tra AcegasAps S.p.A. e Amga Multiservizi Spa di Udine.

- Idroelettrica Valcanale Sas e Società Cooperativa Idroelettrica di Forni di Sopra: sono due società eroganti il servizio delle utenze elettriche rispettivamente nel comune di Tarvisio (UD) e nel comune di Forni di Sopra;
- SECAB Società Cooperativa;
    - La SECAB è una società cooperativa di produzione, distribuzione e autoconsumo di energia elettrica. La compagine sociale composta da circa 3.000 soci, comprende anche enti locali quali Comuni e Comunità Montana. Attualmente i comuni serviti, in qualità di distributore di riferimento sono: Paluzza, Ravascletto, Cercivento, Treppo Carnico, Ligosullo e Sutrio. Le rete di distribuzione comprende una cabina primaria 123/20 kV, 52 km di linee in media e oltre 120 km. di linee bassa tensione che raggiungono le 5.500 utenze. La SECAB dispone di cinque centrali idroelettriche ed un impianto di cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 10MW che generano mediamente 45 GWh all'anno.

Si riporta infine una tabella contenente i chilometri di linee aeree degli elettrodotti presenti in Regione, al fine di evidenziare l'estensione delle linee elettriche non interrate, differenziate per livello di tensione e per gestore. I chilometri non devono essere intesi come valori precisi, in quanto la rilevazione ha lo scopo di fornire un'informazione di massima.

| | |
|---|---|
| ALTISSIMA TENSIONE (superiore a 150kV) - TERNA | 405 |
| ALTA TENSIONE (compresa tra 35kV e 150kV) - TERNA | 1.146 |
| MEDIA TENSIONE (compresa tra 1kV e 35kV)<br>ENEL, ACEGAS, SOC.COOP.FORNI DI SOPRA, SECAB, IDROEL.VALCANALE | 4.408 |
| BASSA TENSIONE (inferiore a 1kV)<br>ENEL, ACEGAS, SOC.COOP.FORNI DI SOPRA, SECAB, IDROEL.VALCANALE | 5.498 |

**Elettrodotti aerei In Friuli Venezia Giulia. Nella sintesi non è possibile distinguere tra cavo aereo o conduttore nudo. I dati sono in km totali. Fonte: Servizio energia, dati rilevati nel corso del 2014**

### Gasdotti

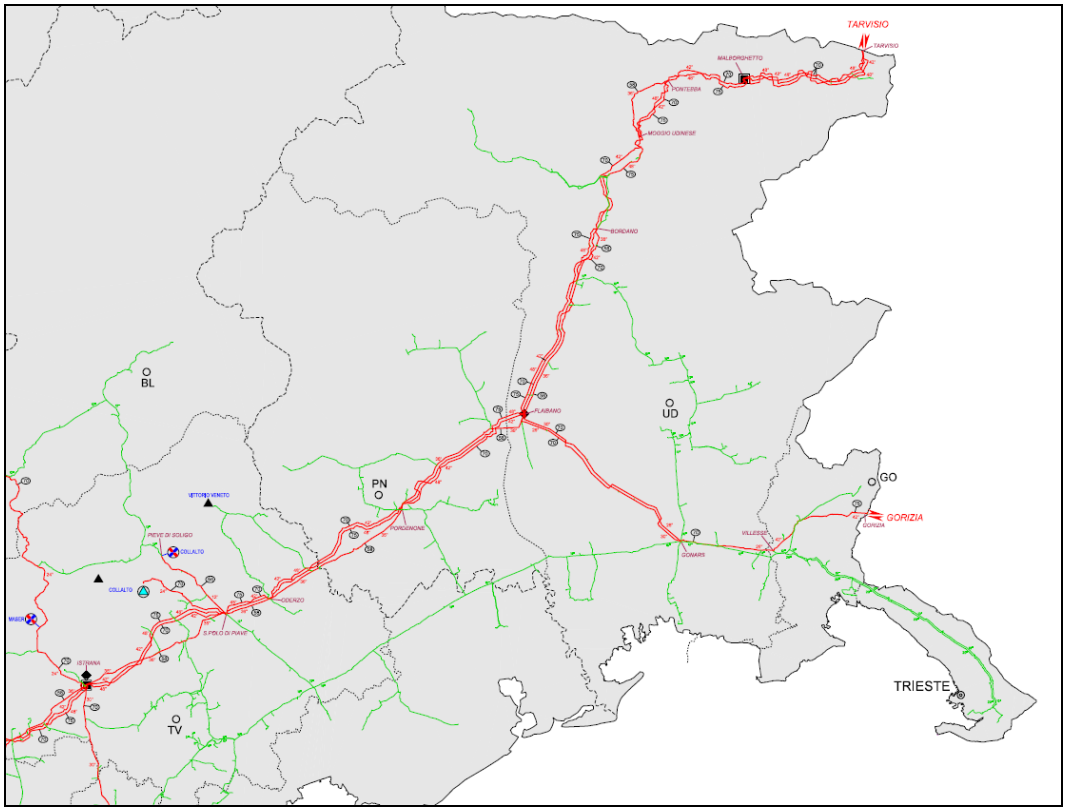
#### *Rete di trasporto nazionale*

Con Decreto ministeriale 22 dicembre 2000 è stata individuata la rete di trasporto nazionale, successivamente aggiornata con DM 28 gennaio 2013. I tratti ricadenti nel Friuli Venezia Giulia sono riportati nella seguente Tabella.

| Descrizione | Diametro | Lunghezza | di cui in FVG | Campo di pressione | Anno di entrata in esercizio | Società |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | [mm] | [km] | [km] | [specie] | | |
| Tarvisio – Malborghetto DN1200 | 1200 | 22,8 | tutto | 1ª | 2005/2006 | Snam Rete Gas |
| Tarvisio – Malborghetto (Sostituzione DN 900) | 1200 | 22,5 | tutto | 1ª | 2008/2010 | Snam Rete Gas |
| Malborghetto – Camisano | 900 | 162,5 | 86,1 | 1ª | 1973/1975 | Snam Rete Gas |
| Tarvisio - Zimella | 1050 | 265,1 | 143,4 | 1ª | 1987/1991 | Snam Rete Gas |
| Pordenone - Oderzo | 1200 | 27,2 | 17,9 | 1ª | 1999 | Snam Rete Gas |
| Flaibano - Gonars | 650 | 32,2 | tutto | 1ª | 1981 | Snam Rete Gas |
| Flaibano - Gonars | 750 | 32,5 | tutto | 1ª | 2008 | Snam Rete Gas |
| Gonars - Villesse | 650 | 14,5 | tutto | 1ª | 1988/1989 | Snam Rete Gas |
| Villesse – Gorizia (Sostituzione DN 500) | 1050 | 18,7 | tutto | 1ª | 2010/2011 | Snam Rete Gas |
| Flaibano – Pordenone | 1200 | 24,7 | tutto | 1ª | 2001 | Snam Rete Gas |
| Malborghetto – Bordano | 1200 | 44,7 | tutto | 1ª | 2002 | Snam Rete Gas |
| Bordano – Flaibano | 1200 | 31,9 | tutto | 1ª | 2004 | Snam Rete Gas |

**Fonte: Snam Rete Gas.**

La quasi totalità della rete di trasporto in Italia (nazionale e regionale) è di proprietà del gruppo Snam, tramite Snam Rete Gas, con oltre 32.200 chilometri di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 94% dell'intero sistema di trasporto).




**Rete Snam nel Nord-Est Italia - Fonte: Snam Rete Gas.**

La principale infrastruttura nella regione è rappresentata dal sistema di importazione del gas russo e è costituita da due o tre metanodotti a seconda della tratta: il *Tarvisio-Sergnano DN900*, realizzato negli anni settanta, e le linee *DN1050* e *DN1200*, costruite successivamente. Le condotte si sviluppano parallelamente da Tarvisio attraverso tutto il Friuli centrale fino al nodo di Flaibano (Udine), per proseguire verso Pordenone e attraversare il confine regionale presso Brugnera. Nel territorio regionale esiste anche una seconda direttrice di interconnessione con la Slovenia, usata soprattutto per l'esportazione che, attraverso il punto di entrata/uscita situato vicino Gorizia, si collega al nodo di Flaibano.

La capacità continua del Punto di Entrata di Tarvisio nell'anno 2013 è stata di 107,0 milioni di mc/giorno, mentre la capacità del Punto di Uscita di Tarvisio è pari a 18 milioni mc/giorno. Inoltre Le capacità continue del Punto di Entrata e del Punto di Uscita di Gorizia sono rispettivamente pari a 2 e 4,4 milioni mc/giorno.

Nel corso dell'anno 2012 sono stati importati in Italia circa 68 miliardi di mc di gas naturale. Sulla base dei dati sulla capacità di trasporto dichiarati dalla SNAM Rete Gas, si possono quantificare i flussi di gas naturale entranti e uscenti in regione, relativi all'anno termico 2012/2013 come segue:

- importazione da Tarvisio: 107 milioni di mc/giorno;
- esportazione di gas verso Slovenia e Croazia attraverso il punto di uscita di Gorizia: 4,4 milioni di mc/giorno;
- uscita verso la rete regionale (capacità di riferimento): circa 20 milioni di mc/giorno.

Dal punto di vista nazionale, ci sono 7 punti di entrata della Rete Nazionale per il gas proveniente dall'estero: Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela, oltre ai terminali GNL di Panigaglia (SP) e di Cavarzere (RO):

- 53 punti di entrata della Rete Nazionale in cui viene immessa la produzione nazionale;

- 2 punti di entrata virtuale, uno per ogni operatore di stoccaggio (Stogit S.p.A. ed Edison Stoccaggio S.p.A.);
- 75,78 miliardi di mc di gas naturale immesso nella Rete Nazionale nel 2012;
- 32.245 km di Rete dei gasdotti in esercizio a fine 2012.

Una volta importato o rigassificato, il gas è immesso nella Rete di Trasporto nei Punti di Entrata, per essere movimentato fino alle reti di distribuzione locale, ai Punti di Riconsegna della Rete Regionale o a grandi clienti finali, che possono essere rappresentati da centrali termoelettriche o da impianti di produzione industriale. Snam Rete Gas utilizza 11 Centrali di Compressione, posizionate sulla Rete Nazionale, per aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurarne il flusso.

Il dispacciamento riguarda le attività di monitoraggio e di controllo a distanza della Rete di Trasporto.

Le infrastrutture di Snam Rete Gas sono gestite da otto Distretti, con funzioni di supervisione e controllo delle attività di 55 Centri di Manutenzione distribuiti su tutto il territorio nazionale, e da un Centro di Dispacciamento che coordina le 11 Centrali di Compressione, in modo da garantire il rispetto delle normative in tema di sicurezza e tutela ambientale.

*Rete di distribuzione locale*

La rete di distribuzione locale è in generale di proprietà delle amministrazioni comunali che ne concedono la disponibilità alle aziende distributrici locali ex municipalizzate. Nella seguente tabella si elencano i concessionari della distribuzione del gas naturale.

| | Comuni serviti | GO | PN | TS | UD |
|---|---|---|---|---|---|
| ACEGAS-APS S.P.A. | 5 | | | 5 | |
| AMGA - AZIENDA MULTISERVIZI S.P.A. | 57 | 1 | 9 | | 47 |
| ASCOPIAVE S.P.A. | 7 | | 7 | | |
| AUSA MULTISERVIZI SRL | 1 | | | | 1 |
| ENEL RETE GAS S.P.A. | 18 | | 11 | | 7 |
| ISONTINA RETI GAS S.P.A. | 22 | 22 | | | |
| METANODOTTI DEL FRIULI S.P.A. | 1 | | | | 1 |
| MULTISERVIZI AZZANESE S.U. A R.L. | 1 | | 1 | | |
| SERENISSIMA GAS S.P.A. | 9 | | | | 9 |
| SOCIETA' ITALIANA PER IL GAS P.A. - ITALGAS | 71 | | 21 | 1 | 49 |
| Totale | 192 | | | | |
| Comuni non allacciati alla rete | 35 | | | | |
| Comuni con più di un gestore | 8 | | | | |

**Elenco distributori di gas naturale nel FVG nel 2011.Fonte: ARPA.**

**Oleodotti**

Il Friuli Venezia Giulia si colloca in posizione nodale per quanto attiene le infrastrutturazioni trasportistiche. Il progressivo mutare delle relazioni e degli intenti geopolitici sempre più costituisce un'opportunità per la Regione, così come contribuisce fortemente alla problematicità delle scelte e degli esiti.

**SI.LO.NE.** (Sistema Logistico Nord-Est), oggi diventato **Shell Italia S.p.A.,** esercisce un sistema logistico destinato alla ricezione, allo stoccaggio e alla movimentazione di oli di petrolio grezzo e prodotti petroliferi finiti. Il citato sistema è costituito dal deposito costiero di oli minerali sito in Muggia (TS) ed il deposito di Visco (UD).

I suddetti impianti sono collegati per mezzo di due oleodotti da 10" ciascuno per il trasferimento di benzina e gasolio. Tranne SILONE, deputato al trasporto di prodotto raffinato, gli altri oleodotti esistenti in Regione hanno come precipua funzione l'approvvigionamento di greggio per gli impianti oltre alpini, soprattutto austriaci e tedeschi. Il meccanismo di approvvigionamento si basa sul passaggio portuale triestino e sul successivo trasporto via tubo dalla città giuliana agli impianti di raffinazione.

**SIOT – TAL**

La Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino è proprietaria dell'oleodotto denominato *Oleodotto Transalpino (TAL)*, che è utilizzato per il trasporto di prodotti petroliferi grezzi verso le raffinerie dell'Austria e della Germania. L'Oleodotto Transalpino (TAL) è lungo 753 km e attraversa Italia, Austria e Germania, collegando il Porto di Trieste con i Land tedeschi della Baviera e del Baden-Wurttemberg.

La Sala Controllo italiana gestisce il Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle e la tratta denominata TAL-IG SUD (composta dalla tratta italiana e la parte meridionale della tratta austriaca fino alla galleria di Felbertauern).

Il Terminale Marino SIOT è situato nella Baia di Muggia, all'interno del Golfo di Trieste e rappresenta il punto primario del Gruppo T.A.L. Con una media di 35 milioni di tonnellate di greggio scaricate ogni anno (dati 2012) rappresenta il 75% dei traffici del Porto di Trieste, facendone il principale scalo petrolifero italiano e il secondo del Mediterraneo, dopo Marsiglia. Ogni petroliera che attracca presso il Terminale Marino genera importanti ricadute economiche sul territorio locale.

La scelta del porto di Trieste come punto di partenza dell'impianto avvenne per la sua strategica posizione geografica rispetto al mercato di riferimento, oltre che per la profondità dei fondali, essendo le petroliere tra le imbarcazioni di maggiore pescaggio e tendenti proprio in quegli anni a un progressivo ingrandimento. La realizzazione del Terminale Marino e la creazione di una linea di traffico permanente diedero un impulso importante allo sviluppo del Porto di Trieste, creando a lungo termine numerosi benefici per l'economia cittadina.

Dai pontili del Terminale Marino il greggio è scaricato e trasferito al Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle costituito da 32 serbatoi di capacità totale pari a 2.030.000 mc attraverso quattro tubazioni. Il Parco Serbatoi, adibito alle operazioni di stoccaggio e movimentazione del greggio, occupa la parte Sud/Est della Zona Industriale di Trieste. Qui hanno sede anche gli uffici della Società, la Sala Controllo e la prima delle quattro stazioni di pompaggio dislocate lungo il percorso dell'oleodotto.

L'oleodotto da 40 pollici parte dal deposito costiero e raggiunge il confine austriaco presso Timau (UD), snodandosi per complessivi 145 km in territorio Italiano (Regione FVG), con 3 stazioni di pompaggio intermedie (sempre in territorio italiano) a Reana, Cavazzo e Paluzza.

I numeri dell'oleodotto Transalpino:

- Provenienza della navi prevalentemente dal Nord Africa, Medio Oriente, Nigeria, Russia;
- Paesi attraversati: Italia, Austria e Germania;
- Paesi riforniti: Germania, Austria e Repubblica Ceca;
- Per trasportare la stessa quantità di greggio che è movimentata tramite l'Oleodotto Transalpino servirebbero in media 8000 camion cisterna al giorno;
- Lunghezza totale dell'oleodotto: 753 km;
- Massima altitudine del tracciato: 1572 m;
- Tunnel attraversati: 5, per una lunghezza complessiva di 22 km;
- Impianti portuali (porto di Trieste): 2 pontili, con 2 ormeggi ciascuno in grado di ricevere petroliere con un dislocamento massimo di 280.000 tonnellate;
- Pescaggio massimo: 16,5 m;
- Numero di navi sbarcate nel 2012: 409;
- Linee di trasferimento del greggio dal Terminale Marino al Parco Serbatoi: 4;
- Numero di serbatoi: 32 con capienza 2.030.000 mc nel Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle e 7 con capienza 318.000 mc nel Parco Serbatoi di Lenting;
- Portata massima: 7500mc/h;
- Punti di consegna: 6;
- Raffinerie rifornite: 8;

- Capacità annuale di trasporto: circa 43 milioni di tonnellate;
- Fatturato 2012: 106 milioni di euro;
- Numero di dipendenti diretti: 200;
- Numero di persone impiegate nell'indotto: 750;

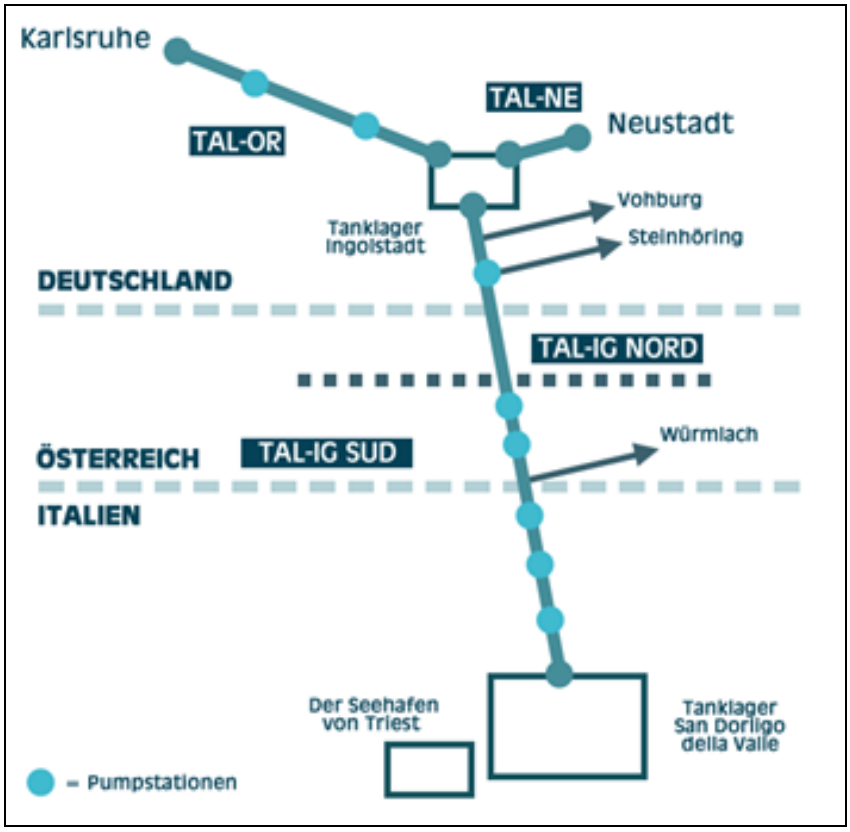
L'oleodotto Transalpino è suddiviso in più tratte:

La prima tratta TAL-IG, di cui parte è gestita dalla sala di controllo con sede a Trieste, rifornisce le seguenti raffinerie:

- Raffineria OMV di Schwechat nei pressi di Vienna (collegandosi al sistema di Adria-Wien Pipeline a Würmlach);
- Raffineria OMV di Burghausen (tramite il deposito OMV a Steinhöring);
- Raffinerie ceche di Kralupy e Litvinov (tramite il sistema MERO di Vohburg);
- Raffineria Bayernoil di Vohburg;
- Raffineria Gunvor di Ingolstadt.

Dalla TAL-IG si diramano due direttrici:

- TAL-NE: tratta di oleodotto da 26 pollici che collega il Parco Serbatoi di Lenting e la raffineria Gunvor di Ingolstadt alla raffineria Bayernoil di Neustadt (Baviera) per una lunghezza complessiva di 22 km;
- TAL-OR: tratta di oleodotto da 26 pollici che collega il Parco Serbatoi di Lenting alla raffineria MiRO di Karlsruhe (Baden-Württenberg) per una lunghezza complessiva di 266 km con 3 stazioni di pompaggio (Ingolstadt, Ehringen e Hohenhaslach).




**Il sistema TAL**

**Oleodotto NATO**

Il sistema NATO POL (Petroleum Oil e Lubricant), totalmente finanziato dalla NATO, è stato realizzato, sul finire degli anni sessanta, allo scopo di alimentare con carburante gli aerei e i mezzi terrestri di alcuni aeroporti militari principali del nord-nord est. In particolare quelli di Ghedi (BS), Villafranca (VR), Istrana (TV), Aviano (PN), Rivolto (UD) e Cervia (RA).

L'oleodotto attraversa 6 regioni, 17 province e 136 comuni, il suo tracciato è segnato in superficie da cartelli indicatori (uno ogni 200 metri) con la dicitura *Amministrazione dello Stato* e quindi non riveste carattere di segretezza; la responsabilità di gestione della rete è stata affidata, sin dall'inizio, a ditte civili specializzate, che provvedono con le proprie maestranze a presidiare il sistema. (Fonte www.difesa.it)

### 2.4 Indicatori energetici e ambientali europei nazionali e regionali

Gli indicatori energetici e ambientali rappresentano uno strumento importante per analizzare i consumi energetici e le emissioni clima alteranti nel contesto territoriale esaminato, monitorare i consumi e le interazioni con i dati economici ed ambientali.

Gli indicatori vanno oltre la mera rappresentazione di dati statistici per fornire una comprensione più approfondita delle relazioni dei dati energetici con il Prodotto Interno Lordo, la sicurezza energetica e il clima, solo per citare alcune delle relazioni più significative.

Ciascun gruppo di indicatori esprime aspetti e conseguenze dell'utilizzo e del consumo di energia e nell'insieme forniscono una visione complessiva del sistema energetico e delle implicazioni di lungo periodo delle decisioni attuali.

Le modifiche e il monitoraggio degli indicatori forniscono un segnale anche del raggiungimento o meno degli obiettivi fissati dalle strategie energetiche. Gli indicatori energetici sono ampiamente utilizzati nelle statistiche mondiali dall'Agenzia internazionale per l'energia (IEA), dall'Europa (DG Energia) e da Eurostat (EU Energy 2012). A livello nazionale l'Istat (ISTAT 2010) utilizza indicatori energetici come l'intensità energetica per descrivere il sistema energetico e gli obiettivi ambientali al 2020.

La stretta correlazione delle politiche energetiche a quelle climatiche che appare nelle Strategia europea 20/20/20 rende opportuno il confronto e l'adozione anche di indicatori climatico ambientali che monitorino l'andamento dei gas serra pro capite, in relazione ai consumi energetici e al PIL.

Tra i Piani in vigore in Italia, il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN 2010) conforme alla Direttiva 28/2009, recepita dal D.lgs. 28/2011, individua, tra l'altro, obiettivi di consumo lordo di energia prodotta da FER a livello nazionale al 2020. Tale obiettivo espresso nella forma di indicatore è stato trasferito come sub- obiettivo alle Regioni che pertanto sono tenute a rispettare gli obiettivi di FER loro assegnati entro il 2020.

E' pertanto necessario che la pianificazione energetica recepisca tali obiettivi-indicatori come previsto a livello nazionale nella modalità di consumo finale lordo di fonti rinnovabili per l'energia termica ( ER-C) e l'elettricità (FER-E).

| Indicatore | | |
|---|---|---|
| Monitoraggio del Burden Sharing | Fornito/reperito: | frequenza |
| Definito come il Rapporto tra:<br>Consumi finali lordi da rinnovabili<br>----------<br>Consumi finali lordi complessivi | SIMERI (elaborazione GSE su dati TERNA) | biennale |

Tra i Piani e le strategie energetiche di recente approvazione si ricorda il Piano di azione nazionale per l'efficienza energetica 2011, aggiornato nel 2014, in ottemperanza alla Direttiva Europea 32/2006.

La Direttiva 2006/32/CE stabilisce che gli Stati Membri devono redigere un Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica che mira a conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico da conseguire tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica.

Il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE), benché non faccia specifico riferimento a indicatori di efficienza energetica, indica la modalità di misurazione dei risparmi energetici in milioni di tep (tonnellate equivalenti di petrolio) e GWh (giga watt ora). La Strategia Energetica Nazionale presentata nel marzo 2013 dal MISE e dal MATTM, non fa specifico riferimento a indicatori energetici e mira a obiettivi che trovano corrispondenza in alcuni degli indicatori energetici e ambientali più utilizzati.

L'analisi e l'individuazione degli indicatori energetici della tabella che segue, tiene conto degli obiettivi e dei risultati attesi da parte dei Piani e delle strategie nazionali precedentemente indicati da valutare nel contesto europeo di riferimento e nell'ambito degli obiettivi della Strategia europea 20 20 20.

| Ambito | Indicatori | Unità di misura | Riferimento EU | Italia | Regione |
|---|---|---|---|---|---|
| Energia | Intensità [23]energetica | Ton. Eq. o Toe /PIL M € | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | ISTAT 2010 ENEA | - |
| Energia | Energia pro capite | Kgoe/pro capite | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Elettricità | Produzione finale di elettricità pro capite | KWh/pro capite | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Efficienza | Efficienza primaria | Ton. Eq./M € | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | PAEE 2011 | - |
| Dipendenza energetica dall'estero | Da Combustibili solidi | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Dipendenza energetica dall'estero | Da carbone | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Dipendenza energetica dall'estero | Da prodotti petroliferi | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Dipendenza energetica dall'estero | Da Greggio e NGL | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Dipendenza energetica dall'estero | Da gas naturale | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | - | - |
| Disponibilità energetica | Disponibilità[24] interna lorda di energia | Mtep | | ISTAT 2010 | - |
| Energie rinnovabili | FER/consumo finale lordo | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | PAN 2010 | - |
| Energie rinnovabili | FER-E/consumo finale lordo | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | PAN 2010 | - |
| Energie rinnovabili | FER-C/consumo finale lordo | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | PAN 2010 | - |
| Energie rinnovabili | FER-T/consumo finale lordo | % | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | PAN 2010 | - |

**Sintesi dei principali indicatori energetici utilizzati in ambito nazionale e europeo.**

[23] Intensità energetica primaria: l'intensità energetica primaria è calcolata come rapporto tra il consumo interno lordo di energia espresso in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) e il PIL. L'intensità energetica è assunta come indicatore di sostenibilità dello sviluppo da diverse istituzioni di rilievo internazionale, fra cui la Commissione per lo sviluppo sostenibile dell'Onu (Uncsd), l'Agenzia ambientale europea (EEA) e l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Oecd). L'indicatore esprime maggiori livelli di efficienza, laddove un pari ammontare di Pil sia prodotto con minore consumo di energia

[24] Disponibilità interna lorda di energia è definita come la quantità di energia prodotta all'interno del Paese più quella importata al netto delle esportazioni e delle variazioni delle scorte,

| Ambito | Indicatore | Unità di misura | Riferimento EU | Riferimento Italia | Regione |
|---|---|---|---|---|---|
| Emissioni di gas serra | $CO_2$ pro capite | Kg o ton./$CO_2$ pro capite | Strategia 20/20/20 L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | | |
| Emissioni di gas serra | Intensità di carbonio[25] | Kg o tonn.$CO_2$ /Toe (tonnellate Eq. petrolio) | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | | |
| Emissioni di gas serra/PIL | Intensità di carbonio legata al PIL | Tonnellate $CO_2$/M € PIL | L'energia dell'Europa in cifre. Libro statistico 2012 | | |

**Indicatori climatico ambientali ( emissioni)**

| Indicatore | Fornito/reperito | frequenza |
|---|---|---|
| - N° impianti a rinnovabili<br>- Potenza<br>- Produzione energetica<br>(può essere declinato per tipologia impiantistica e per taglia) | GSE (SIMERI) | annuale |
| Incremento produzione energia elettrica da fonti rinnovabili | GSE | annuale |
| Consumi di energia elettrica per fonte merceologica | TERNA | annuale |
| Riduzione consumo nel settore residenziale | Dati da elaborare ARPA | annuale |
| Riduzione consumo nei settori non residenziale | Dati da elaborare ARPA | annuale |

**Indicatori che saranno utilizzati per il monitoraggio degli andamenti nel settore energetico**

| **Indicatore** | **Fornito/reperito** | **frequenza** |
|---|---|---|
| **Emissioni in atmosfera gas serra** | **ARPA** | **annuale** |
| **Emissioni in atmosfera precursori ozono** | **ARPA** | **annuale** |
| **Emissioni in atmosfera particolato** | **ARPA** | **annuale** |

**Indicatori da utilizzare per valutare gli effetti sul clima**

## 2.5 Emissioni inquinanti e climalteranti

### 2.5.1 Il catasto delle emissioni in atmosfera - Inemar

La direttiva europea 96/62, relativa alla valutazione e alla gestione della qualità dell'aria, recepita in Italia con il D.lgs. 351/99 (*Attuazione della direttiva 96/62 in materia di valutazione e gestione della qualità dell'aria* del 04.08.1999) prevede l'utilizzo di tre strumenti fondamentali: i sistemi di rilevamento (i.e. le reti di monitoraggio, i mezzi di campionamento, ecc.), gli inventari delle sorgenti emissive, i modelli di dispersione degli inquinanti. Il catasto delle emissioni rappresenta la seconda delle tre colonne portanti della valutazione e gestione della qualità dell'aria, costituendo il collegamento diretto fra l'acquisizione dei dati tramite la misurazione e la modellistica simulativa.

Lo strumento adottato da ARPA FVG a tal scopo è il software INEMAR© (Inventario Emissioni Atmosfera), realizzato da Regione Lombardia e ARPA Lombardia, conformemente alle Linee Guida nazionali e europee in materia,

[25] Intensità di carbonio: quantità di $CO_2$ emessa per unità di energia consumata

reso disponibile a seguito di una proficua collaborazione avviatasi con la stipula di una convenzione fra Regione Lombardia, Regione Piemonte, Regione Emilia Romagna, Regione Veneto, Regione Puglia, ARPA FVG e ARPA Lombardia (in data 21.06.2006), a cui si sono aggiunte, le Province di Trento e Bolzano e la Regione Marche.

Da un punto di vista puramente tecnico, INEMAR© è un inventario, installato in ambiente RDBMS Oracle©, per il censimento delle fonti di emissioni, a livello comunale, di diversi inquinanti, e avente la principale caratteristica di garantire omogeneità, confrontabilità, comunicabilità e scambio delle informazioni in esso contenute.

**Metodologia utilizzata dal catasto Inemar**

Per la realizzazione del catasto delle emissioni INEMAR© adotta la *Metodologia CORINAIR (progetto COordination INformation AIR)* che è stata sviluppata, a livello europeo, in seguito al progetto di inventario prototipo delle emissioni di ossidi di zolfo ($SO_x$), ossidi di azoto ($NO_x$) composti organici volatili (COV) suddivisi in otto principali settori di attività, iniziato nell'anno 1985. Il progetto ha sviluppato le nomenclature NAPSEA© (Nomenclature for Air Pollution Socio-Economic Activity) e SNAP© (Selected Nomenclature for Air Pollution) per le sorgenti emissive di macrosettori, settori e attività.

In seguito è stato sviluppato il *CORINAIR© 90* e poi *94*, ampliando il numero degli inquinanti previsti con l'aggiunta di polveri ($PM_{10}$), metalli pesanti (HM), inquinanti organici persistenti.

Con la pubblicazione di *Atmospheric Emission Inventory Guidebook*, seconda edizione dell'aprile 1999, è stata definitivamente adottata la nomenclatura *SNAP97©* per la quale le fonti emissive sono raggruppate in *undici macrosettori* che contengono oltre *260 diverse attività.*

Per il solo macrosettore delle emissioni generate dal traffico veicolare INEMAR© adotta la *Metodologia COPERT (COmputer Programme to Calculate Emissions from Road Transport,* sviluppata a partire dal 1985. Gli step della sua storia sono stati numerosi: COPERT 85 (1989); COPERT 90 (1993); COPERT II (1997) e COPERT III (1999).

La metodologia COPERT è stata quindi integrata in quella CORINAIR, costituendo la base per le attività del macrosettore 7, relativo al trasporto su strada. Inizialmente le classi veicolari considerate dal COPERT erano 105. Dalla fine del 2006 è stato realizzato COPERT IV ed in breve INEMAR è stato aggiornato ad esso, portando le classi veicolari considerate a 146.

**Dati contenuti nel catasto Inemar**

I dati raccolti e implementati nel catasto INEMAR comprendono:

- tutti i dati degli inquinanti considerati ai fini dell'inventario (i.e. $NO_x$, $PM_{10}$, $SO_2$, ecc.);
- il censimento delle sorgenti di emissione puntuali, lineari e diffuse (i.e. rispettivamente: impianti industriali; flussi di mezzi pesanti; impianti di riscaldamento domestico, ecc.);
- gli indicatori di attività di ciascuna sorgente censita (i.e. consumo di vernici o solventi, consumo di combustibile, quantità di materiale incenerita, ecc.);
- i fattori di emissione (i.e. quantità di NOx prodotti per unità di combustibile utilizzato ecc.);
- i dati statistici necessari per la disaggregazione spaziale e temporale delle emissioni (i.e. numero di abitanti per comune, ecc.);
- dati geografici (i.e. relativi alla localizzazione delle sorgenti, alla loro estensione, ai confini comunali, ecc.).

In INEMAR, la raccolta organizzata di tutti questi dati, consente di ottenere informazioni sulle emissioni annue complessive dei diversi inquinanti, sul contributo delle diverse tipologie di sorgente all'inquinamento totale e sull'apporto emissivo di particolari tipologie di attività, significative dal punto di vista socio-economico.

**Utilizzo del catasto**

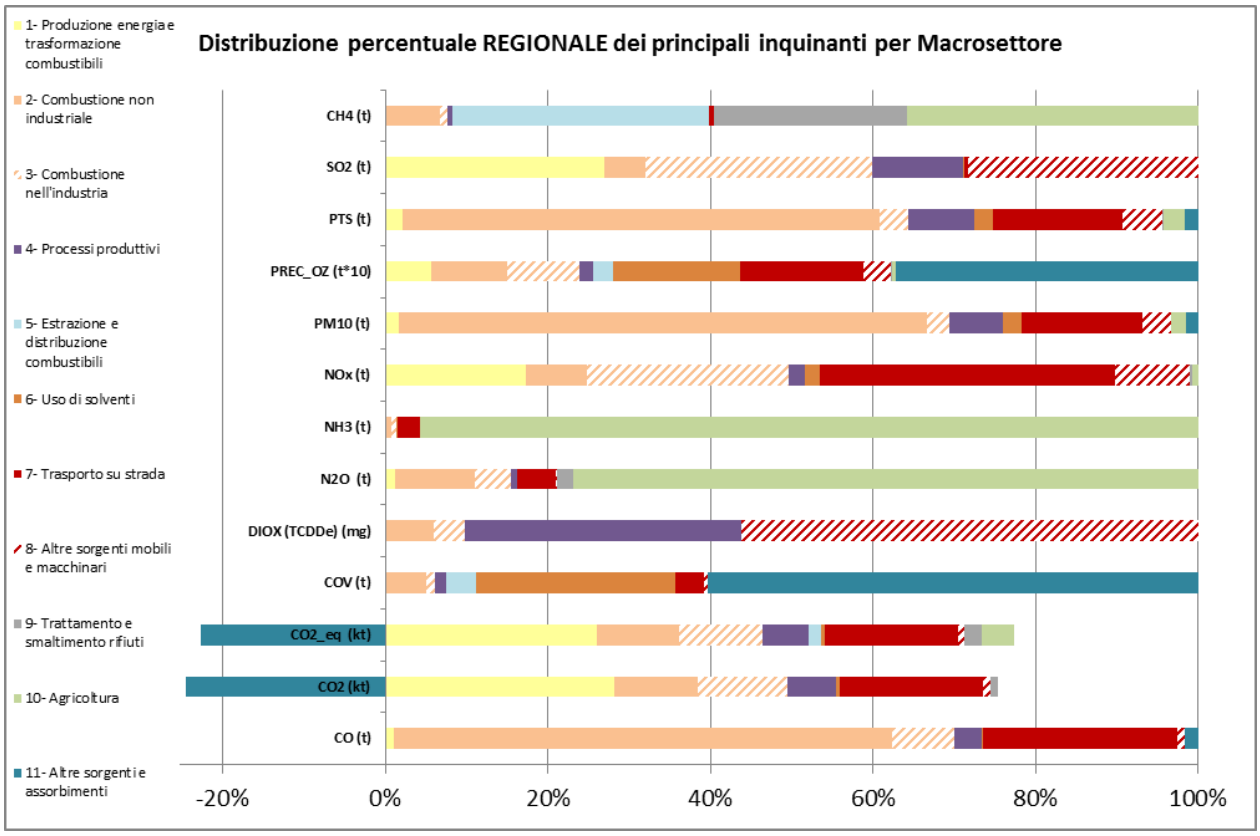
Il catasto INEMAR risulta essere uno strumento che presenta molteplici utilità e applicazioni poiché costituirà una raccolta di informazioni che potranno essere utilizzate per le numerose attività e servizi che ARPA FVG fornisce (i.e. pareri, consulenze). Considerando le tre tipologie di sorgenti emissive censite (puntuali, lineari e diffuse) è possibile, utilizzando questo strumento, conoscere la quantità di PTS emesso da un determinato camino di un dato

impianto nei giorni di attività di un anno di riferimento (attualmente 2005, 2007 e, a breve, 2010), oppure la quantità di $NO_x$ emesso dai mezzi pesanti per un arco stradale nei giorni feriali, oppure la quantità di $N_2O$ emesso dall'uso di determinati fertilizzanti su terreni agricoli di un particolare comune.

INEMAR permette un rapido scambio di dati tra le Agenzie e le Province e le Regioni che lo adottano, fornendo dati già compatibili e omogenei, consentendo anche stime emissive su scala interregionale (i.e. il bacino padano). L'utilizzo del catasto delle emissioni permette anche di rappresentare uno scenario dello stato esistente, ovvero un'istantanea della qualità dell'aria per ciascun comune della Regione FVG, per ciascun inquinante, per ciascuna attività e per i diversi livelli di disaggregazione spaziale e temporale. Infine INEMAR può essere utilizzato come fonte di informazioni per la modellistica diffusionale che, utilizzando anche gli input meteorologici, permette di valutare le ricadute di inquinanti per la scala temporale e la scala spaziale desiderata e per tipologia di sorgente considerata.

### 2.5.2 Emissioni inquinanti

In generale, relativamente alla qualità dell'aria, le pressioni sono rappresentate dalle emissioni in atmosfera, cioè dai quantitativi delle diverse sostanze che sono continuamente riversate in atmosfera, sia dalle attività antropiche (produzione di energia, riscaldamento domestico, trasporto su strada, ecc.) che naturali (composti volatili emessi dalle foreste, ecc.).




**Emissioni di inquinanti primari (anno 2010) suddivise per i diversi macrosettori SNAP97**
**Fonte: elaborazione ARPA FVG**

Gli inventari delle emissioni in atmosfera debbono essere periodicamente aggiornati in modo da seguire quelle che sono le evoluzioni sociali (i.e. stile dei consumi) e tecnologiche (i.e. nuove tipologie emissive nei veicoli). La vigente normativa (D.lgs. 155/2010) impone alle Regioni e Province Autonome di aggiornare gli inventari emissivi negli anni multipli di cinque, più un anno intermedio a scelta.

La Regione ha deciso di aggiornare l'inventario emissivo per il 2007.

Dalla tabella precedente si nota come il trasporto su strada (sia vetture che veicoli commerciali) sia la principale sorgente di ossidi di azoto, seguita a ruota dalla combustione industriale e dalla produzione di energia elettrica.

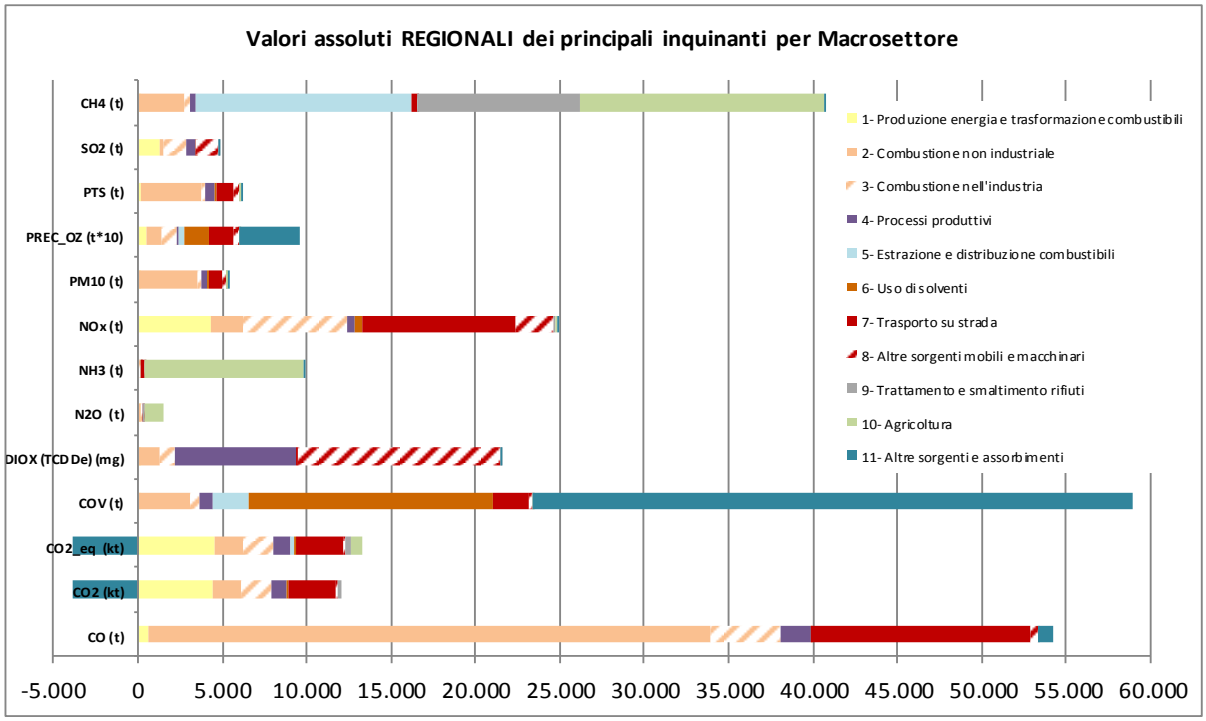
Per quanto riguarda il $PM_{10}$ la combustione domestica risulta la principale sorgente, seguita dal trasporto su strada. Una parte consistente del materiale particolato che si rileva anche nella nostra regione è di tipo secondario ovvero si forma in atmosfera a seguito di complesse reazioni chimiche che coinvolgono gli ossidi di azoto, di zolfo e l'ammoniaca. L'ammoniaca è sostanzialmente emessa dalle attività agricole e dagli allevamenti.

Per quanto riguarda i composti organici volatili che, con gli ossidi di azoto, formano l'ozono durante il periodo estivo, provengono in buona parte dall'utilizzo di solventi e da sorgenti naturali (altre sorgenti e assorbimenti) oltre che dal trasporto su strada, in particolare durante le fasi di rifornimento di combustibile.

Tra i composti organici volatili associati al trasporto su strada rientra anche il benzene (inquinante normato), che, sebbene in concentrazioni basse (inferiore all'1%), è ancora presente nelle benzine.

Gli ossidi di zolfo sono sostanzialmente emessi durante la produzione di energia, nella combustione industriale e dalle navi (attività portuali -altre sorgenti mobili e macchinari-).

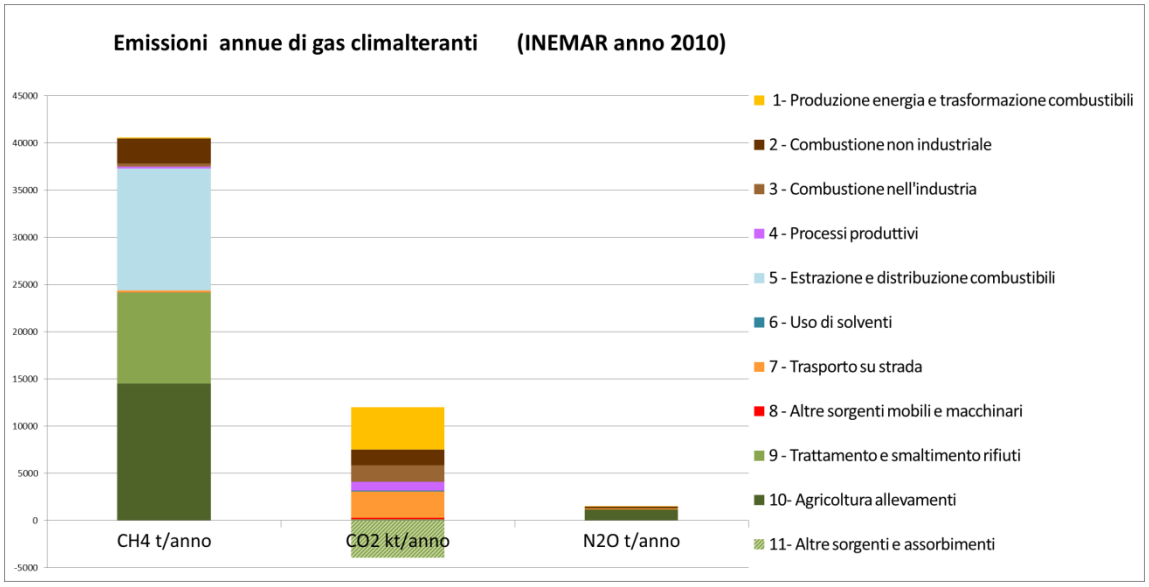
Già nel 2008 un'importante centrale termoelettrica in Regione si è dotata di un desolforatore e dal primo di gennaio 2010, a seguito di una direttiva europea, le navi attraccate in porto debbono utilizzare combustibili a basso tenore di zolfo. Anche se gli effetti non sono quantificabili, si ritiene comunque ragionevole supporre che le emissioni di questo inquinante si siano ulteriormente ridotte negli ultimi anni.



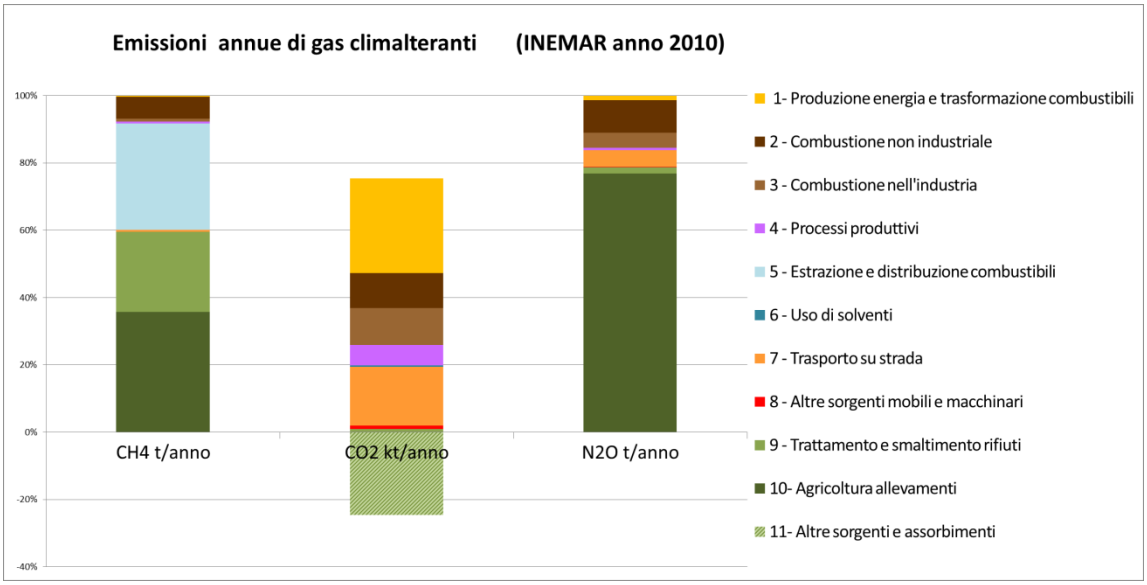

**Emissioni di inquinanti primari (anno 2010) suddivise per i diversi macrosettori SNAP97**
**Valori assoluti regionali - Fonte: elaborazione ARPA FVG**

### 2.5.3 Gas Climalteranti

Le emissioni complessive di GAS climalteranti in Friuli Venezia Giulia, espresse in unità di biossido di carbonio equivalente[26] assommano a circa 12 milioni di tonnellate di $CO_2$ equivalente (riferimento all'anno 2010). Questa quantità si distribuisce nei diversi macrosettori come mostrato nelle tabelle che seguono.




**Emissioni totali espresse in tonnellate (migliaia di tonnellate per il biossido di carbonio) dei tre principali gas climalteranti emessi nella nostra regione, suddivise in vari macrosettori di attività (classificazione SNAP) e relative all'anno 2010 (fonte inventario regionale INEMAR)**




**Emissioni totali espresse in percentuale dei tre principali gas climalteranti emessi nella nostra regione, suddivise in vari macrosettori di attività (classificazione SNAP) e relative all'anno 2010 (fonte inventario regionale INEMAR)**

26 Con il termine di "biossido di carbonio equivalente" si intende la somma in massa di tutte le sostanze che contribuiscono a trattenere l'energia radiante terrestre, moltiplicate per il rapporto tra la loro efficacia radiativa e quella del biossido di carbonio. In estrema sintesi, il biossido di carbonio equivalente consente di esprimere l'impatto complessivo sul bilancio radiativo Terra-Sole di tutte le sostanze climalteranti.

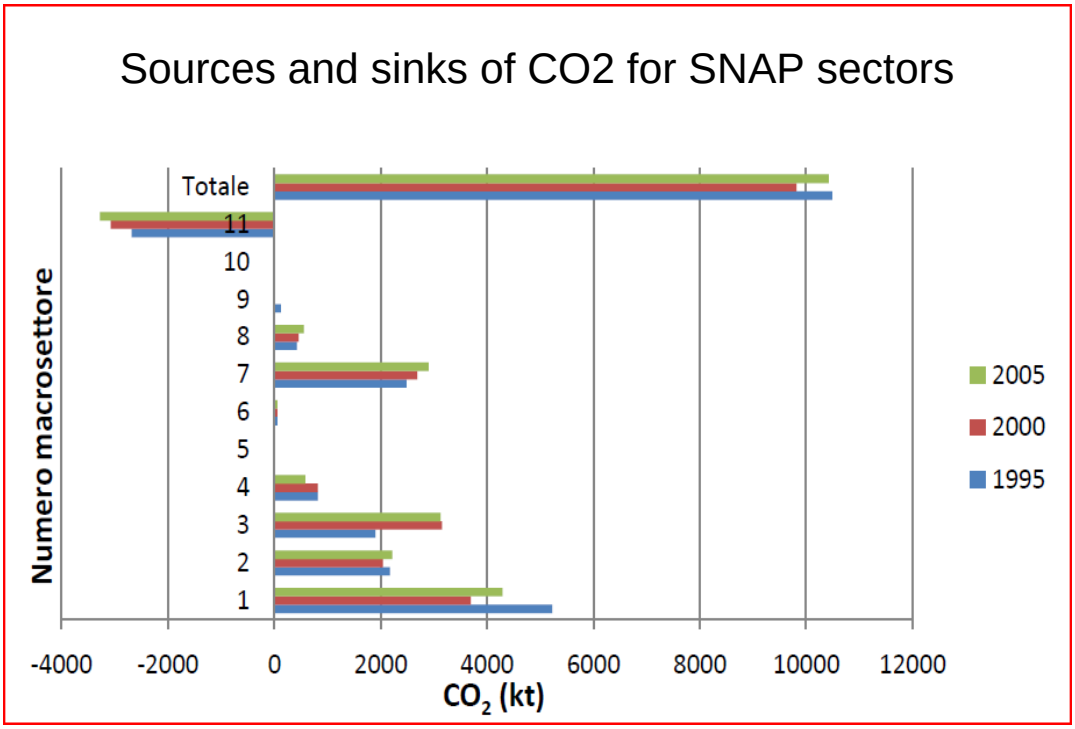
Il maggior impatto delle emissioni regionali sul clima è dovuto al biossido di carbonio ($CO_2$) con oltre 12 milioni di tonnellate, mentre le emissioni di metano complessivamente assommano a 40 migliaia di tonnellate e quelle di protossido di azoto a "solo" 1500 tonnellate circa.

Per quanto riguarda il contributo alle emissioni di biossido di carbonio da parte dei diversi macrosettori si osserva come non ci sia una sola classe di attività alla quale possa essere ascritta la maggior parte delle emissioni di gas serra, ma che i trasporti su strada, la produzione di energia, la combustione nell'industria e il riscaldamento domestico contribuiscono in maniera grossomodo analoga al totale.

Anche per le emissioni di metano non è possibile individuare un unica classe di attività a cui ascrivere il maggior contributo, ma questo si distribuisce quasi ugualmente tra l'agricoltura (allevamento), l'estrazione e distribuzione di combustibili e il trattamento dei rifiuti.

Diverso discorso può essere fatto per le emissioni di protossido di azoto, in quanto l'agricoltura risulta essere di gran lunga il principale contribuente al totale regionale, seguita a distanza dalla combustione domestica, in particolare della legna.

Nella nostra Regione esiste un "serbatoio" di biossido di carbonio estremamente efficiente e sono le foreste. In base alle stime attuali, ogni anno le foreste regionali "assorbono", fissandolo nella biomassa, circa 3 milioni di tonnellate di biossido di carbonio, corrispondente a quasi il totale delle emissioni di questo gas climalterante ascrivibili al trasporto su strada.




**Andamento delle emissioni e degli assorbimenti di biossido di carbonio associato ai diversi macrosettori SNAP (i.e. 7 trasporto su strada, 11 agricoltura e foreste) derivato dall'inventario nazionale ISPRA disaggregato a livello regionale nei diversi anni dal 1995 al 2005**

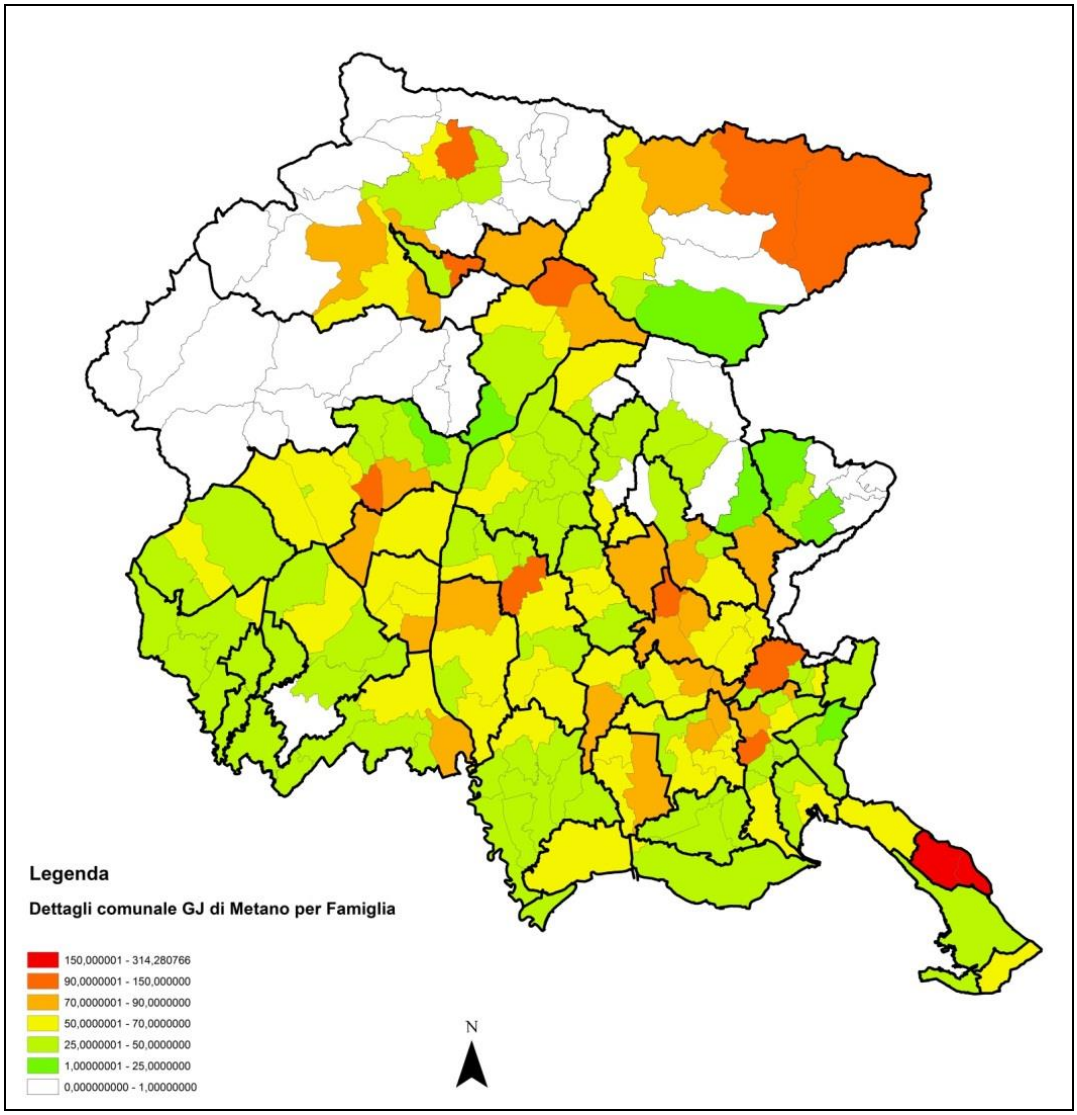
### 2.5.4 Vettori energetici in ambito domestico

Allo scopo di aggiornare l'inventario regionale delle emissioni in atmosfera, redatto per conto della Regione come disposto dalla L.R. 16/2007, l'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente ha condotto un'indagine demoscopica per stimare l'utilizzo della legna (pellet e ciocchi) e degli altri vettori energetici "fuori rete" (i.e., gasolio e GPL) nell'ambito del riscaldamento domestico, nonché la tipologia degli impianti attualmente in dotazione ai residenti.

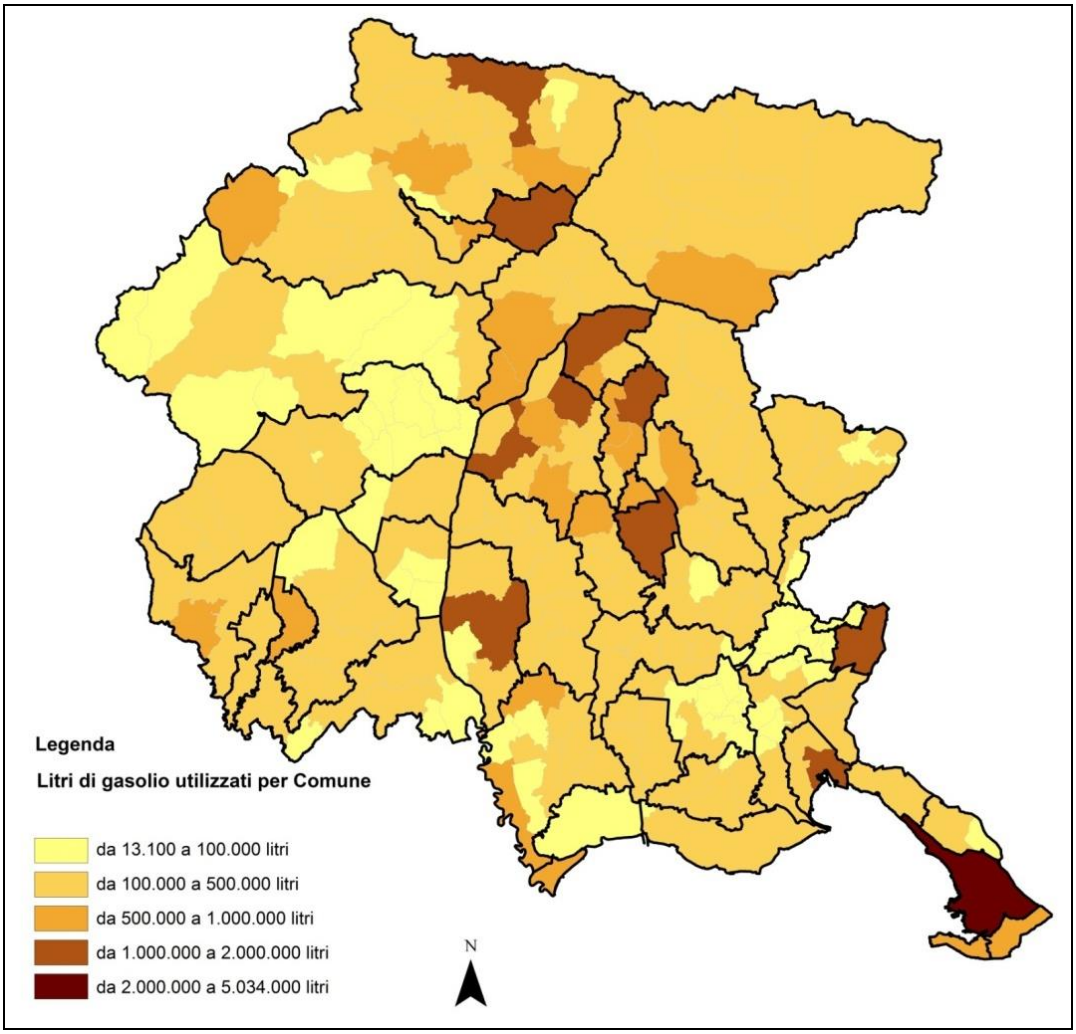
Questa indagine, condotta in sinergia con l'Agenzia per l'Energia, unita alle informazioni reperite dai distributori di metano a livello comunale, ha consentito di ottenere una fotografia completa aggiornata all'anno 2013, dello stato dei vettori energetici (quantità utilizzata e con quale tecnologia) nella nostra regione a risoluzione comunale.

Per quanto riguarda l'utilizzo di metano, dalle analisi effettuate sui dati raccolti, risulta che in Regione ogni anno, in media, circa 438.000 famiglie utilizzano circa 651,7 milioni di mc di metano, corrispondenti a circa 52 GJ per famiglia. In Regione ogni anno, circa 46.000 famiglie utilizzano circa 72 milioni di litri di gasolio, corrispondenti a circa 43 GJ per famiglia.

Nelle figure che seguono sono rappresentati, distribuiti a livello comunale, l'utilizzo di metano espresso in GJ (miliardi di Joule) e l'utilizzo di gasolio, (litri).




**Consumi di metano espressi in GJ (un miliardo di joule) per famiglia nei diversi comuni del Friuli Venezia Giulia. Le aree bianche corrispondono ai comuni non metanizzati.**




**Consumi di metano espressi in GJ (un miliardo di joule) per famiglia nei diversi comuni de FVG. Le aree bianche corrispondono ai comuni non metanizzati.**

Per quanto riguarda il GPL in regione risulta utilizzato da circa 30 000 famiglie per un totale di circa 44 milioni di litri, corrispondenti a circa 64 GJ per famiglia.

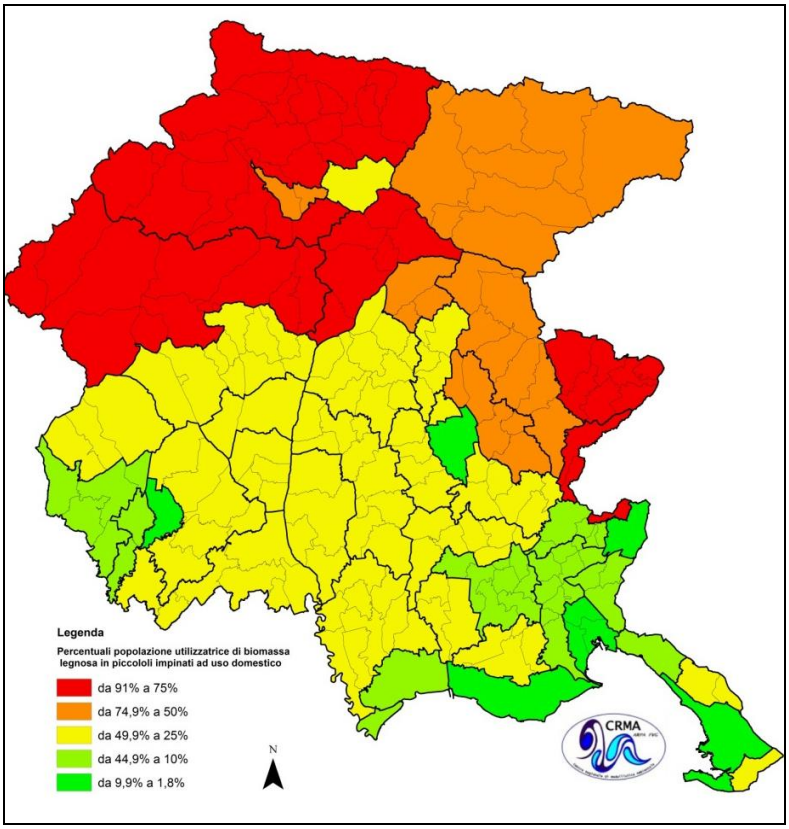
L'utilizzo dell'olio combustibile risulta marginale in regione, circa 651 tonnellate, e circoscritto a un numero ridotto di famiglie (circa 770) corrispondendo a circa. 49 GJ per famiglia.

Interessante risulta l'analisi del consumo di legna in regione, dalla quale emerge come circa il 9% della popolazione utilizzi questo vettore energetico in maniera esclusiva, mentre il 19% circa lo utilizza congiuntamente a altri vettori (i.e. il metano).

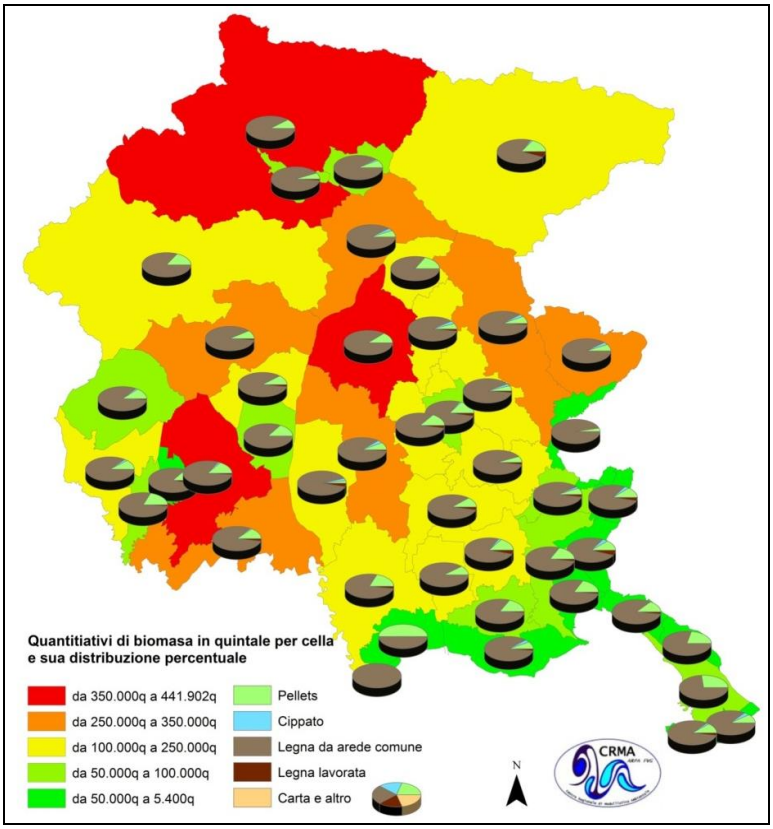
Queste percentuali variano molto da comune a comune, come da figura mostrata precedentemente (Consumi di metano espressi in GJ (un miliardo di Joule) per famiglia nei diversi comuni del Friuli Venezia Giulia).

Le aree bianche corrispondono ai comuni non metanizzati, con un maggiore utilizzo nell'area montana e pianeggiante e un minore utilizzo nei comuni a maggiore densità abitativa (capoluoghi di Provincie) e sulla costa.

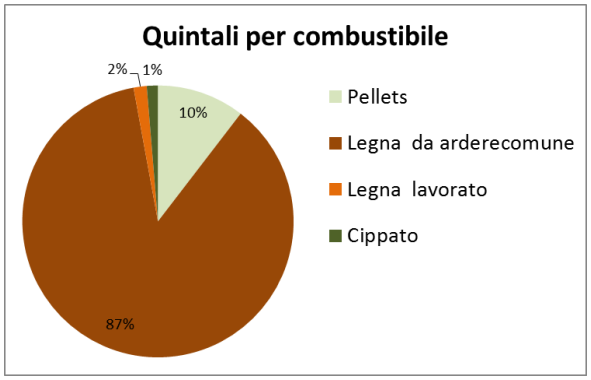
Nel complesso, in regione risultano esserci circa 153 mila famiglie che utilizzano circa. 6.3 milioni di quintali di legna, tra i quali vi sono circa 5.5 milioni di quintali di legno in ciocchi e 660 mila quintali di legno in pellet, corrispondenti a circa 53 GJ per famiglia.



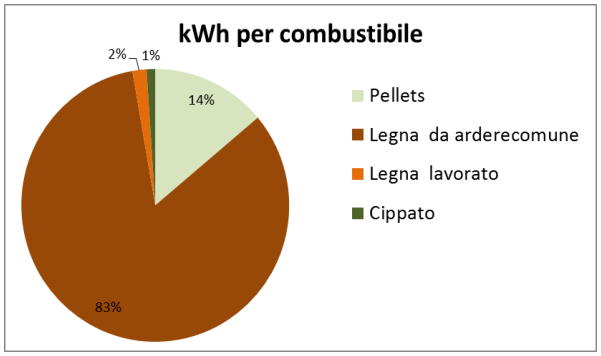

**Percentuale di popolazione utilizzatrice di biomassa legnosa in regione.**




**Quantitativi di biomassa legnosa in quintale per cella e sua distribuzione percentuale.**

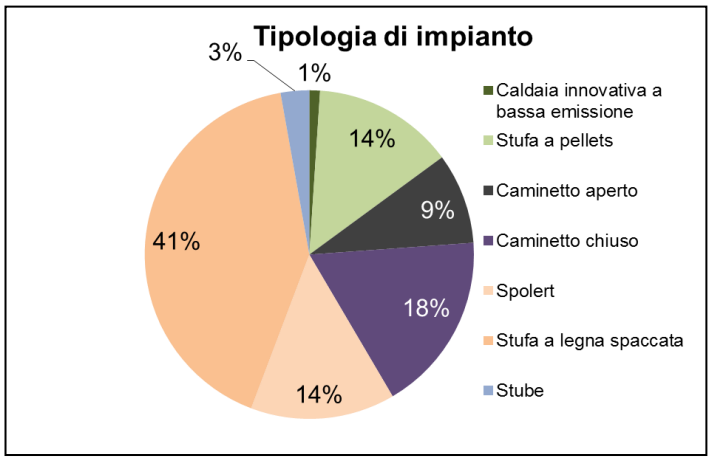



**Quintali di biomassa legnosa utilizzati in regione e relativa tipologia di vettore**




**Percentuale di biomassa e percentuale di energia fornita associata alle diverse tipologie di vettore (i.e. ciocchi, cippato, pellet**

Dal punto di vista della diversa tipologia di impianto utilizzato per la combustione nella nostra Regione è chiara la predominanza delle stufe classiche e degli spolert[27] (complessivamente circa 55% degli utilizzatori), mentre risulta poco presente il pellet (circa 14% degli utilizzatori).



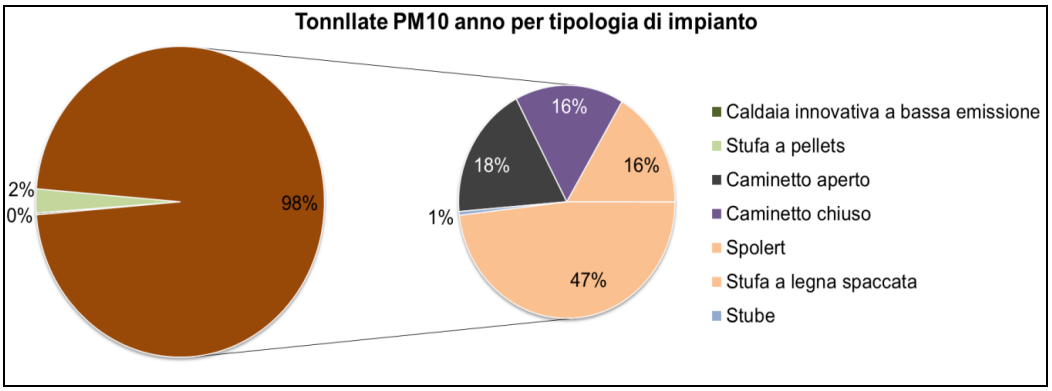

**Percentuale di impianti adottati dai diversi utilizzatori della biomassa legnosa in Regione**

Anche se la percentuale di impianti che utilizzano il pellet non è diffusa, questi forniscono circa il 22% dell'energia totale fornita dalla biomassa legnosa in Regione, in virtù della maggiore efficienza degli impianti.

Interessante risulta l'analisi delle emissioni di materiale particolato associata alle diverse tipologie di biomassa legnosa e agli impianti nei quali viene bruciata. Nel dettaglio, il pellet risulta responsabile di circa il 2% delle emissioni

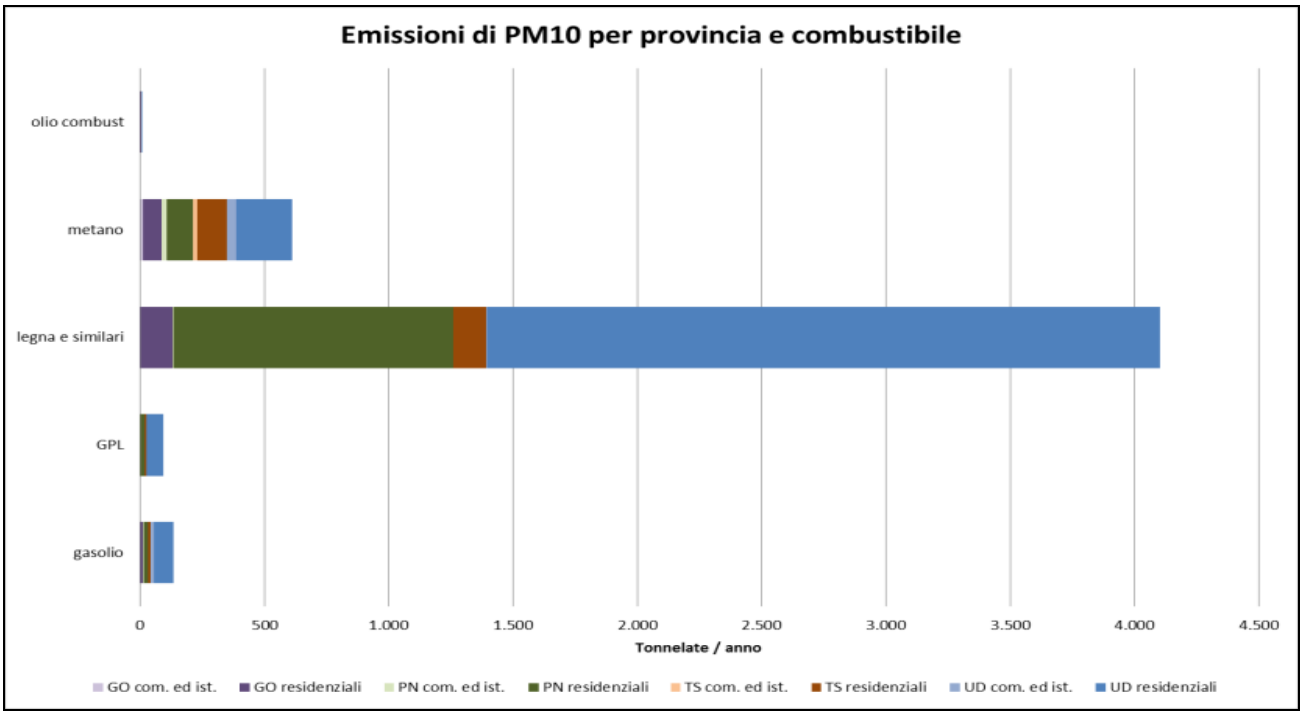
[27] Lo spolert in lingua friulana è una sorta di cucina economica.

totali, mentre il restante 98% delle polveri risulta emesso da stufe tradizionali e spolert (circa il 63%) nonché dai caminetti aperti (circa il 18%) e chiusi (circa il 16%).

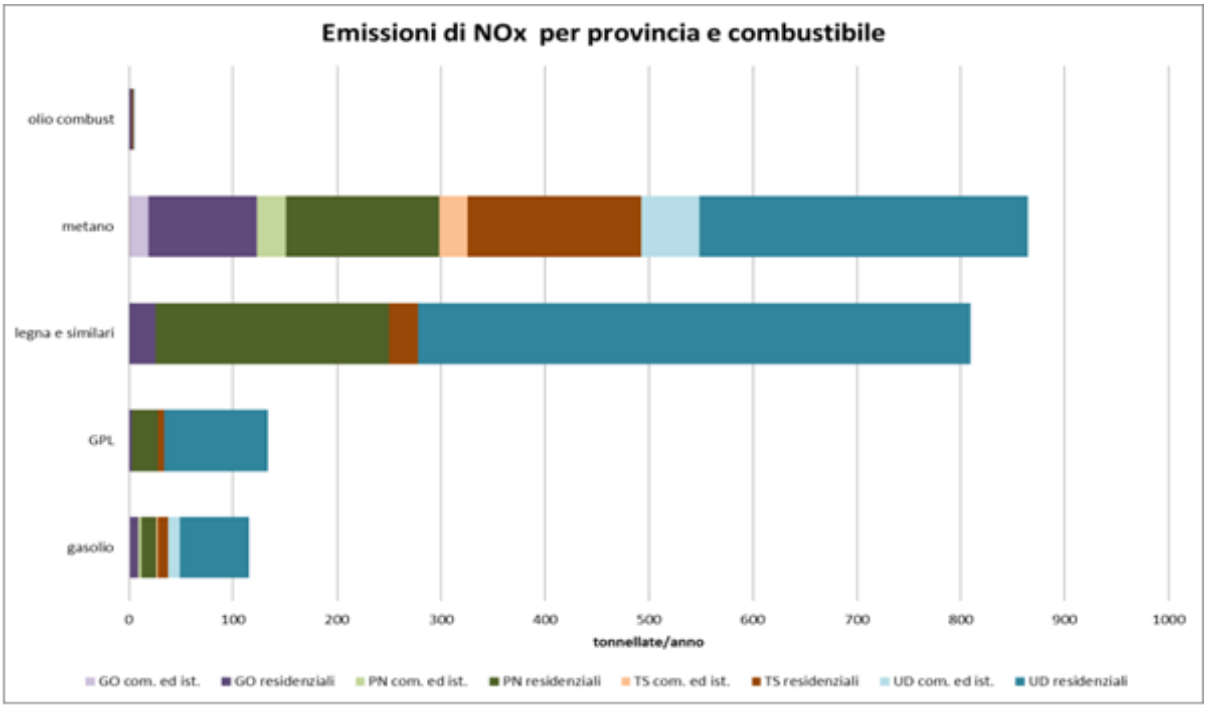


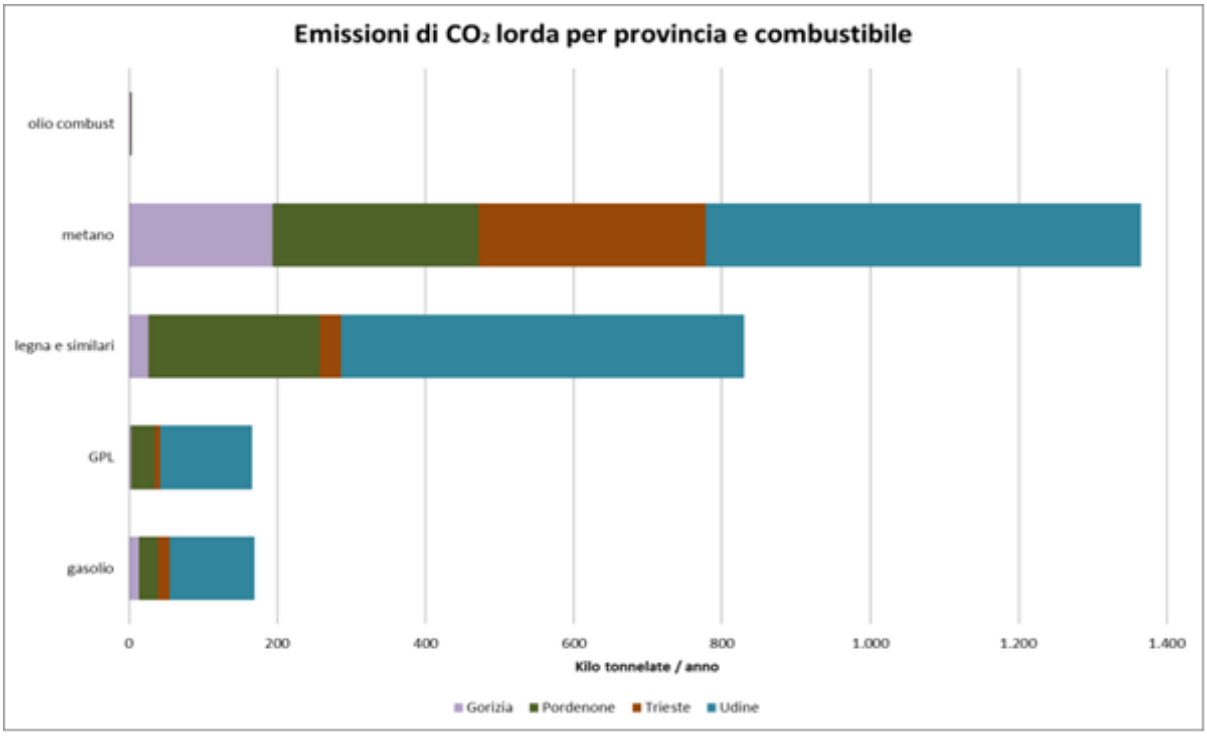

**Percentuale di emissioni di materiale particolato associata alla biomassa legnosa, alla legna a ciocchi, al pellet e ai diversi impianti in cui la legna in ciocchi può essere combusta.**

Portando l'attenzione sui principali inquinanti emessi nell'ambito del riscaldamento domestico e commerciale, incluso il biossido di carbonio lordo (cioè inclusa quella "rinnovabile"), la situazione è riassunta nelle figure che seguono.




**Emissioni dei principali inquinanti (inclusa il $CO_2$ lordo) associate ai diversi vettori energetici usati in ambito domestico e commerciale**




**Emissioni dei principali inquinanti (inclusa il CO2 lordo) associate ai diversi vettori energetici usati in ambito domestico e commerciale**

Da questa analisi emerge chiaramente come le emissioni di gas climalteranti del metano siano superiori a quelle ascrivibili alla biomassa legnosa e agli altri vettori energetici utilizzati in ambito domestico e commerciale.

Si ricorda che il biossido di carbonio associato alla legna è sostanzialmente rinnovabile, in quanto può essere riassorbito dal sistema delle foreste nel giro di poche decine d'anni, mentre il biossido di carbonio associato al metano risulta sostanzialmente di tipo fossile.

A fronte della rinnovabilità per quanto attiene alle emissioni di gas climalteranti, la legna risulta essere un significativo emettitore di polveri sottili, soprattutto quando bruciato in ciocchi e in impianti obsoleti. La legna risulta essere anche un discreto emettitore di ossidi di azoto, comunque inferiore al metano, anche se sotto forma di pellet.

### 2.5.5 Il parco veicolare circolante della Regione Friuli Venezia Giulia

In questo paragrafo si analizza l'andamento che il numero dei veicoli immatricolati nella Regione FVG ha seguito nel periodo compreso tra il 2005 e il 2013. È ravvisata una crescita regolare fino al 2011, soprattutto delle autovetture, mentre nel periodo 2012-13, per la prima volta, il numero di veicoli decresce.

Una volta analizzato il numero dei veicoli, a essi vengono associati i fattori di emissione, differenziati per tipo di veicolo, combustibile, tipologia Euro e tipologia di strada/velocità di percorrenza, tramite i quali sono valutate le emissioni totali annue e i fattori di emissione medi pesati dei principali inquinanti.

Nel dettaglio sono presi in considerazione gli idrocarburi (HC), l'ossido di carbonio (CO), gli ossidi di azoto ($NO_x$), il materiale particolato (PTS) e il biossido di carbonio ($CO_2$). Dallo studio emerge come, per i veicoli a benzina, il principale inquinante emesso sia l'ossido di carbonio, mentre per le vetture Diesel, le principali emissioni riguardano gli ossidi di azoto. Particolare attenzione meritano le emissioni associate ai motocicli che, nel corso degli anni, sono cresciute relativamente alle emissioni associate alle vetture.

Per quanto riguarda le vetture bifuel[28] (benzina o Diesel e metano o GPL), il numero totale di questa tipologia di veicoli è relativamente modesto in Regione, pur se in crescita, in particolare per quanto riguarda le vetture alimentate a GPL. In generale i veicoli bifuel, per tutti gli inquinanti sopra riportati, risultano essere decisamente meno emissivi, sia rispetto alle vetture Diesel che a quelle a benzina, a eccezione di quelle a benzina per il materiale particolato. In generale le vetture alimentate a metano risultano essere meno emissive di quelle a GPL.

Le emissioni di biossido di carbonio per tutte le tipologie di combustibile superano le emissioni degli altri inquinanti, almeno per un fattore 1000. Le autovetture, a causa della loro predominanza numerica sul totale dei veicoli, sono la maggior fonte emissiva del settore "trasporto su strada" a livello regionale.

Il dato più importante che emerge dallo studio relativamente ai gas a effetto serra è che, riferendosi alle autovetture, il carburante con i minori fattori di emissione associati alla $CO_2$ è il Diesel. Risulta essere anche del 20% meno emissivo della benzina e del 10-15% meno emissivo di GPL e metano, per quanto riguarda la $CO_2$.

La riduzione nelle emissioni di $CO_2$ a seguito del rinnovo del parco veicolare circolante è relativamente modesta, attestandosi al di sotto del 10%, passando dalle vetture di classe Euro 0 a quelle di classe Euro 5 e ancor più modesta è la riduzione nelle emissioni passando dalla classe Euro 4 alla classe Euro 5.

#### Il parco veicolare dal 2005 al 2013

L'evoluzione che il parco circolante regionale ha seguito nel corso degli ultimi anni è presentata sotto diversi aspetti caratteristici. I dati sono quelli forniti dall'ACI[29] e si riferiscono a 9 anni consecutivi, dal 2005 al 2013. Con l'espressione "parco circolante", chiamato anche dall'ACI "autoritratto", si intende il numero di veicoli, immatricolati in Italia e localmente nelle Regioni, nelle Province e nei Comuni, e che è direttamente associato al territorio di riferimento per un determinato anno. In tal senso non rappresenta la totalità dei veicoli che transitano sulle strade regionali.

Le strade regionali del FVG sono attraversate da diversi flussi di traffico transfrontaliero di tipo interregionale (con il Veneto) o internazionale (con Austria e Slovenia) che, dal punto di vista dell'inquinamento, generano emissioni sul nostro territorio senza appartenergli. In questo studio non si tratta di questa parte di attraversamenti, ma della frazione di veicoli che possono essere ricondotti ai residenti della Regione FVG o che comunque sono direttamente collegati al territorio regionale.

[28] Le automobili a doppia alimentazione. alimentazione mista o ibrida, alimentate a benzina e gpl, oppure benzina e metano.

[29] Autoritratto ACI (da 2005 a 2013), link: http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/autoritratto/autoritratto-2010.html

Per quanto riguarda le emissioni complessive dei trasporti sulla regione Friuli Venezia Giulia, comprensive anche del traffico di attraversamento, si rimanda pertanto all'inventario regionale delle emissioni in atmosfera (INEMAR), predisposto da Arpa FVG per conto della Regione. La suddivisione macroscopica dei parchi macchine è stata ottenuta seguendo la classificazione Copert IV[30] in settori (evitando la più dettagliata ma per questo esame non necessaria suddivisione in attività, comunque presente nel catasto delle emissioni INEMAR[31]), ovvero: autovetture, mezzi trasporto merci leggeri (<3,5t), mezzi trasporto merci pesanti (>3,5t), bus/pullman, motocicli.

La classe delle autovetture è quella numericamente più corposa in tutti gli anni esaminati, rappresentando circa i quattro quinti del parco circolante totale. La classe bus/pullman è stata accorpata in quella dei mezzi di trasporto merci pesanti. Questo per l'esiguità numerica di tale classe e per il fatto che rappresenta una percentuale degna di nota nei soli capoluoghi di provincia della Regione e, in una visione d'insieme, non apprezzabile. La classe dei motocicli non comprende i veicoli a due ruote al di sotto dei 125cc di cilindrata, in quanto non è un dato disponibile nell'annuario ACI e risulta di difficile reperimento. Fra tutte le classi veicolari analizzate è possibile notare che, solo quella dei motocicli, presenta una crescita continua nel numero totale, mentre nel caso delle auto questo aumento si arresta nel 2011 per poi trasformarsi in una leggera diminuzione nei due anni successivi.

Questo decremento, anche se modesto, è da associarsi alla crisi economica. Ciò si ravvisa anche nel considerare il parco totale, benché la cosa non sorprenda vista la netta dominanza delle autovetture sulle altre classi veicolari. Le classi del trasporto merci, siano esse leggeri o pesanti, non hanno una tendenza definita, ma sono soggette a fluttuazioni che probabilmente sono legate a situazioni contingenti del settore trasporti, come il trasferimento oltre i confini regionali di ditte con il loro intero parco veicoli oppure la chiusura o l'apertura di nuove attività. Questa argomentazione non è estendibile all'analisi del parco, se lo si osserva dal punto di vista dell'evoluzione del numero dei veicoli in funzione del tipo legislativo, inteso come classe Euro[32] collegata ai sistemi di abbattimento degli inquinanti, a cui essi appartengono.

Le due classi con tipo legislativo più vecchio, ovvero la Euro 0 (che comprende oltre alle Euro 0 effettive anche tutti i veicoli di tipologia legislativa precedente) e la Euro 1, mostrano una progressiva decrescita del numero complessivo di vetture, mentre le classi di tipologia più recente, la Euro 4, la Euro 5 e la Euro 6, presentano un prevedibile incremento progressivo dal 2005 al 2010, dopo di che sono le sole Euro 5 e Euro 6 a aumentare mentre la Euro 4 si stabilizza.

E' interessante notare che a tutto il 2010 la tipologia Euro 5 rappresenta ancora una percentuale minima del totale (2%), ma dal 2011 diventa progressivamente più consistente fino a raggiungere il 12% nel 2013, anno in cui va affiancato l'1% delle Euro 6 che iniziano a diffondersi. Le due classi intermedie, la Euro 2 e la Euro 3, che assieme costituiscono fino al 2010 più della metà o quasi dell'intero parco circolante, presentano delle evoluzioni temporali che non seguono un andamento preciso. Il parco tenderà sempre più, col tempo, a vedere sostituite le vetture appartenenti a classi Euro più vecchie con vetture appartenenti a quelle più nuove, ma questo non è necessariamente apprezzabile in modo inequivocabile nella presente analisi, in quanto l'indice di vita media delle vetture, almeno per le regioni settentrionali, è compreso tra i 7 e i 9 anni[33].

Le fluttuazioni a cui sono soggette le Euro 2 e Euro 3 possono essere spiegate in vari modi come con il fatto che tali vetture sono ancora in commercio, non potendosi ancora considerare vecchie, e possono nel tempo cambiare proprietario e regione.

---

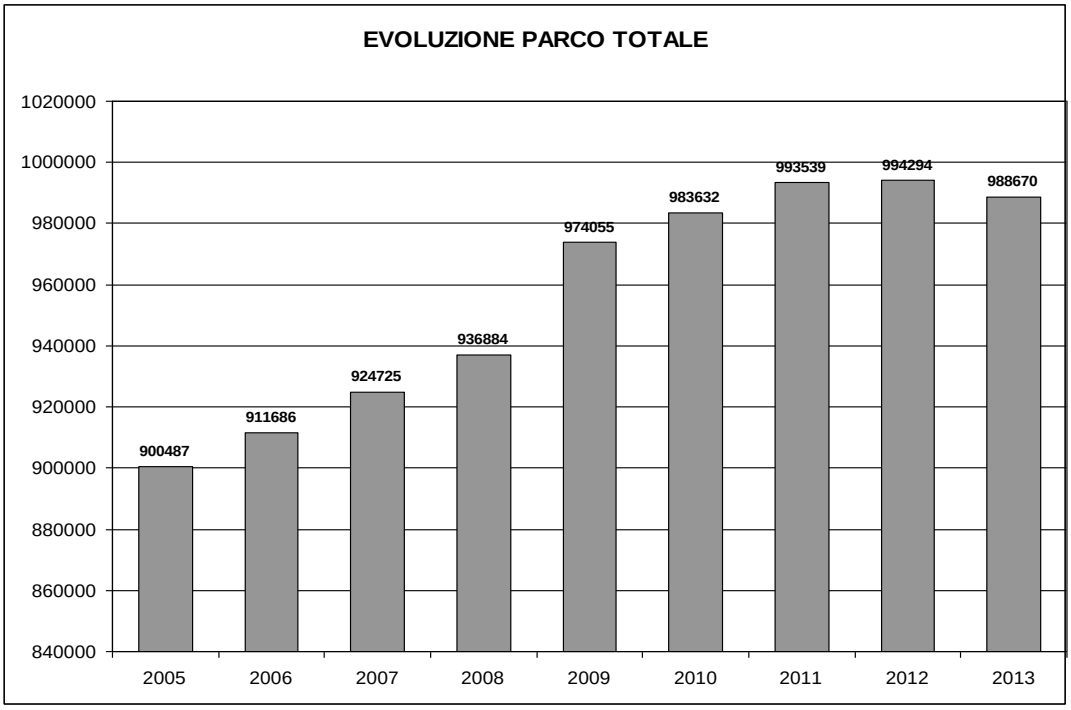
30 Copert 4. Versione 4 della metodologia Copert, ovvero COmputer Programme to calculate Emissions from Road Transport. Link: http://www.eea.europa.eu/publications/copert-4-2014-estimating-emissions

31 INEMAR (INventario EMissioni ARia), è un database progettato per realizzare l'inventario delle emissioni in atmosfera, attualmente utilizzato in sette regioni e due provincie autonome. Il sistema permette di stimare le emissioni dei principali macroinquinanti ($SO_2$, $NO_x$, COVNM, $CH_4$, CO, $CO_2$, $N_2O$, $NH_3$, PM2.5, PM10 e PTS) e degli inquinanti aggregati ($CO_2$eq, precursori dell'ozono e sostanze acidificanti) per numerosi tipi di attività e combustibili.

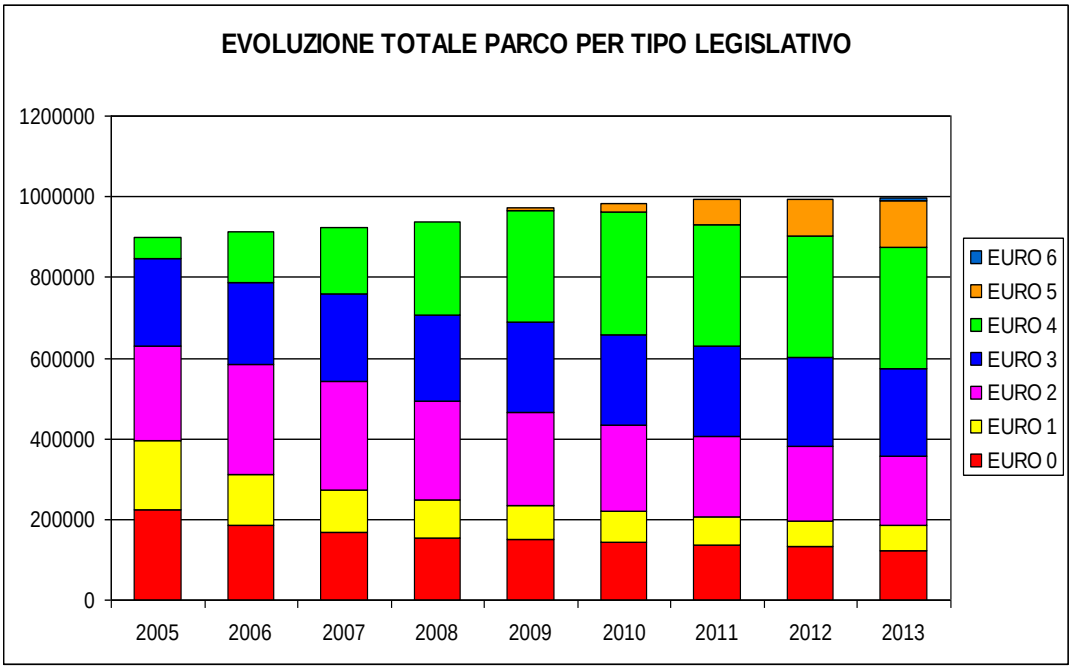
Inizialmente realizzato nel periodo 1999-2000 dalla Regione Lombardia, con una collaborazione della Regione Piemonte, è dal 2003 Inemar gestito e sviluppato da ARPA Lombardia. Il suo utilizzo è condiviso nel quadro di un accordo interregionale, fra le regioni Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Puglia, Marche e le Provincie Autonome di Trento e di Bolzano. (dal link: http://www.inemar.eu/xwiki/bin/view/Inemar/WebHome).

32 Classi Euro- Classi standard europee per le emissioni di inquinanti da veicoli. Link: http://ec.europa.eu/environment/air/transport/road.htm

33 fonte: Annuario Statistico ACI 2011, link: http://www.aci.it/sezione-istituzionale/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico-2011.html




**Totale dei veicoli dei parchi circolanti regionali dal 2005 al 2013**




**Analisi per anno della variazione numerica del parco per tipologia legislativa**

## I fattori di emissione

In quest'analisi sono stati utilizzati, dopo averli opportunamente elaborati, i fattori di emissione forniti dal *Hanbook of emission factors for Road Tansport*[34] (HBEFA), in modo tale da poterli applicare al caso specifico del parco circolante della Regione Friuli Venezia Giulia.

[34] The Handbook of Emission Factors for Road Transport (HBEFA, versione 3.1, 2010). Link: http://www.hbefa.net/e/index.html

Gli inquinanti che il HBEFA considera sono cinque: HC (idrocarburi totali), CO (monossido di carbonio), $NO_x$ (ossidi di azoto), $CO_2$ (anidride carbonica, qui considerata derivante solo da combustibile fossile, non da biocombustibili che saranno trattati successivamente) e PTS (particolato totale).

Il HBEFA fornisce i fattori di emissione, in g/km, per le principali categorie di veicoli su strada, ovvero per automobili, mezzi trasporto merci leggeri (<3,5t), mezzi trasporto merci pesanti (>3,5t) e motocicli. I fattori sono forniti con una suddivisione che dettaglia le categorie in funzione di numerosi parametri, in particolare del tipo legislativo (dalle pre-Euro fino alle Euro 5) a cui i veicoli appartengono e del tipo di alimentazione (benzina e Diesel).

I fattori riportati sono stati valutati sperimentalmente fino alla tipologia legislativa Euro 4 compresa, mentre invece sono stati calcolati a partire da considerazioni ingegneristiche per la tipologia Euro 5.

Questi fattori di emissione sono riferiti a numerose differenti situazioni di traffico, in particolare in funzione della tipologia di territorio, di strada considerata e di limite di velocità nella sua percorrenza. Il HBEFA presenta una grande varietà di casistiche per le quali i fattori di emissione chilometrici sono calcolati, permettendo di distinguere numerose condizioni di percorrenza a seconda della morfologia dell'area di interesse (urbana, rurale), tipologia di strada, limiti di velocità nella percorrenza. Questa ampia varietà permette di individuare quali fattori di emissione sono i più adatti a descrivere un caso specifico.

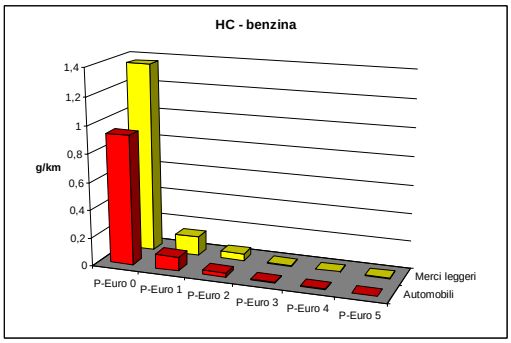
Nel caso di questo studio sono state essenzialmente considerate due tipologie generiche di strada, con due limiti di velocità di percorrenza che possano comprendere la maggior parte delle strade della Regione FVG. I fattori di emissione estratti sono relativi al limite di percorrenza di 50 km/h e di 90 Km/h.

Dal confronto dei due diversi casi di limite di velocità di percorrenza è evidente come l'andamento seguito dai fattori di emissione per classe veicolare e inquinante non cambi, pur variando invece i valori numerici calcolati dal HBEFA. In generale tutti i fattori di emissione degli inquinanti considerati, nel passare dalla classe Euro 0 a quelle più recenti, presentano un decremento abbastanza marcato. L'unico inquinante per cui tale tendenza non risulta molto marcata è il $CO_2$. Questo si spiega con il fatto che i sistemi di abbattimento che, progressivamente, sono stati introdotti e migliorati nel passaggio progressivo da una classe Euro alla successiva. sono i filtri anti particolato, efficaci . sul PTS, e quelli a tre vie, efficaci principalmente su $NO_x$, CO e HC.

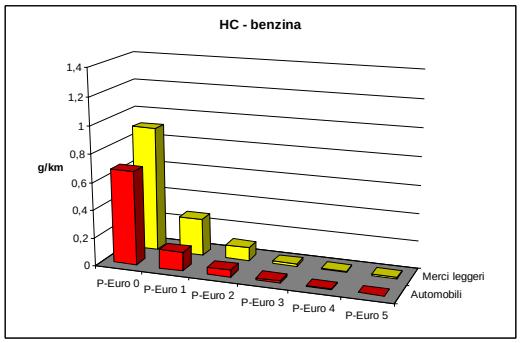
Tali migliorie tecniche non sono mirate direttamente a una riduzione delle emissioni di $CO_2$ che, di conseguenza, non traggono lo stesso beneficio degli altri inquinanti. Il rinnovo del parco veicolare circolante comporta comunque una riduzione nelle emissioni di $CO_2$ dovuta alla maggior efficienza dei motori, all'aerodinamica e ai nuovi materiali utilizzati nella produzione delle automobili. In generale, sia per motori a benzina che diesel, la massima riduzione del fattore di emissione di $CO_2$ nel passaggio da Euro 0 a Euro 5 o Euro 6 si attesta al di sotto del 10%, mentre per gli altri inquinanti l'abbattimento, con il passaggio delle classi Euro, è in generale sempre superiore al 40% e, se ci si limita alle sole automobili, quasi totale.

Seguono grafici che rappresentano i fattori di emissione per veicoli a benzina, diesel e motocicli (idrocarburi totali, monossido di carbonio, ossidi di azoto, particolato totale, biossido di carbonio), a due velocità, la prima a 50 km/h e la seconda a 90 km/h.

**VEICOLI A BENZINA**

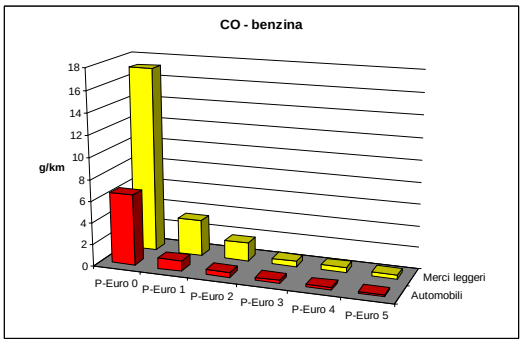


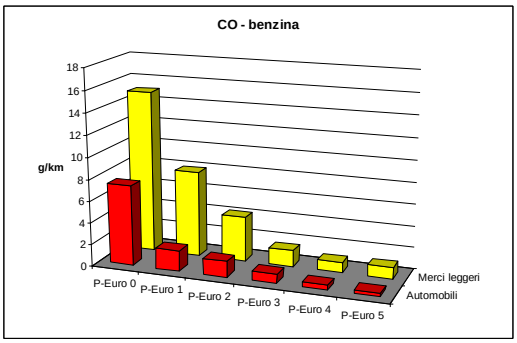

**a 50 Km/h**




**a 90 Km/h**

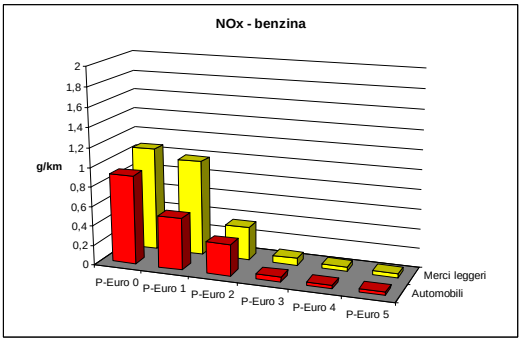
**Fattori di emissione per veicoli a benzina - Idrocarburi totali (HC)**

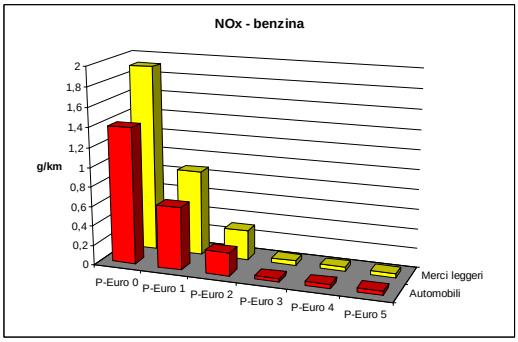



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

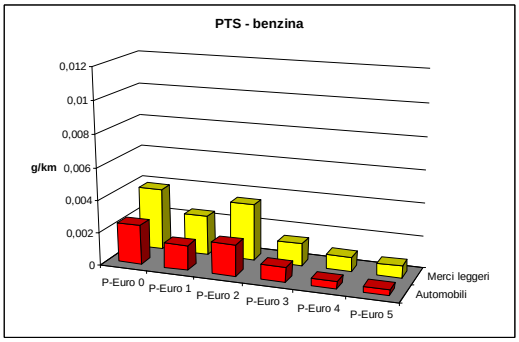
**Fattori di emissione per veicoli a benzina – Monossido di carbonio (CO)**

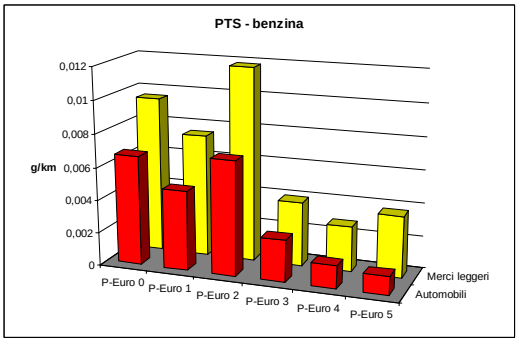



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

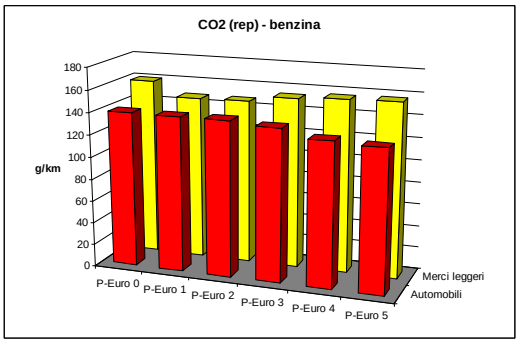
**Fattori di emissione per veicoli a benzina – Ossidi di azoto ($NO_x$)**

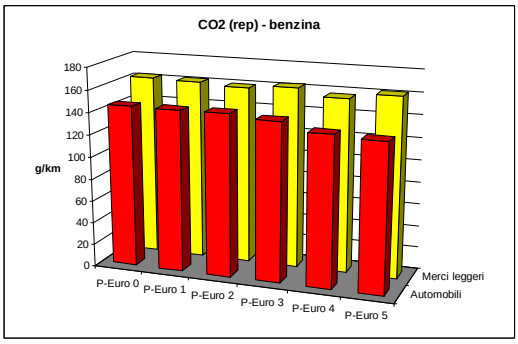



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

**Fattori di emissione per veicoli a benzina – Particolato totale (PTS)**

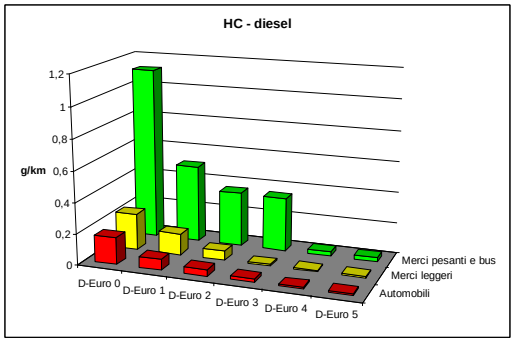


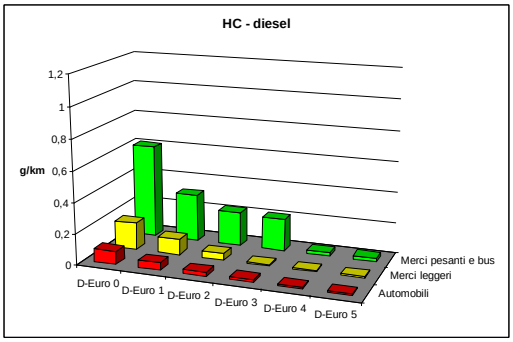




**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

**Fattori di emissione per veicoli a benzina – Biossido di carbonio ($CO_2$)**

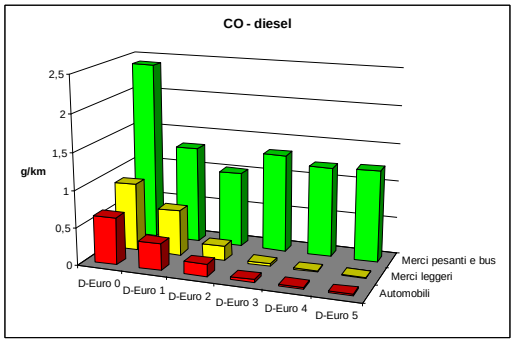
## VEICOLI A DIESEL

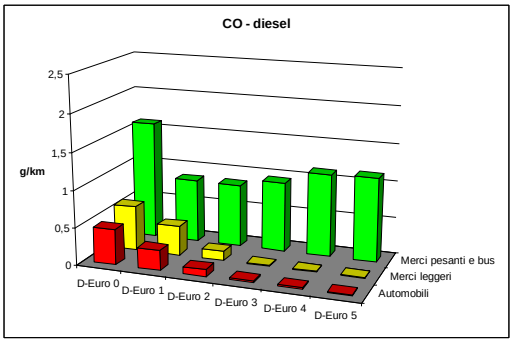



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

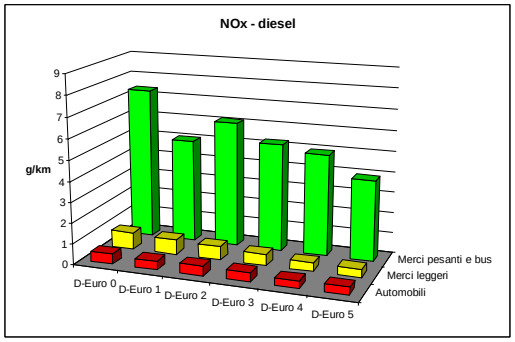
**Fattori di emissione per veicoli Diesel - Idrocarburi totali (HC)**

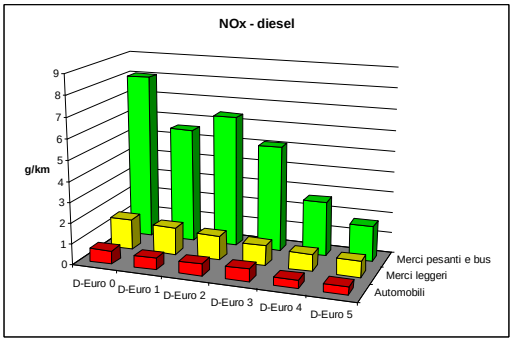



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

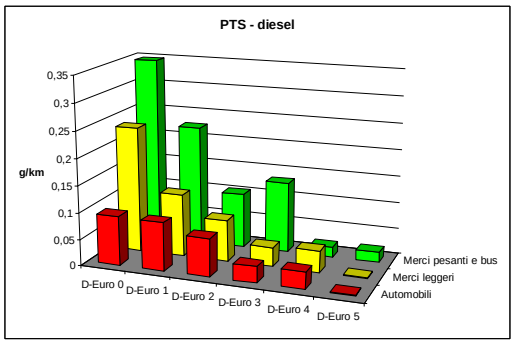
**Fattori di emissione per veicoli Diesel – Monossido di carbonio (CO)**

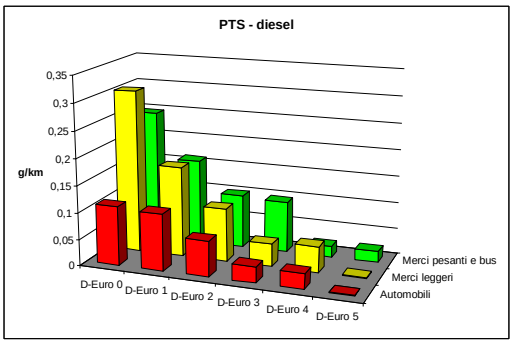



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

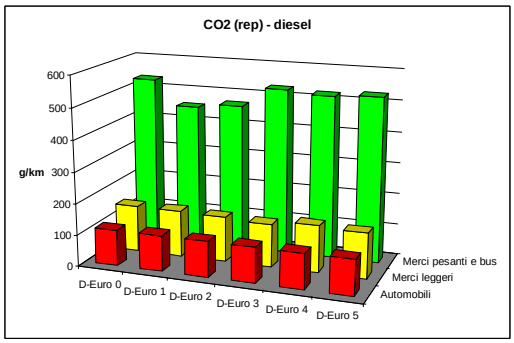
**Fattori di emissione per veicoli Diesel – Ossidi di azoto ($NO_x$)**

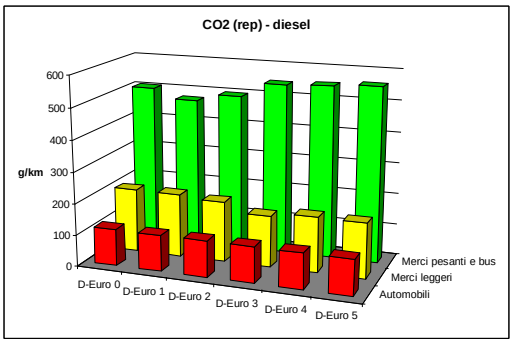



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

**Fattori di emissione per veicoli Diesel – Particolato totale (PTS)**

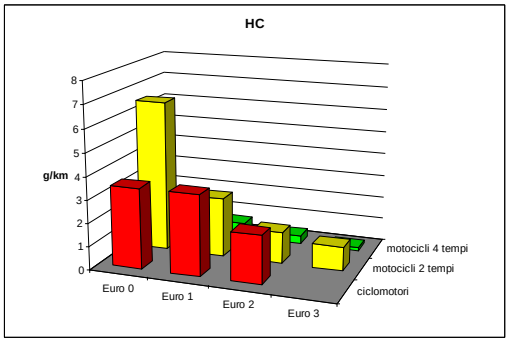


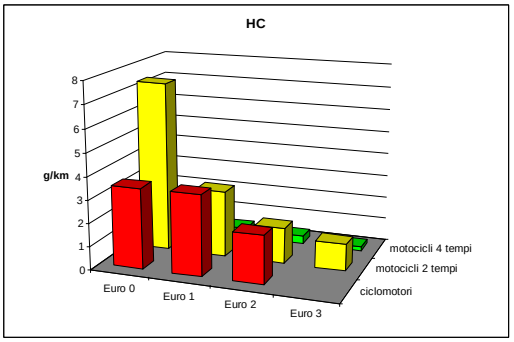




**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

**Fattori di emissione per veicoli Diesel – Biossido di carbonio ($CO_2$)**

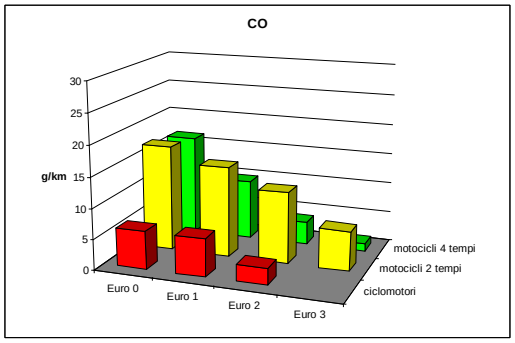
## SOLI MOTOCICLI

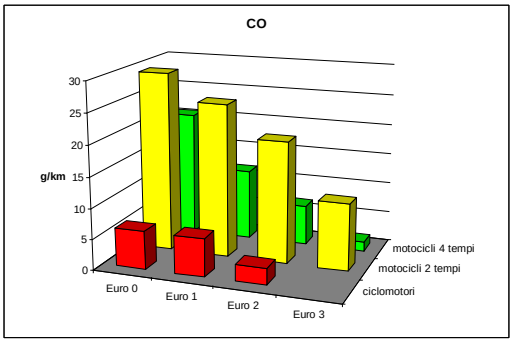



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

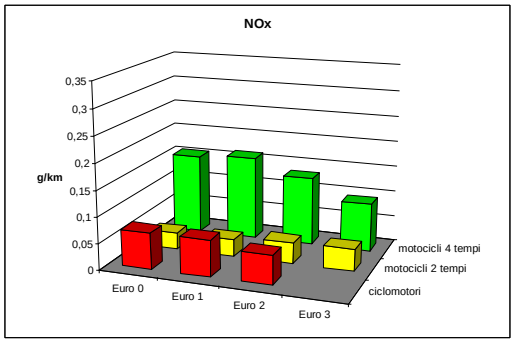
**Fattori di emissione per soli motocicli - Idrocarburi totali (HC)**

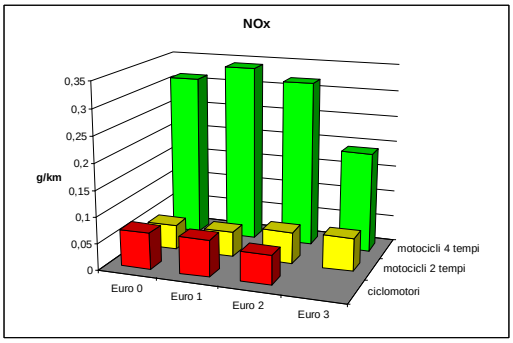



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

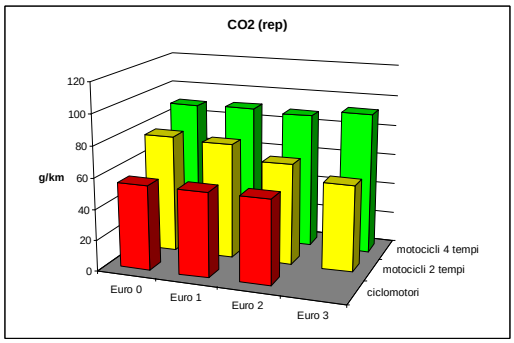
**Fattori di emissione per soli motocicli – Monossido di carbonio (CO)**

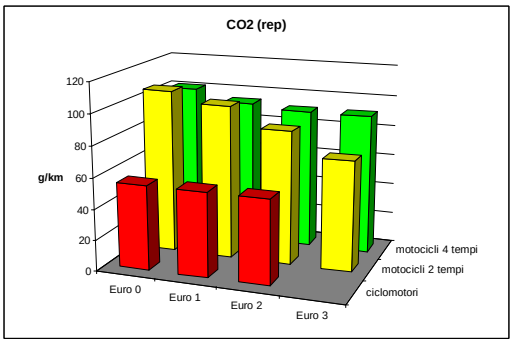



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

**Fattori di emissione per soli motocicli – Ossidi di azoto (NOx)**




**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

**Fattori di emissione per soli motocicli – Biossido di carbonio ($CO_2$)**

### Le emissioni

Il presente paragrafo propone un'analisi del parco circolante della Regione Friuli Venezia Giulia nel corso di nove anni consecutivi, considerando le emissioni dei principali inquinanti che, sulla base dello stesso si ottengono applicando i fattori di emissione proposti dal HBEFA. Una prima valutazione è stata realizzata sull'emissione totale, sia per classe che indifferenziata, del parco di ciascun anno, applicando i fattori di emissione per i due casi di velocità di percorrenza scelti per i cinque inquinanti considerati (HC, CO, $NO_x$, $CO_2$ e PTS) come se tutti i veicoli percorressero un solo chilometro in un anno. Le emissioni così ottenute costituiscono un indicatore di contesto che, assumendo costante la percorrenza media delle vetture immatricolate in Regione, consente di dire se, nel corso degli anni, il parco veicolare risulta nel complesso più o meno emissivo in funzione del suo rinnovo (fatto che comporta una riduzione delle emissioni) e incremento numerico (fatto che comporta un aumento delle emissioni).

Lo studio si limita a proporre il calcolo teorico delle emissioni provenienti dai soli veicoli immatricolati in Regione Friuli Venezia Giulia nei vari anni, applicando i fattori di emissione oggetto di studio, per il totale emissivo dovuto al tutto il traffico che percorre le strade della Regione, quindi anche quello di origine transregionale e transfrontaliero che attraversa il territorio regionale.

### HC - Idrocarburi

La quantità complessiva di idrocarburi emessa per chilometro risulta diminuire progressivamente dal 2005 al 2013. Ciò avviene sia che si consideri il caso di percorrenza a 50 km/h che quello a 90 Km/h, anche se quantitativamente i valori più alti sono quelli del primo caso. Il contributo maggiore al totale deriva dalle due classi delle autovetture e dei motocicli. Risulta interessante notare, passando dal 2006 al 2013, il progressivo decrescere del contributo delle auto che, sia a 50 km/h e sia a 90 km/h giunge a dimezzarsi, mentre il contributo dei motocicli si mantiene sostanzialmente costante, diventando dal 2009 in poi il principale tra le due classi. Questo tipo di comportamento può essere ragionevolmente spiegato osservando i fattori di emissione e il loro andamento temporale. Nel caso dei motocicli i fattori risultano essere sempre di almeno un ordine di grandezza superiori di quelli delle autovetture e inoltre, dato molto rilevante, a differenza di quanto avviene per le autovetture, il loro valore al trascorrere degli anni non decresce altrettanto sensibilmente. Una possibilità è che le tecnologie di abbattimento siano progredite i applicate, soprattutto per quel che riguarda le autovetture, per le quali comunque il parco tende ad avere un ricambio più rapido di quello dei motocicli.

### CO – Monossido di carbonio

Il monossido di carbonio è, analogamente agli idrocarburi, proveniente principalmente dalle due classi veicolari delle autovetture e dei motocicli. L'andamento stesso, nel corso del tempo, ricorda quanto già individuato per gli idrocarburi: il totale generale a chilometro diminuisce progressivamente (seppur meno marcatamente del caso degli HC) dal 2005 al 2013, e è la componente proveniente dalle autovetture a causare tale flessione, mentre quella derivante dai motocicli rimane pressoché costante. Anche in questo caso le cause che spiegano tale comportamento vanno ricercate nei fattori di emissione forniti dall'HBEFA, che risultano notevolmente maggiori per i motocicli rispetto alle altre classi veicolari e che non presentano, nel tempo, una progressiva riduzione. Tuttavia, al contrario di quanto avviene nel caso degli idrocarburi, si può sottolineare come sia quantitativamente maggiore l'emissione del caso di percorrenza a 90 km/h, a causa del valore superiore dei fattori di emissione forniti per questo caso di

percorrenza. Infine è interessante notare la pressoché totale assenza di contributo al monossido di carbonio da parte dei mezzi pesanti per il trasporto merci. Questo dato però non sorprende, se si tiene conto del fatto che il loro parco veicoli è completamente alimentato a gasolio che, come per gli idrocarburi, contribuisce pochissimo alle emissioni di CO rispetto a quanto dovuto ai motori a benzina, anche se confrontati con le emissioni di vetture catalizzate, secondo le categorie legislative più moderne.

**$NO_x$ – Ossidi di azoto**

Gli ossidi di azoto presentano un andamento che richiede diverse osservazioni. Anzitutto i valori maggiori dati dal HBEFA risultano quelli del caso di percorrenza a 90 km/h, i quali superano quelli del caso a 50 km/h di circa il 15-20%. Più dei due terzi del totale chilometrico emesso dal parco è dato dalle autovetture, a causa del loro elevato numero rispetto a quello delle altre classi veicolari. Il secondo contributo per importanza è quello dei mezzi pesanti (>3,5t) per il trasporto di merci, seguito poi dai mezzi leggeri per il trasporto merci e dai motocicli. I fattori di emissione più rilevanti sono, per l'$NO_x$, quelli relativi alla classe dei mezzi pesanti, per i quali esistono nei parchi solo veicoli alimentati a gasolio, tanto che l'HBEFA non fornisce alcun fattore di emissione per la benzina riferiti a questa classe. Nonostante i fattori di emissione dei veicoli da trasporto pesante siano di almeno un ordine di grandezza superiori ai corrispondenti per le altre tre classi, la predominanza delle autovetture si spiega con il loro numero totale (circa l'80% di tutti i veicoli) e con il fatto che esse superano di più di dieci volte il numero dei mezzi pesanti. L'effetto di tale predominanza numerica potrebbe essere anche maggiore, ma ciò non accade grazie al fatto che parte consistente del parco autovetture è alimentata a benzina, alla quale, per il caso a 90 km/h, sono associati fattori di emissione di valore inferiore al diesel. Una annotazione importante va fatta relativamente alla flessione che le emissioni totali subiscono per il triennio 2006-2008 rispetto al 2005, nonostante i fattori di emissione non seguano tale andamento. Questo comportamento dipende solo dalla variazione numerica dei mezzi della classe dei veicoli pesanti per il trasporto merci e degli autobus. In particolare i primi sono, tra le macro classi veicolari, quella con andamento meno regolare, a causa di spostamenti di aziende e attività che possono far variare la composizione del parco in modo notevole da un anno all'altro. Inoltre anche il ricambio dei mezzi di questa classe, trattandosi di veicoli soggetti a livelli di usura molto diversi a seconda dell'attività svolta, non segue un trend lineare e quindi anche le categorie legislative non si succedono con regolarità nel ricambio dall'Euro 0 alla Euro 6 come invece accade per le autovetture. Proprio a causa della predominanza nelle emissioni di $NO_x$ da parte del diesel, a parità di numero di veicoli, si sottolinea come particolare attenzione debba essere posta nelle strade dove questa tipologia di veicoli risulta molto numerosa.

**PTS – Polveri totali sospese**

Il caso del particolato si differenzia dagli altri inquinanti per la distribuzione dei contributi fra le varie classi veicolari. La prima annotazione da fare è che il principale contributo al particolato è derivante dai motori alimentati a diesel. Inoltre bisogna sottolineare l'assenza del fattore di emissione HBEFA per la classe dei motocicli che non contribuiscono al totale emissivo del particolato. Molto importante è rilevare come i contributi di autovetture e mezzi leggeri per il trasporto merci aumentino progressivamente passando dal 2005 al 2010 per avere poi una lieve ma progressiva flessione fino al 2013. Nel caso dei mezzi pesanti, analogamente a quanto sottolineato per l'$NO_x$, il quantitativo di particolato emesso al chilometro subisce una flessione, rispetto al 2005, negli anno 2006, 2007 e 2008, per crescere piuttosto bruscamente di nuovo dal 2009 al 2010 e nuovamente diminuire. In generale, la metà del particolato proviene dalle autovetture, ancora una volta a causa della loro elevata percentuale sul totale, nonostante i fattori di emissione siano per esse inferiori numericamente a quelli dei veicoli per il trasporto merci, soprattutto per le categorie legislative più vecchie, da Euro 0 a Euro 2. Per le autovetture è interessante anche notare come, dal 2005 al 2013, il numero di veicoli alimentati a benzina diminuisca, mentre aumentano i diesel (che passano dal 20% al 35% del totale). I fattori di emissione più elevati sono quelli dei mezzi pesanti (tutti diesel), ciò fa si che nonostante il loro numero sia, sul totale, attestato mediamente su un decimo di quello delle autovetture, essi comunque riescano a fornire un contributo pari a circa il 20% del totale calcolato. Tale apporto è notevole anche rispetto a quello dei mezzi da trasporto leggeri che contribuiscono a circa il 30% del totale, ma che superano numericamente i pesanti di un fattore compreso tra le 4 e le 7 volte.

**$CO_2$ – Biossido di carbonio**

Il caso del biossido di carbonio è quello in cui è maggiormente evidente la predominanza delle autovetture sulle altre classi veicolari. La somma dei contributi a chilometro delle altre tre classi messe assieme non raggiunge

mai, in nessuna annata, più del 25% del totale. Le emissioni non risentono in modo apprezzabile della casistica della velocità cui ci si riferisce, vista la quasi equivalenza tra i fattori di emissione forniti da HBEFA per le percorrenze a 50 km/h e a 90 km/h. Interessante è notare anche la tendenza seguita dalle emissioni delle autovetture.

Il grafico associato alle autovetture mostra, sia per il caso a 50 km/h che per quello a 90 km/h, un comportamento costante, privo di incrementi significativi fino al 2010, poi fino al 2013 i valori decrescono leggermente col passare del tempo. Questo riscontro trova due spiegazioni: prima la diminuzione molto lenta dei valori dei fattori di emissione della $CO_2$ col passare del tempo e seconda la crescita, sia pur leggera, collegata all'incremento progressivo del numero totale di autovetture che dal 2005 al 2010 aumenta di qualche punto percentuale, che poi diviene decrescita fino al 2013, seppur con pendenza meno marcata rispetto alla crescita precedente.

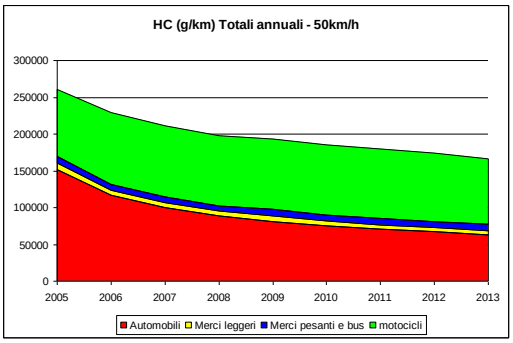
**Medie Pesate**

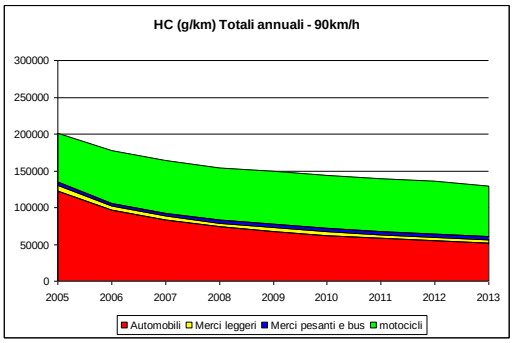
Un ulteriore passaggio nell'analisi dei fattori di emissione e della loro applicazione ai parchi circolanti regionali è basato sul calcolo della loro media pesata rispetto al parco veicolare. Questo tipo di analisi fornisce un indicatore di contesto in grado di valutare contemporaneamente e in un'unica soluzione, sia l'effetto della variazione annua del numero dei veicoli per tipologia di classe emissiva, sia quello dell'evoluzione dei fattori di emissione. Da un punto di vista pratico, questo calcolo fornisce la stima dell'emissione annua di ciascun inquinante derivante da un singolo mezzo di una delle seguenti categorie veicolari del parco circolante: automobili, trasporto merci leggeri, trasporto merci pesanti, motocicli.

Per svolgere questo studio ci si è incentrati sul caso dei 50 Km/h, calcolando la media pesata sulla singola unità veicolare per tipologia di vettura, al fine di determinare il contributo emissivo che deriva dall'unità di traffico. Ovvero si è proceduto al calcolo dei fattori di emissione pesandoli per il numero di veicoli, suddividendoli ulteriormente per tipo di veicolo, di carburante utilizzato (benzina verde e diesel) e per tipo legislativo (che è correlabile anche all'età della vettura in considerazione). Come ci si può aspettare nei motori a benzina, a parità di numero di veicoli, il fattore medio pesato quantitativamente più elevato è quello relativo al CO.

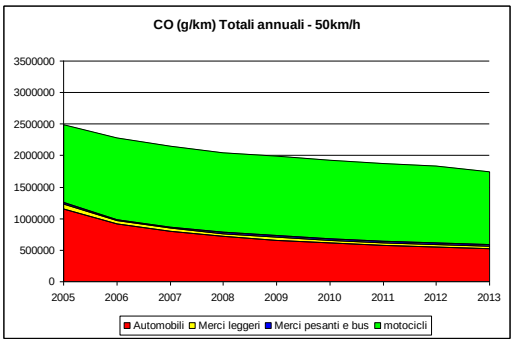
Parallelamente per i motori diesel è l'$NO_x$ a risultare più significativo. Ovviamente, quantitativamente parlando, è comunque sempre la $CO_2$ l'inquinante maggiormente emesso, anche se nei grafici sotto riprodotti, essendo riportato in kg/km anziché g/km, non è immediatamente evidente. Per gli inquinanti CO, HC e $NO_x$ associati ai motori a benzina, la tendenza a decrescere progressivamente dei fattori emissivi medi pesati può essere spiegata con la progressiva diminuzione delle classi veicolari più vecchie e con l'aumento percentuale di veicoli di generazione successiva, dove l'utilizzo di catalizzatori a tre vie (che abbattono le emissioni di CO, HC e $NO_x$) diventa più marcata. Nei veicoli diesel analoga osservazione può essere fatta relativamente a $NO_x$ e al particolato.

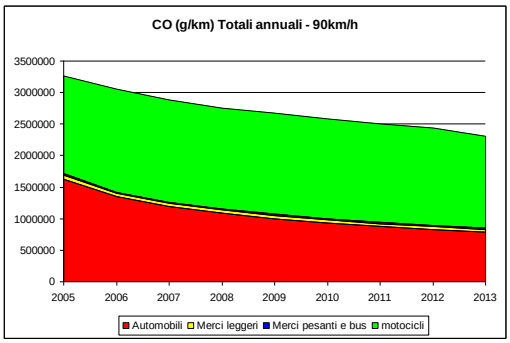
Si può concludere questa analisi dicendo che, mediamente, le vetture afferenti alla nostra Regione sono diventate significativamente meno emissive con il passare degli anni, anche se questo effetto positivo è stato compensato da un analogo incremento numerico attivo sino al 2011. Seguono dei grafici che rappresentano le emissioni complessive del parco circolante per tipologia di veicolo (a 50 Km/h e a 90 Km/h).



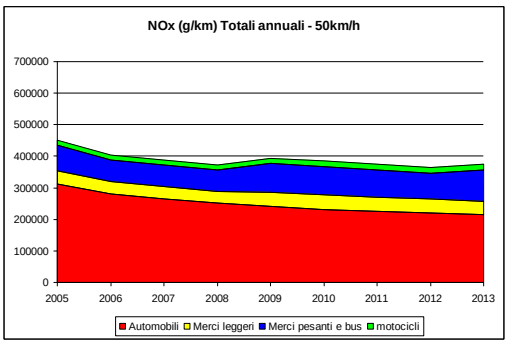



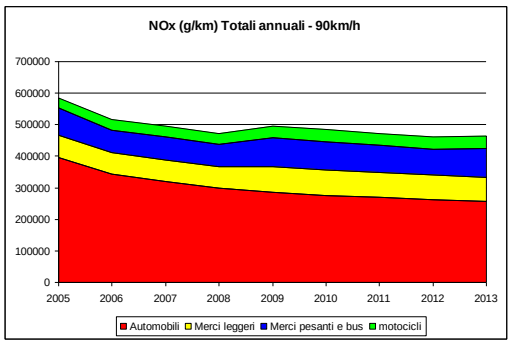

**Idrocarburi totali (HC):emissioni complessive del parco veicolare per km**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



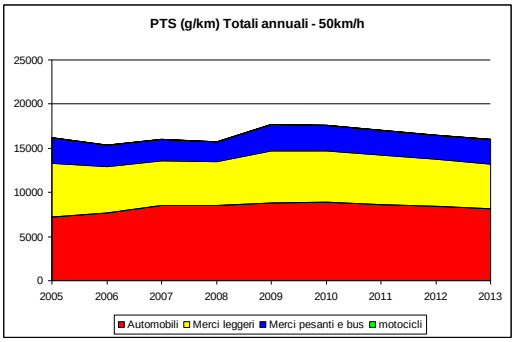



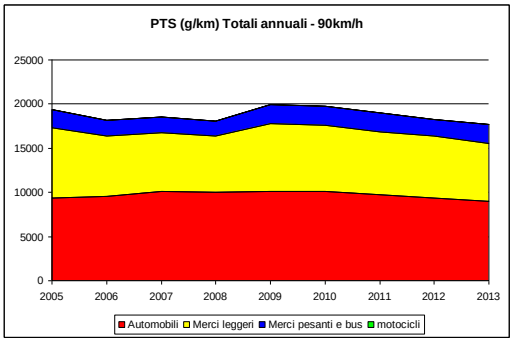

**Ossido di Carbonio (CO): emissioni complessive del parco veicolare per km**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



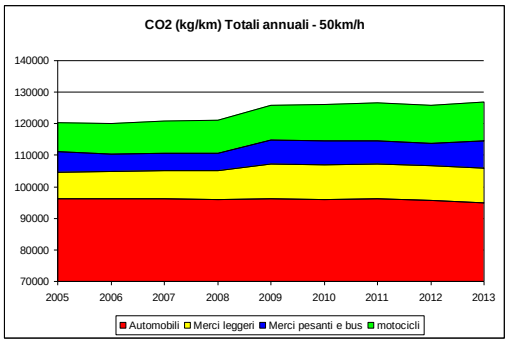



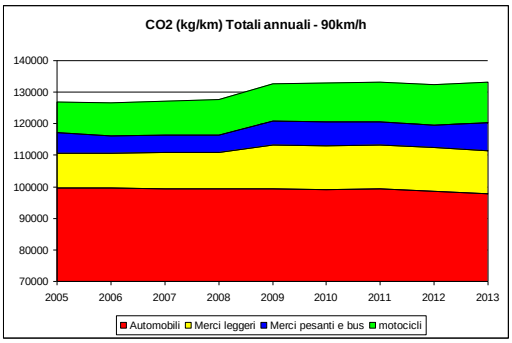

**Ossidi di Azoto ($NO_x$): emissioni complessive del parco veicolare per km**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



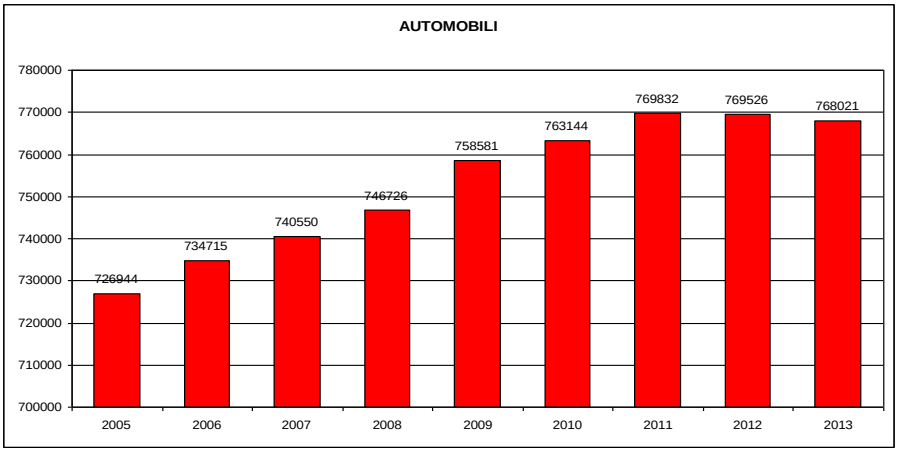

**Materiale Particolato totale (PTS): emissioni complessive del parco veicolare per km**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



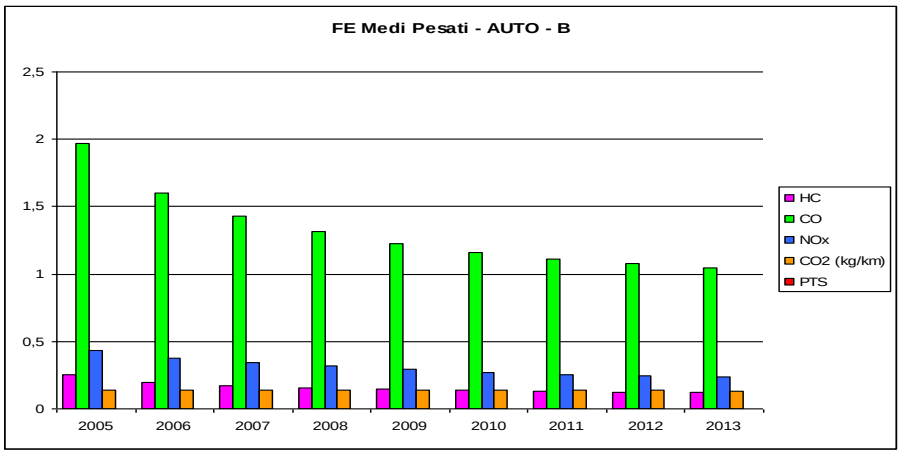




**Biossido di Carbonio ($CO_2$): emissioni complessive del parco veicolare per km**

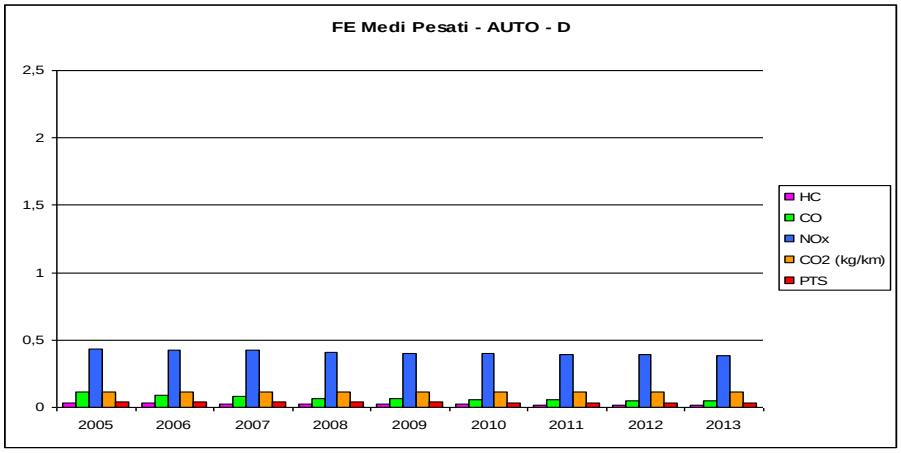
Seguono tabelle che riguardano i fattori di emissione medi pesati per anno per quanto riguarda le autovetture.




**Numero autovetture**

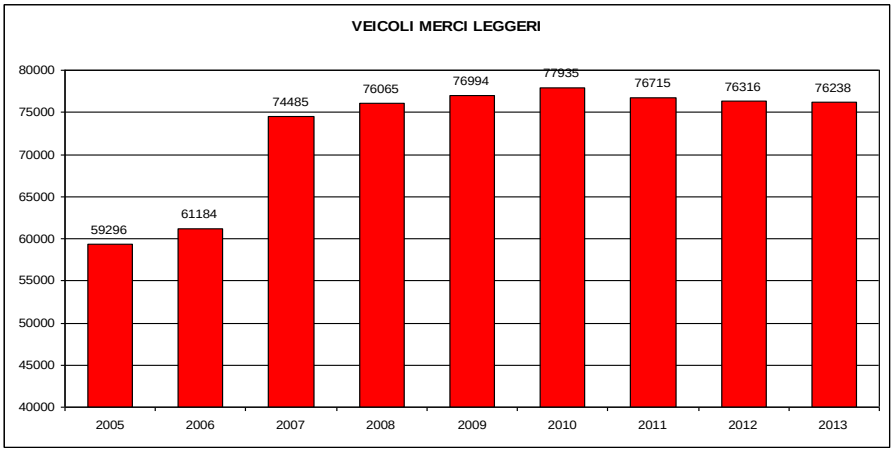



**Fattore Emissione Medio Pesato Benzina**

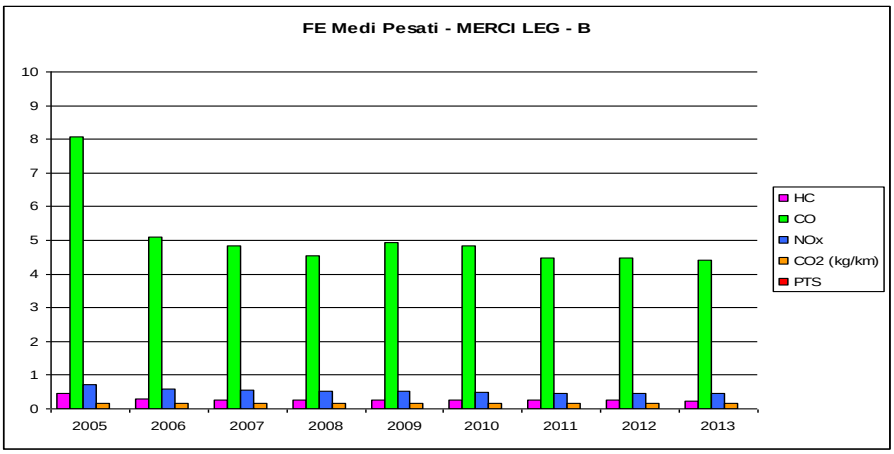



**Fattore Emissione Medio Pesato Diesel**

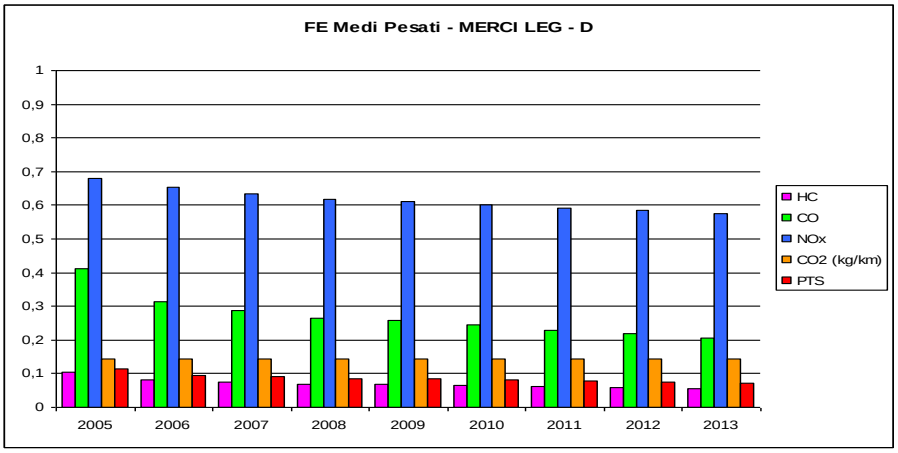
Seguono tabelle che riguardano i fattori di emissione medi pesati per anno per quanto riguarda i mezzi di trasporto merci (leggeri).




**Numero Mezzi Trasporto Leggeri**

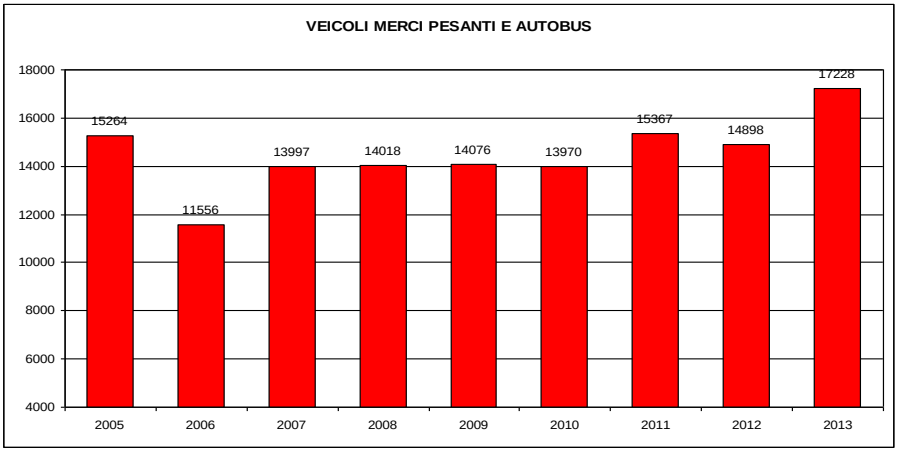



**Fattore Emissione Medio Pesato Benzina**

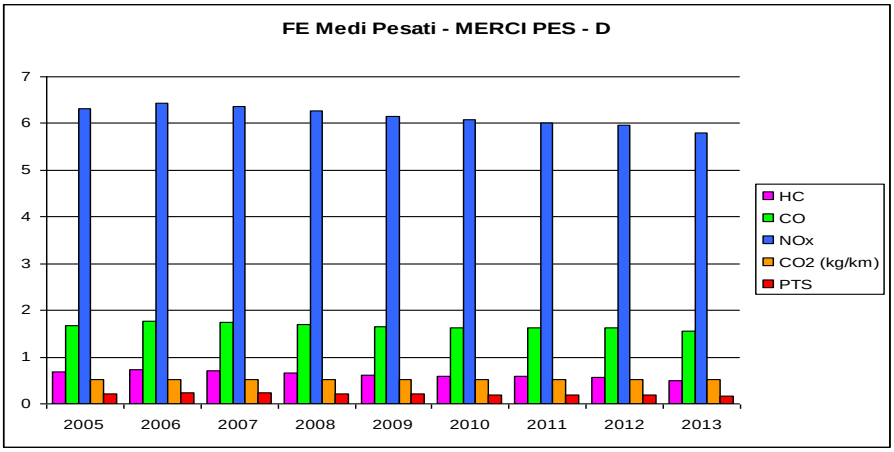



**Fattore Emissione Medio Pesato Diesel**

Seguono tabelle che riguardano i fattori di emissione medi pesati per anno per quanto riguarda i mezzi di trasporto merci (pesanti).

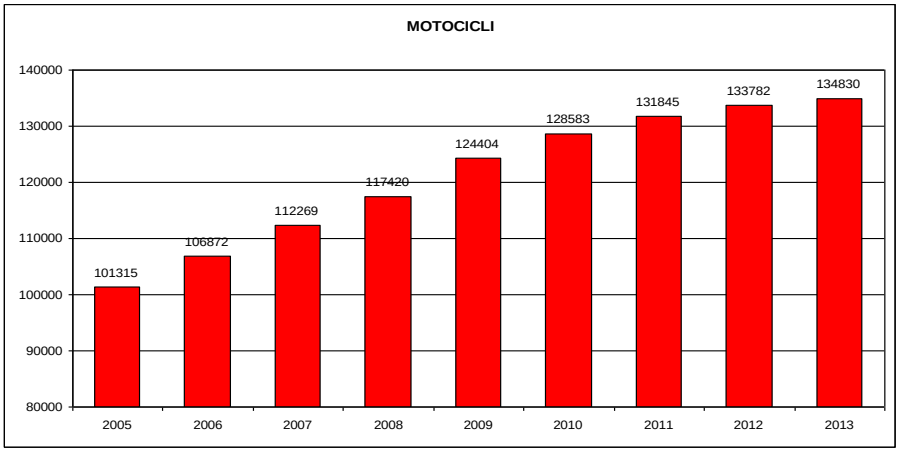



**Numero Mezzi Trasporto Pesanti**

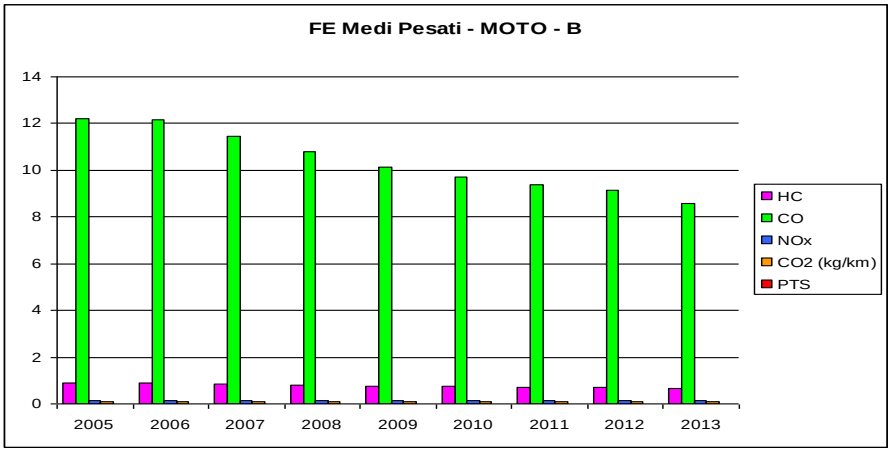



**Fattore Emissione Medio Pesato Diesel**

Seguono tabelle che riguardano i fattori di emissione medi pesati per anno per quanto riguarda i motocicli.



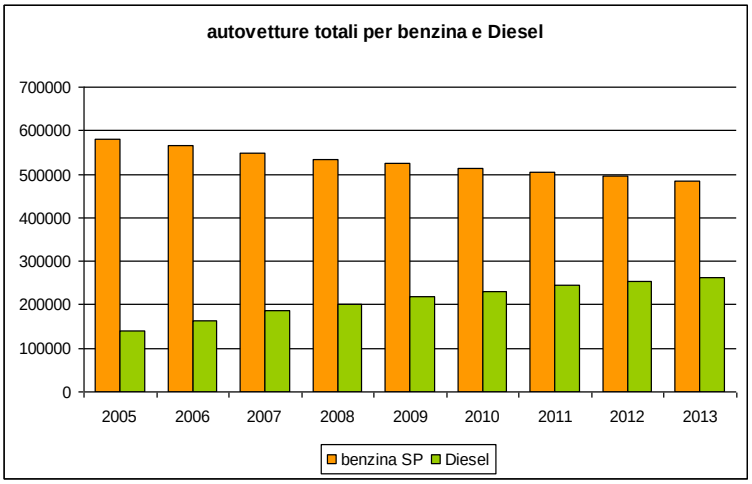

**Numero Motocicli**



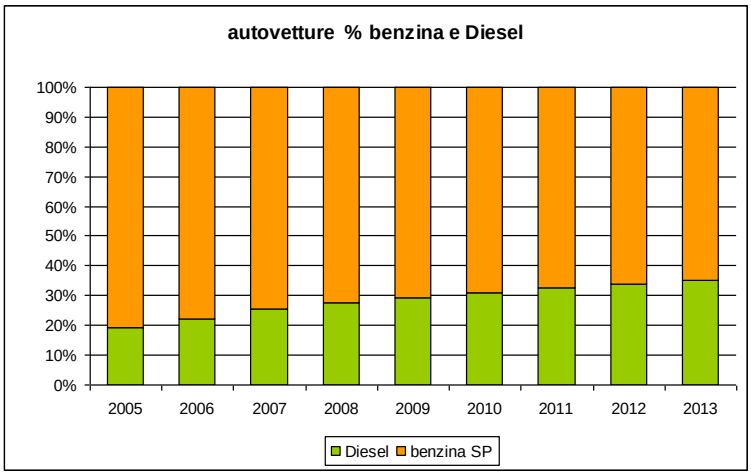

**Fattore Emissione Medio Pesato Benzina**

Seguono tabelle che riguardano le autovetture e il trasporto merci leggere.

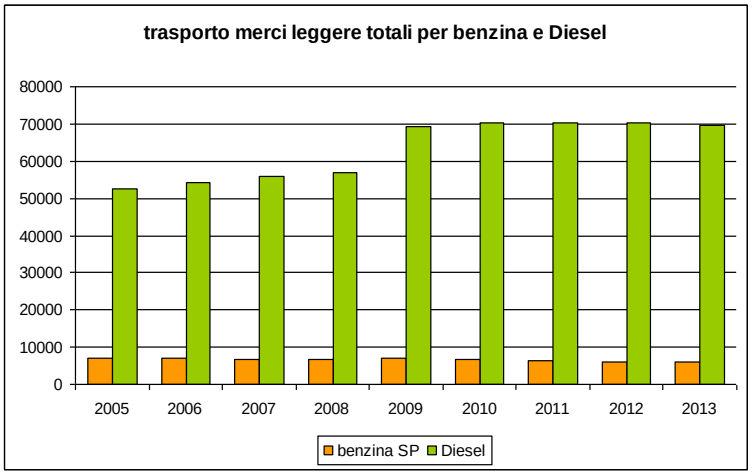
**RAPPORTO TRA VEICOLI BENZINA E DIESEL (VEICOLI TOTALI E VEICOLI %).**



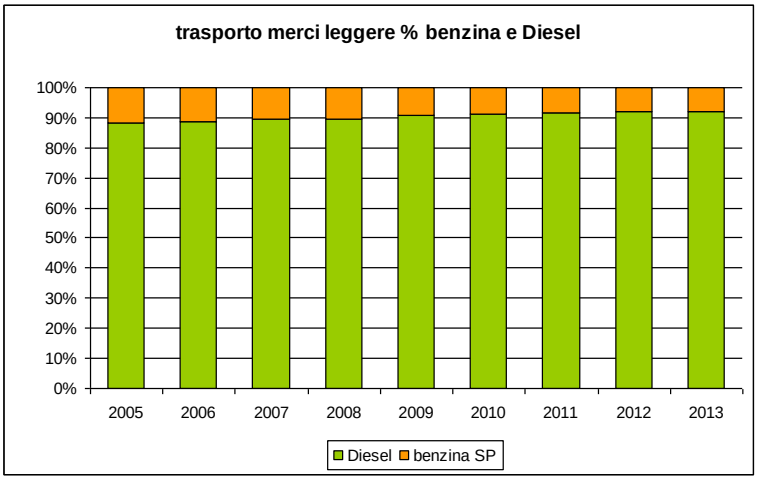

**Autovetture totali per benzina e diesel**




**Autovetture % benzina e diesel**




**Trasporto merci leggere totali per benzina e diesel**




**Trasporto merci leggere % per benzina e diesel**

Si fa rilevare che nei parchi autovetture sono praticamente assenti motocicli Diesel o merci pesanti a Benzina.

### Il Parco Automobili a GPL e Metano

Un capitolo a parte di questo studio è dedicato alle vetture bifuel, ovvero alle auto ibride con due sistemi di alimentazione. Le due categorie principali di queste vetture sono le auto a gas di petrolio liquefatto (dette auto a GPL, impropriamente letto come gas propano liquido anche se il propano è solo uno dei costituenti del combustibile) e le auto a gas naturale compresso (dette più di frequente auto a metano, poiché è il principale tra i gas della miscela, e indicate talora dall'acronimo CNG).

Dal 2005 al 2013 il numero di auto ibride è considerevolmente aumentato, tuttavia esse costituiscono ancora una percentuale irrisoria sul totale del parco regionale. Le autovetture a GPL sono passate dallo 0,96% del parco autovetture del 2005 (0,77% sul totale dei veicoli) al 2,34% del parco autovetture del 2013 (1,82% del totale dei veicoli). Le autovetture a metano sono passate dallo 0,13% del parco autovetture del 2005 ( 0,11% del totale dei veicoli) allo 0,33% del parco autovetture del 2013 (0,26% del totale dei veicoli).

I dati a disposizione, riportati nelle pagine seguenti, riguardano unicamente il parco autovetture. Poiché l'HBEFA fornisce dei fattori di emissione solamente per le categorie legislative dalla Euro 2 alla Euro 6, nella rappresentazione delle emissioni totali si è optato per inserire le auto di categoria Euro 0 e Euro 1 all'interno della categoria Euro 2.

Si sottolinea che, nei parchi circolanti dal 2005 al 2012, non vi è in Regione alcuna presenza di veicoli Euro 6, che iniziano a essere presenti, pur in numero estremamente esiguo, solo nel 2013. Analizzando i fattori di emissione risulta evidente come, sia nel caso del GPL e sia nel caso del metano, questi diminuiscano considerevolmente nel

progressivo passaggio dalla tipologia Euro 2 alla Euro6, soprattutto per HC, CO, $NO_x$ e PTS. Ciò avviene anche per il biossido di carbonio ($CO_2$) ma in modo meno marcato.

E' interessante rilevare che, anche in questo caso, sia per veicoli a GPL e sia per veicoli a metano, i fattori di emissione presentano una dipendenza molto marcata dalla velocità di percorrenza cui fanno riferimento. In tutti i casi analizzati i fattori di emissione calcolati per la velocità di percorrenza di 90 km/h sono superiori, anche se a volte di poco, di quelli relativi al caso di 50 km/h.

Questa caratteristica differenzia notevolmente il caso delle vetture bifuel da quello dei veicoli a benzina o diesel, i cui fattori di emissione sono caratterizzati in generale da una dipendenza inversa dalla velocità di percorrenza, ovvero sono generalmente più elevati nel caso a 50 km/h che in quello a 90 km/h.

Nei pochi casi in cui i fattori di emissione delle vetture a benzina o diesel non siano marcatamente superiori per il caso a 50 km/h rispetto a quello dei 90 km/h, i fattori hanno valori pressoché equivalenti ma la tendenza non risulta mai invertita come per le auto bifuel.

Quanto esposto sopra è fondamentale per comprendere l'andamento che dimostrano i grafici relativi alle emissioni per chilometro per l'intero parco circolante. Il contributo, per ciascuno degli inquinanti presi in esame, risulta maggiore nel caso delle auto a GPL, a causa del loro numero totale che supera il numero delle vetture a metano di un fattore variabile, a seconda dell'anno considerato, da 7 a 8. Tuttavia, a causa dell'esiguo numero delle vetture bifuel paragonato al parco automobili in particolare e al parco totale in generale, il loro contributo al totale emissivo non risulta praticamente apprezzabile.

Gli idrocarburi totali (HC) emessi dalle vetture GPL e metano costituiscono una frazione minima del totale emissivo dell'intero parco veicolare (meno dello 0,03%), per ciascuno degli anni di riferimento. A giustificare questo risultato sono, oltre al numero molto ridotto di tali veicoli, anche i fattori di emissione.

Essi risultano inferiori di almeno un ordine di grandezza, sia per GPL che per metano (pur essendo i fattori per il metano maggiori rispetto a quelli del GPL di un fattore 2), se sono paragonati a quelli delle autovetture alimentate a benzina e a gasolio. Analogo comportamento hanno anche i fattori di emissione delle auto a GPL e metano relativi al monossido di carbonio (CO).

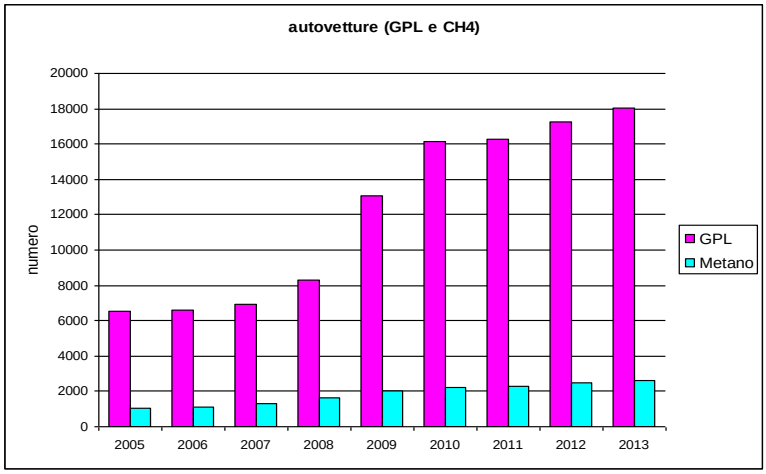
Questi sono mediamente inferiori di un fattore 10 dei corrispondenti fattori di emissione per vetture a benzina, invece i fattori risultano comparabili rispetto al caso delle vetture diesel. Il contributo al totale emissivo del parco circolante, per ciascun anno considerato, anche in questo caso non arriva all'1%. Nel caso degli ossidi di azoto ($NO_x$) i fattori di emissione delle autovetture bifuel sono nuovamente inferiori di un intero ordine di grandezza rispetto agli omologhi delle vetture a benzina e diesel.

In questo caso il contributo delle autovetture a GPL è maggiore di quello delle auto a metano, ma ciò è dovuto completamente alla maggiore consistenza numerica delle prime rispetto alle seconde, essendo i fattori di emissioni per le due classi bifuel praticamente uguali.

Il contributo al totale emissivo degli ossidi di azoto è inferiore allo 0,05% per gli anni di riferimento. Nel caso del materiale particolato (PTS) i fattori di emissioni delle vetture GPL e metano sono commensurabili con quelli delle omologhe classi di vetture a benzina, mentre risultano inferiori a quelli relativi alle automobili diesel.

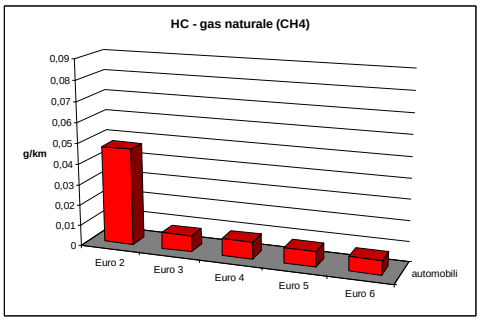
Tenendo conto di tale osservazione e considerando nuovamente l'esiguo numero di vetture bifuel, si giunge a stimare un contributo emissivo di particolato al totale del parco autovetture inferiore allo 0,2%, percentuale che diminuisce drasticamente se il termine di confronto diviene l'intero parco circolante, comprensivo dei veicoli per il trasporto merci alimentati principalmente a gasolio. Infine, anche per il caso del biossido di carbonio ($CO_2$) i contributi delle vetture a GPL e metano alle emissioni totali del parco circolante sono inferiori allo 0,5%.

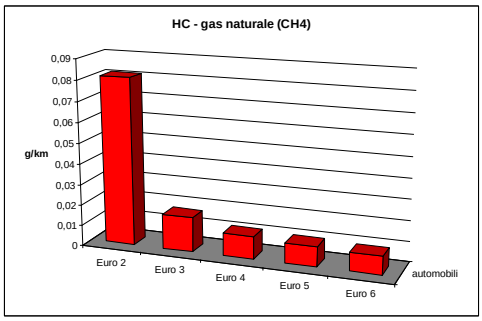
Tuttavia è interessante notare che i fattori di emissioni delle vetture bifuel, soprattutto quelle a metano, sono sempre inferiori a quelli delle omologhe, in termini di classe Euro, autovetture a benzina (da 1% a 7%) e sempre maggiori delle omologhe diesel (da 10% a 15%).



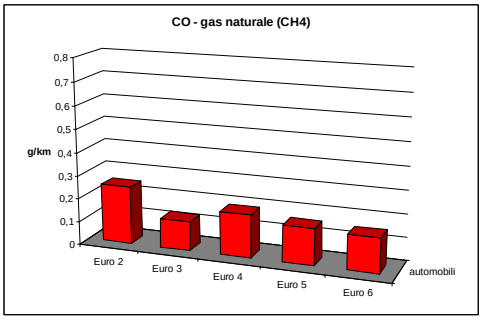

**Evoluzione Parco Automobili Bifuel a GPL e Metano**

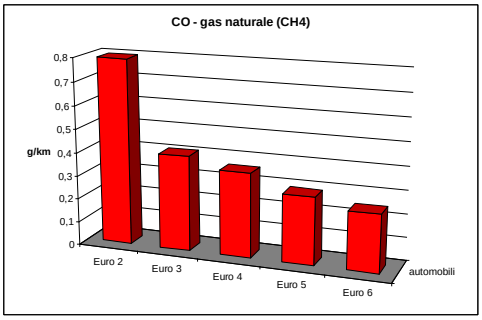
## VEICOLI BIFUEL E METANO



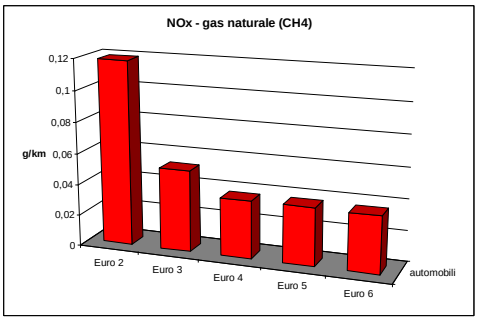



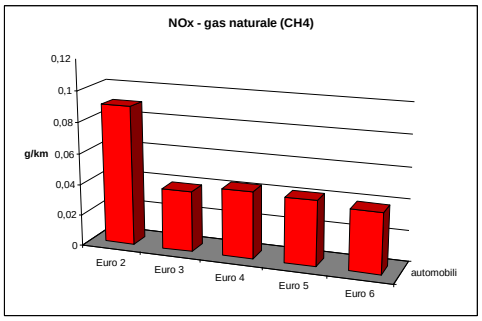

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a metano – Idrocarburi totali (HC)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



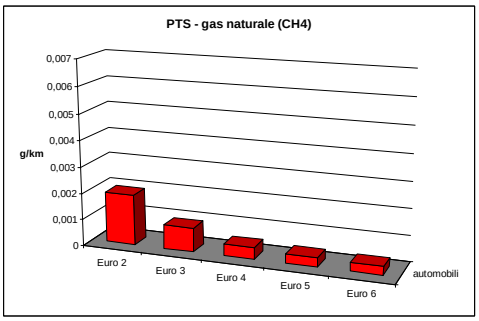



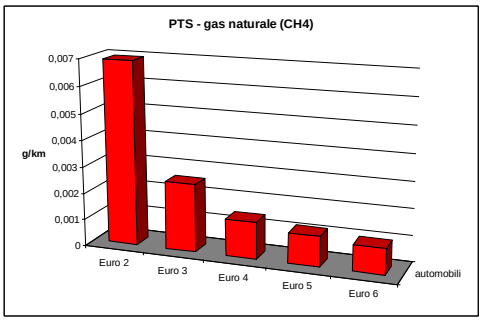

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a metano – Monossido di carbonio (CO)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



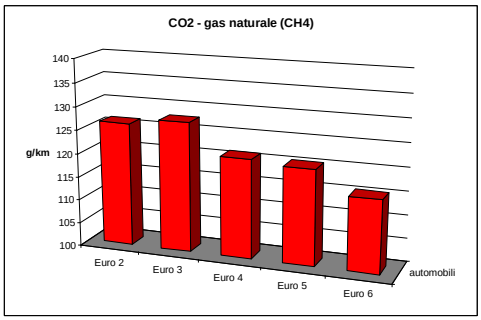



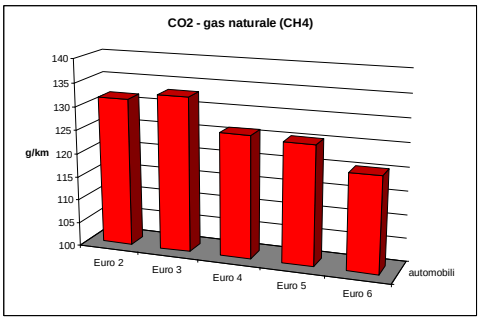

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a metano – Ossidi di azoto ($NO_x$)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



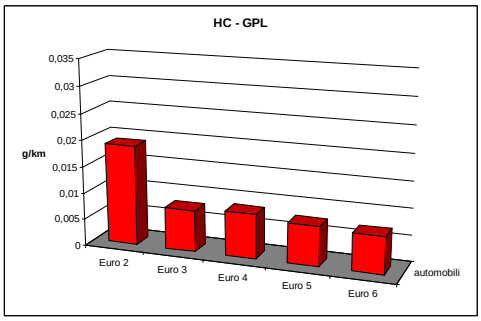



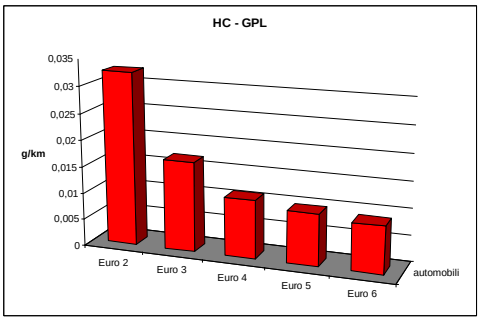

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a metano – Particolato totale (PTS)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



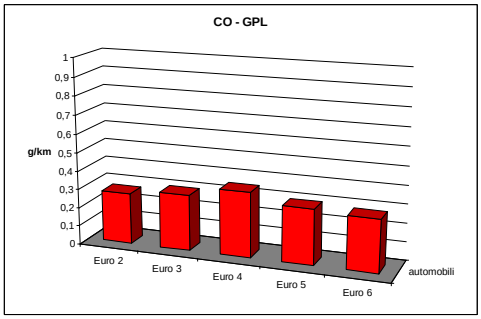



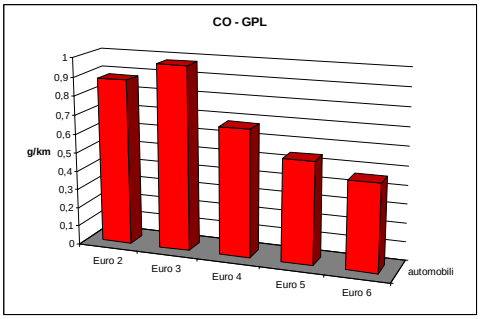

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a metano – Biossido di carbonio ($CO_2$)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



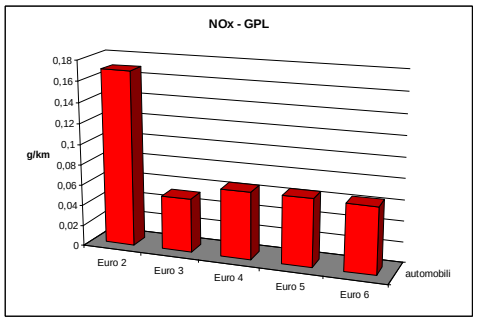



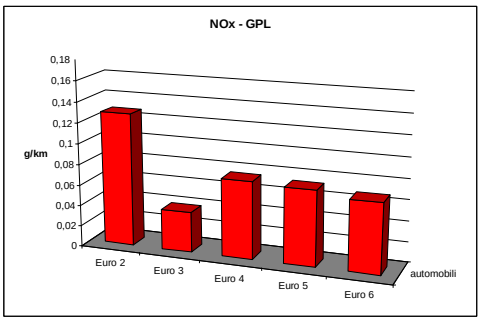

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a GPL – Idrocarburi totali (HC)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**



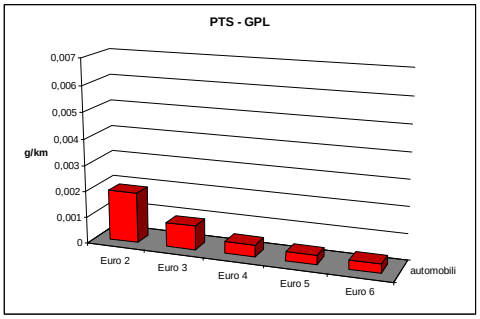

**Fattori di emissione per veicoli bifuel a GPL – Monossido di carbonio (CO)**
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

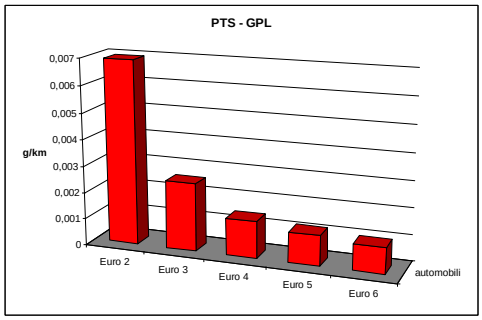



**Fattori di emissione per veicoli bifuel a GPL – Ossidi di azoto (NOx)**

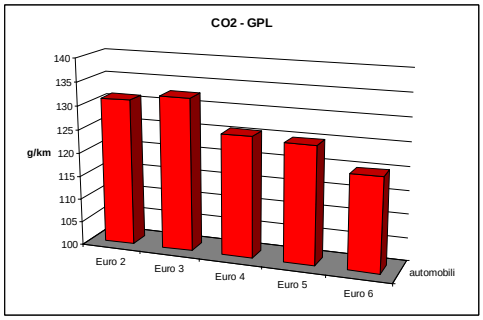
**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

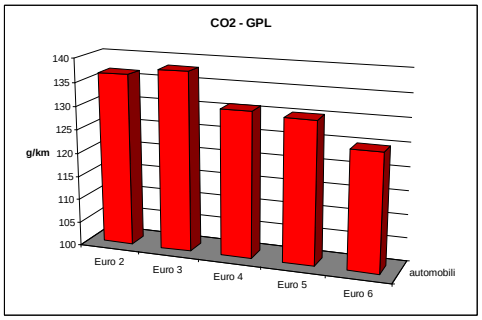



**Fattori di emissione per veicoli bifuel a GPL – Particolato totale (PTS)**

**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

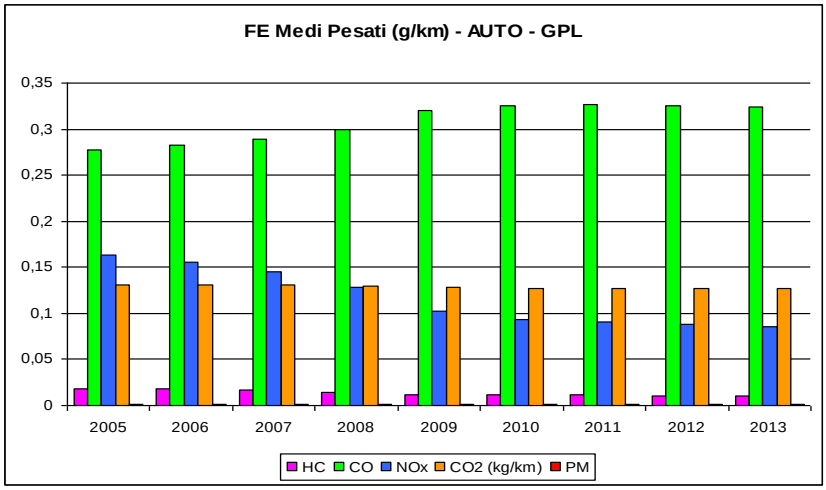



**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**

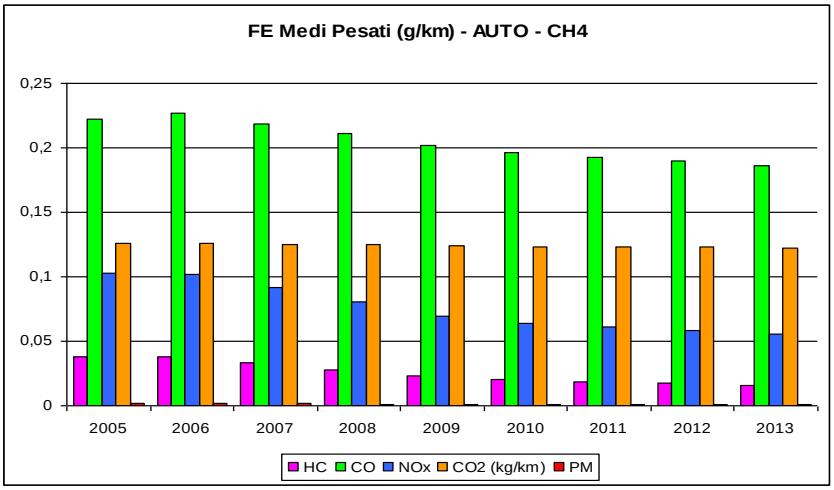
**Fattori di emissione per veicoli bifuel a GPL – Biossido di carbonio ($CO_2$)**

Segue una tabella che riguarda i fattori di emissione medi pesati per anno - Automobili bifuel a GPL



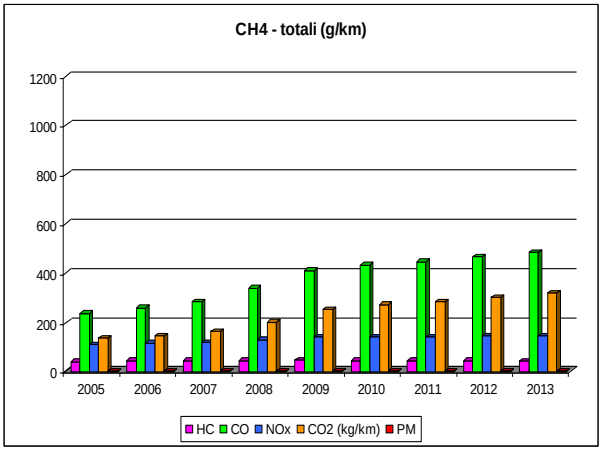

**Automobili GPL**

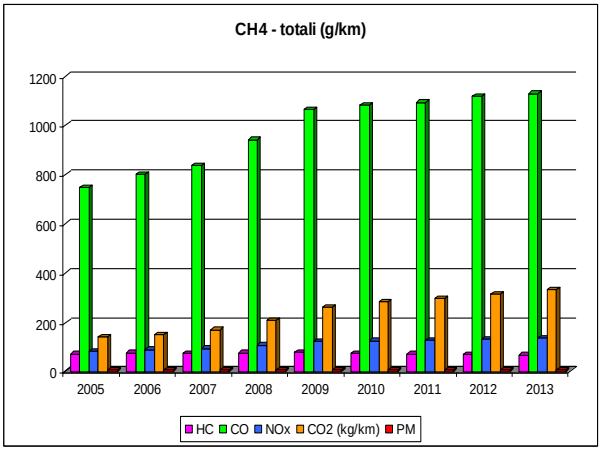
Segue una tabella che riguarda i fattori di emissione medi pesati per anno -. Automobili bifuel a Metano.




**Automobili $CH_4$**

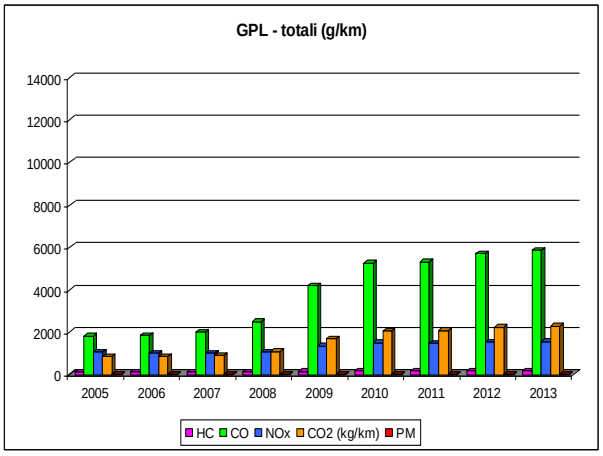
Seguono tabelle che riguardano le emissioni annuali per chilometro per l'intero parco circolante bifuel sia a metano e sia a GPL, differenziati tra 50 km/h e 90 km/h.

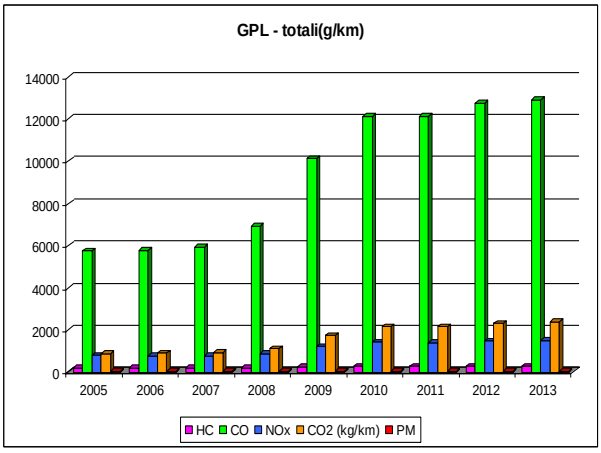



**Emissione annuale per chilometro per l'intero parco circolante bifuel a Metano**

**a 50 Km/h** **a 90 Km/h**




**Emissione annuale per chilometro – per l'intero parco circolante bifuel a GPL**

a 50 Km/h a 90 Km/h

**Gas serra (biossido di carbonio)**

Lo studio qui presentato evidenzia alcuni aspetti molto interessanti relativi alle possibili misure da adottare per poter contenere o ridurre le emissioni degli inquinanti da traffico veicolare. L'analisi dei singoli fattori di emissione evidenzia la adozione progressiva di sistemi di abbattimento delle emissioni, quali sistemi catalitici o filtri anti-particolato, hanno un evidente effetto sulla riduzione delle emissioni di HC, CO, $NO_x$ e PTS.

Questo non accade per il $CO_2$, unico gas serra tra quelli analizzati, in quanto i sistemi di abbattimento previsti dalle varie normative Euro, non coinvolgono tale inquinante. Ciò è evidente nei grafici dei fattori di emissione dove la quantità di g/km di $CO_2$ emessa rimane, a seconda del tipo di veicolo e di tipo di alimentazione, su valori elevati al variare della tipologia legislativa. Questo è il motivo principale per cui, tra i 5 inquinanti considerati, il $CO_2$ è il solo a mantenere, col passare degli anni, un progressivo seppur discontinuo incremento, in quanto esso è fondamentalmente collegato all'aumento del numero totale dei veicoli del parco circolante.

| $CO_2$ | 50 km/h | | | | 90 km/h | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| automobili | Benzina | Diesel | CH4 | GPL | Benzina | Diesel | CH4 | GPL |
| Euro 0 | 139,71 | 114,92 | | | 145,49 | 116,03 | | |
| Euro 1 | 139,29 | 114,06 | | | 145,05 | 115,16 | | |
| Euro 2 | 139,65 | 114,26 | 126,36 | 131,20 | 145,43 | 115,36 | 131,59 | 136,63 |
| Euro 3 | 136,72 | 113,96 | 127,72 | 132,61 | 142,37 | 115,06 | 133,00 | 138,10 |
| Euro 4 | 129,46 | 112,89 | 121,11 | 125,75 | 134,82 | 113,97 | 126,12 | 130,95 |
| Euro 5 | 127,48 | 112,80 | 120,39 | 125,00 | 132,75 | 113,88 | 125,37 | 130,17 |
| Euro 6 | | | 115,52 | 119,94 | | | 120,30 | 124,90 |

| merci L | Benzina | Diesel | CH4 | GPL | Benzina | Diesel | CH4 | GPL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Euro 0 | 160,08 | 147,85 | | | 162,71 | 202,71 | | |
| Euro 1 | 147,11 | 148,06 | | | 161,83 | 201,52 | | |
| Euro 2 | 147,66 | 143,68 | | | 159,38 | 193,87 | | |
| Euro 3 | 153,04 | 136,84 | | | 162,58 | 164,51 | | |
| Euro 4 | 155,41 | 150,04 | | | 156,35 | 176,84 | | |
| Euro 5 | 156,33 | 145,10 | | | 161,17 | 174,87 | | |
| Euro 6 | | | | | | | | |

| merci P | Benzina | Diesel | CH4 | GPL | Benzina | Diesel | CH4 | GPL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Euro 0 | | 533,10 | | | | 505,30 | | |
| Euro 1 | | 452,34 | | | | 473,19 | | |
| Euro 2 | | 466,78 | | | | 497,05 | | |
| Euro 3 | | 529,66 | | | | 544,70 | | |
| Euro 4 | | 519,26 | | | | 550,30 | | |
| Euro 5 | | 526,81 | | | | 557,91 | | |
| Euro 6 | | | | | | | | |

**I fattori di emissione per il $CO_2$ per tipo di carburante e classe Euro**

Analizzando i fattori di emissione relativi ai quattro carburanti considerati in questo studio, per le automobili appare evidente che è il diesel ad essere sicuramente il meno efficace, a parità di classe veicolare, nel generare emissioni di $CO_2$, sia a 50 km/h che a 90 km/h.

A parità di tipologia Euro, a 50km/h, le autovetture diesel emettono $CO_2$: dal 12% al 20% in meno rispetto alle benzina; dal 10% al 15% in meno rispetto alle GPL; dal 8% al 10% in meno rispetto alle metano. A 90km/h le emissioni, ancora a parità di tipologia Euro, sono perfino inferiori rispetto a quelle degli altri carburanti, in quanto i fattori del diesel aumentano meno (2 g/km al massimo) di quanto non accada per metano, GPL e benzina (che aumentano tutti di circa 5 g/km).

Nel caso dei veicoli leggeri per il trasporto merci, i fattori di emissione, forniti solo per benzina e diesel, presentano una dipendenza diversa a seconda della velocità di percorrenza considerata e perciò, mentre a 50km/h i fattori diesel risultano (con la sola anomalia degli Euro 1 che hanno un valore quasi uguale) inferiori a quelli del benzina fino anche al 10%, quelli forniti per la velocità di 90km/h sono sempre superiori agli omologhi del benzina anche del 20%.

Ben più elevati si presentano i fattori di emissione legati ai mezzi pesanti per il trasporto merci, riferiti solamente all'alimentazione diesel, che sono mediamente cinque volte superiori a quelli delle omologhe tipologie Euro delle autovetture e da 2 a 3 volte superiori a quelli dei mezzi trasporto merci leggeri. Tuttavia il numero di veicoli di questa classe è talmente esiguo se paragonato al totale del parco circolante, in particolare al parco autovetture, da farli risultare la classe veicolare con la minore emissione totale di $CO_2$ tra le quattro considerate.

Da quanto detto si può dedurre che un'azione volta a contenere le emissioni di questo gas serra non può affidarsi - come invece potrebbe accadere nel caso degli altri inquinanti - al solo rinnovo progressivo del parco veicolare e al conseguente utilizzo di più efficaci sistemi di abbattimento. Eventuali azioni mitigatrici devono piuttosto tenere conto del tipo di alimentazione dei veicoli e, in particolare, del numero delle autovetture.

In generale è la classe delle autovetture a contribuire, come media annua, a circa il 75% totale del $CO_2$ emesso, mentre la somma dei contributi a chilometro delle altre tre classi non raggiunge, in nessuna annata, il 25% del totale. Il numero dunque dei veicoli per classe è determinante perché, anche se la totalità del parco dei mezzi pesanti e il 90% dei mezzi leggeri per il trasporto merci sono alimentati a diesel, il loro contributo non avvicina nemmeno quello delle autovetture. Osservato ciò, risulta ovvio che ritenere che l'unico effetto positivo nel ridurre le emissioni di $CO_2$ da veicoli può essere la diminuzione delle autovetture benzina a favore di quelle diesel.

Un'analoga riduzione per le classi dei mezzi di trasporto merci, siano essi leggeri o pesanti, non pare poter dare un significativo effetto, oltre a non sembrare realizzabile considerata l'esiguità di mezzi di queste classi che possono essere alimentati a benzina.

Considerazioni ulteriori vanno fatte rispetto alle vetture bifuel, ovvero alle auto ibride con due sistemi di alimentazione, brevemente indicate come a GPL e a metano. Come ricordato, per entrambe le tipologie di vetture i contributi alle emissioni totali di $CO_2$ del parco circolante sono inferiori allo 0,5%. Tuttavia tale risultato è imputabile solo al ridottissimo numero di tali vetture rispetto al totale. Come già ricordato, mentre i fattori di emissione associati agli inquinanti HC, CO, $NO_x$ e PTS risultano essere tutti (con l'eccezione del PTS a benzina) almeno di un ordine di grandezza inferiori ai corrispondenti fattori per vetture alimentate a benzina o Diesel, per il $CO_2$, i fattori di emissione risultano essere di alcuni punti percentuali inferiori a quelli delle omologhe benzina, ma superiori, in qualche tipologia Euro fino al 15%, a quelli delle omologhe autovetture diesel.

Questa considerazione, che per molti può risultare sorprendente, mette in evidenza il fatto che anche la totale trasformazione del parco circolante in un equivalente a GPL o metano, non avrebbe un effetto altrettanto positivo nella riduzione della $CO_2$, pur risultando estremamente efficace nella riduzione delle emissioni degli altri inquinanti, quanto la trasformazione dell'intero parco autovetture in diesel.

Questo incremento delle autovetture diesel rispetto a quelle benzina pare essere già in corso infatti dal 2005, anno in cui le vetture diesel erano il 19% circa del totale, nel 2013 esse raggiungono quasi il 35%. Questo effetto, associato al leggero decremento del totale delle autovetture, spiega la leggera tendenza a decrescere delle emissioni di $CO_2$ delle autovetture. Tuttavia il totale emissivo per l'intero parco è in crescita a causa dell'apporto emissivo delle altre categorie veicolari che aumentano in numero.

**FOCUS - impianti solari termodinamici**

Gli impianti solari termodinamici convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica, attraverso due distinte fasi di trasformazione energetica. La prima fase consiste nella trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore, la seconda fase consiste nella trasformazione dell'energia termica in elettricità, per mezzo di un ciclo termodinamico convenzionale.

Per accedere agli incentivi nazionali l'impianto solare termodinamico deve essere dotato di un sistema di accumulo termico dell'energia captata che consente di migliorare la dispacciabilità dell'energia elettrica prodotta, ovvero in grado di generare energia in funzione della richiesta; quest'ultima è la caratteristica più distintiva degli

impianti solare termodinamici rispetto a altre energie rinnovabili. Per quanto attiene al consumo di suolo il rendimento del solare termodinamico in elettricità per unità di suolo, in ordine di grandezza, è equivalente a quello dell'eolico o della biomassa. Il Decreto Ministeriale per l'incentivazione del solare termodinamico fissa un limite di 2 kmq di superficie captante incentivabile per l'intero territorio nazionale.

A differenza del fotovoltaico, che qualsiasi famiglia può installare sul proprio tetto, gli impianti solare termodinamici, benché esistano anche sistemi di dimensione più contenuta, sono maggiormente indicati per applicazioni di grande potenza.

Esistono diversi problemi per la realizzazione di tali impianti. Uno di questi è la necessità di avere a disposizione grandi superfici, con difficoltà nell'integrazione in architettura. Hanno un peso elevato per pannello, tra i 45 e i 300 kg e sono in grado di captare la luce solare solo da un lato. In assenza di sole non funzionano necessitando di una fonte energetica aggiuntiva, quando aumenta il fabbisogno energetico. Richiedono una manutenzione continua e hanno un'elevata fragilità, presentando rischi di congelamento in inverno e di sovra riscaldamento in estate.

In Italia è stato realizzato il progetto Archimede, la cui fonte pulita di energia promette di portare una minore dipendenza dall'estero per l'importazione di energia o di greggio. Gli svantaggi del progetto Archimede sono la richiesta di un'ampia superficie per collocare gli specchi a concentrazione, l'energia non è continua, a causa dell'alternarsi del giorno e della notte, aspetto parzialmente mitigato dalla possibilità di accumulare il calore in speciali serbatoi, la capacità produttiva è ancora troppo bassa rispetto alle altre fonti di energia fossili. In sostanza, il solare di Archimede è una tecnologia sperimentale, con costi tecnologici sono ancora alti.

La Regione FVG ha un territorio piccolo e con poche aree di grande dimensione libere e adatte per una penetrazione maggiore del solare termodinamico nel paniere delle fonti di energie rinnovabili.

La dimensione che può essere sviluppata in regione è quella della R&S, valutando con particolare attenzione sia l'aspetto dell'utilizzo di suolo agricolo per questo tipo di installazioni e sia l'impatto paesaggistico.

**FOCUS - energia da fonte idroelettrica**

La direttiva 2000/60/CE (Direttiva Acque) prevede che ciascun Stato membro adotti le misure necessarie ad impedire il deterioramento dello stato di tutti i corpi idrici, superficiali e sotterranei, nonché di adottare misure volte a proteggere, migliorare e ripristinare tutti i corpi idrici al fine di conseguire un buono stato delle acque superficiali e sotterranee entro 15 anni dall'entrata in vigore della Direttiva (ovvero entro il 2015), fatta salva la possibilità di prorogare tale termine o prevedere il conseguimento di obiettivi ambientali meno rigorosi, in presenza di determinate condizioni. Le misure devono fondarsi sugli esiti di un'approfondita attività conoscitiva articolata nell'analisi delle caratteristiche del territorio, nell'esame dell'impatto delle attività umane sullo stato delle acque superficiali e sulle acque sotterranee e nell'analisi economica dell'utilizzo idrico.

Il decreto legislativo 152/2006 in applicazione della direttiva 2000/60/CE, ha previsto i seguenti strumenti di pianificazione a tutela delle acque:

- il Piano di bacino distrettuale (art. 65) che ha valore di piano territoriale di settore e è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso a tutela del suolo e delle acque;
- il Piano di gestione (art. 117) che rappresenta un'articolazione interna del Piano di bacino distrettuale e costituisce pertanto Piano stralcio del Piano di bacino riguardo alla parte relativa alla tutela delle acque;
- Il Piano di tutela delle acque (art. 121) che costituisce uno specifico Piano di settore di competenza regionale.

Il Piano di gestione del distretto idrografico "Alpi orientali", di cui la Regione Friuli Venezia Giulia fa parte, è stato adottato, a norma dell'art. 1, comma 3-bis della legge 27 febbraio 2009 n. 13, dai Comitati Istituzionali dell'Autorità di bacino dell'Adige e dell'Autorità di bacino dei fiumi dell'Alto Adriatico con deliberazione n.1 del 24 febbraio 2010. Con il D.P.C.M. di data 23 aprile 2014 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 193 del 21 agosto 2014 il suddetto piano è stato approvato; attualmente è stato adottato il primo aggiornamento di detto Piano (Delibera del 22 dicembre 2014).

Il progetto di Piano Regionale di Tutela delle Acque della Regione (P.R.T.A.) è stato approvato il 19 gennaio 2015 con Decreto del Presidente della Regione n. 13 e, in coerenza con quanto riportato nel Piano di Gestione, ha sviluppato un approfondita analisi conoscitiva analizzando le pressioni esercitate e gli impatti causati sui corpi idrici regionali da parte dei diversi determinanti (i.e. attività industriali, agricoltura, trasporti, energia, ecc.).

Per quanto riguarda nello specifico il settore idroelettrico è risultato che la portata concessa in Friuli Venezia Giulia a uso idroelettrico è pari al 65% della portata complessiva concessa da acque superficiali; gli impatti esercitati sui corsi d'acqua determinati dal prelievo idroelettrico sono costituiti da alterazione degli habitat a causa di alterazioni idrologiche o morfologiche (presenza di dighe o sbarramenti). In alcuni casi è stato anche riscontrato un impatto sulla ricarica dei corpi idrici sotterranei.

Sulla base del quadro conoscitivo sono state messe a punto delle apposite misure finalizzate al raggiungimento e mantenimento degli obiettivi di qualità per ciascun corpo idrico. In particolare gli impianti idroelettrici, esistenti e non, dovranno adeguarsi alla nuova disciplina del deflusso Minimo Vitale che prevede anche una aumentata tutela nelle aree di particolare pregio naturalistico.

Il PRTA ha inoltre posto il divieto di nuove derivazioni, a esclusione di quelle a uso idropotabile, nei tratti classificati in stato ecologico elevato, salvo quanto previsto all'art. 77, comma 10 bis del D.lgs. 152/2006 (*nuove attività sostenibili di sviluppo umano…di prioritario interesse pubblico…*).

Il divieto di nuove derivazioni, con le opportune eccezioni (derivazioni a uso idro-potabile e derivazioni con un tratto sotteso breve che utilizzano il salto di sbarramenti esistenti), è stato esteso anche ai corpi idrici in stato sufficiente, scarso e cattivo nel rispetto degli obiettivi posti dalla direttiva europea 2000/60/CE.

Il Piano individua infine i siti in condizioni di riferimento di cui all'allegato 2 del D.M. 14 aprile 2009, n. 56 per i quali vieta la realizzazione di qualsiasi intervento che possa causare una modificazione a carico degli elementi di qualità biologica, idro-morfologica e chimico fisica.

Il P.A.N. sembra indicare di spingere, per il settore idroelettrico, nello sviluppo di impianti di dimensione medio-piccole (micro idroelettrico sotto 1MW e mini idroelettrico tra 1MW e 10MW), scelta già supportata dal sistema degli incentivi (Decreto ministeriale del 06/07/2012 – incentivi per energia da fonti rinnovabili non fotovoltaiche, nell'Allegato 1 l'incentivazione è più spinta per gli impianti di piccola taglia).

In Regione il micro e mini idro hanno avuto uno sviluppo significativo dal 2009 al 2014, e si tenga presente che il Decreto ministeriale è del 6 luglio 2012, anno di carenza idrica per la Regione (produzione idroelettrica regionale in percentuale, dal 2009 al 2011 è pari a circa il 20% all'anno, nel 2012 è stata solo del 16%). I dati a disposizione sulle derivazioni idroelettriche rilasciate riguardano la provincia di Udine (dal 2009 al 2014), la provincia di Pordenone (dal 2009 al 2014) e la provincia di Gorizia (dal 2013 al 2014).

Le concessioni maggiori di 1MW nella provincia di Udine sono poche; dal 2009 al 2014 sono 4 e solo una è una nuova concessione (2012, 2,2MW), le altre sono rinnovi di derivazioni già esistenti. Nessuna di queste supera i 3MW. Tutte le altre sono derivazioni di potenza nominale inferiore, quasi la metà sono sotto i 100KW (classe dimensionale micro idroelettrico).

Le concessioni maggiori di 1MW nella provincia di Pordenone sono poche; dal 2009 al 2014 sono 3 e sono tutte rinnovi di derivazioni già esistenti. Delle tre concessioni appena citate solo una è >di 10MW (12061). Tutte le altre sono derivazioni di potenza nominale inferiore, oltre la metà sono sotto i 100KW (classe dimensionale micro idroelettrico). Le concessioni nella provincia di Gorizia sono tutte inferiori a 1MW.

Per quanto riguarda le concessioni in fase di istruttoria, dal 2009 al 2014, in provincia di Udine, Pordenone e Gorizia, si conferma la tendenza delle concessioni rilasciate: quasi tutte le richieste superiori a 1MW sono rinnovi di concessioni già rilasciate, le rimanenti sono classificabili come micro idroelettrico (sotto 1MW).

Vista la rilevanza dell'uso della fonte idroelettrica in regione Friuli Venezia Giulia, fonte rinnovabile ma la cui diffusione ha creato e potrebbe creare ancora problemi agli ecosistemi dovuti allo sfruttamento della risorsa idrica, la Regione ha intenzione di emanare una Norma specifica di settore sull'uso idroelettrico e propone un articolo ad hoc sullo sviluppo dell'idroelettrico nelle Norme Tecniche di Attuazione del presente Piano Energetico Regionale.

**FOCUS - restauro energetico edifici vincolati**

*Premessa*

Il Codice dei beni culturali e del paesaggio (*D.lgs. 22 gennaio 2004, n.42* in seguito "Codice") sancisce ufficialmente e per la prima volta che il patrimonio culturale è costituito dall'insieme dei beni culturali e dei beni paesaggistici: sono beni culturali non solo gli edifici storici, ma tutti quei beni che hanno ricevuto un'ufficiale riconoscimento del loro intrinseco valore culturale, attraverso un provvedimento ministeriale espresso, meglio noto come vincolo. A questa categoria appartengono anche i beni paesaggistici, intesi come immobili e aree specificamente individuati a termini dell'articolo 136, sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156.

L'efficienza energetica nel patrimonio culturale è un argomento rilevante dal momento che la riduzione del consumo di energia negli edifici, è una priorità nell'ambito degli Obiettivi europei 20 20 20 in materia di efficienza energetica[35], tenendo presente che il patrimonio edilizio è responsabile del consumo del 40% dell'energia primaria. Il miglioramento dell'efficienza energetica nel patrimonio culturale è una tematica urgente e attuale, ancora sottovalutata dalla legislazione, che tende a agire con più incisività sull'edilizia di nuova costruzione.

I beni culturali immobili (sia archeologici che architettonici, sia pubblici che privati) oggetto di vincolo ammontano all'incirca a 70.000[36]. L'intero patrimonio immobiliare italiano è di circa 72.000.000[37]. I beni paesaggistici, in alcune regioni italiane, superano il 50% dell'intera superficie territoriale. In Italia il 19,15% degli edifici è stato costruito prima del 1919 (quindi vincolato). Il 75% e il 17% degli italiani vive in edifici costruiti, rispettivamente, prima del 1990 e prima del 1950. Ne deriva che la ristrutturazione del patrimonio edilizio esistente avrebbe un alto potenziale di risparmio energetico, come richiesto dalla Direttiva 2010/31/UE del 19 maggio 2010[38]. Si aggiunga che la Direttiva 2012/27/UE[39] impone la riqualificazione energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione che sono circa 14 milioni, da "efficientare" al tasso del 3% all'anno.

L'intervento di efficientamento degli immobili esistenti, con maggior evidenza nel caso di beni riconosciuti come appartenenti al patrimonio culturale, pone sempre una questione di fondo legata ai rischi di una trasformazione che potrebbe portare a una diminuzione del valore materiale e immateriale dell'edificio.

La legislazione europea e il suo recepimento a livello nazionale[40] prevedono due scenari distinti per l'edilizia esistente, uno per l'edilizia di tipo monumentale e uno per l'edilizia di tipo diffuso.

In caso di edilizia monumentale (patrimonio storico) è consentito ricorrere allo strumento della "deroga" che permette di mantenere inalterato il ridotto rendimento energetico di tali immobili (edifici monumentali, luoghi di culto, monumenti protetti come patrimonio designato o in virtù dello speciale valore architettonico o storico) in quanto le misure potrebbero generare *"un'alterazione sostanziale"* del carattere e dell'aspetto dell'edifico culturale[41]. Questo non esclude la possibilità di inserire nell'edificio impianti meccanici, termici, elettrici e/o elettronici per renderli più idonei alle necessità d'uso, o per ottimizzare il comportamento in condizioni di esercizio.

---

35Obiettivi 20 20 20: Riduzione del 20% delle emissioni climalteranti rispetto ai livelli del 1990 e del consumo di energia del 20% rispetto ai livelli previsti per il 2020, incremento dell'uso delle fonti rinnovabili per ottenere il 20% della produzione energetica totale.

36 Il sistema informativo "vincoli in rete" unifica le diverse banche dati del Ministero e contiene anche i vincoli paesaggistici dell'intero territorio nazionale.

37 Studio del 2012 dell'Agenzia delle Entrate

38 Tale Direttiva impone a tutti gli Stati membri di fissare i requisiti minimi di prestazione energetica secondo le tipologie edilizie, e questo vale anche per gli edifici oggetto di importanti ristrutturazioni, per renderli completamente autosufficienti e a zero emissioni entro il 2018.

39 Direttiva sulla efficienza energetica, recepita con D.lgs. n. 102 del 4 luglio 2014.

40 Direttiva 2002/91/CE, recepita con il D.lgs. n. 192 del 19 agosto 2005 e Direttiva 2010/31/UE, recepita con Legge n. 90 del 3 agosto 2013.

41 Il comma 3, articolo 3 del D.lgs. 192/2005 esclude dall'applicazione del presente decreto gli edifici ricadenti nell'ambito della disciplina della parte seconda e dell'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante il codice dei beni culturali e del paesaggio, fatto salvo quanto disposto al comma 3-bis" ovvero, per tali edifici il decreto chiede solo l'attestazione della prestazione energetica degli edifici e l'esercizio, la manutenzione e le ispezioni degli impianti tecnici per poi arrivare a una deroga totale concludendo Gli edifici di cui al comma 3, lettera a), sono esclusi dall'applicazione del presente decreto ai sensi del comma 3-bis, solo nel caso in cui, previo giudizio dell'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione ai sensi del codice di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, il rispetto delle prescrizioni implichi un'alterazione sostanziale del loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai profili storici, artistici e paesaggistici.

In caso di edilizia esistente appartenente al patrimonio culturale di tipo diffuso, risulta essere interamente sottoposta al rispetto di prestazioni minime di rendimento energetico particolarmente restrittive e non facili da ottenere nell'edilizia storica. Nel progetto sul costruito, la legislazione italiana impone di agire secondo un'ottica prescrittiva, rivolta al singolo elemento tecnico, considerando l'intervento di restauro energetico come la somma di singole azioni effettuate su parti obsolete o inefficienti. Questa favorisce l'adeguamento prestazionale e la sostituzione di singoli componenti (le finestre, il vetro, le pareti verticali, le coperture, ecc.) ma non una visione olistica del sistema edificio. Negli edifici esistenti vincolati non sottoponibili alla deroga, le modalità di intervento dipendono dalla dimensione dell'immobile. Negli edifici di elevate dimensioni (superficie superiore a 1000 mq) è necessario rispettare requisiti di prestazione energetica per la climatizzazione invernale, per l'involucro edilizio e per l'impianto termico. Negli edifici di ridotte dimensioni (superficie inferiore a 1000 mq) l'unico vincolo legislativo è dato dal rispetto di "*requisiti minimi di trasmittanza termica delle pareti*", senza valutare l'intero sistema edificio, come invece richiesto dagli incentivi economici e finanziari previsti per l'efficientamento degli edifici esistenti, ancora privo di una regolamentazione efficace pensata anche in funzione della tutela e della valorizzazione del patrimonio culturale.

Il Ministero dei BBCC ha iniziato nel 2010 e è in fase di conclusione, la redazione delle Linee Guida per l'efficienza energetica nei beni culturali, parallelamente e sinergicamente con il lavoro di AICARR[42] sull'efficienza energetica degli edifici storici, che contiene temi presenti in queste linee di indirizzo ministeriali. Il fine ultimo di queste Linee Guida è di ottenere un linguaggio comune tra innovazione tecnologica, i progettisti e gli installatori, e quello della conservazione, ossia i conservatori e le Soprintendenze. L'efficientamento energetico è uno strumento di tutela del patrimonio culturale perché ne migliora l'utilizzo e si può parlare di restauro energetico negli edifici esistenti e/o appartenenti al patrimonio culturale.

Gli studi italiani esistenti mirano spesso a individuare gli interventi di miglioramento prestazionale delle singole parti di involucro edilizio, così come richiesto dalla legislazione.

Lo studio effettuato dal *Metadistretto Veneto della Bioedilizia e dal Consorzio Distretto Veneto dei Beni Culturali (2010)*[43] pone attenzione a tutti gli aspetti inerenti la riqualificazione energetica e ambientale del patrimonio culturale locale, fornendo Linee guida operative per il progettista.

Il *Green Building Council Italia* sta sviluppando un sistema di certificazione ambientale seguendo il protocollo Leadership in Energy and Environmental Design dedicato agli edifici storici (*Protocollo LEED Historical Building)*. È un sistema di valutazione ambientale complesso, che considera variabili a scala urbana e edilizia (sostenibilità del sito, gestione efficiente delle acque, energia e atmosfera, materiali e risorse e la qualità degli ambienti interni)[44].

*Agenzia CasaClima di Bolzano* sta creando un protocollo di valutazione per interventi su edifici esistenti denominato *CasaClima R* che attesti la qualità dell´intero processo edilizio dell´intervento di risanamento. Il protocollo si rivolge agli interventi su singole unità abitative situate in edifici plurifamiliari. Presupposto indispensabile per ottenere il sigillo di qualità CasaClima R è la realizzazione di interventi sull´involucro edilizio che permettano una riduzione effettiva dei consumi energetici, sia nel periodo invernale, che estivo, tenendo conto della fattibilità tecnica e delle prescrizioni legislative (parametri di trasmittanza termica ammessi dal decreto 59/2009 in caso di risanamento o manutenzione straordinaria).

A livello europeo la ricerca su come effettuare gli interventi di restauro energetico e ambientale sugli edifici esistenti è piuttosto diffusa.

Un progetto particolarmente interessante in quest'ambito è il *"3ENCULT Efficient Energy for EU Cultural Heritage"* (Energia efficiente per il patrimonio culturale UE) il cui obiettivo è colmare il divario tra la conservazione di edifici storici e la protezione del clima, definendo questo un antagonismo inesistente. Un progetto di restauro energetico efficiente lega in modo interdipendente la protezione strutturale, il benessere degli utenti e la

42 http://www.aicarr.org/ -(Associazione italiana Condizionamento dell'Aria Riscaldamento e refrigerazione)
43 http://www.veneto.beniculturali.it/sites/default/files/ATTESS_LINEE_GUIDA.pdf
44 Il protocollo LEED Historical Building è un sistema di certificazione degli edifici che nasce su base volontaria, applicato in oltre 140 Paesi nel mondo. Può essere utilizzato su ogni tipologia di edificio, promuovendo un sistema di progettazione integrata che riguarda l'intero edificio.

conservazione del patrimonio culturale. 3ENCULT mostra come vi possano essere molte alternative progettuali diversi dalle soluzioni tradizionali di isolamento termico e sostituzione impiantistica (interventi passivi e attivi).

Nei Paesi anglosassoni sono pubblicati numerosi *Manuali rivolti ai gestori, ai progettisti e al pubblico con l'intento di spiegare le più appropriate prassi di conservazione e di management del patrimonio*. Sono state redatte Linee guida per indicare come applicare la legislazione e l'incentivazione fiscale in materia di efficienza energetica per edifici storici.

*La tecnologia*

L'art. 1 del Codice demanda alla Repubblica il compito di *tutelare e valorizzare* il patrimonio culturale. Le Soprintendenze sono sempre coinvolte nella tutela diretta di tali beni (art. 21, per immobili classificati come beni culturali e artt. 136/146, per immobili di interesse paesaggistico e/o di notevole interesse pubblico).A questo dato normativo si aggiunga che non ci sono interventi di efficienza energetica per gli edifici storici e culturali in assoluto migliori di altri, perché bisogna tenere conto di molteplici elementi come le tecniche costruttive, i materiali usati, il clima, se ci sono elementi di pregio sulle facciate esterne o affreschi e stucchi nelle pareti interne.

Nel caso del patrimonio culturale, non si può parlare di "adeguamento" a una normativa nata per manufatti di nuova costruzione, a cui gli edifici storici non possono essere assimilati a meno di non essere radicalmente snaturati. Il criterio di sostenibilità conservativa da utilizzare negli interventi di efficientamento è quello del miglioramento delle caratteristiche dell'edificio, trovando la tecnologia più adatta, diminuendo le perdite energetiche senza deturpare l'immobile. L'efficienza energetica negli edifici esistenti, compreso il patrimonio culturale, è una grande opportunità per riutilizzare il patrimonio edilizio esistente e ridurre il gravissimo impatto dovuto al consumo di suolo.

Il concetto di sostenibilità è, in qualche misura, insito nelle architetture del passato. Quando non esisteva la tecnologia era necessario utilizzare al meglio la costruzione, studiando e mettendo in atto soluzioni costruttive capaci di utilizzare le risorse proprie della costruzione e dei suoi materiali, per trovare un rapporto armonico con l'ambiente, inteso sia in senso fisico sia in senso climatico, e rispondere alle esigenze del confort abitativo (orientamento dei fabbricati; posizione e costruzione delle finestre per favorire la ventilazione, illuminazione e irraggiamento; scelta di materiali e tecniche costruttive locali a km zero; scelte progettuali per assicurare condizioni di confort abitativo, buon isolamento acustico e termico; intonaci esterni che garantivano una buona protezione dagli agenti esterni fornendo un utile contributo all'isolamento delle strutture murarie; inerzia termica; tetti piani per il convogliamento delle acque, tetti spioventi per evitare il carico da neve). Tutti fattori da tenere presente nel momento del restauro energetico, per il principio di conservazione dell'energia utilizzata per costruirlo (energia grigia).

A causa delle molte variabili di conservazione e riuso del patrimonio culturale l'unica regola per attuare il restauro energetico è quella di applicare i criteri contenuti all'interno della Carta del Restauro di Venezia: compatibilità, minimo intervento, reversibilità, distinguibilità, autenticità espressiva, durabilità e rispetto della materia originale.

Partendo dalle regole base per attuare il restauro energetico, segue l'indicazione di buone pratiche tecnologiche che passino dalle classiche BAT (Best Available Technologies, le migliori tecnologie disponibili) alle ABT (Allowed Best Technologies, le migliori tecnologie permesse). Individuare buone pratiche per il miglioramento delle dotazioni tecnologiche, ai fini del miglioramento della prestazione energetica negli edifici storici sul patrimonio culturale, è un argomento complesso che sottende alla multidisciplinarietà della progettazione. Le tecnologie applicabili al patrimonio culturale (BAT) sono spesso caratterizzate da un elevato livello di prestazioni termiche, ma non sono compatibili, se non in modo limitato, con i vincoli architettonici dell'edificio da ristrutturare. Servono soluzioni edilizie non invasive, anche se meno performanti, ovvero le ABT che siano anche di facile manutenzione (economicità e centralizzazione della gestione degli impianti).

Gli interventi sul patrimonio culturale sono identificati in interventi sugli impianti, interventi sull'involucro, interventi interni, interventi di integrazione di energie rinnovabili e interventi sull'area esterna.

I principali criteri di un progetto di restauro energetico su un bene culturale sono: minimizzare il fabbisogno energetico; massimizzare uso di risorse energetiche disponibili in loco; valorizzazione delle proprietà intrinseche dell'esistente; scelta critica dei materiali, bioarchitettura; scelta critica delle tecniche costruttive, privilegiare tecniche tradizionali.

*Interventi sugli impianti*

Uno dei temi principali della ristrutturazione su edifici storici è la caratterizzazione del microclima interno tramite gli impianti di trattamento dell'aria (riscaldamento, ventilazione e condizionamento dell'aria).

La progettazione di impianti di distribuzione e trattamento dell'aria interna richiede una particolare conoscenza di soluzioni adatte, soprattutto quando è necessario interagire con restrizioni legate al vincolo di patrimonio culturale dell'edificio. Le opzioni attualmente sono ampie e adattabili e sono rinvenibili nei sistemi di miscelazione e ventilazione a dislocamento (sistemi che forniscono aria mescolando l'aria di alimentazione con l'aria indoor, per il massimo confort), da soffitto o da parete come l'alta induzione VAV (diffusori lineari a portata variabile in grado di fare una distribuzione uniforme) e diffusori per impianti a pavimento (UFAD ovvero aria condizionata a pavimento).Tra i migliori sistemi di trattamento dell'aria interna si indicano gli impianti di climatizzazione che impiegano il sistema VRV o VRF (tecnologia a Volume di Refrigerazione Variabile o Variable Refrigerant Flow). Tali tecnologie sono adattabili a ogni tipologia di struttura e d'installazione, consentono di gestire la climatizzazione caldo/freddo negli ambienti, disattivando il sistema là dove non serve. I sistemi di ultima generazione consentono di collegare a un'unica unità esterna parecchie decine di unità interne. Il prodotto VRV o VRF funziona a espansione diretta con gas refrigerante (l'evaporatore estivo e il condensatore invernale sono a diretto contatto con l'ambiente da trattare, ovvero lo scambio di calore è diretto). Si tratta di un sistema molto adattabile per le seguenti motivazioni: tubi piccoli, poco invasivi che si installano in poco tempo (p.e. nei controsoffitti dei corridoi); una gamma ampia di unità interne, di diversa forma e dimensione collegabili tra loro; un controllo integrato di tutto il sistema semplice e funzionale; rischio ridotto di perdite del fluido vettore; lavoro a basse temperature e ridottissima rumorosità e manutenzione semplice. Esiste una gamma specializzata per ambienti marini e salmastri (heavy protection).

Gli interventi sugli edifici esistenti sono spesso ostacolati da limiti strutturali, accesso limitato e spazi inadeguati per i moderni sistemi di trattamento dell'aria. I sistemi di giunzione meccanica delle tubazioni sono molto efficienti e una alternativa affidabile per rinnovare i sistemi di trattamento dell'aria in edifici già esistenti e storici. Tale soluzione minimizza i problemi legati all'integrazione dei nuovi sistemi nell'ambito di strutture preesistenti e spazi circoscritti, attenua il rumore e le vibrazioni dell'impianto, consente una stima precisa dei costi e garantisce una rapida realizzazione delle opere, contenendo i costi di cantiere e della successiva manutenzione degli impianti.

Una strategia di controllo dell'emissione di calore di riscaldamento è l'applicazione di valvole termostatiche su radiatori, associate a contatori di calore individuali, in un edificio vincolato (normalmente di tipo residenziale). Questo tipo di restauro è a basso costo di investimento e può essere applicato in maniera diffusa al tessuto edilizio. L'impiego delle valvole termostatiche da parte degli utenti ha dimostrato riduzioni dal 5% al 20% sui consumi per riscaldamento.

Un intervento tecnico non invasivo, da effettuare negli edifici storici è la riqualificazione dell'impianto termico, soprattutto in edifici residenziali. Questa soluzione risulta tra le più efficaci, sia in termini energetici e sia in termini economici. Una centrale termica a gasolio può essere sostituita da un sistema che integra le pompe di calore a doppio stadio (produzione di acqua calda con temperature fino a 80 °C in qualsiasi condizione di temperatura esterna) a un cogeneratore, con il supporto di una caldaia, tutti dimensionati e interconnessi per essere utilizzati al massimo della loro efficienza. Questo sistema integrato consente al cogeneratore di limitare l'immissione in rete dell'energia elettrica eccedente, impostando lo stesso nella modalità "inseguimento elettrico", dove la quota mancante di energia termica del cogeneratore è integrata dalle pompe di calore. È necessario che ci sia un vano di alloggiamento dell'unità esterna, non visibile dall'esterno dell'edificio.

Sarebbe opportuno la possibilità di inserire apparecchi di illuminazione a basso consumo energetico perfettamente integrati in un edificio storico e culturale, al fine di miglior confort luminoso e minor consumo energetico.

Anche l'impianto elettrico dovrebbe essere opportunamente ripensato, **utilizzando i sistemi BUS** ovvero gli impianti elettrici intelligenti che adottano due linee separate, un di potenza per tutte le utenze e una linea dati che collega tutti i dispositivi di controllo e tutte le utenze, consentendo di non avere una continua circolazione di corrente negli ambienti, anche quando gli apparecchi elettrici non sono in funzione e così riducendo l'inquinamento da campi elettromagnetici.

*Interventi sull'involucro*

Altri metodi di efficientamento energetico sono l'applicazione di alcune tecniche di controllo climatico passivo a edifici esistenti, al fine di ottenere rilevanti risparmi energetici, utilizzando vernici e intonaci tradizionali, miscelati con nanosfere di ceramica.

Uno di questi è rappresentato dalle tegole a elevata riflettanza, una tecnica di controllo passivo che migliora le prestazioni termo energetiche degli edifici storici e culturali, conservandone le caratteristiche architettoniche. La maggioranza degli edifici italiani (circa il 90%) presenta una copertura rivestita da tegole in laterizio di tipo tradizionale. Ottimizzare l'efficienza energetica di questi elementi tradizionali può diventare una buona strategia, visti i limiti imposti dall'obbligo di preservare e efficientare il patrimonio di pregio storico architettonico. La tegola a elevata riflettanza (in materiale monocristallino) è cosi denominata perché riflette una frazione di calore della radiazione solare incidente superiore, rispetto alle tegole tradizionali, diminuendo l'apporto di calore nel sottostante edificio, soprattutto nella stagione di raffrescamento., contribuendo a ridurre il dispendio energetico estivo, senza notevoli incrementi di energia richiesta nella stagione invernale. In particolare, l'energia risparmiata per raffrescare corrisponde al 51%, mentre l'incremento invernale corrisponde al 2%. Le tegole con rivestimento riflettente possono rappresentare una strategia non invasiva e efficace per ottimizzare le prestazioni termoenergetiche di edifici residenziali di valore storico e culturale, anche in climi moderati o temperati.

A questo proposito si ricorda il progetto COOL-COVERINGS, finanziato dall'UE, che ha lo scopo di sviluppare una serie di superfici riflettenti non bianche che possano essere facilmente e rapidamente immesse sul mercato. Nello specifico, grazie al progetto sono stati prodotti una tegola, una serie di vernici e un rivestimento in bitume per tetti.[45]

Diversa dalle tegole a alta riflettanza è la tecnologia innovativa delle tegole fotovoltaiche, un elemento architettonico identico alle tegole tradizionali che oltre a svolgere la funzione di impermeabilizzazione del tetto possono integrarsi con celle fotovoltaiche in silicio amorfo o policristallino. Sono tegole realizzate in diversi materiali, forme, colori e misure e possono essere utilizzate sia in tetti piani e sia in tetti a falda. Questo tipo di tegola si monta come una tegola normale e si ottiene un tipo di tetto molto stabile e, in un secondo tempo, si può inserire il pannello fotovoltaico, fino a raggiungere la massima estensione del tetto. Con questa tegola si può facilmente fare operazioni di manutenzione, sostituzione di pannelli danneggiati, sostituzione di pannelli da un tipo ad un altro di potenza, o in futuro sostituirli con pannelli tecnologicamente più avanzati. Si tratta di un tipo di tetto che permette una buona modularità, un basso impatto visivo, e necessita di uno studio accurato delle ombre e di prevedere, prima della posa, i cavi di collegamento.

Si può migliorare l'efficienza energetica, senza compromettere la tipologia originale, con il pacchetto di isolamento a secco del tetto. Dopo la verifica delle condizioni statiche e della salubrità del piano di appoggio della copertura, eseguite le opere di consolidamento o sostituzione delle parti ammalorate, si può procedere alla posa di una nuova stratigrafia che assicuri un buon isolamento termico degli ambienti, sia durante l'inverno e sia durante l'estate, garantendo lo sfasamento di almeno 9 o 10 ore per impedire il surriscaldamento estivo e una buona vivibilità all'interno. La scelta di un materiale isolante di massa notevole, come la fibra di legno, con un peso medio di circa 150/180 Kg/m$^3$, garantisce lo sfasamento estivo di molte ore durante le giornate estive. Sugli strati di isolamento è stesa una seconda guaina, resistente agli agenti atmosferici, impermeabile all'acqua ma traspirante, su cui poggia una doppia listellatura che funge da camera di ventilazione, ancorata direttamente alla struttura portante del tetto con viti adeguatamente lunghe per raggiungere le travi. Alla fine si prosegue con la posa del manto di copertura, recuperando, per quanto possibile, le tegole o i coppi originali per lo strato superiore.

Le finestre di un edificio storico, elemento stilistico importante per la conservazione dei caratteri autentici del fabbricato, sono spesso sostituite in nome di una maggiore efficienza termica e/o acustica. Altrettanto spesso la sostituzione si rivela un errore, non solo perché snatura la percezione d'insieme dei prospetti esterni e interni, ma

45 http://cordis.europa.eu/result/rcn/92711_it.html

perché infissi troppo sigillati possono determinare fenomeni di condensa interna e peggiorare la qualità dell'aria degli ambienti interni, col rischio di danneggiare il contenuto interno (affreschi, tele, mobili), se non sono predisposti adeguati sistemi di ricambio e deumidificazione dell'aria. Un infisso restaurato non potrà mai raggiungere le massime prestazioni offerte oggi dal mercato per questo elemento costruttivo, ma è corretto, prima di pensare alla sostituzione degli infissi valutare la possibilità di restauro e efficientamento. Dove è possibile restaurare i vecchi telai (sostituzione dei vetri, posizionamento di un falso telaio su cui alloggiare gli infissi originali, messa in opera di guarnizioni e nastri di sigillatura, correzione dei ponti termici di soglie e davanzali) si può ridare vita, per molti decenni ancora, alle vecchie finestre, mantenendo inalterato il carattere originale dell'insieme.

Altre misure tecniche che possono aumentare le prestazioni energetiche e il confort termico e luminoso in un edificio storico e culturale sottoposto a ristrutturazione sono il restauro di elementi vetrati mediante l'uso di pellicole. Le finestre rappresentano un elemento particolarmente critico al fine delle prestazioni energetiche e di comfort all'interno degli edifici sia storici e sia di nuova costruzione, il comfort termico e luminoso si riduce durante il surriscaldamento estivo.

Un'altra soluzione tecnica non invasiva e di tipo passivo è rappresentata dagli intonaci isolanti, soprattutto se applicati sul lato interno dell'involucro edilizio. Sono intonaci termici di nuova generazione che hanno diversi aspetti prestazionali positivi (facilità di posa, prestazioni meccaniche, aspetti termoigrometrici) e sono una alternativa ai pannelli isolanti del cappotto esterno, formulati con un inerte assoluto (silicati puri) con buona coibenza termica, resistenza meccanica, durabilità, traspirazione e inerzia al fuoco.

In sintesi sono considerati interventi tecnici di riqualificazione energetica del patrimonio storico e culturale tutti quegli interventi che riguardano l'equilibrio energetico dell'involucro architettonico degli edifici. Questi interventi sono: isolamento delle strutture opache verticali (solo dall'interno per conservare la facciata dell'edificio); isolamento delle strutture orizzontali dall'interno e dall'esterno (solo se lo spessore della coibentazione non riduce in maniera rilevante l'altezza delle travi a vista eventualmente presenti all'intradosso dei solai); sostituzione degli infissi (con finestre a taglio termico ovvero di maggiori prestazioni energetiche, di colore compatibile con l'altezza della parte opaca del telaio uguale o al massimo superiore di 2-3 cm rispetto a quelli esistenti, soprattutto nell'architettura del primo e secondo Novecento); sostituzione degli impianti esistenti (vedi punto precedente) oppure soluzioni diverse quali sistema a pompa di calore e pavimento radiante, sempre purché ci sia un vano di alloggiamento dell'unità esterna non direttamente visibile dall'esterno; installazione di pannelli fotovoltaici, solo se la superficie di copertura è fruibile e disponibile a tutti gli inquilini. Tali indicazioni tengono conto sia del miglioramento delle prestazioni energetiche dell'involucro edilizio e sia della conservazione dell'edificio storico e culturale, creando un connubio tra restauro energetico e tutela del patrimonio storico-architettonico.

Una tecnica innovativa di isolamento termico in edilizia (per cappotti interni e esterni) risulta essere l'Aerogel, un materiale isolante a basso spessore che può essere anche in forma di gel trasparente per la coibentazione. È un materiale molto sottile e molto adattabile, applicabile in edifici sottoposti a vincolo storico e culturale. L'Aerogel garantisce un miglioramento dell'isolamento acustico, è traspirabile e evita l'accumulo di sostanze dannose per la salute umana. Si ottiene dalla gelificazione della silice in un solvente e ciò che rimane è "sabbia gonfiata" con una porosità fino al 99%. I nanopori sono tanto fitti e numerosi da rallentare il trasporto di calore e massa, fornendo così un valore di conduttività termica bassissimo.

Un ulteriore approccio che migliori l'incidenza delle strategie di riqualificazione energetico ambientale se applicate in maniera sinergica all'organismo edilizio, è la valutazione della tipologia massiva dell'edificio da ristrutturare. La tipologia massiva ha un ruolo fondamentale nella tradizione costruttiva italiana e anche del Friuli Venezia Giulia. Questa tipologia è caratterizzata da una conformazione che agevola una naturale ventilazione costante, con spessori compatti, si contraddistingue per l'alta inerzia termica e per il contenimento delle dispersioni energetiche, permettendo la riduzione dell'impiego di dispositivi di tipo attivo negli interventi di restauro. L'involucro massivo si configura come componente estremamente dinamica dell'organismo edilizio, il cui comportamento adattivo reagisce, sia a sorgenti di calore esterne e sia interne. Affinché questo avvenga al fine del benessere microclimatico, serve che tutte le parti dell'edificio collaborino alla sua "attivazione". La riqualificazione energetica di un edificio massivo è quindi il miglioramento prestazionale delle parti (interventi puntuali) per poi portarle a un comportamento termodinamico solidale (azioni sinergiche) nelle fasi di accumulo, gestione e dispersione dell'energia. Fondamentale è la raccolta dei dati climatici del sito e il loro impiego in una prima simulazione dinamica riguardante

irraggiamento delle superfici esposte, ventilazione naturale e contesto, verifica delle relazioni tra sistema costruito e sistema ambientale, al fine di verificare quale sia la sinergia ottimale degli interventi tecnici passivi da applicare all'organismo edilizio.

Fondamentale risulta anche il risanamento delle fondazioni e dei basamenti con il convogliamento delle acque lontano dalle murature contro terra; dove possibile, realizzare un vespaio perimetrale che assicuri il drenaggio del terreno circostante la casa e mantenga asciutte le murature controterra e successivamente rimboccare l'isolamento delle fondazioni con trattamenti risananti e di controllo dell'umidità di risalita e della presenza di sali, con materiale permeabile al vapore e impermeabile all'acqua.

Dove possibile (spesso al piano terra) recuperare le pavimentazioni originali, smontandole e ricollocandole (vecchi pavimenti in cotto o mattonelle smaltate si prestano spesso a queste operazione di distacco e riposizionamento), risanando il solaio con uno scavo interno, creando un vespaio areato e isolando tutto il solaio, posando i nuovi impianti sotto il massetto di posa del pavimento scelto. È possibile ricollocare le vecchie pavimentazioni ma anche realizzarne di nuove in armonia con l'esistente (p.e. pastellone, con base in coccio pesto; il terrazzo alla veneziana, a base calce o cemento pozzolanico) che impiegano materiali locali, hanno qualità di grande inerzia termica che sono abbinabili a impianti radianti a pavimento, con circuito idraulico a bassa temperatura e basso delta termico, ideali per l'uso di fonti energetiche rinnovabili.

*Interventi interni*

Tra gli interventi interni più performanti si indicano i seguenti:

Pannelli riflettenti dietro i radiatori;
Tende pesanti e persiane per ridurre le perdite di calore;
Utilizzo di camini per la ventilazione;
Installazione di ventole per camini;
Verande interne per il miglioramento del microclima;
Cappotti interni, preferibilmente con materiali di origine vegetale e con elevate caratteristiche di permeabilità al vapore e di inerzia termica (mesi estivi).

*Interventi di integrazione di energie rinnovabili*

Tutte le tecnologie, attive e passive di controllo dell'efficienza energetica, aumentano la loro efficienza se integrate con l'uso di energie rinnovabili. Tale integrazione può consentire di realizzare una ristrutturazione energetica in un edificio storico e culturale che ottimizzi le prestazioni dell'intero sistema edificio fino a arrivare a zero emissioni e oltre (produzione di un surplus di energia elettrica rispetto all'utilizzo), soprattutto se eseguita con apparecchiature a alta efficienza energetica.

Ove possibile, un tipo di intervento in questo senso è l'utilizzo di pompe di calore geotermiche. La pompa di calore detiene un ruolo fondamentale per il contenimento dei consumi di climatizzazione, in quanto è in grado di rigenerare, con un input energetico ridotto, il calore catturato da una sorgente a bassa temperatura, rendendolo idoneo a riscaldare un ambiente a temperatura più elevata. Questo avviene solo se è stata eseguita la corretta scelta di modalità di distribuzione e erogazione del calore prodotto, le variazioni di temperatura delle sorgenti e i frequenti passaggi da uno stato di funzionamento a un altro. Le pompe di calore geotermiche possono essere utilizzate per i servizi di riscaldamento, raffrescamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Possono essere accoppiate con pannelli solari termo fotovoltaici cosicché in inverno, quando i pannelli solari termici hanno delle prestazioni ridotte a causa della bassa insolazione e delle temperature dell'aria più basse, il calore a bassa temperatura fornito dai collettori è utilizzato per integrare la sorgente della pompa di calore, mentre in estate il calore dei pannelli può essere utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria, in sostituzione alla pompa di calore.

I pannelli fotovoltaici sono la tecnologia preferibile per la produzione d'elettricità, anche considerando che la maggior parte degli Stati europei ha dichiarato che questi sistemi possono essere installati su edifici storici, se sono al di fuori del campo visivo e se possono essere rimossi con effetti trascurabili a lungo tempo sulla struttura. In Italia i pannelli più utilizzati sono le tegole fotovoltaiche.

*Interventi sull'area esterna*

Una corretta progettazione di architettura dei giardini e del paesaggio può offrire un contributo significativo al risparmio energetico. I benefici energetici ottenibili dal progetto del verde sono riconducibili ai risparmi nei consumi elettrici, di gas naturale e di acqua, benefici associabili alla riduzione dell'effetto isola di calore e dell'uso dell'acqua irrigua, attraverso il controllo della quantità e della qualità delle acque meteoriche e alla protezione dei servizi ecosistemici, insostituibili. Tra i sistemi e i dispositivi migliori, convalidati a livello internazionale, ci sono i tetti verdi e i giardini pensili, le pareti verdi e le serre captanti. Anche in questo caso non è possibile ipotizzare interventi di tipo standard.

*Le diverse soluzioni tecniche*

Prima di passare al restauro energetico è fatto obbligo eseguire l'analisi storica, per una conoscenza approfondita del bene: raccolta dei dati storici, catastali, bibliografici e delle mappe antiche; individuazione delle fasi costruttive, di successivi ampliamenti o superfetazioni; lo studio delle funzioni svolte nel tempo, considerando l'edificio nel suo insieme come testimonianza di un'evoluzione storica all'interno di un contesto ambientale e/o paesaggistico.

Segue il rilievo e l'analisi del degrado per stabilire lo stato di conservazione di strutture, partizioni interne, manufatti e materiali e individuare le possibili cause del degrado. Analisi strumentali specifiche possono fornire informazioni rispetto a ciò che non è visibile. La raccolta ed interpolazione di tutti i dati raccolti, porta alla valutazione e alla scelta delle soluzioni ottimali per quello specifico bene.

La sintesi dei dati e dei contributi richiesti ai diversi specialisti coinvolti in questa prima fase di conoscenza e analisi, consente la progettazione degli interventi e la programmazione temporale delle fasi di lavoro in base a priorità specifiche e al controllo gestionale del bene. Nei casi in cui non sia possibile ridurre le dispersioni termiche dell'involucro edilizio si indica di cercare di approvvigionare l'energia necessaria per la sua climatizzazione da fonti energetiche a basso costo, sia economico che ambientale, sfruttando energie rinnovabili. In parallelo si potenzino i sistemi bioclimatici naturali esistenti anche in assenza di impianti (ventilazione naturale, raffrescamento passivo, soleggiamento e protezione dai venti, presenza di canalizzazioni d'aria, ecc.).

A seguito dell'analisi storica culturale così come è necessario valutare il comportamento energetico di tale edificio. Tale valutazione è di primaria importanza perché consente di ottimizzare le risorse nelle successive fasi procedurali. Una progettazione impiantistica attenta e mirata alle specifiche esigenze e alle possibilità di intervento compatibili con la tutela del fabbricato è parte integrante della progettazione e del restauro e deve essere affidata a termotecnici professionisti per questo tipo di edifici.

L'Ente Italiano di Normazione (UNI) attraverso la UNI TS 11300-1:2008 (si veda anche la guida di Enea citata in bibliografia) definisce tre metodi:

- Design Rating (valutazione di progetto): si usano strumenti e procedure semplificate che permettono un confronto di soluzioni in tempi brevi, solitamente durante la fase di progettazione;
- Asset Rating (valutazione standard): si certifica energeticamente l'edificio in base al suo normale utilizzo e gestione, tenendo in considerazione però solo gli scambi termici fra edificio-ambiente e escludendo gli altri;
- Tailored Rating (diagnosi energetica): consiste in una procedura volta a "fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo dell'edificio, di gruppi di edifici, di attività, di un impianto industriale o di un servizio pubblico o privato, ad individuare e a quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo di costi-benefici e a riferire in merito ai risultati (D.lgs. n. 115 del 30 maggio 2008 che recepisce la Direttiva 2006/32/CE)".

Ogni soluzione di restauro energetico in edifici storici e vincolati parte da una accurata diagnosi energetica ovvero da una metodologia finalizzata a una progettazione integrata del restauro energetico di edifici esistenti, soprattutto storici, che contempli tutti gli aspetti connessi alla complessa problematica del sistema edificio/impianti.

La metodologia di diagnosi energetica è solitamente articolata in due fasi principali:

- caratterizzazione energetica dello stato attuale dell'edificio attraverso al costruzione di un modello numerico dinamico e il contestuale calcolo del fabbisogno stagionale di energia con lo storico di fatturazioni energetiche 8gas e elettricità);
- simulazione del rendimento energetico del sistema edificio-impianto per la valutazione energetica, ambientale ed economica dei possibili interventi di restauro, mediante azione sia sull'involucro edilizio che sugli impianti termotecnici installati.

Nella prima parte del lavoro, dopo avere eseguito una diagnosi energetica anche con analisi e indagini effettuate sul campo (termografia a infrarossi e termoflussimetria per evidenziare dispersioni e ponti termici), dovrà essere ricostruito lo scenario presente reale, attraverso la simulazione dinamica del modello numerico dell'edificio, da tarare attraverso il confronto con i consumi storici e la conoscenza delle effettive modalità di utilizzo degli impianti.

Da questo modello segue una progettazione della riqualificazione energetica puntuale e strettamente connessa alle caratteristiche dell'edificio e al contesto storico in cui esso è inserito, sia per quanto riguarda l'involucro edilizio e sia per quanto riguarda la gestione degli impianti installati all'interno dell'edificio.[46]

*Effesus*

EFFESUS (Energy Efficiency for EU Historic District's Sustainability) è un progetto Europeo iniziato nel 2012 con durata sino al 2016, in cui partecipano 23 partner di 13 paesi Europei. Il progetto mira a ridurre l'impatto ambientale del patrimonio urbano storico e culturale, apportando miglioramenti significativi per l'efficienza energetica, la conservazione e la promozione dei valori culturali, storici e architettonici.

Con questo progetto sono state investigate metodologie di analisi e software per ottenere significativi miglioramenti dell'efficienza energetica negli edifici di valore storico e culturale, poi sono state sviluppate nuove tecnologie e software ad hoc per supportare la fase decisionale relativa alle misure da intraprendere per migliorare l'efficienza energetica di un edificio.

Il progetto sta sviluppando o adattando tecnologie economicamente sostenibili applicabili agli edifici e ai distretti storici. Queste tecnologie includono nuovi prodotti di isolamento quali gli Aerogel, soluzioni ad hoc per finestre, malte a isolamento termico e rivestimenti riflettenti(vedi paragrafo precedente).Sono stati studiati sistemi per la gestione energetica intelligente adattati a edifici storici e per la produzione energetica da fonti rinnovabili applicabili a distretti storici.

*Sechurba*

Il progetto SECHURBA (Sustainable Energy Communities in Historic URBan Areas) finanziato dalla UE all'interno del Programma "Intelligent Energy - Europe" (2007/2011 - 2011/2013), è stato lanciato per dimostrare che i centri storici giocano un ruolo importante nella società contemporanea, che possono contribuire ad aiutare i cittadini e i luoghi che abitano a ridurre le emissioni di carbonio e diventare quindi più sostenibili. Il progetto ha messo in luce i possibili interventi verso la sostenibilità che possono essere realizzati rispettando e mantenendo il patrimonio culturale. I Paesi partner erano 7: Inghilterra, Italia, Grecia, Ungheria, Irlanda, Danimarca, Bulgaria.

Nel Sito del progetto (www.sechurba.eu) è possibile trovare informazioni riguardanti:

- Efficienza energetica negli edifici storici e nelle aree protette;
- Differenze e le peculiarità della legislazione, in materia di aree storiche, nei diversi Paesi europei,
- RES (energie rinnovabili) innovativi e applicazioni RUE (uso razionale dell'energia) preservando il patrimonio nazionale;

[46] In caso di edifici storici particolarmente notevoli, quali edifici di interesse pubblico, l'ENEA, con il report 2011/63 intitolato Studio, sviluppo e definizione di linee guida per interventi di miglioramento per l'efficienza energetica negli edifici di pregio e per la gestione efficiente del sistema edificio-impianto ha prodotto delle Linee guida ai sensi dell'articolo 29, comma 5 del Codice dei Beni Culturali (D.lgs. 42/2004). In questo caso la diagnosi energetica è a valle di un'analisi storica dell'edificio (impianto geometrico e morfologico, localizzazione e orientamento), degli elementi architettonici (informazioni di carattere tecnico e costruttivo e prelievi di materiali), degli oggetti di valore al suo interno, della destinazione d'uso del manufatto (uso pubblico come musei, chiese e altri contenitori).

- Sintesi delle migliori pratiche e dei progetti europei, relativi a edifici storici e aree protette;
- Possibili ostacoli e vincoli quando si attua una ristrutturazione in edifici storici e la possibilità di integrare tecnologie rinnovabili;
- Scelta di misure di efficienza energetica più adatte a un determinato edificio tutelato;
- Esempi di tecnologie messe in pratica.

I risultati chiave del progetto sono stati:

- Identificazione delle barriere e dei vincoli che ancora esistono verso l'integrazione delle tecnologie per l'energia sostenibile in aree culturalmente sensibili;
- Attuazione di diagnosi energetiche negli edifici casi studio del progetto e la formulazione di raccomandazioni per la riduzione del loro consumo energetico di almeno il 40%;
- Sviluppo di un software dedicato e di uno strumento di aiuto alla decisione nella scelta di soluzioni e tecnologie da applicare a edifici antichi e nella pianificazione di interventi in aree e centri storici.

Nel periodo 2011-2013 è stato potenziato e ampliato il database di Sechurba che è operativo nel sito web e che cataloga soluzioni tecnologiche e migliori pratiche per interventi di riqualificazione energetica compatibili con edifici antichi, classificati per tecnologie e tipologie. (http://www.database.sechurba.eu/).

*I costi (orientativi) e efficienza energetica (% di risparmio)*

L'Italia importa il 75% del suo fabbisogno energetico che equivalgono a 52miliardi l'anno, il 70% di questo fabbisogno è utilizzato dal patrimonio immobiliare residenziale, di conseguenza un risparmio energetico nel patrimonio culturale del 10-20% libererebbe risorse da poter reinvestire nel comparto della conservazione.

I beni vincolati hanno costi di gestione molto alti rispetto ai fabbricati non vincolati e la pressione fiscale ha tolto risorse economiche da spendere in restauri. La riqualificazione di un edificio esistente, in confronto con demolizione e/o ricostruzione, comporta un risparmio energetico medio complessivo pari a circa il 60%, se si conservano la struttura, parte della muratura esistente e si calcola l'energia già adoperata per produrre i materiali utilizzati. Si riducono tutte le emissioni necessarie alla produzione e posa di nuovi materiali.

Il controllo e la gestione dei sistemi domestici e/o aziendali di trattamento dell'aria, solitamente energivori, possono favorire risparmi fino al 67%. L'impiego delle valvole termostatiche in edifici vincolati a uso residenziale ha dimostrato riduzioni dal 5% al 20% sui consumi per riscaldamento. La tegola a elevata riflettanza può far risparmiare per raffrescare fino al 51%, mentre l'incremento di costo invernale corrisponde al 2%, con un bilancio positivo di risparmio energetico

Il restauro energetico, che porta tanti benefici in termini di qualità dell'abitare e di confort, ha costi maggiori, mediamente contenuti tra il 10% e il 15%, legati alle opere necessarie per raggiungere una migliore efficienza energetica, rispetto a interventi di restauro e consolidamento tradizionali. In compenso, a fronte di tale maggiorazione dei costi, è possibile raggiungere l'80% della spesa energetica pre-intervento, risparmiando fino al 20%.

I tetti verdi e i giardini pensili, le pareti verdi e le serre captanti, utili anche in caso di nuova costruzione, possono far ridurre di circa il 6% la spesa energetica nei picchi di carico da condizionamento nella stagione estiva (Saiz et al. – 2006, abitazioni multifamiliari a Madrid Spagna). Ogni -0,5°C di clima interno corrisponde mediamente, nelle regioni a clima temperato ovvero gran parte dell'Europa, un -8% nei consumi elettrici per condizionamento (Dunnett and Kingsbury, 2008).

L'aumento dell'isolamento delle facciate degli edifici porta a riduzioni del carico di condizionamento estivo pari al -10% annuo (Tokyo City Government, 2009).

Si possono ipotizzare risparmi dell'ordine del 30% nei consumi elettrici e del 70%-80% nei consumi idrici attesi rispetto ad un progetto di tipo convenzionale se si opta per un restauro energetico.

*Esempi*

Sono stati scelti tre esempi, un edificio pubblico, il Castello Acquabella, nella foresta di Vallombrosa, a Reggello, in provincia di Firenze, nell'ambito del progetto SECHURBA (2007/2011 - 2011/2013), una destinazione residenziale, le cascine Pallavicini, a Santena, in provincia di Torino con aree verdi a disposizione e Palazzo Vidiserti di Milano e Palazzo Zurla di Ripalta Arpina, edifici situati in centro storico, senza area verde a disposizione. Gli ultimi due sono stati presentati nell'ambito del convegno ADSI (Associazione Dimore Storiche Italiane, 22 marzo 2014),.

Un nuovo sistema di integrazione fotovoltaica è la tegola fotovoltaica nata dal progetto di ristrutturazione del castello di Acquabella. Quando fu costruito il castello, nella seconda metà dell'Ottocento, il tetto fu realizzato con l'impiego di tegole di dimensioni e tipologia in grado di affrontare inverni e venti fuori dall'ordinario e che si presentano, ora, particolarmente adatte ad affrontare le sempre più frequenti emergenze climatiche. L'idea coniuga tradizione e modernità utilizzando una tegola che nel tempo ha dimostrato una grande stabilità, per il suo semplice ma ingegnoso sistema di aggancio l'una all'altra, si mantiene visivamente la tradizione dei tetti in cotto e ora è abbinata a una fonte di energia pulita.

La principale caratteristica di queste tegole è che possono essere usate anche senza l'elemento fotovoltaico, la cui applicazione può essere rinviata a un secondo momento. Con questa tegola si possono facilmente effettuare operazioni di manutenzione, sostituzione di pannelli danneggiati, oppure è possibile passare da un pannello da 8 Wp ad uno da 12 Wp, o utilizzare pannelli tecnologicamente più avanzati. È un pannello che permette una buona modularità, un basso impatto visivo, ma richiede una buona progettazione, uno studio accurato delle ombre, prevedendo prima della posa, anche i cavi di collegamento.

*Sistemi di integrazione del fotovoltaico in tegole di cotto tradizionali*

*Il tetto del castello di Acquabella con le tegole installate*

Le cascine Pallavicini sono un complesso rurale della prima metà del 1800 con un notevole parco intorno e terreni agricoli. Da sempre con destinazione abitativa, il restauro conservativo e filologico ha avuto attenzione alle strutture e ai materiali originari (volte in mattoni, pavimenti in cotto, scale in pietra, soffitti in legno, ecc.) e gli spessori, le altezze, le nicchie hanno accolto la nuova impiantistica, senza intervenire con sottofondazioni o consolidamenti in cemento.

Le cascine mantengono la facciata in mattoni a vista e i vecchi scuri, mentre le finestre sono state sostituite con serramenti in legno ad altra prestazione energetica. La coibentazione con cappotto in fibra di legno è totale, dei muri e del tetto, di cui è stata conservata la travatura originaria mentre i coppi e i comignoli, sono stati smontati e rimontati secondo la foggia originaria. Il nuovo spessore del tetto coibentato, che, raggiungendo i 30 cm, rischiava di non rispettare le antiche proporzioni, è stato dissimulato adottando un espediente di posa "scalare" dei pannelli di fibra di legno, in modo che da sotto, la prospettiva aiutasse a percepire solo il primo dei tre strati. È stata particolare attenzione ai tagli termici nelle pareti, con guaine isolanti lungo tutto il perimetro di contatto tra i pannelli e i soffitti/pavimenti e ogni davanzale è stato montato su una di materiale isolante. Il pavimento radiante a bassa temperatura è stato collocato sollevando e poi riposando il pavimento originario in cotto. La ventilazione forzata, fondamentale per mantenere il cappotto areato, comportava l'installazione di tubature e macchinari possenti, che sono stati collocati in nicchie chiuse da porte e sportelli d'epoca. Le canne fumarie esistenti sono state riportate alla funzionalità attraverso caminetti ventilati a massima prestazione energetica. Sono stati usati anche pozzi di luce per i bagni ciechi.

All'esterno è stato operato un rinverdimento, recuperati gli acciottolati, mantenuti il pozzo esaurito e quello in funzione, sfruttato per mezzo di autoclavi nascoste nella centrale termica che fornisce energia a tutti i sette appartamenti. La centrale termica, nuova rispetto al contesto, è stata studiata perché fosse perfettamente integrata con l'esistente e contiene una caldaia a cippato di legna e l'accumulatore di acqua, scaldata anche con l'apporto dei pannelli solari termici. Il serbatoio per il recupero dell'acqua piovana alimenta, insieme al pozzo, l'irrigazione delle aree verdi e l'impianto antincendio. Addossata alla centrale è stata costruita una serra sul cui tetto sono stati collocati i pannelli solari termici e fotovoltaici, che non risultano visibili da nessun angolo di visuale.

*Cascine Pallavicini, area esterna e centrale termica*

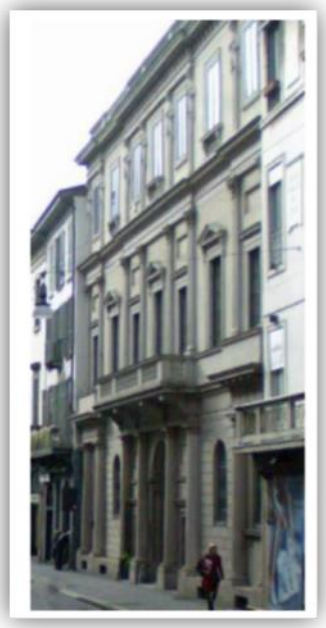
Palazzo Vidiserti di Milano e Palazzo Zurla di Ripalta Arpina in provincia di Cremona sono palazzi storici situati in centro, senza possibilità di inserimento su aree agricole adiacenti di sistemi fotovoltaici o di usufruire del cippato proveniente da un area boschiva.

A palazzo Zurla sono stati sostituiti, in finestre molto grandi situate una parte non vincolata, i vetri di 3 mm con un doppio vetro di 8 mm basso emissivo; la dispersione energetica è stata ridotta di un fattore 5 e è stato il serramento del 1750 senza modificarne la struttura estetica.

A palazzo Vidiserti la centrale termica è stata ristrutturata, sostituendo la vecchia caldaia a gas, con due caldaie di nuova concezione a alto rendimento con l'uso di pompe di calore (nel periodo più rigido è utilizzata la caldaia, in quello intermedio la pompa di calore, ottenendo un buon risparmio energetico) e l'impianto è stato allacciato a un cogeneratore di piccole dimensioni. Con il cogeneratore sono stati risparmiati, nel primo anno di esercizio circa 2.000 euro in corrente elettrica. La ristrutturazione della centrale termica porta vantaggi nel risparmio energetico, che su un lungo periodo di impiego (6-7 anni) permette un ammortamento dei costi di installazione.

Dalle strutture architettoniche dei due palazzi si osserva che gli interventi da effettuare per migliorare la dispersione termica dell'involucro sono pochi. L'impiego di un cappotto esterno o interno è escluso proprio perché esternamente le pareti sono di pregio architettonico e internamente le pareti sono affrescate. Le dimore storiche possiedono però pareti perimetrali molto spesse, generalmente di 50-60 cm o più, costituite ad un doppio muro con inserito un intercapedine di terra alleggerita, ricca di argilla, che permette un buon isolamento termico. Isolare i pavimenti, inserendo uno strato isolante o impiegare un sistema di riscaldamento a pavimento non è sempre fattibile, e a volte richiede uno sforzo economico notevole che alla fine non porta i vantaggi richiesti. Se il pavimento è in mosaico, non è possibile rimuoverlo, non si può isolare e nemmeno inserire il riscaldamento a pavimento. La situazione è migliore se la pavimentazione è in cotto o simili, in questo caso è possibile rimuovere il pavimento, e effettuare l'intervento di ristrutturazione.

Gli interventi sugli infissi e sull'impianto di riscaldamento nelle due dimore, situate in Lombardia dove il clima invernale è abbastanza rigido (temperature nei mesi più freddi per giorni sotto lo zero, impianto termico impegnato circa 160 giorni all'anno), hanno portato a un notevole risparmio per il riscaldamento, soprattutto se le caldaie sono abbinate a cogeneratore che è un ottima macchina termica e permette un reale risparmio energetico.



*Palazzo Zurla e Palazzo Vidiserti*

*Forme di incentivazione*

Gli interventi su un edificio storico e culturale usufruiscono degli incentivi statali, comprese le detrazioni fiscali del 65%-50% per le spese che coinvolgono interventi di efficienza energetica (come a esempio, la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale).

ENEA[47] gestisce le *detrazioni fiscali per il risparmio energetico del patrimonio edilizio esistente* fin dalla loro istituzione, avvenuta con la Legge n. 296/06 (Legge Finanziaria 2007) e detiene l'incarico di effettuare le verifiche e i controlli dei requisiti richiesti dalle norme agevolative nell'ordine del conseguimento del risparmio energetico.

Si sono susseguite proroghe o modifiche e ora le detrazioni sono prorogate nella misura del 65% per spese sostenute fino al 31 dicembre 2015. Queste agevolazioni fiscali consistono in una detrazione dall'IRPEF o dall'IRES, concessa per la realizzazione di interventi che aumentino il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti e dotati di impianti di riscaldamento. I beneficiari di queste detrazioni sono tutti i contribuenti, persone fisiche, professionisti, società e imprese che sostengono spese per l'esecuzione degli interventi su edifici esistenti, su loro parti o su unità immobiliari esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurali, posseduti o detenuti.

In particolare, le detrazioni vengono riconosciute se le spese sono state sostenute per i seguenti interventi (Art. 1, Legge Finanziaria 2007):

- comma 344 – riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento dell'intero edificio;
- comma 345 – miglioramento delle prestazioni termiche dell'involucro dell'edificio (attraverso la coibentazione di solai, pareti o la sostituzione di serramenti o parti di essi);
- comma 346 – installazione di pannelli solari ;
- comma 347 – sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

La normativa fiscale ha stabilito dei tetti alla detrazione fiscale, ovvero un tetto massimo di spesa annuale di euro 100.000 euro; per gli interventi sugli involucri e gli interventi sulla coibentazione (tetto massimo di euro 60.000); per la installazione di pannelli solari (tetto massimo di euro 60.000); per gli impianti di climatizzazione (tetto massimo di euro 30.000). L'edificio deve essere esistente, con accatastamento e pagamento dell'IMU, se dovuta. Se le spese rientrano classi diverse (i.e. installazione di pannelli fotovoltaici e impianto di clima invernale), la normativa prevede che il tetto di spesa sia ottenuto sommando il tetto relativo alla installazione di pannelli fotovoltaici (60.000) con quello dell'impianto (30.000). Le forniture dovranno essere saldate entro l'anno, in questo modo si potrà usufruire della detrazione del 65% (fino al 31/12/2015) su un valore di Euro 90mila euro.

I documenti necessari per accedere alle agevolazioni sono:

- la asseverazione, che consente di dimostrare che l'intervento realizzato è conforme ai requisiti tecnici richiesti;
- l'attestazione di certificazione che comprende tutti i dati relativi all'efficienza energetica;
- una scheda che riepilogativa relativa agli interventi realizzati sull'edificio.

Questi dati devono essere trasmessi entro 90 giorni all'Enea. Gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici sono assoggettate all'imposta sul valore aggiunto pari al 10%.

Esiste un altro meccanismo di incentivazione, gestito dal GSE[48] che si occupa del rilascio dei cosiddetti *Certificati bianchi* (in collaborazione con RSE ed ENEA) e della gestione del cosiddetto *Conto Energia*. Quest'ultimo meccanismo ha previsto uno specifico regime di sostegno per la realizzazione di interventi di piccole dimensioni per la produzione di energia rinnovabile e per l'incremento dell'efficienza energetica. I soggetti privati possono richiedere al GSE di essere incentivati per realizzare il solare termico (al quale viene riconosciuto circa il 40% della spesa sostenuta dal soggetto privato). Gli incentivi possono essere richiesti dai soggetti privati, rispettando determinati requisiti tecnici, per la realizzazione dei seguenti interventi: pompe di calore, pannelli per il solare termico, sostituzione dei caminetti aperti con stufe a pellet e installazione di caldaie a alto rendimento in sostituzione di quelle esistenti.

[47] http://efficienzaenergetica2.casaccia.enea.it/?page_id=94
[48] http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/Pages/default.aspx

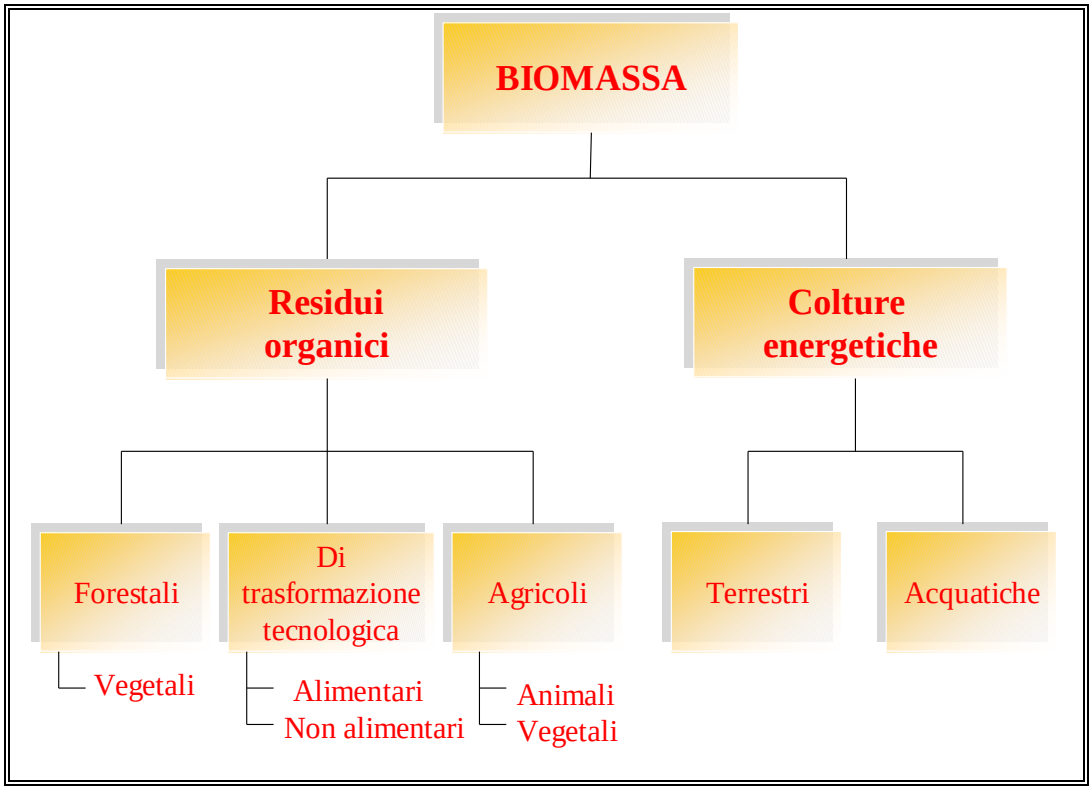
Non esistono incentivi finanziari dedicati al restauro energetico nelle aree storiche. Esiste, per lo sviluppo dei sistemi turistici locali incentivi che privilegiano le strutture registrate con il marchio EMAS e/o ECOLABEL per servizi turistici" e sono sistemi di gestione ambientale che privilegiano l'uso di energie rinnovabile e l'efficienza energetica.

**FOCUS - biomasse**

*Definizione di biomassa*

La biomassa è una sostanza che ha matrice organica e che consente nel breve e medio periodo un processo "ciclico" inteso come contributo marginale all'effetto serra dato che la quantità di biossido di carbonio emesso durante la decomposizione della massa organica (sia naturale, sia per effetto della conversione energetica) è comparabile a quella che è assorbita durante la crescita della biomassa stessa. Sono biomasse i residui organici e i prodotti organici derivanti dall'attività biologica degli animali e dell'uomo inclusi gas, reflui e parte dei rifiuti urbani (carta, organico, legno, tessili, ecc.). Non sono biomasse le sostanze fossili e derivati (plastica, ecc.) in quanto non consentono un processo "ciclico" nel breve e medio periodo.

Dal punto di vista energetico con biomassa si designa ogni sostanza organica, di origine vegetale o animale, da cui sia possibile ottenere tecnicamente energia, attraverso processi di tipo termo-chimico o bio-chimico. Uno schema sintetico dei vari tipi di biomassa è riportato nella figura sottostante.




**Schema sintetico dei vari tipi di biomassa**

Le normative tendono a favorire l'utilizzo delle biomasse in campo energetico in virtù dei vantaggi derivanti dalla sua rinnovabilità, dalla sua capacità di accumulo dell'energia solare, dalla capacità di convertire il $CO_2$ atmosferico in materia organica (fotosintesi clorofilliana) e, in ultima analisi, dalle caratteristiche di sostituibilità delle fonti energetiche non rinnovabili in termini di vantaggi ambientali (riduzione effetto serra/ $CO_2$ equivalente), energetici (riduzione del fabbisogno di combustibili fossili tradizionali), macro-economici e strategici. La quota parte di biomasse contenute nei rifiuti indifferenziati hanno, per qualità e quantità, rilevanti problematiche tecniche, economiche, energetiche e ambientali tali da richiedere una normativa specifica che fa riferimento ai rifiuti.

Alcune tipologie di biomasse sono:

- residui forestali e altri prodotti ligneo-cellulosici;

- culture energetiche sia arboree che erbacee;
- residui agricoli e scarti di lavorazione agro-aimentare (lolla di riso, paglia, sansa, noccioli di oliva, scarti della lavorazione del vino, semi della frutta, gusci di nocciola, tralci di vite, ecc.);
- rifiuti organici provenienti da raccolta differenziata;
- scarti dell'industria di trasformazione del legno (pezzame, trucioli, segatura, polveri) o di scarto da uso civile;
- scarti delle aziende zootecniche.

Esistono tre definizioni di biomassa su domini inclusi via via più piccoli come da immagine che segue:

1. Le biomasse in generale;
2. Le biomasse che consentono un recupero energetico tecnicamente fattibile con vantaggi ambientali, economici e strategici tali da essere presi in considerazione dalle norme;
3. Le biomasse che consentono un recupero energetico tecnicamente fattibile con vantaggi ambientali, economici e strategici e che sottostanno sia alle legislazioni in materia energetica sia alla legislazione inerente ai rifiuti.

*Aspetti tecnici ed energetici*

I processi di conversione energetica delle biomasse possono essere distinte in:

- Processi per la produzione di energia immediatamente fruibile come servizio energetico (termica e/o elettrica) o per produrre direttamente energia utile a realizzare un ulteriore processo industriale;
- Processi che producono combustibili solidi, liquidi e gassosi che possono essere utilizzati in impianti "remoti" rispetto al sito di produzione per a scopi energetici e industriali (ad esempio: per la sintesi chimica al fine di produrre etanolo, metanolo).

I processi di conversione energetica sono di tipo *biochimico o termochimico*.

I processi di *conversione biochimica* consentono di ricavare energia per reazione chimica dovuto a enzimi, funghi e micro-organismi. Tra questi:

- Digestione anaerobica: processo che avviene in assenza di ossigeno e consiste nella demolizione, a opera di micro-organismi di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute in alcune tipologie di biomasse (a esempio: nei vegetali, nei sotto-prodotti di origine animale), che produce un gas (biogas) costituito per il 50/70% da metano e per la restante parte soprattutto da $CO_2$ e avente un potere calorifico medio di 23.000 kJ/Nm3. Il biogas prodotto può essere utilizzato quale combustibile per caldaie o motori a combustione interna.
- Digestione aerobica: processo che consiste nella metabolizzazione delle sostanze organiche per opera di micro-organismi che si sviluppano in presenza di ossigeno; i batteri convertono le sostanze complesse in altre più semplici liberando $CO_2$ ed $H_2O$ e producendo riscaldamento della biomassa correlabile al loro livello di attività metabolica.

- Fermentazione alcolica: processo di tipo micro-aerofilo che opera la trasformazione dei glucidi contenuti in alcune tipologie di biomasse in etanolo utilizzabile in motori a combustione interna di tipo "dual fuel".

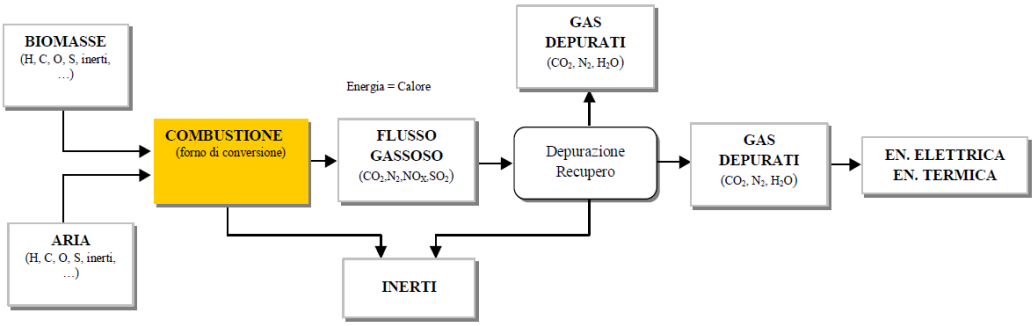
- Estrazione di oli e produzione di biodiesel: processo di estrazione chimica o fisica da piante oleaginose o ricche di materie proteiche, quali a esempio soia, colza, girasole, ecc.. Possono essere usati come combustibili appena estratti o dopo un processo di stabilizzazione.

- Steam explosion: processo che consiste nell'uso di vapore saturo a alta pressione per riscaldare rapidamente un materiale ligneo-celulosico in un reattore al fine di separare le frazioni costituenti i comuni substati vegetali (emicellulosa, cellulosa, lignina) rendendo possibile la produzione di una vasta gamma di prodotti ad uso energetico ed industriale.

I processi biochimici non saranno esaminati.

I processi di conversione termochimica consentono di ricavare energia per reazione chimica basata sull'azione del calore di reazione. Tra questi:

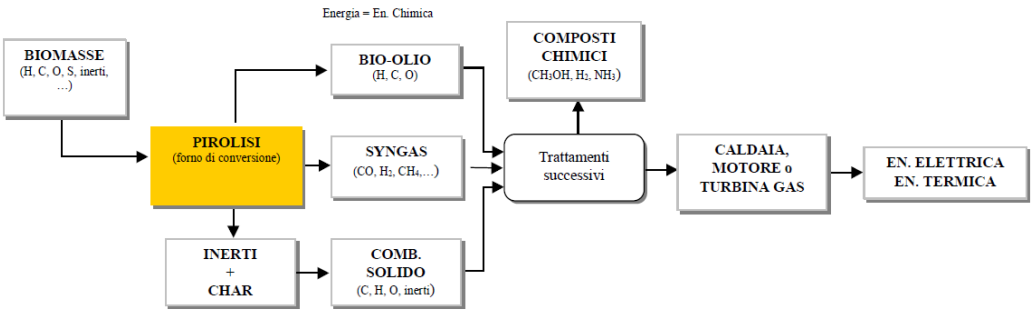
- Combustione diretta: processo che consiste nella combustione in eccesso d'aria della biomassa; l'energia viene ottenuta attraverso un recupero entalpico dai prodotti della combustione ossidante.




**Schematizzazione del processo di combustione (fonte: Whiting, 1998)**

- Carbonizzazione: processo che consiste nella trasformazione delle molecole strutturate dei prodotti in carbone, ottenuta mediante l'eliminazione dell'acqua e delle sostanze volatili per azione del calore. Il carbone può successivamente essere utilizzato come combustibile solido o ammendante agricolo (bio-carbon o bio-Char).

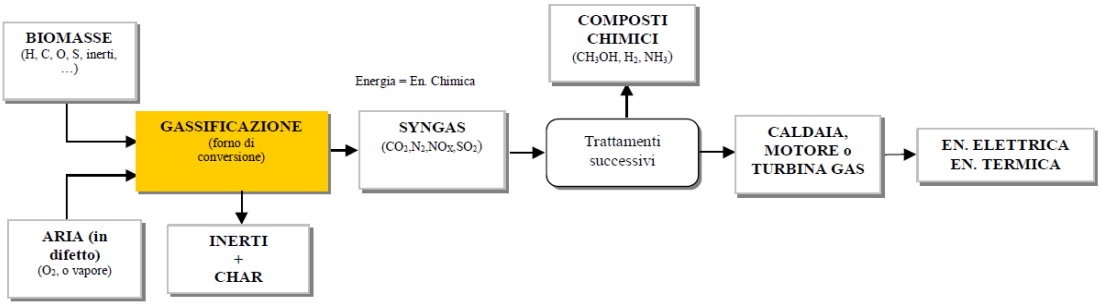
- Pirolisi: processo di decomposizione dei materiali organici ottenuto mediante l'applicazione di calore a temperatura comprese tra 400 e 800 °C in forte carenza di ossigeno. I prodotti della pirolisi, che sono sotto forma gassosa, solida (char) e liquida (bio-olio).




**Schematizzazione del processo di PIROLISI (fonte: Whiting, 1998)**

- Gassificazione: consiste nella ossidazione incompleta (processo riduttivo) di una sostanza in ambiente ad elevata temperatura (900 1.000°C) per la produzione di un gas combustibile (gas di

gasogeno) con potere calorifico di 4.000 kJ/Nm3 con aria , 14.000 kJ/Nm3 con ossigeno, 10.000 kJ/Nm3 con vapore d'acqua. Può essere utilizzato direttamente come combustibile o per la produzione di alcol metilico (CH3OH) ed altri gas tecnologici.




**Schematizzazione del processo di gassificazione (fonte: Whiting, 1998)**

Possono essere adottate combinazioni dei singoli processi sopra descritti. Di questi verranno trattati successivamente i processi che producono direttamente energia, con esclusione di quei processi che producono combustibili o materiali.

*Filiera tecnologica*

La filiera tecnologica è costituita dalla produzione e/o raccolta della biomassa, dalla logistica connessa al trasporto dal luogo di produzione/raccolta all'impianto industriale che ne consente la conversione energetica, dall'utilizzazione finale ed infine dalla collocazione finale delle ceneri. Nel caso di biomasse derivanti da rifiuti la filiera tecnologica viene comunemente denominata logistica inversa.

*Produzione di biomasse da colture arboree ed erbacee*

Le specie utilizzabili per la produzione hanno come principale valenza agronomica l'elevato tasso di crescita unita alla resistenza ai vari infestanti, parassiti, agenti patogeni; in generale sono specie autoctone.

La produzione si riferisce principalmente alle colture energetiche arboree ed erbacee. Tra le arboree, che sono specie legnose perenni, le più importanti sono: il pioppo, il salice, l'eucalipto, la robinia. Tra le erbacee si distinguono le annuali (girasole, colza, kenaf, sorgo, topinambur) e le perenni (miscantus, canna).

Le moderne tecniche di coltivazione ("Short Rotation Forestry") hanno massimizzato la produttività per ettaro coltivato con un ciclo di raccolta annuale o biennale. La brevità del ciclo determina diametri ridotti dei fusti che è condizione necessaria per la meccanizzazione spinta che consiste in una sola operazione il taglio e la cippatura (riduzione in pezzatura di dimensione massima di circa 5 - 8 cm). Di seguito, nella prossima immagine, alcune colture di biomasse e relative caratteristiche.

| TIPO | produttività t/ha 1 anno | 5 anni | 10 anni | s.s. % tal quale | P.C.I. kcal/kg s.s. |
|---|---|---|---|---|---|
| Sorgo | 18 | 25 | 30 | 30 | 4200 |
| Kenaf | 15 | 15 | 20 | 30 | 4100 |
| Miscantus | 18 | 20 | 25 | 70 | 4200 |
| Donax | 22 | 25 | 30 | 60 | 4200 |
| Topinambur | 10 | 15 | 20 | 70 | 4100 |
| Ginestra | 6 | 8 | 10 | 50 | 4300 |
| Robinia | 15 | 15 | 22 | 50 | 4300 |
| Pioppo | 30 | 55 | 50 | 50 | 4200 |
| Salice | 18 | 20 | 22 | 50 | 4200 |
| Paglia | 3 | 4 | 4 | 85 | 4100 |
| mais | 8 | 8 | 8 | 40 | 4100 |
| girasole | 4 | 4 | 4 | 60 | 4300 |
| vite | 1,5 | 2 | 2 | 50 | 4100 |
| Sansa | | | | 70 | 4100 |
| Lolla | | | | 85 | 3600 |

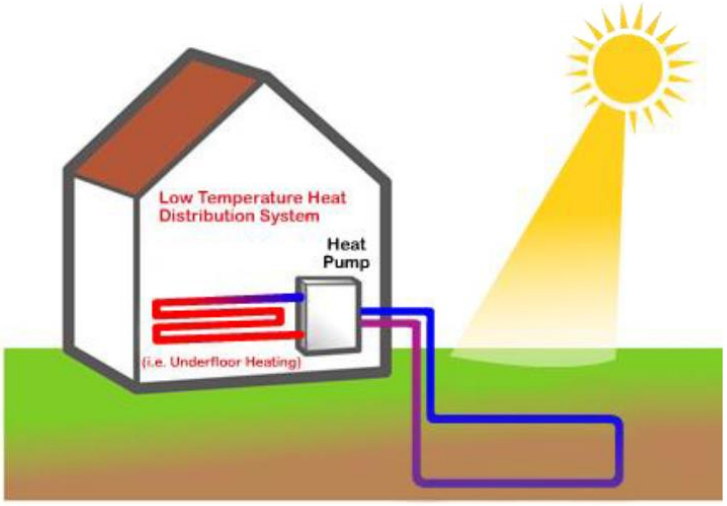
**Alcune colture di biomasse e relative caratteristiche**

**FOCUS - geotermia e idrotermia**

Per energia geotermica si intende comunemente l'energia contenuta, sottoforma di calore, negli strati terrestri che si dissipa con continuità verso la superficie. A seconda della temperatura del fluido geotermico sono possibili diversi impieghi quali, a titolo di esempio, acquacoltura, serricoltura, teleriscaldamento, usi civili e industriali. Di seguito si riporta gli usi più comuni.

*Geotermia a bassa entalpia: impianto "geotermico"*

Tra le possibili modalità con cui si possono climatizzare gli ambienti domestici e gli edifici pubblici si può ricorrere alla geotermia a bassa entalpia. Questo metodo sfrutta lo scambio termico con il sottosuolo superficiale mediante l'utilizzo di un ciclo a pompa di calore. Il vantaggio economico e energetico di questo sistema di climatizzazione di ambienti civili risiede nel rapporto tra il calore immesso o estratto dall'edificio e il consumo energetico (solitamente elettricità) richiesto. I valori del COP (coefficiente di prestazione) possono oscillare tra 3 e 6.



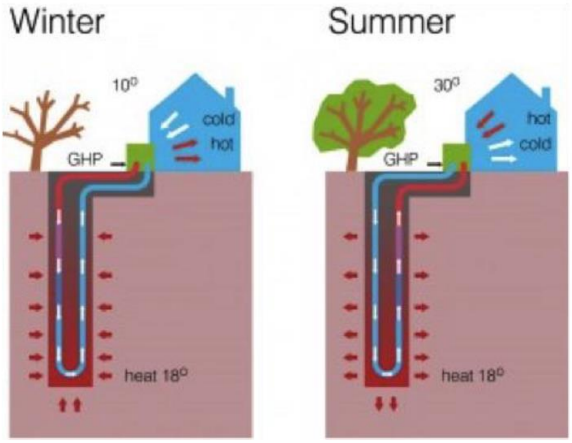

**Esempio tipico di impianto geotermico a bassa entalpia per riscaldamento domestico**

La temperatura del suolo, a una opportuna profondità, presenta variazioni annuali molto più contenute che negli strati superficiali. A una profondità di 5-10 mt la temperatura del sottosuolo presenta una profilo costante per tutto l'anno, e è approssimativamente equivalente alla temperatura media annuale dell'aria che nelle nostre fasce risulta essere di 10-16° C. Il suolo dunque presenta un profilo di temperatura più caldo d'inverno e più fresco d'estate comportando così un vantaggio concreto per il ciclo a pompa di calore.

Negli impianti geotermici a bassa entalpia lo scambio con il sottosuolo può avvenire in modo diretto o mediante cicli a circuito chiuso. Nei cicli diretti il circuito dell'evaporatore/condensatore della pompa di calore è a diretto contatto con il sottosuolo, mentre nei cicli a circuito chiuso la pompa di calore effettua una scambio termico col suolo indirettamente, a mezzo di un circuito idraulico nel quale scorre un fluido termovettore.

Un'ulteriore distinzione è resa dalla modalità di realizzazione del ramo interrato del circuito in cui si possono distinguere impianti verticali e impianti orizzontali. I primi si sviluppano verticalmente utilizzando varie configurazioni di sonde geotermiche che possono essere a U in cui due tubi, mandata e ritorno, sono collegati alla profondità massima mediante giunto a U; a doppia U oppure a due tubi concentrici. Nelle sonde concentriche in base alle necessità di impianto si può far scorrere il fluido termovettore all'esterno o all'interno. La profondità di perforazione può variare tra i 20 e i 200 mt. Questa modalità è preferita dove non è possibile avere a disposizione ampi spazi orizzontali dove poter sviluppare sistemi a circuito chiuso orizzontale.

I circuiti orizzontali si estendono sulle aree vicine all'edificio da climatizzare a profondità minori rispetto a quelle dei circuiti verticali, infatti in questo caso le installazioni sono realizzate appena al di sotto della profondità del frost (o profondità di congelamento), circa 1 – 3 metri sottoterra. Ovviamente maggiore è la profondità di installazione, maggiore sarà l'inerzia termica con conseguente innalzamento del rendimento stagionale della pompa di calore.




**Impianto Geotermico verticale**

**Impianto Geotermico orizzontale**

Le pompe di calore geotermiche sono caratterizzate da alti costi di installazione e da bassi costi di mantenimento, caratterizzandosi come investimenti a medio e lungo termine. In generale il risparmio sui costi di mantenimento dell'impianto oscillano tra il 20% - 60%, rispetto ad impianti tradizionale a combustibile fossile.

*Geotermica a bassa entalpia: "impianto idrotermico"*

Una tipologia di impianto geotermico a pompa di calore è il cosiddetto impianto Idrotermico che si differenzia dagli impianti visti precedentemente in quanto il ramo del circuito che entra nel sottosuolo è aperto. Lo scambio termico avviene con l'acqua di falda o, più raramente, con corpi idrici superficiali (fiumi, laghi). L'acqua prelevata può essere reimmessa in un corpo idrico superficiale, oppure nello stesso acquifero da cui è estratta. Rispetto agli impianti geotermici a ciclo chiuso vi sono alcuni vantaggi degni di nota:

- il ciclo a pompa di calore ha complessivamente un rendimento più elevato;
- soprattutto per gli impianti di grande potenza c'è minore costo di installazione e minori spazi occupati.

Nelle aree geografiche in cui sono presenti falde acquifere stabili e a profondità limitate (0-50 mt in funzione delle dimensioni dell'edificio), è possibile utilizzare l'acqua di falda come vettore termico. Semplificando, le zone in prossimità di fiumi, laghi e quelle di pianura in genere, presentano normalmente queste caratteristiche, che sono riscontrabili spesso anche nelle aree urbane.

L'utilizzo dell'acqua di falda può avvenire in due modalità distinte:

- estrazione dell'acqua di falda e smaltimento in corpo idrico superficiale;
- estrazione dell'acqua di falda (pozzo di prelievo) e successiva re-iniezione in altro pozzo (disperdente).

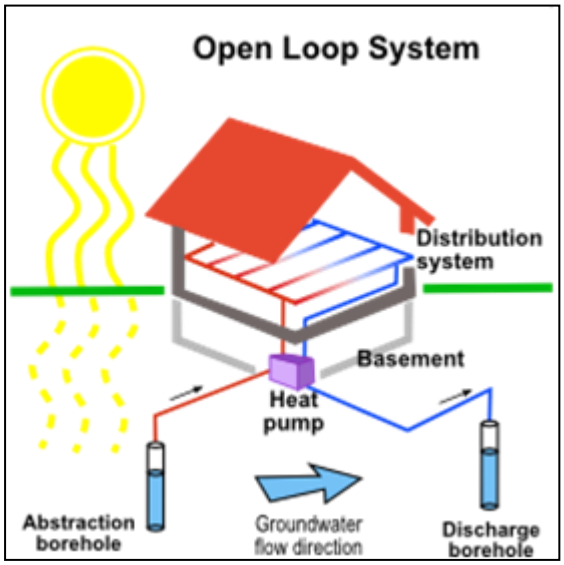
In entrambi i casi si parla di circuito aperto, con due grandi vantaggi in termini di efficienza dell'impianto:

1. La temperatura dell'acqua è più elevata rispetto a quella che si rileva nei circuiti delle sonde: normalmente si riscontrano 10°/14°C, ma non è raro arrivare anche 16°C;
2. A differenza della temperatura del fluido in un "circuito chiuso" dove si riscontra una fisiologica deriva stagionale, in un impianto geotermico a acqua di falda il fluido termovettore ha una temperatura costante tutto l'anno.

Questi due fattori determinano in modo diretto un miglior rendimento della pompa di calore, ma bisogna considerare per contro che in questo tipo di impianti la presenza di una pompa nel pozzo di emungimento determina consumi elettrici aggiuntivi. In ragione di questo ultimo aspetto non è energeticamente conveniente attingere a falde profonde.

I principali problemi correlati a questa tecnologia riguardano l'usura derivata dall'utilizzo delle acque; nel ciclo aperto, in presenza di alte concentrazioni di sali disciolti, si possono incorrere in problemi di incrostazioni delle

tubature con conseguente otturamento, oppure, qualora si avesse a che fare con ambienti particolarmente salini, corrosione delle tubazioni. Per tale motivo e soprattutto sulle coste dove tali impianti possono sfruttate l'acqua del mare, sono realizzati impianti a circuito chiuso.




**Impianto geotermico a bassa entalpia a ciclo aperto, detto anche: impianto "idrotermico"**

Dal punto di vista ambientale l'acqua di falda utilizzata per il funzionamento degli impianti viene ricondotta in falda o in uno scarico superficiale. Non è il alcun modo alterata chimicamente; termicamente cede o assume una variazione di temperatura di circa 4°C in relazione all'uso della pompa di calore in riscaldamento o raffrescamento, può essere quindi riutilizzata per altri usi (irrigazione, sanitari, ecc.).

In termini assoluti, il sistema a ciclo aperto è il più efficiente e consente di raggiungere valori molto elevati del coefficiente di prestazione (COP). Richiede una disamina accurata dell'assetto idrogeologico dell'area interessata, verificando la sostenibilità sia dei prelievi che delle re-immissioni in un'ottica che permetta l'utilizzo ottimale degli impianti, e lo svolgimento di iter autorizzativi più o meno articolati.

*Impianto idrotermico ad acqua marina o lagunare*

Il mare è un grande volano energetico che in inverno mantiene temperature medie superiori a quelle medie dell'aria e si comporta in maniera opposta d'estate. In queste condizioni le pompe di calore raffreddate o riscaldate dall'acqua di mare hanno rendimenti tali da costituire un'alternativa economica, anche dal punto di vista dell'impatto ambientale, ai sistemi di riscaldamento e climatizzazione basati su sistemi a combustione.

Gli impianti idrotemici ad acqua marina o lagunare sono sempre più noti nel mondo dell'edilizia sostenibile. Questa tipologia di impianti presenta caratteristiche molto simili a quelle viste precedentemente. Attualmente sono in fase di studio alcuni impianti di considerevole taglia per le città portuali di Genova e Trieste. Mentre è già stato realizzato il sistema a climatizzazione a pompa di calore con acqua lagunare di Palazzo Grassi. I sistemi di questo tipo, sono solitamente a circuito chiuso.

# 3. Scenari energetici di riferimento (baseline)

## 3.1 Premessa

Gli scenari sono una descrizione delle possibili evoluzioni di un sistema, a seguito delle sollecitazioni alle quali lo stesso è sottoposto e in base alle retroazioni note che ne regolano il funzionamento. In generale, pertanto, gli scenari non sono strettamente delle previsioni, in quanto il futuro che prospettano è solo uno dei possibili, che si realizzerà solo se le sollecitazioni, cioè le azioni intraprese, saranno conformi al piano da cui derivano in tempistica e in intensità, oltre che ovviamente in efficacia. Tipicamente, uno degli elementi di maggior incertezza negli scenari è rappresentato dalla risposta sociale alle azioni messe in campo. Proprio per questa loro caratteristica, per uno stesso futuro, possono coesistere diversi scenari, che differiscono tra di loro sia per azioni che per assunzioni relative all'efficienza ed efficacia delle stesse.

Essendo un "futuro possibile", gli scenari debbono necessariamente essere accompagnati da un sistema di monitoraggio che ne consenta di valutare l'effettiva corrispondenza alla realtà, evidenziando eventuali problematicità nello sviluppo delle azioni in modo da poter apportare le correzioni alle politiche adottate in corso d'opera.

Lo scenario di seguito presentato è stato sviluppato utilizzando la metodica MARKAL (Market Allocation)[49], cioè imponendo la massima allocazione dei beni nel mercato (surplus sociale) con un approccio top-down, cioè che dalla scala globale scenda alla scala nazionale e, da qui, alla scala regionale. Nello specifico, il sistema è fatto evolvere imponendo come determinanti il costo dei principali vettori energetici (petrolio, carbone e gas naturale), supponendo quale potrebbe essere l'evoluzione delle tecnologie. Negli scenari, i vincoli sono rappresentati dalle politiche di settore, in questo caso energetiche, e dai protocolli internazionali, che impongono determinate scelte tra le molte possibili per ottenere l'equilibrio del sistema.

Lo scenario riportato rappresenta lo **scenario di riferimento (o scenario baseline)** per la regione Friuli Venezia Giulia, che corrisponde allo scenario che si avrebbe in assenza di Piano. Tale deriva dalla strategia energetica nazionale (SEN) predisposta nel 2012 e approvata nel 2013, comprensiva degli obiettivi che l'Italia si è data entro il 2030 a seguito della negoziazione internazionale. Questo scenario è stato disaggregato a livello regionale da ENEA-ISPRA in collaborazione con Arpa Friuli Venezia Giulia ed è stato inserito nel sistema GAINS-ITALY per il bilancio delle emissioni dei gas climalteranti e degli altri inquinanti.

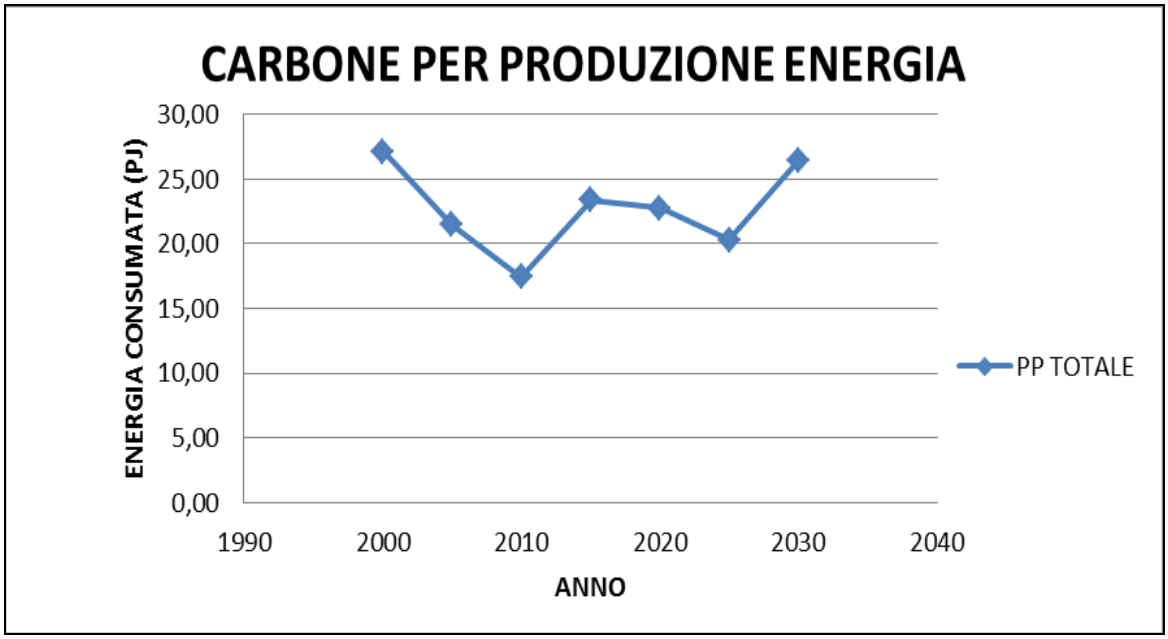
Nello specifico, di seguito sono riportati gli andamenti del consumo dei vettori energetici e l' utilizzo dei vettori energetici nelle diverse attività sul territorio del Friuli Venezia Giulia dall'anno 2000 all'anno 2030 ogni 5 anni. Poiché i vettori energetici hanno diversa densità energetica, al fine di agevolare il confronto e le tendenze, sono stati tutti rappresentati in Peta Joule ($10^{15}$ Joule) corrispondenti a circa 278 Giga Watt ora.

Sono anche riportati gli andamenti delle emissioni di biossido di carbonio, principale gas climalterante, dal 1990 al 2030 sul territorio del Friuli Venezia Giulia per le diverse attività. Questi andamenti, derivanti dalla strategia energetica nazionale disaggregata a livello regionale, rappresentano lo scenario di riferimento (baseline o current legislation) sul quale andranno a agire le azioni del piano energetico regionale.

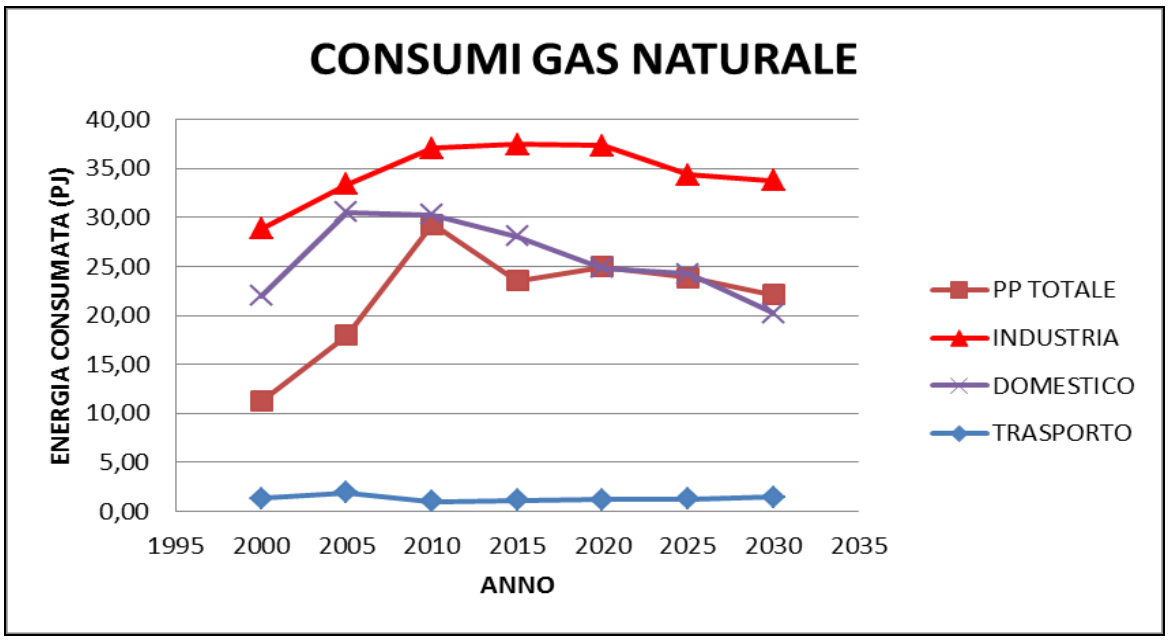
## 3.2 Vettori energetici

I vettori energetici sono i materiali che sono utilizzati per liberare l'energia necessaria alle attività che conduciamo. I vettori energetici presi considerazione in questi scenari sono il carbone per la produzione di energia elettrica, il gas naturale, il gas di petrolio liquefatto (GPL), il gasolio e la biomassa legnosa. L'utilizzo dei diversi vettori energetici, espresso in Peta Joule, è stato suddiviso nelle diverse attività.

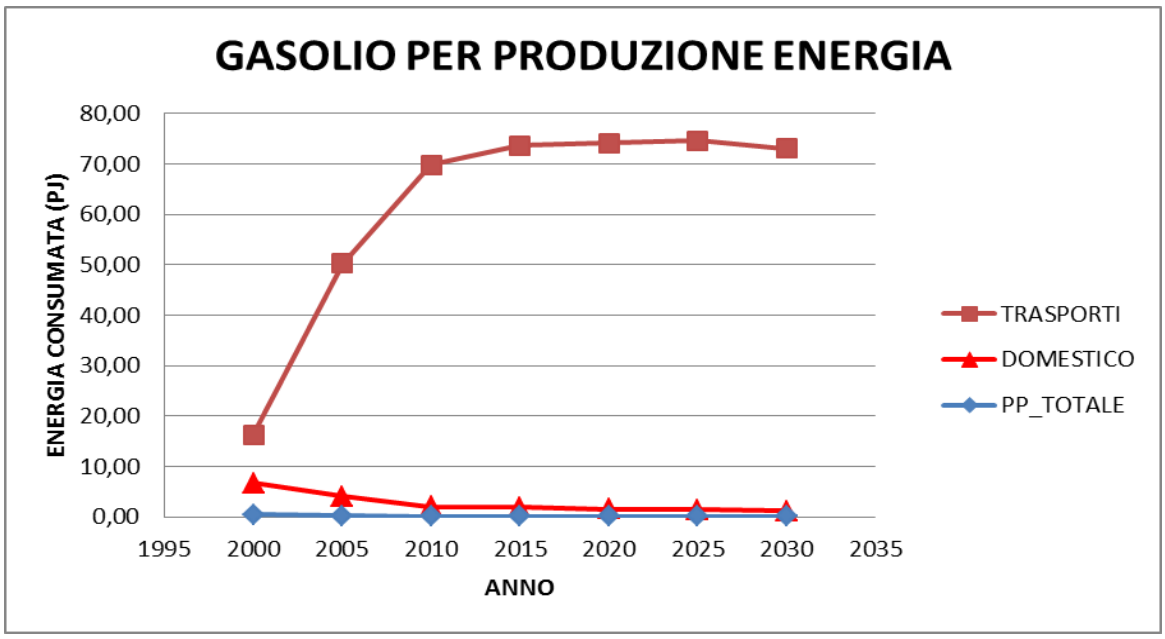
[49] Imporre la massima allocazione dei beni nel mercato significa imporre l'equilibrio tra domanda e offerta, che nello specifico equivale a fare l'ipotesi che l'offerta di energia sia sempre pari al fabbisogno. Per questo motivo gli scenari di tipo MARKAL non possono prevedere le crisi economiche che, in generale, nascono sempre da distonie tra domanda e offerta.



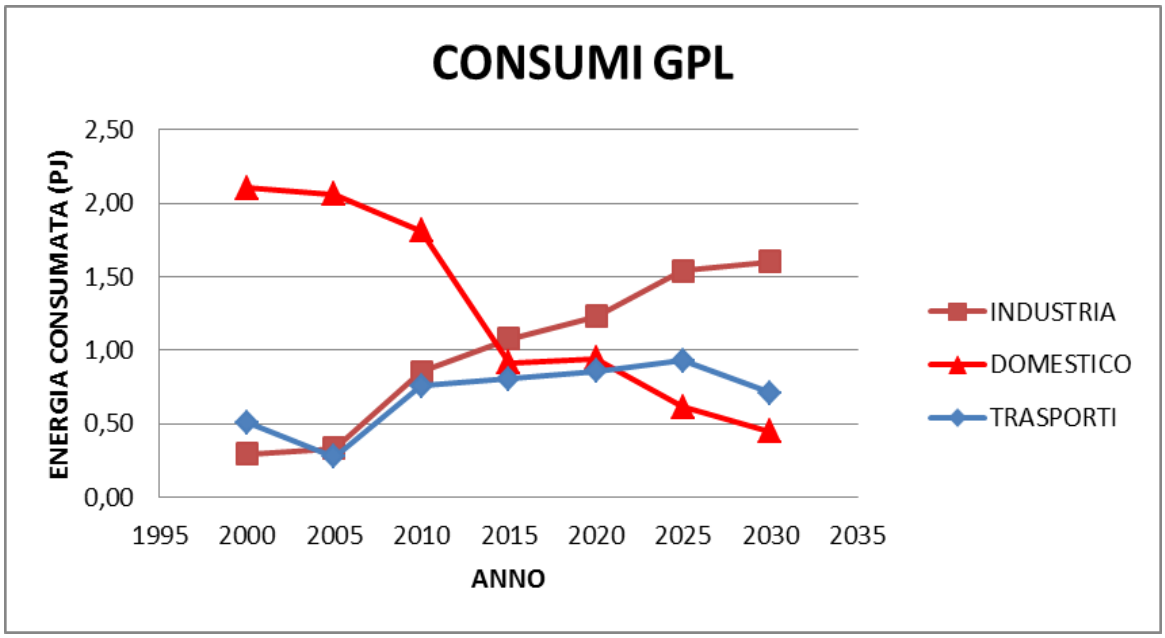

**Andamento del consumo di carbone in Friuli Venezia Giulia per produzione di energia elettrica (PP, power plants). A partire dall'anno 2010 il consumo di carbone ai fini della produzione di energia elettrica è stimato in aumento, in particolare a causa del minor costo di produzione dell'energia elettrica derivante da questo vettore**



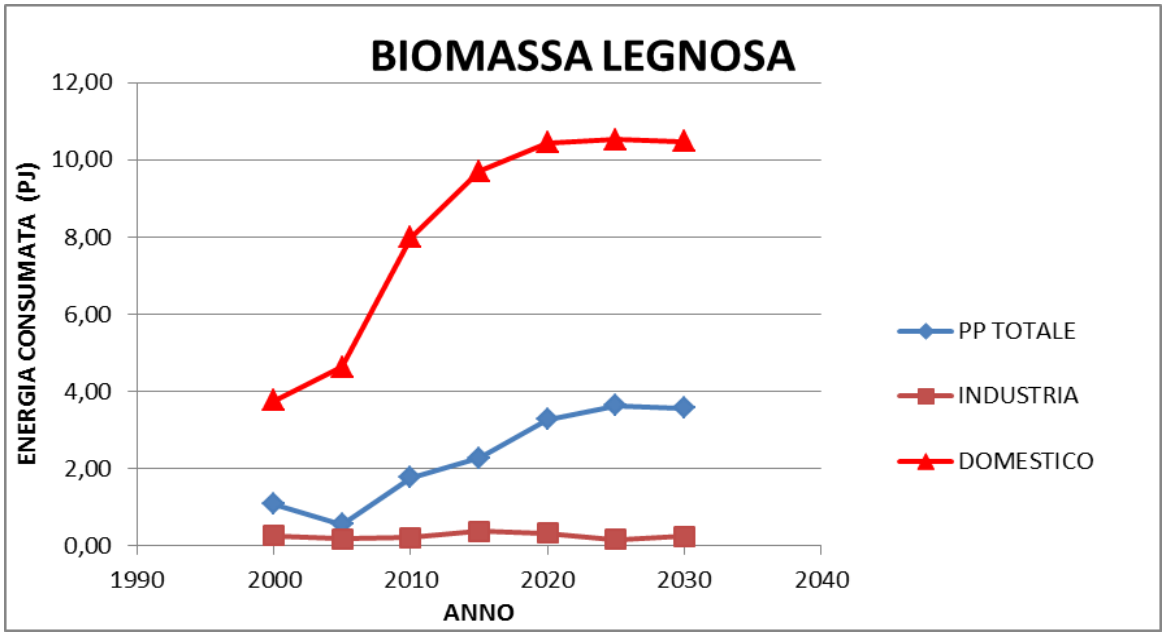

**Andamento del consumo di gas naturale in Friuli Venezia Giulia nelle diverse attività. L'utilizzo del gas naturale è stimato in diminuzione nella nostra regione in quasi tutte le attività. Nel trasporto l'utilizzo del gas naturale nella nostra regione è ancora molto basso**




**L'utilizzo del gasolio per autotrazione in Friuli Venezia Giulia è aumentato molto rapidamente e solo a partire dal 2015 sembra assestarsi. Di fatto scomparso dopo il 2015 l'utilizzo del gasolio per riscaldamento domestico e per la produzione di energia elettrica**



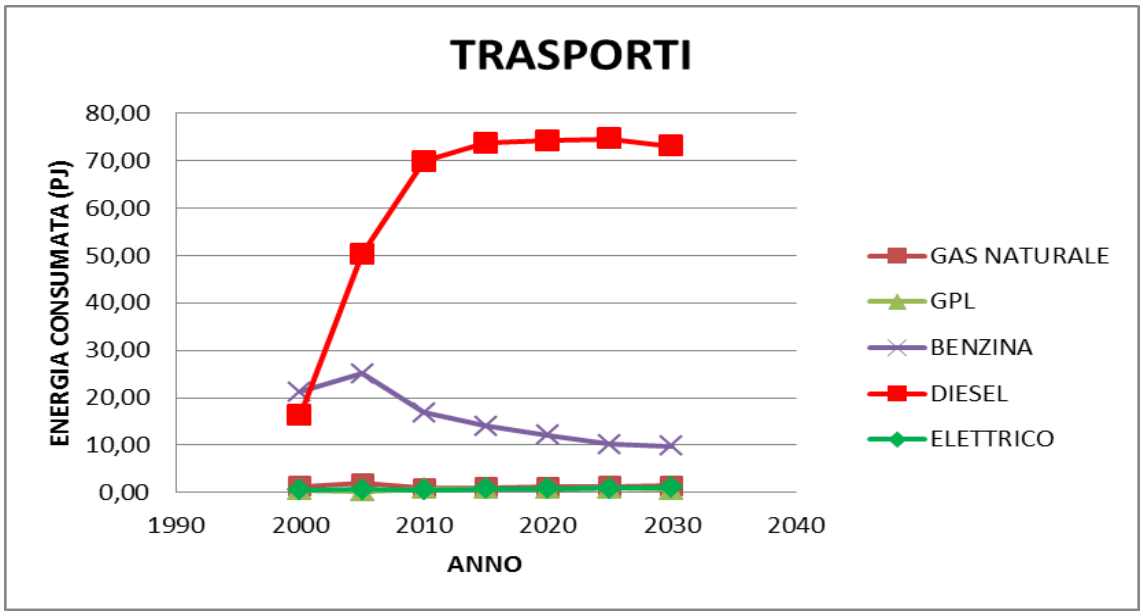

**L'utilizzo di GPL in Friuli Venezia Giulia è relativamente modesto. A partire dal 2010 viene dato in rapido calo nel domestico e in lieve aumento solo nell'industria e nei trasporti**




**L'utilizzo della legna nel Friuli Venezia Giulia viene stimato in sostanziale crescita a partire dal 2010. In particolare, rapida crescita dovrebbe avere il consumo domestico della legna a scopo di riscaldamento. In crescita viene anche dato l'utilizzo della biomassa legnosa a fini di produzione di energia elettrica e termica**

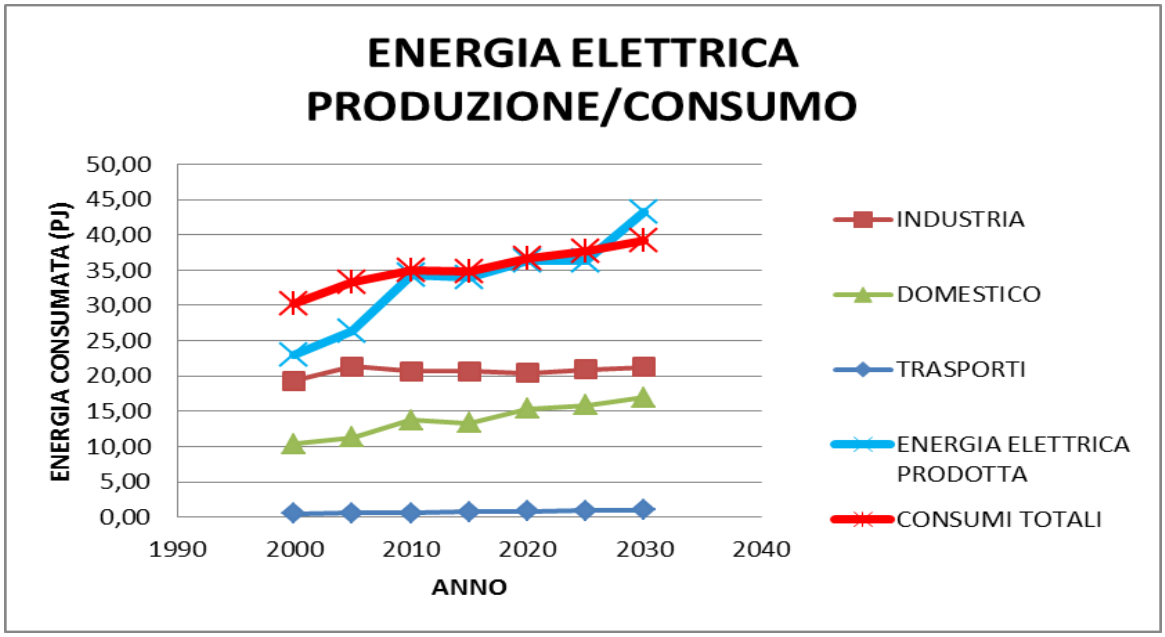
### 3.3 Attività

Con il termine attività si indicano i settori che fanno utilizzo dei diversi vettori energetici. Il confronto tra i diversi vettori utilizzati nella medesima attività consente di visualizzarne il peso relativo, individuando così possibili campi di azione nell'ambito della pianificazione regionale.

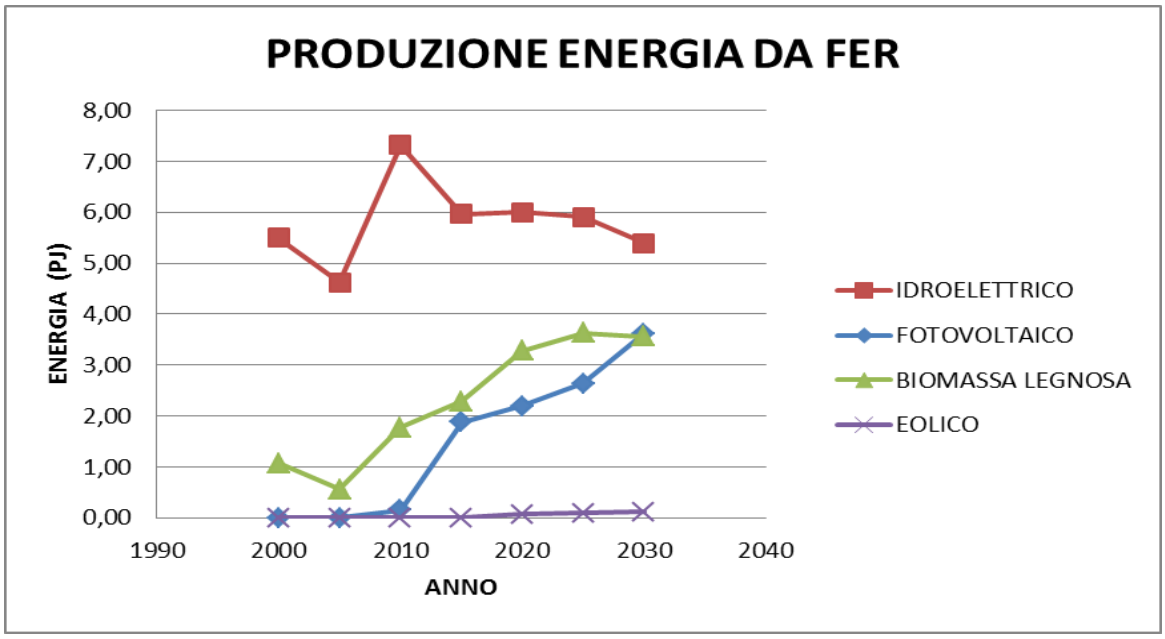



**Dal punto di vista dei trasporti, nella nostra regione il vettore energetico maggiormente utilizzato risulta essere il gasolio e, indicativamente a partire dal 2015, la tendenza alla crescita nell'utilizzo del gasolio dovrebbe assestarsi. Questo sia nell'ambito dei veicoli pesanti che di quelli dedicati al trasporto delle persone. L'utilizzo della benzina viene dato in sostanziale decrescita. Di fatto trascurabili risultano gli altri vettori energetici, incluso l'utilizzo delle vetture elettriche e a metano, anche al 2030**

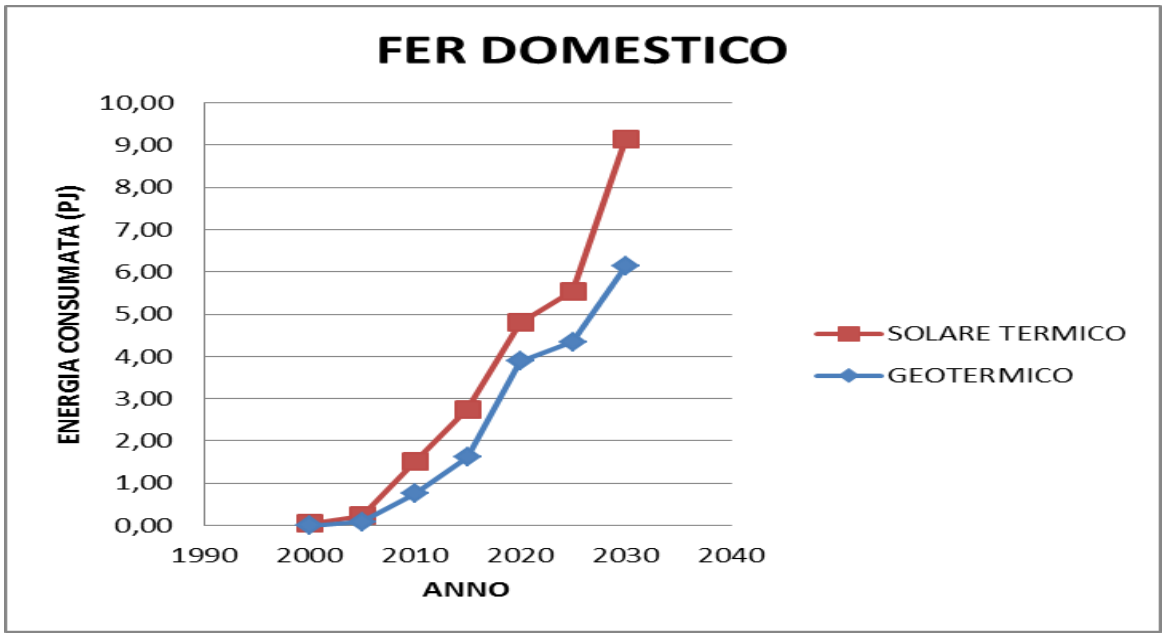
Tra le attività prese in considerazione rientra anche il consumo e la produzione di energia elettrica che, nell'ambito del piano energetico regionale, è stata suddivisa come derivante da fonti fossili e da fonti rinnovabili (FER).



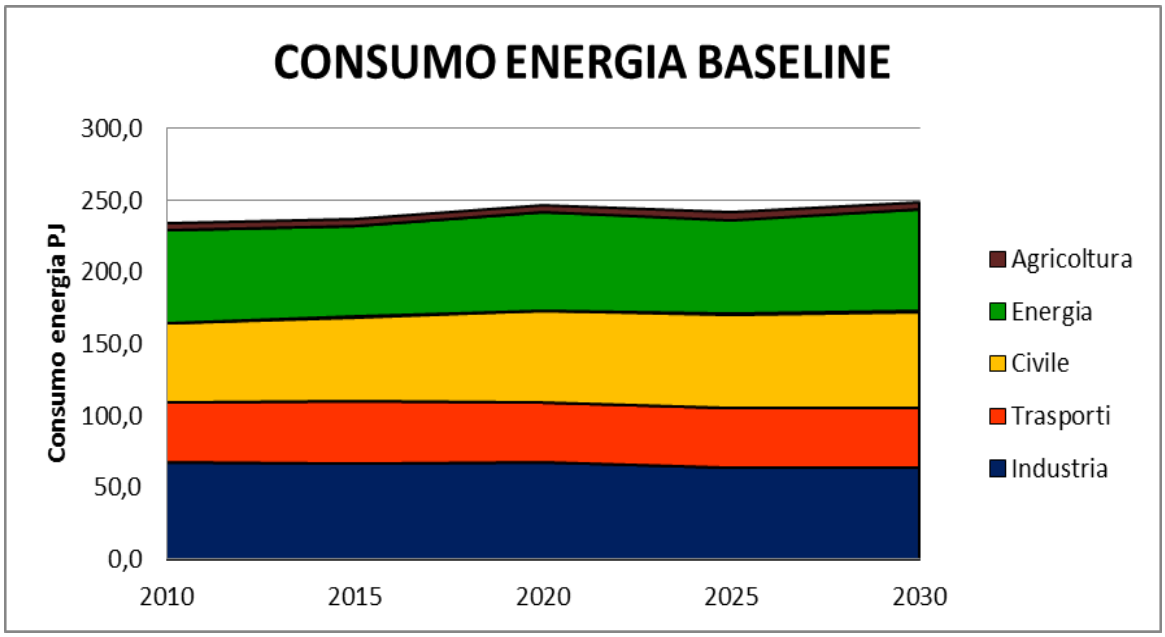

**Andamento del consumo (e produzione) di energia elettrica in Friuli Venezia Giulia. Dal punto di vista dei consumi, la tendenza è quella di una continua crescita nell'utilizzo domestico a fronte di una sostanziale stabilità nell'utilizzo industriale. Per quanto riguarda l'ambito domestico, le tendenze mostrano come l'utilizzo elettrico rappresenti solo una parte minoritaria del consumo energetico complessivo e che il riscaldamento domestico (comprensivo della produzione di acqua sanitaria e della cucina) sia tra le 4 e le 5 volte superiore a quello elettrico**




**In Friuli Venezia Giulia, la strategia energetica nazionale prevede una diminuzione nella produzione di energia da idroelettrico a fonte di una significativa crescita nell'utilizzo dell'energia totale proveniente dalle biomasse legnose (sia termico domestico e sia per la produzione di corrente elettrica) e da fotovoltaico che, al 2030, è dato come seconda fonte energetica rinnovabile in Regione, non distante dalla produzione di energia idroelettrica. Eolico e biogas, per quanto in leggera crescita a partire dal 2005, sono comunque destinati a rimanere marginali in termini di apporto energetico complessivo**



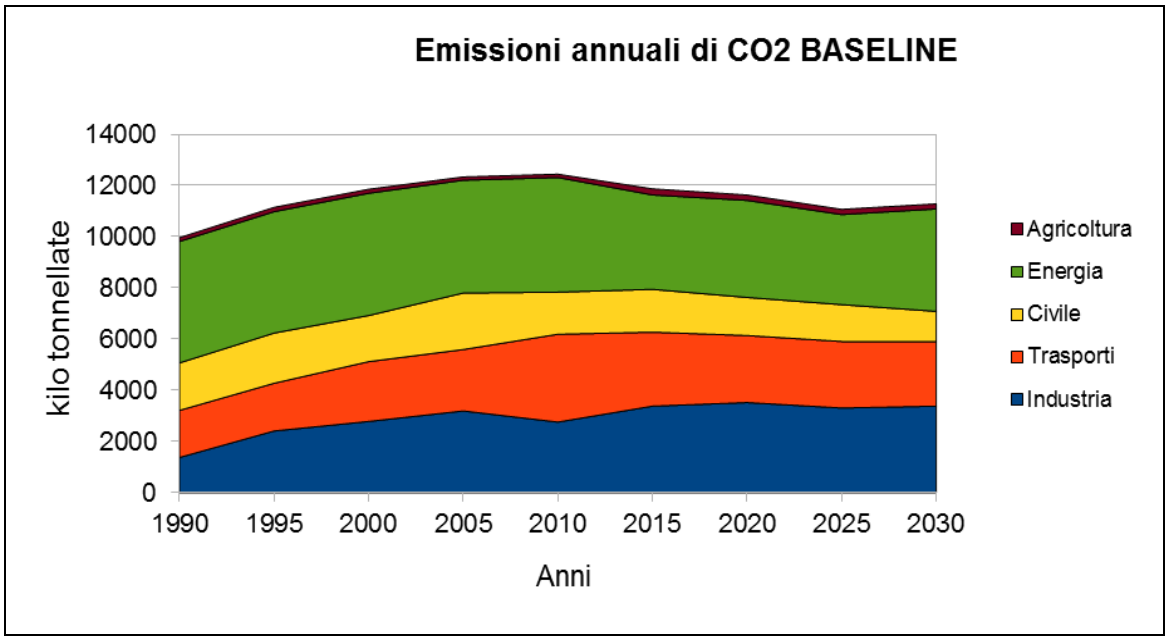

**In ambito domestico, la produzione di energia da solare termico viene data crescere rapidamente e continuamente sino al 2030. Analoga crescita caratterizza l'utilizzo dell'energia geotermica.**




**Andamento negli anni dal 2010 al 2030 dei consumi energetici suddiviso per i principali settori. Per ciascun settore è rappresentata la quantità complessiva di vettori energetici utilizzati espressi in Peta Joule (PJ). 1PJ = 10^15 J**

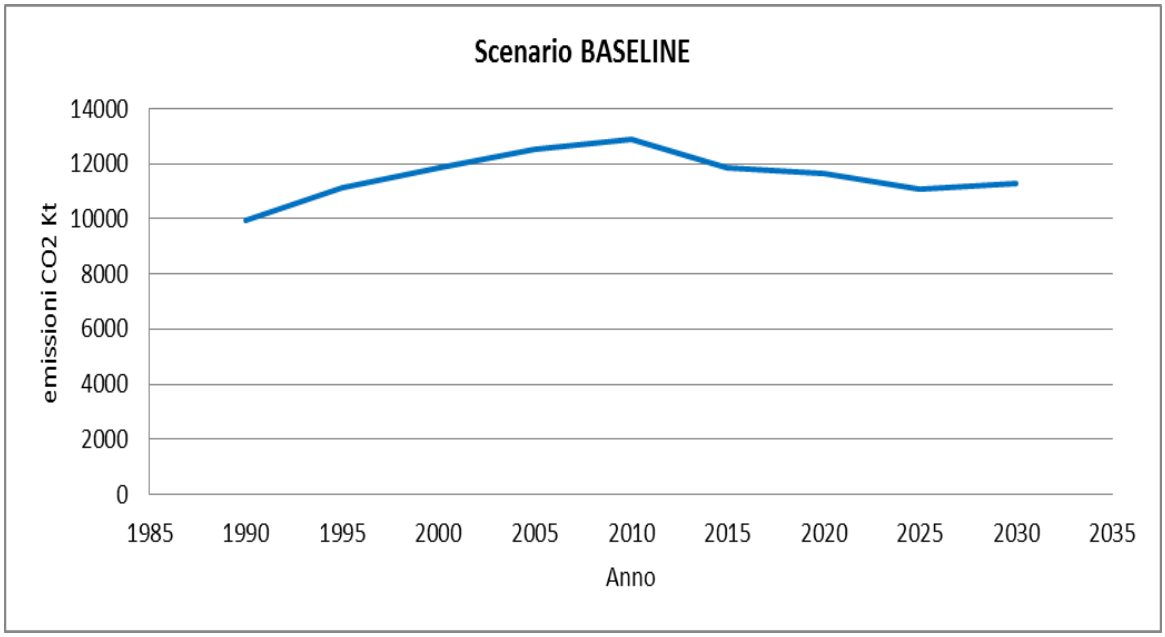
### 3.4 Gas climalteranti ($CO_2$)

L'andamento delle emissioni del principale gas climalterante (biossido di carbonio, $CO_2$) è presentato suddiviso nelle diverse attività per gli anni dal 1990 al 2030 (fonte ENEA – INEMAR ARPA FVG).



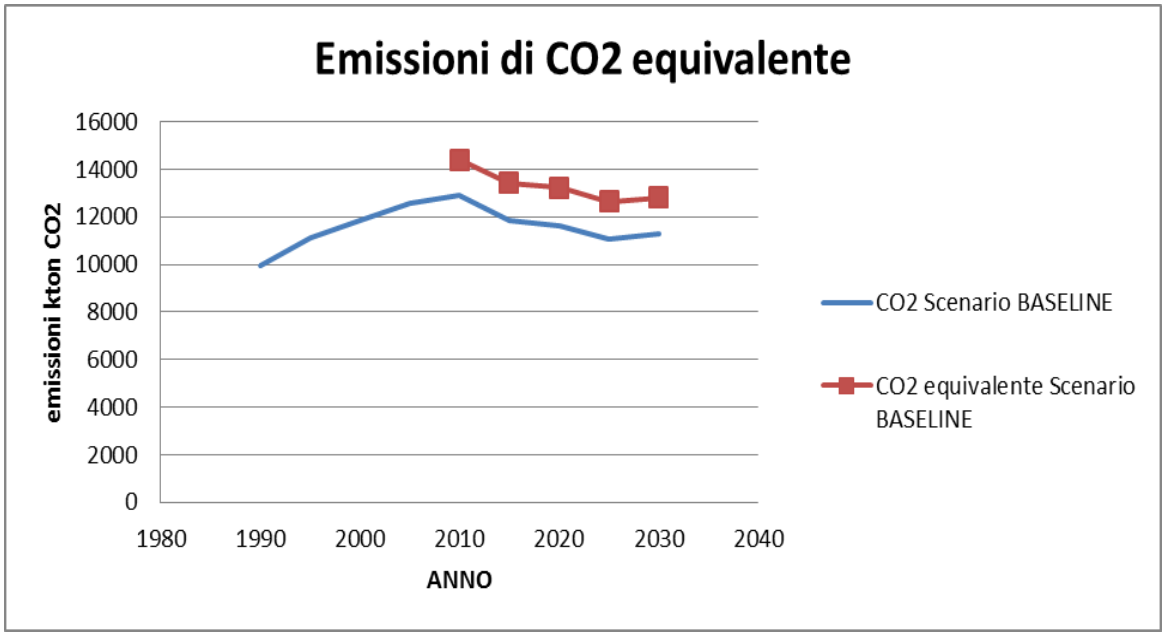

**Dal 1990 al 2010 le emissioni di biossido di carbonio sono continuamente aumentate in Friuli Venezia Giulia. In particolare nel settore dei trasporti. Dal 2005 al 2010, verosimilmente complice anche la crisi economica, le emissioni di biossido di carbonio dell'industria sono diminuite. La principale voce nel bilancio emissivo di biossido di carbonio, comunque, è data dalla produzione di energia elettrica.**

Le emissioni di biossido di carbonio sono poi proiettate al 2030 in seguito alla strategia energetica nazionale disaggregata sul Friuli Venezia Giulia.




**Tendenza delle emissioni di biossido di carbonio in Friuli Venezia Giulia**

Oltre alle emissioni di biossido di carbonio, lo scenario emissivo permette di verificare anche l'andamento delle emissioni di metano e protossido di azoto per il periodo dal 2010 al 2030. Le emissioni di questi due gas sono state successivamente ricondotte all'equivalente in termini di biossido di carbonio. I coefficienti utilizzati per la conversione delle emissioni di metano e protossido di azoto a biossido di carbonio equivalente sono definiti dall'IPCC, e pari a 21 per il metano e 310 per il protossido di azoto.




**Tendenza delle emissioni di $CO_2$ e di $CO_2$ equivalente in Friuli Venezia Giulia**

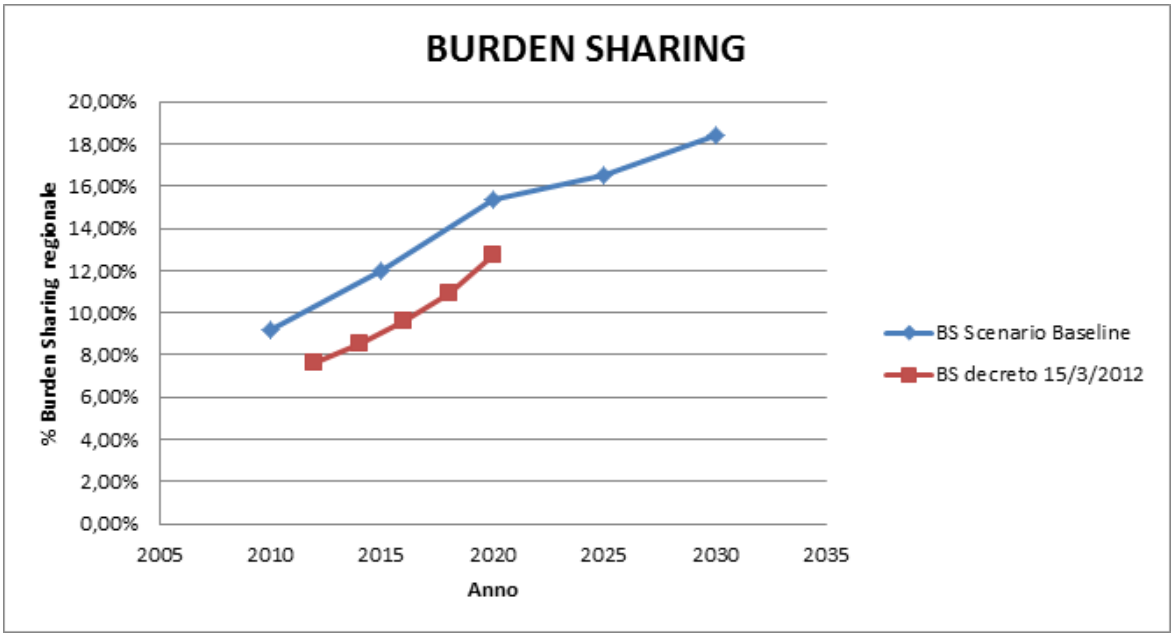
### 3.5 Burden Sharing

Lo scenario di riferimento regionale consente anche di verificare lo stato di raggiungimento dell'obiettivo della direttiva 2009/28/CE, relativamente alla percentuale di consumo energetico garantita da fonti rinnovabili per il 2020.

Questo obiettivo a livello europeo è stato recepito dallo Stato italiano dal cosiddetto decreto Burden Sharing (DM 15.03.12) che prevede i relativi obiettivi regionali.

In Friuli Venezia Giulia tale decreto prevede una percentuale regionale di consumo da fonti rinnovabili pari al 12,7 % al 2020.

Nella figura seguente si rileva, come secondo lo scenario baseline, l'obiettivo del Burden Sharing sarebbe raggiunto.




**Confronto tra i valori del Burden Sharing calcolati a partire dai dati dello scenario e la traiettoria dei valori per la Regione indicata nel DM 15.03.12**

### 3.6 Gli scenari desiderati del sistema energetico della Regione secondo il Libro Verde

Con il Libro Verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione in materia di cambiamenti climatici e energia, che si pone in continuità con le politiche e gli obiettivi fissati con orizzonte al 2020, le Istituzioni comunitarie hanno avviato una riflessione sugli obiettivi che si intendono perseguire a livello europeo entro il 2030 anche con una consultazione pubblica che si è conclusa il 2 luglio 2013, i cui esiti sono stati definiti nella Comunicazione quadro per le politiche energia e clima 2030 (COM (2014) 15 final della Commissione.

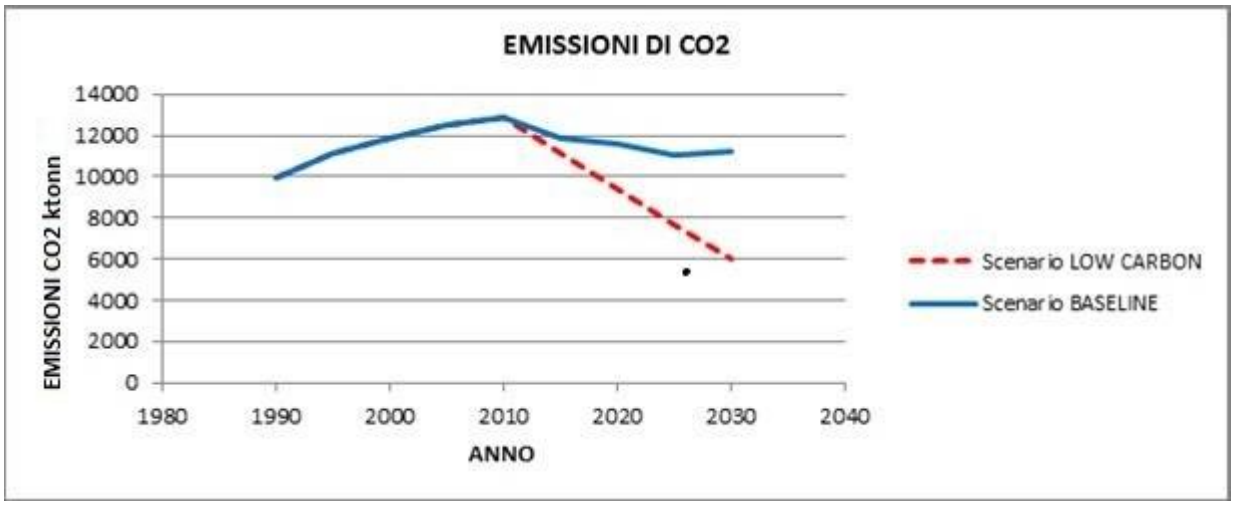
Su tale Comunicazione quadro si è espresso il Consiglio europeo nella seduta del 23-24 ottobre 2014 che ha approvato nuovi obiettivi Clima Energia al 2030, più ambiziosi della Strategia europea 20 20 20.

Tali obiettivi sono, sinteticamente una riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, il raggiungimento del 27% di energie rinnovabili sui consumi finali di energia e il raggiungimento del 27% di efficienza energetica (eventualmente da innalzare al 30%).

Si tenga conto che tali obiettivi sono da raggiungere in "media" nell'Unione Europea, non essendo ancora stati recepiti dagli Stati membri e tantomeno declinati a livello regionale. Tenendo comunque conto del mancato recepimento e declinazione a livello regionale, è possibile confrontare gli scenari regionali corrispondenti indicativamente agli obiettivi del Libro Verde con gli scenari baseline già riportati al capitolo precedente.

Nella figura che segue è considerato il primo obiettivo del Libro Verde corrispondente alla riduzione dei gas climalteranti: lo scenario denominato "Scenario Low Carbon" rappresenta la riduzione del 40% rispetto ai livelli del 1990 delle emissioni annuali di CO2 nei settori produttivo, domestico e dei trasporti.

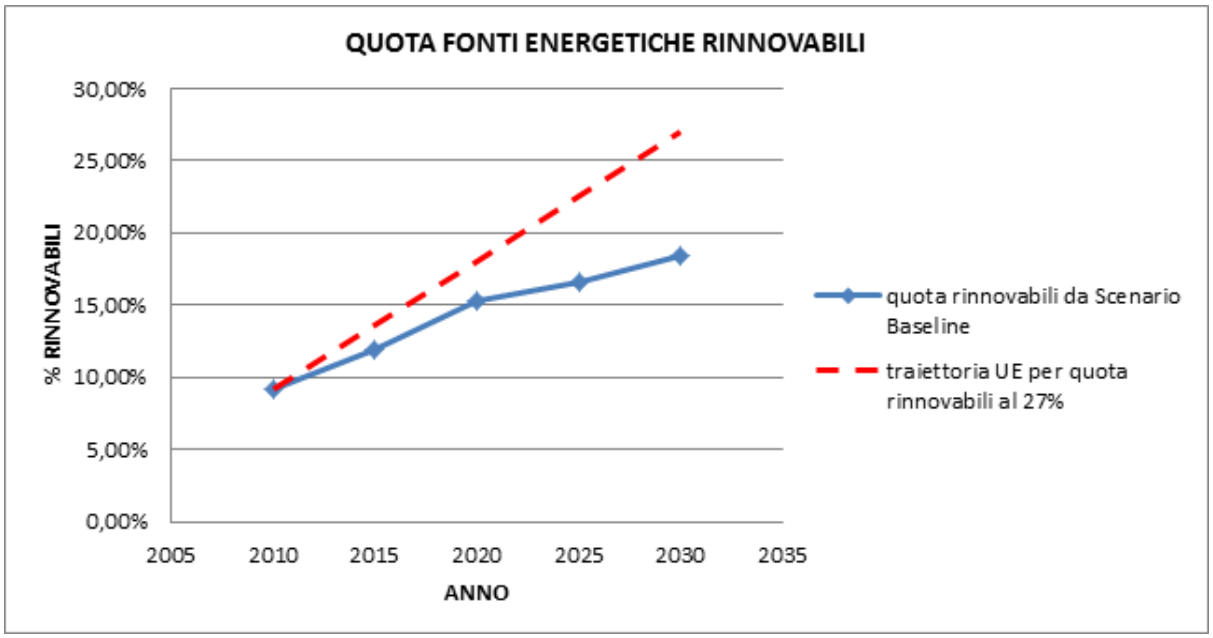
Le emissioni annuali dal 1990 al 2010 sono state stimate da Arpa FVG utilizzando la metodica sviluppata nell'ambito della realizzazione dell'inventario emissivo regionale (INEMAR). Le stima dal 2015 al 2030, invece, sono state ottenute utilizzando il sistema GAINS sviluppato da ENEA-ISPRA e armonizzato sul territorio regionale mediante una collaborazione con Arpa FVG. Lo scenario "baseline" rappresenta la tendenza delle emissioni di $CO_2$ a seguito delle politiche attualmente già in atto. Lo scenario "Low Carbon" è stato ottenuto riducendo **linearmente** del 40% il valore della CO2 emessa nell'anno 1990.




**Emissioni di CO2 secondo lo scenario Baseline e relativa riduzione del 40% rispetto al 1990 (scenario low carbon).**

Nella figura che segue è considerato il secondo obiettivo europeo, riguardante il raggiungimento della quota del 27% di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili, che è stato indicativamente riportato a livello regionale e confrontato con lo scenario "baseline" (corrispondente alle politiche già in atto).

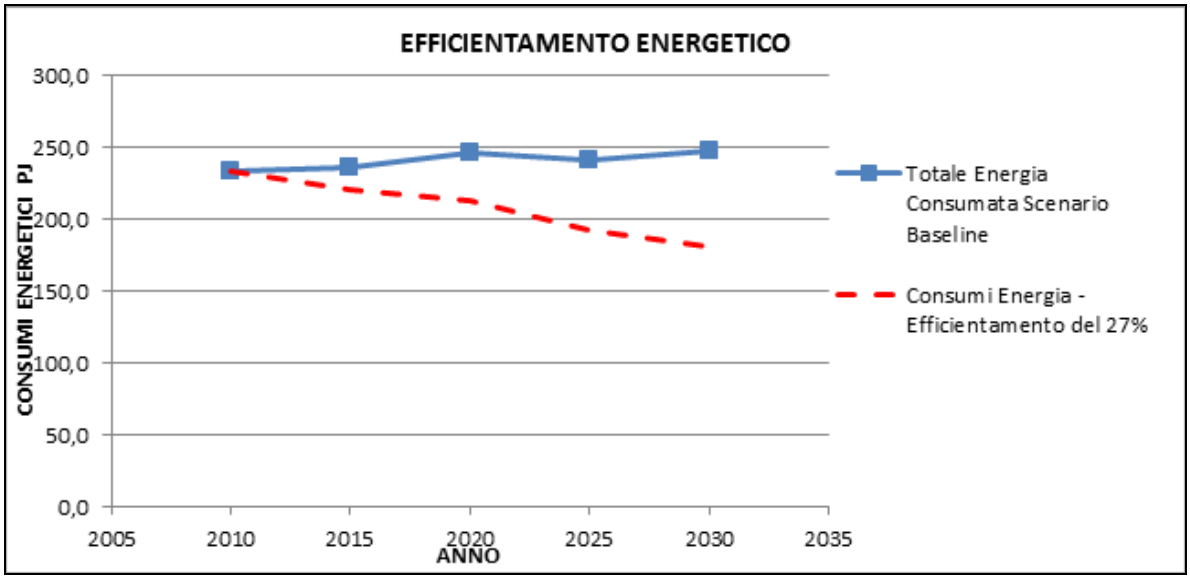
Il calcolo è stato effettuato considerando il rapporto tra i consumi da fonte energetica rinnovabile e i consumi totali, in analogia con la metodologia utilizzata per il calcolo del Burden Sharing, anche se nella quota europea del 27% sono compresi biocarburanti per trasporti, mentre a livello regionale, come definito nel D.M. 15.03.2012, tale riferimento non è previsto.




**Quota di energia rinnovabile secondo lo scenario Baseline (escluso i trasporti) e traiettoria indicativa della quota di rinnovabili per il raggiungimento dell'obiettivo del 27% indicato nelle conclusioni del Consiglio Europeo (Libro Verde).**

Nella figura che segue è considerato il terzo obiettivo europeo che prevede il miglioramento dell'efficienza energetica per una quota del 27%, da calcolare rispetto determinate proiezioni sul futuro consumo energetico.

Facendo riferimento ai consumi energetici totali regionali previsti dallo scenario baseline (pari a circa 250 PJ nel 2030), una riduzione dei consumi del 27 % corrisponderebbe a un livello di consumi al 2030 inferiore a 182 PJ.




**Consumi Totali di Energia dello scenario baseline e relativa traiettoria di riduzione del 27%.**

A seguito di questa analisi, emerge come l'obiettivo del Burden Sharing energetico al 2020 per il Friuli Venezia Giulia possa considerarsi raggiungibile anche mediante le sole azioni attualmente già previste dallo scenario baseline. Ciò nonostante, è anche evidente che l'obiettivo sarà centrato solo tramite l'incremento superiore alle aspettative nella diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e non grazie ad una riduzione dei consumi (risparmio energetico).

L'obiettivo della riduzione delle emissioni annuali di biossido di carbonio, invece, appare come non raggiungibile in base alle sole misure comprese nello scenario baseline. Nello sforzo di adeguamento alla decisione del Consiglio Europeo (Libro Verde), pertanto, emerge la necessità di procedere con un ulteriore aumento nell'utilizzo delle fonti rinnovabili e soprattutto con un più deciso sostegno al risparmio energetico in modo da avvicinarsi conseguentemente alla riduzione prevista per le emissioni annuali di gas climalteranti.

In proposito vale la pena ricordare che, a livello internazionale, per quanto attiene alla politica climatica e energetica, si fa riferimento al Protocollo di Kyoto[1] del 1997, anno di stipulazione, poi entrato in vigore nel 2005. Quel Protocollo fu il primo tentativo riuscito di limitare e regolare le emissioni di gas serra a livello internazionale e si è concluso nella sua prima fase (2008-2012). Con la pubblicazione delle ultime stime delle emissioni di gas climalteranti da parte dell'Agenzia europea dell'Ambiente e di diciotto Stati membri, sono stati resi disponibili i dati completi sulle emissioni di gas climalteranti inerenti il primo periodo di impegno del Protocollo di Kyoto (2008-2012). L'obiettivo di riduzione delle emissioni dell'8% - rispetto al 1990 – nel periodo 2008-2012 sarà rispettato dall'Ue-15. Per quanto riguarda lo Stato italiano, l'ISPRA[2], nell'Inventario nazionale delle emissioni di gas serra del

[1] Il Protocollo di Kyoto: un trattato internazionale nel quale i Paesi industrializzati (tranne alcune eccezioni come gli Stati Uniti d'America che si sono ritirati) si sono impegnati a ridurre le proprie emissioni di gas a effetto serra, in particolare il biossido di carbonio. Il primo periodo di impegno del Protocollo è stato il quinquennio 2008-2012 e, su tale periodo, si verificheranno i risultati raggiunti. A livello globale la riduzione delle emissioni è stata fissata a circa il 5% rispetto all'anno di riferimento (1990), come media di impegni differenziati tra i vari Paesi o gruppi di Paesi. L'Unione europea ha aderito con un impegno di riduzione dell'8% rispetto al 1990 e, al suo interno, i Paesi membri dell'Unione si sono suddivisi tale impegno sulla base di alcuni criteri. Per l'Italia la percentuale di riduzione è stata fissata al 6,5%, sempre rispetto al 1990.

[2] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

2012, ha certificato il fallimento del nostro paese sugli obiettivi di Kyoto; l'Italia si è fermata, nel quinquennio 2008-2012, rispetto alla prevista riduzione del 6,5%, a una riduzione del 4,6%.

L'obiettivo del Protocollo di Kyoto quindi non è stato raggiunto a livello nazionale e la condizione di partenza dello Stato italiano è dunque, a tutt'oggi, non in linea; la Regione non ha mezzi propri esclusivi per raggiungere da sola gli ancora più ambiziosi traguardi del Libro Verde al 2030 (basti pensare alle emissioni da combustibili da trasporto, difficilmente le auto potranno diventare tutte ecologiche o addirittura elettriche).

# 4. Le Misure del Piano Energetico Regionale

## 4.1 La strategia energetica regionale in FVG

La Regione FVG, con l'insediamento della nuova Giunta ha stabilito nel dettaglio i punti programmatici prioritari. Nel *Programma di Governo* è stato delineato il nuovo modello di sviluppo e di governo del territorio.

Una delle priorità della Giunta, in coerenza con la strategia Europa 2020, è di perseguire una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva attraverso l'avvio di una strategia capace di valorizzare la posizione geografica, i patrimoni e le eccellenze, sapendo selezionare le proposte da cui trarre il massimo beneficio nell'ambito dello sviluppo sostenibile e dell'economia verde.

La Strategia europea 2020 e le nuova Strategia 2030 derivata dal libro Verde, in particolare per l'aspetto trasversale tipico dell'energia, **traguardano vision di sistema europei** quali l'**ambiente**, la **crescita**, la **competitività** e la **sicurezza** di approvvigionamento.

Nella vision di sistema dell'**ambiente** la regione FVG vuol essere la regione guida nella Roadmap 2050 di decarbonizzazione europea (a medio – lungo termine) raggiungendo gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto Energia 20 20 20 con gli obiettivi strategici del piano energetico, denominati Vision regionale che devono perseguire la scelta della decarbonizzazione ossia migliorare gli standard ambientali.

Nella vision di sistema della **crescita** la regione FVG vuole favorire la crescita economica sostenibile, attraverso lo sviluppo di filiere energetiche regionali, che devono perseguire la scelta della creazione di valore in loco.

Nella vision di sistema della **competitività** la regione FVG vuole ridurre il costo dell'energia per i consumatori e le imprese, che devono perseguire la scelta di un graduale allineamento ai prezzi europei.

Nella vision di sistema della **sicurezza** la regione FVG vuole rafforzare la sicurezza di approvvigionamento, che deve perseguire la scelta di ridurre la dipendenza dall'esterno.

Questa impostazione si propone di tutelare l'autenticità del Friuli Venezia Giulia, costituita da valori, paesaggi, acqua, storie, luoghi. Il modello di sviluppo di qualità del Friuli Venezia Giulia non può che riferirsi a una dimensione umana e paesistica che rappresenta il carattere autoctono della Regione, fondata sui patrimoni ambientali, storici e archeologici, le città, i paesi e le aree rurali e forestali.

Questo insieme rappresenta una dimensione cui non si può rinunciare e è, nel contempo, fattore di coesione, attrattività e competitività. Alla base della idea di sostenibilità non è estranea l'*economia di territorio*, che si fonda proprio sul buon utilizzo di tali patrimoni e beni comuni e sulla rigenerazione dell'esistente, quale più grande opera sostenibile da perseguire con tenacia e coerenza.

La nuova stagione della programmazione regionale è allora una **vision regionale in sintonia con quella europea**, che riconoscerà come requisiti decisivi le misure di tutela e di salvaguardia, promuovendo e organizzando progetti d'eccellenza e di consolidamento dell'economia verde. Si rende necessario definire una concreta strategia energetica che utilizzi chiare regole e indirizzi idonei per definire gli obiettivi da raggiungere, ottimizzare i processi decisionali, dotarsi di strumenti tecnici innovativi e, non da ultimo, qualificare il personale. Si tratta di redigere un Piano Energetico Regionale (PER) che orienti in questo senso i consumi e la produzione energetica e che andrà recepito anche da altri strumenti pianificatori.

## 4.2 Contesto e obiettivi delle politiche energetiche regionali

L'attuale contesto economico, difficile e incerto, orienta tutti gli sforzi per la ripresa in termini di crescita sostenibile. Questa non può che avvenire attraverso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico, senza però rinunciare alle scelte di sostenibilità ambientale, con il perseguimento degli obiettivi prefissati a livello europeo per il 2020, e tenendo in considerazione gli aspetti di sicurezza dell'approvvigionamento.

Coerentemente con queste necessità, **la nuova strategia energetica regionale si incentra su quattro obiettivi principali,** già segnalati, e a cui tendono sia la Strategia europea 2020 e sia la Strategia europea 2030, come di seguito precisato:

- Raggiungere e superare gli **obiettivi ambientali** definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (anche detta Strategia europea 20 20 20). Tutte le scelte di politica energetica mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione.
- 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.
- Ridurre significativamente il 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 avendo un impatto decisivo sulla **competitività** delle imprese e sul bilancio delle famiglie.
- Migliorare la nostra **sicurezza di approvvigionamento** soprattutto nel settore elettricità e gas, riducendo la dipendenza dall'estero. E' necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta a eventi critici e ridurre il nostro livello di importazioni di energia. Ciò si attua anche superando l'attuale modello di approvvigionamento energetico centralizzato, muovendosi in un'ottica di smart grid.

### 4.3 La Vision regionale del Piano Energetico

A partire dalle vision di **sistema europeo** (ambiente, crescita, competitività e sicurezza) **la vision energetica regionale è articolata nei seguenti sei punti chiave**:

1. Bio-Regione e "green belt": un carbon sink transfrontaliero per mitigare il clima;
2. Fonti energetiche rinnovabili: consumo e produzione;
3. Riqualificazione energetica: efficientamento e ottimizzazione;
4. Sostenibilità ambientale (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti);
5. Interventi infrastrutturali, impiantistici e smart grid: criteri di ecocompatibilità;
6. Incremento delle applicazioni tecnologiche e informatiche e inseminazione delle conoscenze in campo energetico e ambientale.

#### 4.3.1 Bio-Regione e "green belt": un carbon sink transfrontaliero per mitigare i cambiamenti climatici

La cornice in cui inserire la progettazione del PER non è quella dei confini nazionali, ma di un'area più vasta, in comune con Stati e Regioni confinanti, nell'ottica della "regione europea".

Si tratta di creare e implementare una cintura verde "green belt", lungo i confini con Veneto, Austria e Slovenia, che riguardi boschi, seminativi, bacini fluviali e specchi d'acqua ai fini della salvaguardia della biodiversità e dello stoccaggio naturale di carbonio.

Una "green belt" da arricchire con smart grid di confine all'insegna della collaborazione transfrontaliera e interregionale e con protocolli condivisi sullo sviluppo delle energie rinnovabili, sulla sostenibilità dei collegamenti energetici e sulla riduzione delle emissioni di $CO_2$. Questa strategia si pone in coerenza con l'iniziativa di cooperazione territoriale transfrontaliera denominata "European Green Belt"[50,] nonché con l'Accordo per la realizzazione congiunta di misure di breve, medio, lungo periodo di contrasto all'inquinamento atmosferico nelle zone del bacino padano sottoscritto dalla Regione Friuli Venezia Giulia in data 19 dicembre 2013[51.]

50 Per una descrizione della "European Green Belt" (EGB) si veda pagina 53.

51 L'accordo è stato stipulato per evitare sanzioni da parte della Commissione Europea (procedura di precontenzioso - Eu Pilot 4915/13/ENVI) per mancata applicazione della Direttiva 2008/50/CE, che riguarda i superamenti continui e di lungo periodo dei valori limite del materiale particolato PM10 sul territorio italiano. L'accordo è stato sottoscritto congiuntamente al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, al Ministro dello sviluppo economico, al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, al Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, al Ministro della salute, al Presidente della Regione Lombardia, al Presidente della Regione Emilia–Romagna, al Presidente della Regione Piemonte, al Presidente della Regione Veneto, al Presidente della

### 4.3.2 Fonti energetiche rinnovabili: consumo e produzione

La strategia regionale nel settore energetico che trova attuazione nella progettazione del PER, punta a sviluppare l'utilizzo delle energie rinnovabili per i cittadini e le imprese con la ridefinizione degli incentivi regionali "verdi" a fondo perduto, avendo cura di privilegiare le componenti più svantaggiate della società, con finanziamenti dedicati alle imprese che realizzano interventi di efficientamento.

Un punto peculiare della strategia regionale consiste nell'utilizzo delle biomasse quale complemento del processo produttivo collegato alla filiera del legno.

### 4.3.3 Riqualificazione energetica: efficientamento e ottimizzazione

La riqualificazione come efficientamento[52] e ottimizzazione[53] è un processo sistematico per lo studio e l'analisi degli interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche e riduzione delle emissioni, attraverso l'individuazione e l'attuazione degli interventi con il miglior rapporto costi/benefici in relazione al loro ciclo di vita, verificando e stabilizzando il mantenimento delle prestazioni nonché favorendo il loro continuo miglioramento nel tempo.

Si intende attuare tale obiettivo orientando l'attività edilizia al recupero e alla ristrutturazione dell'esistente con l'incremento del risparmio energetico, in particolare nell'ambito del patrimonio edilizio urbano, sia pubblico che privato. Per quanto attiene agli aspetti edilizi, la strategia si configura con interventi rivolti agli edifici, sia storici e sia di nuova costruzione, agevolando sia i locatari e sia gli acquirenti che intendono promuovere a loro spese, interventi di riqualificazione energetica sull'abitazione. Per favorire il risparmio energetico nelle strutture pubbliche, sanitarie e scolastiche in primis, si intende perseguire l'obiettivo di una riduzione sensibile dei costi energetici, anche attraverso strumenti quali le ESCo e i Certificati Bianchi.

I cittadini trarranno vantaggio dall'unificazione della certificazione energetica regionale e dalla semplificazione burocratica relativamente alla presentazione di progetti di riqualificazione energetica e di installazione di impianti a fonti rinnovabili. Per quanto attiene alle aree urbane, la strategia si configura con interventi indirizzati ai grandi aggregati, come le strutture sanitarie, per diminuire i costi di approvvigionamento.

Nel campo industriale saranno promosse le certificazioni ISO per l'efficienza energetica delle aziende e la sostituzione del parco motori con le nuove gamme IE per i motori a alta efficienza e rendimento. Tali politiche concorrono alla ripresa economica locale, innescando investimenti finanziari e coinvolgendo le imprese artigiane regionali.

### 4.3.4 Sostenibilità ambientale (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti)

La sostenibilità ambientale deve essere perseguita trasversalmente in ogni settore, dalle abitazioni civili, alle strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti. Le innovazioni per la sostenibilità al fine di una migliore qualità delle abitazioni e delle strutture produttive (i.e. arredamenti e elettrodomestici innovativi e sostenibili, illuminazione, domotica, green economy, risparmio energetico) sono fondamentali per il raggiungimento di alti standard ambientali che contemporaneamente portino a un crescita economica e occupazionale.

Con riferimento al settore dei trasporti la strategia si incentra su incentivi per la sostituzione degli automezzi obsoleti (standard EURO06). Sarà privilegiata la mobilità elettrica, proponendo una diversa dotazione delle auto di servizio in disponibilità all'amministrazione regionale e promuovendo l'utilizzo di mezzi di trasporto pubblici elettrici.

---

Regione autonoma Valle d'Aosta ed al Presidente della Provincia autonoma di Trento. In tale Accordo spicca l'istituzione, da parte dei Ministeri, di gruppi di lavoro inerenti discipline riguardanti le rispettive competenze (ad esempio: combustione di biomasse, trasporto merci, trasporto passeggeri, riscaldamento civile, industria, produzione di energia, agricoltura), con l'obbligatoria partecipazione degli altri Enti coinvolti.

52 Efficientamento: modifica o sostituzione di tecnologie/impianti/modelli di governance/attività con nuove tecnologie/impianti/modelli di governance/attività più efficienti nei campi di lavoro richiesti.

53 Ottimizzazione: verifica, coordinamento e affinamento di tecnologie/impianti/modelli di governance/attività e delle logiche funzionali al fine di massimizzare l'efficienza e minimizzare l'impatto ambientale derivante dal funzionamento integrato di apparecchiature, impianti, fattori territoriali antropici e modalità di gestione.

Saranno poste in campo anche azioni in attuazione della strategia europea in materia di combustibili alternativi, nei diversi campi di intervento relativi al trasporto su gomma (passeggeri e merci), aereo, ferroviario e vie navigabili.

#### 4.3.5 Interventi infrastrutturali, impiantistici e smart grid: criteri di ecocompatibilità

La strategia che si intende perseguire in questo settore è necessaria per concorrere ai bassi costi dell'energia, con la consapevolezza di essere collocati in un contesto energetico nazionale e europeo e in una situazione di liberalizzazione del settore e degli approvvigionamenti.

Saranno dettati indirizzi per gli interventi infrastrutturali sulla rete elettrica e per la produzione di energia (trasmissione, dismissioni linee obsolete, smart grid, ristrutturazioni, riconversioni, cogenerazione e trigenerazione) al fine di rendere disponibile l'energia prodotta agli usi industriali locali con le reti interne d'utenza. Tali criteri terranno conto degli effetti sull'ambiente e sul paesaggio, come pure sugli aspetti sociali e economici. Saranno preferibili soluzioni con recupero di calore tramite il teleriscaldamento e raffrescamento, con la possibilità di utilizzo per le produzioni orticole e la filiera agro-alimentare e vivaistica.

L'ottimizzazione delle centrali termoelettriche risponde all'obiettivo di limitare l'uso del carbone e puntare sul gas come combustibile di transizione, anche al fine di rispondere positivamente all'obiettivo europeo 20 20 20 e alle ipotesi di carbon tax.

#### 4.3.6 Incremento delle applicazioni tecnologiche e informatiche e inseminazione delle conoscenze in campo energetico e ambientale

La strategia persegue l'obiettivo di porre in condizione imprese e altri attori del tessuto economico e sociale di incrementare le applicazioni tecnologiche e informatiche derivanti dalla ricerca scientifica, per utilizzare al meglio le competenze delle Università, dei centri di ricerca e degli incubatori, al fine di allestire programmi e definire progetti concreti nel campo energetico.

Si intende collaborare con strutture come il Distretto industriale delle tecnologie digitali, al fine di applicare le tecnologie più idonee per rendere intelligenti e efficienti, sia i più importanti centri urbani e sia le numerose località e borghi che contraddistinguono il nostro territorio (i.e. la diffusione dell'illuminazione stradale a LED sensibile al passaggio di persone e mezzi per risparmiare energia, la promozione dell'uso dei mezzi elettrici per i servizi comunali e sanitari, l'adozione di strumenti di monitoraggio del traffico urbano e extra-urbano, la gestione del verde pubblico e dei rifiuti mediante sensori remoti così da minimizzare i percorsi dei mezzi e massimizzare la qualità dei servizi).

Molto importante sarà anche la formazione professionale in continuo nel settore energetico per tecnici, operatori e impiantisti

### 4.4 Dalla Vision alla declinazione di Obiettivi Generali e Specifici

Al fine di declinare opportunamente le misure attive delle strategie di PER, le Vision sono state dettagliate in ulteriori livelli di definizione ovvero gli Obiettivi Generali e gli Obiettivi Specifici che fanno riferimento alla legge regionale 19/2012 (articolo 5, comma 3).

Gli **Obiettivi Generali** sono i sette seguenti:

1. Promuovere e incentivare lo sviluppo della generazione distribuita di energia e la produzione energetica da FER;
2. Promuovere il miglioramento ambientale con la riduzione delle emissioni dei gas serra;
3. Promuovere la innovazione e sperimentazione tecnologica e gestionale in tutti i settori energetici;
4. Assicurare la disponibilità, qualità e continuità dell'energia necessaria per tutti gli utenti del territorio regionale;
5. Ridurre i costi dell'energia favorendo la concorrenza fra gli operatori, la diversificazione delle fonti energetiche, lo sviluppo razionale delle infrastrutture di interconnessione;

6. Aumentare l'efficienza del sistema energetico regionale per favorire il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia;
7. Promuovere il raggiungimento di un risparmio energetico medio, rispetto ai consumi energetici regionali.

Gli **Obiettivi Specifici** sono stati declinati in trentasette indicazioni più dettagliate come segue:

1. Collaborazione transfrontaliera e interregionale con un protocollo per la creazione e implementazione di una fascia "green belt" con il Veneto, l'Austria e la Slovenia;
2. Collaborazioni per la vigilanza e il controllo ambientale con gli altri corpi di polizia confinanti;
3. Mantenere e implementare le superfici agricole e boschive, quali carbon sink;
4. Tutela della biodiversità e delle fonti primarie di energia tra cui l'acqua;
5. Realizzare smart grid di confine per ottimizzare lo sviluppo delle FER, la sostenibilità dei collegamenti energetici e la riduzione delle emissioni di gas serra;
6. Diversificare le fonti energetiche incentivando e incrementando l'utilizzo delle FER;
7. Aumentare il ricorso all'utilizzo sostenibile di FER per l'approvvigionamento del fabbisogno di energia.
8. Informare e sensibilizzare la pubblica opinione sulla riduzione dei consumi e sull'uso razionale delle risorse energetiche;
9. Realizzare impianti innovativi e tecnologicamente avanzati alimentati a FER;
10. Favorire la produzione energetica da FER, tenendo conto della diversificazione delle fonti, della minimizzazione degli impatti e del massimo contributo alle ricadute economiche sul territorio regionale;
11. Costituire la banca dati per il monitoraggio della domanda e della offerta atto a una programmazione effettiva dei settori energetici;
12. Sviluppare tutte le attività (comprese quelle di informazione e comunicazione) volte alla riduzione del consumo di energia, mediante l'aumento dell'efficienza e la diminuzione dei consumi e degli sprechi energetici;
13. Favorire negli assetti cogenerativi il più efficiente utilizzo degli output energetici (termico e elettrico);
14. Promuovere le certificazioni ISO per l'efficienza energetica delle aziende e la sostituzione del parco motori con le nuove gamme IE per i motori ad alta efficienza e rendimento;
15. Politiche di contenimento dei prezzi delle fonti energetiche a livello di utenza domestica e non domestica;
16. Favorire l'aggregazione, la gestione associata e la fusione tra operatori dei servizi di distribuzione del gas e dell'energia elettrica nel territorio regionale;
17. Formulare, aggiornare e revisionare linee guida, criteri e requisiti normativi per gli interventi energetici;
18. Sensibilizzare la pubblica opinione in merito ai temi energetici con particolare riguardo al risparmio energetico;
19. Contenere i consumi a partire dai settori pubblici (illuminazione pubblica, risparmio energetico degli edifici pubblici);
20. Contenere i consumi energetici nei settori residenziale e terziario;
21. Ridurre le emissioni clima alteranti e quelle inquinanti, secondo la Strategia 2020 della UE;
22. Aumentare la compatibilità ambientale dei sistemi energetici;
23. Usare in modo sostenibile le risorse naturali e tutelare l'ambiente naturale salvaguardandone la biodiversità;
24. Ridurre il consumo di suolo e riqualificare, migliorando la qualità del modello insediativo del futuro secondo i principi della green landscape economy;

25. Contenere i consumi nel settore dei trasporti e promuovere la strategia europea in materia di combustibili alternativi, nei diversi campi di intervento relativi al trasporto su gomma (passeggeri e merci), aereo, ferroviario e vie navigabili;
26. Sviluppare la generazione distribuita (impianti di microgenerazione di energia elettrica cogenerativi di bassa potenza al fine di raggiungere l'autosufficienza energetica);
27. Favorire l'installazione di nuovi impianti tecnologicamente avanzati;
28. Favorire gli interventi di miglioramento, ammodernamento e di razionalizzazione delle infrastrutture energetiche lineari con particolare riguardo a quelle elettriche e realizzazione di reti di teleriscaldamento;
29. Aumentare la sicurezza delle infrastrutture energetiche;
30. Favorire la sostituzione degli impianti esistenti obsoleti mediante la realizzazione di impianti a maggior efficienza e minor consumo;
31. Favorire la realizzazione di nuovi impianti con le migliori e più innovative tecnologie e con metodologie gestionali caratterizzate da bassi consumi, alti rendimenti e ridotti impatti ambientali;
32. Favorire la generazione distribuita con impianti di bassa potenzialità e massima efficienza energetica;
33. Favorire lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica;
34. Ottimizzare le infrastrutture di rete elettrica e la loro gestione al fine di consentire l'integrazione della rete dei generatori distribuiti attraverso lo sviluppo delle smart grid;
35. Favorire il collegamento con le Università e i Centri di ricerca per lo sviluppo della ricerca scientifica;
36. Promuovere la predisposizione e la realizzazione di programmi di ricerca e progetti di impianti innovativi, con particolare attenzione al settore delle fonti rinnovabili;
37. Predisporre programmi operativi di formazione di specialisti per il settore energetico.

Questa specificazione consente di arrivare a definire in modo sempre più preciso le Misure di Piano che il Piano Energetico Regionale dovrà traguardare al fine di realizzare le Vision regionali, discendenti da quelle di sistema europeo della strategia 2020.

### 4.5 Le Misure del Piano Energetico Regionale.

Nel medio-lungo periodo, ovvero per il 2020 (principale orizzonte di riferimento a livello nazionale e europeo) il Piano Energetico Regionale si articola in 57 Misure**.** A ogni Misura corrisponde una delle 32 Schede di approfondimento; ogni Scheda contiene al suo interno una o più Misure di PER declinate con lettere.

**Le Misure, derivanti dalle precedenti indicazioni di vision europea, visione regionale, obiettivi generali e obiettivi specifici, sono le seguenti:**

1. **1a** Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti.
2. **2a** Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della L.R. 3/2015.
3. **2b** Realizzare micro reti attive, sia per uso terrestre che navale (per lo sviluppo di una Smart grid portuale) ovvero porzioni del sistema di distribuzione contenenti unità per la generazione distribuita, sistemi di accumulo di energia e carichi (cluster). Sarà data priorità a progetti già avviati presso Enti di ricerca regionali. Si valuterà la possibilità di realizzare reti interne di utenza a livello regionale, in funzione di interventi di rilancio in aree industriali in crisi valorizzando gli impianti di generazione ivi presenti.

4. **2c** Promuovere accordi di confine con il Veneto, la Slovenia e l'Austria per lo sviluppo delle FER e delle Smart Grid (sia terrestri che navali).
5. **3a** Trovare incentivi regionali in conto capitale e in esercizio per la realizzazione di nuove reti, estensioni di reti esistenti, nuovi allacciamenti d'utenza, anche su rete esistente. Favorire le opportunità di investimento significative anche in campo industriale, che potrebbero riguardare non solo il singolo auto produttore ma comprendere anche più imprese aggregate nella logica del cluster industriale.
6. **3b** Disporre, con Regolamenti, criteri premiali per contribuire alla installazione di caldaie e centrali di cogenerazione anche alimentati a fonti rinnovabili purché prevedano l'utilizzo del calore generato in % variabile a seconda della tecnologia, al fine di massimizzare anche l'efficienza termica. La cogenerazione dovrà accrescere l'efficienza media annua complessiva.
7. **4a** Favorire, normativamente, l'autoconsumo e gli impianti FER a isola. Favorire l'acquisto, presso i consumatori finali, di elettrodomestici programmabili, di inverter intelligenti e di sistemi di accumulo d'impianto solare, che maggiormente rendano l'utente autonomo dalla rete e che di conseguenza alleggeriscano il carico della rete di distribuzione.
8. **4b** Finanziare progetti pilota che prevedano sistemi di accumulo termico innovativi per insediamenti di nuova realizzazione, per insediamenti energetici esistenti o nell'ambito di operazioni di ristrutturazione energetica.
9. **5a** La Regione, al fine di perseguire gli obiettivi dello scenario low carbon, intende superare l'utilizzo del carbone per la centrale termoelettrica di Monfalcone e promuovere per la stessa uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, al fine di ridurne gli impatti. Si promuove uno specifico tavolo di lavoro con il gestore dell'impianto e con l'Amministrazione comunale. Per gli aspetti legati al tema del lavoro, il tavolo sarà integrato con la partecipazione delle Organizzazioni Sindacali al fine di porre attenzione ai livelli occupazionali.
10. **5b** Favorire con accordi procedimentali il revamping e l'upgrading degli impianti a ciclo combinato, esistenti sul territorio regionale, per evolvere da un funzionamento a carico nominale verso un funzionamento ad esercizio variabile.
11. **5c** Stipulare accordi/intese/convenzioni the coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, navale ed energetico, per avviare attività di simulazione e ricerca per lo sviluppo di una Smart Grid portuale al fine di abbattere le emissioni durante il periodo di attracco delle navi.
12. **6a** Stipulare accordi/intese/convenzioni con i DSO (Distribution System Operator) per:
    a. stilare una graduatoria di priorità che privilegi gli interventi nei quali è prevista la sostituzione delle infrastrutture obsolescenti, in base alle linee di sviluppo delle reti di loro competenza (anche a lungo termine ovvero oltre l'orizzonte temporale contemplato dai piani di sviluppo);
    b. stabilire criteri generali per la scelta dei siti dove localizzare le nuove linee di distribuzione a minor impatto ambientale (studi di settore, preferenza per i corridoi energetici) con adeguamento/potenziamento di linee e la realizzazione di nuove cabine elettriche.
13. **7a** La Regione punta sul gas come vettore energetico di transizione per un modello energetico più sostenibile, ma intende ribadire la volontà di non autorizzare sul proprio territorio il rigassificatore onshore di Zaule, ritenendo tale progetto sovradimensionato per la Regione medesima, oltreché in contrasto con il modello di sviluppo del Porto di Trieste.
14. **8a** Stipulare un accordo procedimentale tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Stato, Regione, Comuni) e proponenti privati al fine di realizzare un mini/midi rigassificatore con adeguate compensazioni ambientali sul territorio che non sia in contrasto con lo sviluppo dei porti regionali.
15. **9a** La Regione è contraria alla costruzione dell'elettrodotto "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)" che andrebbe a attraversare una delle più belle e incontaminate zone del Friuli Venezia Giulia - le Valli del Natisone - e un territorio vincolato ai sensi del Codice dei beni Culturali e del paesaggio (D.lgs. 42/2004) che comprende

un sito protetto dall'UNESCO. La Regione è altresì contraria alla costruzione dell'elettrodotto aereo (linea privata) denominata Somplago – Würmlach nella formulazione attuale del progetto, rimanendo disponibile per un eventuale progetto interrato transfrontaliero.

16. **9b** Anticipare volontariamente il confronto con il territorio a vari livelli (Regione, Province, Comuni) nella fase di pianificazione di infrastrutture energetiche lineari, compresi quelli previsti nel Piano di Sviluppo, al fine di condividere i criteri di caratterizzazione del territorio (Criteri ERPA / ERA) e localizzare in modo ottimale le nuove installazioni, anche stipulando accordi preventivi di pianificazione per stabilire misure compensative per i territori che saranno attraversati dalle infrastrutture energetiche.
17. **10a** Realizzare e finanziare un inventario/catasto energetico degli edifici pubblici, a partire dal patrimonio regionale, per stabilire obiettivi regionali di riqualificazione energetica e priorità di finanziamento degli interventi (art. 5 comma 16 del D.lgs. 102/2014). Parallelamente prevedere la realizzazione di un sistema regionale informatizzato di raccolta dati sui contributi regionali concessi in tema di efficienza energetica, risparmio energetico e utilizzo di FER e sui risparmi di energia conseguiti (art.7 comma 7 del D.lgs. 102/2014).
18. **10b** Prevedere un ordine di priorità nella destinazione degli spazi finanziari regionali verso gli EELL e le P.A. a favore del settore del risparmio energetico e dell'efficienza energetica.
19. **10c** Realizzare un abaco di schede tecniche con la descrizione di "interventi tipo" in materia di riqualificazione energetica (sia per le strutture edilizie che per gli impianti) a disposizione delle amministrazioni pubbliche. Predisporre, in questo senso, le Linee guida regionali per favorire e promuovere l'utilizzo del GPP (Green Public Procurement) nella P.A. (art. 6 comma 9 del D.lgs. 102/2014).
20. **10d** Promuovere nei confronti degli EELL e delle scuole di ogni ordine e grado, un programma di formazione e informazione in tema di gestione dell'energia e di efficienza energetica, sia in termini tecnici che di sensibilizzazione, per stimolare comportamenti che contribuiscano a ridurre i consumi energetici.
21. **11a** Attivare, anche con l'apporto dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale, le politiche di audit e di management energetico verso le PMI, affinché si dotino della Certificazione Sistema Gestione Energia ISO 50001, e in questo senso istituire un registro regionale di tali attestati.
22. **11b** Istituire fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in risparmio energetico, cogenerazione a alto rendimento, teleriscaldamento e l'impiego di FER (fonti a energia rinnovabile), per l'acquisto di veicoli con minori emissioni e consumi e per l'efficientamento del parco motori elettrici.
23. **12a** Costituire un sistema di qualificazione/accreditamento regionale per le ESCo, supportato da campagne informative e corsi di formazione in tema di ESCo e Certificati Bianchi, anche in rapporto con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Predisporre modelli di contratti di EPC (Energy performance contract) e di FTT (Contratto di finanziamento tramite terzi) per le pubbliche amministrazioni e per soggetti privati. La Regione si farà parte attiva sull'attività informativa e formativa in tema di Esco e di certificati bianchi per favorirne capillarmente la diffusione.
24. **12b** Realizzare una Banca dei TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio).
25. **12c** Prevedere incentivazioni con detrazioni fiscali, cumulabili con i TEE, per la sostituzione di macchine industriali (motori e inverter) con rendimenti minimi stabiliti.
26. **13a** Promuovere formazione e campagne di informazione per gli installatori di impianti a FER e per gli operatori del settore, anche mediante il riconoscimento di fornitori di formazione ai fini del risparmio energetico e per l'autodiagnosi ambientale per aziende e insediamenti produttivi, nonché attività formative per le diverse categorie socio-economiche, anche mediante accordi/intese/convenzioni, per incentivare studi e ricerche finalizzati all' innovazione tecnologica nei settori energetici, da parte degli istituti di ricerca regionali e nazionali. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica al fine di favorire l'incontro tra domanda e offerta.

27. **13b** Promuovere iniziative di sensibilizzazione presso i cittadini volte a favorire la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale e/o estiva obsoleti con sistemi di ultima generazione più efficienti e con minor impatto sull'ambiente in termini di emissioni.
28. **14a** Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti.
29. **15a** Attivare corsi di formazione e aggiornamento del personale incaricato degli accertamenti e ispezione degli impianti termici e degli addetti del settore, per svolgere un ruolo di consulenza sugli interventi di miglioramento del rendimento energetico dell'impianto termico, che risultino economicamente convenienti. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica.
30. **16a** Attivare la formazione degli operatori del settore con il patrocinio di corsi per EGE (Esperto in Gestione per l'Energia) sulla base della norma Uni CEI 11339:2009, di quelli per il percorso ISO 50001 e del personale dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica.
31. **17a** Costituzione di un Sistema informativo regionale per l'energia per garantire una gestione organica. I catasti dovranno uniformarsi a metodologie omogenee e coerenti da stabilirsi in sede attuativa. Tale sistema comprende, in prima battuta, i seguenti strumenti:
    1. Catasto informatico energetico regionale;
        a. Catasto informatico regionale impianti termici;
        b. Catasto informatico regionale attestati prestazioni energetiche;
        c. Catasto informatico regionale certificazioni sostenibilità ambientale;
    2. Catasto informatico regionale elettrodotti;
    3. Quadro conoscitivo delle emissioni gas climalteranti;
    4. Mobilità sostenibile;
    5. Finanza energetica.
32. **18a** In collaborazione con ARPA FVG e con istituti di ricerca, predisposizione di uno studio per determinare i criteri della inidoneità delle aree all'utilizzo delle FER e per un consumo sostenibile del suolo.
33. **19a** Realizzare strutture di ricarica per auto elettriche riferite a uno standard unificato a livello nazionale e individuato dalla normativa nazionale e comunitaria (standardizzazione della spina di presa all'interno dell'Europa).
34. **19b** Previsione negli strumenti urbanistici della necessità di predisporre infrastrutture elettriche di allaccio per la ricarica dei veicoli.
35. **19c** Applicare ed estendere la filosofia del progetto ECC[54] ai vari ambiti produttivi, pubblici e privati, in collaborazione con gli enti locali, le imprese e le associazioni dei consumatori.

[54] Progetto Electric Car Club. Per la Regione Friuli Venezia Giulia tale progetto è stato finanziato nell'ambito dell'articolo 16 della Legge Regionale n.14 dell'11 agosto 2010 (vedere Scheda 19).

36. **19d** Favorire il riequilibrio modale del trasporto merci e viaggiatori incentivando quello collettivo.
37. **20a** Favorire, anche attraverso forme di credito agevolato, lo sviluppo di piccoli impianti cogenerativi nell'ottica del massimo sfruttamento delle risorse locali (biomasse) e della massimizzazione dei rendimenti di impianto con il recupero del calore di processo.
38. **21a** Stabilire modalità di diffusione del Patto dei Sindaci tra i Comuni della Bio-Regione, attivando un Forum permanente sul clima.
39. **21b** Sviluppare o implementare strumenti informatici al fine di gestire le informazioni relative alla sostenibilità energetica ambientale (stato di attuazione delle misure dei PAES, informazioni sulle misure di promozione e incentivazione regionali, nazionali e comunitarie).
40. **21c** Sostegno normativo alla formazione di un mercato locale di gas climalteranti (i.e. Progetto Carbomark) anche tramite iniziative divulgative e eventuali finanziamenti.
41. **22a** Integrazione dell'attuale catasto regionale delle emissioni in atmosfera (INEMAR) presso ARPA FVG mirata alla valutazione di bilanci territoriali di gas climalteranti e contenimento dei dati emissivi dagli inventari di base delle emissioni (IBE) dei comuni che aderiscono al Patto dei Sindaci.
42. **23a** Introduzione del tema della diagnosi/riduzione della emissione di gas climalteranti da parte delle aziende, tramite ad esempio i relativi procedimenti autorizzativi ambientali (AIA, AUA) con certificazione di tecnici qualificati (Energy Manager oppure Esperti in Gestione dell'Energia), anche attraverso i Consorzi di Sviluppo Economico Locale o le Agenzie per lo sviluppo dei Distretti industriali.
43. **24a** Introdurre la diagnosi energetica degli edifici esistenti, tramite l'istituzione di elenchi di professionisti presso gli albi professionali, o di ESCo accreditate per solidità economica e funzionale, che effettuano una prima valutazione gratuita o a costi calmierati, finanziati da apposito fondo regionale, e inserimento dei risultati delle diagnosi negli archivi energetici regionali.
44. **24b** Introdurre una incentivazione negli edifici nuovi e negli edifici esistenti per attuare un miglioramento della prestazione energetica, per installare impianti e microimpianti a FER o per un aumento dell'approvvigionamento da FER, rispetto al minimo già previsto dagli obblighi nazionali. Inoltre introdurre una forma di incentivazione anche per il recupero a fini residenziali degli ex opifici collocati all'interno delle fasce urbanistiche residenziali. Gli incentivi potranno essere di tipo urbanistico e edilizio o di tipo finanziario mirato. Questa misura favorirebbe il riuso di immobili attualmente inutilizzati con un doppio beneficio in termini di contenimento del consumo del suolo e di miglioramento dell'efficienza energetica.
45. **25a** Estensione dell'obbligo di nomina dell'Energy manager alle società private di servizi, agli enti pubblici e ai centri commerciali, attualmente non obbligati dal disposto dell'art. 19 della L. 10/91 (soglie di consumo inferiori a 1.000 TEP) sulla base di altri parametri (a esempio "numero di dipendenti" se il parametro è pertinente).
46. **25b** Obbligo di un piano triennale per la PA, di ristrutturazione degli edifici pubblici ai fini del rispetto dei livelli minimi di FER, e incentivazione delle stesse attraverso un ordine di priorità nella assegnazione degli spazi finanziari.
47. **26a** Introdurre nei procedimenti di autorizzazione di impianti energetici a biomasse legnose, liquide e a biogas, l'obbligo di valutazione dell'effettiva riduzione dei gas climalteranti realizzati dalla messa in esercizio degli impianti.
48. **26b** Avviare una semplificazione delle pratiche burocratiche legate alla realizzazione di impianti FER.
49. **27a** Recepimento nella pianificazione regionale e comunale delle azioni del Piano nazionale inerente lo sviluppo della mobilità elettrica e dell'allestimento delle infrastrutture di ricarica, al fine di ridurre le emissioni di $CO_2$ dovute al settore trasporti e contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali.
50. **28a** Promuovere la diffusione delle biomasse in agricoltura, attraverso:
    - Studi di settore;

- Linee guida con criteri tecnici di sostenibilità economica, ambientale e sociale per l'utilizzo delle biomasse;
- cogenerazione e sfruttamento del calore residuo;
- campagne di informazione e formazione sul territorio;
- accordi/intese/convenzioni l'associazionismo tra piccoli imprenditori locali per favorire la filiera corta.

51. **28b** Stipulare una o più Convenzioni/Accordi tese a creare e implementare una cintura verde "green belt", lungo i confini con Veneto, Austria e Slovenia, che riguardi boschi, seminativi, bacini fluviali e specchi d'acqua ai fini della salvaguardia della biodiversità e dello stoccaggio naturale di carbonio.
52. **28c** Incentivare e favorire la realizzazione di piattaforme logistiche per biomasse secondo criteri pianificatori di loro razionale distribuzione sul territorio.
53. **29a** Promuovere la realizzazione di gruppi di acquisto comunali, attraverso accordi/intese/convenzioni e schemi tipo con i Comuni e attraverso la costituzione del Portale web del Risparmio Energetico nonché favorire la fusione a livello regionale dei Consorzi per l'acquisto collettivo di energia di Confindustria.
54. **30a** Finanziamento mirato ai Con.Ga.Fi. per l'efficientamento energetico e istituzione di un tavolo di lavoro con Con.Ga.Fi. e categorie economiche, per ottimizzare risorse e procedure delle garanzie anche al fine di promuovere la filiera regionale nelle fonti energetiche rinnovabili. I finanziamenti potranno essere estesi anche a cittadini e gruppi di acquisto come da Scheda 29.
55. **31a** Adottare meccanismi di compensazione o di minor costo energetico per il passaggio delle infrastrutture energetiche sul territorio regionale, attraverso gli strumenti più adatti di concertazione.
56. **32a** Incentivazione sia con misure regolamentari e sia con stipula di accordi/protocolli/convenzioni tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Regione, Provincie, Comuni), tra Rappresentanti degli operatori del settore e parti interessate del settore privato al fine di realizzare una rete di metanizzazione per autotrazione aumentando il numero di aree di servizio dedicate.
57. **32b** Favorire la ricerca tecnologica e l'innovazione a favore della decarbonizzazione dei trasporti (ammissibile al finanziamento dell'Unione Europea) – Reg. UE n. 1316/2013).

### 4.6 Aggregazioni per la Valutazione Ambientale Strategica

Esclusivamente ai fini della Valutazione Ambientale Strategica, si propongono **otto aggregazioni in misure simili,** per una migliore interpretazione e relativa valutazione, delle diverse tematiche a cui fa riferimento il PER.

Le aggregazioni sono le seguenti:

**1)** Trasformare gli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili (potenziamento delle rete di distribuzione, smart grid, teleriscaldamento, sistemi di accumulo), dalla misura **1a** alla misura **9b;**

**2)** Aumentare l'efficienza energetica nei diversi settori (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti) utilizzando in modo principale lo strumento delle ESCo, dalla misura **10a** alla misura **12c;**

**3)** Incentivare la conoscenza nel campo dell'energia sostenibile, utilizzando la ricerca scientifica come fonte di nuove applicazioni concrete tecnologiche e informatiche, dalla misura **13a** alla misura **16a;**

**4)** Predisposizione delle Linee guida per incentivi per le FER e delle Linee guida per aree non idonee alle FER in complemento alla riforma della legge regionale sull'energia, dalla misura **17a** alla misura **18a;**

**5)** Sviluppo della mobilità sostenibile, soprattutto di tipo elettrico dalla misura **19a** alla misura **19d,** e dalla misura **32a** alla **32b.**

**6)** Uso responsabile delle risorse regionali, la misura **20a**;

**7)** Riduzione delle emissioni di gas serra in tutti i settori, dalla misura **21a** alla misura **27a;**

**8)** Incentivazione economica con la costituzione di fondi di garanzia per l'efficienza energetica, costituzione G.A.S. e ricerca di meccanismi per la realizzazione di infrastrutture transfrontaliere, dalla misura **28a** alla misura **31a.**

**Segue una tabella dove sono interrelate e correlate le 4 vision di sistema europeo, le 6 vision regionali e a cascata, i 7 obiettivi generali e i 32 obiettivi specifici, a cui seguono le 57 Misure il cui numero, senza la lettera, identifica la Scheda di dettaglio (32 Schede di dettaglio in tutto) che specificano la Misura stessa.**

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | AMBIENTE CRESCITA | Bio-Regione e "green belt": un carbon sink transfrontaliero per mitigare i cambiamenti climatici | Promuovere e incentivare lo sviluppo della generazione distribuita di energia e la produzione energetica da FER. | Collaborazione transfrontaliera e interregionale con un protocollo per la creazione e implementazione di una fascia "green belt" con il Veneto, l'Austria e la Slovenia. | 28b Stipulare una o più Convenzioni/Accordi tese a creare e implementare una cintura verde "green belt", lungo i confini con Veneto, Austria e Slovenia, che riguardi boschi, seminativi, bacini fluviali e specchi d'acqua ai fini della salvaguardia della biodiversità e dello stoccaggio naturale di carbonio.<br>28c Incentivare e favorire la realizzazione di piattaforme logistiche per biomasse secondo criteri pianificatori di loro razionale distribuzione sul territorio. |
| | | | Promuovere il miglioramento ambientale con la riduzione delle emissioni dei gas serra.. | Collaborazioni per la vigilanza e il controllo ambientale con gli altri corpi di polizia confinanti. | 21a Stabilire modalità di diffusione del Patto dei Sindaci tra i Comuni della Bio-Regione, attivando un Forum permanente sul clima. |
| | | | | Mantenere e implementare le superfici agricole e boschive, quali carbon sink. | 28a Promuovere la diffusione delle biomasse in agricoltura, attraverso:<br>• Studi di settore;<br>• Linee guida con criteri tecnici di sostenibilità economica, ambientale e sociale per l'utilizzo delle biomasse;<br>• cogenerazione e sfruttamento del calore residuo;<br>• campagne di informazione e formazione sul territorio;<br>• accordi/intese/convenzioni l'associazionismo tra piccoli imprenditori locali per favorire la filiera corta.<br>28c Incentivare e favorire la realizzazione di piattaforme logistiche per biomasse secondo criteri pianificatori di loro razionale distribuzione sul territorio. |
| | | | | Tutela della biodiversità e delle fonti primarie di energia tra cui l'acqua. | 31a Adottare meccanismi di compensazione o di minor costo energetico per il passaggio delle infrastrutture energetiche sul territorio regionale, attraverso gli strumenti più adatti di concertazione. |
| | | | Promuovere la innovazione e sperimentazione tecnologica e gestionale in tutti i settori energetici. | Realizzare smart grid di confine per ottimizzare lo sviluppo delle FER, la sostenibilità dei collegamenti energetici e la riduzione delle emissioni di gas serra. | 14a Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti. |
| | AMBIENTE CRESCITA COMPETITIVITA'<br>SICUREZZA | Fonti energetiche rinnovabili: consumo e produzione | Assicurare la disponibilità, qualità e continuità dell'energia necessaria per tutti gli utenti del territorio regionale. | Diversificare le fonti energetiche incentivando e incrementando l'utilizzo delle FER. | 5a La Regione, al fine di perseguire gli obiettivi dello scenario low carbon, intende superare l'utilizzo del carbone per la centrale termoelettrica di Monfalcone e promuovere per la stessa uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, al fine di ridurne gli impatti. Si promuove uno specifico tavolo di lavoro con il gestore dell'impianto e con l'Amministrazione comunale. Per gli aspetti legati al tema del lavoro, il tavolo sarà integrato con la partecipazione delle Organizzazioni Sindacali al fine di porre attenzione ai livelli occupazionali.<br>5b Favorire con accordi procedimentali il revamping e l'upgrading degli impianti a ciclo combinato, esistenti sul territorio regionale, per evolvere da un funzionamento a carico nominale verso un funzionamento ad esercizio variabile. |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Promuovere e incentivare lo sviluppo della generazione distribuita di energia e la produzione energetica da FER. | Aumentare il ricorso all'utilizzo sostenibile di FER per l'approvvigionamento del fabbisogno di energia. | 12a Costituire un sistema di qualificazione/accreditamento regionale per le ESCo, supportato da campagne informative e corsi di formazione in tema di ESCo e Certificati Bianchi, anche in rapporto con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Predisporre modelli di contratti di EPC (Energy performance contract) e di FTT (Contratto di finanziamento tramite terzi) per le pubbliche amministrazioni e per soggetti privati. La Regione si farà parte attiva sull'attività informativa e formativa in tema di Esco e di certificati bianchi per favorirne capillarmente la diffusione.<br>13a Promuovere formazione e campagne di informazione per gli installatori di impianti a FER e per gli operatori del settore, anche mediante il riconoscimento di fornitori di formazione ai fini del risparmio energetico e per l'autodiagnosi ambientale per aziende e insediamenti produttivi, nonché attività formative per le diverse categorie socio-economiche, anche mediante accordi/intese/convenzioni, per incentivare studi e ricerche finalizzati all' innovazione tecnologica nei settori energetici, da parte degli istituti di ricerca regionali e nazionali. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica al fine di favorire l'incontro tra domanda e offerta. |
| | | | | Informare e sensibilizzare la pubblica opinione sulla riduzione dei consumi e sull'uso razionale delle risorse energetiche. | 12a Costituire un sistema di qualificazione/accreditamento regionale per le ESCo, supportato da campagne informative e corsi di formazione in tema di ESCo e Certificati Bianchi, anche in rapporto con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Predisporre modelli di contratti di EPC (Energy performance contract) e di FTT (Contratto di finanziamento tramite terzi) per le pubbliche amministrazioni e per soggetti privati. La Regione si farà parte attiva sull'attività informativa e formativa in tema di Esco e di certificati bianchi per favorirne capillarmente la diffusione. |
| | | | | Realizzare impianti innovativi e tecnologicamente avanzati alimentati a FER. | 2c Promuovere accordi di confine con il Veneto, la Slovenia e l'Austria per lo sviluppo delle FER e delle Smart Grid (sia terrestri che navali).<br>4b Finanziare progetti pilota che prevedano sistemi di accumulo termico innovativi per insediamenti di nuova realizzazione, per insediamenti energetici esistenti o nell'ambito di operazioni di ristrutturazione energetica. |
| | | | Ridurre i costi dell'energia favorendo la concorrenza fra gli operatori, la diversificazione delle fonti energetiche e lo sviluppo razionale delle infrastrutture di interconnessione. | Favorire la produzione energetica da FER, tenendo conto della diversificazione delle fonti, della minimizzazione degli impatti e del massimo contributo alle ricadute economiche sul territorio regionale; | 21b Sviluppare o implementare strumenti informatici al fine di gestire le informazioni relative alla sostenibilità energetica ambientale (stato di attuazione delle misure dei PAES, informazioni sulle misure di promozione e incentivazione regionali, nazionali e comunitarie). |
| | AMBIENTE CRESCITA | Riqualificazione energetica: efficientamento e | Assicurare la disponibilità, qualità e continuità dell'energia necessaria per | Costituire la banca dati per il monitoraggio della domanda e della offerta atto a una programmazione | 17a Costituzione di un Sistema informativo regionale per l'energia per garantire una gestione organica. I catasti dovranno uniformarsi a metodologie omogenee e coerenti da stabilirsi in sede attuativa. Tale sistema comprende, in prima battuta, i seguenti |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | COMPETITIVITA' | ottimizzazione | tutti gli utenti del territorio regionale. | effettiva dei settori energetici. | strumenti:<br>1. Sistema informativo regionale per l'energia;<br>a. Catasto informatico energetico regionale;<br>b. Catasto informatico regionale impianti termici;<br>c. Catasto informatico regionale attestati prestazioni energetiche;<br>2. Catasto informatico regionale certificazioni sostenibilità ambientale;<br>3. Catasto informatico regionale elettrodotti;<br>4. Quadro conoscitivo delle emissioni gas climalteranti;<br>5. Mobilità sostenibile;<br>6. Finanza energetica. |
| | | | Aumentare l'efficienza del sistema energetico regionale per favorire il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia. | Sviluppare tutte le attività (comprese quelle di informazione e comunicazione) volte alla riduzione del consumo di energia, mediante l'aumento dell'efficienza e la diminuzione dei consumi e degli sprechi energetici. | 11b Istituire fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in risparmio energetico, cogenerazione a alto rendimento, teleriscaldamento e l'impiego di FER (fonti a energia rinnovabile), per l'acquisto di veicoli con minori emissioni e consumi e per l'efficientamento del parco motori elettrici.<br>12c Prevedere incentivazioni con detrazioni fiscali, cumulabili con i TEE, per la sostituzione di macchine industriali (motori e inverter) con rendimenti minimi stabiliti.<br>13b Promuovere iniziative di sensibilizzazione presso i cittadini volte a favorire la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale e/o estiva obsoleti con sistemi di ultima generazione più efficienti e con minor impatto sull'ambiente in termini di emissioni.<br>23a Introduzione del tema della diagnosi/riduzione della emissione di gas climalteranti da parte delle aziende, tramite ad esempio i relativi procedimenti autorizzativi ambientali (AIA, AUA) con certificazione di tecnici qualificati (Energy Manager oppure Esperti in Gestione dell'Energia), anche attraverso i Consorzi di Sviluppo Economico Locale o le Agenzie per lo sviluppo dei Distretti industriali. |
| | | | | Favorire negli assetti cogenerativi il più efficiente utilizzo degli output energetici (termico ed elettrico) | 2a Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della l.r. 3/2015.<br>3b Disporre, con Regolamenti, criteri premiali per contribuire alla installazione di caldaie e centrali di cogenerazione anche alimentati a fonti rinnovabili purché prevedano l'utilizzo del calore generato in % variabile a seconda della tecnologia, al fine di massimizzare anche l'efficienza termica. La cogenerazione dovrà accrescere l'efficienza media annua complessiva.<br>11b Istituire fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in risparmio energetico, cogenerazione a alto rendimento, teleriscaldamento e l'impiego di FER (fonti a energia rinnovabile), per l'acquisto di veicoli con minori emissioni e consumi e per l'efficientamento del parco motori elettrici.<br>20a Favorire, anche attraverso forme di credito agevolato, lo sviluppo di piccoli impianti cogenerativi nell'ottica del massimo sfruttamento delle risorse locali (biomasse) e della massimizzazione dei rendimenti di impianto con il recupero del calore di processo. |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Promuovere le certificazioni ISO per l'efficienza energetica delle aziende e la sostituzione del parco motori con le nuove gamme IE per i motori ad alta efficienza e rendimento. | 11a Attivare, anche con l'apporto dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale, le politiche di audit e di management energetico verso le PMI, affinché si dotino della Certificazione Sistema Gestione Energia ISO 50001, e in questo senso istituire un registro regionale di tali attestati.<br>16a Attivare la formazione degli operatori del settore con il patrocinio di corsi per EGE (Esperto in Gestione per l'Energia) sulla base della norma Uni CEI 11339:2009, di quelli per il percorso ISO 50001 e del personale dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica.<br>19c Applicare ed estendere la filosofia del progetto ECC ai vari ambiti produttivi, pubblici e privati, in collaborazione con gli enti locali, le imprese e le associazioni dei consumatori.<br>19d Favorire il riequilibrio modale del trasporto merci e viaggiatori incentivando quello collettivo. |
| | | | | Politiche di contenimento dei prezzi delle fonti energetiche a livello di utenza domestica e non domestica. | 30a Finanziamento mirato ai Con.Ga.Fi. per l'efficientamento energetico e istituzione di un tavolo di lavoro con Con.Ga.Fi. e categorie economiche, per ottimizzare risorse e procedure delle garanzie anche al fine di promuovere la filiera regionale nelle fonti energetiche rinnovabili. I finanziamenti potranno essere estesi anche a cittadini e gruppi di acquisto come da Scheda 29. |
| | | | | Favorire l'aggregazione, la gestione associata e la fusione tra operatori dei servizi di distribuzione del gas e dell'energia elettrica nel territorio regionale. | 29a Promuovere la realizzazione di gruppi di acquisto comunali, attraverso accordi/intese/convenzioni e schemi tipo con i Comuni, e attraverso la costituzione del Portale web del Risparmio Energetico nonché favorire la fusione a livello regionale dei Consorzi per l'acquisto collettivo di energia di Confindustria. |
| | | | Promuovere il miglioramento ambientale con la riduzione delle emissioni dei gas serra | Formulare, aggiornare e revisionare linee guida, criteri e requisiti normativi per gli interventi energetici. | 9a La Regione è contraria alla costruzione dell'elettrodotto "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)" che andrebbe a attraversare una delle più belle e incontaminate zone del Friuli Venezia Giulia - le Valli del Natisone - e un territorio vincolato ai sensi del Codice dei beni Culturali e del paesaggio 8D.lgs. 42/2004) che comprende un sito protetto dall'UNESCO. La Regione è altresì contraria alla costruzione dell'elettrodotto aereo (linea privata) denominata Somplago – Würmlach, rimanendo disponibile per un eventuale progetto interrato transfrontaliero, nella formulazione attuale del progetto.<br>9b Anticipare volontariamente il confronto con il territorio a vari livelli (Regione, Province, Comuni) nella fase di pianificazione di infrastrutture energetiche lineari, compresi quelli previsti nel Piano di Sviluppo, al fine di condividere i criteri di caratterizzazione del territorio (Criteri ERPA / ERA) e localizzare in modo ottimale le nuove installazioni, anche stipulando accordi preventivi di pianificazione per stabilire misure compensative per i territori che saranno attraversati dalle infrastrutture energetiche.<br>31a Adottare meccanismi di compensazione o di minor costo energetico per il passaggio delle infrastrutture energetiche sul territorio regionale, attraverso gli strumenti più adatti di concertazione. |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Promuovere la innovazione e sperimentazione tecnologica e gestionale in tutti i settori energetici. | Sensibilizzare la pubblica opinione in merito ai temi energetici con particolare riguardo al risparmio energetico | 10d Promuovere nei confronti degli EELL e delle scuole di ogni ordine e grado, un programma di formazione e informazione in tema di gestione dell'energia e di efficienza energetica, sia in termini tecnici che di sensibilizzazione, per stimolare comportamenti che contribuiscano a ridurre i consumi energetici. |
| | | | Promuovere il raggiungimento di un risparmio energetico medio, rispetto ai consumi energetici regionali. | Contenere i consumi a partire dai settori pubblici (illuminazione pubblica, risparmio energetico degli edifici pubblici). | 10a Realizzare e finanziare un inventario/catasto energetico degli edifici pubblici, a partire dal patrimonio regionale, per stabilire obiettivi regionali di riqualificazione energetica e priorità di finanziamento degli interventi (art. 5 comma 16 del D.lgs. 102/2014). Parallelamente prevedere la realizzazione di un sistema regionale informatizzato di raccolta dati sui contributi regionali concessi in tema di efficienza energetica, risparmio energetico e utilizzo di FER e sui risparmi di energia conseguiti (art.7 comma 7 del D.lgs. 102/2014).<br>10b Prevedere un ordine di priorità nella destinazione degli spazi finanziari regionali verso gli EELL e le P.A. a favore del settore del risparmio energetico e dell'efficienza energetica.<br>10c Realizzare un abaco di schede tecniche con la descrizione di "interventi tipo" in materia di riqualificazione energetica (sia per le strutture edilizie che per gli impianti) a disposizione delle amministrazioni pubbliche. Predisporre, in questo senso, le Linee guida regionali per favorire e promuovere l'utilizzo del GPP (Green Public Procurement) nella P.A. (art. 6 comma 9 del D.lgs. 102/2014).<br>25b Obbligo di un piano triennale per la PA, di ristrutturazione degli edifici pubblici ai fini del rispetto dei livelli minimi di FER, e incentivazione delle stesse attraverso un ordine di priorità nella assegnazione degli spazi finanziari. |
| | | | | Contenere i consumi energetici nei settori residenziale e terziario. | 4a Favorire, normativamente, l'autoconsumo e gli impianti FER a isola. Favorire l'acquisto, presso i consumatori finali, di elettrodomestici programmabili, di inverter intelligenti e di sistemi di accumulo d'impianto solare, che maggiormente rendano l'utente autonomo dalla rete e che di conseguenza alleggeriscano il carico della rete di distribuzione.<br>24a Introdurre la diagnosi energetica degli edifici esistenti, tramite l'istituzione di elenchi di professionisti presso gli albi professionali, o di ESCo accreditate per solidità economica e funzionale, che effettuano una prima valutazione gratuita o a costi calmierati, finanziati da apposito fondo regionale, e inserimento dei risultati delle diagnosi negli archivi energetici regionali.<br>24b Introdurre una incentivazione negli edifici nuovi e negli edifici esistenti per attuare un miglioramento della prestazione energetica, per installare impianti e microimpianti a FER o per un aumento dell'approvvigionamento da FER, rispetto al minimo già previsto dagli obblighi nazionali. Inoltre introdurre una forma di incentivazione anche per il recupero a fini residenziali degli ex opifici collocati all'interno delle fasce urbanistiche residenziali. Gli incentivi potranno essere di tipo urbanistico e edilizio o di tipo finanziario mirato.<br>26b Avviare una semplificazione delle pratiche burocratiche legate alla realizzazione di impianti FER. |
| | AMBIENTE CRESCITA COMPETITIVITA' | Sostenibilità ambientale (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo | Promuovere il miglioramento ambientale con la riduzione delle emissioni dei gas serra. | Ridurre le emissioni clima alteranti e quelle inquinanti, secondo la strategia 2020 della UE. | 12b Realizzare una Banca dei TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio).<br>21c Sostegno normativo alla formazione di un mercato locale di gas climalteranti (i.e. Progetto Carbomark) anche tramite iniziative divulgative e eventuali finanziamenti. |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | e trasporti) | | | 22a Integrazione dell'attuale catasto regionale delle emissioni in atmosfera (INEMAR) presso ARPA FVG mirata alla valutazione di bilanci territoriali di gas climalteranti e contenimento dei dati emissivi dagli inventari di base delle emissioni (IBE) dei comuni che aderiscono al Patto dei Sindaci.<br>26a Introdurre nei procedimenti di autorizzazione di impianti energetici a biomasse legnose, liquide e a biogas, l'obbligo di valutazione dell'effettiva riduzione dei gas climalteranti realizzati dalla messa in esercizio degli impianti. |
| | | | | Aumentare la compatibilità ambientale dei sistemi energetici. | 21c Sostegno normativo alla formazione di un mercato locale di gas climalteranti (i.e. Progetto Carbomark) anche tramite iniziative divulgative e eventuali finanziamenti |
| | | | | Usare in modo sostenibile le risorse naturali e tutelare l'ambiente naturale salvaguardandone la biodiversità. | 28a Promuovere la diffusione delle biomasse in agricoltura, attraverso:<br>• Studi di settore;<br>• Linee guida con criteri tecnici di sostenibilità economica, ambientale e sociale per l'utilizzo delle biomasse;<br>• cogenerazione e sfruttamento del calore residuo;<br>• campagne di informazione e formazione sul territorio;<br>• accordi/intese/convenzioni l'associazionismo tra piccoli imprenditori locali per favorire la filiera corta.<br>28c Incentivare e favorire la realizzazione di piattaforme logistiche per biomasse secondo criteri pianificatori di loro razionale distribuzione sul territorio.<br>31a Adottare meccanismi di compensazione o di minor costo energetico per il passaggio delle infrastrutture energetiche sul territorio regionale, attraverso gli strumenti più adatti di concertazione. |
| | | | | Ridurre il consumo di suolo e riqualificare, migliorando la qualità del modello insediativo del futuro secondo i principi della green landscape economy. | 18a In collaborazione con ARPA FVG e con istituti di ricerca, predisposizione di uno studio per determinare i criteri della inidoneità delle aree all'utilizzo delle FER e per un consumo sostenibile del suolo. |
| | | | Promuovere il raggiungimento di un risparmio energetico medio, rispetto ai consumi energetici regionali | Contenere i consumi nel settore dei trasporti e promuovere la strategia europea in materia di combustibili alternativi, nei diversi campi di intervento relativi al trasporto su gomma (passeggeri e merci), aereo, ferroviario e vie navigabili. | 11b Istituire fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in risparmio energetico, cogenerazione a alto rendimento, teleriscaldamento e l'impiego di FER (fonti a energia rinnovabile), per l'acquisto di veicoli con minori emissioni e consumi e per l'efficientamento del parco motori elettrici.<br>19a Realizzare strutture di ricarica per auto elettriche riferite a uno standard unificato a livello regionale e individuato dalla normativa nazionale e comunitaria (standardizzazione della spina di presa all'interno dell'Europa).<br>19b Previsione negli strumenti urbanistici della necessità di predisporre infrastrutture elettriche di allaccio per la ricarica dei veicoli.<br>19d Favorire il riequilibrio modale del trasporto merci e viaggiatori incentivando quello collettivo.<br>27a Recepimento nella pianificazione regionale e comunale delle azioni del Piano nazionale inerente lo sviluppo della mobilità elettrica e dell'allestimento delle infrastrutture di ricarica, al fine di ridurre le emissioni di $CO_2$ dovute al settore trasporti e contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali.<br>32a Incentivazione sia con misure regolamentari e sia con stipula di accordi/protocolli/convenzioni tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Regione, |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Provincie, Comuni), tra Rappresentanti degli operatori del settore e parti interessate del settore privato al fine di realizzare una rete di metanizzazione per autotrazione aumentando il numero di aree di servizio dedicate. |
| | AMBIENTE CRESCITA COMPETITIVITA' SICUREZZA | Interventi infrastrutturali, impiantistici e smart grid: criteri di eco-compatibilità | Assicurare la disponibilità, qualità e continuità dell'energia necessaria per tutti gli utenti del territorio regionale. | Sviluppare la generazione distribuita (impianti di microgenerazione di energia elettrica cogenerativi di bassa potenza al fine di raggiungere l'autosufficienza energetica) | 1a Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti.<br>2a Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della l.r. 3/2015.<br>2b Realizzare micro reti attive, sia per uso terrestre che navale (per lo sviluppo di una Smart grid portuale) ovvero porzioni del sistema di distribuzione contenenti unità per la generazione distribuita, sistemi di accumulo di energia e carichi (cluster). Sarà data priorità a progetti già avviati presso Enti di ricerca regionali. Si valuterà la possibilità di realizzare reti interne di utenza a livello regionale, in funzione di interventi di rilancio in aree industriali in crisi valorizzando gli impianti di generazione ivi presenti.. |
| | | | | Favorire l'installazione di nuovi impianti tecnologicamente avanzati. | 4a Favorire, normativamente, l'autoconsumo e gli impianti FER a isola. Favorire l'acquisto, presso i consumatori finali, di elettrodomestici programmabili, di inverter intelligenti e di sistemi di accumulo d'impianto solare, che maggiormente rendano l'utente autonomo dalla rete e che di conseguenza alleggeriscano il carico della rete di distribuzione. |
| | | | | Favorire gli interventi di miglioramento, ammodernamento e di razionalizzazione delle infrastrutture energetiche lineari con particolare riguardo a quelle elettriche e realizzazione di reti di teleriscaldamento. | 3a Trovare incentivi regionali in conto capitale e in esercizio per la realizzazione di nuove reti, estensioni di reti esistenti, nuovi allacciamenti d'utenza, anche su rete esistente. Favorire le opportunità di investimento significative anche in campo industriale che potrebbero riguardare non solo il singolo auto produttore ma comprendere anche più imprese aggregate nella logica del cluster industriale.<br>6a Stipulare accordi/intese/convenzioni con i DSO (Distribution System Operator) per:<br>• stilare una graduatoria di priorità che privilegi gli interventi nei quali è prevista la sostituzione delle infrastrutture obsolescenti, in base alle linee di sviluppo delle reti di loro competenza (anche a lungo termine ovvero oltre l'orizzonte temporale contemplato dai piani di sviluppo);<br>• stabilire criteri generali per la scelta dei siti dove localizzare le nuove linee di distribuzione a minor impatto ambientale (studi di settore, preferenza per i corridoi energetici) con adeguamento/potenziamento di linee e la realizzazione di nuove cabine elettriche. |
| | | | | Aumentare la sicurezza delle infrastrutture energetiche. | 7a La Regione punta sul gas come vettore energetico di transizione per un modello energetico più sostenibile, ma intende ribadire la volontà di non autorizzare sul proprio territorio il rigassificatore onshore di Zaule, ritenendo tale progetto sovradimensionato per la Regione medesima, oltreché in contrasto con il modello di sviluppo del Porto di Trieste. |
| | | | Aumentare l'efficienza del sistema | Favorire la sostituzione degli impianti esistenti | 4b Finanziare progetti pilota che prevedano sistemi di accumulo termico innovativi per |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | energetico regionale per favorire il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia. | obsoleti mediante la realizzazione di impianti a maggior efficienza e minor consumo. | insediamenti di nuova realizzazione, per insediamenti energetici esistenti o nell'ambito di operazioni di ristrutturazione energetica.<br>5b Favorire con accordi procedimentali il revamping e l'upgrading degli impianti a ciclo combinato, esistenti sul territorio regionale, per evolvere da un funzionamento a carico nominale verso un funzionamento ad esercizio variabile. |
| | | | | Favorire la realizzazione di nuovi impianti con le migliori e più innovative tecnologie e con metodologie gestionali caratterizzate da bassi consumi, alti rendimenti e ridotti impatti ambientali. | 8a Stipulare un accordo procedimentale tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Stato, Regione, Comuni) e proponenti privati al fine di realizzare un mini/midi rigassificatore con adeguate compensazioni ambientali sul territorio che non sia in contrasto con lo sviluppo dei porti regionali.<br>32a Incentivazione sia con misure regolamentari e sia con stipula di accordi/protocolli/convenzioni tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Regione, Provincie, Comuni), tra Rappresentanti degli operatori del settore e parti interessate del settore privato al fine di realizzare una rete di metanizzazione per autotrazione aumentando il numero di aree di servizio dedicate. |
| | | | | Favorire la generazione distribuita con impianti di bassa potenzialità e massima efficienza energetica. | 1a Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti. |
| | | | | Favorire lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica. | 5b Favorire con accordi procedimentali il revamping e l'upgrading degli impianti a ciclo combinato, esistenti sul territorio regionale, per evolvere da un funzionamento a carico nominale verso un funzionamento ad esercizio variabile.<br>14a Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti. |
| | | | Promuovere e incentivare lo sviluppo della generazione distribuita di energia e la produzione energetica da FER | Ottimizzare le infrastrutture di rete elettrica e la loro gestione al fine di consentire l'integrazione della rete dei generatori distribuiti attraverso lo sviluppo delle smart grid. | 1a Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti.<br>2a Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della l.r. 3/2015. |
| | AMBIENTE CRESCITA COMPETITIVITA' | Incremento delle applicazioni tecnologiche e informatiche e inseminazione delle conoscenze in campo | Promuovere la innovazione e sperimentazione tecnologica e gestionale in tutti i settori energetici. | Favorire il collegamento con le Università e i Centri di ricerca per lo sviluppo della ricerca scientifica. | 1a Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | energetico e ambientale. | | | massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti.<br>2a Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della l.r. 3/2015.<br>5c Stipulare accordi/intese/convenzioni the coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, navale ed energetico, per avviare attività di simulazione e ricerca per lo sviluppo di una Smart Grid portuale al fine di abbattere le emissioni durante il periodo di attracco delle navi.<br>14a Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti.<br>28a Promuovere la diffusione delle biomasse in agricoltura, attraverso:<br>• Studi di settore;<br>• Linee guida con criteri tecnici di sostenibilità economica, ambientale e sociale per l'utilizzo delle biomasse;<br>• cogenerazione e sfruttamento del calore residuo;<br>• campagne di informazione e formazione sul territorio;<br>• accordi/intese/convenzioni l'associazionismo tra piccoli imprenditori locali per favorire la filiera corta.<br>32b Favorire la ricerca tecnologica e l'innovazione a favore della decarbonizzazione dei trasporti (ammissibile al finanziamento dell'Unione Europea) – Reg. UE n. 1316/2013). |
| | | | | Promuovere la predisposizione e la realizzazione di programmi di ricerca e progetti di impianti innovativi, con particolare attenzione al settore delle fonti rinnovabili. | 3a Trovare incentivi regionali in conto capitale e in esercizio per la realizzazione di nuove reti, estensioni di reti esistenti, nuovi allacciamenti d'utenza, anche su rete esistente. Favorire le opportunità di investimento significative anche in campo industriale che potrebbero riguardare non solo il singolo auto produttore ma comprendere anche più imprese aggregate nella logica del cluster industriale.<br>14a Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti. |
| | | | Promuovere il raggiungimento di un risparmio energetico medio, rispetto ai consumi energetici regionali. | Predisporre programmi operativi di formazione di specialisti per il settore energetico. | 15a Attivare corsi di formazione e aggiornamento del personale incaricato degli accertamenti e ispezione degli impianti termici e degli addetti del settore, per svolgere un ruolo di consulenza sugli interventi di miglioramento del rendimento energetico dell'impianto termico, che risultino economicamente convenienti. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in |

| · | VISION europea | VISION regionale | OBIETTIVI GENERALI (ex l.r. 19/2012, art.5,c.3) | OBIETTIVI SPECIFICI | MISURE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica.<br>25a Estensione dell'obbligo di nomina dell'Energy manager alle società private di servizi, agli enti pubblici e ai centri commerciali, attualmente non obbligati dal disposto dell'art. 19 della L.R. 10/91 (soglie di consumo inferiori a 1.000 TEP) sulla base di altri parametri (a esempio "numero di dipendenti" se il parametro è pertinente).). |

### 4.7 Le Schede di dettaglio

Le Schede di dettaglio, che declinano le diverse Misure del Piano Energetico Regionale, sono ordinate in numero crescente, da 1 a 31.

Ogni Scheda è organizzata con un inquadramento che si conclude con le Misure di Piano energetico a essa relative e rinvenibili nell'elenco di cui al paragrafo 4.5.

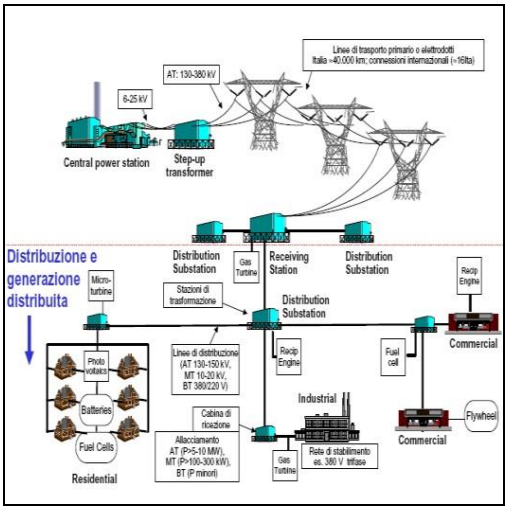
| **Scheda 1. Garantire l'adeguatezza della rete di distribuzione ai fini della sicurezza e della qualità del servizio** | |
|---|---|
| Inquadramento | Con la liberalizzazione della produzione di energia elettrica e l'incentivazione delle fonti rinnovabili sono nati e poi collegati alla rete elettrica, tantissimi auto produttori. Il gran numero di impianti a FER diffusi nel territorio, alimentati da fonti non costanti e non programmabili come l'eolico e il fotovoltaico, ha determinato una situazione critica nelle reti di distribuzione, tradizionalmente basate sul trasporto unidirezionale dell'energia elettrica da poche grandi centrali al cliente finale.<br><br>Un'analisi svolta dai massimi istituti di ricerca nazionali quali ENEA e l'Autorità per l'Energia, coinvolgendo gli operatori del sistema elettrico, ha individuato i complessi interventi tecnici da effettuare per adeguare la rete alla nuova situazione, interconnettendo in modo "intelligente" generazione, trasmissione, distribuzione e utenti finali. Una opportunità tecnologica per la ricerca e le imprese che lavorano alla modernizzazione del sistema.<br><br>La generazione distribuita (brevemente GD) dell'energia è l'elemento fondamentale del nuovo sviluppo energetico. È l'unica forma di generazione che consente la diversificazione dei vettori energetici e uno sfruttamento delle risorse di energia rinnovabile che, per la loro scarsa intensità, non possono essere convenientemente impiegate in sistemi di taglia comparabile con quella dei sistemi alimentati a energia fossile, ma che, per la loro presenza capillare sul territorio, possono essere vantaggiosamente impiegate localmente. L'attuale struttura del sistema elettrico italiano nel suo complesso e regionale, pur in fase di evoluzione, è ancora fondamentalmente di tipo passivo e atto a trasportare l'energia prodotta nelle grandi centrali ai clienti finali.<br><br>Il forte sviluppo di sorgenti a fonti rinnovabili non programmabili ha introdotto elementi come la bidirezionalità, la aleatorietà e l'intermittenza, che mal si conciliano con la struttura passiva delle reti, in particolare di quella di distribuzione, meno evoluta della rete di trasmissione, con annesse ripercussioni sulla loro gestione sicura, affidabile e efficiente.<br><br>Sotto la spinta di politiche europee in ambito energetico molto stringenti e ambiziose (la Strategia europea 20 20 20), di una politica incentivante da parte del Governo italiano che ha talvolta causato distorsioni di mercato, il forte assistenzialismo economico prestato all'attività degli impianti mobilitati per compensare gli squilibri del sistema elettrico (capacity payment), sono tutti elementi che hanno contribuito ad alimentare una diffusione della GD che, a oggi, presenta alcune difficoltà di gestione, sia dal punto di vista economico e sia di sicurezza. Soprattutto in questi ultimi anni si è assistito a una vertiginosa impennata nella diffusione di tale fenomeno, ben descritto dai dati ufficiali.<br><br>L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha elaborato il documento sul Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2012. Tale relazione annuale, redatta sulla base dei dati Terna, evidenzia in particolare lo stato di diffusione della generazione distribuita e della piccola generazione in Italia (con evidenza di dati regionali) relativamente all'anno 2012 e il quadro regolatorio di interesse.<br><br>Fin dal 2006 la generazione distribuita è stata oggetto di monitoraggio da parte dell'Autorità, in considerazione della sua sempre maggiore diffusione e dei conseguenti |

effetti sul sistema elettrico. A partire dall'anno 2014, ai fini del monitoraggio, è stata utilizzata la nuova definizione di Generazione Distribuita introdotta dalla Direttiva 2009/72/CE e recepita in Italia dal decreto legislativo n. 93/2011. Pertanto, nell'ambito del monitoraggio, sono state date queste definizioni:

- Generazione distribuita (GD): insieme degli impianti di generazione connessi alle reti elettriche di distribuzione (fino al monitoraggio 2011, con il termine "generazione distribuita", era considerato l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA, tra cui rientravano anche alcuni impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale e in cui non venivano inclusi altri impianti di taglia superiore a 10 MVA ma connessi alle reti di distribuzione);
- Piccola generazione (PG): insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- Microgenerazione (MG): insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe (sottoinsieme della PG).

Nel monitoraggio, al fine di confrontare le informazioni relative all'anno 2012 con quelle degli anni passati e di analizzarne l'andamento storico, sono riportate alcune analisi relative alla generazione distribuita secondo la definizione precedentemente in essere. Proprio da tale confronto emerge, rispetto agli anni precedenti, un trend di forte crescita con riferimento sia al numero di impianti sia alla potenza installata e alla produzione lorda. Particolarmente evidente è il notevole sviluppo degli impianti di piccola taglia (per lo più fotovoltaici). Dal rapporto e dai numerosi dati e grafici riportati emerge che, con riferimento alla nuova definizione di generazione distribuita, nel 2012 risultavano installati 484.912 impianti per una potenza efficiente lorda totale pari a circa 30.374 MW (circa il 24,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) e una produzione lorda pari a 57,1 TWh (circa il 19,1% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica, pari a circa 299,3 TWh).

Nel 2012, circa 20,3 TWh sono stati prodotti da impianti di PG (482.383 impianti per 15.105 MW installati).In regione FVG nel 2012 risultavano installati impianti per una potenza efficiente lorda totale pari a circa 714 MW e una produzione lorda pari a 1,5 TWh. Inoltre, nel 2012, circa 0,65 TWh sono stati prodotti da impianti di PG (pari a 0,45 MW installati).




**Micro cogenerazione e il sistema energetico Fonte - Stefano Campanari Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano**

Nelle tabelle che seguono, tratte dal documento *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di GD per il 2012*, si nota come, nella definizione GD rientrino tutti gli impianti connessi alle reti di distribuzione (anche quelli con potenza superiore a 10 MVA) ma non rientrano gli impianti, pur di potenza inferiore a 10 MVA, che risultano connessi alla rete di trasmissione nazionale. Per questo motivo, gli impianti afferenti alla GD sono meno numerosi rispetto a quelli afferenti alla GD<10 MVA, ma la potenza efficiente lorda e la produzione lorda di energia elettrica a essi associata è decisamente più rilevante. Le differenze più marcate tra GD e GD<10 MVA riguardano gli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili.

| | Numero impianti | Potenza efficiente lorda (MW) | Produzione lorda (MWh) | Produzione netta (MWh) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | *Consumata in loco* | *Immessa in rete* |
| **Idroelettrici** | 2.628 | 3.754 | 10.949.559 | 443.128 | 10.342.369 |
| *Biomasse, biogas e bioliquidi* | *2.051* | *1.911* | *5.934.870* | *332.024* | *5.180.787* |
| *Rifiuti solidi urbani* | *55* | *344* | *1.469.926* | *226.974* | *1.136.271* |
| *Fonti non rinnovabili* | *1.023* | *6.325* | *17.036.617* | *6.460.273* | *10.084.785* |
| *Ibridi* | *37* | *75* | *205.907* | *100.956* | *95.050* |
| **Totale termoelettrici** | 3.166 | 8.655 | 24.647.320 | 7.120.227 | 16.496.893 |
| **Geotermoelettrici** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Eolici** | 841 | 2.283 | 3.720.109 | 110 | 3.695.700 |
| **Fotovoltaici** | 478.277 | 15.682 | 17.763.756 | 15.312.939 | 2.248.086 |
| **TOTALE** | **484.912** | **30.374** | **57.080.744** | ***22.876.403*** | ***32.783.048*** |

**Tabella 2.A:** *Impianti di GD*

| | Numero impianti | Potenza efficiente lorda (MW) | Produzione lorda (MWh) | Produzione netta (MWh) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | *Consumata in loco* | *Immessa in rete* |
| **Idroelettrici** | 2.638 | 2.708 | 8.568.141 | 348.425 | 8.079.852 |
| *Biomasse, biogas e bioliquidi* | *2.071* | *1.765* | *5.382.788* | *313.014* | *4.703.315* |
| *Rifiuti solidi urbani* | *44* | *165* | *646.689* | *112.104* | *464.310* |
| *Fonti non rinnovabili* | *1.101* | *1.792* | *6.024.981* | *4.041.067* | *1.793.835* |
| *Ibridi* | *43* | *83* | *183.404* | *81.949* | *90.167* |
| **Totale termoelettrici** | 3.259 | 3.805 | 12.237.862 | 4.548.134 | 7.051.627 |
| **Geotermoelettrici** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Eolici** | 805 | 574 | 860.782 | 110 | 852.033 |
| **Fotovoltaici** | 478.302 | 16.420 | 18.075.888 | 15.534.368 | 2.332.547 |
| **TOTALE** | **485.004** | **23.507** | **39.742.673** | ***20.431.036*** | ***18.316.058*** |

**Tabella 2.B:** *Impianti di GD-10 MVA*

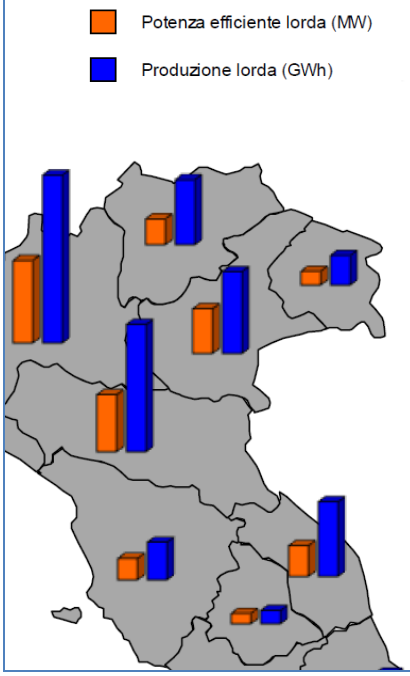
| | Numero impianti | Potenza efficiente lorda (MW) | Produzione lorda (MWh) | Produzione netta (MWh) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | *Consumata in loco* | *Immessa in rete* |
| **Idroelettrici** | 1.890 | 592 | 2.084.783 | 49.324 | 1.997.680 |
| *Biomasse, biogas e bioliquidi* | *1.860* | *1.211* | *3.606.145* | *94.183* | *3.261.508* |
| *Rifiuti solidi urbani* | *9* | *4* | *8.099* | *2.223* | *5.021* |
| *Fonti non rinnovabili* | *603* | *170* | *341.252* | *208.336* | *120.456* |
| *Ibridi* | *26* | *17* | *31.379* | *3.440* | *25.974* |
| **Totale termoelettrici** | 2.498 | 1.402 | 3.986.874 | 308.181 | 3.412.959 |
| **Geotermoelettrici** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Eolici** | 712 | 154 | 166.855 | 110 | 165.236 |
| **Fotovoltaici** | 477.283 | 12.957 | 14.094.367 | 13.075.992 | 889.032 |
| **TOTALE** | **482.383** | **15.105** | **20.332.880** | ***13.433.607*** | ***6.464.907*** |

**Tabella 3.A:** *Impianti di PG*

| | Numero impianti | Potenza efficiente lorda (MW) | Produzione lorda (MWh) | Produzione netta (MWh) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | *Consumata in loco* | *Immessa in rete* |
| **Idroelettrici** | 1.873 | 586 | 2.068.717 | 43.291 | 1.988.135 |
| *Biomasse, biogas e bioliquidi* | *1.833* | *1.198* | *3.561.531* | *68.608* | *3.249.594* |
| *Rifiuti solidi urbani* | *8* | *4* | *7.645* | *1.770* | *5.021* |
| *Fonti non rinnovabili* | *547* | *137* | *272.374* | *146.027* | *115.900* |
| *Ibridi* | *25* | *16* | *31.378* | *3.440* | *25.973* |
| **Totale termoelettrici** | 2.413 | 1.355 | 3.872.928 | 219.844 | 3.396.488 |
| **Geotermoelettrici** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Eolici** | 692 | 137 | 147.615 | 110 | 146.212 |
| **Fotovoltaici** | 477.283 | 12.957 | 14.094.367 | 13.075.992 | 889.032 |
| **TOTALE** | **482.261** | **15.035** | **20.183.627** | ***13.339.237*** | ***6.419.867*** |

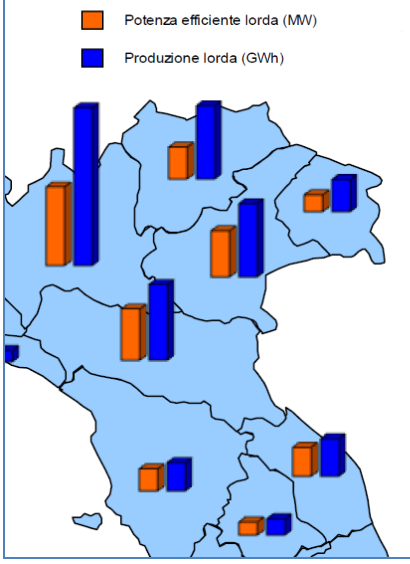
**Tabella 3.B:** *Impianti di PG derivanti dall'insieme degli impianti di generazione distribuita secondo la definizione della direttiva 2009/72/CE*

Seguono tabelle che indicano la dislocazione degli impianti di GD in Regione:




| | Potenza MW | Produzione GWh |
|---|---|---|
| Valle d'Aosta | 158,3 | 478,5 |
| Piemonte | 3.797,1 | 6.636,5 |
| Liguria | 249,4 | 614,1 |
| Lombardia | 4.286,7 | 8.720,0 |
| Trentino Alto Adige | 1.343,1 | 3.377,6 |
| Veneto | 2.323,3 | 4.252,9 |
| Friuli Venezia Giulia | 714,0 | 1.535,6 |
| Emilia Romagna | 2.959,0 | 6.609,7 |
| Toscana | 1.110,3 | 1.948,7 |
| Marche | 1.595,0 | 3.870,5 |
| Umbria | 534,8 | 682,7 |
| Lazio | 1.508,6 | 2.988,5 |
| Abruzzo | 806,8 | 1.345,9 |
| Molise | 534,3 | 1.047,9 |
| Campania | 1.196,4 | 1.967,9 |
| Puglia | 2.691,7 | 3.964,0 |
| Basilicata | 746,9 | 1.362,9 |
| Calabria | 737,2 | 1.152,3 |
| Sicilia | 2.016,7 | 2.929,1 |
| Sardegna | 1.064,3 | 1.595,4 |
| TOTALE | 30.374,0 | 57.080,7 |

**Dislocazione degli impianti di GD per regione (Potenza efficiente lorda totale: 30.374 MW; Produzione lorda totale: 57.081 GWh)**




| | Potenza MW | Produzione GWh |
|---|---|---|
| Valle d'Aosta | 155,8 | 476,5 |
| Piemonte | 2.535,5 | 4.830,4 |
| Liguria | 211,8 | 446,2 |
| Lombardia | 3.092,2 | 6.241,4 |
| Trentino Alto Adige | 1.251,7 | 2.880,9 |
| Veneto | 1.815,9 | 2.883,3 |
| Friuli Venezia Giulia | 658,2 | 1.263,9 |
| Emilia Romagna | 2.017,0 | 2.979,8 |
| Toscana | 870,3 | 1.104,1 |
| Marche | 1.142,6 | 1.476,3 |
| Umbria | 511,4 | 636,7 |
| Lazio | 1.170,4 | 1.703,8 |
| Abruzzo | 713,6 | 962,5 |
| Molise | 338,5 | 539,6 |
| Campania | 843,2 | 1.067,5 |
| Puglia | 2.667,3 | 3.881,0 |
| Basilicata | 538,3 | 706,1 |
| Calabria | 709,3 | 1.092,6 |
| Sicilia | 1.798,6 | 2.616,8 |
| Sardegna | 1.007,3 | 1.404,2 |
| TOTALE | 24.048,8 | 39.193,6 |

**Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 24.049 MW; Produzione lorda totale: 39.194 GWh)**

Relativamente al mix di fonti, nell'anno 2012, il 68,7% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di GD è di origine rinnovabile e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la fonte solare per una produzione pari al 31,1% dell'intera produzione da GD.

Per quanto riguarda invece la PG, il mix di fonti è molto diverso da quello che caratterizza la GD e ancora più spostato verso la produzione da fonte solare e da biomasse, biogas e bioliquidi, con una scarsa incidenza delle fonti non rinnovabili. Più in dettaglio, il 98,3% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di PG è di origine rinnovabile e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la fonte solare, la cui incidenza è in aumento e pari, per l'anno 2012, al 69,3%.

| | |
|---|---|
| | Considerando i consumi e la produzione, nel caso della GD, la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta è pari al 40%, mentre il 57,5% dell'energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,5% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).<br><br>Più in dettaglio, il 37% del totale dell'energia prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il restante 20,5% è stato ritirato dal Gestore dei Servizi Energetici (di cui lo 0,1% ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, confermando il trend di riduzione verificatosi negli ultimi anni, imputabile al termine del periodo di diritto, il 7% nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva, il 13,4% nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto).<br><br>Relativamente al quadro regolatorio assumono particolare rilevanza gli interventi volti a promuovere l'integrazione degli impianti di GD nel sistema elettrico affinché possano avere uno sviluppo crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo.<br><br>Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti:<br><br>1. innovando le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero attraverso una revisione e ottimizzazione del servizio di dispacciamento, che consideri il nuovo contesto strutturale e di mercato in corso di rapido mutamento e le conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema);<br>2. promuovendo lo sviluppo delle infrastrutture di rete (tra cui le smart grid).<br><br>Per tali motivi gli sforzi economici e scientifici si devono indirizzare verso la creazione di infrastrutture adeguate e la realizzazione dei punti di interscambio e delle micro-reti di trasmissione, la messa a punto di modelli di simulazione utili alla valutazione/progettazione dei sistemi di GD e il miglioramento delle prestazioni energetico-ambientali dei componenti utili alla conversione energetica.<br><br>Per garantire un'integrazione ottimale tra le diverse esigenze (grandi utilizzatori, produttori anche da FER, PA e territorio) e le infrastrutture deputate all'erogazione della energia elettrica è necessaria un evoluzione dello sviluppo delle reti infrastrutturali.<br><br>Tale evoluzione richiede il passaggio da un approccio centralizzato, a uno distribuito e "interrompibile" in cui si possa ottimizzare quanto già presente sul territorio in termini di infrastrutture lineari predisponendo però un'integrazione della rete con sistemi di comunicazione digitali a banda larga "Always on" (un sistema è da considerarsi "Always on" quando è sempre connesso e è in grado di trasmettere/ricevere dalla rete), di misurazione intelligente, automazione, controllo monitoraggio e accumulo, come infrastruttura abilitante delle città intelligenti, delle aree extra urbane e rurali/interne.<br><br>Si nota che intervenire sulle reti esistenti, che sono già capillarmente diffuse, ha il vantaggio di evitare una duplicazione delle infrastrutture e genera un impatto ambientale inferiore.<br><br>Si ritiene che la Misura vada attuata coinvolgendo direttamente i distributori di energia elettrica in questo processo di evoluzione della rete di distribuzione. |

| | |
|---|---|
| | <br>**Elaborazione grafica Enel Distribuzione** |
| **Misure** | **1a Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti.** |

| **Scheda 2. Favorire il processo Smart grid** | |
|---|---|
| Inquadramento | Se i dati evidenziano un tumultuoso sviluppo, è il sistema elettrico nel suo insieme a subire i danni di uno sviluppo non sostenibile per carenze infrastrutturali e tecnologiche, mancanza di obblighi e regolazioni tecniche, che consentano maggior controllo e partecipazione alla gestione del sistema elettrico anche degli impianti di GD, assenza di obiettivi condivisi, una politica di gestione del sistema elettrico e interventi che siano efficaci nel breve periodo nel risolvere eventi critici, ma anche lungimirante nel medio-lungo periodo.<br><br>Questi obiettivi possono essere perseguiti solo attraverso una gestione del sistema elettrico inteso come rete, come sistema adibito al flusso di energia elettrica, sistema nel quale si integrano e si gestiscono in modo efficiente azioni e comportamento di tutti gli utenti connessi, in modo da garantire un funzionamento economicamente efficiente, con basse perdite, elevato livello di sicurezza e continuità e qualità della fornitura.<br><br>L'individuazione di problematiche e criticità di un intero sistema, piuttosto che del singolo portatore d'interesse, è un passo fondamentale per un'analisi critica e per la formulazione di soluzioni condivise che conducono a vantaggi per la totalità.<br><br>Nel caso particolare della GD, solo attraverso questo passaggio d'individuazione delle criticità comuni si potranno formulare le soluzioni più adeguate, sia per quel che riguarda gli interventi più urgenti e sia per le strade future da percorrere per un'evoluzione virtuosa del sistema elettrico italiano. |

In quest'ottica i principali istituti di ricerca italiani e ENEA in particolare, hanno svolto un'analisi delle principali criticità dell'attuale sistema elettrico, contribuendo a delineare una visione d'insieme importante per un argomento complesso e multidisciplinare come questo.

**Smart grid, elaborazione grafica da**
**http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/en_EU/SmartGrid/EU-Smart-Grid/**

Sono emersi problematiche e criticità legate alla diffusione della GD nel sistema elettrico nazionale, in parte superati come di seguito descritto:

- saturazione virtuale della rete: consiste nella "prenotazione" della capacità delle reti con richieste di connessione delle varie unità di produzione a cui non fa seguito la realizzazione dell'impianto. Come specificato anche dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), la capacità di trasporto è impegnata non da impianti realizzati o di certa realizzazione, ma da "propositi" di realizzazione la cui numerosità, tra l'altro, ne rende poco realistica l'effettiva realizzabilità. In una nota del settembre 2011, l'AEEG indica come il fenomeno avrebbe raggiunto livelli preoccupanti in quanto *a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati, corrispondenti a circa 196 GW di potenza, solo 42 GW sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben 140 GW (attribuiti a 22.000 preventivi) sono relativi a impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione e esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della saturazione virtuale*. Le cause sono da ricercare sia nella mancata semplificazione e razionalizzazione dell'iter autorizzativo, sia nella massimizzazione dei ricavi, perché alcuni speculatori hanno causato danni a carico soprattutto dei produttori/investitori "sani" in quanto questo ha costituito barriera all'ingresso nel settore.
- saturazione reale della rete: consiste nella congestione della rete che, in quanto satura, non riesce a veicolare efficacemente la produzione elettrica immessa dalle sorgenti non programmabili (i.e. fotovoltaico, eolico), con effetti sulla qualità del servizio e mancato sfruttamento del potenziale rinnovabile, ricorrendo a produzioni da fonte convenzionale con annesso aumento dei costi dell'intero sistema elettrico, che ricadono nella componente A3 del prezzo del kWh. La bolletta dell'energia elettrica remunera quattro fattori: l'elettricità consumata (pari a circa il 53% del costo totale), il suo trasporto e distribuzione (14%), gli oneri di sistema (20%) e le tasse (13%). La maggior parte degli oneri di sistema sono rappresentati dalla componente A3 *Promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate*. Le cause sono da individuare nella concentrazione e localizzazione dello sviluppo degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare eolico e fotovoltaico, con presenza di picchi concentrati in poche ore della giornata in quelle aree zonali in cui la rete elettrica è più carente nelle ore di alto carico. I danni sono a carico di gestori di rete (danni alla qualità del servizio e penalità), dei produttori (mancata produzione e mancata vendita) e dei consumatori.

- sicurezza e *power quality*: per sicurezza si intende l'assenza di interruzioni dell'erogazione di elettricità, in cui il valore della tensione scende vicino allo zero, e per *power quality* si intende il grado con il quale le caratteristiche della potenza in rete si allineano all'ideale forma d'onda sinusoidale di tensione e corrente con valori di tensione e frequenza il più vicino possibili ai valori nominali. Tali parametri sono costantemente messi a rischio dalla "non programmabilità" delle fonti energetiche rinnovabili che, essendo allacciate alla rete in modalità "Fit & Forget", (allaccia e dimentica) non prevedono la possibilità di controllare e modificare, in riferimento a un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete.

Secondo le "precedenti" modalità di connessione degli utenti attivi alla rete, il gestore di rete non aveva capacità di monitorare e eseguire una regolazione diretta sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili in configurazione GD. e gli stessi impianti GD non erano obbligati a prestare servizi di rete, con danni alla *power quality* del sistema elettrico.

Gli impianti di produzione da fonti rinnovabili connessi alla rete di MT (media tensione) e BT (bassa tensione), prima dell'aprile 2012, erano dotati di sistemi di protezione e di interfaccia tarati in modo da sconnettersi quando sia la frequenza di rete sia la tensione di rete fuoriuscisse da una stretta banda.

La precedente taratura dei sistemi di protezione e interfaccia non consentiva ai sistemi GD di partecipare attivamente alla soluzione delle problematiche di rete in quanto in presenza di una variazione significativa di frequenza di rete o per significative variazioni della tensione di rete, gli impianti soggetti alla perturbazione si disconnettevano in cascata causando il cosiddetto "effetto domino" e costringendo il gestore della rete di trasmissione (Terna) a potenziare i dispositivi di difesa e a sovrastimare l'approvvigionamento delle risorse (riserva rotante).

Al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche, l'AEEG con la Delibera ARG/elt 187/2011 ha imposto ai richiedenti delle connessioni pervenute a partire dal primo marzo 2012 (con l'eccezione dei clienti finali domestici) una "cauzione" da versare ai gestori di rete pari a 20,25 €/kW nel caso in gli impianti siano in aree individuate come "critiche" al momento del ricevimento della richiesta di connessione.

Il corrispettivo versato sarà poi restituito al richiedente in caso di effettiva realizzazione dell'impianto o qualora il procedimento autorizzativo avesse esito negativo per cause non imputabili al richiedente. I corrispettivi versati in forma di cauzione sono trattenuti se, trascorsi due anni dalla data di accettazione del preventivo, il richiedente rinunci all'iniziativa in tutto o in parte, come indicato ai comma 32.3 e 32.4 della Delibera citata.

Al fine di far fronte alle problematiche tecniche di gestione della rete nazionale in presenza di una massiccia quantità di generazione diffusa, sono state modificate le regole tecniche di riferimento per la connessione di utenti attivi alla rete di MT e BT e i requisiti base a cui gli impianti di produzione di energia elettrica devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso.

In particolare dal 2012, con la nuova CEI 021 *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica* e con *l'Allegato A70* del codice di rete di Terna, sono stati introdotti importanti novità nella gestione degli impianti alla rete di MT e BT.

Le nuove regole, oltre a rivedere le soglie di intervento della protezione di interfaccia e prevedere nuove soglie tensione e frequenza, richiedono agli impianti connessi in GD una partecipazione più attiva alle problematiche di rete. In particolare è previsto l'obbligo di prestare servizi di rete quali:

- regolare la potenza attiva immessa per la regolazione della tensione nel nodo di

| | |
|---|---|
| | misura;<br>• prevedere due soglie di tensione e frequenza, una delle quali inseribile da comando remoto del distributore locale così come previsto anche dalla Delibera ARG/elt 84/12, che consentono che la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna, contemperando le esigenze locali (distributore) con quelle di sistema.<br>Come previsto dall'allegato D della CEI 021, nella prospettiva di evoluzione delle reti di distribuzione verso il paradigma delle S*mart Grid*, è necessario definire un insieme di segnali finalizzati al governo della rete di distribuzione in presenza di una massiccia quantità di generazione diffusa. Tali segnali dovranno consentire di:<br>• erogare i servizi di rete attraverso una modulazione apposita di potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto dal distributore;<br>• distaccare i generatori in caso di ricezione del relativo segnale di tele distacco;<br>• abilitare/inibire le soglie di frequenza del SPI (Sistema di Protezione di Interfaccia);<br>• fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura.<br>Con le nuove regole tecniche si è avuta anche una evoluzione delle funzionalità base degli inverter utilizzati per la connessione degli impianti di GD alla rete, permettendo le seguenti nuove funzionalità:<br>• la gestione delle eventuali disconnessioni dell'impianto fotovoltaico dalla rete elettrica su richiesta del gestore;<br>• la gestione dell'impianto attraverso comandi da remoto (con la connessione web);<br>• la gestione efficace dei repentini abbassamenti di tensione stabilizzando la tensione in ingresso nella rete;<br>• la gestione della potenza erogata nei transitori di frequenza;<br>• la gestione più efficace delle protezioni dell'impianto;<br>• la regolazione della potenza immessa in rete;<br>• la migliore gestione dell'energia reattiva immessa in rete.<br>Inoltre, al fine di fronteggiare criticità caratterizzanti per la condizione in cui attualmente versa il sistema elettrico, le azioni di risposta dovrebbero essere:<br>• Potenziamento della rete elettrica sia di trasmissione che di distribuzione come previsto dal D.lgs. 28/11 di attuazione della direttiva 2009/28/CE, accompagnata da una semplificazione delle procedure autorizzative e criteri di incentivazione basati sulla remunerazione degli investimenti ben definita, e extra-remunerazione nel caso di interventi nelle aree critiche. Nel medio-lungo periodo un progetto di più ampia scala di ammodernamento dell'infrastruttura che preveda lo sviluppo degli impianti di GD piuttosto che adeguarsi a essi.<br>• Stimolare la previsione del corretto programma di produzione degli impianti da fonti rinnovabili non programmabili attraverso un sistema premio/incentivo valorizzato ad un prezzo medio anziché al prezzo puntuale orario e che sia funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale: in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario e quindi uno sgravio per il sistema elettrico, in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario comportando un aggravio per il sistema elettrico. A sostegno di tale partecipazione e responsabilizzazione dei produttori di fonti rinnovabili non programmabili al servizio di dispacciamento, sarà fondamentale il sostegno fornito dagli asset di produzione cioè dagli apparati hardware per il monitoraggio degli impianti produttivi che permettono di determinare il carico ottimale di produzione. |

| | |
|---|---|
| | • Introduzione di nuovi strumenti di flessibilità con due leve su cui poter intervenire quali la flessibilizzazione della domanda e i sistemi di accumulo, potendo contare su alcuni vantaggi in entrambi casi. I 37 milioni di contatori intelligenti installati sul 95% dei punti di connessione sul territorio nazionale, una volta abilitati alla comunicazione bidirezionale del flusso informativo dal sistema elettrico real-time, renderanno il consumatore attivo nella determinazione del prezzo dell'energia e aumento del differenziale tra fascia F1 e F2/F3, a un valore superiore a quello attuale (10%). Bisogna puntare sui sistemi di accumulo sfruttando il grande potenziale idroelettrico in Italia che è una tecnologia consolidata, valida dal punto di vista sia economico (Levelized Cost of Electricity[55] pari a 120 €/MWh) che energetico. Inoltre, per la rete di distribuzione, la soluzione di maggiore interesse e economicamente più vantaggiosa è quella di accumulo diffuso di batterie, dimostrata da analisi costi/ benefici da cui si ricava che i benefici derivanti dall'adozione di questa soluzione sarebbero il doppio rispetto al costo sostenuto.<br>• Nuovo disegno dei mercati dell'energia elettrica con un maggiore allineamento tra Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Il Mercato Elettrico è composto dal Mercato del Giorno Prima (MPG), dal Mercato di Aggiustamento (MA) e dal Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). I tre mercati sono assimilabili a aste: l'accettazione delle offerte di acquisto e vendita non avviene in tempo reale, bensì dopo la chiusura della seduta di presentazione delle offerte su ciascun mercato. Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti (o clienti idonei), alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno successivo e all'allocazione della capacità di transito disponibile, per ogni coppia di zone, a contratti bilaterali e operatori di mercato. Si svolge nella mattinata del giorno precedente a quello di consegna, e possono parteciparvi tutti coloro che abbiano acquisito la qualifica di operatore del mercato elettrico in relazione a tutti i punti di offerta. Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) è il mercato sul quale il Gestore della Rete Nazionale (GRTN) ora Terna S.p.A. , si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento, per una corretta gestione e controllo del sistema elettrico. Terna S.p.A. è l'unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli operatori e quindi rappresenta la controparte degli operatori che agiscono sul MSD. Tutti gli utenti di dispacciamento, limitatamente ai punti di offerta abilitati da Terna S.p.A. sono tenuti a partecipare al MSD, offrendo la loro potenza disponibile sia in aumento che in diminuzione. A differenza di quanto accade nel MGP e nel MA, gli operatori del MSD hanno la facoltà di stabilire il prezzo esatto di vendita e di acquisto.<br>• Evoluzione del sistema incentivante verso un modello output-based, cioè calcolato in base a indici prestazionali, in sostituzione dell'attuale basato sulla remunerazione del capitale.<br>La soluzione inglobante tutte le altre, che abilita l'attuale sistema elettrico a sostenere livelli di penetrazione elevati di GD, garantendone affidabilità e una gestione efficiente e poco sbilanciata verso un utente piuttosto che un altro, è l'evoluzione verso una gestione "intelligente" di tutte le funzionalità del sistema elettrico: dalla generazione, alla trasmissione, alla distribuzione, fino all'utente finale. |

[55] Il LCOE (Levelized Cost of Electricity) rappresenta il prezzo unitario dell'energia elettrica necessario a coprire tutti i costi, capitali e operativi dell'impianto e viene usato come indicatore della viabilità economica del progetto.

La Smart Grid consentirà:

- Adeguamento della rete di trasmissione, già più evoluta della rete di distribuzione, conferendo la flessibilità richiesta nella gestione di elevate quantità di produzione di energia proveniente da aree distanti dai siti di consumo, attraverso nuove interconnessioni, corridoi di energia, capacità di controllare flussi di potenza, sistemi di accumulo e un codice di rete armonizzato con quello degli altri Paesi europei così da integrare il mercato di bilanciamento transfrontaliero.
- Il coordinamento tra le reti di trasmissione e di distribuzione assicurando un miglior coordinamento nella gestione delle situazioni di emergenza sulla base di standard condivisi e l'applicazione di piani di difesa in grado di coordinare il contributo della GD con la domanda attiva, anche durante condizioni di emergenza e sul livello europeo. Il controllo della domanda da parte del gestore della rete di trasmissione esercitato anche sulle utenze non rilevanti sfruttando il controllo della domanda esercitato sulla rete di distribuzione dallo stesso distributore grazie ad appositi dispositivi e tecnologie. L'aggregazione della offerta di energia proveniente dai numerosi impianti di GD, nella Virtual Power Plant (VPP), garantendo il rispetto del profilo aggregato di produzione e servizi distribuiti di bilanciamento della rete.
- Garanzia di servizi e funzionalità della rete di distribuzione (rispondere alle nuove esigenze di integrazione della GD, migliorare l'esercizio della rete, definire nuovi criteri di pianificazione d'investimento, migliorare la flessibilità della domanda e le funzionalità del mercato e aumentare il livello di consapevolezza del consumatore).

L'evoluzione verso la Smart Grid consentirà l'abbattimento dei costi diretti (costo d'interrompibilità, costo di mancata produzione, costo di penalità sulla qualità del servizio di trasmissione e costo di penalità sulla qualità del servizio di distribuzione), connessi alle inefficienze della rete gestita nella modalità passiva per un risparmio di cinque miliardi di euro da qui al 2020, ma escludendo i costi indiretti (costi di dispacciamento, costi di manutenzione delle reti, costo degli asset produttivi, costo delle utenze elettriche) a fronte di trenta miliardi di euro di investimento.

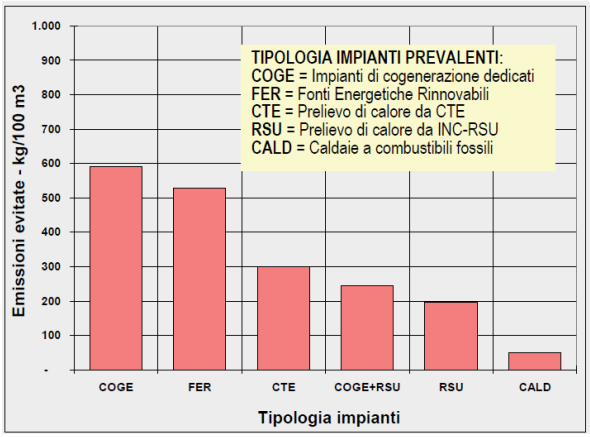
L'evoluzione verso la Smart Grid procederà per fasi che prevedono un primo step di sperimentazione (già attuato in Italia con la delibera ARG/elt 39/10), un secondo di dispiegamento su larga scala nei punti di sbilanciamento tra prelievo e consumo e un terzo step riguardante la regolazione del dispacciamento sulla rete di distribuzione attraverso segnali di prezzo (regolatore) o automatici (distributore) che consentano di cambiare all'occorrenza l'immissione o il prelievo nei punti di connessione alla rete.

L'Italia gode in questo ambito di un vantaggio rappresentato dalle eccellenze tecnologiche, da un'avanguardia (AMI - Advanced metering infrastructure – che sono contatori intelligenti) abilitati a comunicare con sistemi informatici attraverso **protocolli standard** nel campo delle tecnologie abilitanti la Smart Grid, e da una fiducia riposta in essa da tutti gli stakeholder/driver interpellati come superamento delle criticità del sistema elettrico e in termini di impatto economico, non commisurato allo stadio di avanzamento del processo di diffusione delle Smart Grid, ancora al primo step.

Per raggiungere tali obiettivi è necessario che il regolatore italiano dia importanti segnali in due direzioni: definire un sistema incentivante basato su indicatori prestazionali che giudichino la bontà dell'investimento, definire un quadro di riferimento bilanciato e collegato per tutte le funzionalità del sistema elettrico attraverso l'applicazione, in tutti i campi critici o inefficienti, di un sistema di ripartizione costi e ricavi.

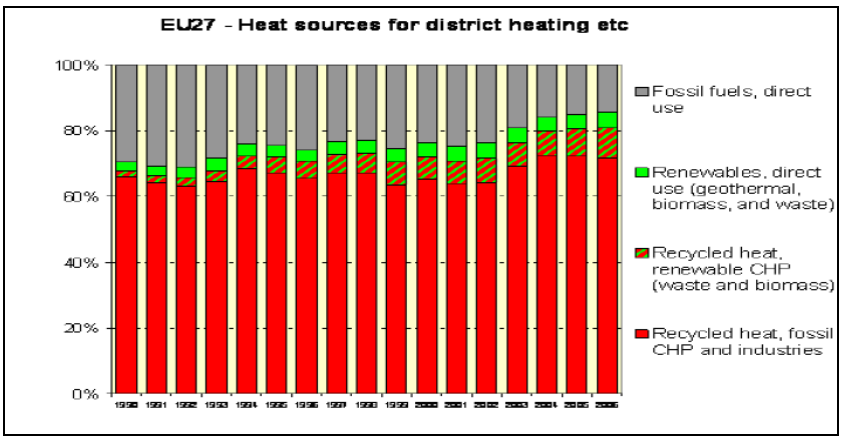
Il coinvolgimento del consumatore finale, che diventa **prosumer** attraverso la consapevolezza e l'informazione del cliente circa il suo comportamento energetico, e la

| | |
|---|---|
| | possibilità di modulare la propria domanda e offerta, sono le maggiori sfide della Smart Grid. L'interfaccia cliente finale/rete elettrica sarà mantenuta attraverso il contatore e gestita da remoto.<br><br>I fornitori dei servizi saranno gli operatori delle reti di distribuzione, i fornitori di servizi di misura, venditori di energia e le Energy Service Company (ESCo), mentre i beneficiari delle migliorie sul sistema saranno gli utilizzatori e i produttori.<br><br>Una delle chiavi di sviluppo e diffusione della generazione distribuita risiede nella realizzazione di micro reti attive, ovvero porzioni del sistema di distribuzione contenenti unità per la generazione distribuita, sistemi di accumulo di energia e carichi. Ciascuno di questi componenti dialoga con un sistema centrale di controllo che riceve dati e segnali dal campo e eroga comandi attraverso gli attuatori. L'approccio integrato prevede la gestione e la trasformazione dell'energia passando attraverso gli stadi intermedi della distribuzione sotto forma di energia elettrica o termica. Nello stadio della distribuzione dell'energia elettrica è possibile ottenere risparmi consistenti e è attualmente a questo stadio che si sviluppa l'interazione fra i diversi attori del distretto (produttori/consumatori).<br><br>Generalmente la fornitura è erogata da parte di un unico soggetto dei "servizi ancillari", cioè dei servizi espletati sulla rete sia lato generazione sia lato carico per garantire oltre alla qualità della fornitura anche il funzionamento in sicurezza della rete.<br><br>L'esigenza di garantire la fornitura dei servizi ancillari base è tanto maggiore quanto più diffusa è la presenza all'interno della micro rete di generatori non programmabili come le fonti rinnovabili (fotovoltaico e eolico), in quanto sono causa di problematiche come fluttuazioni di tensione e non contemporaneità tra produzione e carico.<br><br>Presso il Centro Ricerca ENEA di Casaccia è stata avviata, in collaborazione con il Dipartimento DIAEE dell'Università degli Studi di Roma La Sapienza, l'attività di realizzazione di un compensatore statico di energia attiva e reattiva da installare in un nodo specifico della rete per l'erogazione dei servizi di rete sopra esposti con logiche di controllo e gestione personalizzabili in modo da ottimizzarne il funzionamento.<br><br>Tra i servizi di rete che sarà possibile simulare con la nuova piattaforma software si mettono in evidenza il servizio di *load levelling* che consiste nell'inseguimento o livellamento del carico elettrico delle utenze connesse alla rete o la variazione della potenza reattiva immessa in un nodo di generazione per regolare le oscillazioni della tensione. L'obiettivo è quello di poter gestire una parte dell'anello a media tensione del Centro Casaccia come micro rete attiva, applicando i servizi di rete ancillari sopra esposti e seguendo anche le azioni di controllo prefigurate dalla norma nuova norma CEI 0-21. |
| **Misure** | **2a Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della L.R. 3/2015.**<br><br>**2b Realizzare micro reti attive, sia per uso terrestre che navale (per lo sviluppo di una Smart grid portuale) ovvero porzioni del sistema di distribuzione contenenti unità per la generazione distribuita, sistemi di accumulo di energia e carichi (cluster). Sarà data priorità a progetti già avviati presso Enti di ricerca regionali. Si valuterà la possibilità di realizzare reti interne di utenza a livello regionale, in funzione di interventi di rilancio in aree industriali in crisi valorizzando gli impianti di generazione ivi presenti.**<br><br>**2c Promuovere accordi di confine con il Veneto, la Slovenia e l'Austria per lo sviluppo delle FER e delle Smart Grid (sia terrestri che navali).** |

| Scheda 3. Supporto alle reti di teleriscaldamento | |
|---|---|
| Inquadramento | Sarà fornita una descrizione dello stato dell'arte della tecnologia di teleriscaldamento e il livello di diffusione in Regione, insieme alle barriere che ne ostacolano la diffusione. Saranno avanzate delle proposte per favorire lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento. Il report analizza le principali fonti di energia che possono alimentare le reti di teleriscaldamento in relazione alle possibile applicazioni in Regione: il solare termico, le pompe di calore, le biomasse, gli inceneritori, il recupero del calore industriale ecc. Una breve disamina degli incentivi esistenti introduce le proposte per favorire lo sviluppo del teleriscaldamento in Regione.<br><br>Per sistema di riscaldamento urbano o anche teleriscaldamento si intende quello che nella letteratura anglosassone è chiamato "District Heating" e che possiamo definire *un sistema a rete al servizio di un comparto urbano e o industriale esistente o programmato, destinato alla fornitura di energia termica (nella duplice valenza di caldo e freddo), prodotta in una o più centrali, a una pluralità di edifici appartenenti a soggetti diversi, ai fini di climatizzazione di ambienti e di produzione di acqua calda a uso igienicosanitario, sulla base di contratti di somministrazione da concludersi nel rispetto del principio di non discriminazione e nei limiti di capacità del sistema, per tutti i clienti che richiedano l'accesso al sistema medesimo (ENEA 2008, modificato).*<br><br>La rete è necessaria per accedere all' utilizzazione di energia a basso impatto ambientale. Non è pensabile di poter conseguire significativi benefici ambientali ricorrendo a sistemi diffusi localizzati presso le singole utenze. La rete tuttavia svolge unicamente la funzione di trasferimento dell'energia e non è sufficiente da sola a produrre benefici ambientali di ordine superiore a quelli propri degli impianti diffusi: alla rete deve accompagnarsi un sistema di produzione dell'energia termica che faccia ricorso a tecnologie e/o apparati a basso impatto ambientale (uso di biomasse; sistemi di produzione combinata elettricità-calore; recupero di energie disperse; utilizzo di fluidi geotermici; ecc.).<br><br>Segue una figura che confronta le emissioni di biossido di carbonio di un sistema di teleriscaldamento in funzione della tecnologia utilizzata.<br><br>  <br><br>**Emissioni evitate di $CO_2$ dai sistemi di teleriscaldamento in funzione della tecnologia prevalente del sistema di produzione dell'energia - Fonte: ENEA 2008 -**<br><br>**Stato dell'arte della tecnologia**<br><br>Le principali fonti di calore utilizzate nelle reti di teleriscaldamento possono essere riassunte come segue:<br><br>• Calore come prodotto secondario di centrali elettriche;<br>• Calore come prodotto secondario di inceneritori; |

- Calore come prodotto secondario di centrali a combustione;
- Caldaie;
- Calore prodotto da processi industriali (cementifici, acciaierie ecc.);
- Calore da fonte geotermica;
- Pompe di calore con un motore diesel o a gas;
- Solare termico su larga scala;
- Caldaie a biomassa.

La Figura che segue illustra le principali fonti di calore utilizzate nel teleriscaldamento in Europa, tra le quali la maggior parte risulta essere il calore generato da processi industriali e centrali di cogenerazione.

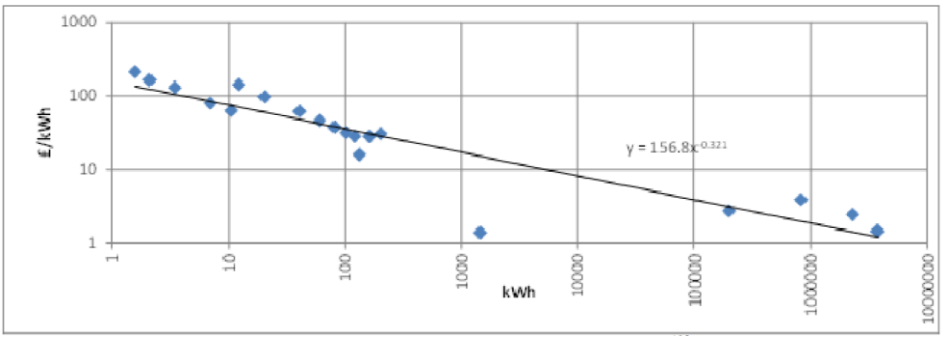



**Fonte : JRC 2012**

### Stoccaggio del calore

Lo stoccaggio del calore nei grossi serbatoi d'acqua rappresenta una ulteriore applicazione all'uso efficiente del calore nelle reti di teleriscaldamento. La città di Odense (vedi casi studio) ha il più grande sistema di accumulo di calore collegato alla rete di teleriscaldamento in un serbatoio di 73.000 mc al fine di soddisfare una potenza di 1000 MWh. Lo stoccaggio è ampiamente utilizzato nelle tecnologie di solare termico.

La figura che segue illustra l'andamento del costo dello stoccaggio del calore




**Andamento del costo dello stoccaggio dell'acqua calda (£/KWh) - Fonte: Mark Barrett 2012. UCL Energy Institute, London**

### Teleriscaldamento e FER nella Regione Friuli Venezia Giulia

Tra le fonti di energia rinnovabili solo alcune hanno rilevanza nell'utilizzo combinato con le reti di teleriscaldamento e raffrescamento in Regione: il solare termico, le biomasse, le fonti geotermiche. Ciascuna fonte rinnovabile può essere utilizzata per fornire energia termica fino a una certa temperatura, condizionando gli usi e le applicazioni nelle quali può essere impiegata. Il solare termico è adatto per fornire energia termica fino a 100°C, a eccezione del solare a concentrazione che raggiunge temperature più elevate. Il geotermico superficiale è

adatto per riscaldare fino a 50°C mentre quello di falda può riscaldare fino a 50-150°C. Le biomasse possono fornire calore a qualsiasi temperatura sotto la soglia di combustione della biomassa utilizzata.

In seguito si fornisce una descrizione del potenziale e delle sfide che ciascuna di queste fonti pongono, e dello stato della diffusione delle reti di teleriscaldamento alimentate a FER nella Regione.

**Solare termico**

Il principio su cui si basa la tecnologia del solare termico consiste nel captare e concentrare la radiazione solare e trasferire il calore generato a un mezzo che può trasmettere il calore, generalmente un liquido ma anche l'aria nel caso dei collettori solari a aria calda.

Il calore può essere utilizzato direttamente o indirettamente attraverso uno scambiatore di calore che lo trasferisce alla destinazione finale.

Le principali applicazioni del solare termico sono le seguenti:

- Riscaldamento dell'acqua ad uso domestico dove mediamente l'acqua calda generata si soddisfa mediamente tra il 40 e l'80% del fabbisogno;
- Riscaldamento domestico dove il calore generato soddisfa mediamente il 15-30% della domanda;
- Fornitura di acqua calda nel settore terziario.

In alcuni paesi europei, tra cui l'Austria, la Danimarca, la Germania e la Svezia, le reti di teleriscaldamento collegate agli impianti solari sono già sistemi ben consolidati e ulteriori sviluppi ci sono stati nell'utilizzo del solare termico anche per il raffrescamento e il condizionamento.

Nella regione Friuli Venezia Giulia il solare termico è utilizzato principalmente per applicazione domestiche e fino a ora non si sono sviluppate reti di teleriscaldamento a esso collegate.

**Biomassa e teleriscaldamento**

La tecnologia per fornire bio-calore nel settore domestico commerciale e industriale è ormai affidabile e efficiente, anche se in competizione con sistemi ben consolidati basati sull'utilizzo di fonti fossili. I sistemi principalmente utilizzati per la conversione sono le stufe per piccole applicazioni domestiche o le caldaie utilizzate sia per uso domestico sia per usi industriali, anche con potenze maggiori. Il calore da biomasse è spesso generato da sistemi cogenerativi per la produzione di elettricità e calore, dove caldaie molto potenti possono essere combinate a cicli combinati a vapore o a turbine del tipo "Organic Rankyne". Altre tecnologie di conversione includono la pirolisi, la gassificazione, la fermentazione, l'esterificazione e generano calore e elettricità.

Negli ultimi dieci anni, la Regione ha promosso lo sfruttamento delle bioenergie attraverso una serie di interventi sia ordinari e sia a valere sui Fondi Strutturali. Le principali linee di intervento possono essere ricondotte ai seguenti due temi:

- l'impiego della biomassa legnosa in reti di teleriscaldamento a beneficio dei Comuni;
- lo sfruttamento energetico delle biomasse promosso dagli interventi della politica di sviluppo rurale per la crescita competitiva del comparto agricolo e forestale.

Le reti di teleriscaldamento collegate agli impianti a biomassa hanno avuto pertanto un discreto sviluppo negli ultimi dieci anni con le seguenti azioni dedicate di sostegno. Nell'ambito dei Fondi Strutturali europei 2000-2006 DOCUP 2000-06 si sono realizzati i

seguenti tre progetti pilota, riguardanti reti di teleriscaldamento:

- Impianto pilota di teleriscaldamento a biomassa in comune di Arta Terme, gestito dalla Comunità Montana della Carnia;
- Impianto di teleriscaldamento nel Comune di Forni di Sopra;
- Rete di teleriscaldamento e produzione di energia elettrica in Comune di Sauris, Località Velt.

I dati di monitoraggio restituiscono una potenza installata complessiva pari a 11,67 MW, non distinguendo però la componente biomassa dalla componente metano.

Le tabelle che seguono riportano solo la potenza relativa alla quota "rinnovabile".

Nel periodo 2000-2006 *l'Accordo di Programma Quadro in materia di Infrastrutture energetiche e viarie connesse alla realizzazione della filiera foresta-legno e altre strutture turistiche nella regione autonoma Friuli Venezia Giulia* ha finanziato la realizzazione di sei sistemi integrati di riscaldamento-produzione di energia alimentati a biomasse legnose, per un investimento totale di 2,74 milioni di Euro. In aggiunta, il progetto interregionale *PROBIO – Woodland Energy* ha promosso la realizzazione di progetti pilota di impianti a biomasse a biogas mediante l'impiego di reflui zootecnici e caldaie a cippato a servizio di enti pubblici comunali, provinciali e regionali. I principali investimenti hanno riguardato la realizzazione delle due reti di teleriscaldamento dei Comuni di Budoia e Pulfero. In continuità con la programmazione iniziata sui Fondi Strutturali nel periodo 2000-2006 il *POR FESR 2007-2013* ha riproposto l'azione di sostegno per lo sviluppo di reti di teleriscaldamento a biomasse, per un investimento totale di 5,8 milioni di Euro e una potenza complessiva aggiuntiva di 6,71 MW da fonte rinnovabile. Nessun intervento prevedeva sistemi di cogenerazione per la produzione di energia elettrica. A dicembre 2013 solo l'impianto di Ragogna risulta in esercizio (attivato in ottobre 2013).

| Comune | PV | P (MWt) | Lunghezza (km) |
|---|---|---|---|
| **Farra d'Isonzo** | GO | 0,52 | 0,48 |
| **Tarvisio** | UD | 3,95 | 3,15 |
| **Forni di Sopra**[56] | UD | - | 0,64 |
| **Sutrio** | UD | 0,55 | 0,09 |
| **Sauris**[57] | UD | - | 1,65 |
| **Resia** | UD | 0,54 | 0,23 |
| **Ragogna** | UD | 0,55 | 0,20 |

**Reti di teleriscaldamento programmate con i fondi POR FESR 2007-2013**

Nel complesso, secondo i dati del censimento realizzato dall'ENAMA[58] sulle reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa legnosa, il quadro ricostruito indica che **la potenza installata in Friuli Venezia Giulia è pari complessivamente a 16,13 MW,** di cui i 2/3 prodotti dalle reti di più grandi dimensioni.

Gli interventi si concentrano in provincia di Udine. Le reti realizzate sono illustrate nelle

[56] Il progetto ha riguardato la costruzione di una nuova rete di teleriscaldamento asservita all'impianto già esistente di Forni di Sopra di 1,16 MW finanziato con le risorse del DOCUP 2000-06.

[57] Il progetto ha riguardato la costruzione di una nuova rete di teleriscaldamento asservita all'impianto già esistente di Sauris di 0,81 MW finanziato con le risorse del DOCUP 2000-06.

[58] Progetto Biomassa ed Energia finanziato da Ministero delle Politiche Agricole e Forestali. I dati fanno riferimento a giugno 2011. I dati sono stati ricostruiti a partire dalle banche dati FIPER (Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili), AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali) e ITABIA (Italian Biomass Association)

tabelle seguenti.

| Comune | PV | P (MWt) | Lunghezza (km) |
|---|---|---|---|
| Arta Terme | UD | 4,20 | 10,00 |
| Forni di Sopra | UD | 1,16 | 1,10 |
| Pordenone | PN | 1,74 | ND |
| Totale | | 10,7 | 19,1* |

**Reti di teleriscaldamento esistenti con potenza superiore al MW**

| Comune | PV | P (MWt) | Lunghezza (km) |
|---|---|---|---|
| Ampezzo | UD | 0,54 | ND |
| Budoia | PN | 0,70 | 0,08 |
| Forni Avoltri | UD | 0,22 | 0,25 |
| Lauco | UD | 0,28 | 0,68 |
| Prato Carnico | UD | 0,25 | 0,80 |
| Pulfero | UD | 0,35 | 0,50 |
| Rauscedo | PN | 0,81 | ND |
| S. Giovanni al Natisone | UD | 0,40 | 0,22 |
| Sauris | UD | 0,81 | 1,40 |
| Treppo Carnico | UD | 0,55 | 0,65 |
| Verzegnis | UD | 0,35 | 0,25 |
| Paluzza | UD | 0,17 | ND |
| Totale | | 5,43 | 4,83* |

**Reti di teleriscaldamento con potenza < 1MWt**

**Geotermia e reti di teleriscaldamento**

L'energia geotermica è energia accumulata come calore sotto la superficie terrestre. L'energia geotermica per il riscaldamento e il raffrescamento è attualmente utilizzata in due modalità:

- l'energia geotermica a bassa temperatura, fino a 25°C basata sulle temperature stabili dell'acqua e del calore sotterranei a profondità fino a 400 m. In questo caso le pompe di calore sono impiegate per innalzare la temperatura per gli usi finali di acqua calda, riscaldamento e raffrescamento;
- l' energia geotermica a bassa e media temperatura con estrazione del calore dal sottosuolo e dalle acque sotterrane a profondità maggiori dei 400 metri, dove le temperature si collocano tra i 25 e i 150°C. Gli utilizzi finali sono più ampi e includono l'agricoltura (essiccazione, orticoltura, acquacoltura) e i processi industriali. Il calore estratto a queste temperature può essere anche distribuito nelle reti di teleriscaldamento e di raffrescamento.

Sono disponibili sul mercato pompe di calore (PdC) a compressione, del tipo acqua/acqua, compatibili con i livelli termici delle reti di teleriscaldamento. In Italia, già dagli albori del teleriscaldamento, questa tecnologia fu utilizzata sulle reti di Vicenza e Reggio Emilia (entrambi gli impianti sono oggi dismessi). Di recente, la rete di teleriscaldamento di Bergamo ha puntato nuovamente sulla pompa di calore ad alta temperatura (3,0 MW installati nel 2005). Diversi progetti, tutti di dimensioni ragguardevoli, sono stati avviati nell'ambito del piano di sviluppo del teleriscaldamento nell'area milanese.

Le pompe di calore destinate a alimentare reti di teleriscaldamento possono utilizzare acque superficiali, acqua di falda o, ancor meglio, acqua geotermica o altri reflui termici a bassa temperatura (<60°C) che, in quanto tali, non potrebbero essere utilizzabili direttamente in una rete (le reti attuali sono esercite a temperature 120/60°C se a acqua surriscaldata; a

90/60°C se a acqua calda).

In Regione l'utilizzo dell'energia geotermica a bassa entalpia tramite le pompe di calore è decollato anche grazie ai *Fondi Strutturali POR FESR 2007-2013* che hanno consentito la realizzazione di 22 progetti per lo sfruttamento dell'energia geotermica per un costo totale di oltre 7,8 milioni di Euro. Si tratta di progetti per la realizzazione di impianti di climatizzazione asserviti da falda geotermica in edifici pubblici dei Comuni beneficiari. Nel complesso, la potenza degli impianti è di poco inferiore ai 6 MW. Fino ad ora l'utilizzo della geotermia non è stato concepito in combinazione con le reti di teleriscaldamento. Le sfide in un eventuale sviluppo futuro del geotermico a bassa entalpia in combinazione con le reti di teleriscaldamento possono essere riassunte come segue:

- integrazione dell'offerta di energia geotermica nel sistema energetico degli edifici;
- sviluppo di una rete di teleriscaldamento e raffrescamento integrata con le pompe di calore e un sistema di accumulo dell'energia geotermica;
- sviluppo di sistemi di *retrofitting* delle infrastrutture e edifici esistenti.

**Barriere non tecnologiche e misure finanziarie di supporto alle reti di teleriscaldamento**

In linea generale, benché non sussistano barriere tecniche allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento, sussistono ancora numerose barriere, non di natura tecnologia che sono di seguito illustrate.

**Barriere non tecnologiche**

Tra le principali barriere allo sviluppo delle reti vi sono quelli di natura finanziaria. Gli alti costi iniziali di investimento per la costruzione della rete sono stati identificati in molti paesi come uno degli ostacoli principali. Tipicamente questa tipologia di infrastrutture, se gestite da istituzioni pubbliche, è associata a un tasso di sconto piuttosto basso, nell'ordine del 3-4%, raccomandato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia e dalla Commissione europea per i progetti infrastrutturali. Se la fattibilità finanziaria negli investimenti pubblici nelle reti è legata a tassi di sconto intorno al 3.5%, il settore privato domanda tassi di sconto più alti a causa dei rischi legati a un mercato liberalizzato dell'energia. Infatti a meno che il soggetto che sviluppa la rete e ne sostiene i costi non abbia la certezza di avere una posizione dominante nel mercato dell'energia termica, è improbabile che sostenga l'investimento. Per tale motivo in Paesi dove le reti si sono sviluppate con successo, il settore è stato alleggerito dei rischi legati al mercato dai governi centrali che hanno, per esempio, conferito una posizione di monopolio alle società/investitori nelle reti. La conseguenza è che la disponibilità a investire è più alta anche perché possono accedere a finanziamenti a tasso agevolato, data la certezza del supporto governativo.

Una barriera ulteriore agli investimenti nelle reti è rappresentata dal paradosso di tutte le misure di efficienza energetica, se rapportato al modello di business delle Utility energetiche. Le reti di teleriscaldamento e gli impianti di cogenerazione a cui spesso sono combinate sono investimenti intensivi dal punto di vista del capitale, in assenza di uno specifico supporto governativo. Il risultato è che le Utility energetiche spesso non hanno interesse a investire in una attività/infrastruttura che comporta una maggiore efficienza energetica, minore vendita di combustibile e nello stesso tempo introducendo dei rischi maggiori, ove spesso le reti di distribuzione tradizionali sono già esistenti.

Infine un'altra barriera è rappresentata dalla volatilità dei prezzi del gas e secondariamente dell'elettricità che possono rendere economicamente vantaggioso per gli utenti finali rimanere allacciati alle reti esistenti. La volatilità dei prezzi rende una previsione sul ritorno dell'investimento, durante il ciclo di vita della rete e dell'infrastruttura a esso

| | |
|---|---|
| | allacciata, poco affidabile.<br><br>**Misure finanziarie nazionali di supporto alle reti di teleriscaldamento**<br><br>Le reti sono infrastrutture urbane molto onerose che richiedono investimenti iniziali consistenti e lo sono tanto più in termini relativi (investimento per unità di energia termica erogata), quanto più è limitato il bacino d'utenza e bassa la densità edilizia. A parità di densità edilizia, si rileva che il costo specifico (€/mc di edificio allacciato) di una rete al servizio di un bacino d'utenza da 500.000 mc riscaldati è di circa il 20÷25% superiore a quello di una rete al servizio di un bacino da 2.000.000 di mc. Un incentivo economico alle reti potrà costituire, di conseguenza, una efficace azione di promozione dello sviluppo del riscaldamento urbano di medie dimensioni.<br><br>Sono possibili differenti modi di fornire sostegno economico allo sviluppo di reti di teleriscaldamento, tutti già sperimentati sia a livello nazionale che europeo. In sintesi possono essere riassunti:<br><br>a) incentivi in conto capitale - contributi a fondo perduto proporzionali all'investimento necessario per la realizzazione delle reti;<br>b) incentivi in conto interessi - concessione di finanziamenti a tasso agevolato;<br>c) incentivi in conto esercizio - erogazione dell'incentivo per più anni, in base alla effettiva erogazione all'utenza di energia a basso impatto ambientale effettuata, tramite la rete che si intende sostenere.<br><br>L'ENEA (2008) evidenzia che gli incentivi in conto capitale finora erogati al settore del teleriscaldamento, pur avendo assorbito ingenti risorse pubbliche, non hanno prodotto effetti commisurati all' entità delle risorse stesse.<br><br>Il rapporto risorse impiegate/benefici conseguiti si è generalmente rivelato deludente, e ciò per diversi motivi, tra cui i difficili e scarsi controlli sui risultati conseguiti (risparmio di combustibili fossili effettivamente conseguito), nessuna seria garanzia del regolare e duraturo esercizio degli impianti incentivati, secondo il principio di sostenibilità ambientale che ne era il presupposto.<br><br>Una delle principali misure di incentivazione introdotte in Italia al teleriscaldamento è costituito da un credito d'imposta attualmente riconosciuto solo a impianti alimentati da biomassa o da geotermia e in zone climatiche disagiate che è stato reso permanente dalla Finanziaria 2009[59].<br><br>In aggiunta l'art. 1 comma 71 della Legge n. 239/2004[60] ha introdotto il diritto alla emissione dei certificati verdi anche per l'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento. Tale disposizione è stata successivamente abrogata dall'art. 1, comma 1120, della Legge finanziaria 2007, salvi i diritti acquisiti.<br><br>Il teleriscaldamento gode poi del sistema di incentivazione dei certificati bianchi. I risparmi energetici per gli impianti di teleriscaldamento possono essere valutati con metodo analitico mediante la scheda 22 dell'AEEG. Nel primo anno di funzionamento del meccanismo dei certificati, quasi il 20% dei risparmi è stato ottenuto con la realizzazione *ex novo* o l'estensione di reti di teleriscaldamento, ma tale percentuale è andata diminuendo significativamente nel corso del secondo anno. |

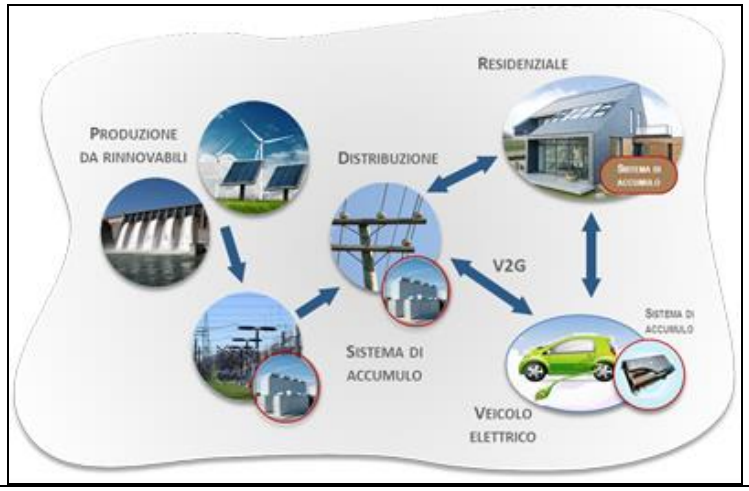
[59] Legge 22 dicembre 2008 n. 203 articolo 2 comma 12.

60 Legge 23 agosto 2004, n. 239 recante norme di "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", in GU 13 settembre 2004, n. 215.

| | |
|---|---|
| | Un'ulteriore misura recentemente introdotta per promuovere la diffusione delle reti di teleriscaldamento si trova nel decreto legislativo n. 311/2006. Il decreto di modifica del D.lgs. n. 192/2005 ha previsto che, in caso di nuova costruzione di edifici pubblici e privati o di ristrutturazione degli stessi[61], sia obbligatoria la predisposizione delle opere, riguardanti sia l'involucro dell'edificio sia gli impianti, necessarie a favorire il collegamento a reti di teleriscaldamento.<br><br>Tale disposizione è applicabile, tuttavia, solo nel caso di presenza di tratte di rete a una distanza inferiore a 1 km ovvero in presenza di progetti già approvati nell'ambito di opportuni strumenti pianificatori. Esistevano anche incentivi al teleriscaldamento dati dal Fondo di rotazione per Kyoto.<br><br>**Misure allo studio**<br><br>Tra le misure allo studio per incentivare il teleriscaldamento, particolare rilievo assume la proposta di incentivazione economica del teleriscaldamento delineata dall'AIRU[62]. La proposta parte dall'assunto che le reti di riscaldamento urbano siano infrastrutture molto onerose, che richiedono investimenti iniziali particolarmente consistenti. Per promuovere la costruzione di reti nuove, l'estensione delle reti esistenti e gli allacciamenti di utenza, si propone di adottare una forma di incentivazione in conto esercizio, basata sulla estensione del meccanismo di incentivazione già applicato alle reti alimentate da fonte geotermica e biomasse.<br><br>**Misure regionali di supporto alle reti di teleriscaldamento**<br><br>Le principali misure di supporto economico alle reti di teleriscaldamento sono state il contributo sui costi di investimento con contributi fino al 75% del costo di investimento. Tali contributi sono stati introdotti dai *Fondi strutturali nel periodo 2000-2006* (*DOCUP*) e *POR FESR 2007-2013* e hanno riguardato principalmente investimenti promossi dai Comuni a supporto di caldaie e centrali di cogenerazioni alimentate a biomasse. Per un'analisi di dettaglio dei finanziamenti si veda la parte della scheda riguardante "Biomassa e teleriscaldamento".<br><br>Sulla base di quanto appena descritto, degli esempi di successo in altri Paesi europei dove le reti sono sistemi ben consolidati ed integrati e dello stato di penetrazione delle reti nella Regione, si propongono una serie di misure per supportare le reti. |
| **Misure** | **3a Trovare incentivi regionali in conto capitale e in esercizio per la realizzazione di nuove reti, estensioni di reti esistenti, nuovi allacciamenti d'utenza, anche su rete esistente. Favorire le opportunità di investimento significative anche in campo industriale, che potrebbero riguardare non solo il singolo auto produttore ma comprendere anche più imprese aggregate nella logica del cluster industriale.**<br><br>**3b Disporre, con Regolamenti, criteri premiali per contribuire alla installazione di caldaie e centrali di cogenerazione anche alimentati a fonti rinnovabili purché prevedano l'utilizzo del calore generato in % variabile a seconda della tecnologia, al fine di massimizzare anche l'efficienza termica. La cogenerazione dovrà accrescere l'efficienza media annua complessiva.** |

61 Ma solo nei casi previsti dall'articolo 3, comma 2, lettera a) del D.lgs. 192/2005, e cioè: 1) ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro di edifici esistenti di superficie utile superiore a 1000 metri quadrati; 2) demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria di edifici esistenti di superficie utile superiore a 1000 m2.

62 Associazione Italiana Riscaldamento Urbano.

| Scheda 4. Incentivare i sistemi di accumulo elettrico e termico | |
|---|---|
| Inquadramento | A oggi la configurazione del sistema elettrico nazionale è caratterizzata da una elevata overcapacity di potenza installata a fronte di una domanda in calo. Entrando a pieno titolo nel mercato elettrico anche le produzioni da fonti rinnovabili, che abbassano i prezzi alla Borsa elettrica nel picco diurno, è stato messo in crisi il vecchio modello basato sul termoelettrico convenzionale, cosicché le grandi centrali di produzione (soprattutto a turbogas) finiscono per lavorare in media circa 2.400 ore l'anno contro le 4-5000 minime necessarie per coprire gli investimenti.<br><br>Al tempo stesso le rinnovabili diventano sempre più economiche, specie se abbinate all'autoconsumo. Poiché la realizzazione delle smartgrid richiede tempi medio-lunghi, il problema della non programmabilità delle fonti rinnovabili può essere affrontato ricorrendo all'installazione di sistemi di accumulo di energia.<br><br>Tali sistemi consentono di immagazzinare l'energia che è prodotta nei momenti di elevata produzione ma di bassi consumi, e di rilasciarla nei momenti in cui la richiesta di energia è più elevata.<br><br>Preso atto che la fase uno della rivoluzione energetica mondiale è consistita nell'inserire a forza, grazie a finanziamenti pubblici, una quota di nuove fonti rinnovabili nei vecchi sistemi elettrici, la fase due consisterà nell'adattare le reti elettriche, in modo che possano funzionare con percentuali crescenti di fonti non programmabili, come il solare e l'eolico, superando progressivamente il bisogno del back up da parte di fonti fossili. Tecnologia simbolo di questa nuova fase sono gli accumuli di elettricità.<br><br>Tra i diversi sistemi di accumulo, devono essere previsti e incentivati anche quelli da installarsi presso i consumatori e tali da favorire così il meccanismo dell'**autoconsumo**, rendendo così più competitive le rinnovabili.<br><br>Si tratta inoltre di potenziare la gestione della domanda di energia (Demand Side Management), il cui termine fa riferimento a quella serie di azioni che influenzano la quantità o la modalità d'uso dell'energia consumata da parte degli utenti finali.<br><br>Un esempio si riscontra nelle attività finalizzate alla riduzione della cosiddetta "Domanda di punta": tale gestione (Peakdemand management) non riduce l'energia totale consumata dagli utenti in un giorno ma la distribuisce nell'arco della giornata, ottimizzando tempi/costi di produzione e distribuzione, nonché consente di evitare i sovraccarichi della rete di distribuzione e di trasporto nazionale.<br><br>L'obbiettivo di distribuire i consumi nelle 24 ore è oggi perseguito mediante la suddivisione in fasce orarie dei prezzi.<br><br>  |

| | |
|---|---|
| | **Elaborazione grafica Enea**<br><br>I sistemi di accumulo per l'utilizzo residenziale al momento sono unicamente di tipo elettrochimico (batterie ricaricabili) perché l'utilizzo di altre tecniche di accumulo di energia elettrica non sono a oggi commercializzabili a basso costo.<br><br>L'aumento progressivo della produzione di batterie, grazie anche al diffondersi di veicoli a trazione elettrica, dovrebbe portare a un calo drastico dei prezzi, del 30-50% entro 3-4 anni: in queste condizioni sarà possibile recuperare il prezzo dell'accumulatore, grazie al maggior autoconsumo, in un periodo inferiore ai 10 anni.<br><br>Alcuni inverter per il mercato residenziale (da 3,6 e 4,6 kW), installati nei nuovi impianti fotovoltaici domestici, consentono già di gestire in modo integrato un accumulatore modulare al litio da 2, 4 o 6 kWh, secondo necessità.<br><br>Per un nucleo familiare medio è ipotizzabile che, con una taglia da 2 kWh, si possa passare da un autoconsumo medio del 30% a uno del 70-80%, velocizzando di molto il recupero dell'investimento. Tale recupero è massimizzato se il sistema di accumulo contiene anche software per ottimizzare il consumo dell'elettricità durante la giornata, per esempio dialogando con elettrodomestici intelligenti e programmando il loro uso in base anche alla prevista produzione solare.<br><br>In futuro è ipotizzabile che questo accumulo di energia possa essere sfruttato fornendo elettricità alla rete: ovvero l'impianto domestico non solo potrebbe vendere la corrente prodotta istantaneamente dai pannelli fotovoltaici, ma anche quella disponibile nell'accumulatore residenziale. Questa configurazione presuppone una gestione della rete di distribuzione intelligente (smartgrid) che riesca a dialogare con i singoli inverter domestici e possa stabilire quali siano dinamicamente i flussi di energia istante per istante: in quest'ottica la rete elettrica con una struttura odierna tipicamente ad "albero ribaltato" si dovrebbe trasformare in una struttura molto simile a quella del web dove il singolo utente/produttore non è il destinatario finale ma bensì un nodo con flussi in entrata e in uscita. La visione complessiva sarebbe quindi quella di un accumulo di energia elettrica distribuito, disponibile per tutti gli utenti.<br><br>**Un ruolo crescente stanno avendo in questi anni gli impianti a isola, una vera e propria rivoluzione copernicana nel mondo della energia elettrica.**<br><br>Un impianto a isola (anche impianto indipendente dalla rete, autarchico oppure sistema off-grid), è un impianto FER, in prevalenza fotovoltaico, a installazione fissa o mobile che è realizzato senza collegamento a una rete pubblica regionale e utilizzato perlopiù in luoghi dove un tale allacciamento è impossibile o non economico, anche se si stanno espandendo un po' dappertutto. In questo modo, non solo capanne o camper, ma anche intere regioni, possono essere alimentate con energia elettrica senza accedere alla rete elettrica pubblica.<br><br>Contrariamente agli impianti a isola convenzionali, che sono fatti funzionare p.e. da un generatore diesel, l'impianto FER fotovoltaico a isola offre enormi vantaggi economici e ambientali: l'energia necessaria viene fornita gratuitamente dal sole e è disponibile in qualsiasi momento. Non occorrono combustibili e l'energia elettrica è prodotta senza generare inquinamenti acustici, sottoprodotti nocivi per l'ambiente o gas combusti.<br><br>A oggi, in un mercato in velocissimo movimento, molti installatori si stanno concentrando sulla vendita di KIT fotovoltaici, fornendo assistenza e installazione, se richiesta. Su Internet è già presente da tempo il mercato dei KIT fotovoltaici "fai da te".<br><br>Lo sviluppo tecnologico dei sistemi di accumulo domestico è molto probabile che accentui questa tendenza di produzione diffusa. |

| | |
|---|---|
| **Misure** | **4a Favorire, normativamente, l'autoconsumo e gli impianti FER a isola. Favorire l'acquisto, presso i consumatori finali, di elettrodomestici programmabili, di inverter intelligenti e di sistemi di accumulo d'impianto solare, che maggiormente rendano l'utente autonomo dalla rete e che di conseguenza alleggeriscano il carico della rete di distribuzione.**<br>**4b Finanziare progetti pilota che prevedano sistemi di accumulo termico innovativi per insediamenti di nuova realizzazione, per insediamenti energetici esistenti o nell'ambito di operazioni di ristrutturazione energetica.** |

| **Scheda 5. Favorire la rimodulazione del funzionamento delle centrali termoelettriche tradizionali** | |
|---|---|
| Inquadramento | Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato da una elevata overcapacity pari a circa 130 GW di potenza installata a fronte di una domanda che arriva al massimo a 52 GW. Si registra un sensibile calo della domanda che sembrerebbe permanere anche nei prossimi anni. Tutti questi elementi stanno mettendo in crisi il vecchio modello basato sul termoelettrico convenzionale con i cicli combinati che oggi lavorano in media circa 2.400 ore l'anno contro le 4.000-5.000 necessarie a coprire gli investimenti.<br>Le tre tipologie di centrali si differenziano tra loro per il ciclo produttivo:<br>**Centrali termoelettriche con turbine a vapore**<br>Le centrali termoelettriche con turbine a vapore sono del tipo a ciclo chiuso nel quale il fluido che evolve nella quasi totalità delle applicazioni è l'acqua. I generatori di vapore (caldaie) dell'impianto a vapore possono essere progettati per l'utilizzo di combustibili solidi, liquidi e gassosi e rendono anche possibile l'utilizzo, quale fonte primaria di energia, biomasse di varia tipologia, provenienza e dimensione. L'impianto a vapore è caratterizzato da una scarsa flessibilità in quanto a variazioni continue dei carichi e frequenti avviamenti.<br>La centrale A2A di Monfalcone che appartiene a questa tipologia di centrali è alimentata a carbone e parzialmente a biomasse vergini solide; nel 2011 ha contribuito al 23% della produzione termoelettrica regionale, con una potenza netta installata (gruppi 1 e 2) di 310 MW.<br>Un esempio più modesto di tale tipologia di centrale è il termovalorizzatore Acegas-Aps di Trieste che produce vapore dalla combustione dei rifiuti solidi urbani e speciali. Nel 2011 aveva un potenza lorda installata di 15 MW.<br>**Centrali termoelettriche con turbine a gas**<br>Si tratta di impianti generalmente a ciclo aperto nei quali il fluido evolvente è l'aria aspirata dall'atmosfera, compressa e inviata in turbina dove si miscela con il combustibile. La combustione coinvolge direttamente il fluido che evolve nel ciclo e avviene all'interno delle turbine costituenti l'impianto, cosicché i prodotti della combustione sono direttamente in contatto con gli organi della macchina motrice (turbina). La maggioranza degli impianti con turbine a gas sono alimentati a gas metano, il combustibile certamente per essi più idoneo, ma non di rado vi sono impianti alimentati con combustibili quali oli densi, oli fluidi o gasolio, gas di processo. La loro diffusione negli ultimi anni è legata alla loro capacità di potersi avviare e andare a regime in un tempo estremamente ridotto, ovvero di essere più flessibili nelle regolazioni rispetto agli impianti a vapore, rendendoli estremamente utili per far fronte a carichi di punta sulle reti elettriche.<br>La centrale Edison a gas metano sita a Torviscosa (UD), con potenza netta di 771 MW, è una centrale a cogenerazione a ciclo combinato; rientra per la prima parte del ciclo a questa |

categoria (turbogas), per la seconda parte del ciclo alla categoria precedente in quanto tramite i fumi caldi prodotti della prima parte del ciclo è alimentata una turbina a vapore. Nel 2011 ha contribuito con il 42% a tutta la produzione termoelettrica regionale.

Due esempi analoghi ma di potenza ridotta sono la centrale Elettrogorizia, sita a Gorizia, a ciclo combinato alimentata a metano, con potenza netta di 49 MW e la centrale Elettra Produzione sita a Trieste, a ciclo combinato, alimentata con gas di processo siderurgico e metano, con potenza netta di 170 MW.

**Centrali termoelettriche con motore alternativo a combustione interna**

In tali impianti (a ciclo aperto) il fluido evolvente si trasforma chimicamente nelle varie fasi del ciclo; il fluido di partenza è generalmente aria prelevata dall'atmosfera che è miscelata all'interno del motore con un combustibile che può essere gassoso (metano, GPL) per poi realizzare direttamente all'interno del cilindro una combustione di tali sostanze (combustione interna) la quale, oltre a trasferire l'energia al fluido evolvente mediante l'aumento della sua temperatura, ne cambia profondamente le caratteristiche di partenza. Una peculiarità degli impianti con motore alternativo è quella di essere in grado di seguire, senza eccessive difficoltà e perdite di efficienza, i carichi dell'utenza se collegati in parallelo con la rete elettrica e di poter funzionare in maniera discontinua con fermate giornaliere e partenze improvvise, su richiesta dell'utenza. Tali impianti sono però di dimensioni medio/piccole e non superano tipicamente la decina di megawatt, difficilmente quindi riescono a erogare grandi quantità di energia.

Con l'introduzione del mercato libero dell'energia è necessario adottare nuove strategie di gestione delle centrali e dei sistemi di produzione di energia elettrica; il mercato richiede un funzionamento fortemente irregolare e discontinuo delle centrali termoelettriche per incontrare la domanda di energia, principalmente durante le ore di picco e durante le repentine variazioni di produzione delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico nel caso regionale). La centrale termoelettrica deve adattarsi dinamicamente alle oscillazioni di produzione da fonti rinnovabili (sia a livello regionale che per l'intera area nord est dell'Italia) per ridurre gli sbilanciamenti di carico della RTN e consentire il più possibile l'autoconsumo regionale.

Per il corretto esercizio del sistema elettrico è necessario che le unità di generazione possano soddisfare con dinamica adeguata le variazioni di carico e possano funzionare a valori minimi di carico durante i periodi non di punta del diagramma giornaliero di carico. Pertanto ogni unità dovrebbe avere caratteristiche di progetto che la renda atta a funzionare alternativamente a carichi elevati e al minimo tecnico e a effettuare lo spegnimento notturno e di fine settimana con tempi brevi per la successiva ripartenza. Ne consegue la necessità di ottimizzare la manovra di avviamento dei gruppi di produzione, di garantirne la ripetitività e il tempo di esecuzione, in modo da assicurare l'immissione in rete dei corretti livelli di potenza e qualità nei tempi concordati.

La nuova modalità di funzionamento deve essere a esercizio flessibile, termine con il quale si intende la modalità operativa che risponde a variazioni nelle richieste di carico del sistema elettrico, includendo in queste l'inseguimento del carico giornaliero, i funzionamenti a basso carico o a carico maggiore rispetto al valore nominale e i transitori di arresto e di avviamento frequenti.

Gli impianti a ciclo combinato risultano essere gli impianti a fonte convenzionale che meglio rispondono alle richieste di bilanciamento del mercato dell'energia elettrica.

Il passaggio dal funzionamento attuale, detto a carico nominale, verso il funzionamento flessibile si attua con modifiche degli impianti al fine di ottenere:

- Riduzione tempi di avviamento/fermata;

| | |
|---|---|
| | • Elevato numero di cicli di accensione/spegnimento;<br>• Alta affidabilità in avviamento;<br>• Elevati gradienti di presa/riduzione carico;<br>• Rispetto dei requisiti tecnici necessari per la fornitura dei servizi di rete;<br>• Adeguamento del sistema di controllo per la partecipazione al Mercato Elettrico.<br><br>La remunerazione e quindi il ritorno dell'investimento saranno basati più sulla fornitura dei servizi di rete che sulla produzione di energia elettrica.<br><br>La Regione intende promuovere uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, per la centrale termoelettrica di Monfalcone al fine di ridurne gli effetti negativi sull'ambiente e sulla popolazione. Tale scelta porterebbe a un nuovo modello energetico di energia pulita e risponderebbe all'obiettivo europeo di medio periodo del 20.20.20 e di lungo periodo del Libro verde 2030. Nel bilancio energetico regionale spicca il carbone tra i combustibili solidi importati (691 ktep di cui il 76,7% viene usato come combustibile nelle centrali termoelettriche). |
| **Misura** | **5a La Regione, al fine di perseguire gli obiettivi dello scenario low carbon, intende superare l'utilizzo del carbone per la centrale termoelettrica di Monfalcone e promuovere per la stessa uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, al fine di ridurne gli impatti. Si promuove uno specifico tavolo di lavoro con il gestore dell'impianto e con l'Amministrazione comunale. Per gli aspetti legati al tema del lavoro, il tavolo sarà integrato con la partecipazione delle Organizzazioni Sindacali al fine di porre attenzione ai livelli occupazionali.**<br><br>**5b Favorire con accordi procedimentali il revamping e l'upgrading degli impianti a ciclo combinato, esistenti sul territorio regionale, per evolvere da un funzionamento a carico nominale verso un funzionamento ad esercizio variabile.**<br><br>**5c Stipulare accordi/intese/convenzioni the coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, navale ed energetico, per avviare attività di simulazione e ricerca per lo sviluppo di una Smart Grid portuale al fine di abbattere le emissioni durante il periodo di attracco delle navi.** |

| **Scheda 6. Avviare azioni per lo smantellamento delle infrastrutture energetiche obsolete mediante la predisposizione di nuove infrastrutture con maggiore efficienza energetica.** | |
|---|---|
| Inquadramento | Il rapido sviluppo della generazione distribuita a livello nazionale, soprattutto da fonti rinnovabili non programmabili quali la fotovoltaica e l'eolica (assente in Regione), concentrata in gran parte sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione (MT e BT), l'attuale situazione congiunturale, contraddistinta da un calo della domanda di energia e le conseguenti ripercussioni sul funzionamento del parco termoelettrico esistente, hanno reso necessario ripensare il sistema elettrico e gli schemi su cui si basavano l'esercizio e lo sviluppo della rete, portando in evidenza alcune criticità legate alla gestione di eccessi di produzione, soprattutto in distretti caratterizzati da bassi livelli di carico a livello locale e la necessità di garantire adeguate capacità di riserva e regolazione del sistema. Lo stato di *obsolescenza* di una infrastruttura energetica, deriva dalla realizzazione di nuove infrastrutture funzionalmente antagoniste. Pertanto gli smantellamenti rappresentano, in generale, delle opportunità territoriali correlate a esigenze di sviluppo e potenziamento delle infrastrutture energetiche.<br><br>Le proiezioni dei futuri assetti energetici prevedono che il sistema si evolva mettendo in campo ogni strategia di ottimizzazione dei consumi energetici e ogni sistema di regolazione (strumenti di controllo della generazione, scambi con l'estero per la rete di trasmissione, |

sistemi di accumulo), al fine di raggiungere gli obiettivi individuati nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) per quanto attiene allo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.

Tali obiettivi sono:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea (obiettivo della Commissione europea è la creazione del mercato unico dell'energia);
- continuare a sviluppare il mercato elettrico libero e integrare la produzione rinnovabile.

Per ottenere ciò sono necessarie misure differenti che agiscano sul piano politico (definizione di un determinato mix di generazione, ridefinizione delle politiche incentivanti), sulla governance del sistema (integrazione dei mercati dal punto di vista regolatorio, regolamentazione delle prestazioni minime e dei servizi che i sistemi di generazione da fonti rinnovabili devono garantire al sistema) e infine sul piano infrastrutturale (incremento della capacità di interconnessione, classificazione di zone critiche con riferimento alla concentrazione di risorse rinnovabili potenzialmente sfruttabili, rafforzamento linee di trasporto in determinate zone, sviluppo sistemi di controllo evoluti, installazione sistemi di accumulo). Le infrastrutture hanno necessità di interventi di adeguamento delle reti, in condizioni di sicurezza del sistema, per il soddisfacimento della domanda di energia; questo comporta che, per ridurre i rischi di congestione tra diverse zone, serve conferire la flessibilità richiesta nella gestione di elevate quantità di produzione di energia proveniente da aree spesso distanti dai siti di consumo, attraverso nuove interconnessioni, corridoi di energia, capacità di controllare flussi di potenza, sistemi di accumulo e il potenziamento delle capacità di interconnessione che permetta di integrare il mercato di bilanciamento transfrontaliero.

Il coordinamento tra le reti di trasmissione e di distribuzione assicura una migliore gestione delle situazioni di emergenza sulla base di standard condivisi e permette l'applicazione di azioni in grado di coordinare il contributo della rete con la domanda attiva. Il controllo della domanda avviene sulla rete di distribuzione grazie ad appositi dispositivi e tecnologie. Le reti del futuro dovranno essere totalmente riviste in ottica di innovazione tecnologica e dovranno trasformarsi, soprattutto quelle di distribuzione, da "passive" a "attive", gestite in maniera dinamica. Gli strumenti attraverso i quali passa tale evoluzione sono i *Piani di sviluppo* delle reti, dove i Gestori delle varie infrastrutture disegnano il quadro evolutivo delle reti di competenza, partendo dalla necessità di perseguire gli obiettivi che sono stati loro assegnati dai Decreti di concessione e tenendo conto da un lato, delle tendenze evolutive del mercato e del quadro normativo/regolatorio e dall'altro, delle valutazioni tecnico-economiche sulla base delle quali sono scelti i progetti sostenibili dal punto di vista costi/benefici e le priorità di intervento. In questi Piani sono previste sezioni apposite dedicate all'analisi relativa allo stato delle infrastrutture in relazione allo sviluppo delle fonti rinnovabili, con il fine di sfruttare al massimo la potenza installata nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema. La pianificazione dello sviluppo delle reti ha il fine di individuare gli interventi da realizzare per rinforzare e rendere più efficiente il sistema di trasporto e distribuzione dell'energia, in modo da garantire gli standard di sicurezza e efficienza del servizio.

La rete di trasmissione nazionale è ben sviluppata anche in rapporto alla situazione che caratterizza il resto dell'Europa; la sua struttura è avanzata, con una buona magliatura che garantisce affidabilità e con la presenza di protezioni anche ridondanti, oltre a sistemi di comunicazione dedicati. Nel *Piano di sviluppo della RTN elaborato da Terna (edizione 2014)* sono evidenziate, anche per la Regione, le seguenti situazioni di criticità, da superare con interventi di sviluppo della rete:

- con riferimento all'individuazione di sezioni critiche per il superamento dei limiti di trasporto: *difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza*

*di opportuni sviluppi di rete. In particolare, risulta confermata per il futuro la presenza di vincoli di rete nell'area sud del Friuli*;

- con riferimento alle esigenze di miglioramento della sicurezza e della qualità dl servizio: *nella zona nord est del Paese la rete ad altissima tensione presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura*.

Oltre a questi interventi di sviluppo della rete, che necessitano di nuove infrastrutture, Terna S.p.A. prevede anche alcune tipologie di lavori che sono caratterizzati da bassi impatti ambientali in quanto implementati su strutture già esistenti e in grado quindi di massimizzarne l'utilizzo e da costi di implementazione ridotti, rispetto alla realizzazione di nuove linee o infrastrutture di rete. Gli interventi di adeguamento delle linee elettriche esistenti e quelli relativi a nuove linee di distribuzione aeree, dovranno prevedere sistemi di riduzione del rischio di elettrocuzione ed impatto dell'avifauna. Tali interventi, denominati Smart Transmission Solutions, mirano essenzialmente a migliorare la gestione del sistema elettrico in modo da controllare i flussi di potenza, migliorare la qualità e la stabilità di funzionamento, gestire correttamente i profili di tensione e di potenza reattiva (interventi di installazione di reattanze, che nella nostra Regione interessano le stazioni di Udine Ovest e Planais) e di massimizzare le capacità di trasporto esistenti, in abbinamento a sistemi di accumulo che consentano di sfruttare al massimo il potenziale derivante dalle fonti rinnovabili.

Per quanto attiene all'analisi della rete di distribuzione, la situazione è leggermente diversa. Le linee MT sono mediamente abbastanza ben dotate di diversi sistemi che consentono il controllo, la regolazione e la protezione delle stesse e sono adeguate a garantire determinati standard di fornitura (sistemi di rilevazione dei guasti e dispositivi per il controllo dei profili di tensione nelle reti MT, mentre si stanno via via diffondendo sistemi definiti Distribution Management System per l'analisi dei parametri elettrici della rete e la previsione della risposta in conseguenza a determinati assetti di funzionamento), mentre le reti in BT non risultano ancora dotate di sistemi particolarmente evoluti, eccezion fatta per la diffusione su larga scala di contatori elettronici che consentono al distributore di avere numerose informazioni sullo stato, anche in termini di qualità, della fornitura. A differenza della rete di trasmissione però, le reti di distribuzione italiane sono esercite principalmente con struttura radiale o a anello (quest'ultimo diffuso per la MT) e devono garantire a tutti gli utenti, sia attivi che passivi, di potersi connettere in condizioni di sicurezza.

Gli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione conseguenti alla necessità di adeguamento al carico consistono principalmente nella realizzazione di nuove cabine primarie, nel potenziamento di tratti di linea, nella realizzazione di raccordi tra linee adiacenti per ridistribuire il carico o ancora nella realizzazione di nuove linee; per tale motivo i singoli gestori hanno tutto l'interesse a conoscere in maniera adeguata i vari flussi che transitano in ogni istante sui tratti di rete di competenza e in particolare di quelli che transitano attraverso le cabine primarie, al fine di individuare eventuali aree critiche di possibile saturazione. Analoghi interventi possono essere operati per le reti di BT, prevedendo in questo caso anche la modifica dei trasformatori, magari con macchine a basse perdite in modo da conseguire un efficientamento della rete.

A prescindere dagli interventi di sviluppo, tali reti non sono nate con la prospettive di accogliere numerosi sistemi di generazione, ma sono state pensate essenzialmente per veicolare flussi unidirezionali di energia, dalla rete di AT a quella di MT e giù fino alla BT, per tale motivo il DSO (Distribution System Operator) non gestisce l'esercizio dei generatori di piccola taglia allacciati alla rete di distribuzione, considerandoli a tutti gli effetti carichi passivi che non partecipano in alcun modo ai servizi di regolazione di rete, tanto che l'attuale e crescente quantità di energia prodotta in maniera distribuita sta creando problemi di gestione

| | |
|---|---|
| | anche agli attuali sistemi di controllo e regolazione già presenti. L'aumento della quantità di energia prodotta lungo la rete e l'aleatorietà connessa alla fonte, possono comportare, in determinate condizioni, l'inversione di flusso sia sulla singola linea MT che addirittura verso la sezione AT della rete, con la conseguenza che la rete di distribuzione diventa nei fatti parte attiva del sistema e ha la necessità di avere protezioni idonee a operare con la presenza di una rete attiva a valle di esse. Ulteriori criticità di gestione potranno inoltre essere introdotte da un'ampia diffusione sul territorio di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.<br><br>È evidente che l'approccio *Fit&Forget* con cui il DSO locale, all'atto della connessione di impianti di generazione di piccola taglia, verifica il rispetto delle regole tecniche di connessione è da ritenersi superato perché lo stesso DSO locale si "dimentica" di essi, oltre a limitare la diffusione della generazione distribuita (ridotta hosting capacity connessa, non tanto alla capacità delle linee quanto alla mancanza di un adeguato sistema di controllo).<br><br>È necessario che il distributore evolva verso un ruolo di operatore attivo nel servizio di bilanciamento del sistema elettrico nazionale, secondo differenti modelli che potrebbero portare anche all'assunzione di funzioni di dispacciamento delle utenze attive e passive allacciate alle proprie reti. L'ammodernamento e il potenziamento delle infrastrutture della rete di distribuzione è la condizione necessaria a garantire lo sfruttamento ottimale delle unità di produzione più efficienti e nel quale trovano maggiore spazio le fonti rinnovabili.<br><br>L'efficientamento della rete di distribuzione deve garantire servizi e funzionalità in grado di rispondere alle nuove esigenze di integrazione della generazione distribuita (GD), migliorare l'esercizio della rete, definire nuovi criteri di pianificazione d'investimento, migliorare la flessibilità della domanda e le funzionalità del mercato e aumentare il livello di consapevolezza del consumatore circa il proprio comportamento energetico.<br><br>Le principali funzioni da sviluppare sono:<br>• automazione avanzata e selettività logica;<br>• incremento dell'affidabilità del sistema di protezione dell'interfaccia e regolazione della potenza attiva immessa da generazione distribuita in casi di emergenza, attraverso logiche locali e centralizzate;<br>• monitoraggio e controllo delle immissioni da parte della generazione distribuita con previsione dei flussi provenienti dalle utenze attive;<br>• sviluppo di sistemi per gestire la domanda attiva;<br>• sviluppo infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e loro integrazione nei sistemi del distributore;<br>• sistemi di accumulo;<br>• strategie di demand response presso utenze finali.<br><br>Tale evoluzione, a fronte di ingenti investimenti, consentirà l'abbattimento dei costi connessi alle inefficienze della rete gestita nella modalità passiva con un notevole risparmio. |
| **Misure** | **6a Stipulare accordi/intese/convenzioni con i DSO (Distribution System Operator) per:**<br><br>**• stilare una graduatoria di priorità che privilegi gli interventi nei quali è prevista la sostituzione delle infrastrutture obsolescenti, in base alle linee di sviluppo delle reti di loro competenza (anche a lungo termine ovvero oltre l'orizzonte temporale contemplato dai piani di sviluppo);**<br><br>**• stabilire criteri generali per la scelta dei siti dove localizzare le nuove linee di distribuzione a minor impatto ambientale (studi di settore, preferenza per i corridoi energetici) con adeguamento/potenziamento di linee e la realizzazione di nuove cabine elettriche.** |

| Scheda 7. Terminale di ricevimento di GNL di grande scala a Zaule | |
|---|---|
| Inquadramento | Un terminale di ricevimento di GNL di grande scala è un impianto industriale che permette di effettuare il cambio di stato fisico da liquido a gassoso per il gas naturale liquido (GNL Gas Naturale Liquido) ovvero perlopiù metano (rigassificazione). Lo stato liquido è utilizzato nel trasporto marittimo per questioni legate alle capacità volumetriche delle navi, in quanto lo stato gassoso occupa volumi improponibili per il trasporto su nave (volume alla pressione atmosferica = 600 volte quello allo stato liquido).<br><br>Gli impianti di rigassificazione possono essere realizzati a terra (onshore), oppure in alto mare (su strutture offshore), o su particolari navi dette "unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione". Prima di essere trasportato via mare, il gas naturale subisce nel porto di partenza un processo di liquefazione per ridurre il volume del prodotto; in tal modo il metano può essere trasportato con maggiore efficienza e in condizioni di sicurezza (non essendo infiammabile allo stato liquido e trovandosi i serbatoi a pressione atmosferica).<br><br>Il processo di liquefazione avviene mediante un forte abbassamento della temperatura che è portata al di sotto della temperatura di ebollizione del metano, principale componente della miscela, che a pressione atmosferica è pari a −161,4°C.<br><br>Il gas liquefatto è di seguito imbarcato su speciali navi dette metaniere, dotate di cisterne criogeniche che mantengono il carico nello stato liquido non pressurizzato sino al porto di destinazione. Il processo di rigassificazione avviene presso il porto di destinazione: il gas liquido è trasferito dalla nave a un serbatoio di stoccaggio all'interno dell'impianto di rigassificazione, dove vi sono le medesime condizioni di pressione e temperatura di quelle del trasporto.<br><br>Successivamente il gas è inviato a un vaporizzatore che, consumando calore, effettua la rigassificazione, in tal modo il GNL ritorna allo stato naturale. La variazione di temperatura avviene in genere tramite lo scambio termico in fasci tubieri tra gas liquido e acqua di mare o altro liquido "caldo" disponibile nell'area, che cede il proprio calore al gas.<br><br>Alla fine di questo processo il gas può essere immesso a opportuna pressione nella rete di trasporto nazionale o di distribuzione. Anziché disperdere inutilmente il "freddo" del processo di rigassificazione in mare, raffreddando l'ecosistema marino, i rigassificatori possono essere connessi a impianti nelle immediate vicinanze che richiedano l'uso di basse temperature (i.e. stabilimenti di surgelazione di cibi), riciclando così l'energia frigorifera con notevoli risparmi energetici. I rigassificatori possono anche essere abbinati a centrali termoelettriche che necessitano di raffreddamento continuo (centrali a carbone o a metano).<br><br>Esistono varie tipologie di rigassificatori che, sfruttando diverse soluzioni tecniche, si adattano ai siti in cui sono costruiti.<br><br>Una prima classificazione deriva dalla "taglia" dell'impianto che a sua volta è legata alla destinazione d'uso. Il gas può avere due diverse destinazioni finali:<br><br>1) la rete nazionale di trasporto del gas (Snam S.p.A.): in questo caso il fine ultimo è vendere gas immettendolo su metanodotti di grandi dimensioni. Sono impianti di interesse strategico nazionale come quello progettato a Zaule da Gas Natural Rigassificazione S.p.A.. I beneficiari sono tutti i consumatori sul territorio nazionale e la taglia dell'impianto è definita "grande";<br><br>2) una rete di aziende private e utenti locali: in questo caso il volume rigassificato per unità di tempo è decisamente minore. Il gas è destinato soprattutto alle industrie locali al fine di ridurne il costo rispetto all'acquisto da Snam; è' il caso attuale della Società Smart Gas S.p.A. che ha proposto un mini-rigassificatore nel porto di Monfalcone. Un secondo cliente potenziale sono i trasportatori (via nave o su |

gomma) poiché per contribuire alla riduzione del consumo di fonti fossili anche il mercato dell'autotrazione e del trasporto su navi si sposterà verso motori a metano, con serbatoi a GNL.

Un seconda classificazione dei rigassificatori è in base alla localizzazione a terra (onshore) o a mare (offshore).

**Impianto onshore**

È la tecnologia più diffusa e collaudata perché è stata la prima a essere sviluppata. In questi impianti lo stoccaggio e la rigassificazione avviene su impianti a terra.

L'aspetto negativo è l'impatto ambientale sull'ecosistema marino, derivante dall'abbassamento della temperatura del mare e dall'eliminazione del cloro utilizzato per evitare il proliferare di organismi marini nel vaporizzatore.

A questo si aggiunge il consumo di territorio sulla costa laddove sarà localizzato è l'impianto.

Un rigassificatore operativo di questa tipologia è l'impianto di Panigaglia, nel territorio del Comune di Porto Venere, nel Golfo di La Spezia. E' stato costruito intorno agli anni settanta dall'allora Esso e ha una capacità produttiva di 3,4 miliardi mc/anno.

**Impianto offshore GBS (Gravity Based Structure)**

Questa tecnologia è la più innovativa, il primo terminale al mondo di questo tipo è quello realizzato in provincia di Rovigo, al largo di Porto Levante (Comune di Porto Viro) nell'alto Mare Adriatico.

Tale impianto è entrato in servizio nel 2009 ed ha una capacità di 8 miliardi di mc/anno. Il rigassificatore consiste in una struttura di cemento armato in cui sono alloggiati due serbatoi in acciaio.

La struttura viene trasportata dal cantiere dove è costruita e viene fatta adagiare sul fondo utilizzando un'opportuna zavorra. L'impianto costituisce così una vera e propria isoletta artificiale a cui le navi metaniere possono attraccare e nella quale posso scaricare il gas liquido.

L'impianto che riporta il gas allo stato aeriforme è alloggiato sulla stessa struttura, assieme agli impianti ausiliari e agli alloggiamenti del personale di bordo. Un gasdotto sottomarino permette di collegare il rigassificatore alla costa per trasferire il gas alla rete sulla terraferma.

**Impianto offshore FSRU (Floating Storage Regasification Unit)**

Questa tipologia di impianto prevede la realizzazione di una struttura galleggiante nella quale sono alloggiati serbatoi per contenere il gas.

La struttura galleggiante, che può anche essere una nave metaniera opportunamente adattata, è ancorata permanentemente al fondo marino, lontano dalla costa e funziona da serbatoio galleggiante a cui attraccano le metaniere per scaricare il gas liquefatto che viene riportato allo stato gassoso a bordo dell'unità galleggiante.

Un gasdotto collega la nave alla terraferma consentendo di immettere il gas nella rete.

L'unico impianto operativo in Italia di questa tipologia è quello di Livorno: una nave metaniera opportunamente modificata e ancorata in modo permanente a circa 22 km al largo della costa tra Livorno e Pisa, chiamata "FSRU Toscana", è in grado di rigassificare 3,75 miliardi di metri cubi all'anno.

**Impianto Offshore Regasification Gateway**

Esistono navi metaniere in grado di rigassificare il proprio carico a bordo nave, secondo una tecnologia sviluppata nel 2006. La stessa nave funge sia da vettore e sia, una volta giunta a destinazione, da impianto di rigassificazione.

L'infrastruttura necessaria per la ricezione del gas aeriforme si limita ad una boa di ormeggio e scarico del metano, collocata al largo, dal quale si diparte un gasdotto sottomarino per veicolare il prodotto verso terra.

Un impianto di questo tipo è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2011 a 16 km dalla costa, a largo di Falconara Marittima (AN) con una capacità di 4 miliardi di mc/anno.

Le varie tipologie di impianto sono diverse e hanno sicuramente per questo pregi e difetti che le distinguono.

La soluzione onshore è sicuramente la più economica ma ovviamente richiede l'impegno di una certa superficie di un'area portuale o comunque di terraferma.

Di solito questo tipo di impianti sono stati realizzati in grosse aree portuali (il caso del Giappone o della Spagna) oppure in complessi petroliferi o chimici costieri (il caso della Francia).

Al contrario la soluzione offshore offre sicuramente più versatilità perché è realizzata in mare aperto e risulta adeguata a situazioni in cui le coste sono densamente abitate e non esistono grandi porti.

D'altra parte sono soluzioni più costose e richiedono tempi di progettazione e di realizzazione maggiori, nonché richiedono fasce di rispetto molto più ampie per il traffico marittimo e necessitano di un'area dedicata molto più estesa rispetto alla superficie del solo impianto.

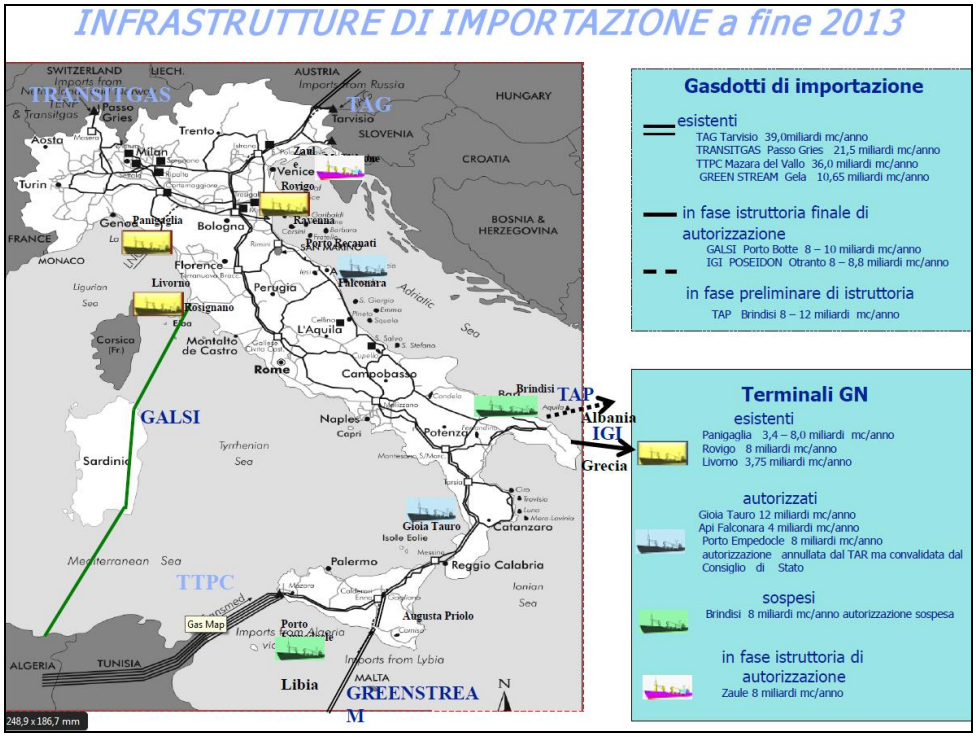
La tecnologia più all'avanguardia per questo tipo di impianto offshore (Offshore Regasification Gateway), quella della nave rigassificatrice, sembrerebbe riuscire a abbattere il costo dell'impianto; in prima approssimazione il costo di due navi rigassificatrici, necessarie a garantire un approvvigionamento analogo a quello di un impianto tradizionale di medie dimensioni, sarebbe uguale a quello dell'impianto stesso, con il vantaggio di includere in sé il costo delle navi altrimenti da calcolare a parte.

La panoramica su scala europea a luglio 2013 fotografava 21 terminali operativi di GNL (per una capacità di 190 miliardi di metri cubi), 7 terminali di GNL in costruzione (per una capacità di 35 miliardi di metri cubi) e 32 terminali di GNL in fase di progetto.

Una breve nota riguardo all'approvvigionamento attuale da metanodotti fissi. L'Italia è il quarto paese al mondo per importazioni di gas, preceduto da Stati Uniti, Germania e Giappone e nel 2010 ha avuto a disposizione per i propri consumi 83,6 miliardi di metri cubi di gas, di cui 27,6 miliardi importati dall'Algeria, 14,8 dalla Russia, 9,4 miliardi dalla Libia. Altri paesi fornitori con quote significative sono stati il Qatar con 6,2 miliardi, l'Olanda con 3,2 miliardi, la Norvegia con 3 miliardi.

È in progetto un metanodotto transnazionale per differenziare maggiormente i fornitori ovvero il progetto TGI/TAP che preleva gas dai paesi del Mar Caspio, attraversa Turchia e Grecia e approda in Puglia.

A titolo informativo si riporta la figura *Infrastrutture di importazione a fine 2013* ovvero una mappa dei rigassificatori e dei metanodotti in Italia.




**Fonte: Documento del Ministero dello Sviluppo Economico dell'aprile 2014, inerente il Piano strategico nazionale sull'utilizzo del GNL in Italia**

La Regione punta sul gas come vettore energetico di transizione, per un modello energetico più sostenibile (minore impatto ambientale e energia a costi più bassi), ma intende ribadire la volontà di non autorizzare sul proprio territorio terminali di ricevimento di GNL con potenzialità di rigassificazione superiore alle necessità regionali (consumo lordo di gas naturale in Regione al 2012 – da stime ENEA - circa 2,5 miliardi di mc/anno), oltreché in contrasto con lo sviluppo del Porto di Trieste.

L'istanza di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio per Zaule è stata presentata nell'anno 2004 al Ministero delle Attività Produttive. La V.I.A. si è conclusa favorevolmente con decreto 808/2009 del Ministero dell'Ambiente.

Al giugno 2015 il procedimento risulta ancora in fase istruttoria presso il MISE. Sul progetto sono stati segnalati elementi di criticità da parte di Regione, provincia di Trieste, comune di Trieste, EZIT, Autorità portuale e Provveditorato interregionale delle opere pubbliche.

Non va trascurata, inoltre, l'eventuale perdita di competitività di altre attività portuali-commerciali incompatibili o difficilmente compatibili con la localizzazione di un rigassificatore in un'area portuale commerciale.

Per quanto riguarda il modello di sviluppo della portualità regionale, in particolare del Porto di Trieste, l'Autorità portuale ha delineato uno scenario in cui trovano collocazione, per consolidata tradizione, i prodotti petroliferi, i containers, i servizi RO-RO, il traffico passeggeri e il carico generale, tutti in espansione negli ultimi anni, anche in controtendenza rispetto al trend nazionale.

Per quanto attiene ai consumi energetici regionali si riporta quanto descritto nel Capitolo due del presente documento, dove risulta che, dall'analisi dei dati a consuntivo relativi all'anno 2013, la richiesta complessiva di energia elettrica (9.850,4 GWh) è stata quasi del tutto soddisfatta dalla produzione interna, costituita da impianti a fonti rinnovabili

| | |
|---|---|
| | (principalmente idroelettrico) e termoelettrici di tipo tradizionale.<br>Tali impianti hanno generato complessivamente, nell'anno 2013, 9.004,8 GWh di energia elettrica netta, contribuendo così a coprire oltre il 90% della domanda regionale. Il rimanente 8,8 % del fabbisogno totale è stato soddisfatto attraverso le importazioni dall'estero, dimostrando che la Regione FVG è una regione di passaggio di energia, e che pertanto, la localizzazione di ulteriori infrastrutture sovradimensionate costituisce un aggravio per il territorio, non compensato da adeguate opportunità.<br>Ai fini di una diversificazione energetica che garantisca la transizione a un modello energetico con meno emissioni di inquinanti locali e di gas serra, la Regione trova più coerente con la propria Vision energetica, la realizzazione di un mini midi rigassificatore (vedere Scheda otto del presente documento) perché razionalizza e diversifica l'approvvigionamento, garantendo anche il rifornimento di GLN per la rete dei trasporti (auto e camion), purché tale impianto non ostacoli lo sviluppo dei porti regionali.<br>Pertanto la Regione favorisce la realizzazione di un pianto di piccola scala e non ritiene coerente, per il proprio modello di sviluppo, la realizzazione di un impianto di grande scala. Inoltre la Regione non ha ritenuto compatibile il progetto del rigassificatore di Zaule con il traffico attuale del porto di Trieste e con gli sviluppi futuri previsti da parte dell'Autorità Portuale.<br>Le previsioni del presente Piano Energetico Regionale, sempre nell'ambito di una vision Low Carbon sul medio/lungo periodo, intendono perseguire la riduzione dell'intensità energetica[63] regionale, aumentare l'efficienza, favorendo la diversificazione e il risparmio energetico, anche con l'uso dei cascami termici per la costruzione di reti di riscaldamento a favore della collettività. |
| **Misura** | **7a La Regione punta sul gas come vettore energetico di transizione per un modello energetico più sostenibile, ma intende ribadire la volontà di non autorizzare sul proprio territorio il rigassificatore onshore di Zaule, ritenendo tale progetto sovradimensionato per la Regione medesima, oltreché in contrasto con il modello di sviluppo del Porto di Trieste.** |

| **Scheda 8. Terminale di ricevimento di GNL di piccola scala (mini/midi rigassificatore)** | |
|---|---|
| Inquadramento | **Normativa europea**<br>La proposta di Direttiva sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi COM(2013)18 final del 24 gennaio 2013, indica di creare una infrastruttura per i combustibili alternativi e, nel caso del gas naturale liquefatto (GNL), indica l'opportunità che entro la fine del 2020 sia disponibile una rete centrale di punti di rifornimento di GNL per le navi che operano nel trasporto marittimo e nelle vie navigabili interne (con riferimento alla TEN-T, rete transeuropea dei trasporti).<br>L'obiettivo di creare una rete centrale non esclude che il GNL sia disponibile anche in porti al di fuori di tale rete, in particolare in quelli che rivestono importanza per le navi che non effettuano operazioni di trasporto (come pescherecci, imbarcazioni di servizio offshore, ecc.). |

[63] La misura macroeconomica nota come intensità energetica è una misura dell'efficienza energetica del sistema economico di una Nazione. È calcolata come unità di energia diviso unità di prodotto interno lordo (PIL). Alte intensità di energia indicano un alto consumo (e relativo costo) del convertire l'energia in PIL., basse intensità di energia indicano un minore prezzo (e costo) del convertire l'energia in PIL.

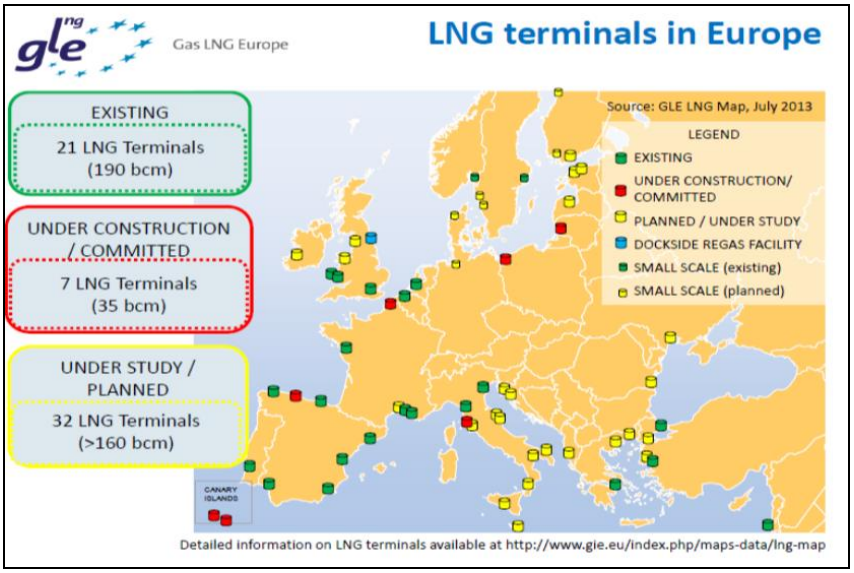
La Direttiva 2012/33/UE del 21 novembre 2012, relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo basata su norme elaborate in seno all'Organizzazione marittima internazionale (IMO), obbliga a ridurre progressivamente il tenore massimo di zolfo dei combustibili per uso marittimo (dall'attuale 3,5% allo 0,5% entro gennaio 2020). In alcuni ecosistemi europei molto fragili, come il Mar Baltico, il Mare del Nord e il Canale della Manica, il tenore massimo di zolfo sarà ridotto allo 0,1% già nel 2015 (area SECA - Sulphur Emission Control Area). Il GNL costituisce un interessante combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del tenore di zolfo nei combustibili per uso marittimo.

Entro il 18 giugno 2014 gli Stati membri avrebbero dovuto modificare la legislazione in vigore sulla qualità dei carburanti per uso marittimo per allinearla con la nuova direttiva. Con D.lgs. 16 luglio 2014, n. 112 è stata data attuazione alla direttiva 2012/33/UE che modifica la direttiva 1999/32/CE relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marino. Il quadro normativo europeo supporta un probabile aumento della offerta di terminali di GNL, soprattutto di piccola scala e con adeguati servizi offerti dagli operatori, sia per il prossimo obbligo di riduzione del tenore di zolfo nei combustibili marini e sia per le ridotte emissioni nell'ambiente. Il settore dei trasporti è responsabile di circa un quarto delle emissioni di gas serra essendo il secondo settore emettitore dopo il settore energetico.

Si prevede una crescita sostanziale del mercato dei terminali di ricevimento di GNL di piccola scala poiché le aziende di trasporto passeranno a alimentazione a GNL per cercare di rimanere all'interno delle normative sulle emissioni. La Direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose è stata recepita in Italia con il D.lgs. 334 del 17 agosto 1999 (Normativa Seveso).

**Normativa italiana**

Ai sensi della normativa Seveso un terminale di rigassificazione (mini, midi o maxi) è un impianto sottoposto alla procedura di cui al D.lgs. 334 del 17 agosto 1999 (come modificato dal d.lgs. n. 238 del 21 settembre 2005) in attuazione della citata Direttiva 96/82/CE. Le barriere legislative sono in genere determinate dal fatto che il GNL non è gestito in piccole quantità in aree densamente popolate o vicino a aree che ne avrebbero bisogno. Di conseguenza non c'è stato bisogno di sviluppare norme nazionali per questo tipo di operazioni. Le norme dovranno incentivare i servizi di piccola scala di GNL nonché le infrastrutture di rifornimento, soprattutto per aumentare la sostenibilità dei trasporti, anche via mare, viste le nuove norme restrittive che dovranno essere applicate.




**Terminali di GNL in Europa (fonte GLE LNG Map, Luglio 2013)**

**Caratteristiche tecniche e tipologiche**

Gli impianti di GNL di piccola o media scala in genere hanno una capacità di produzione che varia dalle 50.000 fino a 3.000.000 tpa (tonnellate di GNL all'anno). Più specificatamente gli impianti di piccola e piccolissima scala hanno una capacità di produzione che varia dalle 2000 fino alle 500.000 tpa. Come raffronto, un grande impianto GNL ha una capacità produttiva tra 2.500.000 e 7.500.000 tpa. I mini impianti di GNL hanno una capacità non superiore a 250 tpg (tonnellate di GNL a giorno), che corrisponde a una capacità di ingresso di 130 milioni di mc di gas all'anno.

Le fonti di gas naturale possono essere diversificate; da gasdotto, da fonti rinnovabili quali biogas e di discarica, gas associati a altre produzioni e non recuperabili, gas proveniente dagli strati sotterranei di carbone e da miniere di carbone.

Gli impianti mini e midi di GNL sono usati sostanzialmente per soddisfare esigenze energetiche locali o regionali.

La tecnologia di rigassificazione utilizzata dagli impianti mini e midi è più semplice rispetto a quella di impianti di dimensioni superiori, basandosi spesso sull'azione di un impianto di scambio termico con ciclo a azoto (la temperatura di liquefazione dell'azoto è inferiore alla temperatura di liquefazione del metano). Gli impianti il cui funzionamento si basa sul ciclo a espansione dell'azoto sono sicuri rispetto a impianti che utilizzano la tecnologia MRC (ciclo refrigerante misto). La tecnologia di rigassificazione è meno costosa di un gasdotto (1 chilometro di gasdotto ha un costo che varia da 370.000 euro a 740.000 euro, 100 km costano 145 milioni di euro, un impianto mini midi costa sugli 60 milioni di euro *(prezzi 2013 con scambio valuta euro/dollaro USA pari a 1.3791).*

Tra i principali vantaggi dei piccoli impianti per la produzione di GNL si segnala il poco spazio richiesto per la costruzione degli impianti e una minima infrastrutturazione (strade e treni). È possibile costruire un mini o midi impianto a GNL su una superficie non superiore a 10.000 mq. Infine sono ridotti anche i costi di investimento, economici e finanziari.

I terminali mini e midi di GNL sono sempre più utilizzati per la produzione di energia in tutto il mondo per i seguenti motivi:

1) i grandi impianti di GNL sono notoriamente costosi, mentre i mini e midi sono progetti più facili da finanziare;

2) la realizzazione degli impianti mini e midi può essere eseguita in un lasso di tempo relativamente rapido (con recupero delle spese più rapido);

3) gli impianti mini e midi si possono incrementare o ridimensionare più facilmente, adattandosi con elasticità all'offerta o alla domanda.

Da sottolineare l'importanza strategica nel adottare il GNL come carburante per autotrazione: il gas naturale è l'emettitore di carbonio più basso nella categoria dei combustibili fossili e nel 2050 i trasporti saranno il settore che rappresenterà un quarto di tutte le emissioni globali di carbonio.

L'Italia è il terzo paese in Europa per consumo di gas naturale, ma la sua produzione locale copre solamente il 10% degli 85 miliardi di metri cubi consumati (dato 2008). Il Paese potrebbe beneficiare in maniera significativa da un ampliamento e diversificazione delle proprie fonti energetiche con le forniture di GNL.

**Caratteristiche ambientali**

Il gas naturale è da tempo riconosciuto come il più pulito tra i combustibili fossili. La sua combustione produce soprattutto vapore acqueo e biossido di carbonio in quantità limitata (di gran lunga inferiore rispetto a petrolio e carbone), senza praticamente alcun altro residuo,

né polveri, o fuliggine o metalli pesanti. Il GNL è una delle fonti di energia il cui utilizzo cresce più velocemente. La domanda globale di GNL dovrebbe raggiungere all'incirca i 500 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030, con un incremento del 200% rispetto al 2005. Il GNL rappresenta attualmente circa il 25% del mercato internazionale di gas.

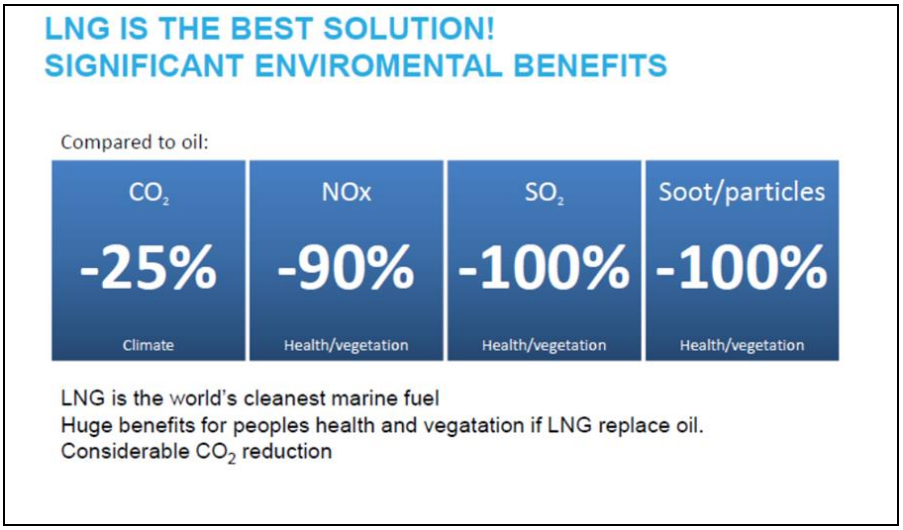
I rischi maggiori che preoccupano gli operatori del GNL e le comunità circostanti derivano dalle proprietà di base del gas naturale medesimo. Pertanto sono previste norme di realizzazione e di gestione di questi impianti con contenimenti primari e secondari, sistemi di salvaguardia e distanza di sicurezza con diversi livelli di protezione.

I pochi incidenti del GNL sono molto lontani nel tempo e dimostrano la grande sicurezza di questi impianti. I maggiori incidenti legati al GNL sono Cleveland, Ohio, 1944 (l'unico a avere comportato effetti fuori dall'area del sito, morirono 128 persone), poi Staten Island, New York, 1973 (tutto all'interno del sito, 40 persone, i vigili del fuoco conclusero che fu un incidente legato alla costruzione e non al GNL), Cove Point, Maryland, rigassificatore, 1979 (un morto e un ferito).

I potenziali impatti ambientali e relative misure di mitigazione dei terminali di GNL on shore sono associati alla costruzione e al funzionamento del sito prescelto, alla sua accessibilità nonché all'uso dei materiali nel ciclo produttivo (scarico in mare o meno). Non risultano effetti di area vasta.

I costi di carbone, gas naturale, benzina non comprendono i costi ambientali e sociali. A lanciare tale appello alla politica mondiale per una riforma fiscale dei prezzi dell'energia è il Fondo Monetario Internazionale con un Rapporto *Getting Energy Prices Right: From Principle to Practice* (agosto 2014):

*I danni da inquinamento atmosferico da gas naturale sono modesti rispetto a quelli dal carbone, ma sono necessari ancora significativi aumenti delle tasse che compensino le emissioni di carbonio. Gli oneri correttivi e per l'inquinamento atmosferico locale provocato dal gas naturale sono circa 1 dollaro USA a GJ o anche meno, e questo vale per la maggior parte dei Paesi, tra i quali USA, Australia, Brasile, Cina. Germania, Polonia, Gran Bretagna, Giappone, Nigeria, Polonia, Sudafrica e Tailandia, anche se gli oneri necessari per coprire le emissioni di carbonio del gas naturale sono il doppio (2 dollari a GJ ovvero il 40% dei prezzi medi del gas mondo), ben al di sopra i livelli fiscali correnti.*




*I significativi benefici ambientali del GNL rispetto al petrolio: riduzione del 25% del biossido di carbonio che impatta sul clima, riduzione del 90% degli ossidi di azoto, riduzione del 100% di ossidi di zolfo, riduzione del 100% del particolato, gli ultimi tre impattano sulla salute umana e sulla vegetazione e foreste.*

| | |
|---|---|
| | Per quanto riguarda la collocazione, il terminale di ricevimento di piccola scala deve costituire un'ulteriore opportunità per lo sviluppo del porto nel quale viene ospitato, e non deve rappresentare una limitazione, anche potenziale, alla concorrenza per quanto attiene alle materie trasportate e lavorate e ai servizi portuali già consolidati. |
| **Misura** | **8a Stipulare un accordo procedimentale tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Stato, Regione, Comuni) e proponenti privati al fine di realizzare un mini/midi rigassificatore con adeguate compensazioni ambientali sul territorio che non sia in contrasto con lo sviluppo dei porti regionali.** |

| **Scheda 9. Corridoi energetici** | |
|---|---|
| Inquadramento | La realizzazione delle infrastrutture energetiche comprende necessariamente l'individuazione di tracciati che inevitabilmente occupano porzioni di territorio. A livello europeo il Regolamento (UE) n. 347/2013 del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee stabilisce gli orientamenti per lo sviluppo tempestivo e l'interoperabilità delle aree e dei corridoi prioritari dell'infrastruttura energetica transeuropea *(Corridoi e aree prioritari dell'infrastruttura energetica).*<br><br>In particolare il Regolamento:<br><br>a) individua Progetti di Interesse Comune (PIC) necessari per la realizzazione di corridoi e aree prioritari, rientranti nelle categorie delle infrastrutture energetiche nei settori dell'elettricità, del gas, del petrolio e del biossido di carbonio;<br>b) facilita l'attuazione tempestiva di Progetti di Interesse Comune ottimizzando, coordinando più da vicino e accelerando i procedimenti di rilascio delle autorizzazioni e migliorando la partecipazione del pubblico;<br>c) fornisce norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio per progetti di interesse comune;<br>d) determina le condizioni per l'ammissibilità di progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione.<br><br>Nei PIC il Regolamento prevede l'applicazione di criteri generali sulla valutazione, in modo trasparente e obiettivo, accordando la dovuta considerazione:<br><br>• all'urgenza di ciascun progetto proposto al fine di raggiungere gli obiettivi di politica energetica dell'Unione in materia di integrazione del mercato;<br>• al numero di Stati membri interessati da ciascun progetto, garantendo nel contempo pari opportunità ai progetti che coinvolgono Stati membri periferici;<br>• al contributo di ciascun progetto alla coesione territoriale e alla sua complementarità riguardo a altri progetti proposti.<br><br>I promotori del progetto elaborano un piano di attuazione per i PIC che include un calendario per:<br><br>• studi di fattibilità e progettazione;<br>• approvazione da parte dell'autorità nazionale di regolamentazione o di qualsiasi altra autorità interessata;<br>• esecuzione e messa in servizio;<br>• programma di rilascio delle autorizzazioni.<br><br>I gestori del sistema di distribuzione (GST) e altri gestori cooperano tra loro al fine di agevolare lo sviluppo di progetti di interesse comune in questo settore. Ogni Stato membro nomina un'autorità nazionale competente che sarà responsabile dell'agevolazione e del |

coordinamento del procedimento di rilascio delle autorizzazioni per i progetti di interesse comune. Nell'ambito decisionale la decisione globale potrà essere adottata con il sistema integrato, il sistema coordinato o il sistema collaborativo.

La trasparenza e la partecipazione del territorio avverranno attraverso la pubblicazione di un manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni. Il manuale non sarà giuridicamente vincolante, ma potrà far riferimento o citare le pertinenti disposizioni giuridiche. Nell'ambito della concertazione con il territorio uno degli strumenti più efficaci per selezionare le alternative meno impattanti è rappresentato dalla condivisione dei criteri localizzativi ERPA (Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione). Il territorio da studiare, con le sue classificazioni di uso del suolo e i relativi vincoli di tutela, è caratterizzato in base a criteri che ne esprimono la maggiore o minore idoneità a ospitare le infrastrutture elettriche.

Le quattro classi:

- Esclusione: aree nelle quali ogni realizzazione è preclusa;
- Repulsione: aree che è preferibile non siano interessate da interventi, se non in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale;
- Problematicità: aree in cui il passaggio è problematico per un'oggettiva motivazione, legata ad eventuali specificità territoriali e documentata dagli Enti coinvolti, che richiedono pertanto un'ulteriore analisi territoriale;
- Attrazione: aree da privilegiare quando possibile, previa verifica della capacità di carico del territorio.

Ogni classe dei criteri ERPA prevede più categorie. Attualmente, il criterio di Esclusione comprende le aree riconosciute dalla normativa come aree a esclusione assoluta, quali aeroporti e zone militari e aree non direttamente escluse dalla normativa che sono tuttavia vincolate, tramite accordi di merito concordati a priori, tra il proponente e gli Enti coinvolti.

Il criterio di Repulsione comprende le aree che possono essere prese in considerazione solo in assenza di alternative, aree naturali interessate da vincolo di protezione, rispetto alle quali si stabiliscono accordi di merito e aree da prendere in considerazione solo se non esistono alternative a maggior compatibilità ambientale.

Il criterio di Attrazione comprende le aree a buona compatibilità paesaggistica e le aree già interessate da infrastrutture lineari, come i corridoi infrastrutturali e energetici, nei quali la localizzazione di una nuova linea, coerente con la capacità di carico del territorio, si configura essere maggiormente sostenibile, rispetto all'ipotesi di interessare nuovi ambiti territoriali, non interferiti da infrastrutture lineari.

Il ricorso alla tecnologia GIS (Geographic Information System) consente di considerare in maniera integrata tutti gli strati informativi relativi alle diverse tipologie di uso del suolo citate e ai vincoli di tutela (territoriale, naturalistica, culturale, paesaggistica, etc.), opportunamente ridistribuite all'interno delle diverse classi dei criteri ERPA, in modo da giungere a individuare delle ipotesi localizzative – in termini di "corridoi" – sostenibili per gli interventi di sviluppo e coerenti e compatibili con l'articolazione del territorio che andranno a interessare.

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare, numero 239/EL-146/181/2013 del 12 marzo 2013 è stato approvato il progetto definitivo per la costruzione e esercizio, da parte di TERNA S.p.A., dell'elettrodotto a 380 kV in doppia terna "S.E. Udine Ovest – S.E. Redipuglia", al fine di ridurre le criticità del nodo di Redipuglia e razionalizzare contestualmente alcune linee a media e alta tensione presenti nell'ambito territoriale delle province di Udine, Gorizia e Pordenone. La Regione ha sottoscritto una convenzione con la Società Terna Rete Italia S.p.A. finalizzata a assicurare la definizione delle misure di compensazione e riequilibrio ambientale a

| | |
|---|---|
| | favore dei Comuni il cui territorio è interessato dalla realizzazione.<br><br>Con sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, n. 3652 del 21 luglio 2015 è stata dichiarata l'illegittimità del provvedimento di compatibilità ambientale n. 411 del 21 luglio 2011 e di conseguenza anche dell'autorizzazione alla costruzione numero 239/EL-146/181/2013 del 12 marzo 2013, con particolare riferimento al parere rilasciato dal ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo (MIBACT). Tale sentenza ha portato alla sospensione dei lavori di realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV in doppia terna "S.E. Udine Ovest – S.E. Redipuglia" (ultimato al 70%) con anche il conseguente non smantellamento delle linee elettriche obsolete. La Regione chiede la rapida ripresa del percorso autorizzatorio al fine di riprendere i lavori rimasti in sospeso per rendere più efficiente il sistema elettrico regionale risolvendo le interruzioni di rete che gravano sul sistema industriale regionale.<br><br>Nel Piano di Sviluppo 2014 di TERNA S.p.A. è previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV sul territorio regionale denominato "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)"; le motivazioni sono "In relazione alla variazione delle condizioni di contorno (con particolare riferimento alla ridefinizione delle priorità dei progetti di interconnessione alla frontiera Nord italiana) e all'incertezza sulla fattibilità, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.<br><br>Con generalità n. 1073 del 6 giugno 2014 la Giunta Regionale ha discusso sull'oggetto "*Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2014. Elettrodotto 380 kv Udine Sud – Okroglo TERNA*" e ha manifestato la propria contrarietà al progetto in occasione della presentazione del Piano di Sviluppo 2014 di TERNA, motivando con il fatto che per il bilancio energetico elettrico la Regione è pressoché in pareggio (come da documenti di TERNA), con un trend in crescita della produzione elettrica da FER; ne risulterebbe, pertanto, che il territorio regionale sarebbe asservito prevalentemente alla funzione di transito verso aree regionali limitrofe. La medesima generalità ricorda che è in iter autorizzativo, già avviato presso il MISE, un nuovo elettrodotto sottomarino HVDC di potenza nominale di 1000 MW, che collegherà la stazione elettrica di Salgareda (TV) con il territorio sloveno, nei pressi del confine di Stato di Muggia (TS) e che a tale iter la Regione partecipa in quanto è interessata un'area pSIC sottomarina nei pressi di Grado (GO). Questo elettrodotto sarà in grado di convogliare una parte significativa del traffico di energia elettrica tra Slovenia e Veneto che attualmente attraversa il territorio regionale, risultando poco giustificato un nuovo collegamento con la Slovenia, l'Udine Okroglo.<br><br>Infine l'opera in questione non appare in linea con la Vision energetica che riguarda la bio Regione e la politica della "green belt" ovvero la valorizzazione del consumo e della produzione di FER, l'azione di criteri di ecocompatibilità per gli interventi infrastrutturali sulla rete elettrica e per la produzione di energia.<br><br>La Regione è contraria anche alla costruzione dell'elettrodotto aereo (linea privata) denominata Somplago – Würmlach, rimanendo disponibile per un eventuale progetto interrato transfrontaliero. Si ricorda che l'Austria ha denegato l'autorizzazione alla realizzazione di tale elettrodotto aereo per la parte di competenza, con sentenza di Giudice Amministrativo del 28 agosto 2014 con la motivazione che, nel bilanciamento tra l'interesse pubblico del mantenimento del Paesaggio alpino intatto e l'interesse pubblico dell'economia energetica per un aumento della capacità complessiva di trasmissione ma senza indicazioni in merito all'urgenza dell'approvvigionamento energetico, sia da ritenere preferibile la conservazione del Paesaggio del fossato di Pramosio rispetto alla necessità di una nuova linea privata che non compariva nell'originale Decreto TEN-E.<br><br>Tale sentenza del giudice amministrativo è stata confermata in secondo grado il 24 febbraio 2015. |

| | |
|---|---|
| **Misure** | **9a La Regione è contraria alla costruzione dell'elettrodotto "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)" che andrebbe a attraversare una delle più belle e incontaminate zone del Friuli Venezia Giulia - le Valli del Natisone - e un territorio vincolato ai sensi del Codice dei beni Culturali e del paesaggio (D.lgs. 42/2004) che comprende un sito protetto dall'UNESCO. La Regione è altresì contraria alla costruzione dell'elettrodotto aereo (linea privata) denominata Somplago – Würmlach nella formulazione attuale del progetto, rimanendo disponibile per un eventuale progetto interrato transfrontaliero.**<br><br>**9b Anticipare volontariamente il confronto con il territorio a vari livelli (Regione, Province, Comuni) nella fase di pianificazione di infrastrutture energetiche lineari, compresi quelli previsti nel Piano di Sviluppo, al fine di condividere i criteri di caratterizzazione del territorio (Criteri ERPA / ERA) e localizzare in modo ottimale le nuove installazioni, anche stipulando accordi preventivi di pianificazione per stabilire misure compensative per i territori che saranno attraversati dalle infrastrutture energetiche.** |

| **Scheda 10. Aumentare l' efficienza energetica nel settore pubblico (aumento rendimento, riduzione consumi nei settori dell'edilizia pubblica – con particolare attenzione alle strutture sanitarie - settore urbano, pubblica illuminazione)** | |
|---|---|
| Inquadramento | Nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) l'efficienza energetica rappresenta la prima priorità della nuova strategia. La promozione dell'efficienza energetica contribuisce infatti contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli obiettivi della SEN: riduzione dei costi energetici (grazie al risparmio dei consumi), riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale (l'efficienza energetica è lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni, con un ritorno sugli investimenti spesso positivo per il Paese, e quindi da privilegiare per raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale), miglioramento della sicurezza e indipendenza di approvvigionamento e sviluppo della crescita economica. Al centro delle politiche energetiche nazionali vi è quindi il lancio di un grande e articolato programma nazionale di efficienza energetica che consenta:<br>• Il superamento degli obiettivi europei al 2020;<br>• Il perseguimento di una leadership industriale per catturare la crescita del settore in Italia e all'estero.<br><br>In termini di obiettivi quantitativi, il programma al 2020 si propone di:<br>• Risparmiare 20 Mtep di energia primaria l'anno e 15 Mtep di energia finale, raggiungendo al 2020 un livello di consumi circa il 24% inferiore rispetto allo scenario di riferimento europeo, basato su un'evoluzione 'inerziale' del sistema (Modello Primes 2008);<br>• Evitare l'emissione di circa 55 milioni di tonnellate di $CO_2$ l'anno. L'efficienza energetica rappresenterà quindi il principale motore per l'abbattimento delle emissioni di $CO_2$;<br>• Risparmiare circa 8 miliardi di euro l'anno di importazioni di combustibili fossili.<br><br>Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 in attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ha definito un insieme di misure per migliorare l'efficienza energetica in tutti i settori, utili al raggiungimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico al 2020, ovvero una riduzione di 20 milioni di TEP dei consumi di energia primaria.<br><br>Per quanto riguarda il settore pubblico, è previsto che le amministrazioni regionali |

concorrano, con il coinvolgimento degli Enti locali, al raggiungimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico intervenendo principalmente secondo due linee di intervento:

1) la riqualificazione energetica degli immobili di proprietà pubblica
2) la promozione del Green Public Procurement (GPP).

***La riqualificazione energetica degli immobili di proprietà pubblica***

A supporto dell'attuazione delle misure di efficienza energetica per raggiungere gli obiettivi nazionali previsti, il D.lgs. 102/2014 ha istituito presso il Ministero dello Sviluppo economico il *Fondo nazionale per l'efficienza energetica* di natura rotativa, destinato a sostenere il finanziamento di interventi di efficienza energetica, realizzati anche attraverso le ESCo, il ricorso a partenariato pubblico-privato, società di progetto o di scopo, relativamente alle seguenti finalità:

- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione;
- realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento;
- efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica;
- efficientamento energetico di interi edifici ad uso residenziale, compresa l'edilizia popolare;
- efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi.

Il Fondo sarà articolato in due sezioni destinate alla concessione di garanzie e all'erogazione di finanziamenti, direttamente o attraverso banche e intermediari finanziari, inclusa la Banca Europea degli Investimenti.

Potranno avere accesso al Fondo anche gli interventi di realizzazione e ampliamento di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, avviati tra il 29 marzo 2011 e il 19 luglio 2014. Le priorità, i criteri e le modalità di funzionamento del Fondo saranno stabiliti con uno o più decreti da emanarsi entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto.

La priorità nell'accesso al Fondo sarà comunque attribuita agli interventi volti a:

- creare nuova occupazione;
- migliorare l'efficienza energetica dell'intero edificio;
- promuovere nuovi edifici a energia quasi zero;
- introdurre misure di protezione antisismica in aggiunta alla riqualificazione energetica;
- realizzare reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento in ambito agricolo o comunque connesse alla generazione distribuita a biomassa.

Il Fondo sarà alimentato con circa 70 milioni di euro all'anno per il periodo 2014-2020, che saranno integrati con eventuali contributi volontari delle P.A. con le risorse derivanti dai fondi strutturali europei e con i proventi delle sanzioni per il mancato rispetto degli obblighi (sanzioni previste all'articolo 16 del D.lgs. 102/2014).

E' bene evidenziare che sviluppi interessanti e ricadute importanti, in termini di costi benefici, si hanno soprattutto intervenendo con l'efficientamento energetico sui grandi complessi pubblici: le strutture sanitarie-ospedaliere sono particolarmente energivore e dunque risultano il settore da considerare prioritariamente tra i possibili ambiti di intervento.

Un esempio interessante di efficientamento riguarda il nuovo assetto impiantistico dell'ospedale di Udine che si apre alla città mettendo a disposizione l'energia che produce.

La centrale tecnologica dell'ospedale di Udine diviene punto di recupero e distribuzione sul territorio di energia termica, sia attraverso il ricorso a tecniche di efficienza energetica sia mediante l'attivazione della rete di teleriscaldamento per allacciare non solo edifici pubblici ma anche utenze private in un raggio di ben 13 chilometri.

**La promozione degli Acquisti Verdi**

Per gli acquisti delle Pubbliche Amministrazioni il D.lgs. 102/2014 conferma obbligo di rispetto dei Criteri Ambientali Minimi (CAM), anche per quanto attiene all'affitto o agli acquisti immobiliari.

Il Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi della Pubblica Amministrazione, adottato con il Decreto Interministeriale dell'undici aprile 2008, aggiornato con il Decreto 10 aprile 2013, ha l'obiettivo di diffondere presso gli enti pubblici la pratica di acquisti sostenibili, cioè di acquisti *verdi* (GPP), con ridotto impatto ambientale in particolare in relazione a consumo di risorse naturali (energia, acqua, ecc.), contenuto di sostanze pericolose, emissioni inquinanti e produzione di rifiuti, che tengano anche conto degli aspetti economici e degli impatti sociali (etici e relativi a sicurezza e salute) che i beni, i servizi e i lavori hanno lungo il loro intero ciclo di vita.

Il Piano d'Azione, fra le varie funzioni, identifica le categorie di beni, servizi e lavori ai quali corrispondono ingenti volumi di spesa pubblica e per i quali appare prioritario migliorare la sostenibilità attraverso la definizione di specifici criteri da inserire nelle procedure di acquisto pubbliche, sulla base delle indicazioni date dalla Commissione europea nel GPP Toolkit.

Per la definizione di tali criteri, chiamati Criteri Ambientali Minimi (CAM), il Piano stabilisce una specifica procedura atta a garantire il coinvolgimento e la partecipazione di tutte le parti interessate (pubbliche amministrazioni, produttori, rivenditori, progettisti, utenti, ecc.).

Tale procedura è coordinata dal Comitato di Gestione del Piano d'Azione, composto dai rappresentanti di quattro Ministeri (Ministero dell'Ambiente, che lo presiede, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Economia e delle Finanze e Ministero delle Politiche Agricole e Forestali), da esperti di alcune ARPA e da rappresentanti delle Regioni, dell'Autorità di Vigilanza sui Contratti Pubblici e di ISPRA, ENEA e CONSIP.

A oggi sono stati adottati, con Decreto del Ministro dell'Ambiente, criteri di sostenibilità (CAM) per undici prodotti e servizi, tra i quali, otto sono quelli che utilizzano l'energia per funzionare o che sono comunque connessi all'utilizzo dell'energia:

- acquisizione veicoli per il trasporto su strada;
- apparecchiature informatiche (IT) (aggiornamento in via di adozione);
- servizi energetici per gli edifici (illuminazione e riscaldamento/raffrescamento).
- illuminazione pubblica (acquisto di lampade e di apparecchi illuminanti e servizio di progettazione di impianti) (aggiornamento in via di adozione);
- servizio di illuminazione pubblica (in corso);
- serramenti esterni;
- costruzione e ristrutturazione di edifici (in corso).

Tra i criteri di sostenibilità per gli acquisti pubblici oggi vigenti o in via di definizione, quelli relativi ai servizi energetici per gli edifici e all'illuminazione pubblica hanno certamente un impatto molto significativo sui consumi di energia della Pubblica Amministrazione.

L'idea alla base dei CAM è che, per realizzare interventi efficaci di riqualificazione

| | |
|---|---|
| | energetico-ambientale degli impianti di illuminazione e/o degli edifici pubblici rispetto all'utilizzo di energia, il ruolo delle stazioni appaltanti non si deve esaurire con la conclusione della gara d'appalto ma, attraverso l'acquisizione di informazioni sul funzionamento degli impianti e/o del sistema edificio-impianto, la stazione appaltante deve partecipare consapevolmente alle scelte sugli interventi da realizzare.<br><br>Inoltre la progettazione, qualificata, deve avere un ruolo centrale negli interventi. Contrariamente a quanto molto spesso accade, le stazioni appaltanti debbono essere consapevoli delle effettive condizioni degli impianti e degli edifici, delle effettive possibilità di miglioramento e dei benefici conseguibili e devono avere gli strumenti per valutare gli interventi più opportuni e monitorarne i risultati.<br><br>Sebbene le norme tecniche non manchino, i consumi di energia sono ancora molto elevati e probabilmente anche i relativi sprechi. Per porre un rimedio a queste lacune e per favorire la diffusione di interventi di riqualificazione energetico ambientale da parte di stazioni appaltanti consapevoli, i CAM prevedono che gli impianti e gli edifici siano innanzitutto oggetto di analisi e diagnosi e che le loro prestazioni siano gestite in modo automatico e continuamente monitorate. Su queste informazioni devono essere basati i progetti di intervento, ma anche la gestione e le manutenzioni ordinarie e straordinarie programmate.<br><br>La stazione appaltante, utilizzando nelle proprie procedure d'acquisto i CAM sui servizi energetici per gli edifici (illuminazione e riscaldamento/raffrescamento) adottati con DM 07/03/2012, oltre ad assicurarsi la fornitura di energia elettrica e/o di combustibili a ridotto impatto ambientale, acquisisce informazioni e progetti di intervento sul sistema edificio impianto e si assicura l'esecuzione di interventi di riqualificazione energetico ambientale valutati e condivisi ed i conseguenti risparmi economici.<br><br>In particolare, i criteri di base (o criteri "selettivi"), che devono essere rispettati da tutti coloro che vogliono partecipare alla gara d'appalto, comprendono:<br><br>• Fornitura di energia elettrica con le seguenti caratteristiche:<br>  ○ non sono stati usati combustibili fossili solidi o liquidi per la sua produzione;<br>  ○ la fornitura annuale costituita per almeno il 30% da energia da fonti rinnovabili e per almeno un altro 15% da energia da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento;<br>  ○ le fonti energetiche rinnovabili se costituite da biomasse o biogas debbono essere state prodotte entro un raggio di 70 km dall'impianto che le utilizza per produrre energia elettrica.<br>• Fornitura di combustibili con le seguenti caratteristiche:<br>  ○ non devono essere fossili, solidi o liquidi, fatta eccezione per il GPL nei luoghi non raggiunti da gasdotti.<br>  ○ realizzazione di interventi di adeguamento normativo.<br>  ○ realizzazione di sistemi automatici di gestione e monitoraggio. |
| **Misure** | **10a Realizzare e finanziare un inventario/catasto energetico degli edifici pubblici, a partire dal patrimonio regionale, per stabilire obiettivi regionali di riqualificazione energetica e priorità di finanziamento degli interventi (art. 5 comma 16 del D.lgs. 102/2014). Parallelamente prevedere la realizzazione di un sistema regionale informatizzato di raccolta dati sui contributi regionali concessi in tema di efficienza energetica, risparmio energetico e utilizzo di FER e sui risparmi di energia conseguiti (art.7 comma 7 del D.lgs. 102/2014).** |

| | |
|---|---|
| | **10b Prevedere un ordine di priorità nella destinazione degli spazi finanziari regionali verso gli EELL e le P.A. a favore del settore del risparmio energetico e dell'efficienza energetica.**<br><br>**10c Realizzare un abaco di schede tecniche con la descrizione di "interventi tipo" in materia di riqualificazione energetica (sia per le strutture edilizie che per gli impianti) a disposizione delle amministrazioni pubbliche. Predisporre, in questo senso, le Linee guida regionali per favorire e promuovere l'utilizzo del GPP (Green Public Procurement) nella P.A. (art. 6 comma 9 del D.lgs. 102/2014).**<br><br>**10d Promuovere nei confronti degli EELL e delle scuole di ogni ordine e grado, un programma di formazione e informazione in tema di gestione dell'energia e di efficienza energetica, sia in termini tecnici che di sensibilizzazione, per stimolare comportamenti che contribuiscano a ridurre i consumi energetici.** |

| **Scheda 11. Aumentare l' efficienza energetica nel settore delle attività produttive e dei trasporti** | |
|---|---|
| Inquadramento | Con riferimento al sistema energetico regionale, il settore economico maggiormente energivoro è quello industriale con il 42% dei consumi complessivi di energia in regione (dati ENEA 2012), e il 58% in termini di consumi di elettricità: aumentando l'efficienza energetica del settore delle attività produttive è possibile ridurre tali consumi producendo vantaggi economici e ambientali.<br><br>Negli ultimi anni molte regioni italiane hanno concesso contributi in conto capitale a valere su fondi FESR alle PMI per investimenti in campo di risparmio energetico e tutela ambientale.<br><br>Anche la regione Friuli Venezia Giulia è intervenuta in tal senso ed ha promosso iniziative per il risparmio energetico e la produzione di energia da fonti rinnovabili con tre bandi:<br><br>• Contributi per investimenti finalizzati all'efficienza energetica anche attraverso il risparmio energetico (fondi POR FESR 2007-2013);<br>• Contributi agli investimenti finalizzati alla tutela dell'ambiente (fondi POR FESR 2007-2013);<br>• Contributi per la riattivazione di impianti idroelettrici (Programma PAR FSC 2007-2013).<br><br>Relativamente alla programmazione dei nuovi Fondi FESR 2014-2020, è stato recentemente inviato alla Commissione Europea l'Accordo di Partenariato, dove l'obiettivo tematico quattro è Sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori. Tale obiettivo tematico prevede tra i risultati attesi:<br><br>• RA 4.1 - Riduzione dei consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali e integrazione di fonti rinnovabili;<br>• RA 4.2 - Riduzione dei consumi energetici e delle emissioni nelle imprese e integrazione di fonti rinnovabili;<br>• RA 4.3 - Incremento della quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita sviluppando e realizzando sistemi di distribuzione intelligenti;<br>• RA 4.4 - Incremento della quota di fabbisogno energetico coperto da cogenerazione e trigenerazione di energia;<br>• RA 4.5 - Aumento dello sfruttamento sostenibile delle bioenergie; |

- RA 4.6 - Aumento della mobilità sostenibile nelle aree urbane;
- RA 4.7 - Riduzione delle emissioni di gas serra e aumento del sequestro di carbonio in agricoltura;
- RA 4.8 - Favorire la sostenibilità del settore ittico, l'efficienza energetica, la blue growth e la protezione degli ecosistemi.

Sarà dunque possibile prevedere nell'immediato futuro azioni a sostegno dell'efficienza energetica delle attività produttive e dei trasporti.

La normativa di riferimento, a livello comunitario, è quella della Disciplina comunitaria degli aiuti di stato per la tutela ambientale (2008/C 82/01) e del nuovo Regolamento della Commissione Europea del 17 giugno 2014 (Regolamento UE n. 651/2014). In particolare il nuovo Regolamento riforma lo scenario degli investimenti in tutti i paesi aderenti poiché tutte le agevolazioni concesse dai fondi strutturali e di investimento e tutte le agevolazioni gestite dalle Regioni e dallo Stato per il periodo 2014-2020 ne dovranno tenere conto. Il nuovo GBER (General Block Exemption Regulation) è in vigore con decorrenza dal primo luglio 2014 e è già giuridicamente efficace. Questo strumento legislativo in tema di aiuti di Stato è applicabile fino al 31 dicembre 2020 e ha abrogato il regolamento della Commissione Europea del 6 agosto 2008, n. 800/2008.

La legge regionale vigente in tema di energia (LR 19/2012) ha previsto all'Art. 7 Programmi energetici dei Distretti e dei Consorzi industriali che le Agenzie per lo sviluppo dei Distretti industriali (ASDI) e i Consorzi per lo sviluppo industriale possono predisporre specifici e rispettivi programmi energetici distrettuali o consortili d'intesa con i Comuni territorialmente interessati. Tali programmi contengono un'analisi della distribuzione e dell'intensità della domanda e dell'offerta di energia per tipologia, fonte energetica e settore di attività negli ambiti distrettuali o consortili e individuano le caratteristiche tecniche, tipologiche, localizzative, i costi e le modalità attuative di progetti relativi a:

a) interventi di risparmio ed efficienza energetica negli usi finali per le attività produttive;

b) generazione distribuita di energia con impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a fonti rinnovabili e non rinnovabili anche in assetto cogenerativo o trigenerativo;

c) realizzazione delle relative connessioni elettriche.

Gli incentivi regionali eventualmente previsti per i progetti di cui sopra sono prioritariamente concessi a progetti predisposti a seguito e in conformità di tali programmi.

Ciò premesso sono state individuate quattro linee di intervento:

- incentivi alle imprese che si dotino di Certificazione sistema gestione energia ISO 50001;
- aiuti agli investimenti delle PMI nel risparmio energetico, nella cogenerazione ad alto rendimento e per l'impiego di fonti di energia rinnovabile;
- incentivi per la diffusione di una mobilità sostenibile;
- promozione per la sostituzione dei motori elettrici con nuovi livelli di efficienza.

Il quadro su motori e inverter è attualmente in grande fermento, grazie all'entrata in vigore del Regolamento 640/2009 in applicazione della Direttiva 2005/32/CE "Ecodesign" e della norma CEI EN 60034-30 che definisce le nuove classi di rendimento dei motori asincroni trifase.

Il Regolamento 640/2009 fissa la tempistica per la progressiva immissione sul mercato di motori a alta efficienza (IE2 e IE3), con il contemporaneo divieto di immissione sul mercato di motori non efficienti:

- dal 16 giugno 2011 i motori devono avere almeno un livello di efficienza IE2;
- 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;
- 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 Eff2 della precedente normativa
- IE2 (efficienza alta): equiparabile al livello di efficienza Eff1 della precedente normativa
- IE3 (efficienza premium).

Il Quaderno ENEA (*L'efficienza energetica nel settore industria – Luglio 2011*), valuta che potrebbero essere introdotti circa 1.000.000/anno di motori a alta efficienza di potenza compresa nell'intervallo 5-90 kW, con un risparmio di circa 1,37 TWh/anno e un risparmio economico per gli utenti finali di circa 178 M€ (con un costo medio del kWh di 0,13 €/kWh), con un tempo di ritorno inferiore a tre anni. Il risparmio potenziale proveniente dagli inverter è ancora maggiore, pari a circa 3,5 TWh/anno, corrispondenti ad un risparmio per gli utenti di circa 450 M€.

Uno studio realizzato da Confindustria (*Proposte di Confindustria per il Piano Straordinario di Efficienza Energetica 2010)*, quantifica i possibili risparmi energetici conseguibili con motori al alta efficienza in abbinamento ad inverter. La sostituzione forzata di motori a seguito della normativa cogente potrebbe produrre risparmi energetici fino 5,9 TWh/anno al 2020, corrispondenti a ca 750 M€ di risparmio economico per gli utenti finali. L'inverterizzazione di tutto il potenziale porterebbe a un risparmio del 35% nel settore ventilazione e pompaggio, del 15% nel settore dei compressori e del 15% per le altre applicazioni. Simili proiezioni si accordano con quelle ENEA.

**Incentivi alle imprese che si dotino di Certificazione sistema gestione energia ISO 50001**

A supporto delle aziende che intendono intraprendere un percorso di riqualificazione dei consumi energetici è stata recentemente emanata la ISO 50001.

La norma vuole sollecitare lo sviluppo di una politica energetica che consideri, tramite la comparazione e l'analisi dei consumi, informazioni utili per mettere in pratica piani di monitoraggio dell'efficienza energetica e soprattutto richiede che la promozione dell'efficienza energetica sia considerata lungo tutta la catena di distribuzione dell'organizzazione e, importante novità, che sia un requisito da richiedere ai propri fornitori.

La ISO 50001 aiuta le aziende a mettere in atto le strategie necessarie per analizzare il consumo di energia, a attivare piani, obiettivi e indicatori di prestazione energetica per ridurre i consumi e a individuare le opportunità per migliorare l'efficienza energetica.

Tale normativa, punta essenzialmente alla certificazione di tutti quei percorsi aziendali volti al controllo dello spreco e alla gestione ponderata del consumo energetico.

Ogni singola organizzazione avrà così modo di certificare le proprie politiche volte a migliorare le prestazioni energetiche per ogni singola attività svolta. Il sistema di certificazione è integrabile con i principi riscontrabili nelle certificazioni normative sulla qualità ISO 9001 e ambiente 14000.

Grazie alla Certificazione sistema gestione energia ISO 50001 le Società hanno i seguenti vantaggi:

- riduzione dei costi: attraverso una programmazione degli obiettivi di risparmio energetico, supportati da un processo strutturato che porta a definire dei target a misurare attraverso indicatori energetici i risultati raggiunti e a gestire i piani di miglioramento;
- migliorare le performance: intraprendere politiche di risparmio energetico in un periodo attuale, e il futuro lo sarà sempre di più, dove il costo dell'energia diventerà un fattore di competitività consentirà di ridurre i costi e quindi di migliorare le performance di redditività;
- migliorare la reputazione nei confronti di clienti e nel contesto ambientale-territoriale in cui si opera evidenziando l'impegno da parte dell'organizzazione ad intraprendere soluzioni di minore impatto sull'ambiente;
- accedere a mercati nuovi attraverso prodotti conformi alla normativa internazionale.

La Regione intende promuovere un processo virtuoso che porti le aziende e le società a avere un'immagine chiara della propria situazione energetica e delle possibilità di intervento per la riduzione dei consumi, anche attraverso il ricorso a fonti rinnovabili, aiutandole a superare le difficoltà di avvio di tale processo che talvolta è ostacolato da tempi di ritorno dell'investimento che possono creare delle difficoltà.

Per quanto riguarda questa modalità di intervento è opportuno che siano incentivate tanto le spese di certificazione in sé quanto gli interventi complessivi per la costituzione del sistema di gestione energetica, anche con riguardo alle eventuali implementazioni dei sistemi già adottati. Questo è il modo più efficiente per stimolare il ricorso alla certificazione energetica.

**Aiuti agli investimenti delle PMI nel risparmio energetico, nella cogenerazione a alto rendimento, al teleriscaldamento e per l'impiego di fonti di energia rinnovabile**

Una seconda linea di intervento, anche conseguente a quella precedentemente descritta, è quella di incentivare investimenti mirati per il risparmio energetico, sistemi di generazione a alto rendimento e la produzione di energia da fonti rinnovabili.

La materia degli aiuti agli investimenti delle PMI fa riferimento alla Disciplina Comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela Ambientale (2008/C 82/01) e al Regolamento UE n. 651/2014 ora in fase di revisione.

L'intensità degli aiuti che possono essere concessi non deve superare il 50% dei costi d'investimento ammissibili, che sono i sovraccosti necessari a raggiungere un livello di tutela ambientale superiore a quello richiesto dalle norme comunitarie: il costo dell'investimento direttamente connesso con la tutela ambientale è stabilito in relazione alla situazione controfattuale e sono successivamente sottratti i profitti operativi e aggiunti i costi operativi.

L'intensità massima dell'aiuto è del 25% per le piccole imprese, del 20% per le medie imprese e del 15% per le grandi imprese con specifici vincoli temporali di conclusione degli investimenti. Sempre in merito alle PMI con riferimento ai temi di risparmio e efficienza energetica, si rileva come l'accesso ai TEE da parte delle stesse PMI sia oneroso e complesso e raramente può essere fatto con forze proprie senza il supporto di ESCo.

Pertanto dovrà essere studiata la possibilità, da parte della Regione FVG, anche avvalendosi di fondi specifici, di provvedere a incentivazioni con detrazioni fiscali, cumulabili con i TEE, sulla sostituzione di macchine industriali (motori e inverter) con rendimenti minimi stabiliti.

Si tratterebbe di una misura molto accessibile specialmente dalle PMI per l'efficientamento energetico che contribuerebbe ad un progresso nella direzione delle strategie energetiche comunitarie. Ai sensi del Decreto 28 dicembre 2012, art. 10, riguardante la cumulabilità dei TEE con altri incentivi, si segnala che i certificati bianchi emessi per progetti presentati dopo il 3 gennaio 2013 non sono cumulabili con altri incentivi (comunque denominati) a carico delle tariffe dell'energia elettrica e il gas e con altri incentivi statali, fatto salvo l'accesso a fondi di garanzia, fondi di rotazione, contributi in conto interesse, detassazione del reddito d'impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature.

**Incentivi per la diffusione di una mobilità sostenibile**

Sono principalmente due le soluzioni che attualmente sono utilizzate per ridurre consumi e emissioni nei mezzi di trasporto su ruota: i veicoli elettrici e quelli a metano. Per quanto riguarda i veicoli elettrici, uno dei principali ostacoli al loro utilizzo è quello della scarsità di stazioni di ricarica, oltre al tempo necessario per la ricarica stessa. Recentemente il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha approvato il Piano Nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica e sta facendo una ricognizione per valutare le esigenze regionali e nazionali in termini di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici.

E' un settore in forte sviluppo anche in ragione del fatto che ben si sposa alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare con la tecnologia fotovoltaica. Un maggiore ricorso all'utilizzo di veicoli elettrici che sfruttino la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici risolverebbe i problemi di sovraccarico della rete causati da quest'ultimi mediante l'utilizzo di sistemi smart grid; in sostanza i veicoli elettrici costituirebbero degli ottimali accumulatori di energia fotovoltaica.

In quest'ottica è intenzione della regione Friuli Venezia Giulia concedere incentivi per l'acquisto di veicoli elettrici e per la realizzazione di stazioni di ricarica domestiche e non, nella misura di quanto stabilito dal Regolamento UE n. 651/2014. Analoghe considerazioni valgono per l'utilizzo del metano per autotrazione: le sue emissioni in termini di gas serra, in termini di particolato e in termini di altri inquinanti che possono esercitare un effetto negativo sulla salute e sull'ambiente, sono molto più basse di quelle conseguenti all'utilizzazione di combustibili più tradizionali. I vantaggi di disponibilità, di prestazioni ambientali e di costo fanno del metano probabilmente l'unico candidato che può seriamente occupare una posizione di primo ordine nel processo di transizione da energie tradizionali a energie completamente pulite quali, a esempio, le auto elettriche, e quindi ad emissione nulla.

In questo contesto trova spazio la tecnologia DUAL FUEL. Si tratta di veicoli con motori a scoppio che possono utilizzare due diversi tipi di carburante, uno dei quali solitamente a basso costo.Nel settore dell'autotrasporto di merci sono presenti interessanti soluzioni nel merito con tecnologie che usano il Diesel e il GNL, con significative riduzioni di $CO_2$, del particolato e dei costi di carburante per l'autotrasportatore.

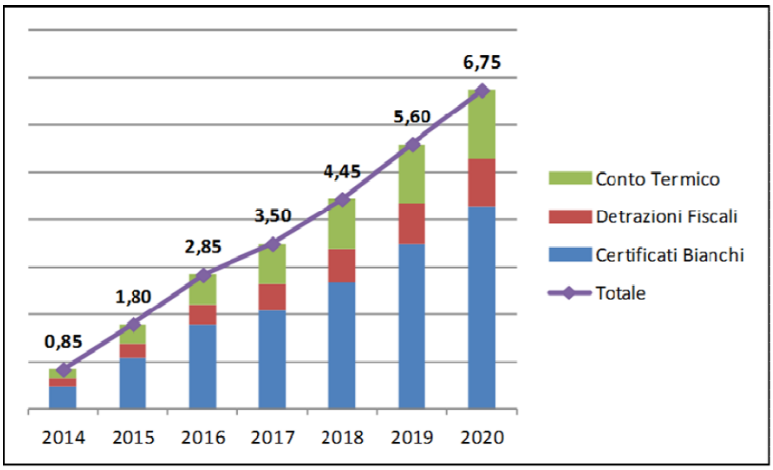
**RilancimpresaFVG - Riforma delle politiche industriali**

La Regione FVG, con la LR 3/2015 ha riformato gli strumenti di politica economica con l'obiettivo di migliorare l'attrattività del territorio.

Particolare attenzione è stata rivolta alla promozione dello sviluppo sostenibile e alla innovazione tecnologica.

In particolare, la Regione interviene con la stipula dei *contratti regionali di insediamento* negli agglomerati industriali, prioritariamente rivolti a imprese di media dimensione, per interventi che tra le altre cose si caratterizzano per l'innovazione tecnologica, la sostenibilità ambientale, sociale e economico-finanziaria e il miglioramento degli standard di efficienza energetica conseguito mediante investimenti realizzati in proprio o tramite Energy Service

| | |
|---|---|
| | Company.<br><br>Con la stessa legge regionale la Regione promuove la realizzazione di aree produttive ecologicamente attrezzate (APEA), favorendo la trasformazione degli agglomerati industriali e delle aree distrettuali, a cui riconosce maggiori facilitazioni burocratiche.<br><br>Sempre con l'obiettivo di promuovere l'innovazione tecnologica si è dato vita a un sistema organico di sostegno e incentivazione delle imprese per progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale, oltreché di interventi specifici tesi a favorire il trasferimento tecnologico e innovazione, sostegno alle start –up innovative e misure mirate nel settore elettrodomestico per lo sviluppo di prodotti e componenti a migliore rendimento e minore impatto ambientale. |
| **Misure** | **11a Attivare, anche con l'apporto dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale, le politiche di audit e di management energetico verso le PMI, affinché si dotino della Certificazione Sistema Gestione Energia ISO 50001, e in questo senso istituire un registro regionale di tali attestati.**<br><br>**11b Istituire fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in risparmio energetico, cogenerazione a alto rendimento, teleriscaldamento e l'impiego di FER (fonti a energia rinnovabile), per l'acquisto di veicoli con minori emissioni e consumi e per l'efficientamento del parco motori elettrici.** |

| **Scheda 12. ESCo (Energy Service Companies)** | |
|---|---|
| Inquadramento | **I Certificati Bianchi o "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE)**<br><br>Il D.lgs. 102/2014, in ottemperanza alla direttiva 2012/27/UE, ha stabilito che il regime obbligatorio nazionale di efficienza energetica è costituito dal meccanismo dei Certificati Bianchi. Tale meccanismo dovrà garantire il conseguimento di un risparmio energetico al 31 dicembre 2020 non inferiore al 60% dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale cumulato.<br><br>  <br><br>**Stima del contributo delle principali misure di efficienza al raggiungimento del target di risparmio imposto dall'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE (Mtep di energia finale) - Fonte: PAEE 2014 ENEA (Elaborazione MSE – ENEA)**<br><br>Il restante volume di risparmi di energia è ottenuto attraverso le misure di incentivazione degli interventi di incremento dell'efficienza energetica vigenti.<br><br>Considerato il consistente obiettivo nazionale fissato, cui la Regione è chiamata a |

concorrere, risulta evidente l'importanza di diffondere e potenziare a livello regionale tale strumento di incentivazione.

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 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 (Gestore Mercato Energetico).

I certificati bianchi riguardano quattro tipologie di intervento:

- TIPO 1: risparmio di energia elettrica;
- TIPO 2: risparmio di gas naturale;
- TIPO 3: risparmio di altri combustibili;
- TIPO 4: risparmio di altri combustibili per il trasporto.

Il quadro normativo nazionale in quest'ambito è stato modificato con la pubblicazione del decreto 28 dicembre 2012, che ha definito gli 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 ha introdotto 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.

A partire dal 3 febbraio 2013 è stata trasferita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) al GSE l'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi (articolo 5, comma 1, del Decreto). Per svolgere questa attività il GSE si avvale del supporto di ENEA e di RSE, (RSE S.p.A. – Ricerca sul Sistema Energetico) tenendo conto delle rispettive competenze.

Con il supporto di ENEA, il GSE verifica, inoltre, la corretta esecuzione tecnica e amministrativa dei progetti che hanno ottenuto certificati bianchi, con verifiche a campione sulla regolare esecuzione delle iniziative e sulla loro conformità al progetto approvato e con sopralluoghi in corso d'opera o ispezioni in sito durante la realizzazione del progetto o nel corso della sua vita utile.

**Iter procedurale per l'ottenimento dei Certificati Bianchi**

I soggetti che realizzano gli interventi di efficienza energetica ammessi al rilascio dei Certificati Bianchi, hanno diritto al rilascio di un numero di titoli pari al risparmio realizzato. Per esercitare questo diritto, i beneficiari (soggetti obbligati e soggetti volontari) devono realizzare progetti specifici, secondo tipologie definite dalla legge.

Una volta definito il progetto di intervento, esso deve essere sottoposto per approvazione al Gestore dei Servizi Energetici. Per inviare la documentazione, occorre utilizzare il sistema informatico denominato "Efficienza Energetica" e appositamente predisposto dal GSE. Per accedere al sistema informatico, occorre prima accreditarsi presso il GSE medesimo.

Successivamente, il soggetto dovrà ottenere la verifica e certificazione del progetto. Dopo aver verificato e certificato i risparmi, l'Autorità dà mandato al Gestore dei Mercati Energetici di emettere i titoli a favore degli aventi diritto.

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) è una società per azioni controllata al 100% dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a sua volta controllata al 100% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Al Gestore del Mercati Energetici è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, nonché del mercato dei Certificati Bianchi e dei Certificati Verdi.

Presso il Gestore è operante un Registro dei TEE elettronico, al quale sono tenuti a iscriversi sia i soggetti obbligati che i soggetti volontari. A ogni utente registrato è assegnato un "conto proprietà" di natura elettronica, dove vengono "depositati" i titoli corrispondenti ai risparmi verificati e certificati dall'Autorità.

La cadenza temporale secondo cui sono rilasciati i Certificati varia a seconda della tipologia dei progetti (standardizzati, analitici, a consuntivo).

**Le ESCo (Energy Service Company)**

Numerose opportunità di risparmio energetico sono tralasciate perché troppo onerose da finanziare, oppure perché considerate non essenziali.

A un Comune possono mancare i fondi necessari per investimenti in efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (in particolare, da quando vige il patto di stabilità), un'azienda può considerare quello energetico un tema marginale rispetto alla propria attività principale.

Più spesso ancora avviene che aziende e enti pubblici non siano in grado di valutare i risparmi energetici e economici conseguibili e soprattutto non siano a conoscenza delle opportunità che hanno a disposizione per affrontare questi problemi.

Eppure oggi esistono imprese specializzate nella identificazione e conseguimento del risparmio energetico a costo zero per i committenti, le cosiddette ESCo.

Da alcuni anni e a seguito del forte impulso fornito dalla *Direttiva 2006/32/Ce sull'efficienza degli usi finali dell'energia*, queste società si sono diffuse anche in Italia. Il primo riconoscimento formale del ruolo delle ESCo avviene con il *Dm 20 luglio 2004*, nelle cui Linee guida si legge che le ESCo sono le *società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che (…) hanno come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta dei servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi per la riduzione dei consumi energetici.*

Il Dm 30 maggio 2008 specifica poi che la ESCo è una *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*.

Le ESCo sono soggetti specializzati che: reperiscono le risorse finanziarie richieste, eseguono la diagnosi energetica, lo studio di fattibilità e la progettazione, realizzano

l'intervento, conducono, post intervento, la manutenzione e l'operatività.

Esse agiscono utilizzando, quando necessario, il meccanismo del Finanziamento Tramite Terzi (FTT).

In pratica, le ESCo offrono –a costo zero per l'ente pubblico o l'azienda– la diagnosi, il progetto, gli interventi di efficientamento e la gestione energetica post intervento.

Stipulano con l'ente pubblico o l'azienda un particolare contratto che consente loro di retribuirsi con i risultati dell'intervento (risparmio energetico) e con gli incentivi nazionali all'efficienza energetica e alle rinnovabili.

Le ESCo agiscono in tutti gli ambiti in cui un singolo intervento o la combinazione di diversi interventi possono generare risparmi di energia. Da un punto di vista generale, le ESCo possono proporre progetti che integrano interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili.

In linea di massima, finora le ESCo si sono particolarmente specializzate nei settori dell'efficienza energetica e degli impianti di produzione di energia che danno diritto ai Certificati Bianchi e cioè: climatizzazione degli ambienti con recuperi di calore in edifici precedentemente climatizzati con energia non rinnovabile, impianti a biomassa per produzione di calore, pannelli solari, calore geotermico a bassa entalpia, impianti cogenerativi, illuminazione pubblica, illuminazione d'interni commerciali e industriali, ecc.

Le ESCo possono rappresentare strumenti utili anche per i singoli cittadini e associati ai fini dell'efficientamento energetico, in quanto gli stessi possono rivolgersi a una ESCo per ottenere Certificati Bianchi, per i lavori eseguiti sulle proprie abitazioni.

In linea di massima le ESCo offrono ai loro clienti un servizio integrato, ossia la progettazione o riprogettazione degli impianti in una logica di risparmio, l'installazione e poi la manutenzione e gestione degli impianti stessi.

Un altro beneficio che deriva dall'intervento di una ESCo è che - occupandosi della gestione degli impianti – è questo soggetto che si fa carico di gran parte dei problemi di conduzione (manutenzione, sostituzione degli apparecchi difettosi, ecc.).

L'affidamento si interrompe solo quando, alla fine dei pagamenti, la proprietà degli impianti è definitivamente ceduta all'impresa o ente beneficiario dell'intervento.

La ESCo fornisce un miglioramento dell'efficienza energetica di un impianto individuando le soluzioni tecniche e - in linea di massima - le forme di finanziamento più adatte.

La sua remunerazione è strettamente legata alla quantità di energia risparmiata (soluzione tecnica) in relazione con l'investimento fatto (identificazione delle migliori condizioni di finanziamento).

E' dunque il risparmio economico stesso fornito dall'intervento a retribuire in parte la ESCo: il proprietario dell'impianto in pratica continua a pagare la stessa cifra che pagava prima dell'intervento e con la differenza rimborsa la ESCo.

**Stato dell'arte delle ESCo in Italia**

Il settore delle ESCo in Italia risulta molto variegato, caratterizzato dalla presenza di 1900 unità registrate presso l'AEEG al 2011.

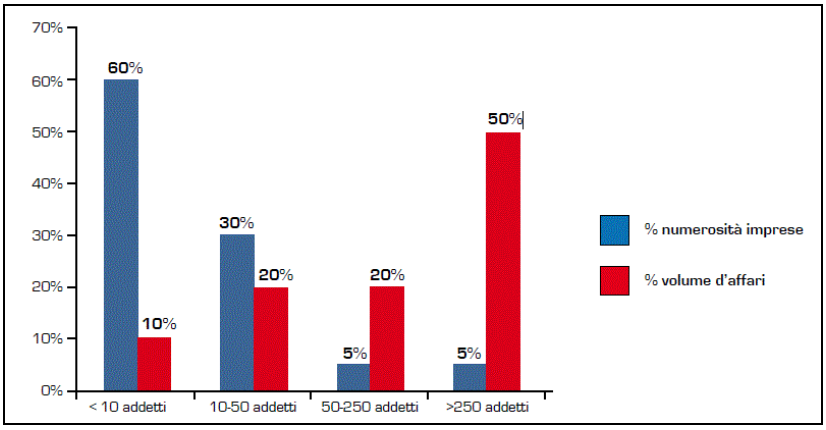
In realtà le aziende che possono vantare un'attività costante in questo settore (in particolare nel meccanismo dei Certificati Bianchi) sono solo il 15% del totale (circa 390 operatori).

Tra le società che appartengono a questo elenco compaiono rappresentanti dei settori

più diversificati per tipologia di attività e comparti di interventi finali:

- società di generazione/distribuzione, produttori di tecnologie del settore impiantistico allargato e delle tecnologie;
- società di scopo di industrie manifatturiere;
- industrie che effettuano interventi di efficientamento e chiedono direttamente i TEE;
- società di progettazione;
- consulenti del settore dell'energia;
- installatori di impianti;
- società che gestiscono reti di teleriscaldamento;
- operatori del settore delle fonti rinnovabili;
- produttori di sistemi di cogenerazione che per promuovere le vendite sviluppano iniziative di efficientamento sul lato della produzione di energia elettrica e termica in determinati settori industriali e del terziario;
- società del settore trattamento dei rifiuti;
- produttori di tecnologie per la pubblica illuminazione;
- società di Servizi che hanno come oggetto principale di attività quella dei Servizi Energetici-ESCo, dell'efficientamento energetico nel settore pubblico (edifici, scuole, sanita, infrastrutture) e privato degli edifici e che annoverano, dal punto di vista dimensionale, in maggioranza aziende di dimensioni medie – nel settore industriale e terziario.

Un'altra evidente caratteristica riguarda la disomogeneità sotto il profilo imprenditoriale, ovvero, il volume d'affari generato e equamente diviso fra un 5% di ESCo di grandi dimensioni (con più di 250 addetti), che appartengono a grandi gruppi multinazionali e il restante 95% di imprese di dimensioni ben più ridotte (60% con meno di 10 addetti).



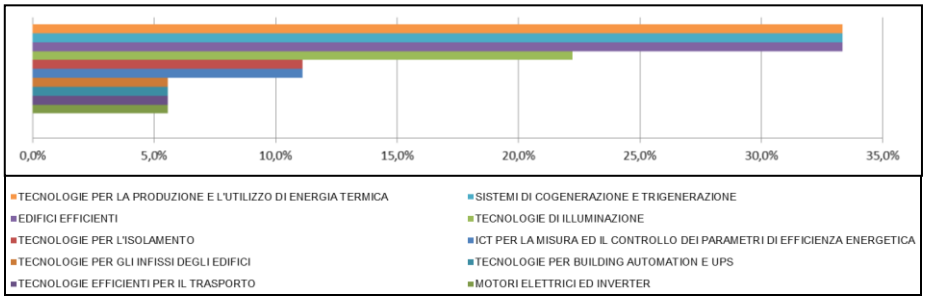

**Ripartizione della numerosità e del volume di affari delle ESCo in Italia (2010)**

Da un'analisi in corso di realizzazione si evidenzia che non sono molte le ESCo che affiancano ai servizi energetici altre funzioni: tuttavia, il 50% afferma di effettuare, oltre a questi ultimi, anche servizi di altro genere, quali riparazioni, installazioni e noleggi.

La disposizione delle ESCo all'interno delle diverse aree tecnologiche del settore dell'efficienza energetica, a esclusione, ovviamente, di quella dei servizi energetici, mostra che

le tre aree maggiormente occupate sono le "tecnologie per la produzione e l'utilizzo di energia termica", i "sistemi di cogenerazione e trigenerazione" e gli "edifici efficienti", in cui operano un terzo delle imprese intervistate.

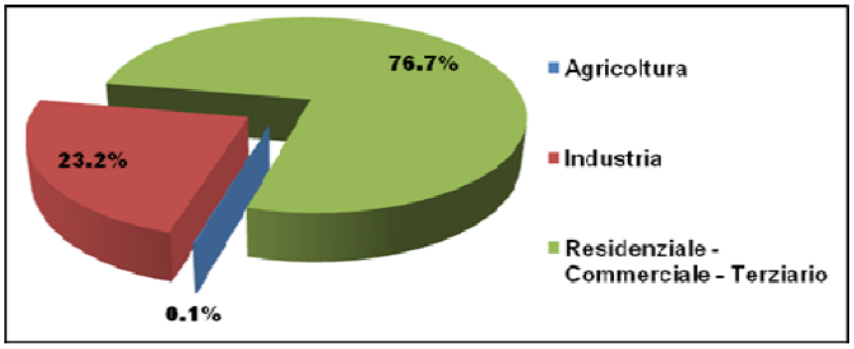
Consistente è anche il gruppo di imprese impegnate nell'area delle "tecnologie di illuminazione" (22,2%).




**Disposizione delle ESCo all'interno delle diverse aree tecnologiche del settore dell'efficienza energetica**

All'interno dell'area dei "servizi energetici" la funzione più svolta è la "diagnosi energetica", cui si dedicano più dell'80% delle ESCo del campione, seguita dal "servizio di gestione dei rapporti amministrativi con gli enti del settore" per l'ottenimento di qualifiche, titoli ed incentivi (oltre il 65% delle aziende). Infine si nota come circa il 60% delle intervistate svolga effettivamente dei contratti EPC.

I settori che maggiormente incidono sull'attività di queste imprese sono quelli residenziale, commerciale e terziario, da cui proviene circa il 76,7% del fatturato; il restante deriva dal settore industriale (23,2%), mentre solo una parte marginale è rappresentata dal settore agricolo, come da figura che segue.




**Fatturato per settore cliente delle ESCo**

Per quanto riguarda la distribuzione del fatturato si ha una netta predominanza dei trasporti (35,5%), seguito dal comparto meccanico (26,1%) e da quello alimentare (23,2%). Tuttavia l'analisi della percentuale di ESCo per comparto industriale mette in luce che il settore dove c'è stato il maggior interesse (93,3%) è quello meccanico, seguito da quello chimico e da quello alimentare, con una percentuale rispettivamente dell'86,7% e dell'80% del campione analizzato.

Per quanto riguarda le previsione degli investimenti settoriali, le ESCo hanno affermato un maggior interesse per quelli dedicati alla crescita delle competenze professionali, ma anche all'aumento della capacita produttiva e all'innovazione di processo; inoltre, la maggior parte delle risposte, indica una previsione di crescita degli investimenti per il prossimo triennio, mentre solo l'11,8% indica una contrazione.

Quasi il 45% delle imprese intervistate ha individuato come fattore determinante della competizione settoriale la capacità di fornire servizi integrati, seguita dalla qualità del servizio

| | |
|---|---|
| | offerto.<br><br>Infine, tra le azioni di policy quelle che hanno destato maggiore interesse e utilità per le imprese sono:<br><br>• -la chiarezza normativa;<br>• -la semplificazione delle procedure amministrative;<br>• -la stabilità finanziaria.<br><br>**Il meccanismo dei Certificati Bianchi.**<br><br>In realtà le ESCo hanno la possibilità di fare utili soprattutto perché hanno diritto a ottenere Certificati Bianchi in numero corrispondente all'efficienza energetica realizzata dall'insieme dei loro interventi.<br><br>Fermo restando che il motore che ha dato impulso alle ESCo è certamente costituito dagli incentivi dei Certificati Bianchi, è evidente che trattandosi spesso di interventi molto costosi, deve entrare in gioco una terza parte, quella cioè che finanzia le operazioni rendendo disponibili i capitali iniziali: una banca o una società finanziaria.<br><br>In linea di massima, è la stessa ESCo ad avere un suo interlocutore bancario privilegiato, riuscendo così a garantire al suo cliente la soluzione completa del problema, sia dal punto di vista tecnico che finanziario. In questo caso la responsabilità ufficiale è completamente della ESCo. Ma può avvenire il contrario, e cioè che l'azienda, o l'ente che vuole effettuare interventi di efficienza energetica abbiano una diretta apertura di credito e che la ESCo intervenga solo per la parte tecnica. Il meccanismo di fondo è comunque identico: cambia solo il tipo di contratto.<br><br>Come gia descritto nella Scheda 11 in merito alle PMI e con riferimento ai temi di risparmio e efficienza energetica, si rileva come l'accesso ai TEE da parte delle stesse PMI sia oneroso e complesso e raramente può essere fatto con forze proprie senza il supporto di ESCo. Pertanto dovrà essere studiata la possibilità, da parte della Regione FVG, anche avvalendosi di fondi specifici, di provvedere ad incentivazioni con detrazioni fiscali, cumulabili con i TEE, sulla sostituzione di macchine industriali (motori e inverter) con rendimenti minimi stabiliti. Si tratterebbe di una misura molto accessibile specialmente dalle PMI per l'efficientamento energetico che contribuerebbe ad un progresso nella direzione delle strategie energetiche comunitarie.<br><br>Ai sensi del Decreto 28 dicembre 2012, art. 10, riguardante la cumulabilità dei TEE con altri incentivi, si segnale che i certificati bianchi emessi per progetti presentati dopo il 3 gennaio 2013 non sono cumulabili con altri incentivi (comunque denominati) a carico delle tariffe dell'energia elettrica e il gas e con altri incentivi statali, fatto salvo l'accesso a fondi di garanzia, fondi di rotazione, contributi in conto interesse, detassazione del reddito d'impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature. |
| **Misure** | **12a Costituire un sistema di qualificazione/accreditamento regionale per le ESCo, supportato da campagne informative e corsi di formazione in tema di ESCo e Certificati Bianchi, anche in rapporto con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Predisporre modelli di contratti di EPC (Energy performance contract) e di FTT (Contratto di finanziamento tramite terzi) per le pubbliche amministrazioni e per soggetti privati. La Regione si farà parte attiva sull'attività informativa e formativa in tema di Esco e di certificati bianchi per favorirne capillarmente la diffusione.**<br><br>**12b Realizzare una Banca dei TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio).**<br><br>**12c Prevedere incentivazioni con detrazioni fiscali, cumulabili con i TEE, per la sostituzione di macchine industriali (motori e inverter) con rendimenti minimi stabiliti.** |

| **Scheda 13. Incentivazione delle conoscenze in ambito "qualificazione energetica" (diagnosi energetiche, risparmio ed efficienza energetica)** | |
|---|---|
| Inquadramento | Tra gli obiettivi strategici dell'Unione Europea in campo economico vanno senz'altro ricordati:<br>• l'adattamento dei sistemi educativi e formativi all'apprendimento continuo;<br>• la promozione dell'occupabilità e dell'integrazione sociale attraverso gli investimenti nella conoscenza e sulle competenze;<br>• la creazione di una società dell'informazione per tutti e l'incoraggiamento alla mobilità;<br>• una maggiore cooperazione nell'ambito dell'Istruzione e la Formazione Professionale.<br>In quest'ottica di livello sovranazionale gioca un ruolo importantissimo la certificazione delle professionalità. Infatti l'organizzazione che certifica garantisce che il professionista abbia conseguito determinati standard a tutti coloro che in qualche modo si trovano ad interagire con il professionista e anche, ovviamente, agli stessi professionisti.<br>L'importanza che riveste tale certificazione è evidente poiché:<br>• Le aziende produttrici hanno interesse che il proprio impianto sia installato correttamente in modo che il cliente sia soddisfatto e, eventualmente, fornisca nuovi clienti;<br>• Le aziende installatrici sono in grado di dimostrare, ai propri clienti, l'effettiva professionalità degli installatori inclusi in un elenco pubblico;<br>• I decisori politici che possono affidare lavori di commesse pubbliche a aziende che hanno personale certificato in modo da essere certi che il lavoro sia fatto a regola d'arte;<br>• I cittadini che possono rivolgersi con fiducia all'installatore certi che il lavoro sia svolto a regola d'arte;<br>• I progettisti, che possono essere certi che il frutto della loro progettazione non sia inficiato da cattive installazioni;<br>• Gli installatori stessi che potranno differenziarsi rispetto al resto dei professionisti non certificati vantando una garanzia in più ottenuta da un organismo terzo, e raggiungendo eventualmente altri mercati al di fuori del territorio nazionale.<br>La garanzia della validità di questa certificazione deriva dall'applicazione dei principi dello *Standard ISO/EC 17024* che deve seguire determinate regole:<br>• le parti interessate devono definire le conoscenze, abilità e competenze che il professionista deve possedere per essere dichiarato tale;<br>• bisogna definire i criteri per valutare le conoscenze (esame teorico), le abilità (esame pratico) le competenze (colloquio e dimostrazione di attività lavorative nel settore);<br>• bisogna identificare i criteri per il mantenimento (assenza di reclami e corsi di aggiornamento);<br>• bisogna identificare il periodo di validità e di riesame dal momento che la certificazione non è un titolo acquisito per la vita, ma è un qualificazione che va mantenuta rispettando determinate regole;<br>• tutto il processo deve essere sotto il controllo di un organismo terzo accreditato che provvede a mantenere sotto controllo l'intero processo.<br>A livello europeo è stato definito un *Quadro europeo delle qualifiche*, elemento |

comune di riferimento che collega fra loro i sistemi di qualificazione di Paesi diversi, fungendo da dispositivo di traduzione utile a rendere le qualifiche più leggibili e comprensibili tra Paesi e sistemi europei differenti. Mediante l' EQF si promuove la mobilità transfrontaliera dei cittadini e si agevola l'apprendimento permanente. La Raccomandazione europea, entrata formalmente in vigore nell'aprile 2008, ha stabilito due date limite: il 2010 per rapportare i sistemi nazionali di qualificazione all'EQF e il 2012 per introdurre nei singoli certificati di qualifica un riferimento al livello corrispondente dell'EQF.

L'EQF collega i quadri e i sistemi nazionali di qualificazione di vari Paesi basandosi su un riferimento comune europeo: i suoi otto livelli, che prendono in considerazione l'intera gamma di qualifiche previste, da un livello di base (Livello 1, uscita dall'istruzione primaria) ai livelli più avanzati (Livello 8, i dottorati). In qualità di strumento per la promozione dell'apprendimento permanente, l'EQF include tutti i livelli delle qualifiche acquisite nell'ambito dell'istruzione generale, professionale e accademica nonché della formazione professionale occupandosi inoltre delle qualifiche acquisite nell'ambito dell'istruzione e della formazione iniziale e continua.

Gli otto livelli di riferimento sono descritti in termini di risultati dell'apprendimento. L'EQF riconosce che i sistemi d'istruzione e formazione in Europa differiscono al punto che è necessario spostare l'attenzione sui risultati dell'apprendimento perché sia possibile effettuare raffronti e dare vita a una cooperazione ed al mutuo riconoscimento fra paesi e istituzioni diverse.

Con l'EQF le nazioni europee intendono inoltre promuovere stretti collegamenti tra il Quadro europeo delle qualifiche e sistemi europei esistenti e futuri nel contesto dell'istruzione superiore e della formazione professionale.

L'Italia ha recepito la Direttiva UE mediante il Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, che nel suo art. 15 prevede che:

- Entro il 31 dicembre 2012, le Regioni e le Province autonome, nel rispetto, dell' Allegato 4 al decreto, attivino un programma di formazione per gli installatori di impianti a fonti rinnovabili o procedano al riconoscimento di fornitori di formazione;
- Allo scopo di favorire la coerenza con i criteri di cui all' Allegato 4 e l'omogeneità a livello nazionale, ovvero nel caso in cui le Regioni e le Province autonome non provvedano entro il 31 dicembre 2012, l'ENEA mette a disposizione programmi di formazione per il rilascio dell'attestato di formazione. Le Regioni e le Province autonome possono altresì stipulare accordi con l'ENEA per il supporto nello svolgimento delle attività;
- I titoli di qualificazione sono resi accessibili al pubblico per via informatica, a cura del soggetto che li rilascia.

In campo energetico in particolare diventa fondamentale poter prevedere meglio le esigenze future in termini di competenze e qualifiche, attrarre un numero sufficiente di studenti verso le specifiche professioni e creare le condizioni per un ambiente di lavoro e una gestione del futuro professionale migliori, per una maggiore mobilità dei lavoratori e per una più ampia prestazione di servizi transfrontalieri.

Ciò deve tener conto dell'impatto dell'invecchiamento della manodopera dell'UE e delle specificità del settore dal punto di vista della salute e della sicurezza sul lavoro.

In campo energetico il sistema di istruzione e formazione professionale deve essere adeguato alle esigenze di competenze e qualifiche riguardanti i temi dell'efficienza energetica e delle fonti energetiche rinnovabili.

Pertanto, in linea con quanto viene perseguito a livello nazionale, vanno favoriti anche

| | |
|---|---|
| | a livello regionale in materia di qualifiche, i programmi di formazione e di certificazione per migliorare i sistemi esistenti, se del caso, con il sostegno di strumenti di finanziamento ad hoc.<br><br>L'iniziativa può far aumentare il numero di lavoratori qualificati sul mercato e i proprietari di immobili potranno investire con maggiore fiducia nei miglioramenti energetici.<br><br>Questo processo virtuoso potrebbe servire anche come base per individuare i programmi di studio, di formazione o le qualifiche necessari in altri ambiti connessi allo sviluppo sostenibile inteso nella sua più larga accezione.<br><br>In campo energetico, a livello europeo, si è infatti cominciato a rilevare che i piani energetici e l'introduzione di nuove tecnologie, sia per la produzione sia per il risparmio energetico, possono avere successo solo se c'è un'adeguata formazione professionale di chi opera nel settore.<br><br>Altra cosa importante da rilevare è che, contemporaneamente alle misure interessanti il mondo dell'energia, si sono sviluppate numerose iniziative intese a trovare delle regole comuni, a livello europeo, per stabilire la professionalità delle persone. In questo contesto è infatti nata la raccomandazione EQF.<br><br>In particolare, si ritiene utile riportare quanto prevede la direttiva 2009/28/CE, relativamente alla informazione e formazione:<br><br>• le informazioni sulle misure di sostegno siano messe a disposizione di tutti i soggetti interessati, quali consumatori, imprese edili, installatori, architetti e fornitori di apparecchiature e di sistemi di riscaldamento, di raffreddamento e per la produzione di elettricità e di veicoli che possono utilizzare energia da fonti rinnovabili;<br><br>• le informazioni sui benefici netti, sui costi e sull'efficienza energetica delle apparecchiature e dei sistemi per l'uso di calore, freddo ed elettricità da fonti energetiche rinnovabili siano messe a disposizione dal fornitore dell'apparecchiatura o del sistema ovvero dalle autorità nazionali competenti;<br><br>• entro il 31 dicembre 2012 sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione siano messi a disposizione degli installatori su piccola scala di caldaie o di stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici o termici, di sistemi geotermici poco profondi e di pompe di calore. Tali sistemi possono tener conto, se del caso, dei sistemi e delle strutture esistenti e si basano sui criteri enunciati. Ogni Stato membro riconosce le certificazioni rilasciate dagli altri Stati membri conformemente ai predetti criteri;<br><br>• le informazioni sui sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione siano messe a disposizione del pubblico. Può anche essere reso pubblico l'elenco degli installatori qualificati o certificati in conformità delle disposizioni europee;<br><br>• siano resi disponibili a tutti i soggetti interessati, in particolare agli urbanisti e agli architetti, orientamenti che consentano loro di considerare adeguatamente la combinazione ottimale di fonti energetiche rinnovabili, tecnologie a alta efficienza e sistemi di teleriscaldamento e di teleraffrescamento in sede di pianificazione, progettazione, costruzione e ristrutturazione di aree industriali o residenziali;<br><br>• siano elaborati programmi adeguati d'informazione, sensibilizzazione, orientamento o formazione al fine di informare i cittadini sui benefici e sugli aspetti pratici dello sviluppo e dell'impiego di energia da fonti rinnovabili; |

| | |
|---|---|
| | • le informazioni in merito ai meccanismi di efficienza energetica e ai quadri finanziari e giuridici disponibili siano trasparenti e divulgate largamente a tutti i pertinenti attori del mercato, quali consumatori, costruttori, architetti, ingegneri, auditor ambientali e dell'energia e installatori di elementi edilizi quali definiti alla direttiva 2010/31/UE;<br>• sia incoraggiata la fornitura alle banche e alle altre istituzioni finanziarie di informazioni sulle possibilità di partecipare, anche attraverso la creazione di partenariati pubblico/privato, al finanziamento delle misure di miglioramento dell'efficienza energetica;<br>• gli operatori del mercato forniscano ai consumatori di energia informazioni adeguate e mirate nonché consulenza in materia di efficienza energetica;<br>• siano promosse adeguate iniziative d'informazione, sensibilizzazione e formazione, al fine di informare i cittadini sui benefici e gli aspetti pratici legati all'adozione di misure di miglioramento dell'efficienza energetica;<br>• sia incoraggiato lo scambio e l'ampia diffusione di informazioni sulle migliori pratiche in materia di efficienza energetica negli Stati membri.<br>L'importanza che la Commissione Europea assegna alla formazione è stata ulteriormente sottolineata dai numerosi progetti finanziati non solo per definire i requisiti dei professionisti per l'energia, ma anche per elaborare contenuti, sviluppare corsi pilota e formare i formatori nelle diverse categorie di professionisti.<br>La legge regionale vigente in tema di energia (LR 19/2012) all'articolo otto ha previsto che la programmazione regionale delle risorse finanziarie derivanti da fonti comunitarie, statali o regionali, da destinare alla spesa per interventi in materia di energia, fonti energetiche rinnovabili e risparmio ed efficienza energetici, è operata in coerenza con gli indirizzi, gli obiettivi e le indicazioni del PER e è deliberata dalla Giunta regionale previo parere dell'Assessore regionale competente in materia di energia.<br>Saranno finanziati prioritariamente le azioni e i programmi orientati allo sviluppo delle conoscenze in materia di diagnosi energetica, risparmio ed efficienza energetica. Tali studi saranno prioritariamente finanziati in ambito regionale presso gli istituti e le istituzioni preposte alla ricerca.<br>All'articolo due "Funzioni della Regione" è previsto che l'amministrazione regionale promuova misure e forme di incentivazione finanziaria per l'efficienza e il risparmio energetico e per l'utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili nelle attività agricole, industriali, terziarie, civili e dei trasporti.<br>Tra le misure di incentivazione delle conoscenze in ambito della "qualificazione ambientale" saranno promosse iniziative di sensibilizzazione presso i cittadini, volte a favorire la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale e/o estiva obsoleti con sistemi di ultima generazione più efficienti e con minor impatto sull'ambiente in termini di emissioni (a esempio, caldaie a condensazione, pompe di calore). In particolare, saranno realizzate campagne pubbliche volte a stimolare la sostituzione da parte dei cittadini delle caldaie di vecchia generazione ancora presenti sul territorio regionale favorendo a tal fine l'incontro tra domanda e offerta attraverso l'utilizzo del data base degli impianti esistenti per informazioni mirate sui cittadini e coinvolgendo i soggetti della filiera per offerte particolarmente competitive sul territorio. Per quanto concerne la promozione degli interventi di sostituzione, si studieranno appositi strumenti di finanziamento che possano agevolare l'accesso al credito dei cittadini interessati ad investire in tecnologie volte a migliorare l'efficienza energetica della propria abitazione. |

| | |
|---|---|
| **Misure** | **13a Promuovere formazione e campagne di informazione per gli installatori di impianti a FER e per gli operatori del settore, anche mediante il riconoscimento di fornitori di formazione ai fini del risparmio energetico e per l'autodiagnosi ambientale per aziende e insediamenti produttivi, nonché attività formative per le diverse categorie socio-economiche, anche mediante accordi/intese/convenzioni, per incentivare studi e ricerche finalizzati all' innovazione tecnologica nei settori energetici, da parte degli istituti di ricerca regionali e nazionali. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica al fine di favorire l'incontro tra domanda e offerta.**<br><br>**13b Promuovere iniziative di sensibilizzazione presso i cittadini volte a favorire la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale e/o estiva obsoleti con sistemi di ultima generazione più efficienti e con minor impatto sull'ambiente in termini di emissioni.** |

| **Scheda 14. Programmi di ricerca nel settore FER** | |
|---|---|
| Inquadramento | Lo studio e la ricerca nel campo dell'innovazione tecnologica nei settori del risparmio energetico, delle fonti rinnovabili, della generazione diffusa di energia e della sua distribuzione, rappresentano elementi fondamentali nel complesso panorama delle tematiche energetiche.<br><br>L'Unione Europea all'interno del SET Plan *Strategic Energy Technology Plan* rileva l'importanza della ricerca e dello sviluppo per il settore energetico e propone aumenti delle risorse da destinarsi. Il SET Plan si pone i seguenti obiettivi:<br><br>• Nel medio termine (2020), una maggiore diffusione delle tecnologie già oggi disponibili: sviluppo dell'eolico, del fotovoltaico e del solare termodinamico; sviluppo di reti intelligenti per favorire la generazione di energia distribuita e l'utilizzo di fonti rinnovabili; sviluppo dei biocarburanti; diffusione di elettrodomestici e apparecchi più efficienti per l'industria e i trasporti;<br><br>• Nel lungo termine (2050), uno sforzo di ricerca e innovazione tecnologica del sistema industriale in particolare verso: la seconda generazione di rinnovabili; lo stoccaggio dell'energia; lo sviluppo di nuovi materiali e tecnologie per l'efficienza energetica; la cattura e lo stoccaggio della $CO_2$; i veicoli alimentati a celle a combustibile e a idrogeno; i progetti dimostrativi per reattori nucleari di quarta generazione; la realizzazione del reattore a fusione nucleare "ITER".<br><br>In coerenza degli obiettivi strategici del SET Plan, ripresi anche all'interno della Strategia Energetica Nazionale (SEN), nella pianificazione energetica regionale sarà dedicata particolare attenzione ai seguenti temi di ricerca:<br><br>• Modalità per lo sviluppo di reti Smart-Grid sul territorio regionale, per favorire la generazione distribuita di energia;<br><br>• Modalità per lo sviluppo delle "smart Thermal grids", come individuate nella specifica documentazione europea e distinte dalle "elettric smart grids";<br><br>• Sistemi di pompaggio e accumulo per immagazzinare l'energia in particolare proveniente dalle fonti rinnovabili;<br><br>• Aumento dell'efficienza energetica nei settori dell'edilizia pubblica e privata, delle |

| | |
|---|---|
| | attività produttive e dei trasporti.<br><br>Un punto critico evidenziato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) è il reperimento delle risorse per finanziare la ricerca. Al fine di trovare nuove forme di sostentamento all'interno della SEN stessa è riconosciuta l'importanza di supportare le attività di ricerca e sviluppo promosse da soggetti privati. A livello Europeo, tra gli strumenti attuativi del SET Plan, di primaria importanza dal punto di vista delle risorse finanziarie, risulta essere il programma di ricerca *Horizon 2020* un nuovo programma per la ricerca e l'innovazione che gode di una copertura di bilancio di quasi 80 miliardi di euro. Horizon 2020 ha il compito di dare impulso alla ricerca in Europa nei temi dei cambiamenti climatici, dello sviluppo di modalità di trasporto sostenibili e a rendere meno care le energie rinnovabili. Tra gli obiettivi che si pone inoltre Horizon 2020 uno è quello di favorire il passaggio dalla ricerca tecnologica a prodotti che possono essere immessi sul mercato.<br><br>Va valorizzato l'impegno per risolvere i nodi tecnologici relativi al passaggio dalla generazione centralizzata a quella distribuita nonché per individuare soluzioni innovative nel campo dei sistemi di pompaggio e di accumulo. In questo senso un contributo importante può provenire dal rapporto su questi progetti tra Università, Parchi tecnologici e imprese. La Regione in tal senso si farà parte diligente per favorire l'incontro dei diversi soggetti produttivi e degli istituti di ricerca. |
| **Misure** | **14a Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti.** |

| **Scheda 15. Attivare la formazione e l'informazione tecnica nel settore degli impianti termici** | |
|---|---|
| Inquadramento | La legge regionale vigente in tema di energia (LR 19/2012) all' art. 2 "funzioni della Regione" prevede che la Regione definisca indirizzi e disposizioni per le verifiche degli **impianti termici** e la certificazione energetica degli edifici e elabora, direttamente o in collaborazione con gli enti nazionali e locali, programmi di informazione in materia energetica e di formazione degli operatori nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici.<br><br>Inoltre il DPR 74/2013, all'art. 10 comma 4 lettera c), prevede che la Regione provveda a promuovere programmi per la qualificazione e aggiornamento professionale dei soggetti cui affidare le attività di ispezione sugli impianti termici nonché' avviare programmi di verifica annuale della conformità dei rapporti di ispezione.<br><br>A livello nazionale ENEA fornisce assistenza alle Regioni e alle altre autorità locali competenti in materia di impianti termici negli edifici, nonché a organismi esterni da queste delegati e che ne facciano richiesta, per la **formazione** e la **qualificazione** del personale incaricato degli accertamenti e delle **ispezioni degli impianti termici degli edifici**.<br><br>Bisogna evidenziare che la normativa attuale ha rimodulato la definizione di impianto termico, includendo anche la climatizzazione estiva e l'**oggetto dell'ispezione** che comprende, adesso, anche una consulenza sui possibili interventi di **miglioramento del rendimento energetico** dell'impianto che risultino economicamente convenienti.<br><br>Conseguentemente sono stati recentemente ridefiniti (allegato C del D.P.R. 74/2013) |

| | |
|---|---|
| | i requisiti degli organismi esterni e del personale incaricato di eseguire le ispezioni.<br><br>Gli operatori devono possedere, in particolare, *una formazione tecnica e professionale di base, almeno equivalente a quella prevista dalle lettere a) e b) di cui all'art. 4, c.1, del D.M. 37/2008*, cioè **laurea** in discipline tecniche o **diploma** in **discipline tecniche** con due anni di esperienza.<br><br>Il punto 11 dello stesso allegato C prevede anche che *le Regioni e le Province autonome, dopo eventuale riqualificazione professionale, possono incaricare di eseguire gli accertamenti e le ispezioni sugli impianti termici personale che abbia maturato esperienza significativa per conto delle loro Amministrazioni, o presso enti ed organismi da essi delegati, nell'attuazione della precedente normativa per le ispezioni degli impianti termici in materia di efficienza energetica*. Intendendo così che, quanti già operavano in questo campo professionale, avendo maturato adeguata esperienza, possono, dopo un **corso di aggiornamento** se non in possesso di tutti i requisiti ora richiesti**,** continuare ad operare.<br><br>La normativa di recente emanata (D.P.R. n.74/2013, in attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192) ha ribadito il ruolo dell'ENEA (già previsto dal D.P.R. 412/93), che peraltro vanta un'esperienza consolidata nell'organizzazione di questo tipo di corsi.<br><br>L'art. 9, comma 6 dispone che ENEA fornisca alle Regioni, alle Province autonome di Trento e Bolzano, nonché alle autorità competenti e agli organismi esterni che ne facciano richiesta, supporto nelle attività di formazione e qualificazione del personale incaricato degli accertamenti e ispezioni degli impianti termici. |
| **Misure** | **15a Attivare corsi di formazione e aggiornamento del personale incaricato degli accertamenti e ispezione degli impianti termici e degli addetti del settore, per svolgere un ruolo di consulenza sugli interventi di miglioramento del rendimento energetico dell'impianto termico, che risultino economicamente convenienti. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica.** |

| **Scheda 16. Attivare la formazione e l'informazione nel settore dei servizi energetici (Energy Manager / Esperto in gestione dell'Energia)** | |
|---|---|
| Inquadramento | Nella normativa italiana esiste la previsione di *Esperto in gestione dell'energia (EGE)* che è una figura professionale certificata secondo la *Norma UNI CEI 11339*. L'EGE è il *soggetto che ha le conoscenze, l'esperienza e la capacità necessarie per gestire l'uso dell'energia in modo efficiente*. La norma stabilisce dei parametri (valutati in base al curriculum vitae e studi della persona che desidera qualificarsi) indispensabili per l'ottenimento della qualifica.<br><br>La figura dell'EGE è prevista dall'art. 16 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115. Pur presentando molte somiglianze con la figura dell' Energy Manager (di cui in Italia esiste un obbligo di nomina ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10) se ne distingue per alcune caratteristiche professionali, che orientano l'EGE più verso il mondo dei servizi energetici che verso quelle delle aziende. Nelle aziende specializzate l'EGE può svolgere anche il compito di responsabile esecuzione diagnosi energetica (REDE), figura prevista dalla UNI CEI/TR 11428:2011.<br><br>**La norma internazionale ISO 50001** |

Nel 2011 è stata emanata dall'ISO, International Organization for Standardization la Norma ISO 50001:2011 ovvero il nuovo standard internazionale per la gestione dell'energia. La ISO 50001 è una norma valida a livello mondiale e prenderà il posto della precedente EN 16001:2009, norma emanata dal CEN/CENELEC, European Committee for Standardization, e valida esclusivamente in ambito europeo.

Lo standard ISO focalizza l'attenzione sulle prestazioni dell'organizzazione, il rendimento energetico nello specifico, e soprattutto richiede che la promozione dell'efficienza energetica sia considerata lungo tutta catena di distribuzione dell'organizzazione e, importante novità, che sia un requisito da richiedere ai propri fornitori. La norma è destinata a fornire alle imprese un quadro di riferimento per l'integrazione delle prestazioni energetiche nella gestione quotidiana delle loro attività; inoltre punterà a promuovere le migliori pratiche di gestione dell'energia e cercherà di migliorarne la gestione nel contesto dei progetti di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. In questo modo, a livello mondiale, le aziende avranno a disposizione una singola norma per l'attuazione di un metodologia univoca per identificare e attuare i miglioramenti.

La norma ISO 50001 segue il processo "Plan-Do-Check-Act":

- Sviluppare una politica per un uso più efficiente dell'energia
- Stabilire mete e obiettivi per attenersi alla politica
- Utilizzare i dati per comprendere meglio e prendere decisioni in merito all' uso e consumo di energia
- Misurare i risultati
- Esaminare l' efficacia della politica
- Migliorare continuamente la gestione dell'energia

Un sistema di gestione dell'energia rappresenta un'importante opportunità per chi intende affrontare con successo gli aspetti energetici all'interno della propria realtà, che permette di:

- avere un approccio sistemico nella definizione di obiettivi energetici e nell'individuazione degli strumenti adatti al loro raggiungimento;
- identificare le opportunità di miglioramento;
- assicurare il rispetto di tutti i requisiti cogenti;
- ridurre i costi legati ai consumi energetici.

L'approccio volontario alla norma permette inoltre di lasciare libere le organizzazioni di poter fissare quali e quanti obiettivi cercare di raggiungere e le relative tempistiche di attuazione.

L'implementazione di un Sistema di Gestione dell'energia (SGE) crea notevoli vantaggi competitivi, soprattutto nei confronti dei concorrenti meno dinamici, migliorando da una lato l'efficienza dell'organizzazione e dall'altro l'immagine aziendale e i rapporti con gli stakeholders quali clienti, società di assicurazione, enti creditizi, pubbliche istituzioni, ecc.

La ISO 50001 si articola in quattro punti: scopo e campo di applicazione; riferimenti normativi; termini e definizioni; requisiti del sistema di gestione energetico.

L'ultimo è il punto focale della norma.

Di seguito riportiamo le novità più significative del nuovo standard.

<u>Punto 4.2.1: Top Management</u>

La norma dedica un punto esclusivamente ai compiti che l'alta direzione deve eseguire e alle responsabilità che deve prendere prima di realizzare il SGE.

L'alta direzione, oltre a nominare un responsabile di sistema e un eventuale Energy management team, deve assicurare le risorse economiche e umane necessarie; assicurare che il piano d'azione sia appropriato all'organizzazione e che prenda in considerazione le performance energetiche sul lungo periodo; assicurarsi che obiettivi e traguardi siano stabiliti e condurre riesami periodici.

Punto 4.2.2: Management Representative

Novità interessante è la nomina di un energy management team: il rappresentate della direzione non è più da solo ma potrà avvalersi, laddove fosse necessario, di un team di esperti di cui lui sarà il leader che ha la responsabilità di mantenere funzionante ad aggiornato il sistema.

Punto 4.3: Energy policy

La politica energetica è la dichiarazione scritta, chiara e documentata dell'impegno che deriva dalla direzione. Stabilisce i propositi generali del sistema di gestione dell'organizzazione e contiene l'impegno al miglioramento dell'uso delle risorse energetiche. Il rispetto degli obiettivi prefissati da parte del management rappresenta uno dei punti forti del SGE, in quanto solo il reale interesse dei decisori può portare al raggiungimento di risultati importanti. La politica energetica deve:

- essere appropriata alla natura e dimensione dell'organizzazione, ai consumi energetici delle sue attività, prodotti e servizi;
- includere un impegno al miglioramento continuo dell'efficienza energetica;
- includere un impegno a rispettare leggi e regolamentazioni;
- fornire un quadro per stabilire e riesaminare gli obiettivi e traguardi energetici;
- essere documentata;
- deve supportare l'acquisto di prodotti energeticamente efficienti;
- non deve obbligatoriamente essere disponibile al pubblico.

Punto 4.4: Energy Planning

I requisiti per la pianificazione comprendono la definizione e l'attuazione di una politica energetica, stabilire obiettivi e piani d'azione prendendo in considerazione le prescrizioni legali e le informazioni relative ai consumi energetici significativi. Lo standard internazionale dedica tre punti normativi allo sviluppo di un riesame energetico iniziale (4.4.3), alla determinazione di una baseline (4.4.4) e alla individuazione di indicatori di performance energetici (4.4.5): un'evoluzione rispetto la EN 16001 nella quale i concetti sono citati esclusivamente in appendice informativa.

Punto 4.5: Implementation and operation

Come per la EN 16001 questo è il punto in cui si entra nel vivo del sistema di gestione energetica.

Si evidenzia l'importanza che la norma attribuisce alla valutazione delle performance

energetiche sia in fase di progettazione (4.5.6), che può attuare un approccio basato sulla metodologia LCCA[64] per definire le specifiche di produzione, che in fase di approvvigionamento di servizi, prodotti, apparecchiature ed energia.

La ISO 50001 si può considerare uno sviluppo della UNI CEI EN 16001 che è stata ritirata tra la fine del 2011 e gli inizi del 2012. Accredia ha pubblicato un documento, reperibile sul sito www.accredia.it, con le disposizioni dedicate alla transizione alla ISO 50001, sia degli organismi di certificazione già accreditati sia delle aziende già certificate UNOI CEI EN 16001. Inoltre l'ISO ha pubblicato una guida che chiarisce l'origine della norma e le differenze con la UNI CEI EN 16001.

**Le norme tecniche volontarie per la certificazione di ESCO e Esperti in Gestione dell'Energia**

Le **ESCo, Energy Service Companies**, hanno la possibilità di certificarsi in conformità alla norma tecnica italiana **UNI CEI 11352**, offrendo così maggiori garanzie ai soggetti terzi circa le proprie competenze e capacità, assicurandosi la possibilità di accedere o di competere senza limitazioni ai futuri bandi pubblici e avendo la possibilità di riorganizzarsi meglio nel corso del processo di certificazione.

La norma in sintesi prevede che la ESCo attraverso i suoi servizi garantisca al cliente un miglioramento dell'efficienza energetica, rilevato attraverso la misura della riduzione dei consumi energetici rispetto a quelli iniziali.

La ESCo deve quindi effettuare un audit energetico preliminare, definire le azioni da svolgere per l'efficientamento e infine verificarne l'esito. Nel punto 4.4 sono riportate le capacità che la ESCo deve possedere (organizzativa, diagnostica, progettuale, gestionale, economico-finanziaria), tra cui la capacità di realizzare e/o gestire un sistema di gestione dell'energia conforme alla norma europea UNI CEI EN 16001 sui sistemi di gestione energetica aziendali.

In aggiunta, la norma riporta una lista di verifica, nell'appendice A, per fornire tutti gli strumenti necessari al controllo del rispetto dei requisiti. Al punto A.2.2 dell'allegato, "capacità diagnostica e progettuale", sono richieste in particolare:

- la presenza nell'organigramma dell'area tecnica di un responsabile con adeguata competenza nella gestione dell'energia e dei mercati energetici;
- la presenza nell'organigramma di un tecnico con adeguata competenza di progettazione nelle aree di intervento della ESCo.

In una nota è evidenziata la possibilità che le due figure professionali coincidano nella stessa persona. I requisiti di tale figura professionale rientrano fra quelli dell'**Esperto in Gestione dell'Energia (EGE)** certificato secondo la norma **UNI CEI 11339**. L'allegato va interpretato come una lista di supporto, che non aggiunge requisiti alla ESCo, ma chiarisce le capacità elencate al punto 4.4. Di conseguenza, si può dire che è senza dubbio opportuno che la ESCo abbia una o più figure – con competenze proprie degli energy manager – che rispondano alle caratteristiche evidenziate nell'allegato, mentre è chiaro che la presenza in una ESCo di un EGE certificato sia auspicabile, ma non obbligatoria.

Per quanto riguarda l'EGE, la UNI CEI 11339 ne definisce i requisiti generali e le procedure per la qualificazione, delineandone i compiti (mansioni obbligatorie), le

[64] Il Life Cycle Cost Analysis (LCCA) o analisi del costo nel ciclo di vita (anche detto Total Cost of Ownership – TCO) è uno strumento economico che permette di valutare tutti i costi relativi ad un determinato componente o sistema, dalla "culla" alla "tomba". Si prendono in considerazione, infatti, i costi iniziali (acquisto, installazione, etc.), i costi di gestione (spese energetiche, manutenzione, oneri finanziari, etc.), fino ad arrivare ai costi di smaltimento e recupero.

| | |
|---|---|
| | competenze (conoscenze necessarie) e le modalità di valutazione delle competenze (esperienza professionale e titoli). L'EGE può essere riconosciuto tale, in base alla norma, secondo tre modalità:<br>• mediante un'autovalutazione;<br>• tramite una valutazione dell'azienda per cui lavora;<br>• attraverso un processo di certificazione terzo.<br>È evidente che la garanzia cresce passando dalla prima alla terza opzione, ma la norma non indica preferenze, fermo restando che solo alla terza modalità corrisponde l'EGE certificato. |
| **Misure** | **16a Attivare la formazione degli operatori del settore con il patrocinio di corsi per EGE (Esperto in Gestione per l'Energia) sulla base della norma Uni CEI 11339:2009, di quelli per il percorso ISO 50001 e del personale dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica.** |

| **Scheda 17. Istituire lo Sportello informativo regionale in materia di energia** | |
|---|---|
| Inquadramento | La Regione intende mettere a disposizione strumenti destinati a garantire un'informazione diffusa e accessibile, tramite un sistema di accreditamento differenziato, finalizzata ad una conoscenza del territorio e dei fenomeni correlati con gli aspetti energetici che vi insistono e che lo trasformano, offrendo informazioni, dati e servizi realizzati con finalità di sostegno ai processi gestionali e alle politiche in materia energetica e territoriale.<br>L'accreditamento sarà costruito sulla base dei nuovi livelli di informatizzazione della PA previsti dall'AgID[65], con livelli di accesso differenziati e sincroni in modo che tutti i cittadini possano vedere tutto ciò che è pubblico, mentre solo coloro che sono certificati possano modificare e vedere ciò che è legalmente riservato. Lo sportello informativo energetico regionale sarà una piattaforma informatica in materia di energia (già previsto dalla LR 19/2012) e sarà a supporto dello scambio delle conoscenze energetico-ambientali in un contesto inter-istituzionale e multi-disciplinare. L'amministrazione regionale definirà i modi per far confluire nel sistema informativo regionale le banche dati, i risultati dei monitoraggi e i bilanci energetici. I servizi disponibili saranno destinati a enti pubblici, università, liberi professionisti e privati cittadini che, in qualità di produttori o fruitori di dati, abbiano l'esigenza di conoscere o condividere con altri operatori le informazioni geografiche e ambientali e di gestire basi informative integrate in contesti complessi e distribuiti.<br>Il sistema informatico potrà prevedere un sistema di conoscenza della localizzazione degli impianti a fonti energia rinnovabile attraverso una serie di sistemi quali il Catalogo Dati energetici e Territoriali, la consultazione attraverso WEBGIS tematici consistente in una |

[65] L'Agenzia per l'Italia Digitale (AgID) ha il compito di garantire la realizzazione degli obiettivi dell'Agenda digitale italiana in coerenza con l'Agenda digitale europea e contribuisce alla diffusione dell'utilizzo delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione, allo scopo di favorire l'innovazione e la crescita economica.

| | |
|---|---|
| | piattaforma per la consultazione geografica dei dati territoriali con lo strumento esistente IRDAT (Infrastruttura Regionale dei Dati Ambientali e Territoriali) che organizza l'accessibilità ai dati geografici e ambientali di diversa provenienza, contenuto e formato, prodotti in ambito regionale da soggetti pubblici e privati.<br><br>La Regione predisporrà un catasto informatico energetico che conterrà al suo interno il catasto degli impianti termici, degli attestati delle prestazioni energetiche e della certificazione di sostenibilità ambientali degli edifici.<br><br>Il regolamento sugli impianti termici (DPR 16 aprile 2013, n. 74) adegua la normativa nazionale alle norme europee sulle procedure per l'ispezione e manutenzione degli impianti per la climatizzazione invernale e estiva degli edifici e introduce misure semplificate per gli impianti con una potenza minore di 100 kW, che in Italia rappresentano il 90% del totale. Il Regolamento sui certificatori energetici (DPR 16 aprile 2013, n. 75) completa il quadro normativo sulla certificazione energetica degli edifici definendo i requisiti professionali e i criteri di accreditamento per assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti o degli organismi di certificazione fino ad oggi disciplinati provvisoriamente dal D.lgs. n. 115/2008.<br><br>Il DPR 74/2013 prevede che le Regioni e le Province autonome, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 9, provvedano a istituire un catasto territoriale degli impianti termici, anche in collaborazione con gli Enti locali e accessibile agli stessi, favorendo l'interconnessione con il catasto degli attestati di prestazione energetica.<br><br>La L.R. 19/2012, all'art. 25, stabilisce che la Regione promuova, nell'ambito del sistema informativo regionale, la realizzazione, anche da parte di più Comuni in forma associata, del catasto informatico comunale degli impianti termici e di quelli a fonti rinnovabili degli edifici.<br><br>Il sistema intende facilitare, omogeneizzare e rendere più efficaci, efficienti e economici gli adempimenti degli enti e degli organismi preposti agli accertamenti e alle ispezioni degli impianti stessi ai fini del contenimento dei consumi energetici, così come previsto dagli obiettivi fissati dal Burden Sharing. La legge prevede anche che il sistema informativo regionale assicuri che, entro un anno a decorrere dalla realizzazione del catasto informatico, il proprietario, il conduttore, l'amministratore di condominio o un terzo responsabile comunichino ai Comuni, esclusivamente per via telematica utilizzando il portale messo a disposizione dalla Regione, la titolarità, l'ubicazione, la potenza nominale, l'anno di installazione e il tipo di combustibile in uso del proprio impianto, nonché le sue successive sostituzioni o potenziamenti.<br><br>La legge prevede anche che i Comuni mantengano aggiornato il catasto informatico comunale e che le informazioni relative al catasto comunale siano pubblicate sulla rete internet a disposizione dei soggetti pubblici e privati interessati tenuto conto della normativa nazionale e comunitaria in materia di riservatezza dei dati personali, commerciali e in caso rese disponibili alle competenti strutture dell'amministrazione regionale. Si potrà così avere a disposizione una banca dati in grado di fornire la mappatura territoriale della situazione energetica degli edifici. La banca dati può consentire anche la successiva gestione dei controlli delle certificazioni energetiche e delle ispezioni degli impianti termici che deriverà dal recepimento della nuova direttiva europea 2010/31/UE.<br><br>Sempre all'interno del portale regionale energetico troverà posto il catasto informatico regionale degli elettrodotti previsto dall'art. 27 della L.R.19/12. Infatti ai sensi della L. 36/01 *Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*, gli elettrodotti generano un vincolo ambientale sul territorio costituito dalle cosiddette *fasce e/o aree di rispetto*, volto a tutelare la popolazione dagli effetti della esposizione ai campi magnetici, che è più o meno ampio a seconda delle caratteristiche elettriche e geometriche della linea. |

| | |
|---|---|
| | Al fine di determinare i livelli dei campi elettromagnetici e le relative condizioni di esposizione della popolazione, la Legge 36/01 istituisce il Catasto nazionale degli elettrodotti, che a oggi non è stato ancora realizzato a causa dell'assenza del relativo decreto nazionale di attuazione. La L.R. 19/2012, in mancanza del catasto nazionale, ha istituito un catasto regionale degli elettrodotti a alta e altissima tensione, coordinato con il rispettivo catasto nazionale, ai sensi dell'articolo 8 comma 1 lettera d) della L. 36/2001, affidandone la realizzazione ad ARPA FVG, previa acquisizione dai gestori delle linee elettriche dei dati e delle informazioni necessarie.<br><br>In particolare il catasto regionale consentirà di:<br>• disporre di un inventario delle linee elettriche ad alta e altissima tensione presenti sul territorio;<br>• di determinare i livelli di campi elettrici e magnetici di nuove linee tenendo conto di quelle esistenti;<br>• di evidenziare le eventuali situazioni critiche in termini di esposizione della popolazione ai campi magnetici a bassa frequenza;<br>• di determinare l'estensione delle fasce di rispetto degli elettrodotti anche ai fini dell'attività di pianificazione territoriale delle autonomie locali.<br><br>L'implementazione del citato catasto regionale nonostante l'entrata in vigore della L.R.19/12 non è risultata ancora possibile, poiché TERNA essendo il gestore della quasi totalità delle linee elettriche interessate, ritiene di non fornire a ARPA FVG i dati richiesti, ritenendo che l'unico ente titolato a chiedere tali dati sia il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare.<br><br>All'interno dello sportello energetico troverà allocazione una banca dati per il monitoraggio delle emissioni climalteranti. Infatti la riduzione delle emissioni di gas serra e di quelle di biossido di carbonio in particolare, fissate dai processi negoziali nazionali ed internazionali legati alla mitigazione dei cambiamenti climatici, presuppone un solido sistema di monitoraggio, reporting e verifica delle emissioni. I sei gas che contribuiscono all'effetto serra e che sono compresi nel Protocollo di Kyoto sono:<br>• Biossido di carbonio ($CO_2$);<br>• Metano ($CH_4$);<br>• Protossido di Azoto ($N_20$);<br>• Idrofluorocarburi (HFCs);<br>• Perfluorocarburi (PFCs);<br>• Esafluoruro di Zolfo ($SF_6$).<br><br>Approssimativamente altri 25 gas si configurano come gas climalteranti, ma solo i sei menzionati sono rilasciati in quantità tali da giustificarne la regolazione nell'ambito del Protocollo di Kyoto. Un discorso a parte va fatto per il vapore acqueo che è un importante gas serra, ma non è controllabile dall'attività antropica. Lo standard metrico con cui si valuta il potere climalterante dei differenti gas serra è il biossido di carbonio equivalente ($CO_2$eq). Ogni gas serra fornisce un differente contributo all'effetto serra e è misurato in termini di quantitativi di biossido di carbonio necessari per generare lo stesso effetto. Si utilizzano tre scale temporali di riferimento: 20, 100 e 500 anni. Questo meccanismo di calcolo ha consentito di regolare nel Protocollo di Kyoto i diversi gas serra facendo riferimento a una comune unità di misura.<br><br>Per governare il fenomeno sarà essere messo a punto presso ARPA FVG un sistema di monitoraggio il quale produrrà le evidenze del trend emissivo di tali parametri inquinanti. Gli andamenti dovranno essere legati anche ai settori socio-economici che producono le emissioni per valutarne singolarmente gli effetti. |

Un'altra area informatica riguarderà lo sviluppo della mobilità sostenibile di tipo elettrico (incremento delle infrastrutture di ricarica e standardizzazione dei terminali di ricarica per veicoli elettrici).

L'impiego e la diffusione della mobilità elettrica, presenta ancora difficoltà legate prevalentemente a:

- elevato costo delle autovetture;
- prestazioni che ne permettono l'uso principalmente in ambito urbano;
- scarsa presenza sul territorio di punti di ricarica, unita alla mancata standardizzazione delle prese per la ricarica.

Le difficoltà attualmente presenti alla diffusione di tali tecnologia potrebbero essere superate attraverso:

- Incentivazione nei confronti delle aziende e dalle realtà della pubblica amministrazione per la costituzione di flotte di veicoli elettrici per l'utilizzo aziendale;
- Incentivazione dello sviluppo di sistemi di car-sharing che utilizzano veicoli elettrici. Di pari passo va la diffusione di reti di ricarica, unitamente alla standardizzazione delle prese, rendendo così più accessibile da parte degli utenti questa tecnologia.

Tale sistema di mobilità risulta essere sostenibile facendo ricorso, nella maggior misura possibile, a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (Decreto 15 marzo 2012 Burden Sharing). Si sta attualmente concludendo la fase di consultazione pubblica del Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati da energia Elettrica (PNIRE), proposto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) in cui sono individuati:

- i criteri per lo sviluppo di una rete di ricarica dei veicoli elettrici a livello nazionale;
- le caratteristiche standard delle reti al fine di uniformare le modalità con cui avviene la ricarica;
- le possibili politiche per lo sviluppo;
- la possibilità da parte di enti pubblici di realizzare progetti di sviluppo cofinanziabili da parte del MIT.

Infine, all'interno del portale troverà sede un'area di interscambio tra operatori che favorirà la messa a disposizione delle proprie conoscenze e la possibilità di ricerca di altri partner, condividendo le conoscenze relativamente agli incentivi strategici quali strumenti di aiuto all'accesso ai finanziamenti disponibili.

Mutuato da altre esperienze in Italia, questo servizio cercherà di avvicinare maggiormente le imprese e le attività produttive ai temi e alle concrete opportunità della programmazione comunitaria, in particolare a quelle dedicate ai temi dell'innovazione e della ricerca, previste dalla prossima programmazione comunitaria 2014-2020. Obiettivo prioritario è favorire una maggiore partecipazione delle PMI ai programmi di ricerca e più in generale ai fondi europei e al sistema degli appalti pubblici. Dovrà essere implementato un Servizio di "Alert bandi" personalizzato e ricerca partner per favorire l'accesso ai finanziamenti messi a disposizione dall'Unione Europea. Inoltre si offre alle imprese un percorso integrato di accompagnamento, che fornisca le necessarie informazioni e che supporti i partecipanti sia nella ricerca dei partner europei sia nella redazione dei progetti.

Il servizio permetterà alle imprese iscritte di ricevere tempestivamente le notizie e le informazioni relative ai bandi in uscita. Gli iscritti riceveranno delle informazioni sintetiche sui finanziamenti europei nel loro settore di riferimento. Riceveranno le schede con le idee progettuali da parte di altri attori europei intenzionati a presentare delle proposte e che necessitano di partner per la costituzione di un partenariato progettuale e avranno la

| | |
|---|---|
| | possibilità di inoltrare le loro idee progettuali in modo da trovare più facilmente i partner europei richiesti. Per fornire alle realtà produttive regionali tutte le informazioni necessarie per la partecipazione a tali opportunità, il sistema organizzerà cicli di seminari focalizzati ciascuno su specifiche tematiche strategiche per analizzare i nuovi bandi grazie alle informazioni raccolte dagli Uffici istituzionali presenti a Bruxelles. |
| **Misura** | **17a Costituzione di un Sistema informativo regionale per l'energia per garantire una gestione organica. I catasti dovranno uniformarsi a metodologie omogenee e coerenti da stabilirsi in sede attuativa. Tale sistema comprende, in prima battuta, i seguenti strumenti:**<br>**1. Catasto informatico energetico regionale;**<br>**a. Catasto informatico regionale impianti termici;**<br>**b. Catasto informatico regionale attestati prestazioni energetiche;**<br>**c. Catasto informatico regionale certificazioni sostenibilità ambientale;**<br>**2. Catasto informatico regionale elettrodotti;**<br>**3. Quadro conoscitivo delle emissioni gas climalteranti;**<br>**4. Mobilità sostenibile;**<br>**5. Finanza energetica.** |

| **Scheda 18. Predisporre le linee guida contenenti criteri per incentivi a FER e criteri autorizzativi legati alle aree non idonee (requisiti ambientali per ciascuna fonte)** | |
|---|---|
| Inquadramento | L'articolo 12, comma 10, del decreto legislativo 29.12.2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) prevede che le Regioni, in attuazione delle Linee guida sul procedimento autorizzativo unico, possano procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianto.<br>Il punto 17 delle *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili* emanate con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 specifica le modalità per l'individuazione, da parte delle Regioni, delle aree non idonee.<br>La Corte Costituzionale ha precisato che *le linee guida, devono essere il frutto di una ponderazione concertata in ordine al corretto bilanciamento tra le esigenze di accrescimento dei livelli di produzione di energia e gli interessi, variamente modulati, di tutela del paesaggio, in ossequio al principio di leale cooperazione. Solo una volta raggiunto tale equilibrio, nell'ambito di ogni Regione, i criteri così definiti possono essere adeguati alle specifiche caratteristiche dei rispettivi contesti territoriali* (Corte Costituzionale, sentenza n. 282/2009).<br>Per tali ragioni, sono state costantemente dichiarate illegittime le norme regionali che, antecedentemente all'emanazione delle linee guida, hanno identificato i luoghi dove non è possibile realizzare impianti di energia rinnovabile o le regole per determinarli, agendo in via diretta o attraverso il rinvio a norme regolamentari o a disposizioni di piano.<br>La Corte Costituzionale ha più volte ribadito che *il legislatore statale ha trovato un punto di equilibrio tra i richiamati valori costituzionali, potenzialmente antagonistici, nell'art. 12 del D.lgs. n. 387 del 2003, che disciplina il procedimento volto al rilascio dell'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.* Secondo la costante giurisprudenza della Corte Costituzionale *la norma* |

| | |
|---|---|
| | *richiamata è volta, da un lato, a realizzare le condizioni affinché tutto il territorio nazionale contribuisca all'aumento della produzione energetica da fonti rinnovabili, sicché non possono essere tollerate esclusioni pregiudiziali di determinate aree; e, dall'altro lato, a evitare che una installazione massiva degli impianti possa vanificare gli altri valori coinvolti, tutti afferenti la tutela, soprattutto paesaggistica, del territorio (ex plurimis, sentenze n. 13 e n. 199 del 2014, n. 224 del 2012, n. 308, n. 275, n. 192, n. 107, n. 67 e n. 44 del 2011, n. 366, n. 168 e n. 124 del 2010, n. 282 del 2009).*<br><br>La Consulta, inoltre, ha più volte precisato che il principio di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabile, derivante dalla normativa europea e recepito dal legislatore nazionale, *trova attuazione nella generale utilizzabilità di tutti i terreni per l'inserimento di tali impianti, con le eccezioni, stabilite dalle Regioni, ispirate alla tutela di altri interessi costituzionalmente protetti nell'ambito delle materie di competenza delle Regioni stesse. Non appartiene invece alla competenza legislativa della stessa Regione la modifica, anzi il rovesciamento, del principio generale contenuto nell'art. 12, comma 10, del d.lgs. n. 387 del 2003» (Corte Costituzionale, sentenza n. 224/2012) Le linee guida adottate con il D.M. 10 settembre 2010 indicano i criteri che le regioni devono rispettare al fine di individuare le zone nelle quali non è possibile realizzare gli impianti alimentati da fonti di energia alternativa (Corte Costituzionale, sentenza n. 199/2014).*<br><br>Il D.M. 10 settembre 2010 precisa che la finalità perseguita con l'individuazione delle aree non idonee è quella di *accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, offrendo agli operatori *un quadro certo e chiaro di riferimento e un orientamento per la localizzazione dei progetti,* che tenga opportunamente conto dei *pertinenti strumenti di pianificazione ambientale, territoriale e paesaggistica.*<br><br>Tale individuazione deve essere operata attraverso *un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione*.<br><br>Inoltre *gli esiti di tale istruttoria dovranno contenere la descrizione delle incompatibilità riscontrate con gli obiettivi di protezione individuati nelle disposizioni esaminate*.<br><br>L'allegato 3 del D.M. 10.9.2010 definisce i seguenti principi e criteri per l'individuazione delle aree non idonee:<br><br>• criteri tecnici oggettivi *legati ad aspetti di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico-culturale, connessi alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito*;<br>• differenziazione *con specifico riguardo alle diverse fonti rinnovabili e alle diverse taglie di impianto*;<br>• *le zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici non possono essere genericamente considerate aree e siti non idonei*;<br>• non è possibile riferirsi genericamente *a porzioni significative del territorio o zone genericamente soggette a tutela, né imporre fasce di rispetto di dimensioni non giustificate da specifiche esigenze. L'individuazione delle aree non idonee pertanto non deve configurarsi come divieto preliminare ma come atto di accelerazione e semplificazione dell'iter di autorizzazione, anche in termini di opportunità localizzative offerte dalle specifiche caratteristiche e vocazioni dl territorio*;<br>• è possibile, nell'individuazione delle aree non idonee, tenere conto *sia di elevate concentrazioni di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella medesima area, sia delle interazioni con altri progetti, piani e programmi che interessano la* |

| | |
|---|---|
| | *medesima area*;<br>• in riferimento agli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è possibile *procedere ad indicare come aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti le aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio, ricadenti all'interno di quelle di seguito elencate, in coerenza con gli strumenti di tutela e gestione previsti dalle normative vigenti e tenendo conto delle potenzialità di sviluppo delle diverse tipologie di impianti:*<br>  o *i siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO, le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.lgs. n. 42 del 2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso decreto legislativo;*<br>  o *zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;*<br>  o *zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;*<br>  o *le aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991 e equivalenti a livello regionale (in Regione si fa riferimento alla LR 42/96 sulle aree naturali tutelate);*<br>  o *le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;*<br>  o *le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di Importanza Comunitaria) ed alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale);*<br>  o *le Important Bird Areas (I.B.A.);*<br>  o *le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette); istituende aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione;*<br>  o *le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo;*<br>  o *le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.;*<br>  o *zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.lgs. n. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti.*<br><br>Oltre all'individuazione delle aree e dei siti non idonei potranno essere indicate anche |

| | |
|---|---|
| | aree con attenzione e localizzazioni favorevoli all'installazione e all'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili nonché i criteri da seguire in fase di progettazione in funzione di obiettivi di tutela della qualità ambientale -quali ad esempio quelli richiamati dalla Direttiva 2000/60 CE in materia di acque, dalla Direttiva 2008/50/CE in materia di qualità dell'aria ambiente e dalla Direttiva 91/676/CE in materia di inquinamento da nitrati provenienti da fonti agricole, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale.<br><br>Lo studio dovrà tenere conto delle indicazioni/linee guida sulla localizzazione e la progettazione delle fonti energetiche rinnovabili derivanti da altri strumenti di pianificazione di livello regionale o sovraregionale in materia ambientale e paesaggistica.<br><br>In merito ai criteri di cui all'allegato 3 del DM 10.09.2010, per quanto riguarda le "aree di connessione e continuità ecologico funzionale" è possibile fare riferimento agli elementi della rete ecologica regionale o di reti ecologiche locali ove individuate dai vigenti strumenti urbanistici o da altri strumenti di pianificazione del territorio; fra le aree che svolgono "funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità" potranno essere considerati anche i prati stabili di cui alla L.R. 9/2005.<br><br>Per quanto attiene alle analisi di coerenza tra il PER e le misure di conservazione delle aree della Rete Natura 2000 si precisa che sia le misure di conservazione dei Sic continentali (DGR 546/2013) che quelle dei Sic alpini (DGR 726/2013) trattano la problematica delle infrastrutture energetiche introducendo misure che prevedono:<br><br>• obbligo di messa in sicurezza rispetto al rischio di elettrocuzione e impatto degli uccelli, di elettrodotti e linee aree ad alta e media tensione di nuova realizzazione o in manutenzione straordinaria o in ristrutturazione (DGR 546/2013 e DGR 726/2013);<br><br>• sono consentiti gli impianti fotovoltaici su coperture di edifici principali o secondari o posizionati nelle vicinanze di edifici purché dimensionati per soddisfare il fabbisogno energetico di autoconsumo di malghe, rifugi o altri edifici (DGR 726/2013, misura che si applica ai Sic alpini);<br><br>• divieto di realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici a terra e divieto di realizzare ampliamenti degli impianti esistenti, su aree interessate da habitat di interesse comunitario (DGR 546/2013, misura che si applica ai Sic continentali);<br><br>• obbligo di effettuare le manutenzioni di linee di trasporto aeree e interrate (cavidotti, elettrodotti, oleodotti ecc.) nei periodi definiti dall'ente gestore del Sito, a esclusione degli interventi di somma urgenza che potranno essere realizzati in qualsiasi momento (DGR 546/2013 e DGR 726/2013);<br><br>• individuazione da parte dell'ente gestore del Sito dei passi di migrazione (DGR 726/2013);<br><br>• per la realizzazione di nuovi elettrodotti va valutato in via prioritaria l'interramento dei conduttori (DGR 546/2013).<br><br>Altre misure di conservazione trattano le problematiche legate alle infrastrutture idrauliche e ai correlati rischi di interruzione del "continuum" dei corsi d'acqua e alla limitazione dei naturali spostamenti della fauna ittica di interesse comunitario. Nelle Misure di conservazione dei Sic continentali di cui alla DGR 546/2013 è contenuto uno specifico riferimento alle centrali idroelettriche come segue:<br><br>• nei corsi d'acqua naturali sono consentite esclusivamente centrali idroelettriche che non causano interruzione della continuità idraulica del corso d'acqua o con |

| | |
|---|---|
| | tecnologie a ridotto impatto.<br><br>Le misure di conservazione generali delle ZPS di cui all'art. 3 della L.R. 4 giugno 2007, n. 14, trattano la questione degli impianti eolici, prevedendo, all'art. 3 c.2, lett. a il divieto di:<br><br>• la realizzazione di nuovi impianti eolici, fatti salvi gli impianti per i quali sia stato avviato il procedimento di autorizzazione mediante deposito del progetto alla data di entrata in vigore della legge regionale 21 luglio 2008, n. 7 (Legge comunitaria 2007); la Regione valuta l'incidenza del progetto, tenuto conto del ciclo biologico delle specie per le quali il sito è stato designato, sentito l'Istituto nazionale per la fauna selvatica (INFS); sono fatti salvi gli interventi di sostituzione e ammodernamento, anche tecnologico, che non comportino un aumento dell'impatto sul sito in relazione agli obiettivi di conservazione della ZPS, nonché gli impianti per autoproduzione con potenza complessiva non superiore a 20 kw.<br><br>La medesima norma prevede anche alcune indicazioni in merito alle linee elettriche aree (art. 3 c. 5):<br><br>• la realizzazione di nuove linee elettriche aeree, nonché gli interventi di manutenzione straordinaria su quelle esistenti, sono consentiti nelle ZPS a condizione che prevedano sistemi di riduzione del rischio di elettrocuzione o collisione per gli uccelli. La manutenzione ordinaria sulle linee esistenti è comunque ammessa.<br><br>Le problematiche che, più in generale, sono affrontate con le misure di conservazione attengono al rischio di consumo di suolo e, in particolare, di habitat di interesse comunitario (correlato alla costruzione di impianti e infrastrutture), al rischio di impatti diretti di talune fonti di produzione e trasporto di energia (elettrodotti aerei, impianti eolici), alla riduzione della continuità idraulica con i conseguenti impatti sugli ecosistemi fluviali (impianti idroelettrici) e alle problematiche di disturbo correlate alla fase di cantiere di alcuni interventi sulle infrastrutture.<br><br>Emerge anche chiaramente come talune fonti per la produzione di energie rinnovabili, ancorché non impattanti dal punto di vista delle emissioni e in generale preferibili rispetto alle fonti energetiche basate sul consumo di combustibili fossili, possano potenzialmente determinare impatti indesiderati su specie e habitat di interesse comunitario. |
| **Misura** | **18a In collaborazione con ARPA FVG e con istituti di ricerca, predisposizione di uno studio per determinare i criteri della inidoneità delle aree all'utilizzo delle FER e per un consumo sostenibile del suolo.** |

| **Scheda 19. Sviluppo della mobilità sostenibile di tipo elettrico (incremento delle infrastrutture di ricarica e standardizzazione dei terminali di ricarica per i veicoli elettrici)** | |
|---|---|
| Inquadramento | L'impiego e la diffusione della mobilità elettrica, presenta ancora difficoltà legate prevalentemente a:<br><br>• elevato costo delle autovetture;<br><br>• prestazioni che ne permettono l'uso principalmente in ambito urbano;<br><br>• scarsa presenza sul territorio di punti di ricarica, unita alla mancata standardizzazione delle prese per la ricarica.<br><br>Le difficoltà attualmente presenti alla diffusione di tali tecnologia potrebbero essere superate attraverso: |

- Incentivazione nei confronti delle aziende e dalle realtà della pubblica amministrazione per la costituzione di flotte di veicoli elettrici per l'utilizzo aziendale;
- Incentivazione dello sviluppo di sistemi di car-sharing che utilizzano veicoli elettrici e della diffusione di reti di ricarica, unitamente alla standardizzazione delle prese, rendendo così più accessibile da parte degli utenti questa tecnologia.

Tale sistema di mobilità risulta essere sostenibile facendo ricorso, nella maggior misura possibile, a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (Decreto 15 marzo 2012 Burden Sharing). Si è conclusa il 10 maggio 2013 la fase di consultazione pubblica del Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati da energia Elettrica (PNIRE), proposto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) in cui sono individuati:

- i criteri per lo sviluppo di una rete di ricarica dei veicoli elettrici a livello nazionale;
- le caratteristiche standard delle reti al fine di uniformare le modalità con cui avviene la ricarica;
- le possibili politiche per lo sviluppo;
- la possibilità da parte di enti pubblici di realizzare progetti di sviluppo cofinanziabili da parte del MIT.

La Consultazione ha permesso di acquisire una serie rilevante di pareri, suggerimenti, valutazione tecnico/economiche da parte dei soggetti coinvolti a vario titolo nella tematica della mobilità elettrica sul territorio nazionale. In data 26 settembre 2014 con DPCM è stato approvato il Piano infrastrutturale per i veicoli alimentati ad energia elettrica, ai sensi dell'articolo 17-septies del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83. Il Piano nazionale ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica nonché interventi di recupero del patrimonio edilizio finalizzati allo sviluppo delle medesime reti.

La realizzazione di strutture di ricarica per auto elettriche deve riferirsi a uno standard unificato a livello regionale e individuato dalla normativa nazionale e comunitaria; a riguardo la Commissione europea ha deciso di optare per una standardizzazione della spina di presa in modo da dare unitarietà all'interno dell'Europa. A Livello comunale serve una previsione negli strumenti urbanistici della necessità di predisporre infrastrutture elettriche di allaccio per la ricarica dei veicoli.

Un esempio che va nella direzione suddetta e che risulta già esistente in Regione è il progetto *Electric Car Club*. Per la Regione Friuli Venezia Giulia tale progetto è stato finanziato nell'ambito dell'articolo 16 della Legge Regionale n.14 dell'11 agosto 2010 *Concessione di contributi a sostegno della ricerca, dello sviluppo, dell'innovazione e del trasferimento tecnologico per lo sviluppo di sistemi per la mobilità individuale finalizzati alla riduzione di consumi e di emissioni*. Il progetto mira a promuovere nel Friuli Venezia Giulia l'utilizzo congiunto di veicoli elettrici (o ibridi) per il trasporto persone in ambito urbano e extra-urbano.

Gli obiettivi generali del progetto, in armonia con l'obiettivo del Libro Bianco dell'UE sui trasporti 2011 *dimezzare entro il 2030 nei trasporti urbani l'uso delle autovetture "alimentate con carburanti tradizionali e eliminarlo del tutto entro il 2050* si propongono di:

- facilitare la diffusione dell'auto elettrica o ibrida come complemento della mobilità collettiva, incrementando l'accessibilità territoriale e la convenienza nell'uso dei mezzi pubblici;
- contribuire a diffondere il concetto di automobile non come bene di possesso ma come bene di servizio attraverso l'abitudine a utilizzare automobili di

proprietà del Car Club;

- ridurre la pressione automobilistica nel territorio regionale ed in particolare nelle aree più urbanizzate, coerentemente con il concetto di Smart city proposto a livello europeo;
- contribuire alla riduzione delle emissioni inquinanti locali (PM, $NO_x$, $O_3$) e globali ($CO_2$);
- favorire la sperimentazione e l'innovazione organizzativa per un utilizzo più efficiente delle flotte aziendali;

Inoltre come obiettivi specifici, il progetto prevede:

- effettuare le analisi di sostenibilità economica e fattibilità tecnica per l'introduzione delle auto elettriche da parte delle aziende di trasporto pubblico (ferroviario e su bus) nel territorio regionale;
- individuare metodi innovativi di gestione della mobilità nelle aziende private e pubbliche dotate di strutture complesse con particolare riferimento agli enti pubblici territoriali del FVG;
- predisporre le analisi per lo sviluppo di sistemi telematici di controllo della mobilità ed effettuare le prime sperimentazioni;
- sviluppare software di valutazione e di gestione delle innovazioni proposte.

Il progetto "Electric Car Club" prevede i seguenti ambiti di applicazione:

- in ambito urbano e/o interurbano;
- in ambito aziendale;
- come complemento al trasporto pubblico extraurbano.

Le innovazioni sviluppate per ciascun ambito sono relative sia a innovazioni di prodotto, sia di tipo organizzativo, quali:

- algoritmi di ottimizzazione economica e di sistema;
- software di gestione;
- software di valutazione della sostenibilità economica e della fattibilità tecnologica;
- software per la valutazione dei minori costi ambientali e sociali delle innovazioni proposte;
- Car sharing.

Quest'ultima voce, il **car sharing**, ovvero la possibilità di usare un'auto a noleggio, anche su base oraria, per un utilizzo urbano e non, è visto come un completamento dell'offerta di servizi di mobilità che libera dalla necessità di disporre di un auto propria, con i conseguenti vincoli finanziari, di disponibilità di parcheggio e di oneri di gestione.

A livello individuale, il car sharing aggiunge una possibilità in più alle scelte di mobilità delle persone, sia a quelle che possono permettersi un'auto di proprietà sia di quelle che non possono permetterselo.

Inoltre, l'automobile si trasforma da bene di proprietà a mezzo per soddisfare un'esigenza specifica di mobilità.

A livello collettivo, si mostra infine che il car sharing, riducendo il numero di auto per utente, riduce la necessità di disporre di aree adibite al parcheggio, bene scarso nelle aree

urbane, e che favorisce l'uso del trasporto pubblico, quando il costo di quest'ultimo è vantaggioso rispetto al costo (esclusivamente variabile) dell'uso dell'automobile.

Il car sharing è disponibile e utilizzato da una quota crescente di utenti sia all'estero che in una decina di città italiane. Non è ancora disponibile nel FVG. Uno dei principali obiettivi del progetto di ricerca Electric Car Club (ECC) è valutare:

- se esiste una domanda potenziale per il car sharing nel FVG;
- se ci sono le condizioni di sostenibilità economica affinché un'azienda, pubblica o privata, proponga tale servizio;
- quali sono i requisiti e strumenti tecnologici che devono essere acquisiti per gestire in modo efficiente tale servizio;
- quale assetto organizzativo dovrebbe assumere la fornitura del car sharing nel FVG;
- quale è un realistico business plan dell'azienda che si propone di svilupparlo.

Una specificità del progetto di ricerca è la valutazione della possibilità di proporre la condivisione di auto elettriche, invece delle automobili convenzionali, ai fini di massimizzare la sostenibilità ambientale del trasporto, uno degli obiettivi della Legge Regionale n.14 dell'11.8.2010 che ha finanziato il progetto. Per queste ragioni il progetto è denominato, usando la dizione inglese del termine car sharing.

**Complemento al trasporto pubblico extraurbano**

L'attuale accessibilità territoriale nella regione Friuli Venezia Giulia è molto differenziata. A alcuni territori caratterizzati da un'elevata accessibilità tramite i mezzi pubblici, quali i maggiori centri urbani, si affiancano territori che hanno bisogno di collegamenti capillari e puntuali. La disponibilità di un veicolo (elettrico o ibrido), opportunamente connessi ai nodi del trasporto pubblico, può contribuire a estendere l'accessibilità complessiva del territorio regionale. Non esiste allo stato attuale un servizio analogo nella regione FVG. Il progetto intende definire:

- come possa essere progettata un servizio ECC in modo coordinato e integrato del servizio con l'attuale offerta di trasporto pubblico su ferrovia o su strada;
- quale è il posizionamento ottimale dei veicoli in relazione alla rete di trasporto ed ai flussi di domanda;
- sviluppare o adattare software di gestione telematica del sistema;
- individuare la tariffa ottimale in relazione alle condizioni della domanda.

**L'ambito aziendale**

I gruppi aziendali (enti locali, aziende private, università, aziende per i servizi sanitari) sono spesso caratterizzati da più sedi, sviluppano intense relazioni di trasporto a corto raggio per l'approvvigionamento e la fornitura dei servizi e si caratterizzano per un numero elevato di dipendenti.

Rappresentano quindi il contesto ideale in cui sperimentare sia l'ECC che il Car Pooling dei veicoli elettrici. Esistono casi italiani e internazionali di utilizzo di veicoli elettrici in flotte aziendali, ma non nel FVG.

Congiuntamente a alcuni dei partner aziendali del progetto, la ricerca mira a identificare:

| | |
|---|---|
| | • quali sono le problematiche principali nella gestione delle flotte aziendali;<br>• quali le opportunità per un miglioramento della loro efficienza;<br>• quali sono le tecnologie disponibili e come possono essere adattate alle problematiche specifiche di ogni realtà aziendale;<br>• se e quali risparmi potenziali, privati e sociali, potrebbero derivare dall'uso di auto elettriche o a ridotto impatto ambientale. |
| **Misure** | **19a Realizzare strutture di ricarica per auto elettriche riferite a uno standard unificato a livello nazionale e individuato dalla normativa nazionale e comunitaria (standardizzazione della spina di presa all'interno dell'Europa).**<br>**19b Previsione negli strumenti urbanistici della necessità di predisporre infrastrutture elettriche di allaccio per la ricarica dei veicoli.**<br>**19c Applicare ed estendere la filosofia del progetto ECC[66] ai vari ambiti produttivi, pubblici e privati, in collaborazione con gli enti locali, le imprese e le associazioni dei consumatori.**<br>**19d Favorire il riequilibrio modale del trasporto merci e viaggiatori incentivando quello collettivo.** |

| **Scheda 20. Favorire negli assetti cogenerativi il più efficiente utilizzo degli output energetici (termico, elettrico e raffrescamento)** | |
|---|---|
| Inquadramento | Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica (calore) ottenute in appositi impianti utilizzanti la stessa energia primaria. Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura.<br>Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico.<br>Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica e energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. Da questo punto di vista la cogenerazione può dare un risparmio energetico che però non è scontato: si tratta allora di valutare quando è davvero vantaggiosa e rispetto a quale alternativa.<br>L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo di combustibile e di conseguenza un minor impatto ambientale.<br>Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata, se efficace, comporta: |

[66] Electric Car Club

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minore inquinamento atmosferico e minore inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (le caldaie, sia per usi civili sia industriali, sono caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore viene utilizzato nella forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata o nella forma di aria calda, per usi di processo industriali o in ambito civile per riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite sistemi a assorbimento. L'energia elettrica, che può contare su un'estesa rete di distribuzione, viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono quelle caratterizzate da una domanda piuttosto costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio ed industrie chimiche.

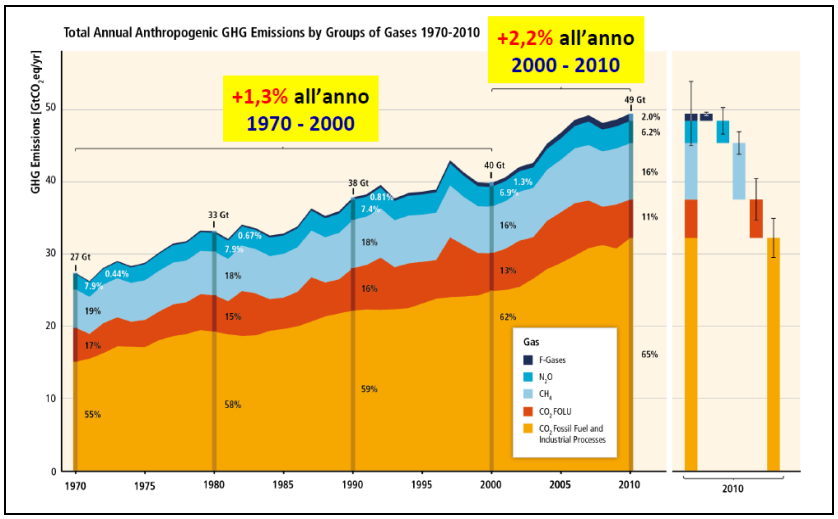
Nel caso di impieghi di tipo civile, tra cui il riscaldamento di ambienti o il teleriscaldamento urbano, il calore è generalmente prodotto a temperatura relativamente bassa e il fluido termovettore è prevalentemente acqua. Nel caso di impieghi industriali, il calore è generalmente prodotto a temperatura e pressione più elevata. Non mancano situazioni miste, in cui si ha produzione di calore a vari livelli di temperatura e pressione. In tali casi, di solito, vi è un unico luogo di utilizzo (i.e. uno stabilimento industriale), dove il calore pregiato è destinato alle lavorazioni, mentre quello a più bassa temperatura è destinato al riscaldamento degli ambienti produttivi.

In alcuni settori industriali la produzione combinata di energia elettrica e calore costituisce già un'opzione produttiva ampiamente consolidata che potrà assumere un peso ancor più rilevante in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale e di risparmio energetico. Pertanto la cogenerazione è pratica molto diffusa nel settore industriale ma lo è assai meno nel settore residenziale e terziario, dov'è ostacolata, oltre che dalla forte variabilità dei carichi, dalle oggettive difficoltà e dagli elevati costi nel realizzare reti di distribuzione del calore sufficientemente estese per gestire le elevate potenze tipiche dei cicli combinati.

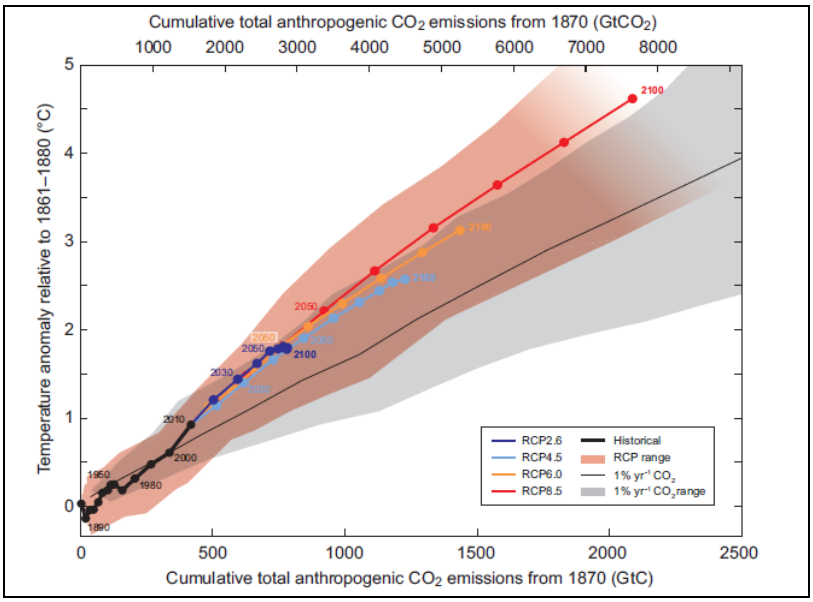
Per ovviare a questo inconveniente, potrebbe risultate utile passare da un'ottica di *generazione centralizzata* (grandi impianti e costose reti di distribuzione) alla *generazione distribuita* (piccole macchine localizzate presso l'utenza, piccola cogenerazione e micro cogenerazione). Oggi si parla sempre più spesso anche di trigenerazione. Un sistema di trigenerazione, è un sistema energetico costituito da un impianto di cogenerazione la cui energia termica utile è impiegata, in tutto o in parte, per produrre, mediante frigoriferi a assorbimento, acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali.

Lo sfruttamento del calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia termica, rendendo conveniente un impiego dell'impianto per un numero maggiore di ore all'anno. Nella logica di sfruttare al meglio l'energia prodotta, la promozione degli assetti cogenerativi è un settore da sviluppare con grande impegno. Pertanto occorre passare da una cogenerazione centralizzata alla cogenerazione distribuita. Questa direzione va intensificata proprio per

| | |
|---|---|
| | diffondere la cogenerazione nel residenziale e nel terziario che l'hanno meno praticata, non di meno va tenuta presente l'esigenza nel settore industriale di promuovere la realizzazione di impianti centralizzati che riguardino più imprese nell'ambito di progetti di aggregazione, di favorire comunque l'implementazione degli impianti cogenerativi esistenti e la sostituzione nell'ottica del miglioramento delle prestazioni energetiche. |
| **Misura** | **20a Favorire, anche attraverso forme di credito agevolato, lo sviluppo di piccoli impianti cogenerativi nell'ottica del massimo sfruttamento delle risorse locali (biomasse) e della massimizzazione dei rendimenti di impianto con il recupero del calore di processo.** |

| **Scheda 21. Azioni di contesto per favorire la riduzione delle emissioni di gas climalteranti.** | |
|---|---|
| Inquadramento | Il quinto rapporto di valutazione IPCC (AR5) illustra lo status del nostro Pianeta in termini di cambiamenti climatici e concentrazioni di gas serra. Il tasso di incremento annuale della $CO_2$ è passato da +0,4 miliardi di tonnellate di $CO_2$ equivalente all'anno (+1.3%) dal 1970 al 2000, a +1 miliardo all'anno (+2.2%) tra il 2000 e il 2010. Le emissioni antropogeniche mondiali hanno raggiunto il loro massimo storico nel 2010, risultando pari a 49 miliardi di tonnellate di $CO_2$eq/anno. Le emissioni di $CO_2$ da combustibili fossili e processi industriali sono circa il 78% delle emissioni totali di gas serra nel periodo 1970/2010 e la crisi economica globale del 2007/2008 ha solo temporaneamente provocato una riduzione delle emissioni. Metà delle emissioni antropogeniche cumulative di $CO_2$ nel periodo 1750-2010 sono avvenute negli ultimi 40 anni: nel 1970 le emissioni cumulative (da combustibili fossili, produzione di cemento e di gas flaring[67]) sono state 420±35 $GtCO_2$. Nel 2010 queste emissioni cumulative sono triplicate e hanno raggiunto 1300 ±110 $GtCO_2$. Il riscaldamento globale non dipende da come crescono le emissioni ma dipende dalle emissioni cumulate.<br>  <br><br>**1970 – 2010: emissioni totali antropogeniche annuali di gas serra (GtCO2eq/anno) per differenti gas** |

[67] Il Gas flaring (in italiano: combustione di gas) è una pratica degli impianti industriali petroliferi, chimici e di gas naturale, nonché nei siti di produzione di petrolio o di gas che hanno pozzi di petrolio, pozzi di gas, impianti di perforazione offshore consistente nella combustione del gas (senza recupero energetico) che genera una fiamma sopra le torri petrolifere. Il gas in eccesso estratto insieme al petrolio, è bruciato perché risulterebbe troppo costoso costruire infrastrutture adeguate per trasportarlo nei luoghi di consumo.




**Aumento della temperatura superficiale media globale in funzione delle emissioni globali totali di CO2 cumulative, fornite da varie linee di evidenza**

Il Protocollo di Kyoto, sottoscritto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) rappresenta, al momento, l'unico trattato internazionale globale finalizzato a ridurre le emissioni di gas a effetto serra individuati come i maggiori responsabili dell'aumento della temperatura del pianeta ovvero responsabili dei cambiamenti climatici. Il protocollo di Kyoto è entrato in vigore nel febbraio 2005 e regolamenta tali emissioni per i periodi 2008-2012 e 2013-2020.

Il Protocollo di Kyoto è stato ratificato sia dalla Comunità Europea che dai suoi stati Membri. La Comunità Europea, in particolare, si è impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra del 8% rispetto ai livelli del 1990.

Successivamente tale impegno, assunto collettivamente, è stato ripartito in maniera differenziata tra gli Stati Membri della UE. In tale contesto l'Italia si è impegnata a ridurre le proprie emissioni del 6.5% rispetto ai livelli del 1990 nel periodo 2008-2012 (Legge 120/2002), ossia le emissioni di gas serra non potranno superare le 483,3 MtCO2/anno. L'Italia non ha raggiunto tale obiettivo.

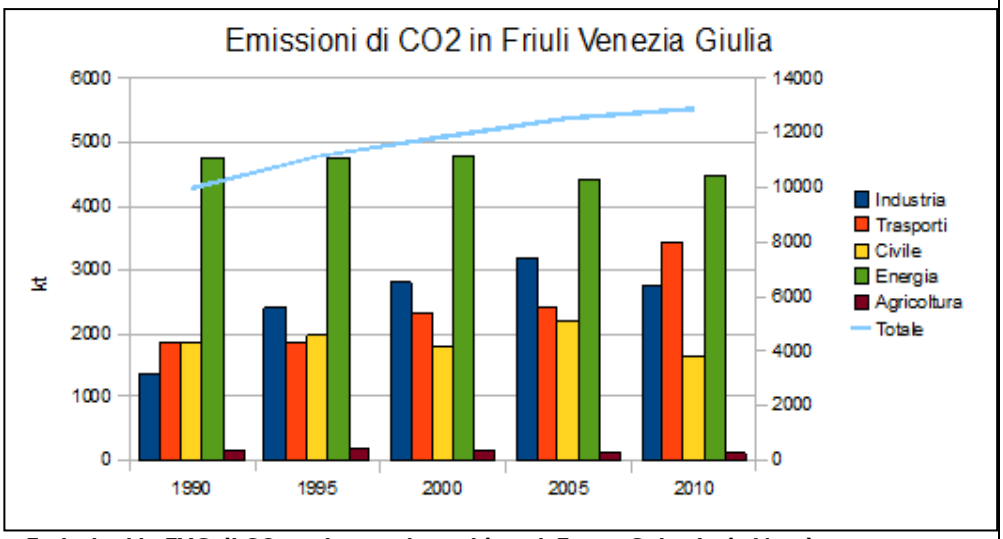
Poiché il Protocollo di Kyoto, nella prima fase, regolamentava le emissioni solo per il periodo 2008-2012, la Comunità internazionale ha ritenuto necessario avviare il negoziato per giungere all'adozione di uno strumento legalmente vincolante per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il periodo post-2012. La UE ha deciso di sottoscrivere un secondo periodo di impegno di Kyoto per il periodo 2013-2020. Tale impegno sottoscritto coincide con l'impegno già assunto unilateralmente dalla UE con l'adozione del cosiddetto Pacchetto Clima Energia ossia la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra al 2020 rispetto ai livelli del 1990. Analogamente a quanto avvenuto nel primo periodo di impegno di Kyoto, la Commissione Europea ha avviato il processo per ripartire formalmente, tra gli Stati Membri, l'impegno sottoscritto dalla UE nell'ambito del secondo periodo di impegno di Kyoto e procedere quindi alla ratifica.

**Situazione attuale relativa alle emissioni di gas serra**

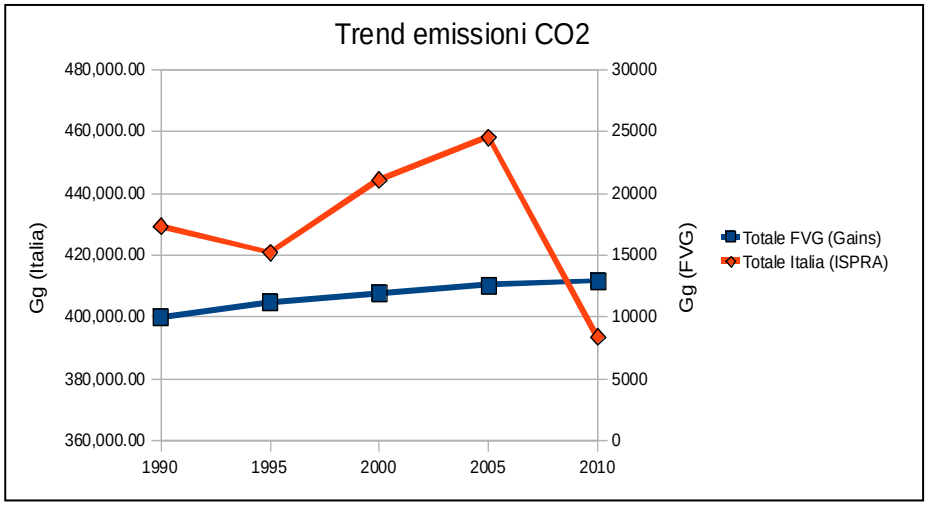
Da un'analisi di sintesi della serie storica dei dati di emissione dal 1990 al 2012, si evidenzia che le emissioni nazionali totali dei gas serra, espresse in $CO_2$ equivalente, sono diminuite dell'11.4% nel 2012 rispetto all'anno base (corrispondente al 1990).

Considerando la media delle emissioni del periodo 2008-2012, la riduzione rispetto

all'anno base è di 4.6% a fronte dell'impegno nazionale di riduzione del 6.5% nello stesso periodo. L'obiettivo non è stato raggiunto. Nella regione Friuli Venezia Giulia le emissioni effettive di $CO_2$ dal 1990 al 2010 sono aumentate del 29.3% passando da 9962 Kton nel 1990 a 12883 Kton nel 2010 come da figura che segue. Con riferimento all'anno 2010, in ambito regionale, il settore che influisce maggiormente sulle emissioni effettive di $CO_2$ è quello relativo alla produzione di energia (35% sul totale 2010) seguito da trasporti (27%), industria (21%) e settore civile (13%). L'agricoltura incide per l'1%. Per quanto riguarda gli andamenti, si evidenzia la diminuzione delle emissioni nel settore industriale dovute principalmente alla crisi economica. In questo settore l'aumento rispetto al 1990 è comunque del 100%. Anche la componente trasporti nel 2010 è in aumento rispetto al 1990 segnando un + 87% mentre i settori civile (-11%) energia (-6%) e agricoltura (-14%) sono in diminuzione.




**Emissioni in FVG di CO2 nei settori considerati. Fonte Gains Italy L'andamento tendenziale delle emissioni della regione Friuli Venezia Giulia è in controtendenza rispetto a quello delle emissioni nazionali**




**Andamenti tendenziali delle emissioni di CO2. Fonte: Gains per andamenti regionali, GHG Italian submission to EU ver 1.2 per andamenti nazionali (tabella 10, riga 49)**

### Proiezione futura

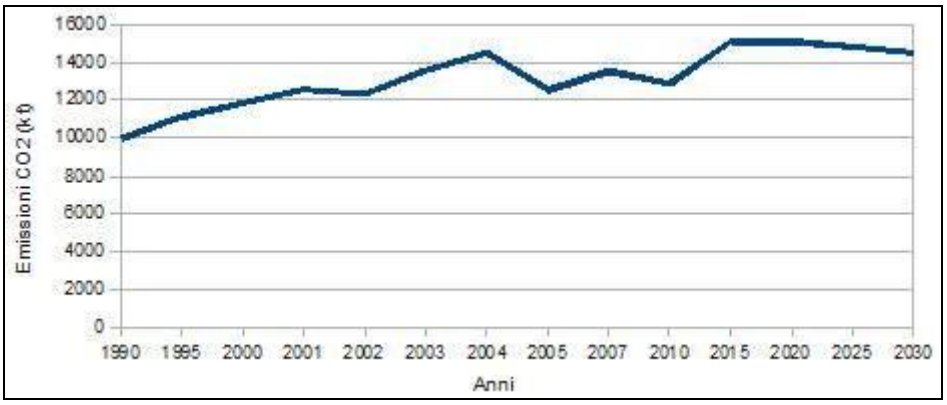
Il Consiglio Europeo ha riconosciuto la necessità che la UE unilateralmente avvii la transizione verso un'economia a basso contenuto di carbonio attraverso un approccio

integrato che preveda politiche energetiche e politiche per la lotta ai cambiamenti climatici.

Gli scenari evolutivi, tendenziale e con misure, sono descritti dal Ministero dell'Ambiente nelle relazioni 2013 e 2014 relative allo stato di attuazione degli impegni assunti per la riduzione delle emissioni climalteranti. In questi documenti il Ministero evidenzia la necessità di assicurare l'attuazione delle misure elencate nell'aggiornamento del Piano di Azione Nazionale approvato con delibera del CIPE in data 8 marzo 2013.

Gli impegni assunti, infatti, sono stimati raggiungibili a patto che tutte le misure vengano applicate.

A livello regionale, come da figura che segue, lo scenario elaborato con il Modello Gain, denota una controtendenza rispetto alle proiezioni nazionali: le emissioni di $CO_2$, stimate al 2020, riportano un aumento del 52% rispetto alle emissioni del 1990.




**Tendenza e scenario valutato con il modello Gains per il Friuli Venezia Giulia**

Il Piano Energetico Regionale definisce i target di riduzione per i diversi settori e le modalità per conseguirli. Il contributo richiesto a ciascuna regione di riduzione delle emissioni per il raggiungimento degli obiettivi nazionali non è ad oggi stato definito.

Ipotizzando tuttavia una riduzione in linea con l'obiettivo nazionale (-20% al 2020 rispetto alle emissioni del 1990), visto lo scenario regionale, è necessario attivare da subito le azioni di riduzione.

Si ritiene pertanto di primaria importanza sviluppare un contesto favorevole all'applicazione delle specifiche azioni di riduzione delle emissioni.

Dopo l'adozione del Pacchetto Clima e Energia 20 20 20, la Commissione europea ha lanciato il Patto dei Sindaci per avallare e sostenere gli sforzi compiuti dagli Enti locali nell'attuazione delle politiche nel campo dell'energia sostenibile.

I governi locali, infatti, svolgono un ruolo decisivo nella mitigazione degli effetti conseguenti al cambiamento climatico, soprattutto se si considera che l'80% dei consumi energetici e delle emissioni di $CO_2$ è associato alle attività urbane.

I firmatari del Patto si impegnano a preparare un Inventario di Base delle Emissioni e a presentare, entro l'anno successivo alla firma, un Piano d'azione per l'energia sostenibile in cui sono delineate le azioni principali che essi intendono avviare.

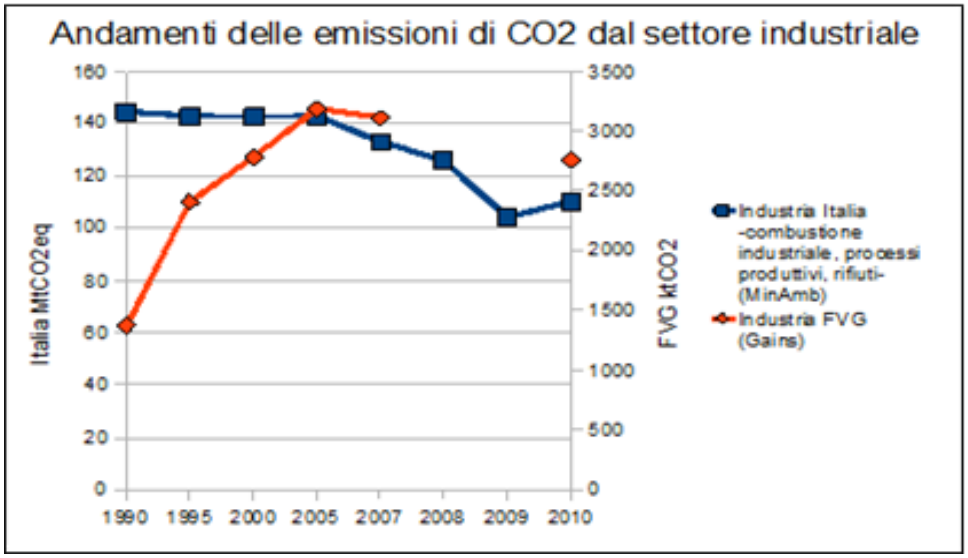
I Coordinatori del Patto, comprese le Province, le Regioni e le autorità nazionali, offrono ai firmatari consulenza strategica nonché assistenza tecnico-finanziaria.

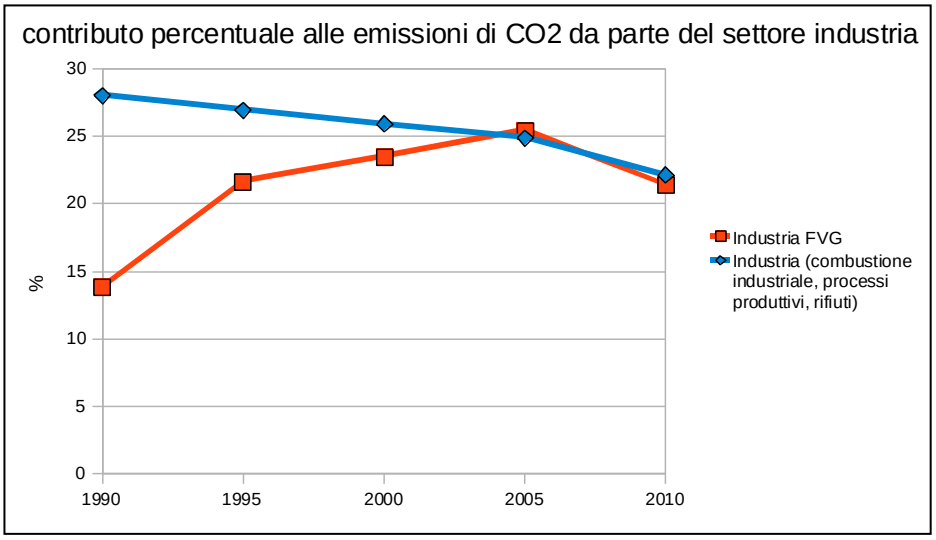
Una rete di Enti locali, nota come i Sostenitori del Patto, è impegnata ad amplificare al massimo l'impatto dell'iniziativa con attività promozionali, collegamenti tra i membri e

| | |
|---|---|
| | piattaforme di condivisione delle esperienze.<br><br>Con Delibera n. 2201 del 22 novembre 2013, la Regione Friuli Venezia Giulia aderisce al Patto dei Sindaci (Covenant of Mayors) in qualità di coordinatore territoriale. Attualmente il numero di Comuni del Friuli Venezia Giulia che hanno aderito al Patto dei Sindaci è undici.<br><br>É opportuno rafforzare il coinvolgimento degli Enti locali verso la sostenibilità energetica e ambientale attraverso l'esperienza del Patto dei Sindaci dando piena attuazione alla Delibera regionale citata, anche attraverso la creazione di una rete coordinata di Sostenitori del Patto e di strumenti che permettano la gestione delle informazioni.<br><br>A questo proposito si citano, ad esempio, la necessità di una diffusione capillare delle informazioni relative a nuove misure di promozione e incentivazione e l'opportunità di procedere alla raccolta di informazioni relative allo stato di attuazione delle misure dei PAES per un agevole monitoraggio centralizzato. |
| **Misure** | **21a Stabilire modalità di diffusione del Patto dei Sindaci tra i Comuni della Bio-Regione, attivando un Forum permanente sul clima.**<br><br>**21b Sviluppare o implementare strumenti informatici al fine di gestire le informazioni relative alla sostenibilità energetica ambientale (stato di attuazione delle misure dei PAES, informazioni sulle misure di promozione e incentivazione regionali, nazionali e comunitarie).**<br><br>**21c Sostegno normativo alla formazione di un mercato locale di gas climalteranti (i.e. Progetto Carbomark) anche tramite iniziative divulgative e eventuali finanziamenti.** |

| **Scheda 22. Azione di contesto per migliorare il quadro conoscitivo relativo alle emissioni di gas climalteranti** | |
|---|---|
| Inquadramento | La riduzione delle emissioni di gas serra e di quelle di biossido di carbonio in particolare, fissate dai processi negoziali nazionali e internazionali legati alla mitigazione dei cambiamenti climatici, presuppone un solido sistema di monitoraggio, reporting e verifica delle emissioni.<br><br>**Situazione attuale**<br><br>ARPA FVG, ai sensi della L.R. 16/2008, fornisce il supporto tecnico nella gestione degli inventari regionale e provinciali delle emissioni in atmosfera.<br><br>Il Catasto regionale delle emissioni in atmosfera è elaborato mediante il software INEMAR. INEMAR è l'acronimo di INventario EMissioni Aria e indica un database progettato a partire dal 1999, utilizzato per realizzare l'inventario delle emissioni di inquinanti in atmosfera in otto regioni italiane: Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Veneto, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Puglia e Marche.<br><br>La stima delle emissioni atmosferiche avviene a livello comunale per diversi inquinanti e combustibili utilizzando le metodologie definite in ambito europeo ed internazionale.<br><br>I dati delle emissioni rivestono un ruolo fondamentale non solo per la descrizione delle pressioni che esse esercitano, ma anche come informazione essenziale per la |

| | |
|---|---|
| | modellistica numerica sulla qualità dell'aria.<br><br>Le previsioni sulle concentrazioni degli inquinanti in atmosfera possono essere realizzate solo se a priori si conoscono le quantità immesse nell'aria.<br><br>L'ARPA FVG elabora gli aggiornamenti del catasto delle emissioni e pubblica i risultati sul sito dell'Agenzia.<br><br>Le informazioni raccolte nel sistema INEMAR sono le variabili necessarie per la stima delle emissioni: indicatori di attività (consumo di combustibili, consumo di vernici, quantità incenerita, e in generale qualsiasi parametro che traccia l'attività dell'emissione), fattori di emissione, dati statistici necessari per la disaggregazione spaziale e temporale delle emissioni.<br><br>INEMAR contiene anche le procedure e gli algoritmi utilizzati per la stima delle emissioni secondo diverse metodologie nonché i valori di emissione stimati. La qualità delle stime ottenute dal Catasto delle emissioni è maggiore quanto più si dispone di informazioni precise sulle pressioni e sulle variabili di prossimità utilizzate. Pertanto risultano preziose fonti di informazioni i censimenti, i dati messi a disposizione da altri enti (TERNA, GSE, ecc.), le statistiche di vendita di carburanti, e altro ancora.<br><br>La compilazione dell'inventario richiede un continuo lavoro di perfezionamento e di ricerca dei dati. Le informazioni contenute nei catasti sono soggette a continue verifiche sulla congruenza tra i dati, ovvero verifiche che le relazioni teoriche tra le grandezze siano rispettate dalle quantità censite. Il Catasto Emissioni è certificato UNI EN ISO 9001:2008 - Sistemi di Gestione di Qualità numero di certificazione: 20490. Ogni aggiornamento dell'inventario emissivo regionale, come previsto dal processo di qualità ISO 9001, è presentato in fase di revisione pubblica.<br><br>La revisione pubblica rientra tra le attività di governance inclusiva e partecipata e ha come scopo quello di ricevere informazioni dal territorio per correggere eventuali errori o incongruenze nella stima delle emissioni in atmosfera.<br><br>Gli inventari delle Regioni, ai sensi dell'art. 22 del D.lgs. 155/2010, sono predisposti con cadenza almeno triennale e, comunque, con riferimento a tutti gli anni per i quali lo Stato provvede a scalare l'inventario nazionale su base provinciale ossia ogni cinque anni a partire dal 2012 con riferimento all'anno 2010.<br><br>A oggi sono stati elaborati tre aggiornamenti dell'inventario regionale relativi agli anni 2005, 2007 e 2010.<br><br>L'inventario delle emissioni è stato sviluppato principalmente per gli inquinanti relativi alla qualità dell'aria normati dal D.lgs. 155/2010.<br><br>Si è rilevato uno strumento prezioso, ancorché incompleto, per ottenere informazioni relative alle emissioni di gas serra e per lo sviluppo dei bilanci energetici.<br><br>Si ritiene pertanto necessario implementare il catasto delle emissioni INEMAR con le informazioni e le verifiche necessarie sulla qualità dei dati anche per la tematica relativa ai cambiamenti climatici considerando gli inquinanti climalteranti e le pressioni ad essi associate. |
| **Misura** | **22a Integrazione dell'attuale catasto regionale delle emissioni in atmosfera (INEMAR) presso ARPA FVG mirata alla valutazione di bilanci territoriali di gas climalteranti e contenimento dei dati emissivi dagli inventari di base delle emissioni (IBE) dei comuni che aderiscono al Patto dei Sindaci.** |

| Scheda 23. Favorire la riduzione dei gas serra nei processi produttivi | |
|---|---|
| Inquadramento | Le elaborazioni effettuate utilizzando i dati ad oggi disponibili, relativi agli andamenti delle emissioni di $CO_2$ del settore industriale, evidenziano un deciso aumento delle emissioni regionali dal 1990 al 2005, seguite da una diminuzione dal 2005 fino al 2010.<br><br>Nonostante la contrazione avvenuta negli ultimi 5 anni, visibile nella figura che segue, le emissioni del 2010 ammontano a una quantità doppia rispetto a quelle registrate nel 1990.<br><br>I dati riportati si riferiscono sia alle emissioni dovute ai processi produttivi, sia alle emissioni dovute alla combustione nell'industria.<br><br>Mettendo a confronto la percentuale del contributo di emissioni di $CO_2$ dovute al settore industriale rispetto al totale annuo, si osserva, anche in questo caso, che il contributo del settore industriale regionale è notevolmente aumentato dal 1990 al 2005 per attestarsi, nell'ultimo quinquennio, su percentuali (21% nel 2010) in linea con i rispettivi contributi nazionali.<br><br>Il settore industriale è il settore che ha fatto registrare il maggior incremento effettivo di gas serra in regione rispetto al 1990 (+100%).<br><br>Ai fini della valutazione del raggiungimento degli obiettivi nazionali per questo settore è necessario scorporare le emissioni dei settori ETS; tali emissioni sono già state assegnate e come tali devono essere considerate nel computo delle emissioni.<br><br>Nei settori non ETS la percentuale di riduzione prevista per l'Italia è del 13% al 2020 rispetto al 2005. I valori base da considerare per le misure di riduzione saranno disponibili a seguito dell'implementazione in INEMAR della parte relativa ai gas climalteranti.<br><br>  <br><br>**Andamenti delle emissioni di CO2 dal settore industriale a confronto: nazionale e regionale. Fonte: Elaborazione dati presentati nella *Relazione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sullo stato di attuazione degli impegni per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. L. 39/2011, art. 2, c.9.* Modello Gains per i dati regionali.** |




**Contributo percentuale al totale delle emissioni di $CO_2$ rispettivamente nel contesto nazionale e regionale**

Nelle more della quantificazione della percentuale di riduzione delle emissioni di gas serra per il settore industriale non ETS, è opportuno predisporre gli strumenti che permetteranno di valutare adeguatamente l'emissione di gas serra per ciascun impianto.

Per il controllo delle emissioni nel settore industriale sono disponibili numerosi strumenti normativi. Le autorizzazioni AIA e AUA agiscono direttamente sulle emissioni degli impianti e sono pertanto gli strumenti adeguati per il controllo e la valutazione delle emissioni di gas serra.

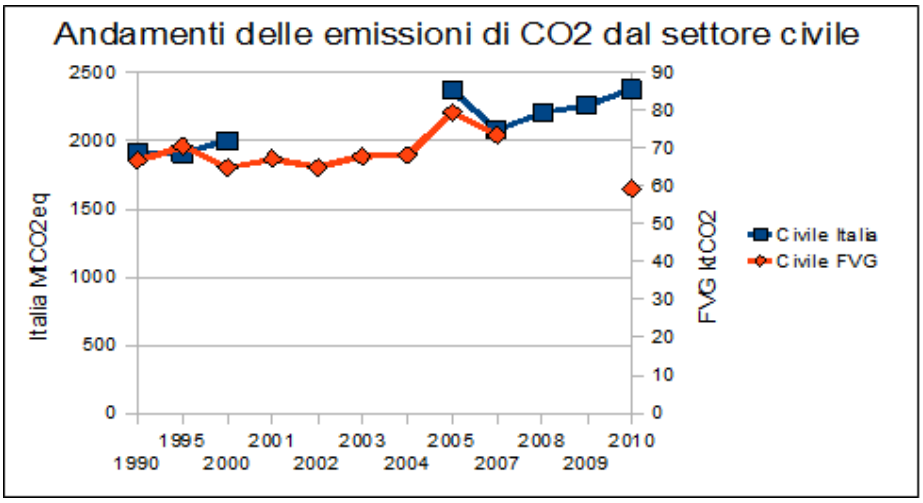
I documenti presentati per la valutazione delle emissioni negli iter AIA e AUA e quelli relativi agli eventuali piani di riduzione delle emissioni climalteranti dovranno tenere in considerazione, oltre agli aspetti legati al ciclo produttivo anche quelli legati alla prestazione energetica degli edifici/stabilimenti, al tipo di fonti utilizzate e agli aspetti legati alla mobilità correlata, a qualsiasi titolo, all'azienda. I documenti prodotti dovranno essere certificati da tecnici qualificati.

A questo proposito, i distretti d i consorzi, oltre che le aree industriali, possono svolgere un'efficace azione di supporto e coordinamento nella valutazione dei bilanci dei gas climalteranti a livello di area entrando, come esempio, a far parte della rete dei Sostenitori del Patto dei Sindaci.

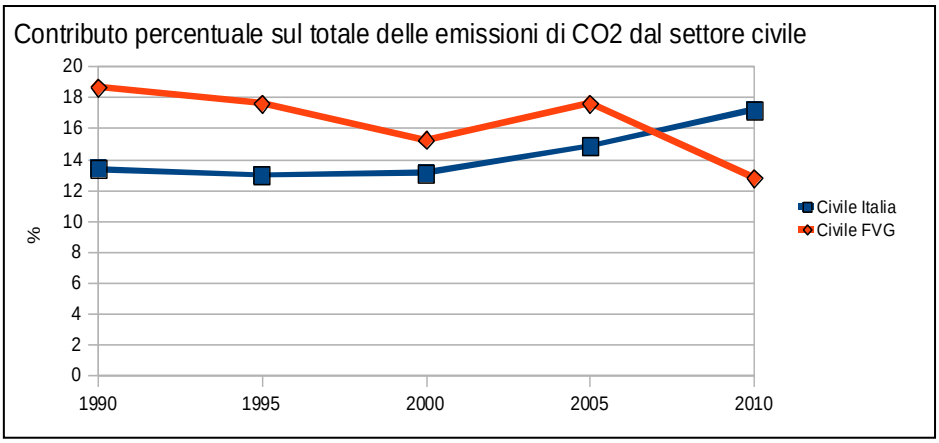
| | |
|---|---|
| **Misure** | **23a Introduzione del tema della diagnosi/riduzione della emissione di gas climalteranti da parte delle aziende, tramite ad esempio i relativi procedimenti autorizzativi ambientali (AIA, AUA) con certificazione di tecnici qualificati (Energy Manager oppure Esperti in Gestione dell'Energia), anche attraverso i Consorzi di Sviluppo Economico Locale o le Agenzie per lo sviluppo dei Distretti industriali.** |

| **Scheda 24. Favorire la riduzione dei gas serra nel settore residenziale.** | |
|---|---|
| Inquadramento | Le emissioni di gas serra del settore residenziale e del commercio in Regione sono diminuite dell'11% nel 2010 rispetto al 1990. La diminuzione è in controtendenza rispetto all'andamento nazionale registrato negli ultimi tre anni. Anche per quanto riguarda il contributo del settore al totale si osserva una diminuzione che ha portato, nel 2010, a |

percentuali di incidenza del settore sul totale emissivo inferiori a livello regionale, rispetto che a quelle nazionali.




**Emissioni nazionali e regionali di $CO_2$ dal settore civile a confronto.**




**Confronto tra gli andamenti nazionale e regionale del contributo percentuale delle emissioni di CO2 sul totale annuale dovute al settore civile**

La riduzione evidenziata dimostra l'efficacia dei meccanismi di incentivazione adottati per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici e l'approvvigionamento da fonti energetiche rinnovabili.

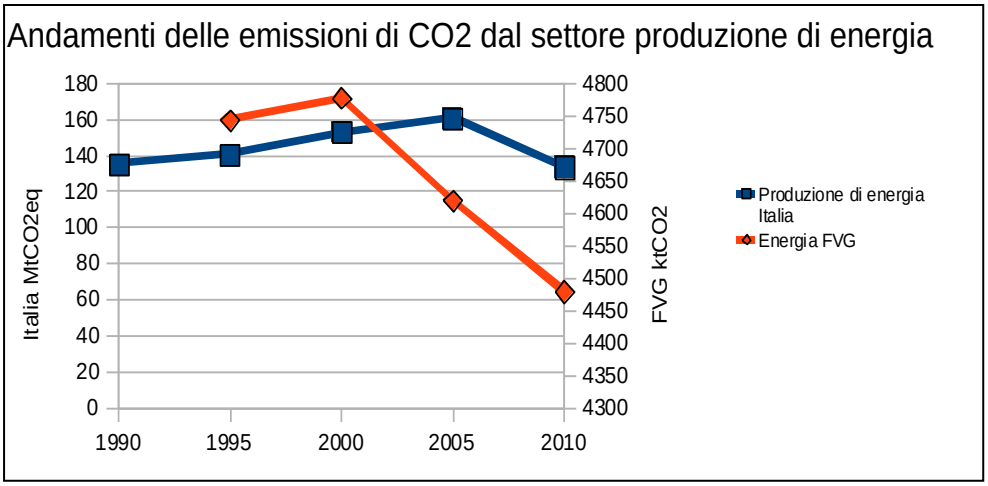
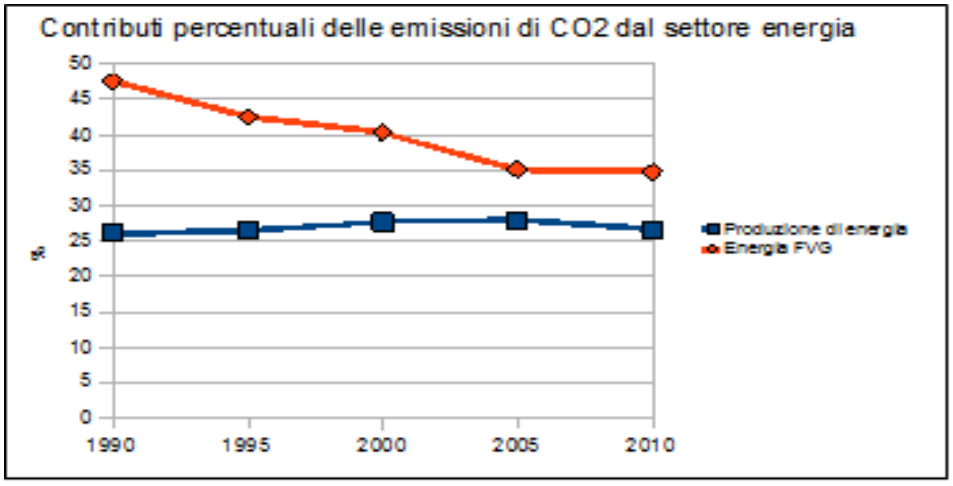
É opportuno persistere con le misure fino a ora intraprese, previste anche nel Piano di Azione Nazionale (PAN) e incrementarne l'efficacia utilizzando, come esempio, incentivi di tipo urbanistico/edilizio, finanziario e di semplificazione burocratica. In particolare vanno favoriti i microimpianti FER residenziali (idroelettrico, pompe di calore ed eolico) che possono svolgere un ruolo ausiliario significativo nella economia domestica della singola famiglia a fronte di ridotti investimenti iniziali.

Nell'ottica di facilitare le procedure di miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici e di migliorare la conoscenza delle stesse su tutto il territorio della regione, è opportuno adottare misure per la promozione della diagnosi energetica degli edifici esistenti. Si valuta p.e. la possibilità di istituire un elenco di professionisti presso gli albi professionali, che effettuano una prima valutazione gratuita della diagnosi energetica o a costi calmierati tabellati finanziati da apposito fondo regionale. Centrale rimane comunque il ruolo delle ESCo, che possono interfacciarsi direttamente con i cittadini ai fini dei Certificati Bianchi.

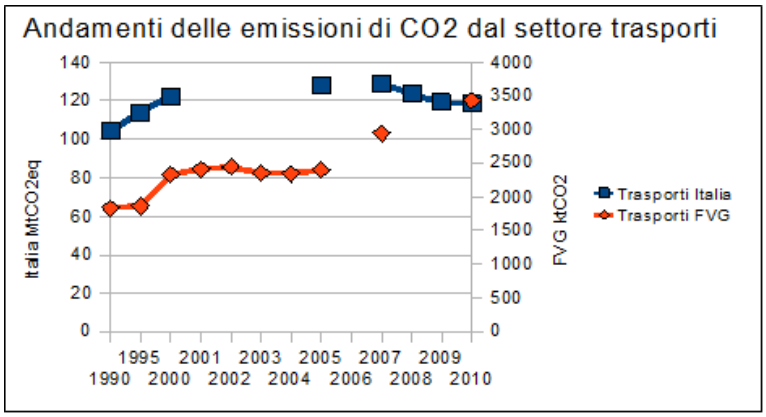
| | |
|---|---|
| | I dati ottenuti trovano collocazione nel Catasto emissioni e contribuiscono al miglioramento della qualità dei bilanci energetici di INEMAR, nonché alla valutazione dell'efficacia a livello regionale. |
| **Misure** | **24a Introdurre la diagnosi energetica degli edifici esistenti, tramite l'istituzione di elenchi di professionisti presso gli albi professionali, o di ESCo accreditate per solidità economica e funzionale, che effettuano una prima valutazione gratuita o a costi calmierati, finanziati da apposito fondo regionale, e inserimento dei risultati delle diagnosi negli archivi energetici regionali.**<br><br>**24b Introdurre una incentivazione negli edifici nuovi e negli edifici esistenti per attuare un miglioramento della prestazione energetica, per installare impianti e microimpianti a FER o per un aumento dell'approvvigionamento da FER, rispetto al minimo già previsto dagli obblighi nazionali. Inoltre introdurre una forma di incentivazione anche per il recupero a fini residenziali degli ex opifici collocati all'interno delle fasce urbanistiche residenziali. Gli incentivi potranno essere di tipo urbanistico e edilizio o di tipo finanziario mirato. Questa misura favorirebbe il riuso di immobili attualmente inutilizzati con un doppio beneficio in termini di contenimento del consumo del suolo e di miglioramento dell'efficienza energetica.** |

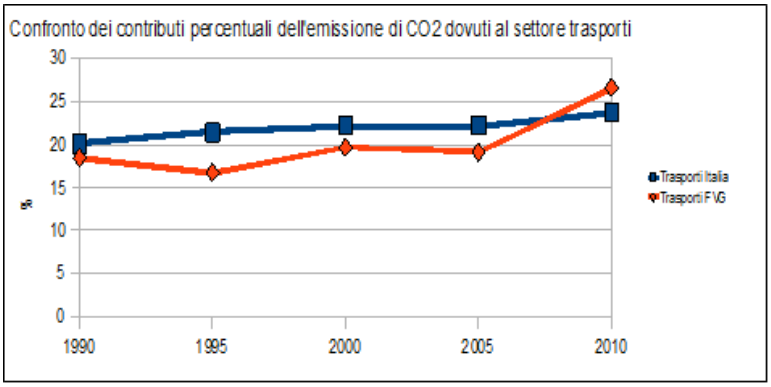
| **Scheda 25. Favorire la riduzione dei gas serra nel terziario e nella pubblica amministrazione** | |
|---|---|
| Inquadramento | Le emissioni di gas serra nel terziario e nella pubblica amministrazione sono valutate all'interno del settore civile e, per determinare la baseline e il target di riduzione per la parte del settore qui considerato, è necessario scorporarne il contributo dalle emissioni del settore civile.<br><br>Questo scorporo non è attuabile prima dell'integrazione del Catasto delle emissioni e degli altri strumenti informatici.<br><br>La necessità di procedere a un'ulteriore riduzione delle emissioni di gas serra per questo settore e raggiungere l'obiettivo del 13% di riduzione dai settori non ETS, impone l'obbligo di valutare gli aspetti che attengono alle modalità di svolgimento delle attività del terziario che non sono, a oggi, stati considerati ai fini della riduzione delle emissioni di gas climalteranti.<br><br>Tale valutazione è oggetto di analisi dell'Energy manager.<br><br>Pertanto si ritiene opportuno che gli Enti pubblici e le società private di servizi, caratterizzati da un numero di dipendenti al di sopra di una determinata soglia, nell'ambito dei bilanci energetici e di emissioni di gas serra, siano comparati ai soggetti industriali con soglie di consumo superiori a 1000 tep.<br><br>Per tali soggetti, la legge 10/91 prevede l'obbligo di nomina dell'Energy Manager. Sempre in analogia a quanto previsto per il settore industriale, la valutazione energetica prodotta dall'Energy Manager e gli eventuali piani di riduzione delle emissioni, devono tenere in considerazione anche gli aspetti di prestazione energetica degli edifici, il tipo di fonti utilizzate e gli interventi di mobilità correlati a qualsiasi titolo al soggetto obbligato (i.e. promozione di strumenti quali videoconferenze e telelavoro da censire e monitorare).<br><br>I dati ottenuti trovano collocazione nel Catasto delle emissioni e contribuiscono al miglioramento della qualità dei bilanci energetici di INEMAR, nonché alla valutazione dell'efficacia della misura stessa a livello regionale. |

| | |
|---|---|
| **Misura** | **25a Estensione dell'obbligo di nomina dell'Energy manager alle società private di servizi, agli enti pubblici e ai centri commerciali, attualmente non obbligati dal disposto dell'art. 19 della L. 10/91 (soglie di consumo inferiori a 1.000 TEP) sulla base di altri parametri (a esempio "numero di dipendenti" se il parametro è pertinente).**<br><br>**25b Obbligo di un piano triennale per la PA, di ristrutturazione degli edifici pubblici ai fini del rispetto dei livelli minimi di FER, e incentivazione delle stesse attraverso un ordine di priorità nella assegnazione degli spazi finanziari.** |

| **Scheda 26. Favorire l'utilizzo di impianti a fonti rinnovabili che massimizzano la riduzione dei gas climalteranti** | |
|---|---|
| Inquadramento | Il settore produzione di energia ha fatto registrare una diminuzione nelle emissioni di $CO_2$ del 2010 rispetto al 1990 del 6%. La diminuzione si osserva nei seguenti grafici, relativi rispettivamente alle emissioni di $CO_2$ assolute dal settore e alle percentuali di incidenza del settore rispetto al totale.<br><br>  <br><br>**Confronto degli andamenti delle emissioni nazionali e regionali dovuti al settore di produzione di energia**<br><br>  <br><br>**Confronto dei contributi percentuali sul totale emissivo annuale dovuti al settore produzione di energia** |

| | |
|---|---|
| | Per valutare il contributo dovuto agli impianti energetici a biomasse è necessario scorporare dai dati del settore quelli relativi a questa tipologia di impianti. Tale operazione non è al momento disponibile. Nell'ottica di aumentare la conoscenza relativa alle specifiche emissioni e di migliorare la qualità dei dati disponibili nei database, in linea con quanto già previsto nelle misure relative alle emissioni dal settore industriale e dal settore civile, è opportuno che nell'ambito dei procedimenti di autorizzazione di impianti energetici a biomasse legnose e liquide e a biogas, siano valutate e considerate anche le emissioni di gas climalteranti. Nella predetta valutazione, in particolare per queste tipologie di impianti, è necessario che siano considerate anche le emissioni dovute alla fase di approvvigionamento della materia prima al fine di promuovere la realizzazione di filiere corte. Inoltre è necessario che nella valutazione siano considerate anche le eventuali riduzioni correlate alla sostituzione di impianti termici a combustibili fossili con teleriscaldamento. |
| **Misura** | **26a Introdurre nei procedimenti di autorizzazione di impianti energetici a biomasse legnose, liquide e a biogas, l'obbligo di valutazione dell'effettiva riduzione dei gas climalteranti realizzati dalla messa in esercizio degli impianti.**<br>**26b Avviare una semplificazione delle pratiche burocratiche legate alla realizzazione di impianti FER.** |

| **Scheda 27. Favorire la riduzione dei gas serra nel settore della mobilità** | |
|---|---|
| Inquadramento | Il settore dei trasporti regionale segna un aumento delle emissioni di $CO_2$ nel 2010 rispetto al 1990 pari a + 87%. Il contributo assoluto è in aumento netto dal 2005 al 2010 e in controtendenza rispetto all'andamento nazionale.<br>L'incidenza del settore sul totale emissivo regionale (27%) è in linea con la percentuale nazionale ma anche in questo caso si osserva un aumento negli ultimi cinque anni.<br>Seguono due figure con le emissioni di biossido di carbonio del settore trasporti, sia a livello nazionale e sia a livello regionale.<br>  <br><br>**Confronto tra gli andamenti delle emissioni a livello nazionale e regionale della $CO_2$ dal settore trasporti** |




**Confronto tra gli andamenti percentuali dell'incidenza del settore trasporti sul totale annuale emissivo di $CO_2$**

In relazione agli scenari futuri per il settore dei trasporti, il *Libro bianco Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti — Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile* adottato dalla Commissione europea il 28 marzo 2011, in linea con la Strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva, ha esortato a mettere fine alla dipendenza dal petrolio e ha fissato, in particolare, l'obiettivo di ridurre del 60% le emissioni di gas serra nel settore dei trasporti, da conseguire entro il 2050.

La regione Friuli Venezia Giulia è contraddistinta da traffico cosiddetto di attraversamento la cui entità non è un parametro direttamente dipendente dalle politiche regionali. La necessità di ridurre le emissioni di $CO_2$ per ottemperare agli obblighi assunti a livello nazionale e comunitario richiede tuttavia un deciso intervento sul settore dei trasporti.

L'aggiornamento del Piano di Azione Nazionale (PAN) presenta misure legate al settore dei trasporti con una stima di riduzione, a livello nazionale, di 5.8 $MtCO_2eq$ al 2020. Non è determinabile, a oggi, il contributo di riduzione per la regione Friuli Venezia Giulia.

A livello regionale, il *Piano regionale per il trasporto pubblico locale* prevede possibili impatti positivi sul clima riconducibili alla riduzione di emissioni in atmosfera derivanti da quote di domanda attratte dal trasporto ferroviario a scapito del trasporto su gomma privato. A tal proposito il Piano regionale del trasporto pubblico locale stima, anche se solo in linea teorica, una diminuzione delle emissioni di $CO_2$ indicativamente pari a 10 Kton/anno.

Visto l'incremento delle emissioni di $CO_2$ dal settore trasporti dal 1990 e il trend regionale crescente dal 2005 al 2010, è necessario adottare ulteriori misure per ottenere una consistente riduzione delle emissioni.

Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha recentemente varato il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (DPCM del 26/09/2014) che riprende l'articolo 3 della Proposta di Direttiva Europea con la quale la Commissione Europea chiede agli Stati membri di definire quadri strategici nazionali per lo sviluppo dei combustibili alternativi e della relativa infrastruttura.

Questo Piano nazionale ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica, nonché interventi di recupero del patrimonio edilizio finalizzati allo sviluppo delle medesime reti.

Il Piano nazionale definisce inoltre le linee guida per garantire lo sviluppo unitario del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nel territorio nazionale, sulla

| | |
|---|---|
| | base di criteri oggettivi che tengano conto dell'effettivo fabbisogno presente nelle diverse realtà territoriali, valutato sulla base dei concorrenti profili della congestione di traffico veicolare privato, della criticità dell'inquinamento atmosferico e dello sviluppo della rete stradale urbana ed extraurbana e di quella autostradale.<br><br>A livello regionale e locale, misure relative alla mobilità elettrica elaborate sulla base delle linee guida del Piano nazionale dovranno essere considerate e integrate nei Piani della Mobilità, sia regionali e sia comunali. Le misure relative alla mobilità elettrica potranno essere introdotte anche nei PAES, con il coordinamento e la supervisione della Regione. |
| **Misura** | **27a Recepimento nella pianificazione regionale e comunale delle azioni del Piano nazionale inerente lo sviluppo della mobilità elettrica e dell'allestimento delle infrastrutture di ricarica, al fine di ridurre le emissioni di $CO_2$ dovute al settore trasporti e contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali.** |

| **Scheda 28. Incentivare l'utilizzo delle biomasse in modo sostenibile in coerenza con quanto previsto dagli indirizzi europei e promuovere la Green Belt** | |
|---|---|
| Inquadramento | Il 25 febbraio 2010 la Commissione europea ha adottato il Rapporto *Com(2010)11 Final* indirizzato al Consiglio e al Parlamento europeo, concernente i requisiti di sostenibilità ambientale nell'impiego delle biomasse ad uso energetico. Si tratta di "raccomandazioni", rivolte ai Paesi membri, concernenti le modalità di introduzione dei regimi nazionali di aiuto e sviluppo della produzione di energia da biomasse solide e gassose.<br><br>In assenza di regole armonizzate a livello di UE, gli Stati membri attualmente sono liberi di adottare sistemi nazionali autonomi a favore dell'impiego della biomassa solida e gassosa, nella produzione di elettricità e nei sistemi di riscaldamento e di raffreddamento.<br><br>Tuttavia, secondo le raccomandazioni contenute nel citato Rapporto, gli Stati membri dovrebbero seguire dei metodi simili e, soprattutto, dovrebbero adottare criteri di sostenibilità ambientale comuni. In tal modo sarà possibile ridurre il rischio che l'adozione di criteri differenti, e potenzialmente incompatibili, possa ostacolare gli scambi e lo sviluppo del settore bioenergetico europeo.<br><br>Il documento rammenta che in Europa circa il 5% dei consumi finali di energia è coperto dalle bioenergie e che *la Road Map del gennaio 2007* suggerisce di raddoppiare l'uso delle biomasse, con l'obiettivo di raggiungere la quota del 20% dei consumi energetici assicurati dalle rinnovabili.<br><br>In questo senso, è in aumento il commercio internazionale delle biomasse, in primis di pellet a base di legno.<br><br>In Europa le disposizioni normative vigenti assicurano, in termini generali, che foreste e agricoltura siano gestite in modo sostenibile, mentre non è sempre così in alcuni Paesi extraeuropei. L'aumento del commercio internazionale di biomasse impone, dunque, uno schema comune di valutazione.<br><br>I criteri raccomandati riguardano:<br><br>a) un divieto generale ad utilizzare le biomasse provenienti da terreni sottratti alle foreste, da zone aventi un importante stock di carbonio e da zone ricche in biodiversità;<br><br>b) un metodo comune di calcolo delle emissioni di gas a effetto serra che potrebbe essere utilizzato per valutare la riduzione delle emissioni indotta dall'uso delle biomasse, |

| | |
|---|---|
| | rispetto all'impiego dei combustibili fossili nei Paesi Ue (almeno il 35% oggi, il 50% entro il 2017, per raggiungere il valore del 60% per le nuove installazioni nel 2018);<br><br>c) un regime di sostegno nazionale differenziato a favore delle installazioni che abbiano elevati rendimenti di conversione energetica;<br><br>d) il controllo dell'origine della biomassa.<br><br>A riguardo di questi indirizzi, nel documento si rammenta che, al livello mondiale, la deforestazione e il degrado delle foreste aumentano, mentre in Europa e in nord America si registra un incremento di superfici forestali e di volumi di biomassa stoccate.<br><br>Nel mondo le foreste sono certificate solo nella misura dell'8%, a differenza di quanto avviene in Europa (45%). Il documento invita, inoltre, i Paesi membri a non adottare criteri di sostenibilità ambientale nel campo dei residui e dei rifiuti, poiché questi sono già soggetti alle normative europee e nazionali del settore.<br><br>Importante è anche la raccomandazione agli Stati membri affinché adottino schemi tecnici e norme che rispettino gli indirizzi della Direttiva europea sulle energie rinnovabili, badando a non incidere in modo troppo vincolante sulle biomasse forestali o agricole, con l'obiettivo di evitare ulteriori aggravi di costo per questa tipologia di operatori, che deve al contrario essere incoraggiata a investire nella produzione di energia rinnovabile. L'indirizzo strategico del documento risulta, nei tratti generali, ampiamente condivisibile, perché focalizza l'attenzione alle problematiche ambientali della produzione bioenergetica con determinazione e precisione.<br><br>In sintesi:<br><br>• è riconfermato il valore dell'impiego termico delle biomasse, perché si registrano più elevati risparmi di gas climalteranti rispetto all'impiego elettrico;<br><br>• si sottolinea l'importanza della cogenerazione e del teleriscaldamento poiché detti sistemi evidenziano efficienze di conversione molto elevate;<br><br>• si conferma l'importanza della diffusione di impianti di piccola/media dimensione, in grado di sfruttare al meglio le risorse locali, in un ambito di filiera corta, con benefici effetti sulla riduzione di gas ad effetto serra.<br><br>Tuttavia, occorre evidenziare anche che alcuni aspetti del documento non sono pienamente condivisibili o, quantomeno, necessitano di un approccio diverso.<br><br>Si noti come si faccia riferimento quasi esclusivamente a biomasse ampiamente utilizzate nei Paesi degli estensori della consulenza che ha supportato il rapporto (che, come si può leggere sul sito web, appartengono a Paesi Bassi, Danimarca, Germania): pellet, carbonella, chips, paglia di grano, legno e carbone da short rotation forestry, ecc.: Si ricorda che alcune di queste produzioni sono diffuse anche nel resto d'Europa, ma in misura più ridotta.<br><br>Emerge dunque chiaramente l'assenza di riferimenti alle biomasse tipiche dei Paesi mediterranei: non sono considerate le biomasse residuali della olivicoltura, della vitivinicoltura e della frutticoltura in generale.<br><br>Bisogna altresì sottolineare che l'approccio dei Paesi mediterranei alle tematiche considerate non risulta completamente privo di colpe: la carenza di ricerche e studi approfonditi da parte di istituti italiani su questi argomenti (sostenibilità della produzione e dell'utilizzo energetico delle biomasse agricole) contribuisce negativamente alla tendenza europea a sottostimare o trascurare il ruolo dei Paesi mediterranei nell'ambito delle strategie di mitigazione climatica. |

| | |
|---|---|
| | Le potenzialità dell'agricoltura italiana nell'ambito della produzione delle fonti rinnovabili sono invece notevoli. Secondo i dati di uno studio elaborato da Coldiretti, il contributo energetico potenziale aggiuntivo che l'agricoltura potrebbe fornire al 2020 è pari a 11,50 Mtep.<br><br>Secondo questo scenario il contributo percentuale delle agroenergie rispetto al bilancio energetico nazionale al 2020, potrebbe raggiungere l'8%, per un totale di energia rinnovabile prodotta pari a 15,80 Mtep.<br><br>Un'ulteriore previsione riguarda gli impatti occupazionali: si tratta di poco meno di 100.000 unità attive nelle fasi di produzione o di conversione delle energie dalle varie fonti rinnovabili.<br><br>Per quanto riguarda le emissioni, la $CO_2$ evitata potrebbe essere pari a 26,37 Mton/annuo. In termini di superfici agricole, per quanto riguarda la stima delle potenzialità energetiche (al 2020) delle biomasse combustibili, si possono considerare 10,7 milioni di ettari delle foreste italiane, 70.000 ha di colture dedicate, 30 milioni di ettari complessivi (cereali, semi oleosi, frutta, agrumi, olivo e vite) da cui attingere per i residui delle attività agricole. A queste superfici vanno aggiunte quelle potenzialmente investite a biocarburanti, pari a circa 360.000 ha.<br><br>Anche i dati di questo scenario confermano che il contributo potenziale delle biomasse di origine agricola alla produzione di energia è veramente consistente Tuttavia, il percorso di affermazione dell'agroenergia nazionale non è ancora libero da tutti gli ostacoli. In questo senso si ritiene doveroso riportare alcune considerazioni critiche.<br><br>Il settore delle fonti rinnovabili in Italia, in particolare, negli ultimi tempi è stato caratterizzato da una corsa al conseguimento degli obiettivi quantitativi, più che qualitativi. Gli interventi di sostegno hanno coinvolto prioritariamente il settore elettrico e, a causa della definizione delle tariffe omnicomprensive che non ha previsto differenziazioni in funzione della effettiva efficienza energetica e ambientale, l'attuale sistema incentivante italiano rischia di non essere rispondente alle raccomandazioni comunitarie.<br><br>Questo limite, in ogni caso, non deve essere in alcun modo penalizzante per la produzione di energia dalle biomasse agricole. Questa deve invece essere ulteriormente sviluppata, nel rispetto delle sostenibilità economiche, ambientali e sociali.<br><br>Nell'anno dell'EXPO, sul cibo, la Regione intende dire con chiarezza che produrre energia da prodotti destinati alla alimentazione del Pianeta è contrario alle linee di questo Piano energetico. Quando si parla di biomasse, infatti, si parla di un bene comune che non conosce né confini né Stati; questo ragionamento è alla base della Green Belt.<br><br>Negli anni della guerra fredda, lungo la ex "cortina di ferro", si è originato un corridoio ecologico della lunghezza di 12.500 km, che interessa anche il Friuli Venezia Giulia, la Repubblica di Slovenia e l'Austria. Al fine di conservare e valorizzare tale corridoio la Germania ha promosso una specifica iniziativa di cooperazione territoriale transfrontaliera denominata "European Green Belt" (EGB), cui hanno aderito vari Stati europei e nell'ambito della quale il Friuli Venezia Giulia rappresenta per l'Italia il Focal Point nazionale, chiamato a fornire un contributo essenziale per la presentazione di progetti coerenti con lo spirito dell'iniziativa.<br><br>L'iniziativa EGB, oltre a puntare alla conservazione e promozione della biodiversità e dei valori paesaggistici della Green Belt, rappresenta anche un'occasione cui far convergere attività rivolte alla promozione dello sviluppo sostenibile e di contrasto ai cambiamenti climatici, da conseguirsi in particolare con il contenimento delle emissioni di gas climalteranti e con lo stoccaggio della $CO_2$. |

| | |
|---|---|
| **Misure** | **28a Promuovere la diffusione delle biomasse in agricoltura, attraverso:**<br>• **Studi di settore;**<br>• **Linee guida con criteri tecnici di sostenibilità economica, ambientale e sociale per l'utilizzo delle biomasse;**<br>• **cogenerazione e sfruttamento del calore residuo;**<br>• **campagne di informazione e formazione sul territorio;**<br>• **accordi/intese/convenzioni l'associazionismo tra piccoli imprenditori locali per favorire la filiera corta.**<br>**28b Stipulare una o più Convenzioni/Accordi tese a creare e implementare una cintura verde "green belt", lungo i confini con Veneto, Austria e Slovenia, che riguardi boschi, seminativi, bacini fluviali e specchi d'acqua ai fini della salvaguardia della biodiversità e dello stoccaggio naturale di carbonio.**<br>**28c Incentivare e favorire la realizzazione di piattaforme logistiche per biomasse secondo criteri pianificatori di loro razionale distribuzione sul territorio.** |

| **Scheda 29. Promuovere la costituzione di GA (gruppi di acquisto) di vettori energetici per le imprese e i cittadini** | |
|---|---|
| Inquadramento | La legge regionale 19/2012 ha previsto tra i compiti della regione che l'amministrazione regionale promuova forme di incentivazione per favorire l'aggregazione, la gestione associata e la fusione tra operatori dei servizi di distribuzione del gas e dell'energia elettrica nel territorio regionale, per ottenere società di gestione risultanti che servano almeno 100.000 utenti finali.<br>La legge prevede che la Regione favorisca e promuova la realizzazione di indagini conoscitive per determinare lo stato di consistenza, la stima del valore di mercato e la quota di proprietà pubblica delle reti di distribuzione del gas naturale presenti sul territorio, ai fini della determinazione dei canoni di utilizzo, di equo indennizzo e delle condizioni economiche dei contratti di servizio per l'affidamento, da parte dei Comuni e ai sensi delle vigenti norme, del servizio di distribuzione locale del gas sul territorio.<br>Le Amministrazioni Pubbliche interessate a mettere in campo delle azioni specifiche per ridurre le emissioni di $CO_2$ in atmosfera, attraverso progetti o iniziative per i loro cittadini, si possono rendere parte diligente per costituire gruppi di acquisto (GA)a livello comunale.<br>Questi sono strumenti di azione per incentivare, sensibilizzare e orientare i cittadini verso scelte attente e rispettose dell'ambiente, unitamente alla possibilità di ottenere significativi risparmi economici.<br>Il GA è un soggetto che raggruppa i cittadini che hanno l'interesse comune a utilizzare tecnologie di efficienza energetica a un prezzo equo e con garanzie di qualità e sicurezza.<br>Il GA Ha carattere privatistico e è solitamente promosso dal Comune, in modo diretto o attraverso lo sportello energia comunale, per favorire concretamente i propri cittadini nel passaggio alle nuove tecnologie di efficienza energetica, aiutandoli a risparmiare soldi, ottenendo nel contempo , benefici ambientali a sostegno del P.A.E.S., per i comuni che sono dotati di tale strumento.<br>A livello regionale dovrà essere svolta un'azione di regia perché saranno i Comuni a fornire ai cittadini informazione, consulenza tecnica, selezione (con evidenza pubblica) dei produttori e dei fornitori, con il supporto per le pratiche burocratiche in ogni dettaglio fino |

| | |
|---|---|
| | alla firma dei contratti individuali.<br>Esempi di GA possono essere:<br>• sostituzione delle vecchie caldaie;<br>• sostituzione dei vecchi condizionatori;<br>• sostituzione degli elettrodomestici di bassa qualità energetica;<br>• acquisto di biciclette elettriche;<br>• impianti solari fotovoltaici residenziali.<br>Infine la Regione, nel suo ruolo di regia, può elaborare schemi di convenzioni-tipo da fornire alle amministrazioni comunali per la formazione di gruppi di acquisto solidale che vogliano realizzare impianti a fonti rinnovabili, dando, ove possibile, la propria disponibilità affinché gli impianti siano realizzati sulle coperture di edifici pubblici (i.e. Emilia Romagna).<br>I cittadini consorziati si sostituirebbero alle ESCo mentre il Comune potrebbe gestire in proprio la contrattualistica, come alternativa all'affidamento a società di consulenza per la pubblica amministrazione.<br>Compito della Regione, in questo caso, è di attivare una rete di promozione ed informazione presso i Comuni del proprio territorio, che illustri possibilità e vantaggi legati a questo tipo di iniziative.<br>Il tutto sarà riportato in un apposito sito web, modello Portale del Risparmio Energetico, che servirà di supporto alle scelte dei cittadini e dei Comuni.<br>Inoltre un fattore di supporto potrebbe essere rappresentato dalla previsione di strumenti di finanziamento incentivato per il rafforzamento operativo dei Consorzi energia di Confindustria, favorendone la fusione a livello regionale, nonché per il sostegno di programmi rivolti a favorire le condizioni per la riduzione del costo dell'energia (creazione, a esempio, di sistemi a rete di produzione e di consumo aggregando più imprese).<br>Un'altra funzione importante che il piano sottolinea riguarda la diffusione della conoscenza in materia di efficienza energetica, dalla formazione all'informazione; gli stessi consorzi energia di Confindustria potrebbero contribuire nell'ambito di una programmazione coordinata con la Regione a tale diffusione attraverso appropriati iter formativi, in particolare presso imprenditori e tecnici delle piccole e medie imprese associate e non, mettendo a disposizione del sistema delle imprese le competenza maturate in materia. |
| Misure | **29a Promuovere la realizzazione di gruppi di acquisto comunali, attraverso accordi/intese/convenzioni e schemi tipo con i Comuni e attraverso la costituzione del Portale web del Risparmio Energetico nonché favorire la fusione a livello regionale dei Consorzi per l'acquisto collettivo di energia di Confindustria.** |

| **Scheda 30. Finanziamenti ai Con.Ga.Fi. finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica nei diversi settori.** | |
|---|---|
| Inquadramento | Come ulteriore settore incentivato si prevede un piano triennale di finanziamenti a favore dei CONGAFI finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica nei diversi settori.<br>Il *Rapporto di Valutazione Unitaria delle politiche per l'energia e cambiamento climatico – Rapporto finale* a cura di ISMERI Europa ha eseguito la valutazione unitaria delle attività realizzate dalla Regione Friuli Venezia Giulia nell'ambito delle politiche di coesione, per i periodi di programmazione 2000-2006 e 2007-2013. Il Rapporto citato evidenzia che in |

| | |
|---|---|
| | Regione, come nel contesto nazionale, la filiera produttiva riconducibile alle fonti di energia rinnovabile sia orientata verso la valle della stessa, con installatori elettrici e idraulici che però non hanno il core business nell'ambito green, concludendo che l'impatto del principio delle sostenibilità dello sviluppo sulle capacità produttive della Regione non è soddisfacente, fatto dimostrato anche dal numero molto più contenuto, rispetto alle aree limitrofe, delle domande di brevetto sui temi dello sviluppo sostenibile presentate da richiedenti localizzatiati in Friuli Venezia Giulia, e questo nonostante la Regione abbia una capacità innovativa più elevata delle aree contermini, come risulta dal *Regional innovation Scoreboard* dove risulta che la Regione sia in crescita e in posizione più elevata rispetto alle regioni italiane di riferimento.<br><br>L'investimento in ricerca tecnologica e in crescita industriale negli ambiti più a monte della filiera produttiva delle FER appare cruciale per la valorizzazione e la stabilità della filiera regionale e ciò anche per poter sfruttare il potenziale occupazionale nei settori green.<br><br>Serviranno interventi specifici finalizzati a sostenere gli investimenti in ricerca tecnologica e crescita industriale nella filiera produttiva legata alle fonti di energia rinnovabile.<br><br>Contemporaneamente si perseguirà la finalità di favorire l'efficientamento energetico del patrimonio produttivo e edilizio e anche favorire la ripresa del settore edile, profondamente in crisi ma che potrebbe ripartire proprio sulla base delle opere legate all'efficientamento energetico e al restauro energetico.<br><br>La Regione ritiene opportuno istituire in questo senso un tavolo di lavoro con i CONGAFI e con le categorie economiche, al fine di ottimizzare le risorse e le procedure di erogazione delle garanzie.Come ulteriore settore incentivato si prevede un piano triennale di finanziamenti a favore dei CONGAFI finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica nei diversi settori.<br><br>In particolare, si perseguirà la finalità di favorire l'efficientamento energetico del patrimonio produttivo ed edilizio e anche quella di favorire la ripresa del settore edile, profondamente in crisi ma che potrebbe ripartire proprio sulla base delle opere legate all'efficientamento energetico.<br><br>La Regione ritiene opportuno istituire in questo senso un tavolo di lavoro con i CONGAFI e con le categorie economiche, al fine di ottimizzare le risorse e le procedure di erogazione delle garanzie. |
| **Misura** | **30a Finanziamento mirato ai Con.Ga.Fi. per l'efficientamento energetico e istituzione di un tavolo di lavoro con Con.Ga.Fi. e categorie economiche, per ottimizzare risorse e procedure delle garanzie anche al fine di promuovere la filiera regionale nelle fonti energetiche rinnovabili.). I finanziamenti potranno essere estesi anche a cittadini e gruppi di acquisto come da scheda 29.** |

| **Scheda 31. Individuazione di meccanismi volti alla riduzione dei costi energetici per gli utenti regionali legati alla realizzazione di infrastrutture transfrontaliere** | |
|---|---|
| Inquadramento | Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale della energia elettrica gestita da TERNA contempla a livello complessivo 22 interconnessioni con l'estero.<br><br>Le Merchant lines sono reti finanziate e costruite da soggetti privati, che possono escludere soggetti terzi dall'accesso per tempi limitati. Ai sensi della legge 290 del 23/10/2003, che prevede la realizzazione di nuove linee elettriche di interconnessione con |

| | |
|---|---|
| | sistemi elettrici di altri Stati, i soggetti che realizzano questi progetti possono richiedere l'esenzione dalle norme di accesso di terzi, per l'incremento della capacità di interconnessione risultante dall'entrata in servizio della nuova linea.<br><br>Nell'ottobre 2005 è stato adottato da parte dell'allora Ministero delle Attività Produttive il decreto che definisce le modalità per la concessione dell'esenzione di accesso ai terzi. L'esenzione è rilasciata caso per caso, a condizione, tra l'altro, che l'entrata in esercizio delle nuove linee:<br><br>a) garantisca il rispetto dei requisiti di sicurezza e di efficace funzionamento del sistema elettrico nazionale;<br>b) determini un incremento netto della capacità commerciale di importazione o esportazione di energia elettrica;<br>c) promuova la concorrenza nella fornitura di energia elettrica sul mercato.<br><br>Il tutto in accordo con il regolamento europeo 1228/2003 sulle linee di interconnessione tra gli Stati, che prevede l'assegnazione con criterio competitivo dei diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione.<br><br>Le reti dei privati devono essere coordinate con il Piano di Sviluppo delle Rete stabilito dal gestore nazionale: per questo è necessario acquisire il parere positivo del gestore della rete nazionale e della rete straniera, nonché della Commissione europea per i progetti di interconnessione transfrontaliera.<br><br>Poiché la Regione FVG in quanto regione di confine, si trova a essere coinvolta direttamente nel passaggio delle interconnessioni transfrontaliere. dovrà essere studiato un meccanismo compensativo che consenta al territorio di beneficiare di tale passaggio delle infrastrutture energetiche.<br><br>Va precisato che i meccanismi di compensazione e mitigazione sono peraltro già regolati nella legislazione regionale e nazionale e le misure di compensazione in particolare si configurano come misure di riequilibrio ambientale e territoriale a compensazione degli impatti residui non mitigabili. Pertanto è necessario agire nell'ambito precipuo individuato dalle norme.<br><br>La Regione inoltre potrà attivare lo strumento del *Tavolo tecnico sull' Energia*. Infatti, con apposita previsione normativa da inserire nella modifica della LR 19/2012, al fine di promuovere la conoscenza, il confronto e la condivisione sui temi strategici dell'energia, nonché in ordine alla realizzazione di interventi sul territorio regionale, l'Assessore regionale competente in materia di energia potrà convocare la Conferenza regionale per l'energia. |
| **Misura** | **31a Adottare meccanismi di compensazione o di minor costo energetico per il passaggio delle infrastrutture energetiche sul territorio regionale, attraverso gli strumenti più adatti di concertazione.** |

| **Scheda 32. Incentivare lo sviluppo della rete di distribuzione di metano (gas naturale) per autotrazione** | |
|---|---|
| Inquadramento | **Normativa europea**<br><br>Con la *Direttiva 2014/94/UE del Parlamento e del Consiglio europeo del 22 ottobre 2014, relativa allo sviluppo di una infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI),* l'Unione europea, facendo anche riferimento a precedenti norme comunitarie quali la *Strategia 2020*, la *Direttiva 2009/28/CE* (che parla di 10% di energia rinnovabili nei trasporti) e *la Comunicazione della Commissione del 24 gennaio 2014 intitolata Energia pulita per il* |

| | |
|---|---|
| | *trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi* (si veda scheda 8) ) ha previsto che gli Stati Membri producano piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore dei trasporti entro il 18 novembre 2016.<br><br>La strategia europea in materia di combustibili alternativi vuole promuovere lo sviluppo di un ampio mercato dei combustibili alternativi che sono: l'elettricità, l'idrogeno, i biocarburanti, il gas naturale (ovvero il metano fossile, sia in forma liquida e sia in forma compressa) e il gas da petrolio liquefatto (GPL). La potenzialità di tali combustibili alternativi è vista sul lungo termine in termini di alternativa al petrolio, anche alla luce del loro possibile utilizzo simultaneo e combinato mediante, a esempio, sistemi che impiegano la tecnologia a doppia alimentazione (BFUEL).<br><br>La citata Direttiva impone agli Stati nazionali di elaborare Quadri Strategici Nazionali che illustrino gli obiettivi nazionali in tema di combustibili alternativi.<br><br>Nella Direttiva si ricordano gli orientamenti TEN-T (rete transeuropea di trasporto) che riconoscono ai combustibili alternativi la capacità di sostituirsi alle fonti di petrolio fossile nella fornitura di energia per il trasporto, contribuendo alla sua decarbonizzazione e migliorando le prestazioni ambientali nel settore dei trasporti; tali orientamenti sono prescritti sia nelle rete terrestri e sia nelle reti marine e aeree.<br><br>Nel caso puntuale del GNL (gas naturale liquefatto) la Direttiva prevede, sul versante dei trasporti stradali, che entro il 31 dicembre 2025 gli Stati Membri, attraverso i rispettivi Quadri Strategici Nazionali, realizzino un numero adeguato di punti di rifornimento per GNL e GNC accessibili al pubblico, indicativamente 150 km di distanza massima per le stazioni di rifornimento di GNC entro il 2020 e 400 km per quelle a GNL entro il 2025. Per quanto attiene ai trasporti navali la direttiva chiede che gli Stati Membri, entro il 31 dicembre 2025, realizzino un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T e, entro il 31 dicembre 2030, nei principali porti della navigazione interna.<br><br>**Normativa italiana**<br><br>Nel giugno 2015 il MISE ha avviato una consultazione pubblica online (prorogata fino a settembre 2015) mettendo a disposizione il *Documento di consultazione per la Strategia nazionale sul GNL*, corredato di vari allegati. Alla fine della consultazione pubblica il Documento dovrà essere adottato, da parte dei Ministeri interessati, entro il 2015<br><br>L'obiettivo è ridurre l'impatto ambientale nei trasporti via mare e su strada e lanciare uno sviluppo competitivo del settore del GNL. Pertanto si è all'interno di un processo di approvazione di tale strumento strategico di livello nazionale, con un documento di consultazione che vuole fornire una panoramica il più possibile completa delle varie tematiche relative al GNL.<br><br>Il documento esamina i settori di utilizzo, il mercato del GNL, le previsioni di domanda nazionale nel campo dei trasporti e degli altri usi, le normative di sicurezza, la logistica, le possibilità di sviluppo in ambito portuale e del traffico marittimo, l'utilizzo come carburante per il trasporto stradale pesante, le innovazioni normative utili a incentivarne lo sviluppo e la accettabilità sociale.<br><br>Questo documento costituirà anche la base del documento settoriale per il GNL da predisporre per rispondere a quanto richiesto all'Italia dalla direttiva DAFI; esso rappresenta perciò il primo passo per la definizione del quadro strategico nazionale per il settore del GNL che sarà successivamente integrato e completato con obiettivi e misure definite secondo quanto specificamente richiesto dagli articoli 3 e 6 della Direttiva 2014/94/UE.<br><br>Gli obiettivi che saranno indicati nella Strategia nazionale sul GNL dovranno essere coerenti sia con gli obiettivi specifici richiesti dalla direttiva DAFI e sia con gli obiettivi |

generali della SEN.

Infine la recente Circolare del Ministero degli Interni - Dipartimento VV.FF. - che ha formalizzato con un'apposita Circolare la *Guida Tecnica ed Atti d'Indirizzo per la redazione dei Progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di distribuzione di* tipo L-GNL, L-GNL e L-GNC/GNL per autotrazione - rappresenta un notevole impulso per lo sviluppo delle infrastrutture di rifornimento di GNL, prevedendo anche specifiche disposizioni per l'erogazione in self-service.

**Sviluppo della rete di rifornimento in Italia**

Per quanto riguarda lo sviluppo della rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, la citata Direttiva 2014/94/UE obbliga gli Stati membri a assicurare che, entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per garantire la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL.

Al fine di definire il suddetto numero di punti di rifornimento, la Direttiva suggerisce di tener conto dell'autonomia minima dei veicoli pesanti alimentati a GNL, indicando, a titolo esemplificativo, la distanza media di 400km su strada.

La rete TEN-T di primo livello interessa l'intero territorio nazionale con una più alta concentrazione nel nord del Paese.

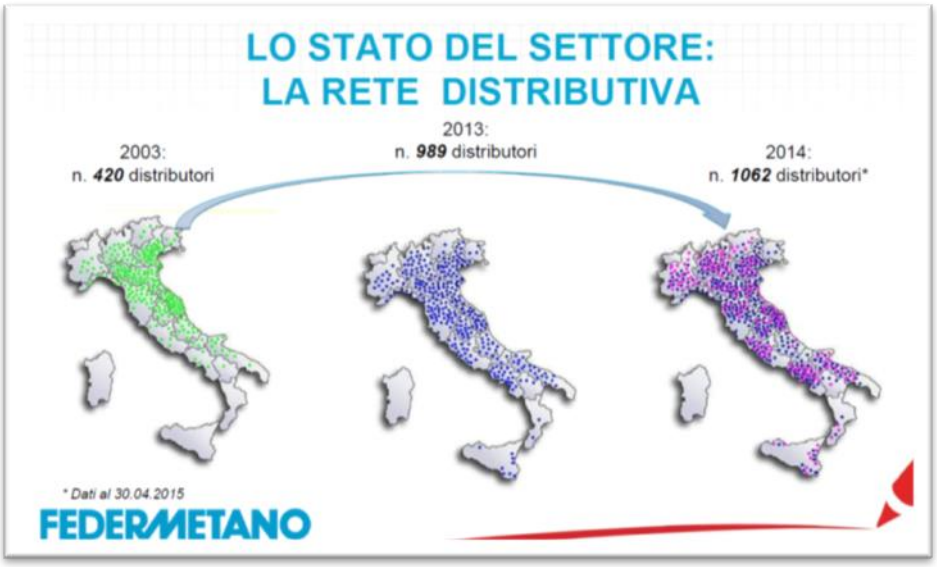
**Rete TEN-T di primo livello**

La Direttiva DAFI raccomanda un numero adeguato di punti vendita, suggerendo di rispettare la distanza media dei 400 km; in questa distribuzione di primo livello si dovrebbe arrivare a almeno un numero minimo di 10 punti vendita, anche se per assicurare un livello di servizio superiore a quello minimo, tarato esclusivamente sull'autonomia dei mezzi, sarebbe necessaria una rete di distribuzione più fitta con un numero almeno doppio di punti vendita rispetto a quello suggerito.

Per quanto riguarda la scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni, non è possibile fare una previsione puntuale perché le decisioni imprenditoriali dipenderanno da una serie di fattori sia tecnici che economici.

**La rete esistente in Italia e in Regione Friuli Venezia Giulia**

La rete distributiva di metano conta 1062 impianti in totale di cui 41 autostradali in esercizio (dati Federmetano al 30.04/2015 – fonte *Trasporto pesante e metano dal GNL al Dual Fuel* – 22 maggio 2015 - Federmetano). Il parco circolante vede oltre 915.000 veicoli a metano (dati ACI – Area Statistica – anno 2014 fonte *Trasporto pesante e metano dal GNL al Dual Fuel* – 22 maggio 2015 - Federmetano). I consumi sono stati di 1013 milioni di mc nell'anno 2014.



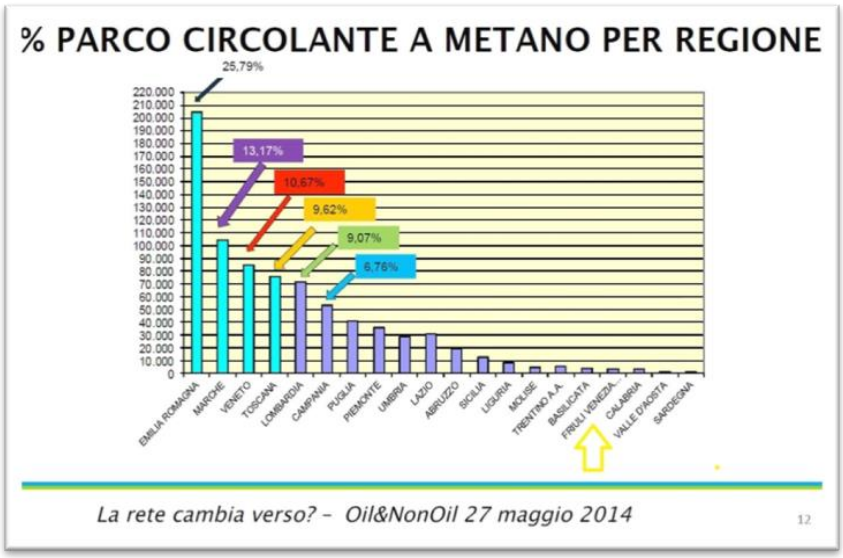
**fonte Trasporto pesante e metano dal GNL al DUAL FUEL – 22 maggio 2015 - FEDERMETANO**

Seguono grafici dove si nota che lo stato di metanizzazione della regione Friuli Venezia Giulia è insufficiente. Tale scarsa diffusione sul territorio regionale dei punti di rifornimento va ascritta principalmente alla scarsa concorrenzialità del prezzo del metano rispetto agli altri carburanti che risente della vicinanza dei confini con la Slovenia e l'Austria, dove storicamente i prezzi dei carburati sono più bassi; ciò si riflette inevitabilmente sulla contrazione del mercato dei veicoli a metano. Peraltro anche il regime agevolato dei carburanti introdotto dalla Regione per attenuare gli effetti negativi di natura socio-economica sul settore, contribuisce a rendere svantaggiosa la trazione a metano.

Nell'ambito delle prossime gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas metano ai sensi del D.M. 12/11/2011 N. 226 - *Norme in materia di affidamento della gestione*

*del servizio di distribuzione del gas naturale* potrebbe essere presa in considerazione l'opportunità di rendere obbligatorio per i gestori sia la realizzazione gratuita degli allacciamenti per l'installazione di impianti di rifornimento di metano nei distributori stradali e sia la realizzazione a prezzi agevolati degli allacciamenti per l'installazione di impianti di rifornimento di metano nei distributori a servizio delle flotte aziendali.

**Fonte: Trasporto pesante e metano dal GNL al DUAL FUEL – 22 maggio 2015 – FEDERMETANO**




**Fonte: La rete cambia verso? Dal GPL/Metano alle colonnine elettriche, nuova energia per i distributori di benzina – la rete nazionale di distribuzione del metano per autotrazione di domani: vincoli strutturali e obiettivi di capillarità – Dante Natali – Presidente Federmetano – Oil&NonOil – 27 maggio 2014**

La LR 14/2010 recante *Norme per il sostegno all'acquisto dei carburanti per autotrazione ai privati cittadini residenti in Regione e di promozione per la mobilità individuale ecologica e il suo sviluppo* non ha fatto seguire né il regolamento previsto dall'art. 17, comma 2, né la previsione di adeguata copertura finanziaria di cui al successivo comma. Nella finanziaria. Nella prossima legge regionale di Stabilità del 2016 è prevista una copertura finanziaria per la realizzazione di una rete di distribuzione di carburanti a basso impatto ambientale.

**Caratteristiche tecniche e tipologiche**

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) deriva, dopo trattamenti di liquefazione per poter essere stoccato e trasportato, dal Gas Naturale (GN); quest'ultimo è definito come una miscela complessa di idrocarburi, composta principalmente da metano, ma che generalmente include, in quantità sensibilmente minori, etano, propano, idrocarburi superiori e alcuni altri gas non combustibili, come ad esempio azoto e biossido di carbonio.

Il metano ($CH_4$) è il gas naturale più abbondante in natura (GNL se liquido, GNC se compresso per uso trasportistico). Il propano $C_3H_8$ e il butano $C_4H_{10}$ sono due componenti principali del GPL (gas da petrolio liquefatto) e si trovano nei giacimenti di petrolio. Tutti e tre i gas citati sono inodori e incolori e ottimi combustibili. Il metano è il carburante di origine fossile più ecologico e non ha bisogno di processi di raffinazione, ma è pronto all'uso. Nel metano non ci sono impurità, zolfo, composti di piombo, IPA, per cui è pochissimo inquinante, allo scarico è inodore senza particolato e senza residui di combustione.

La composizione chimica del metano determina una produzione di $CO_2$ inferiore rispetto agli altri combustibili fossili e riduce la produzione di $O_3$ (ozono) in atmosfera. Il metano è adatto all'uso motoristico, senza aggiunta di additivi nocivi per la salute e ha un contenuto energetico maggiore rispetto agli altri gas. A livello mondiale, nel 2013, sono state movimentate circa 237 milioni di tonnellate di GNL. Il Giappone è stato di gran lunga il maggiore importatore (88 milioni di tonnellate), seguito da Corea del Sud (40 milioni di tonnellate) e Cina (19 milioni di tonnellate). Il GNL prodotto è stato prevalentemente utilizzato per la produzione di energia elettrica, per l'industria, per l'uso di clienti residenziali che non hanno accesso a una rete di distribuzione. L'uso di GNL come combustibile per il trasporto sta aumentando significativamente negli ultimi anni, ma i volumi sono ancora relativamente piccoli. La maggior parte del combustibile è utilizzato da veicoli pesanti o da autoalimentate a gas naturale compresso (GNC).

**Caratteristiche ambientali e accettabilità sociale**

Il gas naturale, benché combustibile di origine fossile, riduce le emissioni gas serra in linea con la *Strategia 2020* e con la *Carta Bianca 2011 sul trasporto*. Il suo utilizzo porta a un miglioramento della qualità dell'aria nelle aree urbane secondo le Direttive europee.

La strategia nazionale sull'utilizzo del GNL fisserà obiettivi di crescita nella diffusione degli usi di un combustibile considerato funzionale per conseguire obiettivi di qualità ambientale e riduzione delle emissioni nocive e climalteranti. Il conseguimento di tali obiettivi implica lo sviluppo di un'adeguata dotazione infrastrutturale di carattere diffuso legata alle modalità di trasporto, distribuzione e utilizzo finale del GNL.

| Minori emissioni (in %) del metano rispetto a quelle degli altri carburanti | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | CO2 | PM | NOX | CO | HC | O3 |
| Metano vs benzina | -18 | | -72 | -75 | -82 | -88 |
| Metano vs gasolio | -14 | -100 | -95 | 138 | -40 | -50 |
| Metano vs Gpl | -5 | | -75 | -22 | -76 | -50 |

*Fonte: Enea, Engva, Fiat e Iveco*

**Raffronto emissioni tra metano e altri carburanti (fonte Effetti economici, occupazionali e ambientali dello sviluppo del metano nei trasporti – Antonio Sileo - Bocconi IEFE – 28 maggio 2014, Verona (terza giornata del metano per i trasporti)**

**Accordo per lo sviluppo delle rete di distribuzione metano per autotrazione sulla rete autostradale delle Regioni Emilia-Romagna, Liguria, Lombardia e Piemonte**

Nel perseguimento di una politica complessiva a favore della salvaguardia dell'ambiente e del miglioramento della qualità dell'aria, con particolare riguardo alla prevenzione e al contrasto dell'inquinamento da polveri sottili e per una maggiore diffusione dei carburanti a minore impatto ambientale ovvero con minori emissioni climalteranti, le Regioni Emilia-Romagna, Liguria, Lombardia e Piemonte, in data 3 giugno 2013 a Bologna, hanno stipulato un Accordo tra loro e con Aiscat, Unione Petrolifera e Legambiente per la metanizzazione di numerosi impianti autostradali collocati nelle varie tratte di rispettiva competenza.

Tali Regioni hanno voluto con questo Accordo puntare sull'attuazione di politiche di sostegno e diffusione dei carburanti a basso impatto ambientale, visto che il loro territorio sopporta un elevato volume di traffico di attraversamento sull'intera rete viabilistica nazionale e ciò anche perché c'è stato un progressivo aumento degli automezzi alimentati a metano, anche per il trasporto pesante.

Con tale Accordo le Regioni hanno individuato, attraverso uno studio mirato, una serie di standard di miglioramento del servizio il cui raggiungimento richiede nuovi punti di erogazione del metano.

Tale Accordo ha tenuto in considerazione quanto contenuto nel documento di indirizzi comuni per la distribuzione di carburanti sulla rete autostradale approvato il primo ottobre 2009 dalla Conferenza dei Presidenti delle Regioni e Province Autonome con riferimento al tema del metano e quanto contenuto nello studio di Legambiente sulla diffusione del metano in autostrada presentato il 23 novembre 2011 al "Tavolo autostrade" del Coordinamento delle Regioni e delle Province Autonome, indicante le distanze tra le aree di servizio e la rete metanodottistica e la pressione nei relativi tubi di allacciamento.

La Regione Marche, con deliberazione di giunta regionale numero 242 del 30/06/2014 ha aderito al succitato Accordo, visto che la diffusione delle fonti energetiche a minore impatto ambientale costituisce un obiettivo delle politiche energetiche regionali. All'atto della sottoscrizione dell'Accordo la rete degli impianti di erogazione di metano per autotrazione lungo le autostrade della Regione Marche presentava una scarsa diffusione, che di fatto ne limitava l'utilizzo.

**Effetti economici, occupazionali e ambientali dello sviluppo del metano nei trasporti**

Dopo sessant'anni di consolidata tradizione industriale nel campo dell'uso del metano per autotrasporti, il ricorso ai vantaggi ambientali del metano è condizione necessaria per raggiungere gli obiettivi ambientali posti in capo all'industria automobilistica e al trasporto marittimo.

A fronte di una diminuzione di consumo dei combustibili per trasporti – un trend che non si modificherà - è aumentata la disponibilità dell'offerta di automobili e si è ridotta, per le auto di prima immatricolazione in Italia, la media ponderata delle emissioni (in grammi al km di $CO_2$ la cifra è di circa 120 a fronte dell'obiettivo del 2020 di 95 g/km di $CO_2$). L'auto a metano riduce significativamente le emissioni di $CO_2$ e quindi, in virtù delle sue virtù ambientali, il metano potrebbe coprire il 10% dei consumi totali di carburanti per i trasporti terrestri e in questo scenario i consumi di metano potranno più che triplicare rispetto agli attuali.

Questo significa disporre di una rete di rifornimento con adeguati punti vendita di carburante, ovvero una rete più magliata e articolata, ciò significando investimenti per l'adeguamento della rete, sia come nuovi impianti e sia come adeguamento dell'esistente

| | |
|---|---|
| | (i.e. raddoppio delle colonnine), costi di manutenzione, costi di costruzione di impianti, trasformazioni, officine per i collaudi. |
| **Misura** | **32a Incentivazione sia con misure regolamentari e sia con stipula di accordi/protocolli/convenzioni tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Regione, Provincie, Comuni), tra Rappresentanti degli operatori del settore e parti interessate del settore privato al fine di realizzare una rete di metanizzazione per autotrazione aumentando il numero di aree di servizio dedicate.**<br>**32b Favorire la ricerca tecnologica e l'innovazione a favore della decarbonizzazione dei trasporti (ammissibile al finanziamento dell'Unione Europea) – Reg. UE n. 1316/2013)** |

# 5. La potenzialità strategica delle Misure

## 5.1 Premessa

In questo capitolo è stata sviluppata una metodologia per attuare una ricognizione sulle Misure previste dal Piano energetico regionale e sulla loro ricaduta in termini economici e occupazionali, ovvero una ricognizione che classifica tali Misure in base alla loro performance in termini di potenzialità strategica, utile al territorio regionale, il quale può avere informazioni sulla migliore attuazione del Piano energetico regionale e, di conseguenza ottenere il massimo risultato, sia ambientale e sia economico sociale.

## 5.2 Considerazioni generali

Per meglio descrivere la funzione strategica del PER si propone lo schema successivo denominato *Schema del PER 15-20.*

Per *stato attuale della Regione* si intende la caratterizzazione quali-quantitativa in termini energetici/ambientali e socio-economici (occupazione, ecc.) della Regione.

Lo stato attuale è riferito al 2015, definito come *Stato iniziale,* è caratterizzato, in termini sintetici, dai valori aggregati dei seguenti parametri:

- Efficienza energetica: $EE_A$;
- Riduzione delle emissioni di $CO_2$ equivalente: $CO_{2A}$;
- Percentuale di produzione energetica da fonti rinnovabili: $FER_A$;
- Valori socio economici: $SSE_A$.

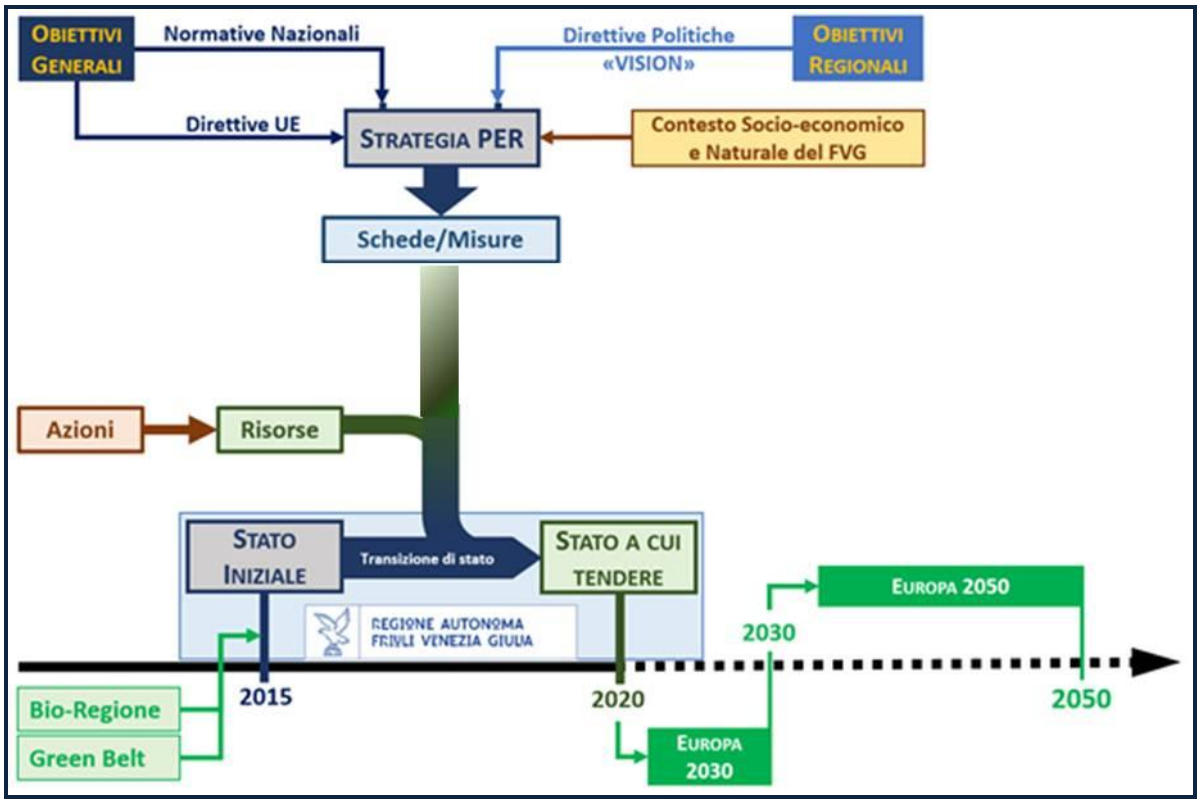
Tali valori sono quelli rinvenibili nel Capitolo 2, relativo agli scenari di riferimento attuali.

Lo *Stato a cui tendere* definisce lo stato della Regione che si intende raggiungere al 2020 (orizzonte temporale ultimo del presente Piano energetico regionale), i cui valori ($EE_B$, $CO_{2B}$, $FER_B$ e $SSE_B$) saranno quelli definiti dalla *Strategia Europa 2020* e recepiti dal *Decreto Burden Sharing* (DM 15.03.2012).

Pertanto si definiscono le Potenzialità Strategiche delle Misure. Tali potenzialità saranno dettate dall'efficacia con cui le Misure porteranno allo *Stato a cui tendere*.

In altri termini, per quanto riguarda l'efficienza energetica, la riduzione della $CO_2$ e il ricorso alle FER, le Potenzialità Strategiche delle Misure saranno dettate dalla differenza tra lo *Stato a cui tendere* e lo *Stato iniziale*, ovvero la differenza "$\Delta$" rispetto al raggiungimento di un determinato obiettivo, come di seguito riportato:

- Incremento efficienza energetica: $\Delta EE = EE_B - EE_A$;
- Incremento produzione energetica da fonti rinnovabili: $\Delta FER = FER_B - FER_A$;
- Riduzione della $CO_2$ equivalente immessa nell'ambiente: $-\Delta CO_2 = CO_{2B} - CO_{2A}$;
- Incremento delle prestazioni socio economiche: $\Delta SSE = SSE_B - SSE_A$.



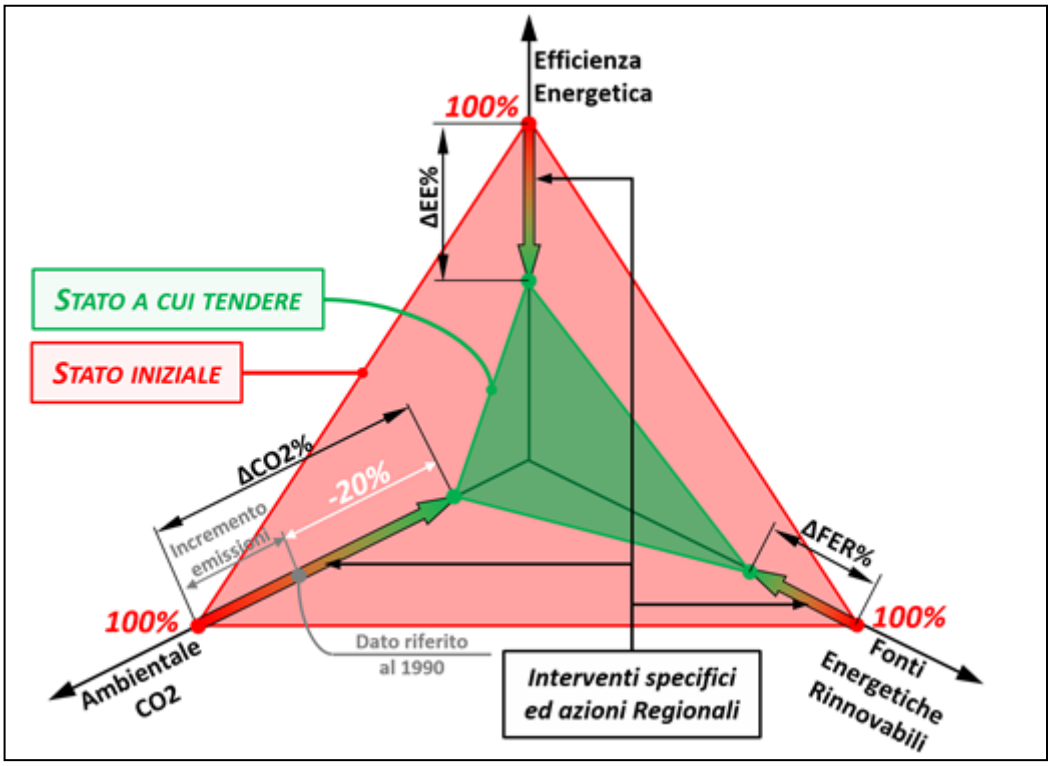

**Schema del PER 15-20**

Tali valori assumono rilevanza relativa in termini percentuali, per meglio rappresentare l'entità della transizione di stato della Regione, come rappresentato nella figura successiva denominata *Schema triangolare qualitativo della transizione di stato della Regione*:

- Incremento percentuale efficienza energetica $\Delta EE\% = \frac{\Delta EE}{EE_A} \cdot 100$;
- Incremento percentuale produzione energetica da fonti rinnovabili $\Delta FER\% = \frac{\Delta FER}{FER_A} \cdot 100$;
- Riduzione percentuale della $CO_2$ equivalente immessa nell'ambiente $\Delta CO2\% = \frac{-\Delta CO2}{CO2_A} \cdot 100$;
- Incremento percentuale delle prestazioni socio economiche $\Delta SSE\% = \frac{\Delta SSE}{SSE_A} \cdot 100$.

Le indicazioni strategiche più rilevanti che la Regione deve mutuare dalla Unione Europea sono gli obiettivi da raggiungere, in periodi temporali definiti per l'anno 2020 coincidente con l'orizzonte temporale del PER, di efficienza energetica (ossia consumo di energia primaria), di riduzione delle emissioni di $CO_2$ equivalenti e uso delle fonti rinnovabili (FER).

Gli indirizzi strategici della Comunità Europea e delle Norme nazionali sull'efficienza energetica e sull'uso delle fonti rinnovabili hanno rilevanza locale, in quanto incidono direttamente nel contesto territoriale (industrie, terziario, Enti Pubblici, cittadini), mentre la riduzione della $CO_2$ equivalente ha rilevanza globale. Ne consegue che, a parità di prestazioni, risultano più rilevanti e incidenti a livello economico e sociale nel territorio del FVG, le Misure e gli Interventi Specifici riguardanti le FER e l'efficienza energetica.




**Schema triangolare qualitativo della transizione di stato della Regione**
**Efficienza energetica:** *la riduzione dei fattori energetici (consumo di energia primaria per unità di bene o di servizio) incrementa l'efficienza energetica* - **Fonti energetiche rinnovabili:** *la riduzione del consumo da fonte fossile indica un incremento dell'uso delle FER* - **Ambientale $CO_2$:** *Riduzione delle emissioni di $CO_2$*

A livello regionale, le strategie locali dettano alcune potenzialità in termini di Misure che saranno stabiliti sulla base dell'attuale *Stato iniziale* della Regione e delle sue caratteristiche socio economiche.

Si deve tener conto che alcune *Vision regionali*, quali la Bio-regione e la Green Belt hanno un orizzonte temporale che si estende nel lungo periodo e non può limitarsi al 2020.

Per quanto riguarda le strategie sovraregionali è opportuno rilevare che, nello stato attuale della Regione (*Stato iniziale*), le prestazioni relative alle diverse dimensioni (efficienza energetica, ricorso alle fonti rinnovabili e riduzione delle $CO_2$ emesse) non sono omogenee.

Per quanto riguarda il ricorso alle fonti rinnovabili (FER), lo stato attuale (*Stato iniziale*) è già soddisfacente in relazione agli obiettivi al 2020 (orizzonte temporale dell'attuale piano), mentre vi sono ancora margini di miglioramento consistenti per un orizzonte temporale più lungo (2030 e 2050).

Per quanto riguarda l'efficienza energetica si rileva un certo ritardo; se da un lato gli indici di prestazione energetici sono così carenti da richiedere Misure decise e articolate, espresse nel PER, dall'altro lato le prospettive di miglioramento a costi contenuti sono più incoraggianti, proprio per l'ampiezza delle sacche di inefficienza esistenti.

Per quanto attiene alla riduzione di emissioni di gas serra, si rileva che l'obiettivo stabilito dalla Unione Europea in termini di riduzione, fa riferimento alle emissioni del 1990, quando dal 1990 a oggi l'incremento di emissioni di $CO_2$ è stato del 20%, portando l'obiettivo fissato, con riferimento allo stato attuale, a una percentuale di riduzione di circa il 40%, al di fuori dalla portata realistica di un PER quinquennale.

Ne consegue che, nella valutazione delle potenzialità di intervento, dovranno essere favorite quelle azioni che implicano una riduzione della $CO_2$ e contemporaneamente un incremento dell'efficienza energetica rispetto al ricorso alle fonti rinnovabili.

In termini applicativi, l'apporto dato dalla Comunità Europea è legato principalmente al finanziamento di programmi di pianificazione energetica su scala transnazionale e di progetti che hanno caratteristiche di innovatività e capacità di diffusione su tutto il territorio europeo.

L'apporto delle norme e delle politiche energetiche nazionali riguarda principalmente l'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili tramite il meccanismo denominato ***Feed – In - Premium***[68] e tramite il meccanismo dei Certificati Bianchi relativamente all'efficientamento energetico.

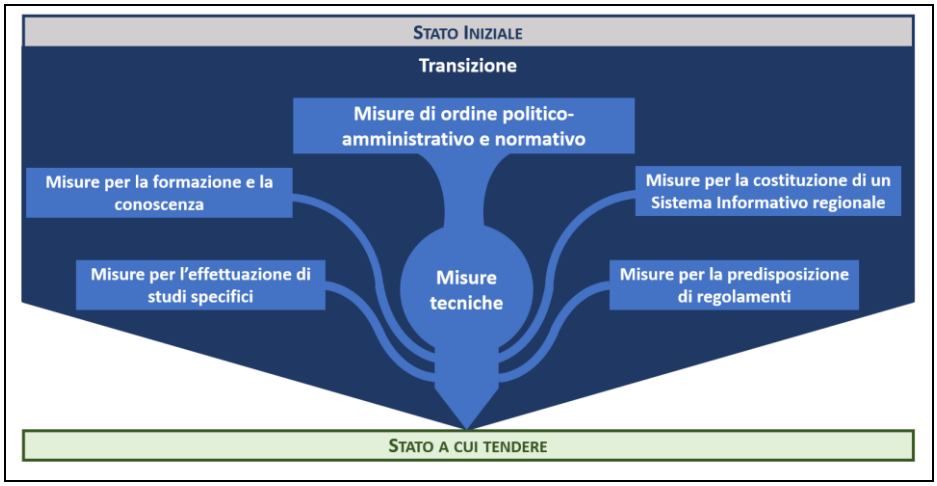
Nel caso del Piano Energetico Regionale, le Misure individuate per ordine di potenzialità dovranno essere necessariamente complementari rispetto a quelle nazionali e europee, di portata minore perché commisurata alle risorse regionali, ma con un orientamento applicativo rilevante e finalizzato al raggiungimento degli obiettivi regionali specifici (riduzione $CO_2$, efficientamento e ricorso alle FER).

### 5.3 Classificazione e flessibilità delle Misure

Per determinare la potenzialità delle singole Misure, nella collocazione delle diverse risorse è necessario classificare le Misure già individuate, secondo sei tipologie coerenti, associate alla relativa risorsa necessaria prevalente, come riportate nella tabella che segue e schematizzate nella successiva figura denominata *Rappresentazione schematica delle misure.*

| Tipologia misura | Tipologia risorsa |
|---|---|
| Misure tecniche | Risorse economiche |
| Misure di ordine politico-amministrativo e normativo | Risorse politiche |
| Misure per la predisposizione di regolamenti | Risorse amministrative |
| Misure per l'effettuazione di studi | Risorse tecniche |
| Misure per la costituzione di un Sistema Informativo regionale | Risorse amministrative |
| Misure per la formazione e la conoscenza | Risorse Scientifiche |

**Classificazione delle misure per tipologie e relative risorse**




**Rappresentazione schematica delle misure**

Per ogni tipologia di Misure è stata creata una tabella che ordina le misure in funzione della loro *incisività relativa* in termini di riduzione di gas serra e di risparmio energetico (valore strategico), nonché di ricorso alle FER.

Le misure individuate per incidere in maniera rilevante, secondo le strategie impostate, sono tutte, per loro stessa natura, "importanti".

Tenuto conto di questo ultimo aspetto e considerata la necessità di stabilire un ordine strategico, le Misure sono state ordinate secondo tre fasce di potenzialità (Altissima, Alta, Media), indicate rispettivamente secondo la seguente scala cromatica.

[68] Il Feed – In - Premium è il nome comune assunto dal programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica (grid connected). L'incentivo consiste in un contributo finanziario per kWh di energia prodotta per un certo periodo di tempo (fino a 20 anni), variabile a seconda della dimensione o tipologia di impianto e fino ad un tetto massimo di MWp di potenza complessiva generata da tutti gli impianti o ad un tetto massimo di somma incentivabile.

- Potenzialità Altissima
- Potenzialità Alta
- Potenzialità Media

Tutto ciò non può e non deve portare verso un sistema rigido, in quanto le novità tecniche e normative sono in continua evoluzione nel settore energetico.

È necessario che il Piano sia flessibile, ovviamente con il vincolo dei parametri europei, nazionali e regionali, e nel rispetto di valutazioni essenzialmente tecniche, ma flessibile e adattabile negli interventi. Un work in progress continuo. Ecco perché l'ordine delle potenzialità delle Misure (per altro non cogente) va verificato e modificato in relazione ai diversi *Paradigmi* di giudizio che sono i seguenti:

- *Paradigma tecnico:* tiene conto dell'efficacia oggettiva in termini di $CO_2$ evitata, di efficientamento tecnico, di ricorso alle FER e di realizzazione e razionalizzazione delle infrastrutture energetiche;
- *Paradigma ambientale e sanitario*: tiene conto non solo della riduzione della $CO_2$ ma anche delle diverse immissioni inquinanti sul territorio (compresi l'inquinamento acustico e elettromagnetico) e delle esigenze di preservazione dell'ambiente naturale e del paesaggio;
- *Paradigma amministrativo:* tiene conto essenzialmente della massima efficacia in termini di rapporto tra risorse economiche, spese e valori degli obiettivi raggiunti;
- *Paradigma politico:* tiene conto degli indirizzi strategici presenti nelle "Vision", del rafforzamento della competitività della struttura socio economica e della visibilità mediatica.

La flessibilità è altresì garantita dal fatto che le differenze di giudizio in relazione ai diversi *Paradigmi* non generano problemi immediati, in quanto le potenzialità delle Misure rappresentano uno screening intermedio di tipo generale e non immediatamente applicativo. Quello che è significativo, è la possibilità per il sistema di auto aggiornarsi e di prevedere ulteriori interventi specifici, in termini rapidi e flessibili.

Segue la classificazione delle Misure per tipologie e relative risorse.

| | |
|---|---|
| **2b** | Realizzare micro reti attive, sia per uso terrestre che navale (per lo sviluppo di una Smart grid portuale) ovvero porzioni del sistema di distribuzione contenenti unità per la generazione distribuita, sistemi di accumulo di energia e carichi (cluster). Sarà data priorità a progetti già avviati presso Enti di ricerca regionali. Si valuterà la possibilità di realizzare reti interne di utenza a livello regionale, in funzione di interventi di rilancio in aree industriali in crisi valorizzando gli impianti di generazione ivi presenti. |
| **19a** | Realizzare strutture di ricarica per auto elettriche riferite a uno standard unificato a livello regionale e individuato dalla normativa nazionale e comunitaria (standardizzazione della spina di presa all'interno dell'Europa). |
| **28a** | Promuovere la diffusione delle biomasse in agricoltura, attraverso:<br>• Studi di settore;<br>• Linee guida con criteri tecnici di sostenibilità economica, ambientale e sociale per l'utilizzo delle biomasse;<br>• cogenerazione e sfruttamento del calore residuo;<br>• campagne di informazione e formazione sul territorio;<br>• accordi/intese/convenzioni l'associazionismo tra piccoli imprenditori locali per favorire la filiera corta. |
| **30a** | Finanziamento mirato ai Con.Ga.Fi. per l'efficientamento energetico e istituzione di un tavolo di lavoro con Con.Ga.Fi. e categorie economiche, per ottimizzare risorse e procedure delle garanzie anche al fine di promuovere la filiera regionale nelle fonti energetiche rinnovabili. I finanziamenti potranno essere estesi anche a cittadini e gruppi di acquisto come da Scheda 29. |
| **32a** | Incentivazione sia con misure regolamentari e sia con stipula di accordi/protocolli/convenzioni tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Regione, Provincie, Comuni), tra Rappresentanti degli operatori del settore e parti interessate del settore privato al fine di realizzare una rete di metanizzazione per autotrazione aumentando il numero di aree di servizio dedicate. |
| **4b** | Finanziare progetti pilota che prevedano sistemi di accumulo termico innovativi per insediamenti di nuova realizzazione, per insediamenti energetici esistenti o nell'ambito di operazioni di ristrutturazione energetica. |
| **4a** | Favorire, normativamente, l'autoconsumo e gli impianti FER a isola. Favorire l'acquisto, presso i consumatori finali, di elettrodomestici programmabili, di inverter intelligenti e di sistemi di accumulo d'impianto solare, che maggiormente rendano l'utente autonomo dalla rete e che di conseguenza alleggeriscano il carico della rete di distribuzione. |
| **5b** | Favorire con accordi procedimentali il revamping e l'upgrading degli impianti a ciclo combinato, esistenti sul territorio regionale, per evolvere da un funzionamento a carico nominale verso un funzionamento ad esercizio variabile. |

**Misure tecniche**

| | |
|---|---|
| **1a** | Sviluppare la generazione distribuita e le reti intelligenti che consentono la misurazione e il controllo dei flussi con sistemi di comunicazione digitale. In caso di integrazione e adeguamento si prevede uno snellimento procedurale o una semplificazione autorizzativa. Solo nel caso di aggiunta del cavo di fibra ottica, massima semplificazione autorizzativa. Saranno stipulati accordi/intese/convenzioni con istituti di ricerca regionali per studi pilota sulla congestione delle reti. |
| **3a** | Trovare incentivi regionali in conto capitale e in esercizio per la realizzazione di nuove reti, estensioni di reti esistenti, nuovi allacciamenti d'utenza, anche su rete esistente. Favorire le opportunità di investimento significative anche in campo industriale, che potrebbero riguardare non solo il singolo auto produttore ma comprendere anche più imprese aggregate nella logica del cluster industriale. |
| **5a** | La Regione, al fine di perseguire gli obiettivi dello scenario low carbon, intende superare l'utilizzo del carbone per la centrale termoelettrica di Monfalcone e promuovere per la stessa uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, al fine di ridurne gli impatti. Si promuove uno specifico tavolo di lavoro con il gestore dell'impianto e con l'Amministrazione comunale. Per gli aspetti legati al tema del lavoro, il tavolo sarà integrato con la partecipazione delle Organizzazioni Sindacali al fine di porre attenzione ai livelli occupazionali. |
| **8a** | Stipulare un accordo procedimentale tra Pubbliche Amministrazioni coinvolte (Stato, Regione, Comuni) e proponenti privati al fine di realizzare un mini/midi rigassificatore con adeguate compensazioni ambientali sul territorio che non sia in contrasto con lo sviluppo dei porti regionali. |
| **11b** | Istituire fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in risparmio energetico, cogenerazione a alto rendimento, teleriscaldamento e l'impiego di FER (fonti a energia rinnovabile), per l'acquisto di veicoli con minori emissioni e consumi e per l'efficientamento del parco motori elettrici. |
| **19b** | Previsione negli strumenti urbanistici della necessità di predisporre infrastrutture elettriche di allaccio per la ricarica dei veicoli. |
| **27a** | Recepimento nella pianificazione regionale e comunale delle azioni del Piano nazionale inerente lo sviluppo della mobilità elettrica e dell'allestimento delle infrastrutture di ricarica, al fine di ridurre le emissioni di $CO_2$ dovute al settore trasporti e contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali. |
| **12c** | Prevedere incentivazioni con detrazioni fiscali, cumulabili con i TEE, per la sostituzione di macchine industriali (motori e inverter) con rendimenti minimi stabiliti. |
| **19d** | Favorire il riequilibrio modale del trasporto merci e viaggiatori incentivando quello collettivo. |
| **20a** | Favorire, anche attraverso forme di credito agevolato, lo sviluppo di piccoli impianti cogenerativi nell'ottica del massimo sfruttamento delle risorse locali (biomasse) e della massimizzazione dei rendimenti di impianto con il recupero del calore di processo. |
| **21c** | Sostegno normativo alla formazione di un mercato locale di gas climalteranti (i.e. Progetto Carbomark) anche tramite iniziative divulgative e eventuali finanziamenti. |
| **24b** | Introdurre una incentivazione negli edifici nuovi e negli edifici esistenti per attuare un miglioramento della prestazione energetica, per installare impianti e microimpianti a FER o per un aumento dell'approvvigionamento da FER, rispetto al minimo già previsto dagli obblighi nazionali. Inoltre introdurre una forma di incentivazione anche per il recupero a fini residenziali degli ex opifici collocati all'interno delle fasce urbanistiche residenziali. Gli incentivi potranno essere di tipo urbanistico e edilizio o di tipo finanziario mirato. Questa misura favorirebbe il riuso di immobili attualmente inutilizzati con un doppio beneficio in termini di contenimento del consumo del suolo e di miglioramento dell'efficienza energetica. |
| **2c** | Promuovere accordi di confine con il Veneto, la Slovenia e l'Austria per lo sviluppo delle FER e delle Smart Grid (sia terrestri che navali). |
| **9a** | La Regione è contraria alla costruzione dell'elettrodotto "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)" che andrebbe a attraversare una delle più belle e incontaminate zone del Friuli Venezia Giulia - le Valli del Natisone - e un territorio vincolato ai sensi del Codice dei beni Culturali e del paesaggio (D.lgs. 42/2004) che comprende un sito protetto dall'UNESCO. La Regione è altresì contraria alla costruzione dell'elettrodotto aereo (linea privata) denominata Somplago – Würmlach nella formulazione attuale del progetto, rimanendo disponibile per un eventuale progetto interrato transfrontaliero. |
| **9b** | Anticipare volontariamente il confronto con il territorio a vari livelli (Regione, Province, Comuni) nella fase di pianificazione di infrastrutture energetiche lineari, compresi quelli previsti nel Piano di Sviluppo, al fine di condividere i criteri di caratterizzazione del territorio (Criteri ERPA / ERA) e localizzare in modo ottimale le nuove installazioni, anche stipulando accordi preventivi di pianificazione per stabilire misure compensative per i territori che saranno attraversati dalle infrastrutture energetiche. |
| **21a** | Stabilire modalità di diffusione del Patto dei Sindaci tra i Comuni della Bio-Regione, attivando un Forum permanente sul clima. |
| **26b** | Avviare una semplificazione delle pratiche burocratiche legate alla realizzazione di impianti FER. |
| **28b** | Stipulare una o più Convenzioni/Accordi tese a creare e implementare una cintura verde "green belt", lungo i confini con Veneto, Austria e Slovenia, che riguardi boschi, seminativi, bacini fluviali e specchi d'acqua ai fini della salvaguardia della biodiversità e dello stoccaggio naturale di carbonio. |
| **29a** | Promuovere la realizzazione di gruppi di acquisto comunali, attraverso accordi/intese/convenzioni e schemi tipo con i Comuni e attraverso la costituzione del Portale web del Risparmio Energetico nonché favorire la fusione a livello regionale dei Consorzi per l'acquisto collettivo di energia di Confindustria. |

**Misure di ordine politico-amministrativo e normativo**

| | |
|---|---|
| **3b** | Disporre, con Regolamenti, criteri premiali per contribuire alla installazione di caldaie e centrali di cogenerazione anche alimentati a fonti rinnovabili purché prevedano l'utilizzo del calore generato in % variabile a seconda della tecnologia, al fine di massimizzare anche l'efficienza termica. La cogenerazione dovrà accrescere l'efficienza media annua complessiva. |
| **12a** | Costituire un sistema di qualificazione/accreditamento regionale per le ESCo, supportato da campagne informative e corsi di formazione in tema di ESCo e Certificati Bianchi, anche in rapporto con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Predisporre |

| | |
|---|---|
| | modelli di contratti di EPC (Energy performance contract) e di FTT (Contratto di finanziamento tramite terzi) per le pubbliche amministrazioni e per soggetti privati. La Regione si farà parte attiva sull'attività informativa e formativa in tema di Esco e di certificati bianchi per favorirne capillarmente la diffusione. |
| **23a** | Introduzione del tema della diagnosi/riduzione della emissione di gas climalteranti da parte delle aziende, tramite ad esempio i relativi procedimenti autorizzativi ambientali (AIA, AUA) con certificazione di tecnici qualificati (Energy Manager oppure Esperti in Gestione dell'Energia), anche attraverso i Consorzi di Sviluppo Economico Locale o le Agenzie per lo sviluppo dei Distretti industriali. |
| **10c** | Realizzare un abaco di schede tecniche con la descrizione di "interventi tipo" in materia di riqualificazione energetica (sia per le strutture edilizie che per gli impianti) a disposizione delle amministrazioni pubbliche. Predisporre, in questo senso, le Linee guida regionali per favorire e promuovere l'utilizzo del GPP (Green Public Procurement) nella P.A. (art. 6 comma 9 del D.lgs. 102/2014). |
| **24a** | Introdurre la diagnosi energetica degli edifici esistenti, tramite l'istituzione di elenchi di professionisti presso gli albi professionali, o di ESCo accreditate per solidità economica e funzionale, che effettuano una prima valutazione gratuita o a costi calmierati, finanziati da apposito fondo regionale, e inserimento dei risultati delle diagnosi negli archivi energetici regionali. |
| **26a** | Introdurre nei procedimenti di autorizzazione di impianti energetici a biomasse legnose, liquide e a biogas, l'obbligo di valutazione dell'effettiva riduzione dei gas climalteranti realizzati dalla messa in esercizio degli impianti. |
| **6a** | Stipulare accordi/intese/convenzioni con i DSO (Distribution System Operator) per:<br>• stilare una graduatoria di priorità che privilegi gli interventi nei quali è prevista la sostituzione delle infrastrutture obsolescenti, in base alle linee di sviluppo delle reti di loro competenza (anche a lungo termine ovvero oltre l'orizzonte temporale contemplato dai piani di sviluppo);<br>• stabilire criteri generali per la scelta dei siti dove localizzare le nuove linee di distribuzione a minor impatto ambientale (studi di settore, preferenza per i corridoi energetici) con adeguamento/potenziamento di linee e la realizzazione di nuove cabine elettriche. |
| **10b** | Prevedere un ordine di priorità nella destinazione degli spazi finanziari regionali verso gli EELL e le P.A. a favore del settore del risparmio energetico e dell'efficienza energetica. |
| **11a** | Attivare, anche con l'apporto dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale, le politiche di audit e di management energetico verso le PMI, affinché si dotino della Certificazione Sistema Gestione Energia ISO 50001, e in questo senso istituire un registro regionale di tali attestati. |
| **25a** | Estensione dell'obbligo di nomina dell'Energy manager alle società private di servizi, agli enti pubblici e ai centri commerciali, attualmente non obbligati dal disposto dell'art. 19 della L. 10/91 (soglie di consumo inferiori a 1.000 TEP) sulla base di altri parametri (a esempio "numero di dipendenti" se il parametro è pertinente). |
| **25b** | Obbligo di un piano triennale per la PA, di ristrutturazione degli edifici pubblici ai fini del rispetto dei livelli minimi di FER, e incentivazione delle stesse attraverso un ordine di priorità nella assegnazione degli spazi finanziari. |

**Misure per la predisposizione di Regolamenti**

| | |
|---|---|
| **2a** | Stipulare accordi/intese/convenzioni che coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, per attività di simulazione e ricerca su impianti pilota di gestione delle microreti attive, anche in collaborazione con i Consorzi di Sviluppo Economico Locale, ai sensi dell'art.62 della l.r. 3/2015. |
| **5c** | Stipulare accordi/intese/convenzioni the coinvolgano tutti gli attori del sistema elettrico, navale ed energetico, per avviare attività di simulazione e ricerca per lo sviluppo di una Smart Grid portuale al fine di abbattere le emissioni durante il periodo di attracco delle navi. |
| **7a** | La Regione punta sul gas come vettore energetico di transizione per un modello energetico più sostenibile, ma intende ribadire la volontà di non autorizzare sul proprio territorio il rigassificatore onshore di Zaule, ritenendo tale progetto sovradimensionato per la Regione medesima, oltreché in contrasto con il modello di sviluppo del Porto di Trieste. |
| **14a** | Definire accordi/intese/convenzioni con il sistema regionale della ricerca e dell'innovazione tecnologica, per ricercare le fonti di finanziamento più adeguate a livello regionale, statale e europeo, che meglio si prestano al finanziamento di programmi di ricerca specifici nel settore della efficienza energetica e delle FER. Il tutto con particolare attenzione allo sviluppo delle Smart Grid, dei sistemi di accumulo di energia e dell'aumento dell'efficienza energetica nei settori della edilizia pubblica e privata, delle attività produttive e dei trasporti. |
| **18a** | In collaborazione con ARPA FVG e con istituti di ricerca, predisposizione di uno studio per determinare i criteri della inidoneità delle aree all'utilizzo delle FER e per un consumo sostenibile del suolo. |
| **28c** | Incentivare e favorire la realizzazione di piattaforme logistiche per biomasse secondo criteri pianificatori di loro razionale distribuzione sul territorio. |
| **31a** | Adottare meccanismi di compensazione o di minor costo energetico per il passaggio delle infrastrutture energetiche sul territorio regionale, attraverso gli strumenti più adatti di concertazione. |
| **12b** | Realizzare una Banca dei TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio). |

**Misure per l'effettuazione di Studi**

| | |
|---|---|
| **17a** | Costituzione di un Sistema informativo regionale per l'energia per garantire una gestione organica. I catasti dovranno uniformarsi a metodologie omogenee e coerenti da stabilirsi in sede attuativa. Tale sistema comprende, in prima battuta, i seguenti strumenti:<br>1. Catasto informatico energetico regionale; |

| | |
|---|---|
| | a. Catasto informatico regionale impianti termici;<br>b. Catasto informatico regionale attestati prestazioni energetiche;<br>c. Catasto informatico regionale certificazioni sostenibilità ambientale;<br>2. Catasto informatico regionale elettrodotti;<br>3. Quadro conoscitivo delle emissioni gas climalteranti;<br>4. Mobilità sostenibile;<br>5. Finanza energetica. |
| **10a** | Realizzare e finanziare un inventario/catasto energetico degli edifici pubblici, a partire dal patrimonio regionale, per stabilire obiettivi regionali di riqualificazione energetica e priorità di finanziamento degli interventi (art. 5 comma 16 del D.lgs. 102/2014). Parallelamente prevedere la realizzazione di un sistema regionale informatizzato di raccolta dati sui contributi regionali concessi in tema di efficienza energetica, risparmio energetico e utilizzo di FER e sui risparmi di energia conseguiti (art.7 comma 7 del D.lgs. 102/2014). |
| **21b** | Sviluppare o implementare strumenti informatici al fine di gestire le informazioni relative alla sostenibilità energetica ambientale (stato di attuazione delle misure dei PAES, informazioni sulle misure di promozione e incentivazione regionali, nazionali e comunitarie). |
| **22a** | 22a Integrazione dell'attuale catasto regionale delle emissioni in atmosfera (INEMAR) presso ARPA FVG mirata alla valutazione di bilanci territoriali di gas climalteranti e contenimento dei dati emissivi dagli inventari di base delle emissioni (IBE) dei comuni che aderiscono al Patto dei Sindaci. |

**Misure per la costituzione di un Sistema Informativo regionale**

| | |
|---|---|
| **10d** | Promuovere nei confronti degli EELL e delle scuole di ogni ordine e grado, un programma di formazione e informazione in tema di gestione dell'energia e di efficienza energetica, sia in termini tecnici che di sensibilizzazione, per stimolare comportamenti che contribuiscano a ridurre i consumi energetici. |
| **13b** | Promuovere iniziative di sensibilizzazione presso i cittadini volte a favorire la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale e/o estiva obsoleti con sistemi di ultima generazione più efficienti e con minor impatto sull'ambiente in termini di emissioni. |
| **15a** | Attivare corsi di formazione e aggiornamento del personale incaricato degli accertamenti e ispezione degli impianti termici e degli addetti del settore, per svolgere un ruolo di consulenza sugli interventi di miglioramento del rendimento energetico dell'impianto termico, che risultino economicamente convenienti. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica. |
| **16a** | Attivare la formazione degli operatori del settore con il patrocinio di corsi per EGE (Esperto in Gestione per l'Energia) sulla base della norma Uni CEI 11339:2009, di quelli per il percorso ISO 50001 e del personale dei Consorzi di Sviluppo Economico Locale. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica. |
| **13a** | Promuovere formazione e campagne di informazione per gli installatori di impianti a FER e per gli operatori del settore, anche mediante il riconoscimento di fornitori di formazione ai fini del risparmio energetico e per l'autodiagnosi ambientale per aziende e insediamenti produttivi, nonché attività formative per le diverse categorie socio-economiche, anche mediante accordi/intese/convenzioni, per incentivare studi e ricerche finalizzati all' innovazione tecnologica nei settori energetici, da parte degli istituti di ricerca regionali e nazionali. Tale azione deve essere estesa, oltre che agli operatori del settore energetico, anche alle imprese in generale in funzione della diffusione della sensibilità responsabile al tema dell'efficienza energetica al fine di favorire l'incontro tra domanda e offerta. |
| **32b** | Favorire la ricerca tecnologica e l'innovazione a favore della decarbonizzazione dei trasporti (ammissibile al finanziamento dell'Unione Europea) – Reg. UE n. 1316/2013). |
| **19c** | Applicare ed estendere la filosofia del progetto ECC ai vari ambiti produttivi, pubblici e privati, in collaborazione con gli enti locali, le imprese e le associazioni dei consumatori. |

**Misure per la formazione e la conoscenza**

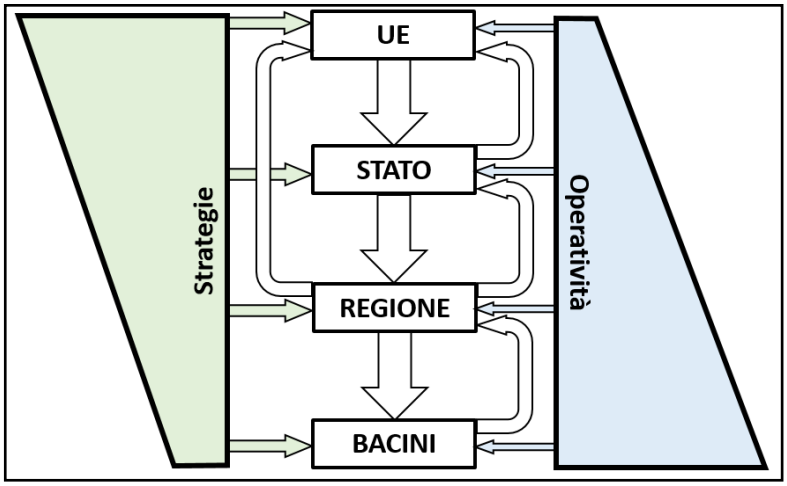
### 5.4 La potenzialità delle Misure per attività-comparto

Poiché i piani energetici territoriali hanno valenza pluriennale e devono fornire una continuità logica nel tempo alle azioni di politica energetica, è necessario che la loro impostazione non sia influenzata da fattori

contingenti e dalla sensibilità dei compilatori, ma nasca dall'applicazione di un metodo in grado di *definire le Linee Guida* cui i diversi enti e esperti possano ispirarsi.

Si è rilevata l'opportunità di mettere a punto e applicare in ambito regionale, comunale o di bacino una metodologia di analisi relativa ai vari settori di attività (industriale, civile, agricolo e trasporti) e loro aggregazioni.

*Lo scopo è di individuare le Misure e valutare le azioni e le risorse per il contenimento dei consumi energetici, per il ricorso alle FER, per la riduzione della $CO_2$ emessa, dando loro un ordine di potenzialità e promuovendo le opportunità tecnologiche di risparmio energetico.*




**Approccio top-down per la definizione delle strategie e bottom-up per le applicazioni (operatività)**

A livello regionale, l'analisi qui riportata, può essere utilizzata per orientare e omogeneizzare i comportamenti delle varie Direzioni Centrali, fornendo una base efficace per la riprogrammazione della struttura operativa dell'amministrazione.

Un aspetto sostanziale, riguarda il differenziale "$\Delta$" e il suo potenziale in relazione alla struttura socio-economica e naturale della Regione.

Questo differenziale è direttamente proporzionale alla forza delle Misure e ne determina le potenzialità e ne connota la sostanza. Attenendosi agli aspetti sostanziali si rileva come, dal punto di vista del ricorso alle FER, la Regione sia ben strutturata, mentre risulta lontana, in maniera sensibile, rispetto agli obiettivi di riduzione dei gas serra e dell'efficientamento energetico.

Ne consegue, che il potenziale di forza delle azioni regionali debba essere indirizzato alle Misure che diano le migliori performance di riduzione della $CO_2$ equivalente e di efficientamento energetico.

E' bene precisare che la riduzione della $CO_2$ equivalente e l'efficientamento energetico sono strettamente legati, tali da poterli definire due facce della stessa medaglia.

E' importante anche caratterizzare la differenza di percezione tra la riduzione della $CO_2$ equivalente emessa e l'efficienza energetica. La necessità della riduzione della $CO_2$ equivalente ha una valenza sovraregionale e sovranazionale e è scarsamente sentita dalle attività antropiche, in particolare dalle aziende produttive che ne sottovalutano la valenza economica e strategica; tale sottovalutazione è comprensibile in considerazione della crisi economica e della rilevanza nella competitività.

Il miglioramento dell'efficienza energetica e la riduzione dei costi dei vettori energetici ha una valenza economica sempre più importante nel tempo, sia a livello locale e sia a livello di competitività generale, tanto da indurre le aziende e gli enti a azioni autonome, indipendentemente dalle strategie territoriali.

In termini sommari, gli obiettivi dell'Unione europea sono sostanzialmente due, ovvero il ricorso alle FER e l'efficientamento energetico, per ridurre i gas serra e il "peso" degli approvvigionamenti energetici da Paesi extra europei. Per potere incidere in maniera significativa è necessario intervenire in quei settori dove vi sono maggiori sprechi e consumi, in quanto maggiori saranno i margini di risparmio.

Ne consegue che le Misure potenzialmente più efficacie del PER sono rivolte strategicamente all'efficienza energetica e alla riduzione dei gas serra, rispetto al ricorso alle FER, anche se quest'ultime conservano notevole rilevanza strategica, soprattutto in un'ottica temporale più lunga.

**La Regione**

La Regione, inoltre, intende dare una forte connotazione ambientale e socio economica alle azioni del PER. Una delle Vision riguarda la caratterizzazione del Friuli Venezia Giulia come Bio-regione e un altro indirizzo strategico è la creazione e implementazione della "Green Belt" che riguarda una forte integrazione transfrontaliera e transregionale con Austria, Slovenia e Veneto.

La Regione intende indirizzare il Piano energetico per avviare un percorso verso il "futuro" con le Smart grid.

Segue una valutazione dei comparti e delle attività che consentono le migliori performance, in relazione al differenziale " $\Delta$" tra gli obiettivi UE e la situazione regionale, nei settori di attività:

- industriale
- civile
- agricolo
- trasporti

### 5.4.1 Settore industriale

Il settore industriale è quello più rilevante, sia dal punto di vista energetico e ambientale e sia dal punto di vista socio-economico e strategico per lo sviluppo della Regione. Il settore industriale è suddiviso in diverse attività più rilevanti, in ordine di consumo energetico:

- Siderurgia, settore industriale molto energivoro;
- Altre attività industriali energivore (i.e. lavorazione a caldo dei metalli non ferrosi e alluminio, cementifici, vetrerie, cartotecnica, chimica e petrolchimica);
- Distribuzione dell'energia;
- Attività industriali non energivore (i.e. meccanica, materiali da costruzione, legno e mobilifici, tessile e altre manifatture). Sono di minore rilevanza e quindi si parla in modo generico di efficientamento, impianti di cogenerazione, motori a alto rendimento, ricorso alle FER.

*Siderurgia*

È l'attività più energivora e impattante in termini di assorbimento energetico e di effetti ambientali dell'intero settore industriale.

L'attività siderurgica nel territorio del Friuli Venezia Giulia è di assoluta rilevanza strategica in termini produttivi e occupazionali, in termini di know-how e di valenza internazionale. Sulla siderurgia si devono concentrare gli sforzi della Regione, unitamente agli sforzi endogeni delle diverse aziende, per una evoluzione in termini di efficientamento energetico, ambientale e di competitività (valenza socio-economico e occupazionale).

Le attività siderurgiche sono caratterizzate da fattori energetici estremamente rilevanti, con notevoli sprechi di tipo termico. I reflui gassosi (detti anche off-gas) che sono rilasciati in atmosfera hanno una notevole potenza termica e una rilevante temperatura, entrambe caratterizzate da alta variabilità e di conseguente problematico recupero tecnologico, anche in considerazione dell'alta polverosità dei reflui gassosi.

L'energia termica, eventualmente recuperata con impianti specifici, è gravata da marginali consumi di energia per l'alimentazione degli ausiliari dell'apparato di recupero. Conseguentemente l'energia elettrica generata, l'energia termica recuperata e le relative emissioni inquinanti evitate sono di utilità netta per l'azienda e per il sistema regionale. Per tali motivi, indipendentemente da stimoli esterni all'attività industriale, le aziende del settore considerato si stanno attrezzando per effettuare recuperi energetici.

In Regione c'è l'esempio della Danieli-ABS che ha recentemente avviato un impianto di recupero cogenerativo con macchine a ciclo Rankine organico (ORC) da 1 $MW_e$. Altro esempio sono le Ferriere Nord di

Pittini che stanno studiando la possibilità di realizzare una rete di teleriscaldamento per la cittadina di Osoppo, alimentata dal recupero termico da off-gas; attualmente la Pittini effettua recuperi termici per una sorta di teleriscaldamento interno e ha intenzione di raffrescare le cabine elettriche e di comando con macchine a assorbimento.

Gli impianti siderurgici hanno grandi margini di efficientamento energetico e dal punto di vista ambientale le ricadute indirette sono molto rilevanti, soprattutto in termini di $CO_2$ equivalente evitata, oltre all'efficientamento dovuto alla produzione di energia elettrica e al recupero termico. Una delle potenzialità urgenti in ambito regionale e industriale è il recupero di questi cascami termici.

In termini relativi gli interventi di efficientamento in siderurgia danno un contributo rilevante per il raggiungimento dell'obiettivo regionale del 20% in termini di efficientamento energetico e di riduzione dei gas serra.

In sintesi, le Misure regionali favorenti devono concentrarsi in ambito industriale, prioritariamente sulle attività siderurgiche.

*Altre attività industriali energivore (Fonderie, lavorazione a caldo dei metalli ferrosi e non ferrosi, la produzione e la lavorazione a caldo dell'alluminio, i cementifici, le vetrerie, la produzione della carta, la chimica e la petrolchimica)*

Queste attività sono settori notevolmente energivori e impattanti ambientalmente e per tali settori valgono le considerazioni svolte per il settore della siderurgia, pur con una rilevanza e efficacia inferiore.

*La Distribuzione energia*

Rientrano in questo settore la distribuzione dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua ovvero le cosiddette Utility. La distribuzione dell'energia elettrica è quella più rilevante con riferimento al Piano energetico regionale e in questo caso si parla di razionalizzazione, ammodernamento e realizzazione di smart grid.

*Altre attività industriali (estrattivo, tessile, legno e mobilifici, materiali da costruzione, meccanica)*

Gli altri settori del comparto industriale hanno un potenziale energetico e ambientale notevolmente inferiore e si parla in genere di efficientamento, impianti di cogenerazione, motori a alto rendimento, ricorso alle FER.

### 5.4.2 Settore civile

Il settore civile è costituito dal comparto residenziale (abitazioni civili, patrimonio pubblico), dal terziario privato e dal terziario pubblico. A questi comparti si aggiunge il comparto legato alle conurbazioni (addensamenti urbani), che includono una pluralità di utenze ricadenti nei comparti precedenti. In termini di rilevanza di consumi energetici e di effetti ambientali, il settore civile è secondo solo a quello industriale.

Dal punto di vista socio-economico riveste una notevole rilevanza, mentre in quello strategico non ha lo stesso spessore, in quanto non incide in maniera rilevante sull'occupazione. Seguono indicazioni per questo settore, anche in relazione alla sua struttura e valenza regionale.

*Conurbazioni e reti di teleriscaldamento*

Le conurbazioni sono il comparto più rilevante dal punto di vista energetico, ambientale, infrastrutturale e socio economico, il luogo dove devono concentrarsi gli sforzi della Regione e delle amministrazioni locali per una evoluzione in termini energetici e ambientali. In Regione esiste una sola rete di teleriscaldamento di rilevanza, quella di Udine Nord. In termini di volumi allacciati la Regione FVG è IL fanalino di coda con riferimento alle regioni del nord Italia.

*Conurbazioni e Illuminazione pubblica*

La pubblica illuminazione in Friuli Venezia Giulia è regolamentata dalla legge regionale 15/2007 in materia di inquinamento luminoso e risparmio energetico nella illuminazione per esterni.

Ragionando in un'ottica di spending review, l'accento è posto soprattutto sul risparmio che l'installazione dei LED può comportare e l'adeguamento degli impianti alla legge regionale, un risparmio economico che oscilla tra il 50% ed il 70%.

L'opportunità tecnologica dei LED deve essere accompagnata, sempre, da un'analisi illuminotecnica secondo le indicazioni della legge regionale 15/2007 che rispetti i parametri di riferimento in relazione ai tipi di strade e al tipo e valore di traffico.

La voce di spesa per l'illuminazione pubblica per un ente territoriale è molto rilevante e pone le amministrazioni di gestione a ricercare soluzioni compreso il finanziamento/co-finanziamento di impianti a LED.

A livello regionale, dal punto di vista ambientale è molto rilevante, mentre a livello energetico è rilevante.

*Comparto residenziale*

Nel settore civile del comparto residenziale si individuano tre tipi di attività (abitazioni civili, patrimonio immobiliare pubblico, patrimonio immobiliare privato). Tutti e tre i comparti sono caratterizzati da consumi energetici riconducibili, in larga misura, alla coibentazione e ai fabbisogni termici per trasmissione.

Per quanto riguarda le abitazioni civili e il patrimonio immobiliare privato le misure di efficientamento energetico sono introdotte essenzialmente in base alla prevalente convenienza economica, tramite adesione volontaria.

Per il comparto residenziale, al fine di incidere in termini energetici e ambientali in modo rilevante, è necessaria l'azione di una grande pluralità di utenti, anche di taglia ridotta, con interventi improntati a una applicabilità molto diffusa.

Le Misure tecniche indicate sono le medesime per tutte e tre le tipologie di attività e sono riconducibili al ricorso all'illuminazione a basso consumo, all'allacciamento alle reti di teleriscaldamento, all'utilizzo di elettrodomestici a basso consumo, al ricorso al fotovoltaico e alla coibentazione degli involucri edilizi riscaldati.

Le Misure di ordine politico-amministrativo e regolamentario sono da applicare al patrimonio immobiliare pubblico, in conseguenza della capacità gestionale degli Enti Amministrativi. Per questa ragione si ritiene che il potenziale di risparmio energetico e di riduzione dell'impatto ambientale sia molto rilevante in detta attività, in conseguenza di un'applicazione delle Misure più capillare.

*Comparto terziario privato*

Il comparto terziario privato è caratterizzato dalle seguenti attività prevalenti di interesse: la grande distribuzione, gli alberghi, i cinema e teatri e gli impianti sportivi privati. I fabbisogni energetici di dette attività sono riconducibili, a differenza del residenziale, ai fabbisogni termici per il rinnovo dell'aria, con un contributo minoritario dei fabbisogni per trasmissione dell'involucro riscaldato.

Le Misure devono indicare l'adozione del recupero termico e l'espulsione delle portate di aria esausta. Si precisa che esistono precise Norme nazionali che prescrivono il recupero termico di almeno il 50% dell'energia termica espulsa, a fronte di portate elevate e di tempi di utilizzo dell'impianto rilevanti; in altri termini in relazione al valore dell'energia termica dispersa nella stagione invernale. Si ritiene che detta Norma sia attualmente scarsamente applicata.

Le Misure da adottare sono riconducibili a un controllo dell'assolvimento della Norma prima citata e eventualmente nella imposizione o induzione all'adozione di sistemi di recupero aria-aria per valori dell'energia termica dispersa inferiori a quelli di legge.

*Comparto terziario pubblico*

Il comparto terziario pubblico è caratterizzato dalle seguenti attività prevalenti di interesse: ospedali, uffici pubblici, scuole.

Gli ospedali sono le utenze del settore civile più energivore e impattanti dal punto di vista ambientale, con grande valenza infrastrutturale e sociale; basti considerare che il costo delle fonti primarie del sistema ospedaliero regionale ha un valore annuo di circa 30 milioni di euro e che il potenziale di risparmio, da ricerche tecniche effettuate, è complessivamente pari a circa il 40%, sia per il vettore elettrico e sia per il vettore termico.

Da uno studio effettuato è stato rilevato che il trend di crescita dei costi energetici degli ospedali negli ultimi anni è superiore al trend di crescita dei costi del personale e di altri beni e servizi relativi alla gestione ospedaliera medesima.

Le potenze energetiche delle centrali tecnologiche a servizio degli ospedali sono di grande taglia, con un impiego importante della cogenerazione e trigenerazione e, con l'eventuale effetto sinergico grazie anche agli incentivi nazionali, della rete di teleriscaldamento.

Gli uffici pubblici, come fabbisogni termici e elettrici, sono equivalenti al patrimonio immobiliare pubblico già trattato. A differenza di quest'ultimo le modalità di gestione, temporizzazione e uso degli impianti può essere gestito in maniera più incisiva.

### 5.4.3 Settore dei trasporti

Il settore dei trasporti incide in maniera importante, sia nei consumi di fonti primarie e sia in termini di emissioni di $CO_2$ equivalente.Il potenziale di azione regionale però è molto limitato, così come la valenza dal punto di vista socio-economico e strategico per lo sviluppo della regione.

In sintesi le azioni regionali devono concentrarsi nella realizzazione di strutture di ricarica per auto elettriche (attualmente praticamente assenti), nel favorire la diffusione di mezzi alimentati elettricamente e in diretta connessione con fonti fotovoltaiche o fonti rinnovabili, nell'ampliamento delle piste ciclabili in ambito urbano e nel favorire l'utilizzo del trasporto pubblico.Il parco circolante di auto elettriche è attualmente estremamente limitato.L'orizzonte temporale di cinque anni del PER è estremamente limitato e le Misure regionali possono intervenire con impianti e sistemi dimostrativi.

### 5.4.4 Settore agricolo

Il settore è importante dal punto di vista socio-economico, per l'elevata eccellenza dei prodotti e può essere diviso in tre comparti: l'agricoltura a punto fisso, l'agricoltura di campo e la pesca (sia tradizionale che itticoltura). Quest'ultima riveste una rilevanza esclusivamente ambientale e di valore marginale energeticamente.

L'agricoltura a punto fisso è essenzialmente costituita dagli allevamenti, dalle aziende di trasformazione del latte, dalle aziende di trasformazione dei cereali, dalla produzione e conservazione dei vini e dalle distillerie.

L'agricoltura di campo è costituita dalle coltivazioni erbacee (cerealicole, orticole, floricole) e dalle coltivazioni legnose (foraggere, fruttiferi, vite, pioppeti e boschi). Gli allevamenti rivestono una grande rilevanza ambientale in conseguenza del rilascio di deiezioni da bovini, suini, avicunicoli e ovi caprini e contribuiscono all'inquinamento dei terreni e delle falde, costituendo una emergenza molto importante per l'approvvigionamento di acqua potabile.

Nel settore agricolo ciò che rappresenta un problema ambientale potrebbe, con le opportune tecnologie, costituire una risorsa energetica (FER), soprattutto con forte attività di comunicazione dal settore pubblico ai cittadini, in modo da ridurre reazioni rigide e ostili (NIMBY) e agganciandosi alla costruzione e ampliamento della Green Belt, come soluzione virtuosa di livello sovra regionale. Un esempio potrebbe essere favorire uno studio transregionale e transfrontaliero per un indirizzo tecnologico sull'utilizzo energetico delle biomasse agricole in un'ottica green belt.

Le altre attività afferenti all'agricoltura a punto fisso non rivestono grande rilevanza dal punto di vista energetico e ambientale e a quest'ultime si applicano le Misure tecniche di carattere generale, come il ricorso alla cogenerazione, all'efficientamento e così via.Per quanto afferisce all'agricoltura di campo, si rileva come le coltivazioni erbacee in serra riscaldata abbiano una discreta rilevanza di tipo energetico.

La coltivazione di biomasse a scopo energetico e lo sfruttamento ciclico del bosco (prelievi, pulizia e nuove piantumazioni) possono costituire una risorsa endogena del territorio e ridurre le rilevanti importazioni di legno, cippato e pellet, sia in termini energetici e sia in termini occupazionali.

La biomassa è una FER di uso prevalente termico. Si ricorda che le biomasse non trattate, in particolare quelle di origine animale, rilasciano in atmosfera importanti quantità di metano che ha un potere clima alterante circa 26 volte maggiore della $CO_2$.

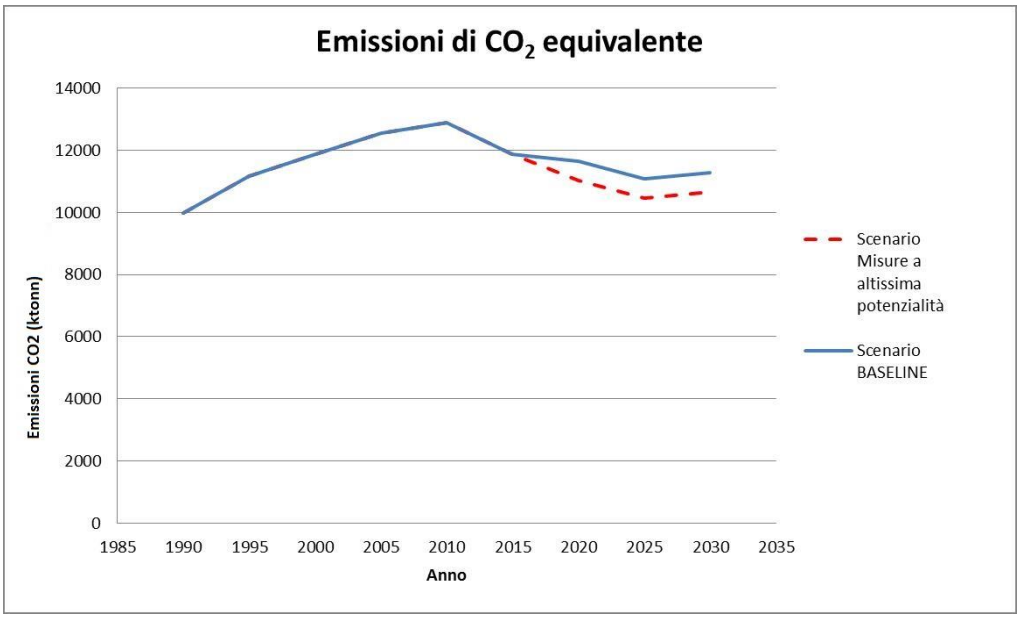
| Settore | Attività/Comparto | Energetico | Ambientale | Fonti rinnovabili | Efficienza | Strategico | Economico-occupazionale | Infrastrutturale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Industriale** | Siderurgia | Molto rilevante | Molto rilevante | Poco rilevante | Molto rilevante | Molto rilevante | Molto rilevante | Molto rilevante |
| | Altre attività industriali energivore | Rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Rilevante | Rilevante | Poco rilevante |
| | Distribuzione energia | Rilevante | Rilevante | Molto rilevante | Rilevante | Molto rilevante | Poco rilevante | Molto rilevante |
| | Altre attività industriali non energivore | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Rilevante | Rilevante | Poco rilevante |
| **Civile** | Conurbazioni e reti di teleriscaldamento | Molto rilevante | Molto rilevante | Rilevante | Molto rilevante | Rilevante | Rilevante | Molto rilevante |
| | Conurbazioni e Illuminazione pubblica | Molto rilevante | Rilevante | Rilevante | Molto rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Rilevante |
| | Comparto residenziale | Rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante |
| | Comparto terziario privato | Rilevante | Rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Poco rilevante |
| | Comparto terziario pubblico | Molto rilevante | Molto rilevante | Rilevante | Rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante |
| **Trasporti** | - | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Molto rilevante | Poco rilevante | Rilevante |
| **Agricolo** | Agricoltura a punto fisso | Rilevante | Molto rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Rilevante | Rilevante |
| | Agricoltura di campo | Poco rilevante | Rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante |
| | Pesca | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante | Poco rilevante |

**Potenzialità delle misure per attività/comparto**

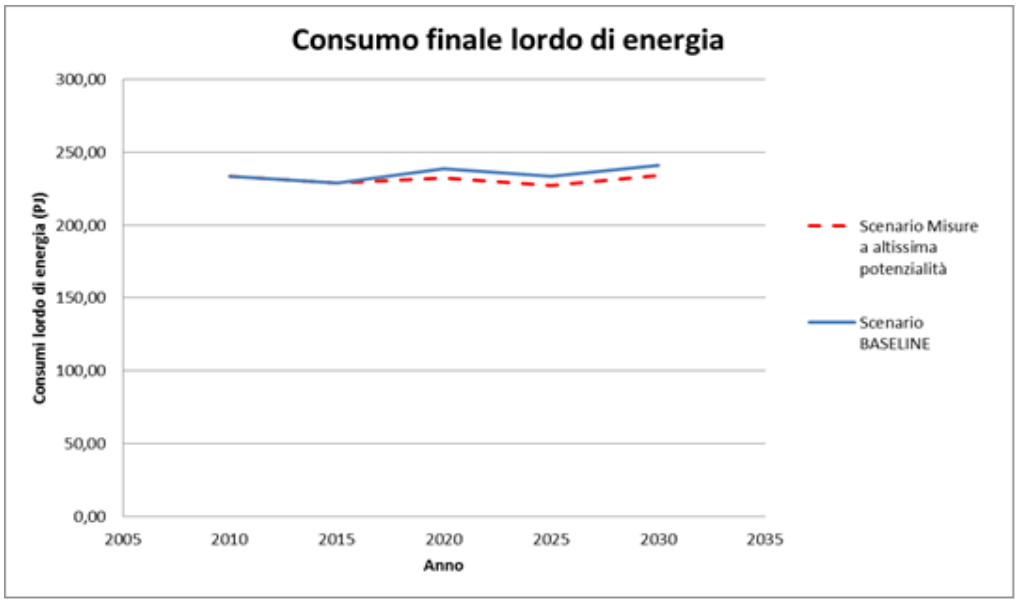
### 5.5 Scenario energetico e emissivo risultante dalle Misure a altissima potenzialità

Lo scenario energetico e emissivo, derivante dall'applicazione delle Misure a altissima potenzialità selezionate, è stato rappresentato dai due grafici sottostanti.

Dalle Misure a alta potenzialità possono discendere interventi legati alla realizzazione di reti di teleriscaldamento abbinati all'efficientamento energetico delle attività più energivore, nonché interventi di generazione energetica a alte performance.




**Confronto tra le emissioni di CO2 equivalente previste per lo scenario BASELINE (linea continua azzurra), e le emissioni di $CO_2$ equivalente dello scenario calcolato considerando le Misure a altissima potenzialità riportate nel presente capitolo (linea tratteggiata rossa). La variazione totale di emissioni ammonta a circa 600 kton/anno.**




**Confronto tra i consumi energetici lordi previsti per lo scenario BASELINE (linea continua azzurra), e i consumi energetici lordi dello scenario calcolato considerando le Misure a altissima potenzialità riportate nel presente capitolo (linea tratteggiata rossa).**
**La variazione totale nel consumo di energia ammonta a circa 6 PJ/anno**

### 5.6 Attuazione del piano energetico regionale

Il piano andrà attuato in modo progressivo, articolando l'operatività delle diverse misure di intervento all'interno di un percorso unitario secondo tre direttrici: adeguamento tecnologico delle reti, efficientamento energetico, ricerca e innovazione. E questo in correlazione con la programmazione finanziaria che renda sostenibile il processo attuativo.

In questo contesto andranno definite, seguendo il metodo della concertazione e coinvolgendo i soggetti interessati, con il contributo anche delle Associazioni di categoria e dei sindacati, le priorità, nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi del Piano secondo criteri di modularità e complementarietà, avendo come riferimento l'evoluzione del quadro nazionale (mercato energetico e sistema regolatorio) all'interno del quadro comunitario.

# 6. La potenzialità socio economica delle Misure

## 6.1 Premessa

Il Piano Energetico Regionale ha delineato numerose Misure con le quali realizzare gli obiettivi strategici che la Regione si è data in questo settore, a partire dal programma elettorale della Giunta. La mancanza di adeguati fondi finanziari a disposizione, per la attuazione delle Misure del Piano impone che il decisore politico attui opportune scelte, nel definire le potenzialità secondo cui le Misure stesse saranno attuate nel tempo.

La scelta delle potenzialità attuative delle Misure deve essere correttamente supportata da una analisi costi-benefici.

Il campo "energetico" è un ambito estremamente complesso e il fenomeno da analizzare implica interconnessioni variamente articolate tra i diversi settori e tematiche, sia antropiche che ambientali. Inoltre determinate Misure non concorrono direttamente a generare utili economici a breve/medio termine, come per esempio lo sviluppo delle conoscenze inteso in senso generale, ma generano benefici in tempi più lunghi.

Tutto ciò premesso, pur rimandando a un successivo approfondimento le tematiche di uno studio costi-benefici delle Misure di Piano, si intende fornire alcuni elementi conoscitivi interessanti, ricavati da studi di settore reperiti in letteratura.

Sono stati preliminarmente esaminati diversi Studi di settore reperibili in letteratura, e tra di essi è stato scelto di fare riferimento ai tre documenti nazionali e uno internazionale. I documenti nazionali, se opportunamente "regionalizzati", potrebbero fungere da punto di partenza dell'analisi costi-benefici, necessaria per definire le potenzialità d'azione nel campo energetico in Regione. Gli studi analizzati sono i seguenti:

- *Le ricadute economiche delle energie rinnovabili in Italia* – ottobre 2014, di Greenpeace;
- *Stato e prospettive dell' efficienza energetica in Italia* – 2013, di Enel Foundation;
- *Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia verso gli obiettivi 2020 - La valutazione delle ricadute economiche ed occupazionali* - Convegno GSE - Roma 26 giugno 2013, di Alessandro Pellini;
- *Renewable Energy and Jobs – Annual rewiev 2015 – IRENA (International Renewable Energy Agency).*

## 6.2 Le ricadute economiche delle energie rinnovabili in Italia – ottobre 2014, di Greenpeace

Si riporta una sintesi dei risultati presentati, rimandando allo studio stesso la disamina della metodologia applicata.

L'obiettivo di questo studio (sviluppato da *Althesys* per conto di *Greenpeace*) è di stimare le ricadute economiche complessive generate dagli investimenti in energie rinnovabili in Italia.

La valutazione economica ha interessato l'anno 2013, per poi estendersi fino all'anno 2030.

L'analisi economica considera il Valore Aggiunto diretto degli operatori del settore, i consumi indiretti (generati dai salari percepiti dai relativi addetti) e il Valore Aggiunto relativo alle imprese fornitrici o clienti del settore delle rinnovabili (indotto). La stima ha considerato le diverse fasi della catena del valore e dieci diverse tecnologie. Nel 2013 le ricadute complessive sono stimate in circa 6 miliardi di euro. Di questi 4,3 sono di Valore Aggiunto diretto, 983 milioni sono i consumi indiretti e 660 milioni è il Valore Aggiunto dell'indotto.

L'attività della filiera a maggior Valore Aggiunto è quella di generazione dell'energia, con circa 2,5 miliardi di euro (43% del totale); segue la fase di O&M[69], con un valore di 1,2 miliardi (20%) e la fabbricazione dei componenti, con circa 900 milioni di euro (15%).

[69] Operation & Mainteinance (O&M), ossia la gestione e la manutenzione, a vantaggio di terzi, di impianti già esistenti.

Il contributo dell'attività di progettazione e installazione ammonta a 570 milioni e quella di approvvigionamento della biomassa a 491 milioni.

Infine, il Valore Aggiunto della fase di finanziamento nel 2013 è stimato in circa 264 milioni di euro.

Tra le tecnologie, il fotovoltaico genera le maggiori ricadute complessive, stimate in 1,8 miliardi di euro, seguito dalle bioenergie con 1,2 miliardi. Rilevante anche il contributo dell'eolico, che nel 2013 ammonta a circa 960 milioni, mentre il Valore Aggiunto di geotermia e mini idroelettrico è stimato rispettivamente in 440 e 660 milioni di euro. Più contenute le ricadute delle rinnovabili termiche, che raggiungono complessivamente un valore di circa 841 milioni di euro.

La crescita delle rinnovabili comporta anche consistenti effetti in termini di gettito per l'erario italiano. La contribuzione fiscale nel 2013 è stata pari a circa 1,2 miliardi di euro, il 20% delle ricadute complessive. La componente delle imposte sull'utile d'impresa e quella di tasse e contributi sui salari contribuisce rispettivamente per 554 e 556 milioni di euro, mentre il gettito IVA è stimato in circa 128 milioni di euro.

Gli occupati complessivi del settore delle rinnovabili ammontano a circa 64.000 unità nel 2013. Di questi, circa 50.200 sono impiegati diretti, mentre le restanti 13.800 unità costituiscono gli addetti indiretti.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha comportato nel 2013 la riduzione di circa 38 milioni di tonnellate di $CO_2$ che, valorizzate al prezzo medio dei certificati ETS (Emission Trading System) nel 2013, corrispondono ad un controvalore di 169 milioni di euro.

Le ricadute complessive stimate al 2030 sono circa 135 miliardi di euro nello "scenario reference"[70] e 174 miliardi in quello "[r]evolution", con una differenza di circa 39 miliardi di euro a favore di quest'ultimo. Il valore diretto ammonta a circa 99 e 126 miliardi a seconda dell'ipotesi, mentre i consumi indiretti sono stimati tra 21 e 28 miliardi di euro. Infine, il Valore Aggiunto dell'indotto totalizza 14 miliardi nel reference e 19 nel [r]evolution.

L'eolico (considerando sia on-shore che off-shore) è la tecnologia che fornisce il contributo maggiore, con ricadute economiche complessive stimato tra 35 e 46 miliardi di euro al 2030. Segue il fotovoltaico, con un valore pari a 34-40 miliardi a seconda dello scenario. Rilevante l'apporto delle biomasse, con ricadute economiche complessive che variano dai 22 ai 28 miliardi, mentre mini idroelettrico e geotermia generano ricadute economiche complessive stimate tra 21 e 24 miliardi di euro. Infine, le ricadute economiche legate allo sviluppo delle rinnovabili termiche è pari a 26 miliardi nello scenario reference ed a 35 nel [r]evolution.

Le ricadute occupazionali (dirette ed indirette) al 2030 sono stimate in circa 75.100 unità nel reference, contro le 102.360 unità dell'ipotesi [r]evolution, con una differenza a favore di quest'ultimo di circa 27.000 addetti.

Il gettito per l'erario italiano stimato al 2030 ammonta a circa 28 miliardi nello Scenario reference ed a 36 miliardi in quello [r]evolution. Le imposte sull'utile d'esercizio variano tra i 13 e i 15 miliardi, le tasse e i contributi sui salari ammontano tra 11 e 16 miliardi, mentre il gettito IVA è stimato in 3,3-4,5 miliardi a seconda dell'ipotesi adottata.

Infine, la riduzione delle emissioni di $CO_2$ è stimata in circa 1 miliardo di tonnellate nello Scenario reference ed in 1,2 miliardi di tonnellate in quello [r]evolution[71]. Il differenziale di 200 milioni di tonnellate rappresenta quasi 1 miliardo di controvalore in più per lo scenario [r]evolution.

Si rimanda allo studio specifico per la comprensione dei dati e delle fonti utilizzati.

Queste elaborazioni effettuate su scala nazionale possono essere utilmente riportate a scala regionale e fornisco un primo dato significativo delle ricadute economiche date dall' utilizzo delle fonti rinnovabili.

### 6.3 Stato e prospettive dell' efficienza energetica in Italia – 2013, di Enel Foundation

Anche di questo interessante studio riportiamo nel seguito una sintesi quanto più aderente al testo.

---

[70] Due scenari previsti nell'ultima edizione del Report di Greenpeace *Energy [R]evolution Italia* – anno 2013, Scenario reference e Scenario [r] evolution.

[71] Due scenari previsti nell'ultima edizione del Report di Greenpeace *Energy [R]evolution Italia* – anno 2013, Scenario reference e Scenario [r] evolution.

Nel suddetto studio sono analizzate le ricadute economiche, ambientali e occupazionali che un investimento concreto nell'efficienza energetica può portare al Paese per ribadire come, oltre ai risparmi di energia che rappresentano il vantaggio immediatamente visibile, i benefici si estendano a 360 gradi. L'analisi considera entrambi gli scenari di diffusione al 2020, di sviluppo ottimo e di sviluppo moderato, per fornire un ventaglio di valori entro il quale verosimilmente si collocheranno i risultati dello sforzo del Paese.

Le dimensioni d'analisi valutate sono:

- le ricadute ambientali considerando la quantità di $CO_2$ che, grazie agli interventi di efficienza energetica, non sarà immessa nell'ambiente. I fattori utilizzati per convertire i risparmi energetici in quantità di $CO_2$ non immessa in atmosfera sono: 0,20 kg $CO_2$ al kWh per il vettore termico (utilizzo di gas metano); 0,43 kg $CO_2$ al kWh per il vettore elettrico. Per quanto riguarda gli impatti positivi sull'inquinamento locale va evidenziato il fatto che al minor consumo di energia è associata una minore emissione di inquinanti locali e che, per le tecnologie alimentate dal vettore elettrico, questi sono del tutto assenti a livello locale;
- le ricadute economiche sono state valutate considerando il volume d'affari complessivo generato dagli interventi necessari per l'installazione e gestione delle tecnologie per l'efficienza energetica nell'orizzonte temporale di riferimento. I tassi di penetrazione considerati sono quelli legati agli Scenari di sviluppo ottimo e di sviluppo moderato. L'analisi è stata condotta considerando le seguenti assunzioni: non si è tenuto conto dell'effetto di spiazzamento delle fonti, sono stati presi in esame solo i costi di investimento (CAPEX) e i costi di gestione operativa (OPEX) nel periodo 2013-2020, mentre non è stato valutato il costo del combustibile; si è supposto che l'intera domanda sia soddisfatta dall'offerta di aziende operanti sul territorio italiano, escludendo dunque che una quota sia soddisfatta ricorrendo alle importazioni. Ne consegue che la stima delle ricadute economiche e, di conseguenza, anche quella degli impatti sul PIL, sia una stima di massima, e sarà compito dell'analisi delle filiere industriali fornire maggiori strumenti per una valutazione di dettaglio;
- le ricadute occupazionali sono valutate misurando le Unità Lavorative Annue (ULA) necessarie per implementare gli interventi di efficienza energetica previsti negli Scenari di sviluppo ottimo e di sviluppo moderato. Questa misura offre immediatamente evidenza dell'ammontare dell'indotto occupazionale legato al mondo dell'efficienza energetica. Anche in questo caso, come per le ricadute economiche, è stato assunto che l'intera domanda sia soddisfatta ricorrendo all'impiego di forza lavoro in capo a aziende operanti nel nostro Paese. Pertanto l'analisi di dettaglio delle filiere consentirà di rileggere successivamente in maniera critica e puntuale il dato.

L'ultima dimensione d'analisi è la valutazione dell'italianità delle filiere sottostanti alle tecnologie analizzate. Questa dimensione consente di capire quanta parte delle ricadute economiche e occupazionali impatterà in modo diretto sul nostro Paese.

Un primo sguardo d'insieme alle ricadute associabili alla penetrazione delle tecnologie per l'efficienza energetica, secondo le ipotesi di penetrazione al 2020 degli Scenari di sviluppo ottimo e di sviluppo moderato, mostra come i benefici siano consistenti.

A fronte di risparmi energetici annui a regime di 288 TWh per lo Scenario di sviluppo ottimo e 195 TWh per lo Scenario di sviluppo moderato, si hanno:

- nello scenario di sviluppo ottimo, un risparmio annuo a regime di emissioni di $CO_2$ di 71,6 milioni di tonnellate, a fronte di un volume d'affari complessivo di 511,7 miliardi di euro nell'intervallo di tempo considerato (che si traduce in un volume d'affari annuale di circa 64 miliardi di euro) e di una ricaduta sul sistema industriale complessiva pari a 3.726.637 ULA nell'intervallo di tempo considerato (che si traduce in circa 460.000 ULA all'anno);
- nello Scenario di sviluppo moderato un risparmio annuo a regime di emissioni di $CO_2$ di 49,5 milioni di tonnellate, a fronte di un volume d'affari complessivo, comunque consistente, nell'intervallo di tempo considerato e pari a 352,1 miliardi di euro (che si traduce in un volume d'affari annuale di

circa 44 miliardi di euro) e di una ricaduta sul sistema industriale complessiva di 2.474.102 Unità di Lavoro Annue nell'intervallo di tempo considerato (che si traduce in circa 310.000 ULA all'anno).

Questa prima vista d'insieme corrobora dunque la tesi che vuole il nostro Paese impegnato attivamente nella rimozione delle barriere culturali, economiche e normative che frenano la diffusione degli interventi per l'efficienza energetica.

Secondo le ipotesi degli Scenari di sviluppo ottimo e di sviluppo moderato appaiono raggiungibili livelli di efficienza superiori a quelli ipotizzati nel PAEE2011, che pure considera in toto anche i risparmi garantiti dal settore trasporti, non analizzato nel dettaglio nel Rapporto in esame. In termini di risparmio energetico si avrebbe una forchetta di miglioramento compresa tra il 5% e il 56%, mentre sul fronte delle emissioni di $CO_2$ i risultati ottenibili supererebbero dal 10% al 59% quelli ipotizzati nel PAEE2011.

Le ricadute sul sistema economico e produttivo del Paese, soprattutto in un momento in cui gli effetti della crisi si stanno manifestando con la massima intensità, danno segnali incoraggianti. Gli interventi in efficienza energetica garantirebbero nell'orizzonte temporale del 2020 un volume d'affari complessivo, diretto e indotto, compreso tra 352,1 e 511,7 miliardi di euro – con incidenze annuali sul PIL comprese tra il 2 e il 4% (si vedano a tal proposito le considerazioni sulle ricadute economiche) – e una ricaduta occupazionale complessiva compresa tra 2,5 e 3,7 milioni di ULA entro il 2020, con incidenza annuale tra l'1,3% e il 2% del totale occupati (22.648.000 di persone occupate al primo trimestre 2013 secondo l'ISTAT).

L'analisi di dettaglio delle tre componenti di beneficio generate dagli investimenti in efficienza energetica porta a altre considerazioni interessanti.

L'analisi delle ricadute ambientali mostra un primo dato interessante: la gran parte del risparmio in termini di emissioni di $CO_2$ (una percentuale compresa tra il 10 e l'11% del totale) è legata a tecnologie con potenziale a breve termine e a tecnologie diffuse; ne consegue che l'obiettivo di riduzione delle emissioni sia realisticamente raggiungibile, perché non necessita che si "sblocchino" tecnologie che hanno un potenziale a medio lungo termine.

Una seconda considerazione riguarda il contributo dato dai due vettori energetici al raggiungimento dell'obiettivo: il vettore elettrico contribuisce per circa il 52% alla riduzione di emissioni di $CO_2$, mentre il vettore termico contribuisce per il restante 48%. Ciò a fronte di un contributo alla riduzione dei consumi rispettivamente del 40% circa per il vettore elettrico e del restante 60% per il vettore termico.

È evidente dunque come se si intendesse incrementare la riduzione delle emissioni, bisognerebbe rivolgere particolare attenzione alle tecnologie che consentono risparmi sul vettore elettrico.

Una terza considerazione riguarda il contributo dato dall'ambito d'applicazione al raggiungimento dell'obiettivo: le soluzioni in ambito edilizio contribuiscono per circa il 90% alla riduzione di emissioni di $CO_2$, mentre quelle in ambito industriale contribuiscono per il restante 10%.

Le applicazioni in ambito industriale garantiscono un elevato potenziale in termini di riduzione delle emissioni in relazione al peso più limitato (5% circa) sulla riduzione dei consumi, ma è evidente che il contributo maggiore può essere apportato dalle applicazioni nel comparto edile.

Un'ultima considerazione riguarda, infine, le singole tecnologie che garantiscono un contributo maggiore in termini di riduzione delle emissioni di $CO_2$.

Le sei tecnologie più impattanti – pompe di calore, caldaie a condensazione, superfici opache degli edifici, fotovoltaico, caldaie a biomassa e sistemi per l'illuminazione – contribuiscono da sole al raggiungimento di circa il 75% dell'obiettivo.

Escludendo le tecnologie già diffuse e sostenibili (caldaie a biomassa e sistemi per l'illuminazione), le restanti, che contribuiscono al raggiungimento del 55% dell'obiettivo, sono incluse nei quadranti delle tecnologie con potenziale a breve termine e delle tecnologie diffuse ma non sostenibili in assenza di incentivi; emerge dunque la necessità di una sensibilità forte delle Istituzioni nei confronti delle tecnologie appena descritte, affinché siano studiati impianti di promozione atti a garantire la penetrazione delle tecnologie non sostenibili ma soprattutto si abbattano le barriere che limitano la diffusione delle tecnologie con potenziale a breve termine (i.e. il tema delle tariffe e degli investimenti addizionali per le pompe di calore).

In tema di sostenibilità ambientale e di limiti nell'attuale impianto normativo, si è accennato al fatto che l'unico parametro preso in considerazione sia l'emissione di $CO_2$.

Il dibattito proposto dagli operatori e dalle *Utility* porta invece a pensare che i benefici di una tecnologia debbano essere valutati considerando anche altri fattori di emissione come, per esempio, gli inquinanti locali. Si pensi all'impatto che alcune tecnologie, soprattutto quelle elettriche, garantiscono in questo senso, con le pompe di calore, tra quelle analizzate nel dettaglio nel Rapporto in esame, che annullano l'emissione di inquinanti locali.

L'analisi delle ricadute economiche – in prima battuta, in parallelo con quanto osservato per le ricadute ambientali, mostra che la gran parte del volume d'affari generato da interventi per l'efficienza energetica (l'85% circa del totale) è legata a tecnologie con potenziale a breve termine e a tecnologie diffuse; anche in questo caso dunque l'obiettivo pare realisticamente raggiungibile, perché non richiede significative evoluzioni rispetto allo standard tecnologico attuale. In seconda battuta è possibile osservare come circa il 45% del volume d'affari totale (circa 230 miliardi di euro nello Scenario di sviluppo ottimo e 170 miliardi di euro nello Scenario di sviluppo moderato) generato dagli interventi di efficienza energetica sia imputabile al vettore elettrico, mentre il 55% circa è ascrivibile al vettore termico.

Rapportando il volume d'affari generato ai risparmi energetici garantiti si può notare come gli interventi sul vettore elettrico generino un volume d'affari superiore rispetto agli interventi che hanno per oggetto il vettore termico.

In terza battuta è possibile osservare come le applicazioni in ambito edile pesino per circa il 90% sul volume d'affari complessivo legato al mercato degli interventi per l'efficienza energetica (circa 470 miliardi di euro nello Scenario di sviluppo ottimo e 315 miliardi di euro in quello di sviluppo moderato), mentre le applicazioni in ambito industriale contribuiscono per il restante 10% (46 miliardi di euro nello Scenario di sviluppo ottimo e 40 miliardi di euro in quello di sviluppo moderato).

Un'ultima considerazione sulle ricadute economiche riguarda le singole tecnologie che garantiscono un volume d'affari importante nel quadro complessivo: la maggior concentrazione si trova nel quadrante delle tecnologie diffuse ma non economicamente sostenibili (superfici opache, fotovoltaico, solare termico, elettrodomestici efficienti e pre-riscaldati), con un peso aggregato sul totale del volume d'affari di circa il 42% (per 219 miliardi di euro nello Scenario di sviluppo ottimo e 150 miliardi di euro in quello di sviluppo moderato).

È evidente che il decisore politico debba dedicare particolare attenzione a queste tecnologie e elaborare un piano di promozione che consenta loro di sviluppare il potenziale di mercato in attesa del superamento della soglia di auto-sostenibilità; tra le tecnologie con potenziale a breve termine quelle con maggior potenziale di mercato sembrano essere le pompe di calore (che da sole contribuiscono per circa il 15%) e le caldaie a condensazione, seguite dalle cucine a induzione (per un peso aggregato del 24% dei volumi di mercato complessivi). In questo caso il policy maker deve agire per eliminare le barriere alla diffusione; tra le tecnologie con potenziale a medio-lungo termine meritano attenzione i sistemi per il controllo solare, per i quali potrebbe essere sostenuta l'attività di ricerca o l'adozione, perché potrebbero garantire circa il 10% dei volumi di mercato complessivi; tra le tecnologie diffuse e sostenibili quelle che garantiscono i maggiori volumi di mercato sono le caldaie a biomassa per il comparto edilizio (circa l'8% del totale) e i motori elettrici e gli inverter per l'ambito industriale (con l'8% circa del totale e il 95% della quota industriale). L'analisi delle ricadute occupazionali mostra in prima battuta che la gran parte delle ULA attribuibili a interventi per l'efficienza energetica (l'82% circa del totale) è legata a tecnologie con potenziale a breve termine e a tecnologie diffuse. Appare unque evidente come, anche in un periodo poco felice per l'economia e l'occupazione, una parte consistente del potenziale sia realisticamente disponibile già dal prossimo futuro per accompagnare auspicabilmente la ripresa del Paese.

Come considerazione generale, si sottolinea il fatto che le ricadute occupazionali, ma anche in termini di volume di affari generato, hanno evidenti risvolti positivi sul bilancio complessivo dello Stato *in primis* per quanto riguarda le maggiori entrate fiscali. In seconda battuta è possibile osservare come circa il 40% delle ULA (circa 1,52 mln nello Scenario di sviluppo ottimo e 1,15 mln nello Scenario di sviluppo moderato) necessarie alla realizzazione degli interventi di efficienza energetica sia imputabile al vettore elettrico, mentre il restante 60% circa sia ascrivibile al vettore termico. In terza battuta è possibile osservare come anche in questo caso le applicazioni in ambito edilizio assorbano circa il 92% delle ULA complessive legate al mercato degli interventi per l'efficienza

energetica (circa 3,49 mln ULA nello Scenario di sviluppo ottimo e 2,27 mln ULA in quello di sviluppo moderato), mentre le applicazioni in ambito industriale contribuiscono per il restante 8% (0,24 mln ULA nello Scenario di sviluppo ottimo e 0,21 mln ULA in quello di sviluppo moderato).

Un'ulteriore considerazione sulle ricadute occupazionali riguarda le singole tecnologie che garantiscono un ritorno importante in termini di ULA nel quadro complessivo: i maggiori impieghi di ULA si hanno nel quadrante delle tecnologie diffuse ma non economicamente sostenibili, con le superfici opache che – includendo operazioni sull'involucro degli edifici – assorbono da sole il 25% del totale delle ULA, e un peso aggregato sull'ammontare totale del 47% circa (per 1,75 mln di unità nello Scenario di sviluppo ottimo e 1,18 mln di unità in quello di sviluppo moderato). Laddove il tema occupazionale sia preponderante rispetto a altre tematiche, è evidente che il policy maker debba dedicare particolare attenzione a queste tecnologie e elaborare un piano di promozione e sostegno che consenta loro di sviluppare il potenziale di mercato e assorbire forza lavoro; tra le tecnologie con potenziale a breve termine, le pompe di calore assorbono da sole il 15% circa di ULA.

Il decisore politico dovrebbe concentrarsi su questa tecnologia e in misura inferiore sulle caldaie a biomassa, per limitare l'impatto delle attuali barriere alla diffusione e consentire il pieno sviluppo del potenziale di penetrazione con ricadute benefiche sull'occupazione; tra le tecnologie con potenziale a medio-lungo termine meritano attenzione i sistemi per il controllo solare e il mini-eolico, per i quali potrebbe essere sostenuta l'attività di ricerca o l'adozione, perché potrebbero garantire l'assorbimento del 15% circa di ULA; tra le tecnologie diffuse e sostenibili quelle che garantiscono maggiore assorbimento di ULA sono le caldaie a biomassa per il building (circa il 6% del totale) e i motori elettrici e gli inverter per l'ambito industriale (con il 6% circa del totale e il 94% della quota industriale). Un'ultima considerazione, riguarda l'impatto incrementale sull'occupazione che potrebbe essere generato dalle tecnologie dell'efficienza energetica.

Se si "distribuiscono" le 3.726.637 e 2.474.102 Unità di Lavoro Annue sugli 8 anni di orizzonte di previsione (dal 2013 al 2020) si ottiene un valore teorico di nuova occupazione che va dai 300.000 addetti annui dello Scenario di sviluppo moderato agli oltre 465.000 dello Scenario di sviluppo ottimo.

È tuttavia ragionevole ipotizzare che una parte di queste Unità di Lavoro Annue siano già disponibili e impiegate sul mercato, ossia si possano reperire sia per effetto di riconfigurazioni verso l'efficienza energetica di imprese la cui forza lavoro è attualmente già impiegata in attività diverse, sia per effetto dell'incremento del livello di "saturazione".

Appare quindi ragionevole ipotizzare una forchetta di valori per la nuova occupazione che sia tra 1/3 e 2/3 del valore teorico calcolato, da poco più di 100.000 unità nello Scenario di sviluppo moderato a oltre 300.000 unità in quello di sviluppo ottimo.

Numeri di tutto rispetto, soprattutto considerando la congiuntura economica non particolarmente favorevole in cui versa il nostro Paese e non solo. Un'ultima dimensione d'analisi che merita attenzione perché agisce trasversalmente rispetto a quelle già trattate, è quella che considera il *tasso di italianità* delle filiere industriali legate alle tecnologie per l'efficienza energetica.

È evidente che i benefici analizzati nel presente rapporto impattino sul Paese in modo tanto maggiore, quanto più elevata è la parte della filiera industriale sita nel nostro territorio. Si pensi ai benefici economici: tanto più la filiera è italiana, quanto più i volumi d'affari generati dagli interventi per l'efficienza energetica rimarranno nei confini Nazionali. Si pensi ai benefici in termini di occupazione: tanto più la filiera è italiana, quanto più le ricadute occupazionali coinvolgono lavoratori del nostro Paese.

Un'analisi più di dettaglio delle filiere può inoltre aiutare a comprendere quale parte della filiera sia maggiormente sviluppata nel nostro Paese: se la parte "di prodotto" che comprende la R&S[72] sui materiali e sui prodotti, l'ingegnerizzazione e produzione degli stessi, oppure la parte "di servizio" che comprende l'installazione e la gestione operativa delle tecnologie.

[72] Ricerca e Sviluppo.

È evidente che il controllo sulla prima parte della filiera permette di influenzare la traiettoria di sviluppo della tecnologia e garantisce ritorni importanti legati all'*export* della stessa; la seconda parte invece garantisce ritorni tanto maggiori quanto più ampia è la diffusione della tecnologia ma non permette il controllo strategico dell'evoluzione della tecnologia.

Anche le competenze legate alle due parti della filiera sono differenti e le ricadute occupazionali possono avere impatto su figure con professionalità più o meno spinte (si pensi a un ricercatore da un lato e a un installatore dall'altro) con ricadute anche sulle Istituzioni e sulle figure addette alla formazione. Questa dimensione d'analisi è di particolare utilità anche per il policy maker, il quale per decidere, per esempio, dove destinare un euro di incentivo all'adozione, può valutare per quale tecnologia o settore le ricadute siano maggiori, oppure per decidere a quali settori destinare incentivi alla ricerca, può valutare quali filiere sia utile sostenere o per quali sia opportuno prevedere programmi di crescita nel tempo.

Nella ricerca è fornito pure un quadro qualitativo dell'italianità delle filiere, distinguendole in base alla percentuale di attori siti nel nostro Paese: 60% per le filiere con alto tasso di italianità; tra il 30% e il 60% per le filiere con medio tasso di italianità; meno del 30% per le filiere con basso tasso di italianità. Tutte le tecnologie con potenziale a breve termine hanno filiere con un grado di italianità medio/alto, pertanto gran parte dei benefici calcolati dovrebbero ricadrebbe nell'orbita del nostro Paese (si specifica che si ritiene necessaria un'analisi di dettaglio per valutare ogni tipo di ricaduta).

Volendo fornire un esempio del modello di analisi adottato si pensi alla filiera del fotovoltaico: il mercato nel 2012 ha espresso un volume d'affari complessivo pari a 6,2 miliardi di euro e le imprese italiane hanno registrato un fatturato complessivo di 2,69 miliardi di euro (il 43% del totale). Se si guarda nel dettaglio alla distribuzione del fatturato sulle varie parti della filiera, è possibile notare come le parti "di prodotto" della filiera vedano una presenza limitata di imprese italiane: il 2% per silicio e wafer, il 13% per la produzione di celle e moduli, il 35% per la produzione di inverter e il 40% per la produzione di altri componenti; le parti "di servizio" invece sono quasi totalmente gestite da imprese italiane: il 75% per la distribuzione e l'80% per la progettazione, installazione e manutenzione operativa.

Le ricadute economiche dell'enorme mole di installazioni spinte dai Conti Energia si è dunque riversata in gran parte su imprese estere, maggiormente presenti nella parte di filiera a alto valore aggiunto, mentre il Paese beneficerà maggiormente dell'indotto generato dalla gestione operativa del parco impianti per l'intera vita utile.

Un secondo aspetto da considerare riguarda le professionalità coinvolte: con il fotovoltaico si formano perlopiù tecnici professionisti, ma si perde l'opportunità di formare forza di ricerca, indispensabile per cavalcare lo sviluppo di nuove tecnologie o di nuovi paradigmi tecnologici come quello dell'efficienza energetica.

Per concludere, si ritiene che anche questo studio (riportato qui in forma abbastanza integrale) fornisca un quadro esaustivo dello stato e delle prospettive dell'efficienza energetica a livello nazionale. I numeri sembrano dimostrare che l'Italia debba puntare senza esitazioni sull'efficienza energetica, per garantirsi uno sviluppo sostenibile e ricadute economiche e occupazionali positive.

L'efficienza energetica può inoltre rappresentare un trampolino per sviluppare e dare slancio, in un'ottica strategica di lungo periodo, a filiere industriali che possono rappresentare l'ossatura del Paese in un futuro di medio-lungo termine. L'efficienza energetica deve diventare un tema di primaria importanza perseguito fortemente dalle Istituzioni, dalle Utility fino ai singoli Cittadini. Solo così sarà possibile sviluppare un approccio integrato al tema dell'efficienza energetica che potrà portare a effetti moltiplicativi sui benefici ottenibili.

### 6.4 Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia verso gli obiettivi 2020 - La valutazione delle ricadute economiche ed occupazionali - Convegno GSE – Roma 26 giugno 2013, di Alessandro Pellini

Questo è l'intervento del GSE nell' ambito del convegno *Sustainable Energy Week,* svoltosi dal 24 al 28 giugno 2013.

Innanzitutto è stato precisato il contesto normativo di riferimento, poiché il D.lgs. 28/2011 all'art. 40, comma 3 lettera a), attribuisce al GSE il compito di *sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili ed alla promozione dell'efficienza energetica.*

Conformemente a questo articolo di legge, il GSE sta portando avanti due progetti distinti, al fine di monitorare gli impatti occupazionali e economici sia delle fonti rinnovabili sia dell'efficienza energetica.

Sulla base di un costante monitoraggio degli studi relativi agli impatti economici e occupazionali delle FER, sviluppati da diversi organismi e/o istituti di ricerca nazionali ed internazionali, sono state esaminate numerose fonti bibliografiche, la cui analisi ha permesso la comparazione delle metodologie più impiegate.

La ricognizione bibliografica unita al confronto con numerosi interlocutori accademici e esperti del settore (GWS Istituto Tedesco di Ricerche Economiche, IEA, Politecnico di Milano, Università Bocconi, Università Bicocca, EnergyLab, ecc.) ha consentito al GSE di individuare le metodologia più idonea per monitorare gli impatti economici e occupazionali dello sviluppo delle fonti rinnovabili. Il modello di calcolo finale è stato messo a punto in particolare con la collaborazione di IEFE-Bocconi.

Le grandezze economiche oggetto di analisi sono state innanzitutto definite specificando esattamente il significato dei singoli termini utilizzati.

Per *Valore complessivo della produzione nazionale* si intende la somma dei valori dei beni e dei servizi compresi i beni intermedi di tutte le branchie del sistema economico. Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.

La *Variazione del saldo della bilancia commerciale* è pari alla differenza tra il valore delle esportazioni e quello delle importazioni.

Le *Ricadute occupazionali dirette* sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (i.e. per gli impianti a FER nelle fasi di progettazione, produzione, costruzione/installazione, project management e O&M).[73]

Le *Ricadute occupazionali indirette s*ono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera, sia a valle e sia a monte.

Le *Ricadute occupazionali indotte m*isurano l'aumento (o la diminuzione) dell'occupazione in seguito al maggiore (o minore) reddito presente nell'intera economia a causa dell'aumento (o della diminuzione) della spesa degli occupati diretti e indiretti nel settore oggetto di indagine.

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: per gli impianti FER, nelle fasi di esercizio e manutenzione).

*L'occupazione temporanea* indica gli occupati nelle attività di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione di un certo bene che, rispetto al ciclo di vita del bene, hanno una durata limitata.

Una *ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno*, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno.

A esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER. Questo modo di procedere è molto importante per evitare doppi conteggi e valutazioni scorrette delle ricadute degli investimenti in un dato settore, in cui invece si potrebbe incorrere limitandosi a censire (ammesso che sia fattibile) il numero di addetti senza conoscere il tempo da essi eventualmente impiegato nei diversi settori di attività (infatti, nei censimenti rigorosi si chiede di indicare gli occupati proprio in termini di ULA).

[73] O&M, operation and maintenance. Per il fotovoltaico è la gestione e manutenzione a vantaggio di terzi di impianti già esistenti, quando questi impianti escono dal periodo di garanzia. Si rincontratta la manutenzione perché è finita la FAC (Final Acceptance Certificate).

La metodologia scelta si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali. La matrice è un quadro contabile che schematizza la struttura economica di un Paese in un determinato arco temporale, mettendo in evidenza in maniera sintetica e immediata le interdipendenze tra i diversi settori che compongono l'economia (ovvero la matrice ISTAT divisa in 63 settori omogenei).

La matrice opportunamente trasformata attraverso specifici procedimenti statistico/matematici, permette di stimare gli impatti economici e occupazionali dovuti a variazioni della domanda finale in un certo settore in un dato anno (i.e. i nuovi investimenti nel settore delle FER).

L'approccio matriciale è molto diffuso e è frequentemente utilizzato anche a livello internazionale (Commissione Europea, Germania, Stati Uniti, ecc.).

Le matrici intersettoriali sono aggiornate dall'ISTAT ogni 5 anni. Per questo motivo l'utilizzo diretto di dette matrici è a volte soggetto a critiche in merito alla loro scarsa dinamicità. Tuttavia i rapporti di interdipendenza tra i settori economici di un Paese si muovono molto lentamente (il che giustifica il fatto che l'ISTAT non procede all'aggiornamento annuale). Le matrici possono probabilmente non essere lo strumento più adatto per elaborare scenari di lungo e lunghissimo termine, ma invece possono esserlo per analizzare lo status quo (infatti sono vastamente utilizzate a questo scopo a livello internazionale).

Altro elemento di attenzione riguarda la quota di import per componenti e servizi relativi agli impianti installati. Le matrici già includono al loro interno valori e coefficienti che tengono conto della quota di import nei vari settori, tuttavia, non si può escludere che, in particolari sotto-settori di attività economica in cui l'import è elevato (i.e. il fotovoltaico) tale quota, pur già considerata, possa essere sottostimata.

Per ovviare al problema sono stati utilizzati i dati rilevati dall'ISTAT nell'ambito dell'indagine PRODCOM sul commercio internazionale. Per quanto riguarda la quota di export oltre ai dati di letteratura saranno raccolte informazioni direttamente dagli operatori del settore.

Un'altra difficoltà deriva dal fatto che, tra i settori produttivi in cui la matrice delle interdipendenze settoriali classifica le attività economiche, non se ne trova alcuno che sia esplicitamente responsabile della produzione di tecnologie a FER.

Per superare il problema si è modellizzato il settore oggetto di analisi (i.e. il fotovoltaico) come se fosse un ulteriore settore (il sessantaquattresimo) che acquista gli input di cui necessita (i.e. vetro, alluminio, materiale elettrico, ecc.) dai settori già esistenti (fabbricazione dei prodotti della lavorazione dei minerali non metalliferi, fabbricazione di prodotti in metallo, ecc.).

Lo studio ha poi definito come si procede alla costruzione dei vettori di spesa.

L'ammontare dei nuovi investimenti in FER in un dato anno, che costituisce il principale dato di input del modello di calcolo, è dato dal prodotto tra il costo unitario (i.e. per le FER elettriche in €/kW) per la quantità installata nell'anno (dato ricavabile da SIMERI, il sistema statistico di monitoraggio delle FER).

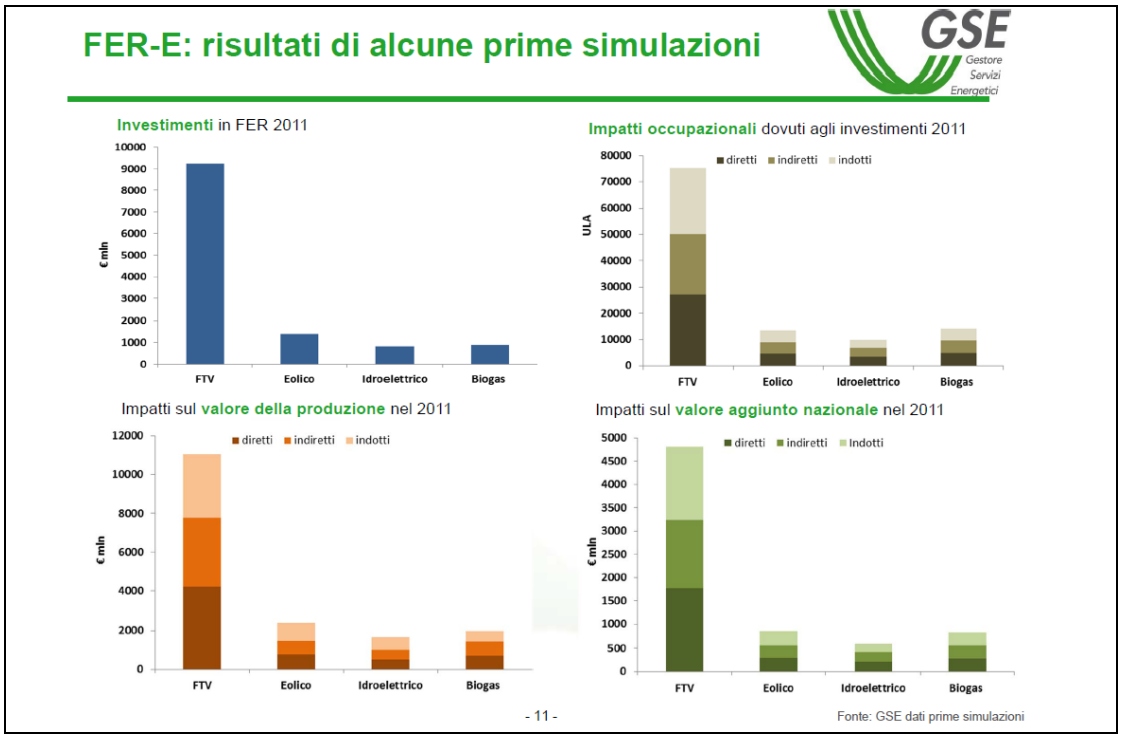
Il costo totale così calcolato deve essere disaggregato nei settori produttivi considerati nella matrice intersettoriale. Si costruisce così un vettore di spesa composto di varie voci, ognuna con un peso variabile a seconda della specifica incidenza rispetto ai costi totali (i.e. per le FER elettriche sono costruiti specifici vettori per le fasi di: investimento, O&M e approvvigionamento di combustibile, e come esempio i Vettori di spesa riferiti alle fasi di Investimento e di O&M di impianti fotovoltaici appartenenti a tre diverse classi di potenza).

Successivamente si procede alla determinazione degli impatti.

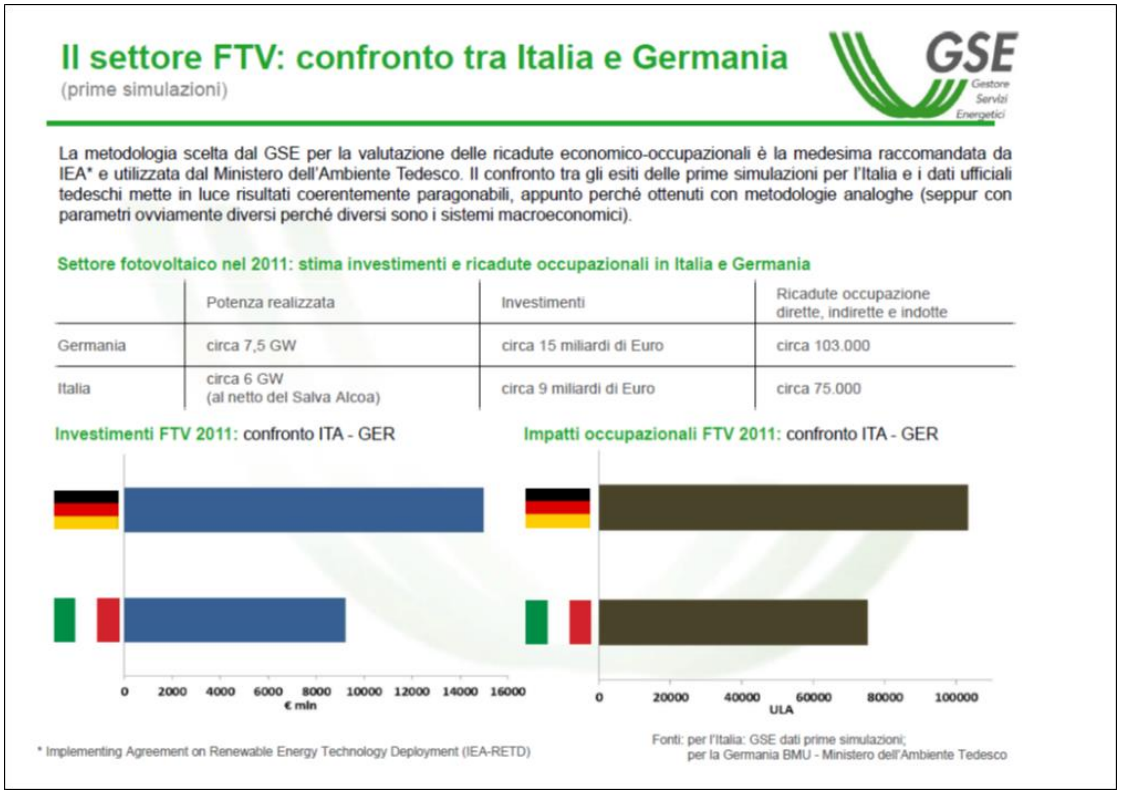
Moltiplicare i vettori di spesa, inerenti la capacità complessiva degli interventi realizzati in ciascun anno per ciascuna fonte, per la matrice delle interdipendenze settoriali, consente di valutare l'impatto della variazione della domanda finale dovuto allo sviluppo delle FER su tutti gli altri comparti dell'economia.

La metodologia scelta è stata testata per la prima volta alla fine del 2012, mediante l'utilizzo dei dati statistici relativi al 2011 e di informazioni tratte dalle più importanti pubblicazioni del settore. Per le prime simulazioni si sono concentrati in particolare su alcune tecnologie inerenti le FER elettriche: fotovoltaico, eolico, idroelettrico e biogas.

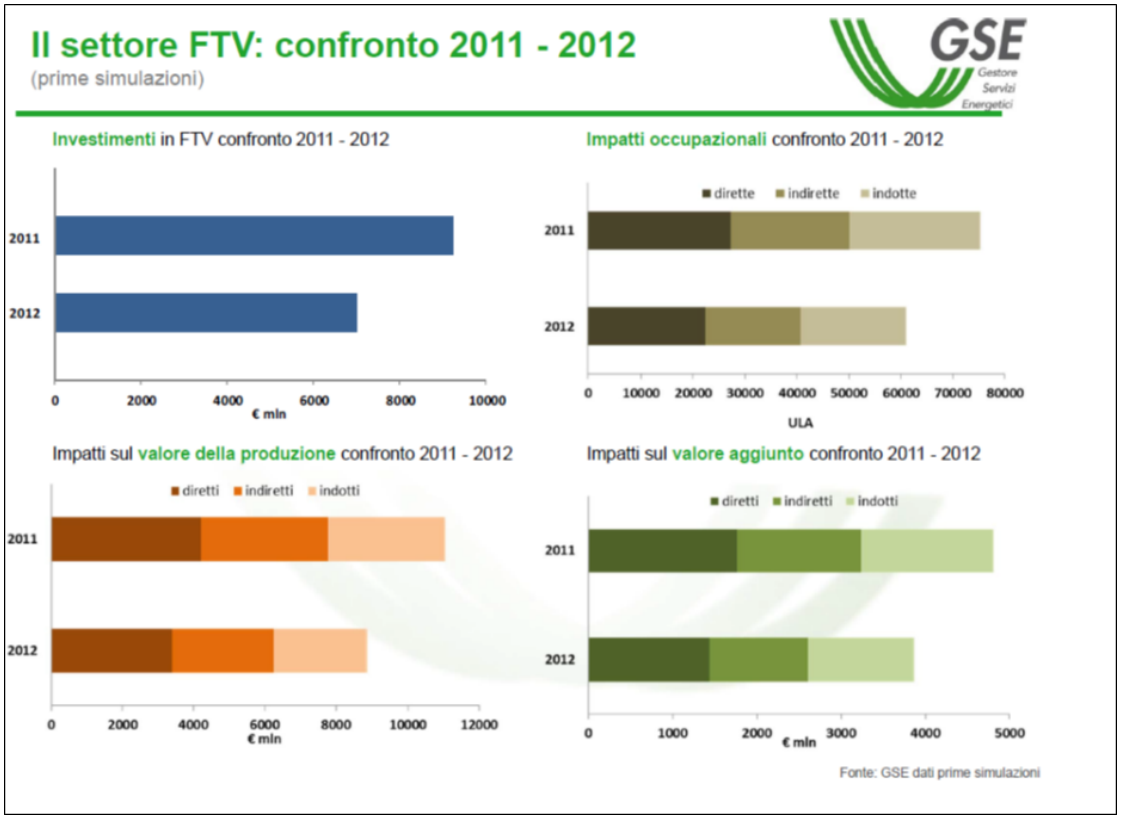
Di seguito si riportano Grafici con i risultati preliminari dell'analisi:




**Grafici con i risultati preliminari dell'analisi**




**Grafici con i risultati preliminari dell'analisi**




**Grafici con i risultati preliminari dell'analisi**

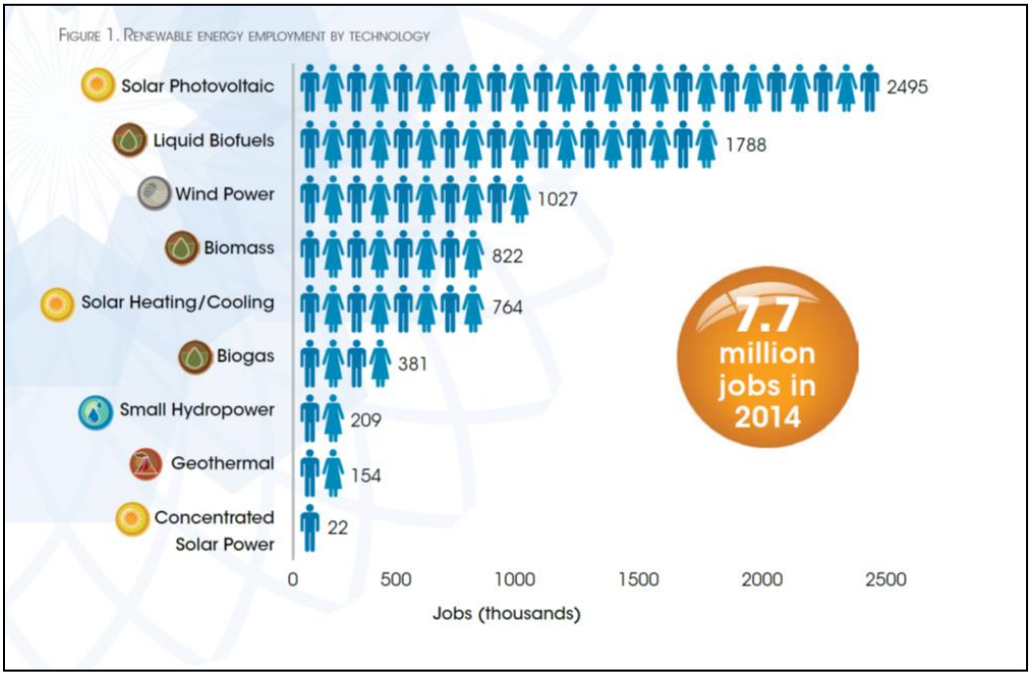
### 6.5 Renewable Energy and Jobs – Annual rewiev 2015 – IRENA (International Renewable Energy Agency)

In questa retrospettiva dell'IRENA, Agenzia internazionale che si occupa di correlare occupazione e energia rinnovabile a livello globale dal 2011, risulta che l'energia rinnovabile impiega 7,7 milioni di persone, direttamente o indirettamente, in tutto il mondo all'anno 2014 (escluse le grandi centrali idroelettriche), con un aumento dal 2013 del 18%. Inoltre, IRENA ha condotto la prima stima in assoluto a livello mondiale del grande idroelettrico, mostrando come circa 1,5 milioni di posti di lavoro siano direttamente collegati al settore.

In questo Report è presentato lo stato dell'occupazione nel settore delle energie rinnovabili, sia dal punto di vista delle diverse tecnologie e sia selezionando i principali mercati nazionali e regionali. Come nel 2013 il solare fotovoltaico e le attrezzature eoliche hanno visto un calo dei prezzi a livello globale, influenzando il numero dei posti di lavoro. Nonostante il calo dei prezzi l'installazione del solare fotovoltaico ha visto una accelerazione e le relative lavorazioni e manutenzioni hanno stimolato la crescita di posti di lavoro.

La produzione di pannelli solari fotovoltaici si è spostata decisamente dall'Europa e dal Nord America verso l'Asia, e sul lato dell'installazione, Cina e Giappone sono i principali mercati. Per quanto riguarda l'energia eolica, i posti di lavoro sono aumentati costantemente a seguito di una ripresa del mercato nel 2014 guidata da Cina, Germania e Stati Uniti. L'occupazione nei biocarburanti è continua crescita negli Stati Uniti e Brasile, come pure nei mercati emergenti asiatici.

I Paesi leader a livello mondiale per l'occupazione nelle energie rinnovabili rimangono gli stessi, come negli anni precedenti: Cina, Brasile, Stati Uniti, India e alcuni membri della l'Unione Europea, in particolare la Germania. In aggiunta, sono emersi nuovi mercati tra cui Indonesia, Giappone e Bangladesh. In America Latina, il Brasile rimane l'attore dominante, seguito da Colombia, Argentina e Messico. L'occupazione da energie rinnovabili rimane bassa in Africa tranne che in alcuni Paesi, come Kenya, Marocco e Sud Africa, dove la distribuzione e la crescita di tale offerta sta creando valore nazionale e occupazione. A livello globale, l'impiego delle energie rinnovabili continua a rappresentare un supporto alle politiche industriali e commerciali.




**Occupazione nelle FER a livello globale a seconda della tecnologia**

Il solare fotovoltaico è il più grande datore di lavoro per l'energia rinnovabile, pari a 2,5 milioni di posti di lavoro. La produzione globale di pannelli solari continua a aumentare ulteriormente, concentrandosi in un certo numero di Paesi asiatici. I costi più bassi stanno guidando la crescita accelerata nelle installazioni, in particolare in Cina e in Giappone. La Cina rimane il primo mercato dell'occupazione nell'energia solare, mantenendo il suo vantaggio indiscusso nella produzione, mentre ha ampliato anche il suo mercato interno. Le offerte di lavoro in Giappone sono aumentate a 210.000 nel 2013, grazie ad una rapida crescita del mercato domestico. Negli Stati Uniti, le installazioni continuano a crescere, guidando la creazione di nuova occupazione legata al solare fotovoltaico e a altri tipi di tecnologie solari. Al contrario, nell'Unione Europea l'occupazione nel solare fotovoltaico è diminuito del 35% rispetto al 2013, portandosi a circa 165.000 posti di lavoro. Il solare fotovoltaico diffuso offre un modo economico e possibile per affrontare la povertà energetica. La filiera di questa tecnologia, come a esempio, l'assemblaggio, la distribuzione, il servizio post-vendita, sono facili da insediare, garantendo nuovo lavoro, come è stato con lo sviluppo della casa solare in Bangladesh.

I biocarburanti liquidi risultano essere un grande datore di lavoro, pari a circa 1,8 milioni di posti di lavoro in tutto il mondo con il Brasile in posizione dominante (quasi il 40% del totale). Stati Uniti, Francia e Germania sono anch'essi produttori chiave di biocarburanti, ma la raccolta meccanizzata riduce la possibilità di bassa occupazione rispetto, per esempio, al Brasile stesso.

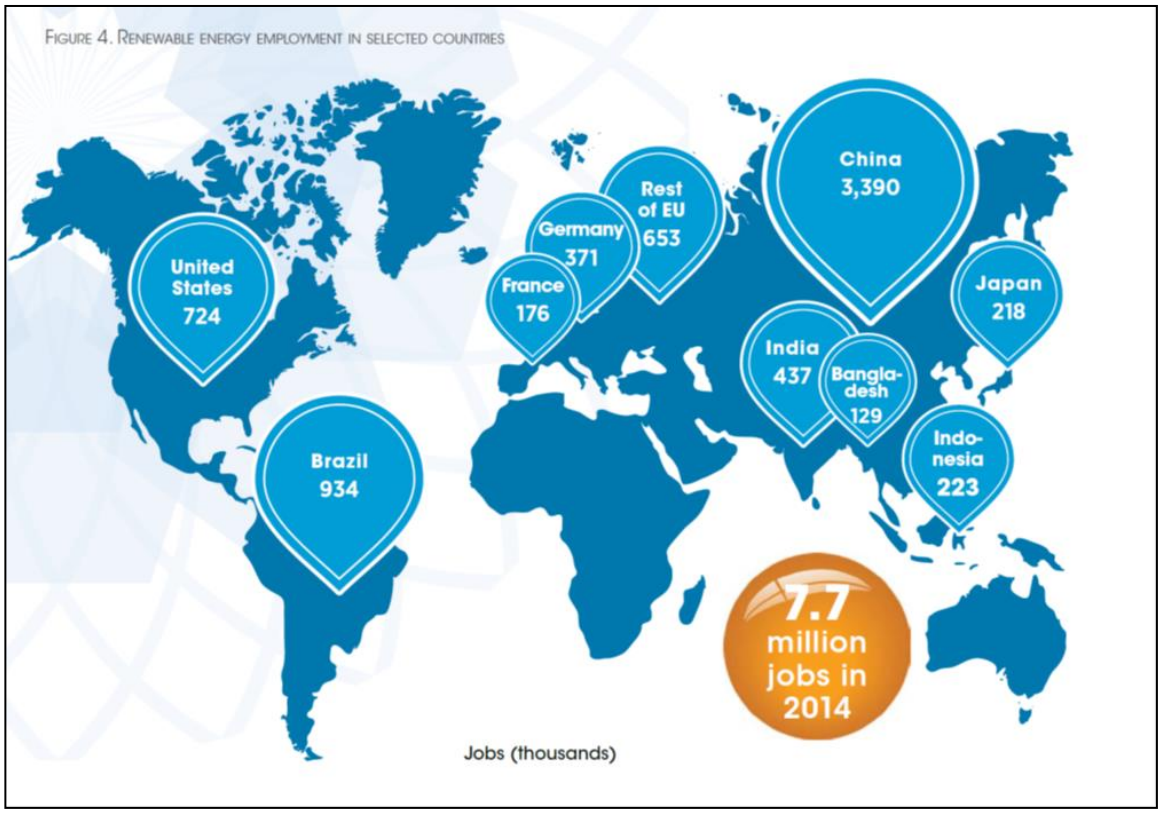
L'occupazione globale nell'eolico ha superato 1 milione di posti di lavoro nel 2014, in crescita rispetto agli 834.000 dell'anno prima, in primo luogo alimentata dalla distribuzione in Cina, Germania, Stati Uniti e Brasile. L'Unione europea ha visto una moderata crescita di posti di lavoro nell'eolico con un aumento del 5,6% per raggiungere la quota di 319.600 nel 2013 . La Germania rappresenta quasi la metà di queste cifre, seguita dal Regno Unito, Italia e Danimarca.

Per quanto riguarda il riscaldamento e raffrescamento solare, il Report dichiara che è ancora difficile avere un quadro completo e affidabile sull'occupazione perché i rapporti disponibili sono sparpagliati, con informazioni limitate su metodologie e con una segmentazione poco chiara della filiera industriale. Una revisione della letteratura sostiene una stima grezza di 764 mila persone occupate in totale per il settore, con un calo del 16% rispetto all'anno precedente, causato principalmente da un rallentamento del mercato cinese del riscaldamento solare dell'acqua sanitaria, che detiene l'80% della capacità installata globale.

L'occupazione nel mini idroelettrico è difficile da stimare, in quanto gli operatori possono essere impiegati con accordi informali e solo alcuni segmenti della filiera di fornitura sono condivisi con la grande energia

idroelettrica. L'impiego globale è stimato in 209.000 unità. In Cina, con quasi la metà della distribuzione globale, ci sono 126.000 posti di lavoro nel settore. L'Unione Europea supporta circa il 20% dei posti di lavoro totali. India, Brasile e Stati Uniti sono anch'essi datori di lavoro importanti.

Per quanto riguarda l'occupazione nelle energie rinnovabili nei diversi Paesi, il Report dichiara che l'evoluzione globale dell'occupazione nelle energie rinnovabili è proseguita rapidamente anche nel 2014. In realtà, la quota combinata di Unione Europea e Stati Uniti nell'occupazione globale è diminuita dal 31% nel 2012 a circa il 25% nel 2014. Tra i primi 10 paesi a livello mondiale cinque sono in Asia, al contrario di soli tre nel corso dell'anno precedente. I paesi leader sono Cina, Brasile, Stati Uniti, India, Germania, Indonesia, Giappone, Francia, Bangladesh e Colombia.




**Occupazione nelle FEr nelle diverse Nazioni**

La Cina ha confermato la sua posizione di leader nel mercato del lavoro dell'energia rinnovabile con 3,4 milioni di persone impiegate. La sostenuta domanda interna e l'aumento della domanda globale di fotovoltaico hanno assicurato posti di lavoro nel settore fotovoltaico che è cresciuto del 4%, a 1,6 milioni, producendo il 70% del totale mondiale.

Nell'Unione Europea l'impiego di energie rinnovabili è diminuito nel 2013, riflettendo una forte riduzione dell'investimento complessivo anche a causa di scelte politiche sfavorevoli. Nel 2013 il totale di 1,2 milioni di posti di lavoro nei 28 Stati membri dell'Unione europea è più basso rispetto ai 1,25 milioni dell'anno precedente. La Germania rimane il paese europeo con il più alto impiego delle energie rinnovabili in assoluto (371.400 posti di lavoro nel 2013). Questo è più del doppio del numero in Francia (176.200), che a sua volta rimane molto più avanti del Ragno Unito, Italia e Spagna. La somma di questi cinque paesi rappresenta circa il 70% del totale dei posti di lavoro dell'Unione Europea nelle energie rinnovabili. Nel Regno Unito, un ambizioso progetto di parchi eolici offshore, probabilmente si tradurranno in maggiori posti di lavoro nei prossimi anni.

Negli Stati Uniti, l'ultimo censimento nazionale sul lavoro nel solare fotovoltaico indica che l'occupazione totale è salita da 142.700 a 173.800 posti di lavoro nel 2014, con un incremento del 22%. Come negli ultimi anni, gli impianti FV sono stati il principale motore della crescita dei posti di lavoro, arrivando a 97.000 posti di lavoro.

L'occupazione nel settore dell'energia rinnovabile del Brasile è dominata da biocarburanti liquidi, dato il grande lavoro necessario per coltivare la materia prima. La produzione è aumentata a causa della meccanizzazione, di conseguenza la forza lavoro agricola nel settore della canna da zucchero è scesa di circa 25.000 dai 304.350 nel 2013.

Il report dichiara che l'aggiornamento per l'India è limitato, poiché i dati e le tendenze riguardanti l'occupazione nell'energia rinnovabile sono carenti. Il solare fotovoltaico impiega 125.000 persone, con applicazioni tecnologiche in rete e fuori rete. Il Giappone ha messo a punto un importante mercato fotovoltaico residenziale, basato sugli incentivi per le installazioni locali,, portando a un aumento dell'occupazione diretta e indiretta, che è passata da 60.000 posti di lavoro nel 2012 a 210.000 posti di lavoro nel 2013.

Grazie a un ambiente favorevole agli investimenti stranieri, la Malesia è riuscita a attirare una serie di produttori di solare fotovoltaico da Asia, Europa e Stati Uniti, tra cui First Solar, Panasonic, SunEdison, SunPower, Q Cells e Hanwha JinkoSolar. Il Paese è diventato il terzo più grande produttore mondiale di solare fotovoltaico, dietro la Cina ma davanti al Giappone, aumentando in un anno, dal 2013 al 2014, di quasi il 40% il numero dei posti di lavoro. La Repubblica di Corea è il quinto più grande produttore di pannelli fotovoltaici nel 2014, con una occupazione nel settore della produzioni pari a circa il 60% del totale.

**Prospettive future**

L'occupazione in tutto il mondo nel settore dell'energia da fonti rinnovabili continua a crescere significativamente, raggiungendo 7,7 milioni nel 2014, con una crescita del 18% rispetto all'anno precedente. Nel 2014 Cina, Brasile, Stati Uniti, India e Germania erano i datori di lavoro più importanti nel settore delle FER. Tuttavia, mercati emergenti delle energie rinnovabili, come Giappone, Bangladesh e Indonesia stanno guadagnando importanza.

La produzione, in particolare di turbine eoliche e pannelli solari, sono sempre più concentrate in alcuni mercati asiatici. Altri segmenti della filiera dell'energia rinnovabile quali l'esercizio, la manutenzione, la realizzazione e l'installazione, offrono la maggior parte delle opportunità di lavoro nella maggior parte dei Paesi.

Nei prossimi anni, la crescita dell'occupazione nelle energie rinnovabili dipenderà dai ritorni economici derivanti da un forte investimento nel settore e da un continuo sviluppo tecnologico, con riduzioni di costo. Politiche stabile e favorevoli alle FER saranno essenziali per sostenere la creazione di nuovi posti di lavoro.

Per concludere, si ricorda che la COP21, la Conferenza mondiale sui cambiamenti climatici delle Nazioni Unite si è conclusa sabato 12 dicembre 2015 a Parigi. Tale Accordo rappresenta un momento assai importante per le politiche sui cambiamenti climatici e per la ricerca scientifica. I contenuti del testo si fondano sulle conoscenze prodotte dalla comunità scientifica internazionale negli ultimi anni e indicano l'importanza che la ricerca avrà in futuro per fornire strumenti e ulteriori conoscenze necessarie a raggiungere gli obiettivi definiti dall'accordo.

Il testo dell'Accordo di Parigi è stato accettato da tutti i partecipanti, segnando un momento storico per i negoziati sui cambiamenti climatici. L'Accordo indica l'obiettivo di lungo termine che consiste nel contenere l'aumento della temperatura al di sotto dei 2°C e perseguire gli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C. Sono stati indicati percorsi necessari a raggiungere il compimento dell'obiettivo principale. Tra questi si parla delle strategie di mitigazione che riguardano la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, il ruolo delle foreste per l'assorbimento delle emissioni e gli strumenti necessari per fare periodicamente il punto sui progressi compiuti in questa direzione. Una menzione esplicita è dedicata anche al tema dell'adattamento, in merito al quale è stata dichiarata l'attenzione di tutti, in particolare, i Paesi più ricchi si impegnano a supportare i Paesi in via di sviluppo.

All'accordo di Parigi si deve relazionare l'ultimo rapporto dell'IPCC, la cui pubblicazione si è conclusa nell'ottobre 2014, che è la raccolta più completa e aggiornata della conoscenza scientifica prodotta a livello globale sui cambiamenti climatici. I cambiamenti climatici chiamano in causa molteplici aspetti dei sistemi sociali, economici e ambientali e richiedono strategie d'intervento a livello internazionale, ma anche azioni a livello nazionale e locale. Di conseguenza, all'Accordo di parigi è necessario che ognuno faccia la propria parte, e tra le azioni da portare a termine per ridurre l'aumento di temperatura media globale, deve trovare un posto di primo piano anche un ampio quadro politico sugli investimenti energetici.

# Allegato al Piano Energetico Regionale - NORME TECNICHE DI ATTUAZIONE (ai sensi della LR 19/2012 art.5 comma 4 punto g)

**Art. 1 - Programmazione energetica**

1. Il Piano energetico regionale (P.E.R.) è lo strumento strategico di riferimento con il quale la Regione, nel rispetto degli indirizzi nazionali e comunitari e delle norme vigenti, assicura una correlazione ordinata fra energia prodotta, il suo uso migliore e la capacità di assorbirla da parte del territorio e dell'ambiente, individua gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico regionale per la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia, definendo programmi di attuazione, azioni dirette, linee di indirizzo e di coordinamento, anche per individuare gli interventi oggetto di incentivazioni regionali.

2. Il P.E.R. costituisce strumento di riferimento per le azioni regionali in materia di energia, è coordinato con gli strumenti della pianificazione e della programmazione regionale ed è aggiornato almento ogni cinque anni.

**Art. 2 - Finalità del Piano energetico regionale**

1. Il Piano energetico regionale (P.E.R.), individua le Misure al fine di ridurre i gas a effetto serra, ridurre i consumi energetici regionali, aumentare l'efficienza energetica e contribuire al raggiungimento del 20% del fabbisogno energetico con le energie rinnovabili, coerentemente con quanto previsto dalla politica energetica europea, dalle norme nazionali e dalle norme regionali.

2. Il P.E.R. promuove, nell'ambito del principio della sostenibilità ambientale, l'uso equilibrato delle risorse rinnovabili e non rinnovabili, a garanzia delle aspettative e dei diritti delle generazioni future, tenendo conto dei fabbisogni e delle disponibilità antropiche e naturali della Regione.

**Art. 3 - Contenuti e efficacia**

1. Il P.E.R. ai sensi dell'articolo 5, comma 4, della legge regionale 11 ottobre 2012, n. 19 "Norme in materia di energia e distribuzione dei carburanti" è composto dai seguenti documenti:

1. Il documento di piano corredato dalle Norme Tecniche di Attuazione;
2. Il Rapporto Ambientale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS);
3. La Sintesi non tecnica del Rapporto Ambientale.

2. Il P.E.R. diventa efficace dal giorno di pubblicazione sul BUR del decreto di approvazione da parte del Presidente della Regione.

**Art. 4 - Attuazione del Burden Sharing**

1. Il P.E.R. è comprensivo degli adempimenti relativi al Burden Sharing di cui all'art. 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 e di cui al Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012.

2. Gli adempimenti relativi al Burden Sharing sono esposti nel PER al capitolo 3 "Scenari energetici di riferimento (baseline)", paragrafo 3.5 "Burden Sharing", i relativi riferimenti normativi sono esposti nel capitolo 1 "Quadro di riferimento, obiettivi e linee di indirizzo" e l'analisi dei dati energetici regionali è riportata al capitolo 2 "Il sistema energetico regionale attuale".

**Art. 5 - Misure e relativa attuazione**

1. Le Misure del P.E.R. sono previste nel capitolo 4 "Le Misure del Piano Energetico Regionale".

2. La Struttura regionale competente in materia di energia, in collaborazione con l'Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente del Friuli Venezia Giulia (ARPA FVG) predispone e presenta alla Giunta regionale una relazione per l'attuazione delle Misure.

3. L'attuazione delle Misure è sviluppata individuando le potenzialità sulla base di un'apposita analisi costi benefici, anche in termini occupazionali.

**Art. 6 - Aggiornamento e coordinamento**

1. La Struttura regionale competente in materia di energia, con il supporto di ARPA FVG, aggiorna annualmente la Relazione per la Giunta di cui all'articolo 4, anche sulla base degli esiti del monitoraggio di VAS.

2. Ai fini dell'efficace gestione del P.E.R. la Struttura regionale competente in materia di energia svolge un ruolo di coordinamento nei confronti dei soggetti attuatori.

**Art. 7- Infrastrutture energetiche lineari**

1. Per l'individuazione delle alternative meno impattanti in caso di attraversamenti di infrastrutture energetiche sul territorio regionale sono adottati i criteri localizzativi E.R.P.A. (Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione) sviluppati da TERNA S.p.A. per le concertazioni con i territori attraversati dalle medesime infrastrutture energetiche.

**Art. 8 - Altre infrastrutture energetiche**

1. Lo scenario energetico di transizione delineato dal P.E.R. per la riduzione degli effetti significativi sull'ambiente relativi alle emissioni di inquinanti locali in atmosfera e alle emissioni di gas serra, in coerenza con gli obiettivi europei di sostenibilità energetica per il 2020, nonché in coerenza con gli obiettivi di cui al Libro verde 2030 adottato dalla Commissione europea, prevede l'uso del gas metano come vettore energetico nelle centrali termoelettriche.

2. Ai fini di una diversificazione energetica che garantisca la transizione a un modello energetico con meno emissioni di inquinanti locali e di gas serra, la Regione promuove la realizzazione di un terminale di rigassificazione di piccola scala.

3. Con la transizione energetica con il gas metano si intende favorire il rifornimento di gas naturale liquefatto (GLN) per la rete dei trasporti su gomma.

4. La localizzazione dell'impianto di cui al comma 2 deve essere coerente con il modello di sviluppo del porto ospitante.

**Art. 9 – Idroelettrico**

1. Al fine di impedire per il settore idroelettrico che la relativa disciplina promani da più norme programmatico-pianificatorie non necessariamente coordinate, il P.E.R. rinvia alle previsioni del Progetto di Piano Regionale di Tutela delle Acque.

**Art. 10 – Solare termodinamico**

1. Per il solare termodinamico possono essere al momento sviluppate le sole ricerche scientifiche o sperimentali al fine di limitare il consumo di suolo agricolo e per attivare preventivamente adeguate mitigazioni all'impatto paesaggistico per questo tipo di installazioni.

# Bibliografia e Sitografia


M. Delfanti, V. Olivieri, 2013, *"Sviluppo delle Smart Grid: opportunità per le aziende italiane del settore"* , Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia

Enel Distribuzione S.p.a., *"Piano di sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di Enel Distribuzione S.p.a. 2014-2016"*

http://eneldistribuzione.enel.it/it-IT/Pagine/nostra_rete.aspx (novembre 2014)

Terna S.p.a., 2013, *"Piano di sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2014"* http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/piano_sviluppo_rete/Piano_di_Sviluppo_rete_elettrica_trasmissione_2014.aspx (novembre 2014)

J. Vasiljevska, M. Ardelean, E. Amoiralis, G. Fulli, C. Covrig, A. Mengolini *"Smart Grid Projects Outlook 2014"* European Commission, Joint Research Centre https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/ld-na-26651-en-n_smart_grid_projects_outlook_2014_-_online.pdf (dicembre 2014)

AA.VV., 2006, *"Energia dalle biomasse. Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici e ambientali"*, Consorzio per l'Area di ricerca scientifica e tecnologica di Trieste AREA Science Park, Progetto Novimpresa n. 24

AA.VV., 2009, *"Le fonti rinnovabili in Italia"*, Università La Sapienza di Roma Dipartimento di Meccanica e Aeronautica, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

AA.VV. 2013 *"Dimensione economica e specializzazioni dell'agricoltura del Friuli Venezia Giulia al 2010. Il censimento dell'agricoltura 2010, nuove prospettive di analisi"* ISTAT

Autorità di bacino dei fiumi Isonzo, Tagliamento, Livenza, Piave, Brenta-Bacchiglione, *"Piano stralcio per l'assetto idrogeologico dei bacini idrografici dei fiumi Isonzo, Tagliamento, Piave e Brenta-Bacchiglione"*, http://pai.adbve.it/ (novembre 2014)

Autorità di bacino dei fiumi Isonzo, Tagliamento, Livenza, Piave, Brenta-Bacchiglione, *"Progetto di prima variante. Piano stralcio per l'assetto idrogeologico del bacino idrografico del fiumi Livenza"* http://pai.adbve.it/ (novembre 2014)

Autorità di bacino dei fiumi Isonzo, Tagliamento, Livenza, Piave, Brenta-Bacchiglione, *"Progetto di Piano stralcio per l'assetto idrogeologico del sottobacino del fiume Fella"* http://pai.adbve.it/ (novembre 2014)

M. Benelli, M. Benelli, T. Franci, (a cura di), 2008 *"La risorsa geotermica per usi elettrici in Italia: energia, ambiente e accettabilità sociale"*, Amici della Terra onlus, Firenze http://www.unionegeotermica.it/amici-della-terra-risorsa-geotermica.asp (novembre 2014)

A. Brunner, C. Celada, P. Rossi, M. Gustin. 2002. *"Sviluppo di un sistema nazionale delle ZPS sulla base della rete IBA (Important Bird Areas) – Relazione finale"*, http://www.lipu.it/iba-e-rete-natura (novembre 2014)

M. Doninelli, M. Doninelli, 2010, "Impianti a pompe di calore geotermiche", in Idraulica n. 38/2010 http://www.caleffi.com/italy/it/rivista-idraulica (novembre 2014)

T. Faravelli, A. Frassoldati, S. Granata, A. Cuoci, E. Ranzi 2006 "*Fenomenologia della combustione di biomasse*", Atti del corso di aggiornamento del Politecnico di Milano "Tecnologie e prospettive della produzione di energia da biomasse", Piacenza, 20-22 novembre 2006

LIPU. 2009. "*Dalla terra al mare. Studio preliminare per l'individuazione delle IBA (Important Bird Areas) in ambiente marino.*" LIPU-BirdLife Italia, Parma.

Regione Friuli Venezia Giulia, Direzione Centrale risorse rurali, agroalimentari e forestali, 2013 *"Misure di conservazione dei SIC della regione biogeografia continentale del Friuli Venezia Giulia"* approvate con DGR 546 del 28/03/214 http://www.regione.fvg.it/rafvg/cms/RAFVG/ambiente-territorio/tutela-ambiente-gestione-risorse-naturali/FOGLIA203/FOGLIA44/ (dicembre 2014)

Regione Friuli Venezia Giulia, Direzione Centrale risorse rurali, agroalimentari e forestali, 2013 *"Misure di conservazione dei 24 SIC della regione biogeografia alpina del Friuli Venezia Giulia"* approvate con DGR 726 dd. 11/04/2013 http://www.regione.fvg.it/rafvg/cms/RAFVG/ambiente-territorio/tutela-ambiente-gestione-risorse-naturali/FOGLIA203/FOGLIA44/ (dicembre 2014)

Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia, Direzione generale, Servizio programmazione, pianificazione strategica, controllo di gestione e statistica, ottobre 2014 *"Regione in cifre 2014"*

Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia, Direzione centrale infrastrutture, mobilità, pianificazione territoriale, lavori pubblici – *"Piano del Governo del Territorio"* approvato con decreto del Presidente della Regione n. 084/Pres del 16 aprile 2013.

Regione Friuli Venezia Giulia – Direzione centrale risorse agricole, naturali, forestali e montagna, Servizio tutela ambienti naturali, fauna e Corpo forestale, 2005 (ed. aggiornata) *"Aree naturali protette nel Friuli Venezia Giulia"*

Dipartimento per lo Sviluppo e la Coesione Economica, Accordo di Partenariato Italia 2014-2020 - Regolamento UE n. 651/2014

PAEE 2014 ENEA (dati Energy Strategy Group)

D'Elia I. et al (2011) , Manuale d'uso del modello GAINS-Italia, ENEA.

Gracceva F. Contaldi M.(2004), Scenari Energetici Italiani, Valutazione di misure di politica energetica, ENEA.

Hammond, A. (1998), Which World? Scenarios for the 21st Century. Global Destinies, Regional Choices, Earthscan Publications Ltd, London.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2000), "Emissions Scenarios", Cambridge University Press, Cambridge.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2007), IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007.

MARKAL, http://www.iea-etsap.org/web/Markal.asp

MISE, (2013), "Strategia Energetica Nazionale", pp. 139.

Morgan, D. (2002), "Images of the Future: A Historical Perspective", Futures, Vol. 34(9/10), pp. 883-893

Coldiretti

Biomasse e Bioenergia - Quaderno ENEA 2011

Stima delle superfici e produzione delle coltivazioni agrarie ISTAT 2010

Direttiva 2009/28/CE del parlamento europeo sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE

Idroelettrico e tutela delle acque: una rassegna delle politiche delle Regioni dell'arco alpino italiano - R. Pasi, Dottore in Pianificazione e Politiche per l'Ambiente, Facoltà di Pianificazione, Università IUAV di Venezia

Le ricadute economiche delle energie rinnovabili in Italia – Althesys Strategic Consultants per conto di Greenpeace - ottobre 2014

Stato e prospettive dell'efficienza energetica in Italia - Primo Rapporto - Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano e Fondazione Centro Studi Enel - ottobre 2013

L'efficienza energetica nel settore industria – Quaderno ENEA - luglio 2011

Proposte di Confindustria per il Piano Straordinario di Efficienza Energetica - Confindustria 2010.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia verso gli obiettivi 2020 - La valutazione delle ricadute economiche ed occupazionali " - GSE 26 giugno 2013 Alessandro Pellini;

Sostenibilità nell'uso delle biomasse a scopo energetico I requisiti adottati dalla Commissione Europea per la produzione di energia elettrica e termica – ARS 125/2010 - Francesco Ciancaleoni1, Roberto Jodice

49° Convegno internazionale AiCARR "Abstract delle relazioni presentate nel corso della sessione plenaria" - Roma 26-28 febbraio 2014

ENEA "Studio, sviluppo e definizione di linee guida per interventi di miglioramento per l'efficienza energetica negli edifici di pregio e per la gestione efficiente del sistema edificio-impianto" - Report RdS/2011/63

Direttiva 2014/94/UE del Parlamento e del Consiglio europeo del 22 ottobre 2014, relativa allo sviluppo di una infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI).

Documento di consultazione per una Strategia nazionale sul GNL – giugno 2015 - MISE

Effetti economici, occupazionali e ambientali dello sviluppo del metano nei trasporti – Antonio Sileo - Bocconi IEFE – 28 maggio 2014, Verona (terza giornata del metano per i trasporti)

Trasporto pesante e metano dal GNL al DUAL FUEL – 22 maggio 2015 – FEDERMETANO

La rete cambia verso? Dal GPL/Metano alle colonnine elettriche, nuova energia per i distributori di benzina – la rete nazionale di distribuzione del metano per autotrazione di domani: vincoli strutturali e obiettivi di capillarità – Dante Natali – Presidente Federmetano – Oil&NonOil – 27 maggio 2014

**Siti di Consultazione**

www.minambiente.it
www.regione.fvg.it
www.sitap.beniculturali.it
www.sirpac-fvg.org
www.catastogrotte.fvg.it
www.whc.unESCo.org
www.birdlife.org
www.lipu.it
http://aapa.files.cms-plus.com/GLE%20Small%20Scale%20LNG%20STUDY%20(map)%20scope%20of%20work%20final%2010-14-2013.pdf
http://www.gie.eu.com/index.php/publications/gle
http://www.isprambiente.gov.it/it/archivio/notizie-e-novita-normative/notizie-internazionali/anno-2012/in-vigore-nuova-direttiva-per-ridurre-il-tenore-di-zolfo-dei-combustibili-marittimi
http://eur-lex.europa.eu (COM(2013)17final e COM(2013)18 final)
http://www.linde-engineering.com/en/process_plants/liquefied_natural_gas/small_to_midscale_lng_plants/index.html
http://www.oilandgaseurasia.com/en/tech_trend/mini-lng-plants-offer-safe-and-cost-effective-solutions
http://www.dge-wittenberg.de/vortraege/Small_is_beautiful_Hamworthy_MiniLNG_Concept_June_2008.pdf
http://www.edison.it/media/Appr_Come_funziona_la_rigassificazione_Edison.pdf (02/08/2010)
http://www.pnglng.com/media/pdfs/environment/eis_chapter20.pdf
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_LNG_Safety_and_Security.pdf
http://www.imf.org/external/np/fad/environ/pdf/c1.pdf
http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/Solare%20termodinamico/Specifiche%20sugli%20impianti%20solari%20termodinamici/Pages/default.aspx
http://www.qualenergia.it/articoli/20140306-tutti-i-miti-da-sfatare-del-solare-termodinamico
http://slideplayer.it/slide/2352963/
http://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/efficienza-energetica-dell-edilizia-storica-106.html
http://www.archeomatica.it/restauro-e-conservazione/disponibili-gli-atti-del-convegno-sul-risparmio-energetico-negli-edifici-storici
http://www.tekneco.it/bioedilizia/edifici-storici-ristrutturazione-ed-efficienza-energetica-energetica/

http://www.rinnovabili.it/greenbuilding/efficienza-energetica-edifici-storici-666/
http://www.3encult.eu/en/project/welcome/default.html
http://www.aicarr.org/
http://cordis.europa.eu/result/rcn/92711_it.html
http://www.sechurba.eu/
http://www.cmcc.it/it/economia-e-finanza-climatica/the-role-of-scientific-research-to-achieve-the-objective-of-paris-climate-deal-2

IL VICEPRESIDENTE

IL SEGRETARIO GENERALE