



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TRIESTE
Sede Amministrativa del Dottorato di Ricerca

XXI CICLO DEL DOTTORATO DI RICERCA IN:

GEOSTORIA E GEOECONOMIA DELLE REGIONI DI CONFINE

**LA POTENZIALITÀ PRODUTTIVA DELLE FONTI RINNOVABILI DI
ENERGIA IN FRIULI VENEZIA GIULIA E IN SLOVENIA.
CARATTERISTICHE DELLE DIFFERENTI FILIERE
E PROSPETTIVE DI SVILUPPO**

Settore scientifico-disciplinare: M-GGR/01 Geografia

Dottoranda

Dott.ssa Vanja Cencič

Coordinatore, Tutore e Relatore del Collegio dei Docenti

Chiar.mo Prof. Gianfranco Battisti

Università degli Studi di Trieste

Correlatore

Dott. Roberto Jodice – C.E.T.A.
Centro di Ecologia Teorica ed Applicata

ANNO ACCADEMICO 2007/2008

Giunta al termine di questo lavoro desidero ringraziare ed esprimere la mia riconoscenza nei confronti di tutte le persone che, in modi diversi, mi sono state vicine e mi hanno dato l'opportunità di inserirmi in un lavoro per me nuovo e stimolante come questo, incoraggiando i miei studi e collaborando alla realizzazione e stesura di questa tesi.

I miei più sentiti ringraziamenti vanno al Prof. Gianfranco Battisti, al Dott. Roberto Jodice e al Prof. Francesco Marangon.

Rivolgo inoltre un ringraziamento speciale e doveroso al Dott. Franko Nemic dell'agenzia APE di Lubiana per avermi fornito materiale, dati e testi importanti, nonché validi consigli nella fase di elaborazione della tesi.

Per ultimi ma di certo non per importanza, ringrazio la mia famiglia, i colleghi del C.E.T.A. e gli amici che mi sono stati molto vicini in tutti questi anni "da dottoranda".



INDICE

1.INTRODUZIONE	1
2.LA POLITICA COMUNITARIA RELATIVA ALLO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI	3
3.LE POLITICHE NAZIONALI SLOVENA E ITALIANA	26
3.1.La politica slovena	26
3.1.1.Gli incentivi	37
3.2.La politica italiana	42
3.2.1.Interventi normativi in corso di definizione	53
3.2.2.Altri interventi normativi	55
3.2.3.Atти di indirizzo regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico 2000 - 2007	56
3.2.4.Scenario degli obiettivi regionali di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2010.....	57
3.2.5.Stato di attuazione degli obiettivi regionali 2010.....	58
3.2.6.Obiettivi 2010 e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico 2000 - 2006: profili regionali	59
3.2.7.Il Libro Bianco del 1999, la Direttiva 2001/77/CE e il Dlgs n.378/2003	60
4.LE DISPONIBILITA' DELLE RISORSE ENERGETICHE RINNOVABILI NEI TERRITORI DELLA REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA E DELLA SLOVENIA, SUDDIVISE PER FONTE: ENERGIA SOLARE, EOLICA, GEOTERMICA, IDRAULICA, BIOMASSE (BIOCOMBUSTIBILI, BIOCARBURANTI)	63
4.1.La valutazione della disponibilità delle risorse energetiche rinnovabili in Slovenia	63
4.1.1.Il bilancio energetico sloveno.....	63
4.1.2.Valutazione delle potenzialità produttive di fonti rinnovabili di energia	67
4.1.2.1.Il settore idroelettrico	68
4.1.2.2.Biogas	70
4.1.2.3.Energia solare	72
4.1.2.4.Geotermia	74
4.1.2.5.Energia eolica	76
4.1.2.6.Biomassa	79
4.1.2.6.1.Biomassa forestale	79
4.1.2.6.2.Le potenzialità della biomassa in agricoltura	83
4.1.2.6.3.Le potenzialità di biomassa dall'industria del legno	84
4.1.2.7.Biocarburanti	87
4.2.La valutazione della disponibilità delle risorse energetiche rinnovabili in Italia	88
4.2.1. Il bilancio energetico italiano	89
4.2.2.Valutazione delle potenzialità produttive di fonti rinnovabili di energia in regione Friuli Venezia Giulia.....	92
4.2.2.1.Biomasse forestali	92
4.2.2.2.Altre fonti di biomassa legnosa	100
4.2.2.3.Residui agricoli	102
4.2.2.4.Biomasse da colture energetiche dedicate: biodiesel	107
4.2.2.5.Biomasse da colture energetiche dedicate: biomasse lignocellulosiche	112
4.2.2.6.Biomasse da colture energetiche dedicate: bioetanolo.....	113
4.2.2.7.Biogas	113
4.2.2.8.Solare termico e fotovoltaico	121
4.2.2.9.Idroelettrico	125
4.2.2.10.Eolico	127
4.2.2.11.Geotermia	132
5.ANALISI DELLE FILIERE: STUDIO PER L'ALLESTIMENTO DI IMPIANTI ALIMENTATI CON LE FONTI RINNOVABILI	137
5.1.La filiera dell'energia solare	137
5.1.1.Il fotovoltaico	137

5.1.2.Solare termico	147
5.2.La filiera dell'idroelettrico	151
5.3.La filiera dell'eolico	155
5.4.La filiera della geotermia	162
5.5.La filiera delle biomasse	170
5.5.1.La filiera delle biomasse lignocellulosiche.....	171
5.6.Le filiere dei biocarburanti	186
5.6.1.La filiera degli oli vegetali.....	186
5.6.2.La filiera del biodiesel	192
5.6.3.La filiera del bioetanolo.....	196
5.6.4.La filiera di biogas	201
6.ANALISI COMPARATA DEI COSTI DI INVESTIMENTO DEGLI IMPIANTI CHE PRODUCONO ENERGIA RINNOVABILE.....	208
6.1.Il fotovoltaico	208
6.2.Solare termico	211
6.3.Oli vegetali	211
6.4.Eolico	213
6.5.Biomassa	215
6.5.1.Filiera della combustione delle biomasse solide per la produzione di energia termica.....	215
6.5.2.Filiera della combustione delle biomasse solide per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione	217
6.6.Biogas.....	218
6.7.Idroelettrico	221
6.8.Geotermia	222
7.PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE RINNOVABILI E SCENARI PREVEDIBILI NEL 2020: EVOLUZIONE DEGLI INVESTIMENTI IN FRIULI VENEZIA GIULIA E IN SLOVENIA. ALCUNE LINEE DI ORIENTAMENTO PER LA PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI NELL'AREA TRANSFRONTALIERA.....	224
7.1.L'evoluzione della produzione del mercato di biocarburanti: scenari a confronto	240
7.2.Le potenzialità produttive da fonti rinnovabili tecnicamente disponibili	245
7.3.Studio e determinazione della produzione di energia da fonti rinnovabili al 2020, secondo le Direttive della Commissione Europea: calcolo degli investimenti necessari	247
7.3.1.Le previsioni di produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili al 2020.	247
7.3.2.Studio degli investimenti economici necessari.....	250
7.4.Considerazione in merito agli investimenti necessari nella regione transfrontaliera Friuli Venezia Giulia/Slovenia	252
8.CONCLUSIONI GENERALI	253
9.BIBLIOGRAFIA	266

1. INTRODUZIONE

Negli ultimi decenni, lo stile di vita e l'aumento della ricchezza complessiva della società hanno inciso profondamente sul settore energetico, modificando sensibilmente le prospettive energetiche.

La tematica dell'impiego delle fonti rinnovabili di energia è ritornata di attualità, soprattutto negli ultimi anni, alla luce dei ben noti avvenimenti quali l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili e le difficoltà del loro approvvigionamento. Questi problemi hanno messo in evidenza che non si può più considerare la disponibilità energetica come qualcosa di scontato. Il ricorso alle fonti rinnovabili e all'uso efficiente dell'energia si impone quale scelta strategica, irreversibile.

La Commissione Europea riconosce l'importanza dell'azione comunitaria per promuovere l'uso delle energie rinnovabili ed è consapevole del fatto che per promuoverne il loro uso è necessario istituire una forte politica energetica, e stabilire un quadro normativo organico, quale strumento che possa permettere all'Unione Europea di incamminarsi verso un futuro energetico più pulito, più sicuro e più competitivo. A tal fine, è intervenuta concretamente, stabilendo una serie di obiettivi ambiziosi da raggiungere.

Di conseguenza anche la Slovenia e l'Italia, due Stati membri dell'UE, si sono impegnati ad accrescere il ricorso alle energie rinnovabili, che possono sostituire i combustibili fossili e consentire di diversificare l'approvvigionamento energetico, al contempo riducendo le emissioni in atmosfera di gas climalteranti.

Lo sfruttamento delle energie rinnovabili in questi due Paesi, attualmente molto ridotto, sarà incentivato con la fissazione degli obiettivi nazionali da raggiungere.

La presente ricerca contribuisce alla conoscenza della legislazione europea, slovena e italiana nel campo delle fonti rinnovabili di energia; analizza le disponibilità di rinnovabili nel territorio della Repubblica Slovena e dell'Italia, con un preciso approfondimento nella Regione Friuli Venezia Giulia, delle prospettive del loro sviluppo e del loro impiego.

Sono altresì esposte le possibilità di integrare e sviluppare attività congiunte (nei due Paesi

contermini) nel campo delle rinnovabili: nuovi e fattivi rapporti transfrontalieri contribuirebbero significativamente alla soluzione delle problematiche del settore energetico dei due Paesi e conseguentemente potrebbero incentivare uno sviluppo più rapido del territorio a cavallo del confine Italia e Slovenia.

In questo contesto occorre rammentare che negli anni recenti i fondi europei hanno permesso di realizzare alcune iniziative significative, tra le quali vale la pena di ricordare innanzitutto quelle riguardati la pianificazione territoriale, con l'analisi dei trend dello sviluppo in un'ottica integrata di area vasta (Transland e Transplan).

Con l'impiego dei nuovi strumenti finanziari messi a disposizione dall'Unione Europea (programmazione 2007 - 2013) si può consolidare il processo fin qui avviato, riprendendo e rafforzando alcuni interventi, ma soprattutto concretizzando sempre più iniziative che davvero riescano a dare il senso di un territorio "aperto". L'energia è uno dei settori sui quali le autorità nazionali e locali dei due Paesi punteranno maggiormente, per le sue valenze economiche, ambientali, sociali.

2. LA POLITICA COMUNITARIA RELATIVA ALLO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI

Le fonti tradizionali di energia sono limitate, nel tempo e nello spazio, e il loro uso è spesso una delle cause principali di inquinamento. La tutela dell'ambiente, la necessità di ottenere il massimo livello di garanzia e di sicurezza nell'approvvigionamento energetico, e nello stesso tempo la crescita dei prezzi hanno dimostrato l'esigenza nell'Unione Europea di sviluppare un'economia a basse emissioni di carbonio, che riduca l'impiego di combustibili fossili nell'industria, nei trasporti e a livello domestico e ricorra a fonti energetiche rinnovabili per produrre elettricità, per soddisfare le necessità termiche e per l'impiego di combustibili nei mezzi di trasporto. Questo orientamento presuppone il passaggio ambizioso all'uso diffuso dell'energia eolica, solare, idraulica, della biomassa e dei biocarburanti ottenuti da materia organica.

Sin dal 1997, la Commissione Europea ha impostato una decisa politica di sviluppo per lo sfruttamento di queste risorse, adottando specifiche misure normative ed economiche; oggi la politica energetica è una delle aree più regolate nell'UE, dove la Commissione Europea (la Direzione per il trasporto e l'energia) svolge un ruolo molto importante. Già prima però, e precisamente nel 1994, è stato firmato a Lisbona un trattato con l'obiettivo di rafforzare la collaborazione nel campo energetico tra gli Stati produttori e gli Stati importatori di energia.

Una delle più recenti azioni nella politica comunitaria è la presentazione del Pacchetto di misure di attuazione per gli obiettivi dell'UE in materia di cambiamento climatico e di energia rinnovabile ("**Pacchetto sull'azione in materia climatica e sull'energia rinnovabile**") nel 23 gennaio 2008, il quale contiene anche la proposta di **Direttiva sulla promozione della energia da fonti rinnovabili**¹ che regola il raggiungimento entro il 2020 dei traguardi stabiliti nel corso degli ultimi anni dal Consiglio Europeo. La proposta della Direttiva è in grado di modificare profondamente lo scenario delle rinnovabili nei prossimi decenni, sia in termini quantitativi che qualitativi. Dopo undici mesi di lavoro legislativo, il Parlamento europeo ha approvato nella seduta plenaria del 17 dicembre 2008 il "Pacchetto clima - energia".

L'UE e i Paesi membri devono uniformemente perseguire la realizzazione degli obiettivi posti, creare le partnership efficienti con le quali attuare una politica chiara e più incisiva. La

nuova politica energetica europea vuole essere ambiziosa, competitiva e a lungo termine – a beneficio di tutti gli europei. Nello stesso tempo, in tutte le fasi della concezione e dell'attuazione delle singole misure, si deve tenere conto della dimensione sociale della politica energetica europea.

Tutti i Paesi membri dell'Unione Europea sono invitati ad affrontare le sfide poste dai cambiamenti climatici, dalla crescente dipendenza dalle importazioni e dai prezzi più elevati dell'energia. L'Europa intende agire per garantire un'energia: sostenibile, sicura e competitiva.

Sostenibilità

Conformemente alle direttive del Consiglio Europeo, la politica europea si basa sull'obiettivo di stabilire un'alleanza internazionale di paesi sviluppati al fine di ridurre entro il 2020 le emissioni globali dei gas serra del 30% rispetto all'anno 1990. L'UE è disposta a sottoscrivere un accordo di questo tipo solo nel caso in cui l'obiettivo venga condiviso anche da altri paesi, tra i quali gli Stati Uniti, la Cina e l'India. La UE persegue inoltre la finalità di ridurre alla data del 2050, le emissioni mondiali di gas serra nel 2050 del 50% rispetto alle emissioni del 1990 e pertanto si stima che nei paesi industrializzati le riduzioni siano dell'ordine del 60 - 80%².

Questa politica si regge sull'adozione del **Protocollo di Kyoto**³, uno degli strumenti più importanti per contrastare i cambiamenti climatici poiché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e di riduzione dei gas climalteranti.

L'Unione Europea lo ha ratificato il 31 maggio 2002. Il protocollo è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. L'adesione e la ratifica della Russia sono considerate eventi importanti poiché questo Paese contribuisce al 17,6% delle emissioni.

I 174 Paesi che hanno ratificato il protocollo di Kyoto o che hanno avviato le procedure per la sua ratifica contribuiscono con quasi il 62% alle emissioni globali di gas serra. Gli Stati Uniti risultano l'unico Paese industrializzato che non vuole ratificare il protocollo, e che da solo produce più del 32% del totale delle emissioni globali. Anche l'Australia, sempre contraria, lo ha ratificato il 2 dicembre 2007.

Globalmente, gli Stati inclusi nella convenzione quadro si sono impegnati a ridurre le loro emissioni di gas ad effetto serra nel periodo 2008 - 2012 di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990. Nello stesso periodo gli Stati membri dell'Unione dovranno ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra dell'8%.

Secondo il recente rapporto dell'Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA), pubblicato a novembre 2007 con il titolo "Tendenze e previsioni sulle emissioni di gas serra in Europa al 2007", gli Stati membri dell'UE a 15 (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia) potrebbero rispettare, e addirittura a superare, l'obiettivo di Kyoto di ridurre entro il 2012 le emissioni di gas serra, se mettessero subito in atto tutte le politiche aggiuntive previste.

Il rapporto esamina i dati riferiti al periodo tra il 1990 e il 2005 e mette in evidenza che le emissioni dell'UE a 15 nel 2005 sono diminuite dello 0,8% tra il 2004 e il 2005 e del 2% rispetto all'anno di riferimento di Kyoto. Gli Stati membri con maggiori difficoltà a rispettare i propri impegni sono la Danimarca, la Spagna e l'Italia, che rappresenta il terzo Paese emettitore dell'Unione europea.

L'Italia corre il rischio di non poter rispettare gli obblighi imposti dal Protocollo di Kyoto; è urgente la predisposizione di un vero Piano di sviluppo delle energie rinnovabili.

Infatti, da quando il Protocollo di Kyoto è stato firmato (1997) le emissioni prodotte in Italia sono considerevolmente aumentate. L'Italia, che si è impegnata a ridurre le emissioni del 6,5% entro il 2012 rispetto ai livelli del 1990, nel 2005 si ritrova a + 18,6%. Le emissioni serra totali passano da 516.850 Gg di CO₂ equivalente nell'anno base, a 579.547 Gg nel 2005, con un aumento del 12,1%.

Le stime degli ultimi due anni indicano invece un trend di riduzione delle emissioni. Nel 2006 le emissioni diminuiscono dell'1% e le stime per il 2007 prevedono riduzioni dello stesso ordine di grandezza, rispetto al 2006.

Questo miglioramento è dovuto principalmente a fatti congiunturali, legati a condizioni climatiche invernali più miti, ma presenta anche qualche elemento strutturale dovuto al verificarsi di un disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici ed ai provvedimenti presi nell'ultimo periodo.

Oggi, all'inizio del primo periodo di impegno per i Paesi aderenti al protocollo di Kyoto, già si sta pensando a come gestire il problema dopo il 2012 e a come coinvolgere i Paesi che sono ancora su posizioni critiche.

Nella conferenza internazionale di Bali perciò sono stati fissati i punti di partenza per la tabella di marcia che vedrà, nel 2009, la firma dell'accordo "Kyoto2", a Copenaghen. La proposta è quella di ridurre le emissioni di CO2 del 25 - 40% rispetto al 1990 e di dividere le responsabilità tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo. Ma trovare l'accordo non sarà facile. Non tutti i Paesi sono disposti di sostenerne il peso economico di scelte ambientali, tra questi Brasile, India e Cina, che sono fra i maggiori produttori mondiali di gas serra.

In ogni caso, anche senza ottenimento dell'accordo internazionale, l'UE si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra nell'UE del 20% da qui al 2020, rispetto al 1990.

La figura presenta i Paesi aderenti al protocollo di Kyoto



Figura n.1: Paesi aderenti al protocollo di Kyoto⁴

Nel 2003 la Commissione Europea ha emanato anche la **Direttiva 2003/87/CE**⁵ con la quale ha istituito lo scambio di quote di emissioni di gas ad effetto serra nella Comunità, con la finalità di contribuire affinché gli Stati membri rispettino gli impegni di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra assunti nell'ambito del protocollo di Kyoto. Tale sistema di scambio ha creato un mercato delle emissioni, denominato Emission Trading Scheme (EU - ETS).

Tale sistema prevede la definizione di un tetto massimo di emissioni totali per i partecipanti,

mediante l'allocazione di quote di emissione in uno specifico periodo di tempo.

I partecipanti ogni anno devono restituire un numero di quote ricevute pari all'ammontare annuale delle emissioni prodotte e verificate: il deficit di quote può essere coperto con quote acquistate sul mercato, altrimenti è oggetto di sanzioni; il surplus invece può essere venduto o trattenuto come credito per gli anni successivi⁷.

Il Pacchetto sull'azione in materia climatica e sull'energia rinnovabile, già menzionato in precedenza, contiene la Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la Direttiva 2003/87/CE, al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario di scambio delle quote di emissione dei gas a effetto serra (la proposta ha il titolo "Riesame del sistema UE ETS").

Specificamente, il riesame dell'UE mira a semplificare e ad ampliare la portata dell'ETS dell'UE, prevedendo un'ulteriore armonizzazione ed una maggiore prevedibilità, permettendo collegamenti con i sistemi di scambio delle emissioni nei paesi terzi ed offrendo mezzi appropriati per implicare i paesi in via di sviluppo⁷.

La proposta di Direttiva di revisione della direttiva 2003/87/CE, al fine di migliorare ed allargare l'ambito di applicazione del sistema europeo per lo scambio delle quote di emissione del sistema europeo, istituisce un tetto alle emissioni climalteranti dei vari settori industriali e una quota dei crediti di emissioni nell'UE per ogni anno per il periodo 2013 - 2020. La quota totale dei crediti ammonterà a 1,974 miliardi di tonnellate entro l'anno 2013, successivamente diminuirà in modo lineare e raggiungerà il valore di 1,72Gt entro l'anno 2020. Gli emendamenti alla Direttiva 2003/87/EC entreranno in vigore nel periodo 2013 - 2020.

Il reddito derivante dalla vendita dei crediti di emissione potrebbe raggiungere il livello di 50 miliardi di Euro l'anno. Questo importo sarà destinato soprattutto al sostegno dell'economia gestita in modo ambientalmente corretto e alle innovazioni nell'ambito delle energie rinnovabili, alla cattura e stoccaggio del carbonio, alle ricerche e allo sviluppo. Una parte dell'importo potrebbe essere indirizzato anche all'aiuto ai Paesi in via di sviluppo nella fase del loro adattamento ai cambiamenti climatici.

Sicurezza dell'approvvigionamento

Tra il 1990 e 2005 i consumi energetici finali nell'UE 27 sono cresciuti del 9,3%. La maggior crescita si è registrata nel settore di trasporti che risulta attualmente il maggior consumatore finale di energia.

Come anche risulta evidente nel grafico seguente, l'impiego delle fonti fossili in Europa è in aumento e conseguentemente esso dipende sempre più dalle importazioni di idrocarburi.

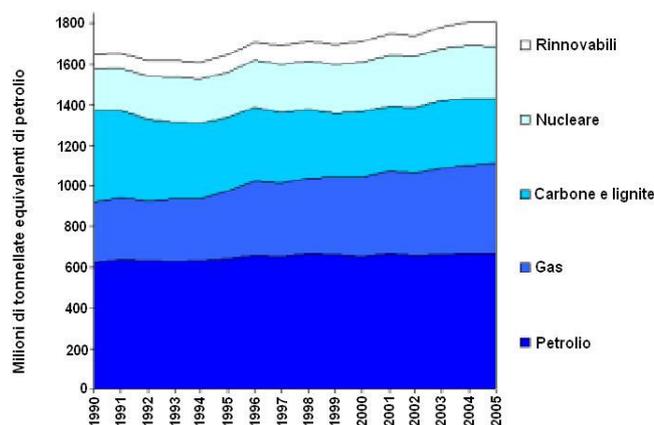


Figura n.2: Consumo dell'energia primaria per carburante nell'UE - 27 nel periodo 1990 - 2005⁸

Le proiezioni dell'AIE (Agenzia Internazionale dell'Energia) al 2030 indicano che la domanda mondiale di energia crescerà fino a raggiungere un incremento del 50% rispetto a oggi. Se la composizione delle fonti dovesse rimanere quella attuale e se si mantenessero le tendenze attuali, la dipendenza dell'Europa dall'estero dalle importazioni di energia passerebbe dal 50% del consumo energetico totale attuale dell'UE al 65% nel 2030. La dipendenza dalle importazioni di gas dovrebbe aumentare dal 57% all'84% entro il 2030 e dalle importazioni di petrolio dall'82% al 93%².

Questa dipendenza comporta rischi politici ed economici in quanto la pressione sulle risorse energetiche mondiali è particolarmente forte. Oltretutto non esistono ancora i meccanismi che garantiscono la solidarietà tra gli Stati membri qualora si verifichi una crisi energetica, e vari Stati membri dipendono, in larga misura o completamente, da un unico fornitore di combustibile.

In più di una situazione la UE ha dovuto prendere atto della fragilità delle sue forniture di

energia – ad esempio nel caso degli effetti dell’uragano Katrina sulle sue forniture di petrolio nell’agosto/settembre 2005 e della temporanea interruzione delle forniture di gas transitante dall’Ucraina nel gennaio 2006.

Competitività

L’UE risente sempre più degli effetti della volatilità dei prezzi, degli aumenti di prezzo nei mercati energetici internazionali e delle conseguenze della graduale concentrazione delle riserve di idrocarburi nelle mani di pochi.

Un’energia sostenibile, competitiva e sicura non può essere raggiunta senza mercati dell’energia aperti e competitivi, basati sulla concorrenza tra imprese che cercano di raggiungere una dimensione europea anziché diventare operatori dominanti nel mercato nazionale. Saranno i mercati aperti, e non il protezionismo, a rafforzare l’Europa e a consentirle di far fronte ai suoi problemi.

A partire dagli anni sessanta è stata avviata a livello europeo una politica di costruzione del mercato interno dell’energia. Il processo di liberalizzazione ha ricevuto tuttavia un impulso determinante solo a partire dagli anni novanta quando sono state emanate due direttive atte a definire regole comuni per il funzionamento del mercato interno dell’elettricità (**Direttiva 96/92/CE**)⁹ e del gas (**Direttiva 98/30/CE**)¹⁰.

Se inizialmente gli obiettivi prioritari sono stati soprattutto quelli di favorire un progressivo ridimensionamento dei monopoli pubblici e di creare reti transeuropee, successivamente l’orientamento predominante è stato quello di sviluppare un mercato realmente concorrenziale, eliminando ogni diritto esclusivo in materia di produzione, importazione, esportazione e vendita, nonché riconoscendo ai consumatori libertà di scelta del fornitore del servizio.

Sebbene entrambe le direttive prevedevano una revisione dopo dieci anni dalla loro entrata in vigore, la Commissione ha già predisposto uno studio sui risultati ottenuti dal processo di liberalizzazione del settore elettrico e del gas naturale che ha portato alla successiva emanazione della **Direttiva 2003/54/CE**¹¹ e della **Direttiva 2003/55/CE**¹², le quali sostituiscono la direttive precedenti rispettivamente in materia di mercato interno dell’energia

elettrica e del gas naturale.

In alcuni casi l'apertura dei mercati ha già avuto l'effetto di far diminuire i prezzi, come ad esempio la riduzione del prezzo dell'energia elettrica che si è dimostrata più incisiva nei paesi in cui il processo di liberalizzazione è giunto ad uno stadio più avanzato (Regno Unito e Svezia).

L'incremento delle fonti rinnovabili è una delle azioni più importanti per garantire la riduzione delle emissioni di gas serra e della dipendenza energetica. A livello comunitario, una prima tappa verso l'elaborazione di una strategia a favore dell'energia rinnovabile era stata compiuta dalla Commissione europea con l'adozione, alla fine del 1996, del **Libro Verde COM(96)576 def** dal titolo «**Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili**»¹³, il quale ha suscitato un vasto dibattito pubblico incentrato sul tipo e sulla natura delle misure prioritarie da adottare.

I numerosi contributi ricevuti hanno portato alla stesura del **Libro Bianco** per una strategia e per un piano di azione della Comunità (COM(1997)599)¹⁴. Il Libro Bianco, approvato dalla Commissione Europea nel novembre 1997, propone un piano d'azione per conseguire l'obiettivo di un contributo delle fonti rinnovabili pari al 12% del consumo energetico lordo della UE al 2010. In questo ambito ciascun Stato membro è lasciato libero di stabilire le proprie strategie d'azione al fine di raddoppiare la quota di rinnovabili entro il 2010.

Nonostante un aumento del 55% del consumo di energie rinnovabili nel corso di quest'ultimo decennio, sembra improbabile che la loro quota superi il 10% nel 2010. Il motivo principale del mancato conseguimento degli obiettivi stabiliti in materia di energia rinnovabile - oltre ai costi attualmente più elevati delle fonti di energia rinnovabili rispetto alle fonti di energia "tradizionali" - è l'assenza di un quadro strategico coerente ed efficace nell'Unione Europea e di una visione di lungo termine stabile. Per questi motivi, solo pochi Stati membri hanno realizzato veri progressi in questo settore, e non è stato possibile conseguire la massa critica necessaria per generalizzare la produzione di energia a partire da fonti rinnovabili che adesso è confinata in alcuni settori economici.

Il **Libro verde COM(2006)317** sull'energia, intitolato "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura"¹⁵, costituisce una tappa importante nello sviluppo di una politica energetica dell'Unione europea (UE). In quanto secondo mercato energetico del

mondo, l'UE può far valere il suo primo posto a livello mondiale nel settore della gestione della domanda e della promozione delle fonti di energia rinnovabili. Il Libro verde individua sei settori di azione prioritari, per i quali la Commissione propone misure concrete al fine di attuare una politica energetica europea. Dalla realizzazione del mercato interno ad una politica esterna comune in materia di energia, questi sei cantieri devono permettere all'Europa di dotarsi di un'energia sostenibile, competitiva e sicura per i decenni futuri:

- L'energia per la crescita e per l'occupazione: completare il mercato interno dell'energia;
- Sicurezza dell'approvvigionamento: solidarietà tra Stati membri;
- Verso un mix energetico più sostenibile, efficiente e diversificato;
- L'UE in prima linea nella lotta contro il cambiamento climatico;
- La ricerca e l'innovazione al servizio della politica energetica europea;
- Verso una politica energetica esterna coerente.

Le fonti energetiche rinnovabili sono attualmente sfruttate nell'Unione Europea in maniera disomogenea e insufficiente. Malgrado molte di esse siano disponibili in abbondanza e il potenziale economico effettivo sia considerevole, attualmente nel territorio dell'UE la quota di energie rinnovabili sul consumo energetico finale è pari all'8,5%.

Perciò il Consiglio europeo della primavera 2006 ha utilizzato le raccomandazioni del Libro verde come base per una nuova **Politica energetica per l'Europa**², la quale è stata emanata il 9 marzo 2007: la Commissione Europea ha assunto l'impegno di portare la quota delle fonti di energia rinnovabili nel mix energetico complessivo dell'UE da meno 7% (attualmente) al 20% entro il 2020.

Nella proposta della Direttiva sulla Promozione della energia da fonti rinnovabili¹ si riconferma l'obiettivo di raggiungere la quota del 20% di energie rinnovabili sui consumi totali entro il 2020, che potrebbe essere portata nel lungo termine anche al 25% del mix energetico. Nella Direttiva si evince che si è riscontrato un considerevole sostegno alla politica energetica delle fonti rinnovabili a lungo termine; infatti la proposta è di ottenere il 50% di energia da fonti rinnovabili entro il 2040/2050. È necessario dunque ottenere un incremento dell'11,5%.

Per raggiungere l'ambizioso obiettivo di una quota del 20% di energie rinnovabili nel proprio mix energetico, l'UE prevede di potenziare gli sforzi nei settori dell'elettricità, del

riscaldamento e del raffreddamento nonché in quello dei biocarburanti. Infatti, rispetto alla vecchia **Direttiva 2001/77/CE**¹⁶ sulla promozione dell'energia elettrica prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, la nuova proposta di Direttiva copre anche le rinnovabili per la produzione di calore e freddo. In tutti i settori, i quadri strategici istituiti in alcuni paesi hanno consentito di ottenere risultati che dimostrano la concreta possibilità di raggiungere questa aliquota.

Conformemente alla Direttiva 2001/77/CE tutti gli Stati membri hanno adottato obiettivi nazionali per quanto riguarda la quota del consumo energetico prodotta a partire da fonti energetiche rinnovabili. Se tutti gli Stati membri conseguiranno i rispettivi obiettivi nazionali, il 21% del totale dell'elettricità consumata nell'UE sarà prodotto a partire da fonti energetiche rinnovabili entro il 2010 (nei 25 Paesi membri).

Tenuto conto delle politiche vigenti e degli sforzi in corso, e se non vi sarà un cambiamento delle tendenze attuali, probabilmente l'Unione Europea riuscirà a conseguire una quota del 19% entro il 2010. In altri termini, con ogni probabilità l'Europa arriverà molto vicina al suo obiettivo relativo alla produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili fissato per il 2010.

Nella **Relazione sui progressi realizzati nel settore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili** (SEC(2007)12)¹⁷, pubblicata nel gennaio 2007 si evincono i livelli raggiunti dagli Stati membri nell'adozione di misure per promuovere attivamente tale tipo di elettricità. Alcuni Stati membri (Danimarca, Germania, Spagna, Irlanda, Ungheria, Paesi Bassi e Lussemburgo) sembrano aver raggiunto gli obiettivi della Direttiva.

	Anno di riferimento (1997 o 2000)	Tasso di penetrazione 2004/2005	Penetrazione normalizzata 2004/2005	Obiettivo per il 2010	Classificazione
Danimarca	8,7	25,8 (2005)	27,3 (2005)	29,0	☺☺
Germania	4,5	10,4 (2005)	10,8 (2005)	12,5	☺☺
Ungheria	0,7	4,4 (2005)	4,0 (2005)	3,6	☺☺
Finlandia	24,7	25,0 (2005)	25,4 (2005)	31,5	☺
Irlanda	3,6	6,1 (2005)	8,0 (2005)	13,2	☺
Lussemburgo	2,1	3,6 (2005)	4,0 (2005)	5,7	☺
Spagna	19,9	17,2 (2005)	21,6 (2005)	29,4	☺
Svezia	49,1	53,2 (2005)	52,0 (2005)	55,2	☺
Paesi Bassi	3,5	6,9 (2005)	6,5 (2005)	9,0	☺
Repubblica Ceca	3,8	4,8 (2005)	4,0 (2005)	8	☺
Lituania	3,3	3,7 (2004)	3,3 (2004)	7	☺
Polonia	1,6	2,8 (2005)	3,2 (2005)	7,5	☺
Slovenia	29,9	29,1 (2004)	29,4 (2004)	33,6	☹
Regno Unito	1,7	4,1 (2005)	4,2 (2005)	10,0	☺
Belgio	1,1	1,8 (2005)	1,9 (2005)	6,0	☹
Grecia	8,6	9,1 (2005)	7,7 (2005)	20,1	☹
Portogallo	38,5	14,8 (2005)	28,8 (2005)	39,0	☹
Austria	70,0	54,9 (2005)	57,5 (2005)	78,1	☹☹
Cipro	0,0	0,0 (2004)	0,0 (2004)	6	☹☹
Estonia	0,2	0,7 (2004)	0,7 (2004)	5,1	☹☹
Francia	15,0	11,0 (2005)	14,2 (2005)	21,0	☹☹
Italia	16,0	15,3 (2005)	16,0 (2005)	25,0	☹☹
Lettonia	42,4	47,1 (2004)	43,9 (2004)	49,3	☹☹
Malta	0,0	0,0 (2004)	0,0 (2004)	5	☹☹
Repubblica slovacca	17,9	15,4 (2005)	14,9 (2005)	31	☹☹
UE-25	12,9	13,7 (2004)	14,5 (2004)	21,0	

Perfetto: in procinto di raggiungere l'obiettivo del 2010 ☺☺

Gli attuali sviluppi lasciano sperare che l'obiettivo del 2010 sarà raggiunto ☺

Sono indispensabili sforzi supplementari per raggiungere l'obiettivo del 2010 ☺

Sono necessari importanti sforzi supplementari per raggiungere l'obiettivo del 2010 ☹☺

L'obiettivo è distante ☹☹

Tabella n.1: Progressi realizzati nel settore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili nell'UE 25¹⁷

Nella seconda colonna è esposta la percentuale di energia elettrica ottenuta dalle fonti rinnovabili energetiche prima della Direttiva, nella terza la percentuale relativa al 2005, mentre nella quarta l'obiettivo, stabilito dalla Direttiva, diverso per ciascun Paese membro. Dal confronto tra le colonne scaturisce la classificazione dello stato attuale di applicazione della Direttiva.

Nel dicembre 2005, proprio nell'ottica della promozione delle fonti d'energia rinnovabili, la Commissione Europea ha presentato **il Piano d'azione per la biomassa COM(2005)628 definitivo**¹⁸. Il documento prevede misure volte a intensificare lo sviluppo di energia ricavata da biomasse (legno, rifiuti urbani e colture agricole), poiché la biomassa rappresenta attualmente circa il 50% dell'energia rinnovabile utilizzata nell'UE.

Il Piano definisce alcune misure atte a promuovere l'impiego della biomassa per il riscaldamento (nel settore del riscaldamento la biomassa registra il più basso ritmo di crescita), per la produzione di elettricità e per i trasporti, accompagnate da misure trasversali concernenti l'approvvigionamento, il finanziamento e la ricerca nel settore della biomassa. È corredato da una valutazione generale d'impatto.

La biomassa è probabilmente la più concreta ed immediata fonte energetica rinnovabile disponibile. Il maggior utilizzo del potenziale delle biomasse potrebbe notevolmente contribuire al raggiungimento degli obiettivi posti. E' noto infatti che le biomasse vegetali possono contribuire al bilancio energetico sia attraverso la trasformazione in energia termica, elettrica o meccanica ricavata per combustione, sia attraverso la trasformazione in biocarburanti o biocombustibili.

Nell'Unione, circa il 4% del fabbisogno energetico è attualmente soddisfatto dalla biomassa; se si sfruttasse l'intero potenziale di tale risorsa, di qui al 2010 tale valore potrebbe più che raddoppiare (passando dalle 69 Mtep del 2003 a circa 185 Mtep nel 2010), rispettando le buone pratiche agricole, mantenendo una produzione di biomassa sostenibile sotto il profilo ambientale e senza riflessi significativi sulla produzione interna di prodotti alimentari. Con l'adesione della Bulgaria e della Romania la disponibilità è ulteriormente aumentata e grazie alle importazioni il potenziale produttivo crescerà ulteriormente.

L'obiettivo di portare la quota dei consumi europei da fonti alternative al 20% sul totale consumato potrebbe significare la produzione di circa 230 - 250 Mtep di energia primaria ottenuta da biomassa.¹⁹

In particolare va sottolineato che bisognerà promuovere l'utilizzo della biomassa forestale per la produzione di energia, dato che le foreste occupano circa 160 milioni di ettari del territorio dell'Unione Europea, su un'area pari al 36% della sua superficie terrestre, in continua espansione grazie al rimboschimento e alla rigenerazione naturale.

Diversi studi scientifici ed economici dimostrano che il maggiore ricorso alla biomassa potrebbe offrire i seguenti vantaggi nel 2010:

- diversificazione dell'offerta energetica in Europa, con un aumento del 5% della quota delle fonti rinnovabili d'energia e una riduzione dal 48% - 42% del livello dell'energia importata;
- riduzione delle emissioni responsabili dell'effetto serra dell'ordine di 209 milioni di tonnellate di CO2 l'anno;
- occupazione diretta di 250 - 300.000 addetti, principalmente nelle aree rurali;
- eventuale pressione al ribasso sul petrolio, risultante dalla flessione della domanda.

A giugno 2006, l'Unione Europea ha varato il **Piano d'azione per le foreste COM(2006)302 definitivo**²⁰ il quale persegue quattro obiettivi principali:

- migliorare la competitività a lungo termine;
- migliorare e tutelare l'ambiente;
- migliorare la qualità di vita;
- favorire il coordinamento e la comunicazione intersettoriale.

In particolare va sottolineato che uno degli obiettivi di maggior importanza del Piano è quello di promuovere l'utilizzo della biomassa forestale per la produzione di energia.

Il 19 ottobre 2006 la Commissione Europea ha adottato il **Piano d'azione per l'efficienza energetica COM(2006)545 definitivo**²¹ con il quale ha fatto un altro passo importante verso la risoluzione di problematiche energetiche finora sconosciute all' UE.

Infatti la Commissione ritiene che l'efficienza energetica sia uno degli elementi più importanti nella politica energetica europea, poiché può contribuire in maniera decisiva alla sostenibilità, concorrenza e sicurezza nell'approvvigionamento. Con la notevole riduzione del consumo energetico aumenterà anche la quota delle fonti rinnovabili e l'intensità delle importazioni. L'efficienza energetica non è solo un metodo più economico, ma anche il più rapido per la riduzione e la limitazione dell'incremento del consumo energetico e conseguentemente delle emissioni di gas serra.

Se applicato in modo rigoroso e globale all'interno dei Paesi Membri, il Piano d'Azione della

Commissione permetterebbe entro il 2020 un risparmio del 20% del consumo energetico totale europeo, riducendo di circa 100 miliardi di € l'anno la fattura energetica dell'Unione e di 780 milioni di tonnellate le emissioni di CO₂ l'anno (responsabili del riscaldamento climatico della terra), ossia due volte di più di quel che prevede il Protocollo di Kyoto per il 2012.²²

Ciò richiederà sforzi notevoli in termini di cambiamento di comportamenti, ma anche di investimenti supplementari.

Il piano d'azione, che sarà attuato nell'arco dei prossimi sei anni, è stato presentato dopo l'urgente invito dei capi di Stato e di governo, riunitisi in occasione del Consiglio europeo di primavera del 2008, a predisporre una strategia realistica in materia di efficienza energetica. Il piano mette in luce l'importanza di applicare norme minime di rendimento energetico ad un ampio ventaglio di apparecchiature e prodotti (dagli elettrodomestici come i frigoriferi e i condizionatori, fino alle pompe e ai ventilatori industriali), per gli edifici e per i servizi energetici. Insieme alle classi di efficienza e ai sistemi di etichettatura, l'introduzione di norme minime di rendimento energetico rappresenta uno strumento importante per eliminare dal mercato i prodotti che consumano troppo, per informare i consumatori sui prodotti più efficienti e per trasformare il mercato rendendolo più efficiente sotto il profilo energetico. Saranno elaborati requisiti minimi di rendimento anche per gli edifici nuovi e ristrutturati e verranno incentivati gli edifici a bassissimo consumo di energia (la cosiddetta "casa passiva").

Il piano mette in luce le molte possibilità di ridurre le perdite a livello di generazione, trasmissione e distribuzione dell'elettricità. Propone inoltre strumenti mirati ad incrementare l'efficienza degli impianti di generazione nuovi ed esistenti ed a ridurre le perdite in fase di trasmissione e distribuzione.

Viene presentata anche una rosa completa di misure volte a migliorare l'efficienza energetica nel settore dei trasporti. Il piano riconosce che è possibile risparmiare energia, in particolare utilizzando autoveicoli a basso consumo di carburante, sviluppando il mercato per i veicoli meno inquinanti, garantendo un'adeguata pressione dei pneumatici e migliorando l'efficienza dei sistemi di trasporto stradali, ferroviari, marittimi e aerei. Il piano riconosce infine l'importanza di intervenire sulle abitudini di trasporto dei cittadini.²³

Secondo le stime disponibili, all'interno dell'UE, i trasporti sono responsabili del 21% di tutte le emissioni di gas serra che contribuiscono al surriscaldamento del pianeta, e la cifra è in

aumento. Con l'utilizzo dei biocarburanti, allo stesso tempo, diminuirebbe l'importazione di petrolio dall'estero.

Perciò in Europa alcuni Paesi hanno iniziato ad interessarsi ai biocarburanti, ma solo dopo il 1990, mentre l'UE si è dedicata seriamente a questo aspetto soltanto nel 2001, anno in cui la Commissione ha presentato la proposta legislativa specifica (adottata poi nel 2003); ossia la Direttiva sui biocarburanti **2003/30/CE**²⁴. Questa Direttiva ha fissato nel 2% e nel 5,75%, espressi sul tenore energetico, gli obiettivi di incorporazione dei biocarburanti rispetto ai carburanti per l'autotrazione immessi sul mercato, rispettivamente entro il 2005 e il 2010.

Un passaggio importante rappresenta l'emanazione nel febbraio 2006 del documento della Commissione, noto come **Strategia per i biocarburanti COM(2006)34definitivo**²⁵, rivolto alla promozione della produzione sostenibile dei biocarburanti nei Paesi membri e in quelli in via di sviluppo, al miglioramento della competitività economica rispetto ai concorrenti fossili ed alla incentivazione delle attività di ricerca sui biocarburanti di seconda generazione.

Nel documento vengono descritte sette diverse direttrici politiche che raggrupperanno le misure che la Commissione adotterà per promuovere la produzione e l'utilizzo di biocarburanti.

Nella proposta della Direttiva sulla Promozione dell'energia da fonti rinnovabili, è stato riconfermato anche il secondo obiettivo di incorporare un minimo del 10% di biocarburanti nel settore dei trasporti in tutti i singoli Paesi dell'UE. Il livello è uguale per tutti i Paesi dell'UE per garantire la coerenza sulle norme relative ai carburanti per uso trasporto e la loro disponibilità. Grazie alla facilità del commercio di carburanti ad uso autotrazione, anche i Paesi che non hanno a disposizione abbastanza materie prime per produrre i biocarburanti, avranno la possibilità di importare il biocarburante da qualsiasi altro Paese. Nella proposta si prevede che l'UE possa coprire la quota stabilita con la produzione domestica, ma lo scopo è di incoraggiare l'ottenimento dell'obiettivo con la produzione a livello nazionale e con le importazioni.

La direttiva vieta anche agli Stati membri di adottare delle misure che potrebbero ostacolare gli scambi di biocarburanti e di materie prime. La direttiva pertanto mira ad un'armonizzazione completa dei criteri di sostenibilità dei biocarburanti, al fine di evitare che i criteri adottati individualmente dagli Stati membri possano costituire un ostacolo agli scambi

tra i Paesi.

Risulta importante realizzare questo obiettivo poiché il settore dei trasporti registra la crescita più veloce in materia di emissioni di gas serra e l'uso dei biocarburanti diminuisce la dipendenza energetica dai combustibili fossili. Inoltre oggi la produzione di biocarburanti è più costosa rispetto alle altre forme di carburanti e sarebbe difficile promuoverli senza avere una richiesta specifica di questi combustibili.

Di fronte alle critiche delle organizzazioni umanitarie, che indicano nella produzione massiccia di biocarburanti una delle cause dell'emergenza cibo, l'Unione Europea mantiene l'obiettivo di portare al 10% entro il 2020 l'uso di biocombustibili nel settore dei trasporti, ma cambia strategia e introduce nuovi criteri e punta alla promozione di biofuels di seconda generazione.

La Commissione Europea ha affermato che nel campo dei biocarburanti occorre muoversi con molta cautela e rispettare i criteri di sostenibilità, che includano aspetti sociali e ambientali. La Direttiva istituisce un sistema obbligatorio di certificazione della sostenibilità ambientale, senza il quale i biocarburanti non potranno essere commercializzati nell'UE.

Ad esempio, la proposta contiene l'indicazione che non dovranno essere prodotti da materie prime che provengano da terreni ad alto valore di biodiversità o da aree ad elevato assorbimento di CO₂, da piantagioni localizzate in terreni disboscati di recente, o in siti in cui erano precedentemente presenti delle zone umide o aree di valore naturalistico. Queste disposizioni mirano ad impedire che società senza scrupoli disboscino, per esempio, le foreste primarie per produrre i biocarburanti sui terreni liberati dalla vegetazione. Inoltre, la proposta sui biocarburanti contiene l'indicazione che i combustibili vegetali dovranno garantire una riduzione minima delle emissioni di gas serra pari ad almeno il 35% rispetto ai carburanti fossili.

L'introduzione di criteri di sostenibilità ambientale per i biocarburanti non raggiungerebbe i suoi obiettivi se portasse all'ottenimento di prodotti che non soddisfino i criteri di sostenibilità o che vengano utilizzati come bioliquidi per la produzione di calore o di elettricità, anziché essere utilizzati come biocarburanti. Per questo motivo, i criteri di sostenibilità ambientale devono applicarsi in generale a tutti i bioliquidi.

I biocarburanti e gli altri bioliquidi prodotti a partire da materie prime coltivate nell'UE

devono anche rispettare i requisiti ambientali UE del settore agricolo.

I modelli di previsione della Commissione europea suggeriscono che, anche se sarà raggiunto l'obiettivo del 10% entro il 2020, i prezzi dei cereali aumenteranno soltanto del 3 - 6%, mentre quelli del colza dell'8 - 10%.

Nel 2008 la Commissione europea ha confermato l'obiettivo dell'uso dei biocarburanti del 10% al 2020, mentre la Commissione Industria, Ricerca ed Energia del Parlamento europeo (Itre) ha approvato alcuni emendamenti alla proposta di direttiva UE sulle energie rinnovabili che chiedono di fissare al 45%, invece che all'attuale 35%, il tasso minimo di riduzione delle emissioni di gas serra dei biocarburanti rispetto agli analoghi combustibili di origine fossile.

L'agricoltura europea può produrre biocarburanti senza mettere a rischio la sicurezza di approvvigionamento alimentare. Secondo lo scenario prefigurato dalla Commissione europea, l'impatto sull'uso dei terreni nell'UE - 27 sarebbe modesto. Circa il 15% dei terreni coltivati a seminativi sarebbe utilizzato per la produzione di bioenergie, vale a dire 17,5 milioni di ettari nel 2020. Questo significa un incremento tra 5 e 7 mio di ha (a seconda della quota di contributo derivante dai carburanti di seconda generazione).

In realtà, soltanto una parte dei semi oleosi, dei cereali e delle barbabietole da zucchero utilizzati per produrre biocarburanti è trasformata in energia. Una parte considerevole, quale sottoprodotto resta nel settore alimentare, sotto forma di mangimi animali ricchi di proteine e utilizzati per la produzione di carne e di prodotti lattierocaseari.

Sono i mangimi ricchi di proteine e di alta qualità che permetteranno all'UE di ridurre la sua forte dipendenza dalle importazioni di mangimi. L'UE attualmente importa, da Stati Uniti, Argentina e Brasile, l'80% delle proteine di cui ha bisogno per l'alimentazione animale sotto forma di glutine di mais, grani e pannelli di soia.²⁶

Nella proposta viene presentata un'altra novità che riguarda le emissioni di gas serra nella filiera produttiva dei biocarburanti e biocombustibili. Infatti vengono stabilite Emissioni tipiche di gas serra (gCO₂eq/MJ) ed Emissioni standard di gas serra (gCO₂eq/MJ) per tutte le fasi di ottenimento dei biocarburanti e biocombustibili: la coltivazione, trattamento, trasporto e distribuzione.

Nella tabella seguente sono presentate i valori delle Emissioni tipiche di gas serra e delle Emissioni standard di gas serra nelle filiere di produzione dei biocarburanti e di altri bioliquidi.

Filiera di produzione dei biocarburanti e di altri bioliquidi	Emissioni tipiche di gas serra (gCO ₂ eq/MJ) ed	Emissioni standard di gas serra (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	43	54
etanolo da cereali (combustibile di processo non specificato)	66	84
etanolo da cereali (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione)	66	84
etanolo da cereali (metano come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	46	56
etanolo da cereali (paglia come combustibile di processo in impianti di cogenerazione)	39	46
etanolo da cereali (paglia come combustibile di processo in impianti di cogenerazione)	26	28
etanolo da granturco, prodotto nella Comunità (metano come combustibile di processo in impianti di cogenerazione)	37	43
etanolo da canna da zucchero	21	22
la frazione dell'ETBE (etere etilterbutilico) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE (etere terziario – amil - etilico) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	47	53
biodiesel da semi di girasole	35	41
biodiesel da olio di palma (processo non specificato)	57	70
biodiesel da olio di palma (processo senza emissioni di metano in atmosfera all'oleificio)	36	41
biodiesel da rifiuti vegetali o animali	14	19
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	42	46
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	30	34
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo non specificato)	52	63
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo senza emissioni di metano in atmosfera all'oleificio)	31	34
olio vegetale puro da semi di colza	36	38
biogas da rifiuti urbani organici come metano compresso	16	21
biogas da letame umido come metano compresso	12	14
biogas da letame asciutto come metano compresso	10	13

Tabella n.2: Le emissioni tipiche di gas serra ed Emissioni standard di gas serra nella filiera di produzione dei biocarburanti e di altri bioliquidi¹

Nella nuova Direttiva sono stati presi in considerazione gli attuali risultati ottenuti nel settore dei biocarburanti che riguardano l'attuazione dell'obiettivo di soddisfare almeno il 5,75% della domanda di energia nazionale mediante l'ausilio dei biocarburanti entro il 2010.

Infatti, nel 2005 si è raggiunta una quota complessiva di biocarburanti (principalmente biodiesel e bioetanolo), miscelati con carburanti fossili pari allo 0,505%, espresso sul tenore energetico, della benzina e del gasolio immessi sul mercato. Tali quantitativi, se rapportati agli obiettivi previsti per i prossimi anni, sono del tutto insufficienti. In realtà è stato previsto di non raggiungere la quota stabilita, ma di ottenere solo il 4,2%.

Segue la tabella riassuntiva n.3 degli obiettivi dell'UE.

UE	2010	2020
La quota delle energie rinnovabili sul consumo globale di energia nell'UE	12%	20%
La quota dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili	21%	
Riduzione del consumo energetico		20%*
Riduzione delle emissioni di gas serra		20% (30%)**
La quota dei biocarburanti	5,75%	10%

* rispetto ai livelli del 1990

** a condizione che venga concluso un accordo internazionale sui cambiamenti climatici

Tabella n.3: Gli obiettivi dell'UE

Per tentare di soddisfare tutti gli obiettivi stabiliti nelle Strategie, nei Piani e nella proposta di Direttiva, saranno indispensabili sforzi non indifferenti, a livello nazionale, comunitario, internazionale. I paesi membri dell'UE dovranno assumere ulteriori impegni, adottare i piani d'azione al livello nazionale e realizzare ulteriori investimenti. La Commissione Europea ha concordato questa serie di obiettivi ambiziosi ma allo stesso tempo realistici che porteranno maggior sostenibilità, sicurezza e competitività nel settore energetico.

L'Unione europea si è accorta però che non può conseguire da sola gli obiettivi fissati in materia di energia e di cambiamenti climatici, e deve pertanto collaborare con i paesi sviluppati e in via di sviluppo e con i paesi produttori e consumatori di energia.

A tale scopo la politica energetica europea prevede una serie di strumenti che agevolino gli investimenti per la promozione delle energie rinnovabili a livello locale e regionale, sia attraverso i fondi strutturali, sia con programmi a gestione diretta come Energia Intelligente o il 7° Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo.

Il Programma EIE (Programma Energia Intelligente - Europa 2007 - 2013)²⁷ si propone di favorire lo sviluppo sostenibile nel contesto dell'energia, apportando un contributo equilibrato al conseguimento degli obiettivi generali della sicurezza dell'approvvigionamento

energetico, della competitività e della tutela dell'ambiente. Il budget complessivo è di circa 730 milioni EUR.

Gli obiettivi generali del Programma sono:

- a) incoraggiare l'efficienza energetica e l'uso razionale delle risorse energetiche;
- b) promuovere le fonti d'energia nuove e rinnovabili e incoraggiare la diversificazione energetica;
- c) promuovere l'efficienza energetica e l'uso di fonti d'energia nuove e rinnovabili nei trasporti.

Gli obiettivi operativi sono così sintetizzati:

- a) fornire gli elementi necessari per migliorare la sostenibilità, per sviluppare il potenziale delle città e delle regioni e per preparare le misure legislative grazie alle quali potranno essere raggiunti i relativi obiettivi strategici; mettere a punto mezzi e strumenti che consentano di seguire, monitorare e valutare l'incidenza delle misure adottate dalla Comunità e dagli Stati membri nei settori d'azione del programma;
- b) sostenere, in tutti gli Stati membri, gli investimenti in tecnologie nuove e altamente redditizie in termini di efficienza energetica, uso di fonti d'energia rinnovabili e diversificazione energetica, anche nel settore dei trasporti, colmando la lacuna esistente tra la dimostrazione riuscita di tecnologie innovative e la loro effettiva commercializzazione su vasta scala, al fine di stimolare gli investimenti pubblici e privati, promuovere tecnologie strategiche chiave, diminuire i costi, aumentare l'esperienza di mercato, ridurre i rischi finanziari e di altro tipo ed eliminare gli ostacoli che frenano gli investimenti in queste tecnologie;
- c) eliminare gli ostacoli non tecnologici che frenano l'adozione di modelli efficienti e intelligenti di produzione e di consumo di energia, incoraggiando il miglioramento delle capacità delle istituzioni, anche a livello locale e regionale, sensibilizzando il pubblico, in particolare attraverso il sistema educativo, favorendo gli scambi di esperienze e di know - how tra i principali soggetti interessati, le imprese ed i cittadini in generale e stimolando la diffusione delle migliori pratiche e delle migliori tecnologie disponibili, in particolare mediante loro campagne promozionali a livello comunitario.

Il programma EIE è strutturato in quattro settori che racchiudono le azioni chiave:

- 1) SAVE – uso razionale dell’energia in particolare nei settori dell’edilizia e dell’industria;
- 2) ALTENER – promozione delle energie nuove e rinnovabili;
- 3) STEER – sostegno alle iniziative riguardanti tutti gli aspetti energetici dei trasporti;
- 4) COOPENER – promozione delle energie rinnovabili e dell’efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo.

Anche il **VII° Programma Quadro per la Ricerca e lo Sviluppo (7PQ)**²⁸ è uno dei principali strumenti finanziari dell’Unione Europea per incentivare le attività di ricerca e sviluppo che concernono quasi tutte le discipline scientifiche.

Nell’ambito del programma specifico “Cooperazione” è dedicata una tematica all’energia. Il Parlamento Europeo ha approvato, il 15 giugno 2006, gli stanziamenti per il VII Programma quadro di ricerca 2007 - 2013. L’importo totale ammonta a 50,524 miliardi di euro; di questi Il 7°PQ destina 32.413 miliardi di EUR al programma Cooperazione (2,3 miliardi di EUR al settore di Energia).

Questo strumento sostiene progetti di ricerca tra università, centri di ricerca e autorità pubbliche, incentrati sullo sviluppo di tecnologie efficaci che consentano di produrre energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili; la riduzione di emissioni di CO₂, l’istituzione di Reti energetiche intelligenti e il rafforzamento dell’efficienza energetica.

Il prossimo periodo di programmazione 2007 – 2013 ha introdotto inoltre il nuovo **Obiettivo 3**²⁹, dedicato alla cooperazione territoriale nell’ambito del territorio Europeo - cooperazione interna - ed ha identificato una serie di strumenti di cooperazione esterna finalizzati all’integrazione dei paesi terzi e dei paesi in preadesione.

I temi specifici interessati dal programma sono: tutela dell’ambiente e prevenzione dei rischi in campo ambientale (aria, acqua, suolo): sistema integrato di monitoraggio ambientale, rifiuti, energia (fonti rinnovabili e risparmio energetico), tutela della biodiversità del patrimonio naturale tipico, trasporto sostenibile.

Anche nel contesto del nuovo Obiettivo 3 è confermata la ripartizione tra cooperazione

transfrontaliera, transnazionale ed interregionale (corrispondente ai Programmi INTERREG A, B e C della programmazione 2000 - 2006), che conserva la sua validità in ragione delle diverse finalità perseguite da ciascuna di esse.

Se, infatti, la finalità principale della cooperazione transfrontaliera è la realizzazione di attività economiche, sociali e ambientali congiunte, mediante strategie comuni di sviluppo territoriale sostenibile, la “missione” della cooperazione transnazionale è, invece, lo sviluppo di una cooperazione su temi di comune interesse e utilità nell’ambito di aree più vaste.

La cooperazione interregionale, infine, privilegia i temi dell’innovazione, dell’economia della conoscenza, dell’ambiente e della prevenzione dei rischi, consentendo lo scambio di esperienze tra tutte le regioni d’Europa, senza alcuna delimitazione geografica.

Si sottolinea che mediante questi numerosi programmi Europei che incentivano il maggior impiego delle fonti rinnovabili di energia e l’uso efficiente dell’energia, si potrebbe efficacemente accelerare la transizione del continente Europeo verso un futuro energetico più sicuro e sostenibile.

Nel 2005 le fonti rinnovabili rappresentavano l’8,5% del consumo totale con un massiccio apporto delle biomasse (67,8%) seguita da forza idraulica (22%), eolico (5,1%), geotermico (4,5%) e solare (0,7%).

Si è registrato un incremento di 2,5% dall’anno 1997. L’incremento è stato modesto.

Nella figura successiva è presentata la crescita annua media del consumo del energia dalle fonti rinnovabili dal 1990 al 2004 nel UE - 25.

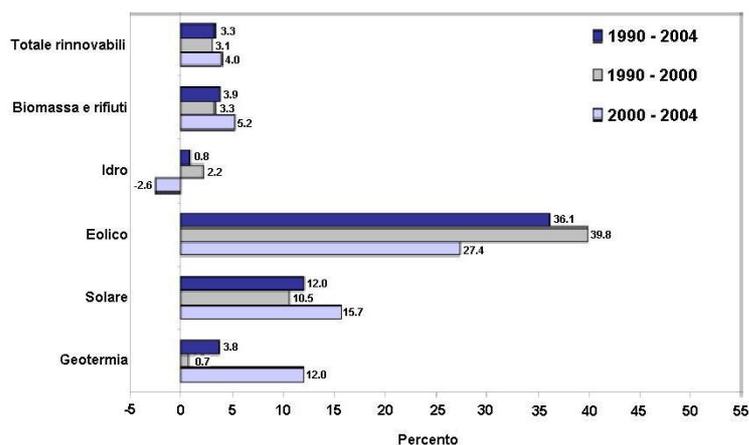


Figura n.3: La crescita annua media del consumo del energia dalle fonti rinnovabili dal 1990 al 2004 nel UE - 25³⁰

L'obiettivo complessivo del 20% da raggiungere per l'Unione Europea è molto impegnativo. Per questo, la Commissione ha fissato obiettivi giuridicamente vincolanti per ogni Stato membro e le scelte per sviluppare le energie rinnovabili possono variare da Paese a Paese. È quindi importante che gli Stati membri abbiano una chiara idea dei settori in cui intendono intervenire. Con i nuovi piani di azione nazionali che dovranno essere elaborati, come proposto nella nuova Direttiva sulla promozione della energia da fonti rinnovabili, si preciserà il modo in cui ciascuno Stato membro intende conseguire i propri obiettivi e come saranno controllati effettivamente i progressi compiuti. A condizione che l'obiettivo generale della Comunità sia raggiunto, gli Stati membri potranno contribuire allo sforzo complessivo dell'UE a favore delle energie rinnovabili senza limitarsi necessariamente ai confini nazionali.

3. LE POLITICHE NAZIONALI SLOVENA E ITALIANA

La politica italiana e quella slovena sono conformi alle politiche comunitarie, da tempo orientate all'integrazione delle politiche energetiche con la tutela dell'ambiente e con lo sviluppo sostenibile. Come si evince dal capitolo precedente gli obiettivi principali sono: il miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici, la promozione della ricerca e dello sviluppo tecnologico e l'attuazione di una politica energetica compatibile con gli obiettivi di uno sviluppo sostenibile mediante l'utilizzo più razionale ed efficace dell'energia e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Sia la Slovenia che l'Italia, in quanto Stati membri dell'UE, accolgono gli orientamenti europei tramite l'emanazione di una serie di misure di incentivazione e di documenti programmatici, presentati nel testo successivo.

3.1. La politica slovena

I primi interventi nel campo della pianificazione energetica risalgono al 1974. In quel periodo la Slovenia infatti aveva raggiunto un livello di dipendenza energetica considerato critico, con elevati prezzi dell'energia, ed aveva maturato la consapevolezza della necessità di conservare le risorse naturali. Pertanto, già a quell'epoca, aveva introdotto le prime misure di risparmio energetico e di efficienza energetica.

Attualmente, come si evince dalla tabella n. 4, la dipendenza energetica della Slovenia dalle importazioni rimane elevato e diventa in prospettiva insostenibile per un Paese con le sue dimensioni.

Anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Dipendenza energetica (%)	50,9	49,1	50,3	53	52,3	52,6	52	52,7	53

Tabella n. 4: La dipendenza energetica della Slovenia^{31,32}

Per contro un maggiore impiego delle fonti rinnovabili permetterebbe alla Slovenia di mitigare la dipendenza dagli altri Paesi. Nel campo delle rinnovabili la Slovenia ha maturato un'esperienza decennale.

La competenza normativa e la pianificazione spettano al **Ministero dell'Economia** e al **Ministero dell'ambiente e della pianificazione**.

Nel 2004 i campi d'intervento del Ministero dell'Economia sono stati ampliati e sono stati istituiti sei dipartimenti, tra questi il **Dipartimento per l'energia**³³ che si occupa di pianificazione e sviluppo della politica energetica.

In particolare i settori d'intervento del Dipartimento sono:

- l'approvvigionamento energetico;
- la pianificazione energetica;
- la gestione delle risorse minerarie;
- le analisi economiche del settore energetico;
- la ristrutturazione del settore energetico;
- l'armonizzazione della legislazione slovena alla normativa comunitaria e la gestione dei bandi pubblici.

Nell'ambito del Ministero dell'ambiente e della pianificazione il **Dipartimento per gli affari Europei e per gli investimenti**³⁴ si occupa degli interventi attinenti a: aspetti legali, gestione di contratti pubblici, impiego di fonti energetiche rinnovabili e risparmio energetico, gestione del servizio di tutela ambientale, etc.

Il Dipartimento ha competenza amministrativa e tecnica per quanto riguarda i programmi nazionali ed i regolamenti nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili, la cogenerazione, i meccanismi d'incentivazione, la gestione e coordinamento dei progetti internazionali, il rispetto della disposizione comunitaria.

Con l'emanazione della **Risoluzione sulla Strategia dell'uso e dell'approvvigionamento energetico (ReSROE)**³⁵ nel 1996 la Slovenia ha deciso di promuovere l'uso delle fonti rinnovabili di energia affinché questo settore divenga la fonte primaria di approvvigionamento. La Risoluzione prevede l'incremento dell'efficienza energetica, nella fase di produzione, trasformazione e di impiego dell'energia, l'introduzione della cogenerazione, la diffusione delle fonti rinnovabili, per incrementare l'offerta energetica, soprattutto quella delle rinnovabili (idroelettrico, energia solare, energia geotermica e biomassa) e il recupero di calore dai processi tecnologici.

Con l'emanazione della **Legge sull'energia (EZ)**³⁶, la Slovenia ha creato un quadro legislativo dedicato alla pianificazione energetica anche nel campo delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica. La legge è stata modificata ed integrata da successivi provvedimenti.

Con questa normativa la Slovenia ha recepito la normativa comunitaria in campo energetico, e specificamente le seguenti direttive:

- Direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 96/92/CE;
- Direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, che abroga la direttiva 98/30/CE;
- Direttiva 2004/67/CE concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale;
- Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, che modifica la direttiva 92/42/CEE;
- Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

La legge fornisce delle indicazioni rispetto a:

- i principi della politica energetica;
- i criteri per il funzionamento del mercato energetico;
- la sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- l'uso efficiente dell'energia;
- le condizioni per la gestione operativa e la produzione energetica;
- il rilascio delle licenze energetiche;
- gli organi con funzione amministrativa, etc.

L'obiettivo generale della legge sull'energia è quello di garantire le condizioni che assicurano l'approvvigionamento energetico a condizioni di mercato, nel rispetto dei principi dello sviluppo sostenibile, dell'uso efficiente dell'energia, dell'impiego delle fonti energetiche rinnovabili e della tutela dell'ambiente. In questo modo la legge assicura la competitività del mercato energetico, secondo i principi di imparzialità e di trasparenza, la tutela dei

consumatori e il controllo efficiente dell'approvvigionamento energetico.

Sintetizzando, la legge garantisce l'incentivazione alla produzione dell'energia da fonti rinnovabili, predilige la produzione di energia da fonti rinnovabili piuttosto che da fonti fossili, incentiva la concorrenza nel mercato energetico, assicura la tutela dei consumatori.

Nel 2008 è stata sottoposta al Parlamento sloveno un'ulteriore revisione della Legge sull'energia, al fine di adottare le ultime disposizioni comunitarie in materia (2005/89/CE, 2003/54/CE, 2001/77/CE, 2004/8/CE). In particolare è stato enfatizzato il ruolo delle fonti rinnovabili, della cogenerazione, dell'efficienza energetica e dei servizi energetici. Il Parlamento sloveno ha approvato le modifiche l'11.07.2008³⁷.

Nel 2001 la legge ha istituito **l'Agenzia per l'energia**, allo scopo di facilitare il processo di liberalizzazione del mercato a decorrere dal 1 luglio 2007. In questo modo i consumatori possono scegliere l'impresa per la fornitura del gas e dell'energia elettrica. Dal 2004 in virtù delle nuove modifiche apportate nella Legge sull'energia sono state ampliate le competenze e le attività dell'Agenzia.

Sulla base della Legge sull'energia il Governo sloveno nel 2004 ha emanato la **Risoluzione sul Programma energetico nazionale (ReNEP)**³⁸ che ha sostituito il ReSROE e contemporaneamente adotta la Direttiva comunitaria 2001/77/CE.

Con questo documento la Slovenia ha fissato gli obiettivi da raggiungere entro il 2010:

- l'incremento dell'efficienza energetica;
- l'aumento della cogenerazione;
- l'aumento della percentuale di energia dalle fonti energetiche rinnovabili.

Il Programma intende coordinare l'azione di tutti gli enti deputati all'approvvigionamento e determinare meccanismi e obiettivi al fine di garantire la concorrenza nel mercato energetico e assicurare il rispetto degli obiettivi ambientali.

Il documento sintetizza la visione della Slovenia sulla gestione energetica, con al centro la considerazione che l'impiego delle rinnovabili e il risparmio energetico contribuiscono al miglioramento della qualità della vita, dal punto di vista tecnologico, economico ed

ambientale.

Con il Programma la Slovenia si impegna a raggiungere entro l'anno 2010 la quota del 12% di energia prodotta da fonti rinnovabili (attualmente il valore è 8,8%), quale primo passo importante verso l'integrazione della politica energetica Europea.

In particolare sono fissati gli obiettivi specifici da raggiungere entro il 2010:

- aumentare l'efficienza energetica nell'industria e nel terziario del 10%, nell'edilizia del 10%, nella pubblica amministrazione del 15%, nel settore dei trasporti del 10%, e raddoppiare la quota dell'energia prodotta da cogenerazione. Dette misure vengono adottate al fine di rispettare gli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto, rispetto alle emissioni di gas climalteranti (riduzione del 8% rispetto ai livelli del 1986);
- portare la quota delle fonti energetiche rinnovabili nell'approvvigionamento termico dal 22% del 2005 al 25% nel 2010.

Infatti la produzione di energia termica dalle fonti energetiche rinnovabili ha un minore impatto sull'ambiente, migliora la qualità dell'aria, non accelera i cambiamenti climatici, aumenta la sicurezza degli approvvigionamenti, stimola lo sviluppo regionale e crea nuovi posti di lavoro. Al fine di rispettare i parametri indicati è programmato l'incremento della produzione da rinnovabili nel bilancio energetico primario di 4 PJ, di cui 3,1 PJ ricavati dalla biomassa, 0,4 PJ dalla fonte geotermica e 0,1 da altre fonti rinnovabili.

Detti obiettivi si traducono nell'allestimento di nuovi impianti: circa 1500 caldaie tra le utenze domestiche, 50 tra le utenze non domestiche, 3 - 5 sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomassa legnosa, 10.000 m² di pannelli fotovoltaici, 500 pompe di calore e nel sostegno di progetti dell'impiego di biogas e dell'energia geotermica entro il 2010.

- portare la quota di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili dal 32% al 33,6% entro il 2010;

Sarà pertanto necessario stimolare la produzione utilizzando tutte le fonti rinnovabili e ogni dimensione impiantistica; da grandi impianti eolici a micro impianti solari. La produzione totale dell'energia elettrica dei nuovi impianti dovrà risultare tra 1 e 1,5 TWh; sarà fortemente dipendente dai grandi impianti idroelettrici e pertanto sarà necessario allestire nuovi impianti

di potenza oscillante tra i 200 e 400 MW.

- Garantire l'impiego minimo del 2% dei biocarburanti entro il 2005 (il Programma non ha previsto l'impiego dei biocarburanti entro il 2010).

La tabella n.5 riassume gli obiettivi sopra esposti.

	2010	2020
Contributo delle fonti rinnovabili nella domanda finale di energia		25%
La quota di energia elettrica da fonti rinnovabili	33,6%	
La quota dei biocarburanti	5,75%	

Tabella n.5: Obiettivi nazionali della Slovenia

ReNEP ha adottato misure volte all'impiego delle rinnovabili per la produzione dell'energia termica, quali:

- il finanziamento delle iniziative, con agevolazioni sulle tasse ambientali (da sostenere a causa delle emissioni in atmosfera) o con contributi diretti;
- la concessione di mutui a tasso agevolato;
- l'incentivazione alla elaborazione dei bilanci energetici degli edifici e degli studi di fattibilità degli investimenti produttivi che impiegano le fonti energetiche rinnovabili;
- la diffusione dell'informazione, l'incremento delle conoscenze fra i potenziali investitori, i progettisti e altri gruppi d'interesse mediante l'organizzazione di eventi, concorsi, distribuzione del materiale informativo, ecc;
- la realizzazione di progetti dimostrativi.

Gli obiettivi del Programma saranno raggiunti anche mediante lo sviluppo di ulteriori azioni, quali:

- l'emanazione del regolamento sull'impiego preferenziale delle fonti energetiche rinnovabili rispetto a quelle fossili negli edifici pubblici;
- la certificazione energetica;
- la promozione allo sviluppo di tecnologie energetiche, nei settori della cogenerazione alimentata da biomassa e dell'energia geotermica;
- l'emanazione di un regolamento che imponga l'analisi della fattibilità dei sistemi di

teleriscaldamento alimentati a biomasse;

- la definizione di standard di qualità del cippato di legno e del pellet;
- l'incentivazione dell'impiego a scopi energetici della biomassa legnosa non adatta alla trasformazione industriale;
- la creazione del mercato della biomassa a scopi energetici;
- l'elaborazione di programmi operativi per ciascuna fonte rinnovabile per uso termico.

Ad oggi alcune di queste azioni sono state già realizzate. Il Ministero dell'Ambiente e della pianificazione ha elaborato il **Programma operativo per l'impiego della biomassa legnosa a scopi energetici (OP ENLES)**³⁹ per il periodo 2007 - 2013.

Il Programma operativo influenza le attività degli uffici e dei dipartimenti dell'agricoltura, della selvicoltura, dell'alimentazione, dell'educazione, della scienza e tecnologia, e coordina azioni e meccanismi d'intervento nel campo delle rinnovabili.

Il Programma intende coordinare, oltre alla produzione di energia elettrica e termica, anche la raccolta, il conferimento e la distribuzione della biomassa legnosa a fini energetici presso le utenze domestiche, le pubbliche amministrazioni e l'industria; intende altresì incentivare la cogenerazione in impianti di piccola e grande dimensione.

Inoltre sono previste azioni di tipo orizzontale con ricadute sulla formazione, sulla progettazione, sulla ricerca e sullo sviluppo tecnologico.

La realizzazione del Programma entro il 2013 intende perseguire i seguenti obiettivi:

- l'incremento del 16,8% o di 2,77 PJ dell'energia termica prodotta da biomassa;
- l'incremento del 340% o di 36 GWh di energia elettrica da biomassa.

Gli obiettivi suddetti permetterebbero di realizzare un risparmio di 225 kt di CO₂ equivalente entro il 2013 e di aumentare il consumo della biomassa legnosa di 358.000 m³ annui. A tal fine sarà necessario contare su nuovi finanziamenti per la realizzazione degli investimenti, previsti in circa 201 milioni di €, di cui 67 milioni a fondo perduto ed erogati dal governo nazionale.

Sulla base del Programma energetico nazionale la Slovenia intende emanare anche un Programma operativo per l'impiego delle fonti geotermiche e un Programma operativo per le

fonti solari.

Per quanto riguarda la certificazione energetica la Slovenia è divenuta dal 2004 membro della RECS International, ossia l'ente che gestisce il mercato dei certificati energetici (certificati verdi).

I certificati RECS (Renewable Energy Certificate System) sono titoli che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per una taglia minima pari a 1 MWh, e favoriscono la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile dagli impianti che altrimenti non avrebbero le condizioni economiche per continuare a produrre energia "verde".

I certificati RECS sono distinti dall'erogazione fisica dell'elettricità e la loro emissione ne consente la commercializzazione, anche separatamente dall'energia elettrica cui fanno riferimento. Mediante il loro consumo, l'acquirente finanzia l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili testimoniando, pertanto, il suo impegno a favore dell'ambiente.

Del sistema di certificazione fanno parte alcune aziende che distribuiscono l'energia elettrica, gli impianti idroelettrici della società elettrica slovena HSE, che producono la cosiddetta "Energia Blu". Ciascuno di questi impianti riceve una certificazione sulla produzione dell'energia da fonti rinnovabili. L'armonizzazione delle misure previste dal RECS con gli standard di tutela ambientale è vigilata dall'Agenzia pubblica per l'energia e dalla TÜV (Technischer Überwachungs-Verein - quale società di consulenza e certificazione tedesca dei sistemi di gestione e di sicurezza alimentare e ambientale).

Per contro, nel campo della produzione della energia termica da fonti rinnovabili e dell'uso efficiente dell'energia, gli obiettivi annui definiti dal Programma energetico nazionale sono stati realizzati solo per il 10%. Per quanto riguarda le fonti energetiche rinnovabili la situazione è migliore e gli obiettivi raggiunti costituiscono il 30% di quelli prestabiliti.

Per quanto le cifre indichino un trend positivo, i ritmi sono comunque troppo lenti e quindi incapaci di soddisfare la domanda di energia che cresce a ritmi più veloci.

E' risultato evidente che gli strumenti previsti nel Programma si sono dimostrati inadeguati rispetto agli obiettivi per motivi di natura istituzionale, legale, economica e finanziaria. Infatti le risorse finanziarie ammontavano complessivamente a soli 3,6 milioni di €, limitando il raggiungimento degli obiettivi e privilegiando l'acquisto di tecnologie già consolidate

piuttosto che stimolare lo sviluppo tecnologico e economico.

La piena realizzazione degli obiettivi del Programma richiederebbe un incremento delle risorse finanziarie investite da 4 milioni di € del 2007 a 58,5 milioni di € nel 2010.

Nel 2004 il Parlamento sloveno ha adottato la **Legge sulla tutela ambientale (ZVO - 1)**⁴⁰ che ha come oggetto la gestione dell'ambiente finalizzata allo sviluppo sostenibile del territorio. In questo contesto vengono definiti i principi della tutela ambientale, identificate le azioni di tutela ambientale, di monitoraggio dello stato ambientale e di gestione dei dati ambientali; sono determinati gli strumenti economici e finanziari per la tutela ambientale, sono istituiti gli enti preposti alla tutela ambientale, etc.

La tutela ambientale viene intesa come elemento cardine dello sviluppo sociale, in quanto garantisce un elevato livello della qualità di vita.

Gli obiettivi della legge sulla tutela ambientale sono:

- prevenire l'impatto ambientale;
- mantenere e migliorare la qualità dell'ambiente;
- stimolare l'uso sostenibile delle risorse naturali;
- diminuire il consumo dell'energia e incrementare l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili;
- mitigare gli effetti dell'inquinamento ambientale, migliorare l'equilibrio naturale e ristabilire le capacità rigenerative;
- vietare l'impiego delle sostanze pericolose;
- incrementare l'efficienza produttiva e contenere il consumo energetico.

Per la realizzazione degli obiettivi elencati in precedenza la legge promuove:

- le produzioni e i consumi a minor impatto ambientale;
- lo sviluppo e l'impiego delle tecnologie a minor impatto ambientale;
- le tasse sull'inquinamento e l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili, l'uso efficiente e la cogenerazione.

Per la realizzazione degli obiettivi l'articolo 147 della Legge prevede specifiche risorse

finanziarie.

Nel 2005 il Parlamento sloveno ha emanato una Risoluzione sul Programma nazionale di tutela ambientale del 1999.

Il Programma è un documento strategico nel campo della tutela ambientale. Il suo scopo principale è quello di migliorare l'ambiente, la qualità della vita e la tutela delle risorse naturali. A tal fine il Programma determina gli obiettivi nei diversi campi e le relative tempistiche, i compiti prioritari e le azioni per il raggiungimento di questi scopi. Il Programma è stato elaborato sulla base della Legge di tutela ambientale ed è conforme agli indirizzi della politica ambientale dell'Unione Europea.

I principali obiettivi sono:

- stimolare un processo di gestione integrata dei rifiuti;
- incrementare l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili;
- ottimizzare l'impiego delle fonti fossili.

Il Programma individua anche gli attori principali coinvolti nelle politiche di tutela ambientale, tra i quali i Ministeri, i deputati e le amministrazioni locali, gli enti pubblici a livello nazionale e locale e le organizzazioni non - governative e ne definisce le competenze principali.

Parallelamente al **Programma di sviluppo nazionale (DRP)**⁴¹ e al **Quadro strategico nazionale di riferimento 2007 - 2013**⁴² è stato elaborato il **Programma operativo delle infrastrutture ambientali e del traffico**⁴⁴.

Tra i filoni principali di questo Programma vi è il cosiddetto Programma "Energia sostenibile" che si declina in tre obiettivi principali:

- ristrutturazione degli edifici per migliorarne l'efficienza energetica, costruzione di case passive e di edifici di basso consumo energetico;
- incremento dell'efficienza energetica in tutti i settori;
- sviluppo di sistemi tecnologicamente avanzati per l'approvvigionamento energetico da fonti energetiche rinnovabili e per la cogenerazione.

Nel 2006 il Governo sloveno ha inserito le politiche riguardanti l'uso efficiente dell'energia e delle fonti energetiche rinnovabili nella **Risoluzione sui progetti nazionali di sviluppo 2007 – 2023**⁴⁴ che definisce le politiche di sviluppo e di investimenti del governo nazionale. In questo ambito il Governo ha scelto di inserire anche il progetto “Energia sostenibile ed economia dell'idrogeno”. Accanto alle fonti energetiche rinnovabili e all'uso efficiente dell'energia il progetto prevede anche azioni di sviluppo delle infrastrutture a beneficio dell'economia dell'idrogeno, di veicoli di nuova generazione, e l'incentivazione dello sviluppo e del trasferimento tecnologico nei differenti settori produttivi.

I settori che beneficeranno degli investimenti nelle rinnovabili sono quelli della produzione di calore ed energia elettrica da biomassa legnosa, dell'impiego della energia geotermica e dell'energia solare, della produzione di biogas.

Il progetto intende realizzare i seguenti obiettivi economici: incremento della concorrenza, creazione degli nuovi posti di lavoro, stimolare lo sviluppo regionale, diminuire la dipendenza energetica, aumentare gli effetti positivi sull'ambiente, contenere i prezzi energetici, etc.

L'impegno finanziario è di circa 3,9 milioni di €.

L'obiettivo della Slovenia a tal fine è quello di incrementare l'impiego delle rinnovabili, l'efficienza energetica e l'introduzione di tecnologie avanzate. L'efficienza energetica è il primo degli obiettivi che il governo intende raggiungere. A tal fine nel gennaio 2008 ha emanato il **Piano d'azione per l'efficienza energetica per il periodo 2008 - 2016 (NANENU)**⁴⁵ adeguandosi alla Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e al Pacchetto di proposte per attuare gli impegni presi dal Consiglio europeo nella lotta ai cambiamenti climatici e per promuovere le energie rinnovabili.

Gli obiettivi precedenti sono in linea con l'impegno assunto dalla Slovenia nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in conformità in quanto previsto dal Protocollo di Kyoto.

Con la ratifica di Protocollo la Slovenia si è impegnata a ridurre dell'8% le emissioni per il periodo 2008 - 2012 prendendo come anno di riferimento il 1986 per le emissioni di CO₂, CH₄ e N₂Oe per i gas fluorurati. E' prevista una riduzione di emissioni di CO₂ eq a 18,6 Tg (milioni di tonnellate). Detto indirizzo è stato inserito anche nel Programma energetico

nazionale e nel Piano operativo di riduzione delle emissioni di gas serra che enfatizza il ruolo delle fonti energetiche rinnovabili. Il piano definisce 22 strumenti per la realizzazione delle azioni nei settori energetico, trasporti, industria, agricoltura, foreste.

3.1.1. Gli incentivi

L'apparato legislativo sloveno ha previsto, oltre agli indirizzi generali di politica energetica, anche meccanismi precisi di incentivazione e di investimento nel settore delle fonti energetiche rinnovabili, tra i quali ad esempio: consulenze, sovvenzioni, mutui, prezzi di vendita dell'energia da fonti energetiche rinnovabili più elevati rispetto a quelle fossili.

Finanziamenti del Ministero dell'ambiente e del territorio

Per quanto attiene alle consulenze in campo energetico la legislazione ha previsto già nel 1991 l'istituzione della rete ENSVET a beneficio delle utenze domestiche. Gli uffici territoriali forniscono consulenza nel campo dell'uso efficiente dell'energia e si adoperano nel consolidamento della coscienza ambientale tra i cittadini.

Il Ministero dell'ambiente e del territorio emana annualmente un bando destinato al finanziamento a fondo perduto per interventi nel campo delle fonti rinnovabili, tra i quali: l'impiego delle pompe di calore, dell'energia solare termica, lo sfruttamento dell'energia eolica e solare e l'uso della biomassa per scopi energetici.

I bandi sono destinati alle persone fisiche e giuridiche.

Nel 2007 la maggior parte dei finanziamenti è stata fruita dalle persone fisiche. Delle 2440 domande evase, 1207 hanno percepito un contributo per l'installazione di sistemi solari per il riscaldamento dell'acqua, 420 per pompe di calore per il riscaldamento, 11 per sistemi fotovoltaici e 802 per l'installazione di caldaie a biomassa.

Il Ministero ha previsto l'erogazione dei contributi anche per il 2008.

Oltre a questi provvedimenti il Ministero ha emanato i bandi per l'assegnazione dei

finanziamenti da destinare alla elaborazione di piani energetici locali.

All'articolo 17 della Legge sull'energia il Ministero richiede che gli enti che operano nel settore energetico e le comunità locali includano nei piani di sviluppo anche le analisi sui consumi energetici e sugli approvvigionamenti dell'energia, in conformità al Programma energetico nazionale e alla Politica energetica slovena.

Le modifiche alla legge hanno introdotto anche i vincoli temporali, che per i comuni capoluogo è l'anno 2009, per gli altri il 2011.

Il Piano energetico locale è elaborato con lo scopo di analizzare lo stato attuale di approvvigionamento e di consumo energetico per ciascuna tipologia di fonte, al fine di individuare i punti di debolezza del sistema.

Su questa base venono individuate le possibili azioni d'intervento, tra le quali lo sviluppo e la pianificazione del territorio, l'uso efficiente dell'energia e la riduzione delle emissioni.

Gli obiettivi specifici del piano energetico locale sono:

- l'elaborazione di un documento di riferimento per la strategia energetica, collegata alla politica energetica e ambientale del comune;
- l'elaborazione di un piano di azioni concrete nell'ambito dell'uso efficiente dell'energia, dell'introduzione e del progressivo incremento delle fonti energetiche rinnovabili, e della decentralizzazione degli approvvigionamenti energetici;
- l'individuazione degli obiettivi di pianificazione energetica al livello comunale;
- la costruzione di un database storico, relativo ai consumi e agli approvvigionamenti energetici, nonché allo stato dell'ambiente;
- la verifica dell'efficacia delle azioni di politica energetica, per quanto attiene al consumo, alla produzione e alla distribuzione dell'energia;
- l'elaborazione di proposte di pianificazione delle variazioni dello stato dell'ambiente ed energetico.

I mutui a tasso agevolato

La Slovenia ha previsto un **Fondo per lo sviluppo ecologico**⁴⁶ con il quale erogare i mutui a tasso agevolato per investimenti nel campo della tutela ambientale. Al fondo accedono tutti i progetti e gli interventi, conformi al Programma nazionale di tutela ambientale e alla politica ambientale dell'UE, tra i quali quelli volti alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il mutuo può coprire fino al 40% del costo dell'intervento nel caso di grandi imprese e fino al 50% nel caso di piccole - medie imprese. Il mutuo viene ulteriormente incrementato del 10% sul totale del costo d'impianto nel caso di cogenerazione alimentata principalmente da fonti rinnovabili; infine vi è un ulteriore incremento del 10% sul totale del costo d'impianto nel caso in cui il beneficiario si impegni a vincolare l'investimento almeno per 5 anni e contribuisca al 25% del costo d'impianto.

Nel 2007 il fondo Ecologico ha erogato complessivamente 27 milioni di € per finanziare diversi progetti d'investimento dei quali 14 a beneficio di persone giuridiche e 9 di persone fisiche.

In particolare i mutui erogati alle persone giuridiche sono stati destinati per il 62% alle azioni di riduzioni delle emissioni di gas climalteranti, per il 25% alla gestione dei rifiuti e il resto alla tutela delle risorse idriche.

Per quanto riguarda i mutui erogati alle persone fisiche l'83% è stato investito nell'impiego delle fonti energetiche rinnovabili e nella riduzione dei gas climalteranti e il restante nella rimozione delle coperture contenenti amianto.

Le caratteristiche del mutuo a tasso agevolato bandito nel 2008 prevedono un tasso del 3,9% ed un orizzonte temporale di 10 anni. Il budget complessivo ammonta a 12 milioni di € da destinare all'installazione di moderni impianti, e di sistemi di riscaldamento efficienti dal punto di vista energetico, all'acquisto dei veicoli basso - emissivi, alla rimozione delle coperture contenenti amianto, all'allacciamento alla rete fognaria, alla realizzazione di micro impianti di depurazione e impianti di raccolta delle acque piovane.

La produzione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili beneficia, oltre ai mutui a tasso agevolato, anche di **strumenti finanziari pubblici e privati**.

I finanziamenti pubblici assumono la forma di:

- a) Contributi a progetti per la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili in sistemi non allacciati alla rete.

Il Ministero dell'Economia sostiene la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili in impianti non allacciati alla rete. I soggetti che possono accedere a questi bandi sono le persone fisiche relativamente a:

- impianti energetici di potenza massima fino a 10 MW, alimentati principalmente da fonti energetiche rinnovabili;
- impianti energetici di potenza massima fino a 10 MW, alimentati principalmente da fonti energetiche rinnovabili e che impiegano tecnologie moderne o sperimentali. Tali tecnologie non consentono di ottenere una sufficiente redditività dell'investimento cui sopperisce il contributo pubblico. I processi tecnologici che possono accedere al contributo vengono definiti ogni anno dal bando.

Viene inoltre finanziata la elaborazione della documentazione del progetto (oppure gli studi di fattibilità) per i sistemi energetici integrati alla rete.

- b) Prezzi di vendita costanti dell'energia da FER.

Nel gennaio 2007 la Slovenia insieme a Germania e Spagna nell'ambito della Conferenza Europea sulle fonti energetiche rinnovabili ha firmato la dichiarazione del sistema Feed-in. L'adesione alla iniziativa impegna la Slovenia ad attivare misure vincolanti nel campo dello sviluppo e della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili.

Il finanziamento nell'ambito del sistema Feed-in si traduce in forme d'incentivo a beneficio dei produttori qualificati all'atto della vendita dell'energia. I produttori energetici qualificati possono beneficiare di due forme alternative d'incentivo:

- nel caso della vendita dell'energia al gestore della rete il produttore qualificato gode di un prezzo garantito a KW;
- nel caso di vendita dell'energia senza intermediazione, il produttore oltre al prezzo di vendita dell'energia percepisce il contributo nella forma di un premio determinato come differenza tra il prezzo dell'energia e il prezzo atteso dal mercato.

La figura del produttore qualificato dell'energia è stata introdotta dalla Legge dell'energia, allo scopo di incrementare la quota di energia prodotta da rinnovabili.

Lo status di produttore qualificato è delineato da un apposito decreto in base alle caratteristiche tecnologiche dell'impianto, alla tipologia della fonte rinnovabile impiegata ed alla potenza dell'impianto.

Segue la tabella ove sono presentati i prezzi garantiti e i premi di vendita dell'energia elettrica per i produttori qualificati, come determinato con il **Decreto sui prezzi garantiti e i premi di vendita da produttori qualificati**⁴⁶ nel 30.06.2008.

Tipologia della fonte rinnovabili	Classe di potenza dell'impianto	Prezzo di vendita garantito (€/MWh)	Premio (€/MWh)
Idroelettrico	Fino a 1 MW	65,72	13,34
	Da 1 – 10 MW	63,41	11,03
Biomassa	Fino a 1 MW	123,17	70,79
	Oltre 1 MW	119,35	66,97
Cocombustione della biomassa	Oltre 1 MW	/	22,00
Eolico	Fino a 1 MW	64,84	12,46
	Oltre 1 MW	62,61	10,23
Geotermico		62,61	10,23
Solare	Fino a 50 kW	399,57	347,19
	Oltre 50 kW	399,57	347,19
Altro		120,89	83,33
Fonti rinnovabili combinate		66,98	29,42
Cogeneratore alimentato da rifiuti solidi urbani	Fino a 1 MW	56,77	4,39
	Da 1 – 10 MW	52,89	0,51
Cogeneratore per il teleriscaldamento	Fino a 1 MW	79,63	27,25
	Da 1- 10 MW	75,07	22,69
Cogeneratore industriale	Fino a 1 MW	77,35	/

Tabella n. 6: I prezzi garantiti e i premi di vendita dell'energia elettrica per i produttori qualificati⁴⁶

Le tasse sulle emissioni di CO₂

La tassa ambientale è dovuta in virtù delle emissioni di CO₂ per effetto della combustione di fonti fossili. Pur in presenza di emissioni di CO₂ la tassa non viene imposta nel caso in cui:

- l'impianto sia alimentato a biomassa;
- il combustibile solido, liquido o gassoso sia ricavato dalla biomassa;
- il combustibile sia un sottoprodotto zootecnico.

L'imposizione di questa tassa consente di raccogliere circa 42 milioni di € all'anno. Tuttavia di questo budget complessivo, solo 3,5 milioni di € vengono destinati al finanziamento di programmi per le fonti energetiche rinnovabili.

Per quanto riguarda le forme di finanziamento privato esse assumono la forma di Finanziamenti tramite terzi (Third Party Financing – TPF), quali ad esempio l'ESCO.

Inoltre dal 2004 sono incentivati anche i biocarburanti, destinati all'alimentazione dei motori, con esenzione dell'accisa se usati al 100%; in altri casi (miscelazione con carburanti fossili) l'esenzione è al massimo il 5%.

3.2 La politica italiana

Il Governo italiano attribuisce alle fonti rinnovabili una rilevanza strategica. Pertanto, nell'ambito di una coerente e incisiva politica di supporto dell'Unione Europea, sostiene la progressiva integrazione di tali fonti nel mercato energetico e sviluppa la collaborazione con altri paesi.

La politica italiana accoglie a livello nazionale gli orientamenti europei tramite una serie di misure di incentivazione, documenti programmatori e norme.

Con la recente proposta della Direttiva della Commissione Europea è stato previsto per l'Italia una quota di energia verde al 2020 pari al 17% sui consumi finali di energia (rispetto al 5,2% del 2005). Con la sottoscrizione e ratifica del Protocollo di Kyoto l'Italia si è impegnata di ridurre le emissioni di gas serra del 6,5% al 2008 - 2012 rispetto al 1990. Inoltre, secondo la

normativa europea l'Italia deve arrivare al 25% di elettricità prodotta dalle rinnovabili entro il 2010.

Per quanto riguarda i biocarburanti, l'Italia ha previsto un obbligo di utilizzazione dei biocarburanti in percentuali sempre crescenti rispetto ai consumi di prodotti fossili che devono raggiungere al 2010 la percentuale del 5,75%, in linea con la previsione della Comunità Europea.

	2010	2020
Contributo delle fonti rinnovabili nella domanda finale di energia		17%
La quota di energia elettrica da fonti rinnovabili	25%	
La quota dei biocarburanti	5,75%	

Tabella n.7: Tabella riassuntiva degli obiettivi italiani

Negli anni '70 sono stati compiuti i primi passi (il primo Piano Energetico Nazionale fu approvato nel 1975, il secondo nel 1981), ma è con la legge 10/1991 che si è delineata una cornice normativa organica: essa definisce le risorse rinnovabili e assimilabili alle rinnovabili, introduce l'obbligo di realizzare una pianificazione energetica a tutti i livelli amministrativi e prevede una serie di misure rivolte al pubblico ed ai privati per incentivare l'uso di FER e per il contenimento dei consumi energetici nel settore civile ed in vari settori produttivi.

Alla legge sono seguiti importanti provvedimenti attuativi: CIP 6/92 e quindi il D.lgs. 79/1999, cosiddetto decreto Bersani, per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che introduce l'obbligo di immettere nella rete elettrica nazionale almeno il 2% di energia prodotta da FER ed introduce i certificati verdi⁴⁷.

Le norme in materia di uso razionale dell'energia fanno riferimento principalmente alle leggi n. 9 del 9 gennaio 1991 e n. 10 sempre del 9 gennaio 1991 e a tutto il vasto panorama legislativo che si è evoluto a partire da esse.

L'aspetto più significativo introdotto dalla **legge n.9** è una parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate che, per diventare operativa, deve solo essere comunicata dal soggetto gestore all'autorità competente.

La produzione da fonti convenzionali, invece, rimane vincolata all'autorizzazione del

Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA).

Gli articoli più interessanti per il risparmio energetico e le fonti rinnovabili sono:

Articolo 20

L'art.20, modificando la legge n. 1643 del 6 dicembre 1962, consente alle imprese di produrre energia elettrica per autoconsumo o per la cessione all'ENEL (Ente Nazionale Energia Elettrica) oggi all'Ente gestore GSE. L'impresa autoproduttrice, se costituita in forma societaria, può produrre anche per uso delle società controllate o della società controllante. Le eccedenze produttive vengono ritirate ad un prezzo definito dal Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP) e calcolato in base al criterio dei costi evitati, cioè i costi che l'Ente gestore nazionale avrebbe dovuto sostenere per produrre in proprio l'energia elettrica che acquista. In questo modo si cerca di assegnare benefici economici a quei soggetti che, senza ridurre la propria capacità produttiva, adottano tecnologie che riducono i consumi energetici.

Articolo 22

L'art.22 introduce incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili o assimilate e, in particolare, da impianti combinati di energia e calore. I prezzi relativi alla cessione, produzione per conto dell'ENEL, vettoriamento, ed i parametri relativi allo scambio vengono fissati dal Comitato Interministeriale Prezzi (CIP), il quale dovrà assicurare prezzi e parametri incentivanti.

Gli impianti con potenza non superiore ai 20 KW “vengono esclusi dal pagamento dell'imposta e dalla categoria di officina elettrica, in caso di funzionamento in servizio separato rispetto alla rete pubblica”.

Nel 1992, con il provvedimento n.6, il CIP ha fissato in 8 anni dall'entrata in funzione dell'impianto, il termine per la concessione degli incentivi; allo scadere di questo periodo il prezzo di cessione rientra nei criteri del costo evitato. Sempre nello stesso provvedimento il CIP ha stabilito la condizione di efficienza energetica per l'assimilabilità alle fonti rinnovabili calcolata con un indice energetico che premia le soluzioni a più alto rendimento elettrico.

La legge n.9/91 prevede, inoltre, una convenzione tipo con l'ENEL, approvata dal Ministero, dell'industria con proprio decreto il 25 settembre 1992, che regoli la cessione, lo scambio, la

produzione per conto terzi e il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

Tale convenzione stabilisce, tra l'altro, che la tensione di riconsegna dell'energia sulla rete ENEL deve essere superiore a 1 KV indipendentemente dai vincoli tecnici o da eventuali problemi di sicurezza. Questa condizione limita gli incentivi per quegli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate al servizio di edifici civili che lavorano a bassa tensione e che quindi dovrebbero installare una cabina di trasformazione, i cui costi non giustificano l'investimento.

Articolo 23

L'art.23 è dedicato alla circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che usano fonti rinnovabili e assimilate. "All'interno di consorzi e società consortili fra imprese, e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale (...) aziende speciali degli enti locali e a società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti" (comma 1), l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate può circolare liberamente. Qualora il calore prodotto in cogenerazione sia ceduto a reti pubbliche di riscaldamento, le relative convenzioni devono essere stipulate in conformità ad un accordo tipo approvato dal Ministero dell'Industria; inoltre i prezzi massimi del calore prodotto in cogenerazione sono determinati dal CIP, tenendo conto dei costi del combustibile, del tipo e delle caratteristiche delle utenze⁴⁸.

La **legge 10/91**⁴⁹ intitolata "Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" nasce con l'intento di razionalizzare l'uso dell'energia per il riscaldamento; nonostante già negli anni ottanta ci fossero linee di pensiero che convergevano su questo indirizzo, questa è la prima legge che mette una pietra miliare su quella che sarà in futuro tutta la politica del risparmio energetico. La legge è del 10 gennaio 1991 ed è stata pubblicata sulla gazzetta ufficiale G.U. 16 gennaio 1991, n. 13.

L'art. 1 definisce finalità e ambito di applicazione della legge, favorendo e incentivando:

- l'uso razionale dell'energia;
- il contenimento dei consumi di energia nella produzione e nell'utilizzo di manufatti;

- l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia;
- la riduzione dei consumi specifici di energia nei processi produttivi;
- la sostituzione degli impianti nei settori a più elevata intensità energetica.

Ai fini della citata legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate le seguenti:

- sole;
- vento;
- energia idraulica;
- risorse geotermiche;
- maree e moto ondoso;
- trasformazione di rifiuti organici, inorganici e vegetali.

Sono considerate, inoltre, fonti di energia assimilate alle rinnovabili le seguenti:

- la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica calore;
- il calore recuperabile dai fumi di scarico, impianti termici, elettrici e da processi industriali;
- i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizia e sugli impianti.

Questa legge, come la legge 46/90, si propone di regolamentare il settore termotecnico.

Nel contesto di un piano energetico nazionale, il legislatore divide l'Italia in aree geografiche e in zone climatiche, classificandole con periodi precisi di esercizio (A, B, C, D, E, F): ogni periodo prevede determinate temperature. Le zone climatiche sono classificate anche in base alle velocità dei venti, con coefficienti di esposizione.

Il DPR 412/93 e il DPR 551/99 sono due decreti che regolamentano l'attuazione di questa legge e disciplinano i vari computi, tra cui quello del FEN (fabbisogno energetico normalizzato), facendo riferimento a molte norme UNI, tra cui UNI 5364, UNI 8065, UNI 9182, UNI CIG 7129 etc.

In particolare :

- UNI 7129 “Impianti a gas per uso domestico alimentati da rete di distribuzione. Progettazione, installazione e manutenzione. Generalità, classificazione e requisiti. Regole per la richiesta d’offerta, l’offerta, l’ordine e la fornitura”;
- UNI 8364 “Impianti di riscaldamento. Controllo e manutenzione”;
- UNI 10339 “Impianti aerulici a fini di benessere. Generalità, classificazione e requisiti” e “Regole per la richiesta d’offerta, l’offerta, l’ordine e la fornitura”;
- UNI 10348 “Riscaldamento degli edifici. Rendimenti dei sistemi di riscaldamento. Metodo di calcolo”.

La legge propone un percorso per la valutazione del bilancio energetico invernale di un edificio in cui vi sono apporti di calore e dispersioni di calore: la loro somma algebrica rappresenta il bilancio energetico. Per far sì che questo bilancio sia attivo (cioè l’interno dell’edificio sia più caldo dell’esterno) è necessario spendere dell’energia (primaria) per ottenere una determinata temperatura prefissata (21°C).

La legge impone anche la verifica della “tenuta” dell’isolamento di pareti e tetto al fine di non disperdere calore inutilmente: l’obiettivo è proprio quello di mantenere il più possibile il calore senza disperderlo, per risparmiare energia.

Un ulteriore punto in cui la legge è molto rigorosa è il rendimento di conversione energetica: al di sotto di certi valori non ha luogo il risparmio energetico prefissato.

La legge 10/91 impone di redigere a cura di un professionista una relazione tecnica da depositare nel comune dove ha sede l’edificio; ad essa sono soggette tutte le abitazioni; per quelle di nuova costruzione la relazione va redatta e consegnata prima dell’avvio dei lavori di costruzione.

Nel 2005 recependo una direttiva europea (2002/91/CE) è stato emanato il Decreto Legislativo 19.8.2005, n.192 che pone limiti al valore del fabbisogno di energia primaria, espresso in kWh/m²anno. Tale decreto rende ancora più rigida la redazione delle relazione tecnica da depositare in comune prevista dalla legge 10 - 91 poiché i calcoli si dovranno fare anche per il periodo estivo; con questa legge inizia a configurarsi l’idea di edificio certificato sotto il profilo energetico.

A partire dal 2 febbraio 2007 è entrato in vigore il Decreto legislativo n. 311 contenente disposizioni correttive ed integrative al Dlgs n. 192⁵¹.

Successivamente sono stati emanati diversi decreti, delibere e leggi che hanno migliorato la legislazione italiana sull'energia rinnovabile:

- **Delibera del CIPE⁵¹** (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) del 19/11/1998: l'Italia ha adottato le “Linee Guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra”;

L'Italia, con la delibera del CIPE del 19/11/98, ha adottato le “Linee Guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra” che individuano gli obiettivi e le misure settoriali per la riduzione entro il 2008 - 2012 e rispetto ai livelli del 1990, del 6% delle emissioni.

Le “Linee Guida” prevedono la realizzazione di sei azioni nazionali:

AZIONE 1: aumento dell'efficienza nelle centrali termoelettriche;

AZIONE 2: riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti;

AZIONE 3: produzione di energia da fonti rinnovabili;

AZIONE 4: riduzione dei consumi energetici nei settori abitativo/terziario ed industriale;

AZIONE 5: riduzione delle emissioni nei settori non energetici;

AZIONE 6: assorbimento delle emissioni di carbonio da parte delle foreste.

Sono inoltre previsti programmi di riduzione delle emissioni da promuovere nell'ambito dei meccanismi di “Joint Implementation” e “Clean Development Mechanism”, che dovranno coprire circa il 25 - 30% dell'impegno di riduzione nazionale previsto nel Protocollo di Kyoto.

Infine è stato approvato il Programma Nazionale di Ricerca sul clima con la finalità di coordinare e sviluppare le iniziative di ricerca in collegamento con gli organismi di ricerca internazionali.

- **Decreto Legislativo del 16 marzo 1999, n.79⁵²** - Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Il cosiddetto “Decreto Bersani” (Decreto Legge n. 79 del 16/3/1999), recependo la Direttiva comunitaria 96/92/CE, ha avviato anche in Italia il mercato libero dell’energia elettrica e pone particolare attenzione all’integrazione tra obiettivi economici e ambientali, allo sviluppo delle fonti rinnovabili ed ai vincoli di emissione dei gas serra imposti dal protocollo di Kyoto.

Scopo del Decreto è quello di creare un sistema di libera concorrenza, regolamentato però da norme di tutela del consumatore finale, in coerenza con il principio di pubblica utilità dell’energia elettrica.

Per incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili il Decreto prevede per gli operatori che importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili, l’obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una percentuale di energia rinnovabile pari, attualmente, al 2,35% dell’energia non rinnovabile eccedente i 100 GWh prodotti o importati nell’anno di riferimento.

– **Decreto del Ministero dell’Industria del Commercio e dell’Artigianato dell’11 novembre 1999** “Direttive per l’attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili”⁵³.

Il decreto dà attuazione all’articolo 11 del Decreto Bersani introducendo i Certificati verdi “CV” (1CV è pari a 100MWh) quale nuovo sistema di incentivazione di mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

I Certificati Verdi sono associati direttamente all’energia elettrica prodotta annualmente da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento e riattivazione in data successiva al 1° Aprile 1999.

Si tratta di titoli negoziabili sul mercato elettrico emessi e verificati dal GRTN.

Ne deriva che gli operatori possono adempiere all’obbligo di immissione nel sistema elettrico di energia rinnovabile con le seguenti modalità:

- producendo direttamente energia rinnovabile;
- acquistando un numero corrispondente di Certificati Verdi dal GRTN;
- acquistando un numero corrispondente di Certificati Verdi da altri produttori mediante contratti bilaterali o contrattazioni sul mercato elettrico.

- **Legge del 1 giugno 2002, n. 120**⁵⁴ - Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997.

La Legge del 1 giugno 2002, Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto, individua le politiche e le misure finalizzate:

- al raggiungimento dei migliori risultati in termini di riduzione delle emissioni mediante il miglioramento dell'efficienza energetica del sistema economico nazionale e un maggiore utilizzo delle fonti di energia rinnovabili;
 - all'aumento degli assorbimenti di gas serra conseguente ad attività di uso del suolo, cambiamenti di uso del suolo e forestali;
 - alla piena utilizzazione dei meccanismi istituiti dal Protocollo di Kyoto per la realizzazione di iniziative congiunte con gli altri Paesi industrializzati, e con quelli in via di sviluppo, prevedendo in particolare che sia considerata anche la partecipazione delle imprese italiane operanti nel settore della produzione di energia ad iniziative pubbliche o private realizzate nei Paesi con economia in transizione dell'Europa orientale, destinate alla costruzione, ristrutturazione e messa in sicurezza di impianti di produzione di energia mediante l'impiego di tecnologie finalizzate alla riduzione o all'eliminazione delle emissioni di anidride carbonica, fermo restando quanto stabilito dalla decisione 16/CP.7, adottata dalla Settima Conferenza delle Parti della Convenzione sui cambiamenti climatici, svoltasi a Marrakesh nel novembre 2001;
 - all'accelerazione delle iniziative di ricerca e sperimentazione per l'introduzione dell'idrogeno quale combustibile nei sistemi energetico e dei trasporti nazionali, nonché per la realizzazione di impianti per la produzione di energia con biomasse, di impianti per l'utilizzazione del solare termico, di impianti eolici e fotovoltaici per la produzione di energia e di impianti per la produzione di energia dal combustibile derivato dai rifiuti solidi urbani e dal biogas.
- **Decreto Legislativo del 29 dicembre 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".⁵⁵

Il decreto getta le basi per un futuro quadro europeo in materia di promozione delle fonti rinnovabili di energia per la produzione di elettricità.

Il decreto è finalizzato a:

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

In particolare, il provvedimento:

- prevede misure agevolative per la diffusione di impianti di piccola taglia, cioè con potenza nominale non superiore a 20 KW (ad esempio impianti eolici);
- include i rifiuti fra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili;
- prevede l'emanazione di specifiche disposizioni a favore dell'energia solare;
- definisce misure atte a promuovere studi ed iniziative che favoriscano una più efficace valorizzazione energetica delle biomasse.⁵⁶

Recentemente il Governo ha presentato a luglio, per il periodo 2007 - 2011, le linee principali della propria politica economica attraverso il **Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF)**⁵⁷, che costituisce lo strumento tramite il quale Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo cui dovranno ispirarsi le decisioni dell'Autorità, prevedendo uno specifico capitolo dedicato all'energia.

Il DPEF ha, dapprima, evidenziato l'insufficiente livello di concorrenza nei settori dell'elettricità e del gas naturale per poi porre l'accento sulla necessità di: diversificare l'offerta ed adeguare le infrastrutture; garantire la neutralità dell'accesso alle reti, anche, ove necessario, con forme di separazione proprietaria e limiti alla partecipazione azionaria nelle società proprietarie delle reti di trasmissione di energia elettrica e di trasporto e stoccaggio di gas naturale; assicurare condizioni di accesso non discriminatorio anche all'attività di misura dell'energia elettrica, in vista della completa apertura del mercato elettrico a partire dal 1° luglio 2007; definire gli obblighi di servizio pubblico nei settori liberalizzati e provvedere alla revisione della tariffa sociale; intervenire sul mix energetico al fine di ridurre la dipendenza estera, attraverso la promozione delle fonti rinnovabili in maniera efficiente e secondo logiche

di filiera industriale, puntando sulle tecnologie avanzate e a basso impatto ambientale.

Il DPEF ha dedicato, infine, per la prima volta, un capitolo agli adempimenti previsti dal Protocollo di Kyoto, così da contribuire all'adozione di misure efficaci per la tutela ambientale e, al contempo, all'elaborazione di strategie di adempimento che rafforzino la competitività del sistema economico. Gli interventi previsti spaziano da misure riguardanti la fiscalità ambientale alla revisione del Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, dalla piccola generazione distribuita all'uso dei biocarburanti.

– **Legge finanziaria 2007**

Anche la **Legge finanziaria 2007**⁵⁸ ha riservato una particolare attenzione alle tematiche energetiche. In materia di efficienza energetica negli usi finali si è passati dalle previsioni in tema di agevolazioni tributarie per la riqualificazione energetica degli edifici alle misure di sostegno per la promozione della nuova edilizia ad alta efficienza energetica e per l'installazione di pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica in edifici di nuova costruzione; dai contributi per la sostituzione di apparecchi domestici e motori industriali con analoghi apparecchi ad alta efficienza energetica alle norme volte alla promozione dell'utilizzo dei biocarburanti con particolare riguardo al settore agroenergetico.

La legge finanziaria 2007 ha, altresì, istituito un Fondo da destinare al finanziamento di interventi di carattere sociale, da parte dei Comuni, per la riduzione dei costi delle forniture di energia per usi civili a favore dei clienti economicamente disagiati, degli anziani e dei disabili, nonché di interventi di efficienza energetica; un ulteriore Fondo per la competitività e lo sviluppo per il finanziamento di progetti di innovazione industriale individuati nell'ambito delle aree tecnologiche dell'efficienza energetica e un Fondo per il finanziamento delle misure tese all'attuazione del Protocollo di Kyoto.

Inoltre, la legge finanziaria 2007 ha adottato misure volte al contenimento dei costi dell'energia elettrica per i clienti finali, revisionando in quest'ottica la normativa CIP6, ponendo un limite all'erogazione di nuovi contributi alle fonti cosiddette "assimilate" e concedendo gli incentivi pubblici ai soli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili già autorizzati e di cui sia stata concretamente avviata la realizzazione prima dell'entrata in vigore della stessa legge. Al fine, tuttavia, di dare corretta attuazione agli obblighi comunitari in materia di finanziamenti all'energia prodotta da fonti rinnovabili, così

come definiti dall'art. 2 della Direttiva 2001/77/CE del Parlamento e del Consiglio del 27 settembre 2001, e di restringere, dunque, ai soli impianti già realizzati e resi operativi la concessione dei finanziamenti, il 7 febbraio 2007 il Consiglio dei ministri ha approvato il disegno di legge recante Attuazione di obblighi comunitari per il finanziamento all'energia da fonti rinnovabili (AS 1347), attualmente all'esame del Senato della Repubblica. L'obiettivo del provvedimento è quello di impedire che i finanziamenti finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili possano essere in gran parte utilizzati per impianti alimentati per converso da fonti non rinnovabili (i cosiddetti "impianti da fonti assimilate"), con il conseguente rischio di vanificare il perseguimento dell'obiettivo di coprire, entro l'anno 2010, il 25% del consumo interno lordo di elettricità tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, come richiesto dalla citata Direttiva 2001/77/CE.

La legge finanziaria 2007 ha, infine, previsto una revisione del meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili basato sui certificati verdi, di cui all'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da attuarsi nei primi sei mesi del 2007, e una proroga delle agevolazioni in materia di aliquote di accise su taluni prodotti energetici.

3.2.1. Interventi normativi in corso di definizione

Tra le proposte di legge, ancora in discussione, i cui contenuti potrebbero riflettersi sull'attività dell'Autorità, è il disegno di legge Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle Direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE (AS 691), sul quale l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni durante l'audizione dinanzi la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, cui il provvedimento è stato assegnato, in sede referente, per l'esame (vedi oltre).

Il provvedimento potrà incidere in maniera significativa sugli assetti del settore energetico e, di conseguenza, sull'attività dell'Autorità. Tale disegno di legge, infatti, prevede una serie di misure per il rilancio e il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, per la razionalizzazione dell'approvvigionamento e per lo sviluppo dell'efficienza energetica; inoltre, dispone una riforma organizzativa e funzionale dei soggetti pubblici operanti in tali settori; prevede, altresì, una ridefinizione degli stessi poteri dell'Autorità e stabilisce per essa un opportuno potenziamento

dell'interlocuzione con il Parlamento. Talune delle norme in questione sono però confluite nella legge finanziaria 2007 e nel disegno di legge Disposizioni in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti (AS 1366). È il caso delle disposizioni inerenti gli interventi per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili e delle norme riguardanti le azioni in tema di fiscalità energetica inserite nella legge finanziaria 2007; mentre la ridefinizione e il potenziamento delle funzioni attribuite all'Autorità hanno trovato adeguata collocazione nel disegno di legge AS 1366 riguardante il riordino delle Autorità di regolazione, di cui si darà conto nel seguito del presente paragrafo.

Tra le norme ancora all'esame del Parlamento in grado di incidere sull'azione dell'Autorità, si cita il disegno di legge Delega per il riordino dei servizi pubblici locali (AS 772), attualmente all'esame, in prima lettura, della Commissione affari costituzionali del Senato. Tale provvedimento mira a regolare l'ambito di azione delle cosiddette società municipalizzate, attribuendo anche maggiori poteri di vigilanza alle Autorità di regolazione dei settori coinvolti. Misura centrale del testo in discussione è quella che prevede l'affidamento dei servizi pubblici locali solo mediante procedure competitive a evidenza pubblica (con la sola eccezione di reti e risorse idriche), subordinando il permanere dell'affidamento del servizio al positivo riscontro degli utenti/consumatori da verificare periodicamente.

Assegnato per l'esame in sede referente alla Commissione affari costituzionali del Senato il 15 marzo 2007, il disegno di legge di iniziativa governativa, recante Disposizioni in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti (AS 1366), interviene a riordinare e rafforzare i poteri delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, al fine di rendere effettiva l'introduzione della concorrenza e di tutelare con efficacia gli utenti/consumatori.

In particolare, sono previste norme specifiche riguardanti l'Autorità, alla quale, oltre alle funzioni già attribuite dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, sono affidate la regolazione economica e la vigilanza in materia di servizi idrici integrati, fermi restando i poteri esercitati da Regioni, enti locali e altri organismi operanti a livello locale, nonché le competenze di indirizzo e di programmazione proprie del Ministero dell'ambiente.

Il disegno di legge mira, infine, a consentire l'immediata operatività della riorganizzazione funzionale operata dalla stessa legge adeguando e uniformando gli ordinamenti delle Autorità

amministrative indipendenti su taluni aspetti relativi all'organizzazione e al funzionamento, quali: il numero dei componenti del Collegio (fissato a cinque per ciascuna Autorità), la modalità di nomina e la durata del mandato (determinato in sette anni non rinnovabile) dei medesimi; l'istituzione di una Commissione parlamentare che curi il raccordo istituzionale tra il Parlamento e le diverse Autorità con specifico riguardo alle funzioni legislative e regolamentari di rilevanza strategica sull'assetto concorrenziale dei mercati e sulla tutela degli utenti; i principi in materia di procedimenti e atti delle Autorità e di ricorsi avverso i provvedimenti delle stesse Autorità.

3.2.2. Altri interventi normativi

Il panorama legislativo presenta altri due testi normativi di rilievo quali il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante Norme in materia ambientale e la legge 1 agosto 2006, n. 242, recante Abrogazione delle norme in materia di partecipazioni in società operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale.

Il primo provvedimento dà attuazione a un'ampia delega conferita al Governo dalla legge 15 dicembre 2004, n. 308, per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale. Questo corpus normativo composto da 318 articoli semplifica, razionalizza e coordina la legislazione ambientale in alcuni settori strategici, tra i quali la tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera, la tutela delle acque dall'inquinamento e la gestione delle risorse idriche.

Tuttavia, tale decreto legislativo è stato sottoposto a una immediata revisione, che condurrà all'emanazione di quattro decreti correttivi: il primo è stato approvato con il decreto legislativo 8 novembre 2006, n. 284, il secondo è stato adottato dal Consiglio dei ministri del 12 ottobre 2006, mentre gli ultimi due sono ancora in corso di elaborazione.

Il secondo dei citati testi normativi, che prevede l'abrogazione di due decreti legge in tema di partecipazioni in società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas (decreto legge 25 maggio 2001, n. 192, e decreto legge 14 maggio 2005, n. 81), è stato emanato per ottemperare a una sentenza della Corte di giustizia europea. Questa prima ha censurato il decreto legge n. 192/01 (che congelava i diritti di voto della società elettrica francese Edf) per violazione dell'art. 56 (libera circolazione delle merci) del Trattato CE, e successivamente ha ritenuto

inadeguato anche il decreto legge n. 81/05 (che escludeva l'applicazione della sospensione del diritto di voto inerente partecipazioni superiori al 2% del capitale sociale di imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas, qualora le competenti Autorità degli Stati interessati avessero approvato norme, avviato procedure per la privatizzazione di tali soggetti o definito con il Governo italiano intese finalizzate a tutelare la sicurezza degli approvvigionamenti), emanato per far fronte alle contestazioni mosse dalla Corte stessa.

Tra i provvedimenti più rilevanti nell'ambito della legislazione energetica tra quelli emanati nel periodo considerato, si citano: il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, Attuazione della Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia nonché modifica alla Direttiva 94/42/CE; il decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 febbraio 2007, recante Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, recante Attuazione della Direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.⁵⁹

All'interno delle politiche nazionali è importante sottolineare il ruolo delle politiche regionali. Le regioni infatti sulla base delle deleghe ricevute dallo stato hanno piena competenza amministrativa e politica sulle fonti rinnovabili.

3.2.3. Atti di indirizzo regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico 2000 - 2007

Lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia è fortemente legato al ruolo di indirizzo e programmazione che le Regioni svolgono nelle politiche energetiche. Nel 2001, mentre si stava concludendo il processo di attuazione del trasferimento di funzioni dallo Stato a Regioni e Province previsto dal Dlgs n.112/98, viene approvato il nuovo Titolo V della Costituzione.

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Toscana	Lazio Basilicata	-	Lombardia V. d'Aosta P.A. Trento Liguria Sardegna	Piemonte Umbria	Marche Calabria	Molise	Friuli V. G. e. Romagna

Tabella n. 8: Anno di approvazione definitiva dei PER da parte delle regioni, 2000 - 2007⁶⁰

Si completa e si rafforza il conferimento di tutte le funzioni amministrative in materia di impianti per fonti rinnovabili a Regioni e Province. Assumono così un valore pieno le funzioni già attribuite, a partire dalla L. n. 10/91, alle Regioni in materia di programmazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili tramite i Piani Energetici Regionali (PER). A fine 2007 il processo di approvazione dei PER non si è ancora concluso per un quarto delle regioni italiane. Nel 2004 solo metà delle regioni avevano approvato in via definitiva il PER come risulta dalla Tabella 1 che evidenzia la dinamica dei tempi di approvazione dal 2000 ad oggi.

3.2.4. Scenario degli obiettivi regionali di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2010

Tramite l'esame dei Piani Energetici Regionali e dei documenti di indirizzo rilevanti resi disponibili in momenti diversi dal 2000 al 2007 è stato possibile stimare il target nazionale di sviluppo del settore al 2010 come sommatoria degli obiettivi delle singole politiche energetiche regionali.

In termini di sviluppo dello stock di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili emerge un obiettivo "regionale" al 2010 di incremento complessivo di circa 8,000 MW e di potenza installata che porterebbe la capacità complessiva a circa 27,000 MW rispetto ai 20,700 registrati nel 2006.

In termini di aumento della produzione l'insieme degli obiettivi regionali 2010 (Figura n.4) può essere stimato in un livello di produzione di circa 74,5 TWh, a fronte dei livelli di produzione registrata tra il 2000 e il 2006 non superiori a 55,6 TWh (2004).

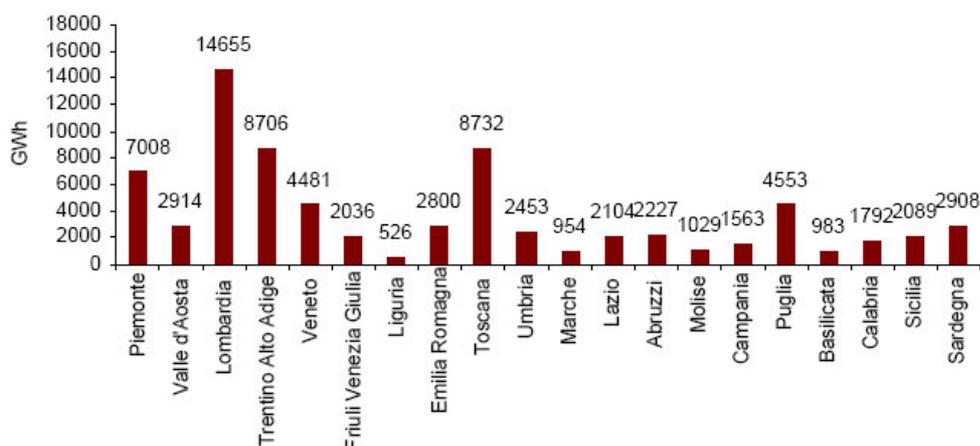


Figura n. 4: Obiettivi regionali 2010 di produzione elettrica da fonti rinnovabili (GWh)⁶⁰

Gli atti di indirizzo esaminati sono caratterizzati dalla mancanza di uno standard comune di riferimento per la loro elaborazione. Nonostante ciò possono essere considerati una significativa elaborazione di quello che dalle diverse amministrazioni regionali è stato valutato come potenziale sfruttabile per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nei propri territori.

3.2.5. Stato di attuazione degli obiettivi regionali 2010

Sulla base dei dati dello scenario di obiettivi regionali 2010 di sviluppo delle fonti nel settore elettrico e dei dati delle statistiche Terna per il 2006 è possibile effettuare una verifica dello stato di attuazione delle programmazioni regionali (Figura n.5).

Rispetto ai valori di riferimento adottati negli atti di programmazione regionale l'incremento più importante in termini assoluti di potenza installata è stato registrato in Lombardia, dove la capacità è cresciuta di 444 MW, seguita con valori poco superiori a 200 MW da Piemonte, Campania e Sicilia. Incrementi significativi, superiori a 100 MW si sono verificati anche in Emilia Romagna, Toscana, Abruzzo, Puglia, Basilicata e Sardegna. In Lombardia e Val d'Aosta, a fine 2006, sono stati già raggiunti e oltrepassati gli obiettivi regionali fissati per il 2010. Significativi i casi di Piemonte, Abruzzo, Campania e Basilicata con valori percentuali di attuazione al 2006 degli obiettivi regionali 2010 compresi tra il 50 e il 70%, valori che potrebbero esser considerati in linea con un trend di sviluppo del settore a livello in grado di consentire il pieno raggiungimento degli obiettivi. Tutti dal 35% in giù i valori dello stato di attuazione degli obiettivi nelle altre regioni.

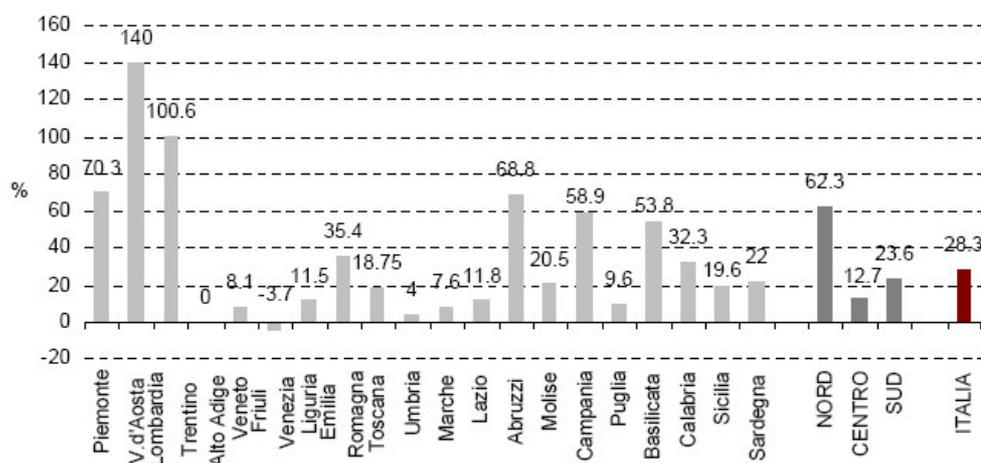


Figura n. 5: Stato di attuazione al 2006 degli obiettivi regionali 2010 di incremento della potenza installata⁶⁰

A livello nazionale lo stato di attuazione al 2006 degli obiettivi regionali di incremento della potenza elettrica rinnovabile installata al 2010 è del 28,3%. Se si esamina lo stato di attuazione degli obiettivi a livello degli aggregati territoriali, risulta essere: del 62,3% per le regioni del Nord, del 23,6% nelle regioni meridionali e del 12,7% in quelle del Centro.

3.2.6. Obiettivi 2010 e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico 2000 - 2006: profili regionali

Sono esposte per ogni regione due elaborazioni grafiche (fig. n.6 e fig. n.7) che tracciano un profilo come punto di partenza per la formulazione delle nuove politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Una prima elaborazione grafica mostra l'andamento dal 2000 al 2006 dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati per le fonti rinnovabili effettivamente utilizzate nelle diverse regioni. Un'informazione di base che consente di apprezzare alcuni aspetti significativi sia in termini quantitativi che qualitativi nelle diverse realtà territoriali come la variabilità della produzione idroelettrica o i trend di crescita più o meno significativi che caratterizzano l'uso della fonte eolica o delle biomasse in diverse regioni.

Una seconda elaborazione grafica mostra, a livello regionale, lo stato di attuazione, al 2006, degli obiettivi 2010 di incremento della potenza installata e il confronto con i corrispondenti dati di nuova potenza qualificata IAFR in progetto per ogni fonte. Ciò consente di verificare in modo dettagliato sia l'efficacia delle politiche energetiche rispetto agli obiettivi 2010 che il confronto con gli orientamenti espressi dalle imprese rispetto alle prospettive di sviluppo.

Una terza elaborazione consente di apprezzare nel loro insieme sia l'evoluzione regionale 2000 - 2006 in termini di potenza installata e produzione elettrica, la distanza rispetto ai corrispondenti obiettivi regionali 2010, e i dati dello scenario "IAFR qualificati in progetto". Tale scenario è formulato sulla base della ipotesi che vengano realizzati tutti gli interventi di nuova costruzione e riattivazione qualificati IAFR dal GSE al 30/6/2007, e che si andrebbero a sommare alla situazione registrata dai dati Terna al 31/12/2006. Pur con tutte le cautele del caso, il confronto in termini di potenza installata complessiva tra valori degli obiettivi regionali 2010 e quelli dello scenario "IAFR in progetto" è significativo per confrontare quelle che sono le aspettative delle imprese rispetto alle indicazioni delle programmazioni regionali.

Infine una quarta elaborazione grafica mostra quale è stata la performance di ogni regione italiana utilizzando l'indicatore adottato dalla Direttiva 2001/77/CE per definire gli obiettivi indicativi nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Si tratta della percentuale di consumo interno lordo (CIL) coperta con energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili. Anche in questo caso è stato elaborato l'andamento dell'indicatore a livello regionale per il periodo 2000 - 2006. Nella Figura n.6 il valore dell'indicatore per le regioni italiane nel 2006.

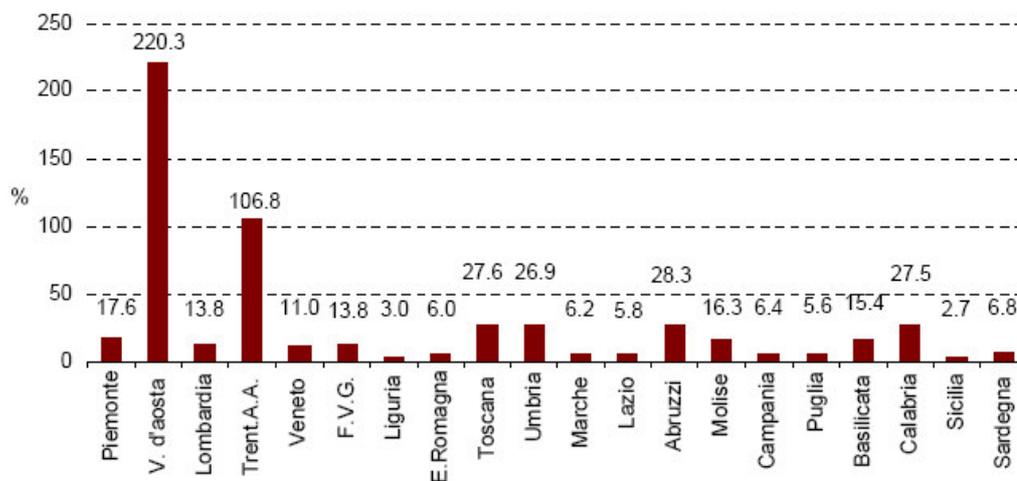


Figura n.6: Incidenza percentuale della produzione lorda da fonti rinnovabili rispetto al consumo interno lordo nelle regioni italiane, 2006 (Dati %) ⁶⁰

3.2.7. Il Libro Bianco del 1999, la Direttiva 2001/77/CE e il Dlgs n.378/2003

Si è giunti alla fine di un ciclo delle politiche energetiche per le rinnovabili nel settore elettrico che va dalla fine degli anni '90 ad oggi, e se ne annuncia uno nuovo che intende superare le criticità di quello precedente. E' quindi rilevante verificare lo stato di attuazione degli obiettivi nazionali e la coerenza di questi con l'insieme degli obiettivi formulati dalle Regioni.

Nello scenario che ha caratterizzato l'intervento pubblico per la promozione delle fonti rinnovabili dalla fine degli anni '90 ad oggi i principali riferimenti in termini di obiettivi di sviluppo del settore, a livello nazionale, sono stati, il libro Bianco del 1992 e la Direttiva 2001/77/CE. Il "Libro Bianco" stima come potenziale sfruttabile nel settore elettrico per il 2010, una producibilità di 76,1 TWh e un valore complessivo della potenza installata di 24.700 MW.

Al momento della approvazione della Direttiva il Governo italiano dichiarò come “realistico” un obiettivo di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2010 pari al 22% di copertura del consumo interno lordo, formulando l’ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo ammontasse a 340 TWh e la produzione da rinnovabili a 76 TWh come indicato dal “Libro Bianco”.

Il Dlgs n. 387/2003, con il quale viene recepita la Direttiva 2001/77/CE, individua la necessità di un raccordo e una concertazione tra Stato e Regioni per la ripartizione dell’obiettivo nazionale di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, raccordo e concertazione che fino ad oggi non hanno avuto luogo. Rispetto all’obiettivo di copertura del 22% del consumo interno lordo i valori registrati tra il 2000 e il 2006 sono oscillati tra il 14% e il 17%, circa.

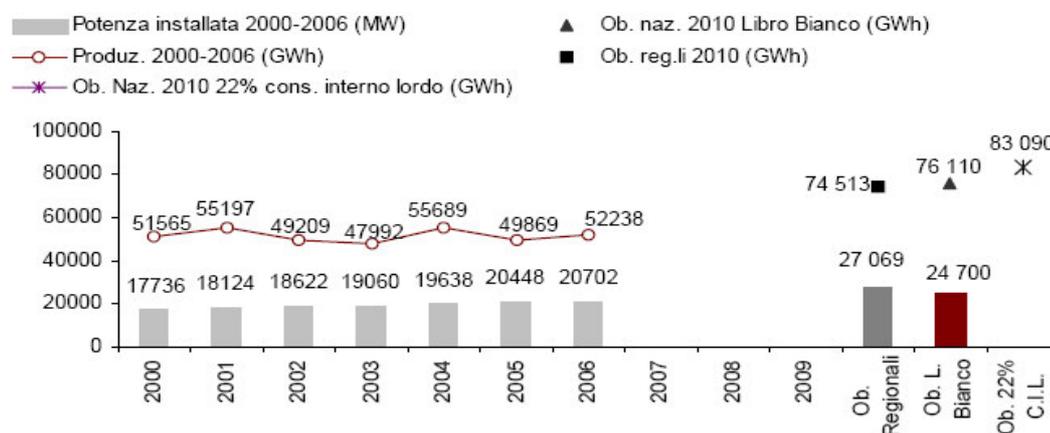


Figura n.7: Italia - energia elettrica da fonti rinnovabili, produzione e potenza installata 2000 - 2006⁶⁰

Il valore effettivo dell’obiettivo nazionale al 2010 in termini di produzione, rispetto al 22% dei consumi interni lordi considerando le stime REF di previsioni della domanda comprensive degli attuali obiettivi delle politiche di efficienza energetica, è di circa 83 TWh annui, senza tenere conto della quota di elettricità importata proveniente da fonti rinnovabili. Un valore più alto di quello di quello dichiarato del governo italiano al momento dell’approvazione della Direttiva in virtù di una crescita della domanda più sostenuta rispetto a quella ipotizzata per il 2010 in quella sede di 340 TWh annui di consumo interno lordo, valore che è stato raggiunto e superato nel corso del 2003. Sulla base delle previsioni REF per il 2010, si stima che il CIL ammonterà a circa 377,7 TWh.

Lo scenario nazionale degli obiettivi regionali 2010 per la produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili è di circa 74,5 TWh annui, al di sotto quindi, sia del target di 76 TWh adottato dal governo al momento dell'approvazione della Direttiva, che degli 83 TWh necessari per rispettare il target del 22%, tenendo conto della probabile evoluzione del consumo interno lordo (vedi Figura 7)⁶⁰.

Per quanto riguarda il bioetanolo, il Governo Italiano, è stato uno tra i primi in Europa, ad incentivare con uno stanziamento di 30 Miliardi di lire, la produzione di bioetanolo e di ETBE miscelati alle benzine, prevedendo una riduzione delle relative entrate fiscali. Complessivamente, nel periodo dal 2000 al 2007, sono stati destinati circa 279 milioni di €, ma di tutti questi fondi è stato possibile utilizzare solo 10 milioni di € per mancanza dei provvedimenti attuativi della norma primaria.

Nel settembre 2008 la Commissione europea ha dato la via libera alla defiscalizzazione di bioetanolo ed ETBE e così ha autorizzato il programma che prevede l'impiego di 219 milioni per il triennio 2008 - 2010 stanziati dalla Finanziaria 2007 (73 milioni l'anno stanziati dalla Finanziaria 2007) al fine di ridurre l'aliquota d'accisa sui biocarburanti. La Commissione ha ritenuto valido il sistema di incentivi al bioetanolo; la riduzione fiscale coprirà circa un milione di ettanidri di bioetanolo. Questo quantitativo è molto inferiore al fabbisogno generato dall'obbligo di miscelazione. Considerando soltanto l'immissione nelle benzine (mentre per il gasolio verrebbe utilizzato il biodiesel), per effetto della soglia d'obbligo del 2% fissata per il 2008, deriva una richiesta potenziale di bioetanolo e ETBE di circa 4,7 milioni di ettanidri per l'anno in corso (la quota salirebbe a 7,01 milioni di ettanidri per il 2009 – obbligo del 3%; e a 13,44 milioni per il 2010 – obiettivo del 5,75%).⁶¹

4. LE DISPONIBILITÀ DI RISORSE ENERGETICHE RINNOVABILI NEI TERRITORI DELLA REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA E DELLA SLOVENIA, SUDDIVISE PER FONTE: ENERGIA SOLARE, EOLICA, GEOTERMICA, IDRAULICA, BIOMASSE (BIOCOMBUSTIBILI, BIOCARBURANTI)

Il ricorso all'impiego delle fonti rinnovabili di energia non può prescindere dalla piena valorizzazione delle risorse presenti sul territorio.

La ricerca ha approfondito quindi la conoscenza delle disponibilità di risorse energetiche naturali nei due territori transfrontalieri (Slovenia e regione Friuli Venezia Giulia) che permetterà di ottenere una visione completa sulle loro potenzialità di impiego .

Le fonti rinnovabili nei territori considerati possono essere presenti sotto forma di energia geotermica, solare, eolica, idraulica, biomassa prodotta dagli ecosistemi vegetali (autotrofi) capaci di trasformare direttamente l'energia solare in materiali combustibili (biomasse). Il territorio diventa quindi un substrato di potenzialità energetica valutabile in base alle sue vocazioni, che derivano dalle sue caratteristiche geomorfologiche e dalla sua conformazione, così come risulta anche dalla presenza dell'uomo e dei suoi insediamenti.

Uno degli aspetti che caratterizzano gran parte delle fonti rinnovabili consiste nella loro particolare disponibilità nel corso del tempo; trattandosi di risorse naturali è infatti inevitabile che le stesse si manifestino in periodi dell'anno e/o della giornata con un andamento dettato dalle leggi che regolano la natura stessa.

4.1. La valutazione della disponibilità delle risorse energetiche rinnovabili in Slovenia

4.1.1. Il bilancio energetico sloveno

Come già ricordato nel capitolo precedente, l'incremento della quota delle rinnovabili è una priorità della politica energetica e ambientale del Paese. In questo capitolo dedicato alla valutazione delle potenzialità delle risorse energetiche rinnovabili, è rivolta particolare attenzione alla stima della quota di copertura delle stesse rispetto alla richiesta complessiva di

energia: i dati statistici dimostrano che la Slovenia copre più della metà della domanda energetica mediante l'acquisizione di energia dall'estero, mentre la produzione nazionale annua di energia primaria (ottenuta da carbone, idroelettrico, nucleare, rinnovabili) soddisfa solo la restante metà. Pertanto la dipendenza attuale dalle importazioni è molto alta (nel 2007 è stata del 62,7%), mentre negli anni precedenti si attestava attorno a valori compresi tra 50 e 55%.

Nel 2007 il consumo lordo di energia primaria è stato di 314 PJ (circa 87.200 GWh), con un aumento del 2,5% rispetto all'anno precedente: la struttura dell'energia primaria impegnata, ripartita per fonte, è esposta nella figura n.8.

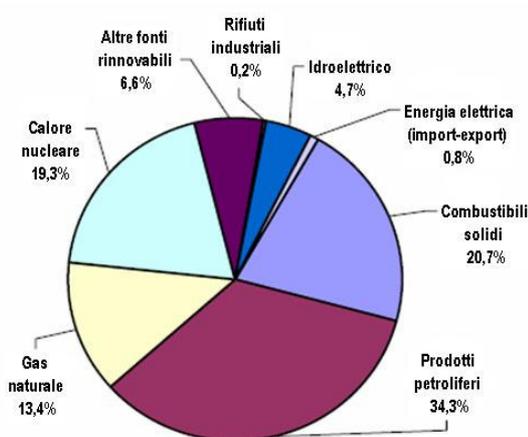


Figura n.8: Struttura dell'energia primaria impegnata, ripartita per fonte³²

Come si evince dalla figura, la quota principale è rappresentata dai prodotti petroliferi, 34,3%, seguita dai combustibili solidi 20,7% quindi dal nucleare 19,3% e dal gas naturale 13,4%. L'idroelettrico (4,7%), le altre fonti rinnovabili (6,6%) e i rifiuti (0,2%) evidenziano aliquote più modeste.

Al livello europeo la Slovenia è uno tra i Paesi con la maggiore presenza di rinnovabili nel bilancio energetico primario (11,3% comprensivo dell'idroelettrico): questo valore è quasi il doppio della media europea che risulta attualmente circa 6%. Il motivo va ricercato nelle caratteristiche naturali, geografiche, idriche e forestali del Paese, collocato essenzialmente nelle aree alpine e prealpine, con grande ricchezza di acqua, biomasse, ecc.

La maggior parte delle rinnovabili è destinata alla produzione di energia termica, e la restante quota alla produzione di elettricità.

Per quanto attiene ai consumi finali di energia, essi si sono attestati attorno a 216 PJ nel 2007, mentre i consumi non energetici delle fonti primarie risultano 7,9 PJ. Nella struttura del consumo finale di energia, la maggior quota è rappresentata dai prodotti petroliferi (48,3%), seguita dall'energia elettrica (23%), dal gas naturale (14,2%), dalle rinnovabili e rifiuti (9,1%), dal calore (3,9%) e dai combustibili fossili (1,5%), come esposto anche in figura n.9.

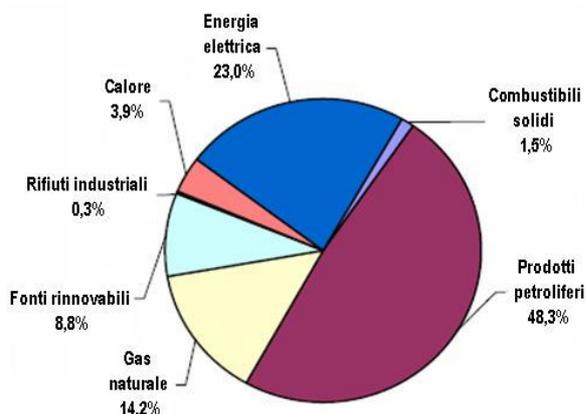


Figura n.9: Struttura del consumo finale di energia, suddivisa per fonte³²

Il consumo finale di energia elettrica nel 2007 è risultato di 13.429 GWh (mentre nel 2008 è previsto il consumo 13.565 GWh) con un aumento rispetto all'anno precedente del 4%.

Si è registrato un deficit nazionale di produzione elettrica pari a 3.446 GWh, coperto soprattutto dalle importazione dall'estero.

La produzione lorda di elettricità ammonta a 15.250 GWh, con un contributo di 4.062 GWh dall'idroelettrico; nella figura n.10 è riportata la struttura produttiva dell'energia elettrica nel 2007, ove sono esposti i contributi delle centrali termoelettriche (36,6%), della centrale nucleare di Krško (36,8%), e degli impianti idroelettrici (26,8%).

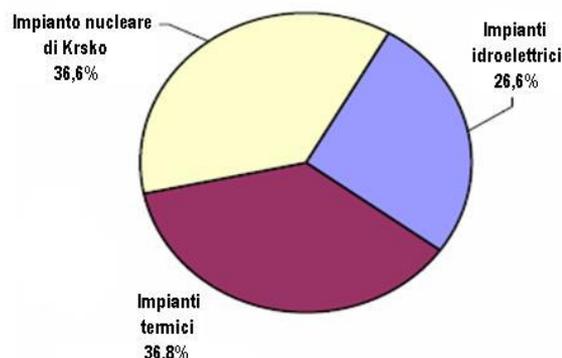


Figura n.10: La struttura della produzione lorda di elettricità³²

Relativamente agli approvvigionamenti di energia primaria, 20.785 TJ risultano dalle rinnovabili (escluso l'idroelettrico), 620 TJ dai rifiuti industriali.

Rispetto all'anno precedente, nel 2007 si è registrato un aumento del 2% di impiego di rinnovabili, prodotte nel Paese, soprattutto dell'energia solare termica e fotovoltaica, biomassa, biogas di discarica e di impianti di depurazione delle acque.

Nella tabella n.9 sono riportati i contributi delle differenti fonti rispetto al complessivo dell'energia primaria ottenuta (i valori sono espressi in TJ).

ENERGIA PRIMARIA (TJ)	2005 realmente ottenuta	2006 stimata	2007 prevista
Energia solare	0,13	0,19	0,28
Biomassa	19.656	20.087	20.482
Gas di discarica	253	263	273
Gas da impianti di depurazione	31	30	29
Fonti energetiche rinnovabili	19.940	20.380	20.785
Rifiuti industriali	542	580	620

Tabella n.9: I contributi delle differenti fonti al complessivo dell'energia primaria ottenuta³²

Nella struttura dell'energia primaria ottenuta da fonti rinnovabili, e da rifiuti industriali esclusa l'energia idroelettrica, prevale la quota della biomassa (95,7%), segue quella dei rifiuti industriali (2,9%), del gas di discarica con 1,3%, i gas da impianti di depurazione 0,1%, mentre la quota del solare è irrilevante, poiché il settore si trova in una fase incipiente ma rilevante di crescita.

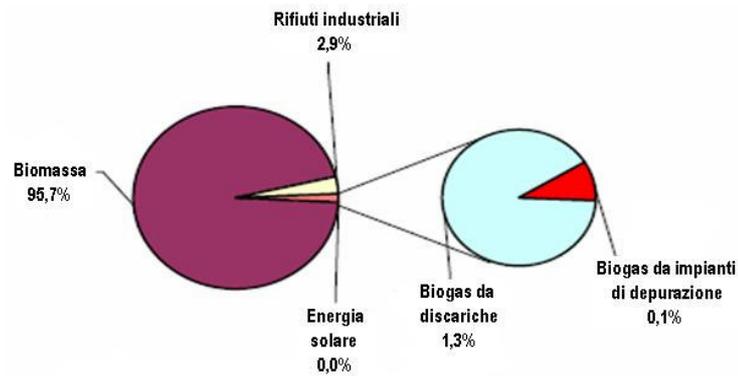


Figura n.10.: Struttura dell'energia primaria ottenuta da fonti rinnovabili³²

La quota dell'energia rinnovabile nel consumo finale al netto dell'energia idroelettrica, ammontava a 19.084 TJ nel 2007, ed è aumentata del 1,7% rispetto all'anno precedente, mentre quella dei rifiuti industriali ammontava a 592 TJ, lo 0,3% del complessivo.³²

4.1.2. Valutazione delle potenzialità produttive di fonti rinnovabili di energia

Alla data attuale non è stato ancora elaborato un documento di sintesi, che riporti le potenzialità produttive di energia da parte delle fonti rinnovabili, come ad esempio è stato fatto nella regione Friuli Venezia Giulia, che ha elaborato il Piano Energetico regionale, nel cui ambito sono stati svolti studi ed approfondimenti per valutare le potenzialità, le disponibilità e le previsioni di utilizzo delle rinnovabili.

Pertanto nell'ambito della presente tesi è stato svolto uno studio documentaria per stimare le potenzialità di fonti rinnovabili in Slovenia; alcuni dati sono stati ottenuti da comunicazioni del Ministero dell'ambiente e territorio e dalle agenzie per lo sviluppo energetico attive in diverse aree del Paese: Ljubljana, Nova Gorica, Maribor, etc. Nel prosieguo sono esposti i principali dati ottenuti.

Preme ricordare che APE (Agenzia per la conversione e lo sviluppo dell'energia) di Ljubljana, sta predisponendo un GIS (sistema EnGIS) ove saranno raccolti tutti i dati degli impianti produttivi di energia da rinnovabili e degli impianti utenti; con questo sistema i dati saranno aggiornati e riuniti. L'iniziativa permetterà l'analisi multisetoriale delle potenzialità energetiche; il sistema EnGIS renderà possibile il monitoraggio della funzionalità degli impianti (con le loro caratteristiche), e della produzione di energia e dei relativi bilanci

annuali ripartiti per area geografica. Esso prevederà inoltre la stima delle potenzialità non ancora sfruttate al livello locale, e con possibili valutazioni di natura economica degli interventi, anche a livello di micro scala. Il GIS renderà possibile l'accesso alle informazioni ed ai dati da parte degli Enti e degli organismi pubblici, e rappresenterà un importante contributo allo sviluppo delle rinnovabili nel Paese; in particolare potrà essere utilizzato per interventi di pianificazione, fornendo strumenti tecnici per determinare le politiche dei ministeri, e per effettuare analisi e studi comparabili al livello nazionale e internazionale.

E' ancora importante ricordare che in Slovenia è stata resa obbligatoria, per tutti i Comuni, la predisposizione dei piani energetici locali; la loro realizzazione è stata definita dalla Legge energetica nazionale e dalle sue modifiche successive (G.U. n.26/2005 e 188/2006, vedi capitoli precedenti). Con questo strumento saranno esposte anche le potenzialità dell'impiego delle rinnovabili nel territorio considerato, contribuendo a migliorare la sicurezza di approvvigionamento di energia alle utenze. Contestualmente sarà determinato lo sviluppo del Comune e delle sue componenti nel medio - lungo periodo, in tutti i comparti.

4.1.2.1. Il settore idroelettrico

Per la sue caratteristiche meteorologiche, principalmente per la elevata piovosità (mediamente 1.600 mm annui) e per la presenza di rocce permeabili, la Slovenia fa parte di quei Paesi ad alta presenza di risorse idriche, che rappresentano una significativa potenzialità, sia strategica che economica. Si stima che annualmente percorrano il territorio nazionale oltre 32 km³ di acqua.

La risorsa idroelettrica è sfruttata da più di 100 anni: il primo impianto è stato costruito nel 1912 sul fiume Drava; successivamente sono stati allestiti altri impianti, per lo più di media grande taglia. Nel 1980 la legge sull'economia energetica ha incentivato l'allestimento di impianti miniidro.

I bacini idrici di maggiore importanza sono quattro: Drava, Sava, Isonzo e Mura, mentre di minor rilievo sono il Savinja, Kolpa, Ljubljana e Reka.

Il potenziale energetico lordo da fonte idrica è stimato attorno a 19.400 GWh l'anno, di questi solo 9.100 GWh annui sono tecnicamente disponibili, mentre dal punto di vista delle convenienza economica si potrebbero allestire impianti in grado di produrre 7 - 8.500 GWh

annui.

Il potenziale energetico dai bacini idrici ad esclusione di Drava, Sava, Isonzo e Mura è di 770 MW. La potenzialità tecnica del settore miniidro (sino a 10 MW di potenza installata) ammonta a 520 MW: di questi 100 MW sono dovuti ad impianti del tipo “fluente”.

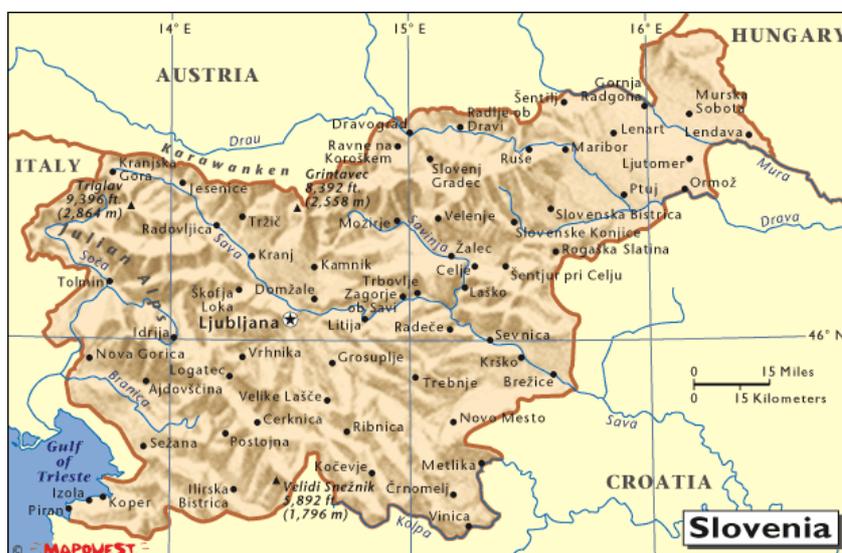


Figura n. 11: I bacini idrici della Slovenia⁶²

Attualmente è sfruttato il 45% della potenzialità idroelettrica (4.125 GWh/anno), con in prima posizione il bacino della Drava (97,8% di sfruttamento della potenzialità) seguito da quello dell’Isonzo - Idrijca con il 34% di potenzialità sfruttata. Nel 2005 la produzione ammontava a 3.461 GWh, nel 2006 3.739, e nel 2007 a 4.062 GWh. La potenza complessiva degli impianti idroelettrici è aumentata del 14% nel periodo 2000 - 2005, mentre nel periodo 2005 - 2007 del 17%. Questa crescita è il risultato della ristrutturazione degli impianti esistenti e dell’allestimento dei nuovi miniidro.

Gli impianti idroelettrici producono circa il 27% dell’energia elettrica necessaria al Paese; nel 2005 la produzione idroelettrica da grandi impianti (>10 MW) ha raggiunto 3.077GWh, mentre la restante quota pari a 384GWh è stata ottenuta negli impianti di più piccola dimensione (<10MW).

L’incremento della quota dovuta alla fonte idroelettrica, nello scenario produttivo del Paese, è importante per diversi motivi: innanzitutto per la sicurezza nell’approvvigionamento di energia, e per la diversificazione delle fonti, anche e soprattutto in situazioni di difficoltà politiche ed economiche che potrebbero influenzare i mercati del settore.

4.1.2.2. Biogas

La produzione di biogas da rifiuti e reflui è iniziata negli anni '80, poiché in precedenza non era stata valutata con ponderatezza la sua potenzialità. Oggi alla luce delle nuove sfide energetiche, come ad esempio gli obblighi delle politiche energetiche europee, l'orientamento è cambiato. Sono stati realizzati nuovi impianti presso le discariche di rifiuti e presso gli impianti di depurazione delle acque reflue; la produzione di energia da questi impianti però non incide ancora significativamente sul bilancio nazionale.

Per quanto riguarda le potenzialità produttive di energia in questo settore, le valutazioni riportate nel presente lavoro sono state tratte dalle risultanze del progetto europeo EIE "Biogas regions 2007 - 2010".

E' stato stimato che il potenziale produttivo è moderatamente alto, soprattutto nei grandi allevamenti con più di 100 capi bovini. Infatti con un impianto di digestione anaerobica e contestuale sfruttamento del biogas, annesso ad un allevamento di 100 capi bovini adulti, si possono ottenere circa 150 MWh di energia elettrica l'anno. Il potenziale totale di biogas ottenibile da rifiuti e reflui zootecnici (bovini, suini, avicoli) è stimato in 45,6 Mm³/anno con un contenuto del 55 - 60% di metano, pari a circa 1,1 PJ di energia l'anno, equivalenti a 302.000 MWh annui.

La maggior parte del biogas è prodotta dai reflui zootecnici; infatti in Slovenia sono attualmente in esercizio 5 impianti di questo tipo con potenza complessiva di 5,5 MWe.

Paese	Potenza (MW)
Letuš (Flere)	0,1
Križevci (Panvita)	1,8
Logarevci(Kolar)	1,0
Domžale (Ihan)	1,1
Bioplinarna Nemščak	1,5

Tabella n.10: Impianti dai reflui zootecnici⁶³

Accanto a questi possono essere utilizzati per la produzione di biogas anche gli impianti di depurazione delle acque reflue civili; lo sfruttamento attuale corrisponde a circa 1,5 MWe di potenza, per un potenziale produttivo di 2,6 MWe ed una produzione di 12 - 14 GWhe e 13 - 15 GWht.

Lo sfruttamento del biogas prodotto dalle discariche di rifiuti è presente in tre città: Ljubljana Maribor e Celje, con una potenza installata degli impianti pari a 2,6 MW; si stima che possano essere realizzati impianti per un potenziale di 7 MWe, ed una produzione annua di 44 GWh di energia elettrica e 47 GWht.

Da tutti i rifiuti e reflui prodotti nel Paese si potrebbero allestire impianti di potenza compresa nel range 10 - 30 MW.

Attualmente sono in fase di progettazione, di autorizzazione o di allestimento 20 impianti con una potenza nominale di 23 MWe.

Regione	N. di impianti	Potenza installata (MW)
Pomurje	5	8,5
Podravje	4	5,3
Savinjska	5	4,0
Jugovzhodna Slovenija	1	1,0
Notranjska	1	1,5
Dolenjska	2	2,0
Gorenjska	2	0,7

Tabella n.11: Impianti previsti⁶³

Nella immagine seguente è esposta la carta delle regioni:



Figura n.12: Le regioni in Slovenia⁶⁴

4.1.2.3. Energia solare

La posizione geografica della Slovenia favorisce fortemente l'impiego dell'energia solare per scopi energetici, essendo il Paese caratterizzato da un alto numero di giorni soleggiati: la regione più favorita è la Primorska, con una durata di irraggiamento annuo medio compreso tra 2.000 - 2.350 ore, e con il più alto numero di giornate senza nuvolosità. In questa regione la disponibilità complessiva di energia solare incidente al suolo (irraggiamento) è quindi la più elevata del Paese, con valori medi di 4.375 MJ/m^2 , e con punte di 5.300 MJ/m^2 nelle superfici totalmente esposte a sud. Nei terreni pianeggianti delle zone centrali e del Nord - Est della Slovenia, ove risiede la maggior parte della popolazione, l'irraggiamento ammonta mediamente a 4.000 MJ/m^2 , mentre nelle aree alpine il valore è di 3.700 MJ/m^2 .

Pertanto in Slovenia, tenendo conto della sua latitudine e delle caratteristiche sopra considerate, l'irraggiamento solare risulta compreso tra 1.000 e $1.500 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$, con un valore medio di $1.100 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$ di energia incidente sulla superficie piana. Le differenze tra la regione della Primorska e le altre regioni della Slovenia interna sono particolarmente evidenti nel periodo invernale, mentre in quello estivo l'irraggiamento è sostanzialmente analogo. Nella figura seguente sono esposte le classi di irraggiamento in tutto il Paese, mentre nella tabella successiva sono riportati i valori medi giornalieri ed annuali di alcune città slovene.⁶⁵

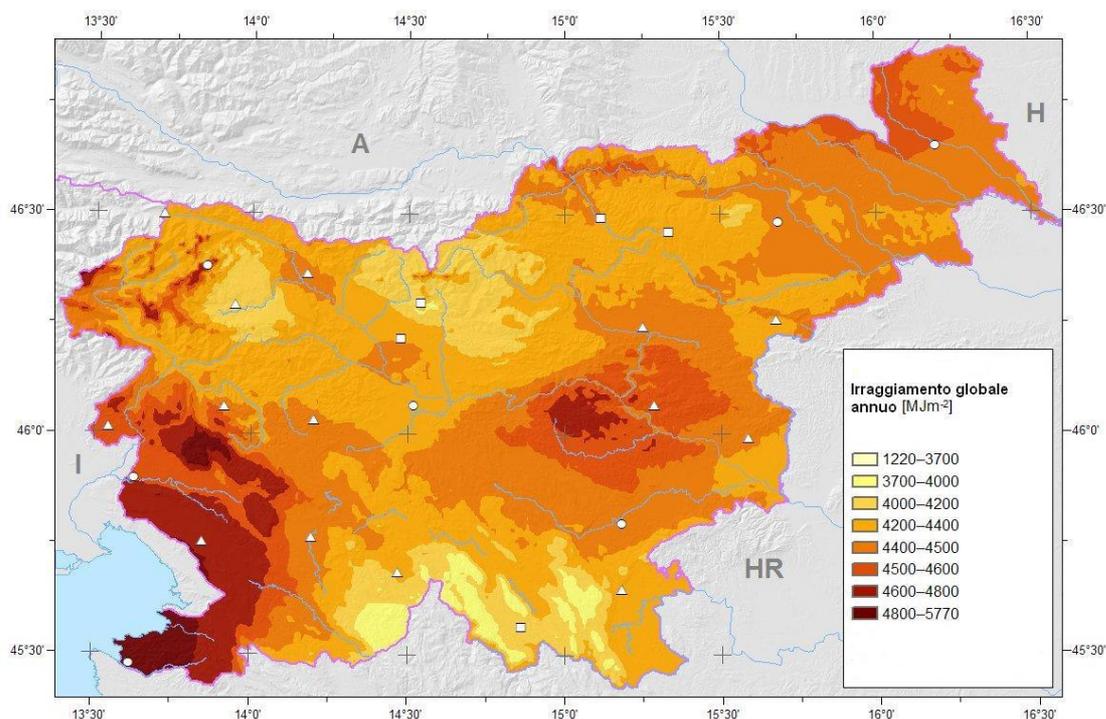


Figura n.13: Irraggiamento globale annuo in Slovenia⁶⁶

Città	L'irradiazione solare giornaliera (MJ/m ² giorno)	L'irradiazione solare giornaliera (MJ/m ² anno)
Ajdovščina	11,566	4.217,94
Brnik	10,62	3.876,3
Novo Mesto	10,908	3.981,42
Koper	12,24	4.467,6
Maribor	10,836	3.955,14
Ljubljana	10,656	3.889,44

Tabella n. 12: Valori medi giornalieri ed annuali di irradiazione solare in alcune città slovene⁶⁵

Le differenze tra le regioni non sono consistenti, anche se risultano favorite le aree meridionali del paese. Il potenziale teorico di energia resa al suolo dal sole è stato valutato in 93.700 PJ/anno, che risulta circa 300 volte superiore al valore dell'energia primaria utilizzata annualmente dal Paese, pari a 313 PJ/anno. Ai fini di un concreto impiego dell'energia solare occorre però sottrarre dalle superfici potenzialmente utilizzabili quelle delle foreste, dei terreni agrari, dei fiumi, delle strade e di altre urbanizzazioni; ne risulta un potenziale ridotto a 19.000 PJ/anno. In termini di energia elettrica producibile mediante la conversione fotovoltaica, questo valore potrebbe corrispondere a 23.000 TWh/anno. E' possibile valutare il potenziale di sfruttamento dell'energia mediante i due parametri dell'irraggiamento solare e della sua durata. In tal senso, recenti studi hanno messo in evidenza che il potenziale di energia elettrica tecnicamente producibile dall'energia solare, mediante conversione fotovoltaica, è di 960 GWh/anno.⁶⁷

Il mercato dei sistemi fotovoltaici si è avviato nel 2005, nel 2004 risultavano in esercizio pannelli fotovoltaici per circa 100 kW di potenza installata; già alla fine del 2005 questo valore è cresciuto a 200 kW, e nell'anno 2006 risultava di 400 kW; la crescita annua è stata pertanto del 100%. La dinamica suddetta è anche il risultato della emanazione del decreto sui produttori qualificati di energia elettrica e del Decreto sui prezzi garantiti, mediante il quale il valore economico dell'energia fotovoltaica prodotta e ceduta alla rete è stato determinato in 0,3741 €/kWh.

Per coprire il consumo totale di energia elettrica del Paese pari a circa 13.000 GWh l'anno, risulterebbe necessario realizzare 1 milione di impianti fotovoltaici aventi una superficie media di 100 m², produttori ciascuno 12.000 kWh di energia elettrica.⁶⁸

Per quanto riguarda il comparto del solare termico al termine del 2007 risultavano installati collettori solari per circa 100.000 m² di superficie.

4.1.2.4. Geotermia

L'energia geotermica è una fonte importante nel settore delle rinnovabili in Slovenia, poiché sono disponibili nel sottosuolo risorse sia negli orizzonti profondi sia in quelli superficiali.

E' stato stimato che il potenziale di energia dalle cosiddette anomalie geotermiche risulta di 50.000 PJ/anno, però l'aliquota concretamente sfruttabile è di 12.000 PJ; attualmente è sfruttata per circa lo 0,01%.

Le aree geotermiche più ricche sono ubicate in differenti aree del Paese, come esposto nella seguente tabella riassuntiva e nella figura n.13.

Area (regione)	Superficie (km ²)	Temperatura media dell'acqua termale (°C)
1. Bacino Pannonico	1.300	40 - 70
2. Rogaska, Celje e Šoštanj	450	18,5 - 48
3. Planina, Laško e Zagorje	380	21 - 43
4. Krško – Brežice	550	15 - 64
5. Ljubljana	600	18 - 30

Tabella n.13: La superficie e la temperatura media dell'acqua nelle aree geotermiche⁶⁹

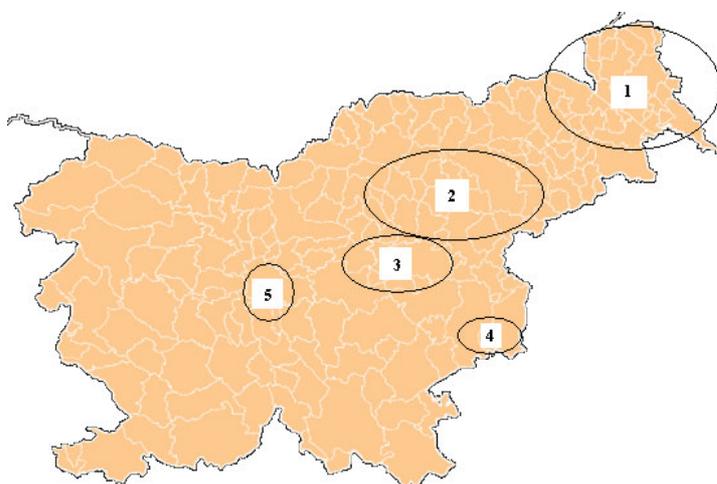


Figura n.14: Le aree geotermiche più ricche⁷⁰

Le temperature più alte, sopra i 35°C alla profondità di 1000 metri sono state registrate nella parte Nord Est della Slovenia, nel bacino di Lubiana e nella zona di Brežice - Krško.

Nella figura 14 sono esposte le temperature medie degli acquiferi alla profondità di 1.000 m nelle differenti aree del Paese.

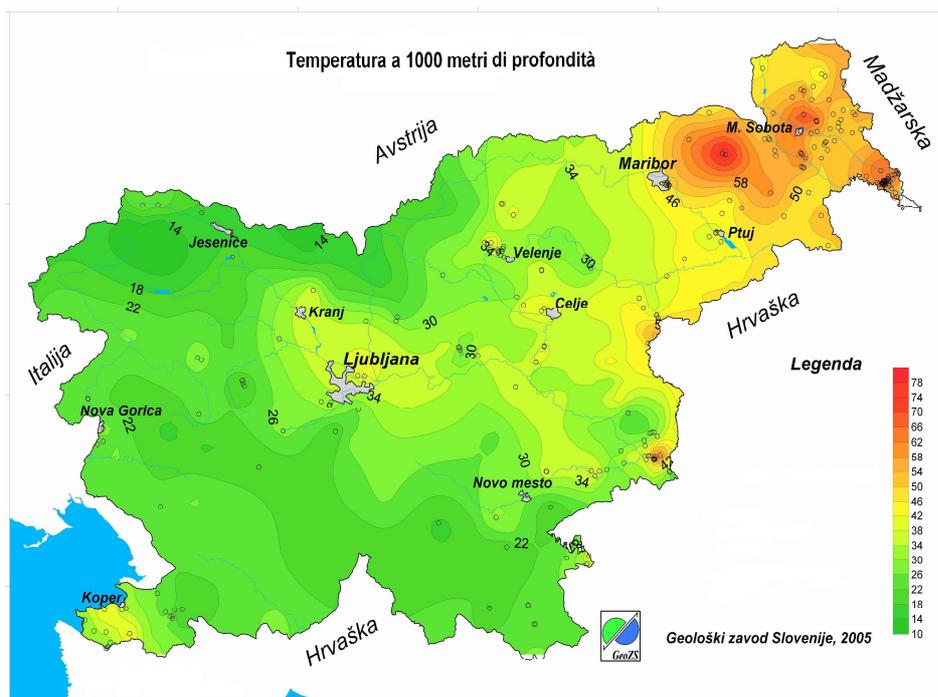


Figura n.14: Temperature medie degli acquiferi alla profondità di 1.000 m⁷¹

Nel territorio nazionale sono state individuate 28 sorgenti naturali e 48 pozzi di acqua termale: la loro potenza termica complessivamente installata è di 130 MWt, mentre lo sfruttamento attuale è di 100 MWt con una produzione di calore stimata in circa 400 GWh/anno.

Le stime sulle potenzialità di utilizzo del calore da energia geotermica risultano di 14.000 TWh/anno, di cui 3.300 sfruttabili dagli acquiferi geotermici.

Nella sola zona di Pomurje sono in esercizio 31 pozzi sfruttati per infrastrutture turistiche, per il riscaldamento di serre e di edifici; in questa area l'acquifero ha una temperatura compresa tra 170 e 200°C a 4.000 m di profondità. Le fonti che raggiungono o superano 150°C possono essere sfruttate anche per la produzione di energia elettrica ma attualmente non sono in esercizio impianti con questo scopo. E' stato calcolato che da queste fonti potrebbero essere installati impianti di potenza pari a 300 KWe, però la tecnologia idonea non è attualmente disponibile in Slovenia. Nel futuro si prevede, in virtù delle caratteristiche della fonte (rinnovabile) e tenendo conto dell'evoluzione dei prezzi dell'energia e dei vantaggi ambientali, un consistente incremento dell'impiego della geotermia.⁶⁸

4.1.2.5. Energia eolica

All'inizio di questo secolo non risultava installato in Slovenia nessun impianto eolico per scopi commerciali, ma soltanto alcuni impianti di piccola potenza per soddisfare esigenze individuali. Si riscontra però una interessante disponibilità di risorsa eolica in alcune regioni del Paese, anche se gli studi per il suo impiego non sono approfonditi, a causa della mancanza di stazioni di rilevamento anemometrico nelle zone più promettenti; le stime sulla sua consistenza sono variabili.

Sulla base dei dati e delle conoscenze sinora disponibili, l'energia eolica è stata considerata nel Programma energetico nazionale ed è stato messo in evidenza che tutta la regione Primorska e una parte della Gorenjska - Notranjska sono idonee all'installazione di impianti eolici, e l'assunto è stato confermato dai rilievi effettuati nell'ambito del progetto "Wind energy potential" del programma "EZ ECO OUVERTURE"⁷³. Non sono escluse peraltro altre aree del Paese.

Le otto stazioni di rilevamento anemometriche installate nella regione Primorska dimostrano che è possibile lo sfruttamento economico della risorsa eolica per la sua elevata costanza nel tempo, contraddistinta da ridotte raffiche; però si riscontrano numerosi ostacoli alla sua diffusione, di tipo naturalistico e ambientale.

Come noto è difficile valutare la potenzialità produttiva di energia dal vento; però considerando che circa lo 0,1% dell'energia solare si trasforma in energia cinetica del vento, il potenziale stimato con questo metodo indiretto è di circa 93,2 PJ/anno. Considerando inoltre che, secondo la teoria di Betz, non si può estrarre più del 59,3% dell'energia contenuta nel vento, il potenziale annuo per la Slovenia è valutato pari a 55 PJ/anno.

Nelle vicinanze delle città la velocità della risorsa eolica è modesta come si evince dalla tabella seguente.

Località	Velocità media (m/s)
Ajdovščina	3,6
Brnik	1,7
Krško	2,1
Maribor	2,8
Portorož	4,5

Tabella n.14: La velocità del vento nelle vicinanze delle città⁶⁵

Sono state invece identificate altre località della regione Primorska ove l'installazione di impianti eolici risulta economicamente conveniente e precisamente.

Località	Potenza complessiva (MW)	N. di aerogeneratori	Altezza (m)
Volovja reber	40	47	55
Vremščica	67,5	45	80
Selivec	87	58	80

Tabella n.15: Località previste della regione Primorska per l'installazione di impianti eolici⁶⁵

Le valutazioni tecniche effettuate in tutta la Regione Primorska hanno stimato che potrebbero essere installati impianti per complessivi 500 MW ma è stato proposto di procedere con l'allestimento di generatori per circa 200 MW; ad esempio nelle tre località riportate in Primorska la velocità del vento è mediamente compresa tra 7 e 9 m/sec e pertanto sussistono le condizioni ottimali per l'allestimento degli impianti. La produzione di energia elettrica, considerando 2.000 ore di esercizio, risulta:

Località	Energia elettrica (GWh/anno)
Volovja reber	80
Vremščica	135
Selivec	174

Tabella n.15: La produzione di energia elettrica nelle località individuate più idonee⁶⁵

Inoltre sono risultate idonee anche altre località quali: Bate, Trstelj, Nanos, Tabor, Gradišče - Kokoš, Golič e Slavnik.

La figura n.15 riporta le aree della regione Primorska ove la risorsa è più consistente.

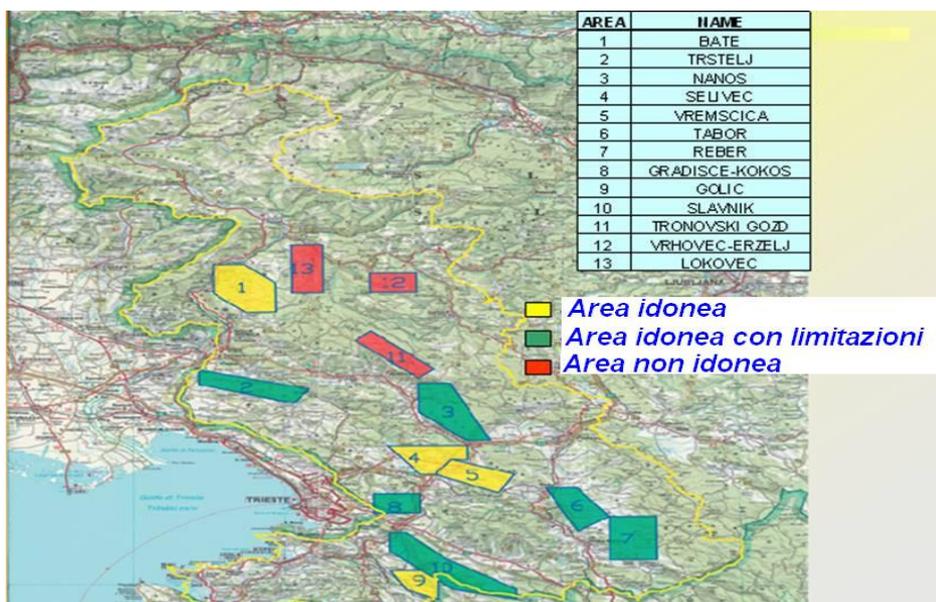


Figura n. 15: Le aree giudicate idonee e promettenti per l'installazione di impianti eolici⁷³

E' importante sottolineare che le aree giudicate idonee e promettenti per l'installazione di impianti eolici sono ubicate in aree ove sono previsti parchi regionali, considerati anche nella rete ecologica europea "Natura 2000"*, come si evidenzia dalla figura n.16.

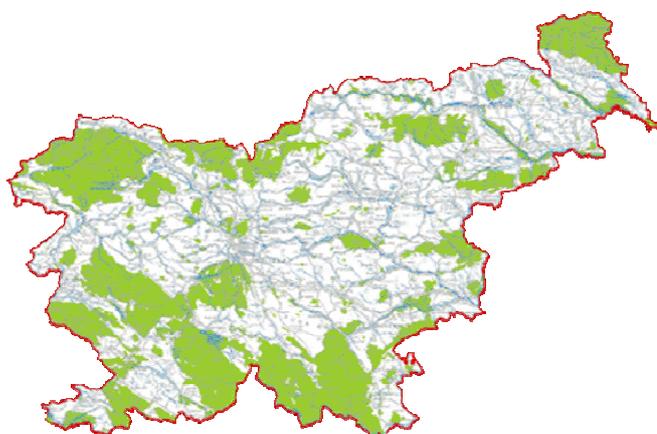


Figura n.16: La rete ecologica Natura 2000⁷⁴

* La rete ecologica europea "Natura 2000" è un complesso di siti caratterizzati dalla presenza di habitat e specie sia animali e vegetali, di interesse comunitario la cui funzione è quella di garantire la sopravvivenza a lungo termine della biodiversità presente sul continente europeo.

L'insieme di tutti i siti definisce un sistema strettamente relazionato da un punto di vista funzionale: la rete non è costituita solamente dalle aree ad elevata naturalità identificate dai diversi paesi membri, ma anche da quei territori contigui ad esse ed indispensabili per mettere in relazione ambiti naturali distanti spazialmente ma vicini per funzionalità ecologica.

Il 35% del territorio sloveno è sottoposto a tutela ambientale, come risulta dalla rete Natura 2000; mentre nella regione Primorska (una delle principali aree identificate per lo sviluppo dell'energia eolica) questa aliquota risulta del 65%.

Nonostante che le associazioni ambientaliste riconoscano nell'energia eolica una delle fonti energetiche più pulite, poiché non emette nell'ambiente alcuna sostanza inquinante, le installazioni non sono state ancora realizzate, a causa dei conflitti tra le suddette associazioni e gli investitori. La Slovenia rimane uno dei pochi Paesi dell'UE che non ha ancora installato alcun impianto eolico.

4.1.2.6. Biomassa

La biomassa, costituita dall'insieme dei materiali organici naturali di origine vegetale ed animale, rappresenta una importante componente per la produzione di energia in Slovenia, anche se è stata sinora sottoutilizzata per questi scopi. Le principali risorse di biomassa del Paese sono costituite da quelle forestali (sia di fustaia che di ceduo), agricole (residui delle potature di fruttiferi e vigneti, ecc), industriali (residui della lavorazione del legno); risulta invece basso il potenziale produttivo ottenibile dalle colture dedicate.

La principale fonte è rappresentata dalla biomassa legnosa, alla luce della sua disponibilità: infatti il 57,9% del territorio nazionale, per complessivi 20.258 km², è ricoperto da foreste, che impegnano quindi 1.173.847 ha. La Slovenia è una dei Paesi più verdi d'Europa, solo la Finlandia e la Svezia hanno una maggiore quota relativa di foreste rispetto alla superficie complessiva.

Il clima, la morfologia del territorio e le caratteristiche pedologiche sono molto diversificate nelle differenti regioni del paese e questo spiega l'elevata biodiversità forestale che caratterizza il Paese.

La specie arborea più diffusa in Slovenia è il faggio che si trova da solo o in formazioni forestali miste con abete bianco o rovere (70%), con alta produttività.

4.1.2.6.1. Biomassa forestale

Sulla base del Piano di gestione delle foreste, con valenza decennale, la provvigione legnosa ammonta a 307.688.891 m³, mediamente 262,12 m³/ha. La provvigione legnosa nel corso degli ultimi anni è esposta nella figura n.17 e nella tabella seguente.

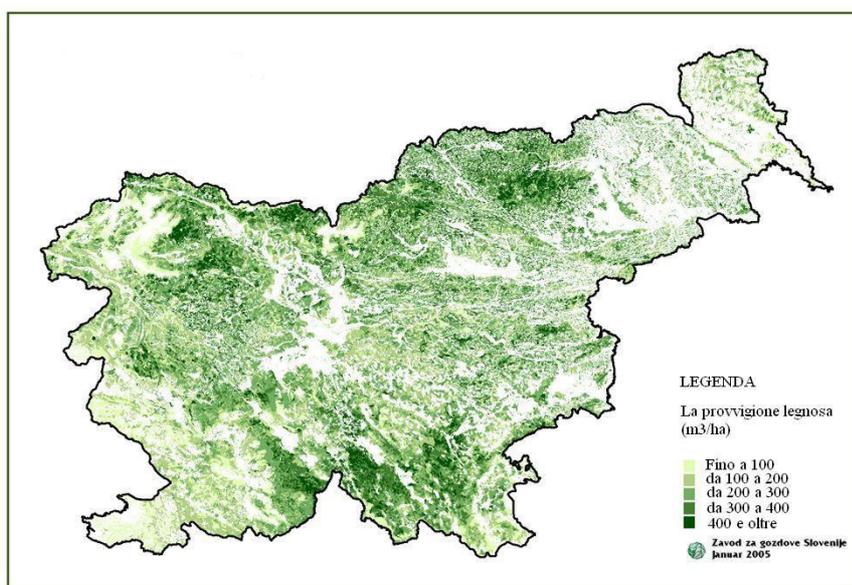


Figura n.17: La provvigione legnosa degli ultimi anni in Slovenia⁷⁵

Anno	1000 m ³			m ³ /ha		
	Totale	Conifere	Latifoglie	Totale	Conifere	Latifoglie
2000	262795	126978	135817	232	112	120
2002	276574	132342	144232	241	115	125
2003	285735	135820	149915	247	117	129
2004	293532	139162	154370	252	120	133
2005	300795	141771	159025	257	121	136
2006	307689	144685	163004	262	123	139

Tabella n.16: La provvigione legnosa nel corso degli ultimi anni⁷⁶

Ogni anno l'incremento di biomassa è stimato in circa 7.652.000 m³, equivalenti a 6,52 m³/ha.

Anno	1000 m ³			m ³ /ha		
	Totale	Conifere	Latifoglie	Totale	Conifere	Latifoglie
2000	6872	3095	3777	6,06	2,73	3,33
2002	7102	3189	3913	6,17	2,77	3,40
2003	7290	3251	4040	6,30	2,81	3,49
2004	7446	3316	4130	6,40	2,85	3,55
2005	7569	3352	4217	6,48	2,87	3,61
2006	7652	3397	4255	6,52	2,89	3,63

Tabella n.17: L'incremento di provvigione legnosa nel corso degli ultimi anni⁷⁶

Secondo le analisi del servizio forestale sloveno, il potenziale produttivo energetico di origine forestale è il seguente:

- 840.000 m³/anno oppure 7,4 PJ/anno, considerando le medie delle tagliate realizzate nei boschi di latifoglie di seconda qualità, in quanto le formazioni forestali utilizzate per scopi energetici sono quasi esclusivamente le latifoglie;
- 1.300.000 m³/anno oppure 11,4 PJ/anno includendo anche il taglio delle formazioni forestali di qualità inferiore e gli assortimenti minori di tutte le formazioni, incluse le conifere;
- 1.400.000 m³/anno oppure 12,3 PJ/anno, se si considera il taglio consentito delle formazioni forestali di latifoglie di seconda qualità;
- 2.250.000m³/anno oppure 18,9 PJ/anno se viene consentito il taglio delle formazioni di peggiore qualità e degli assortimenti minori da tutte le formazioni, incluse le conifere⁷⁷.

Nella figura n.18 sono esposti gli incrementi medi annui di biomassa legnosa delle formazioni forestali, suddivise per comune catastale.

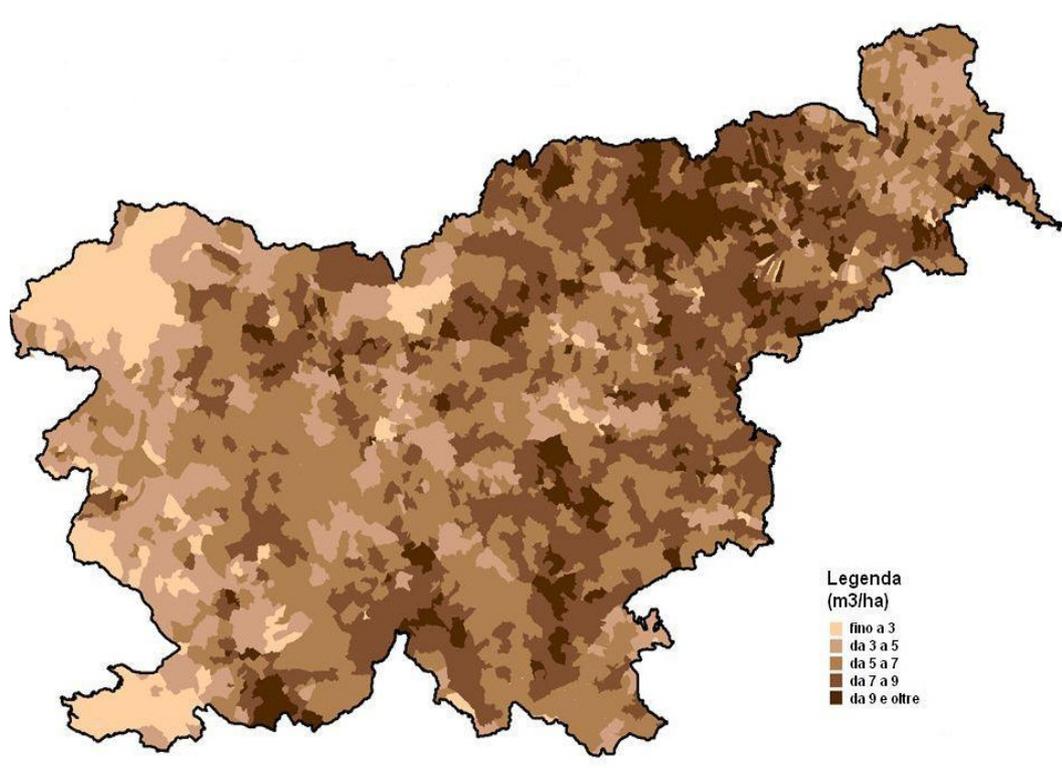


Figura n.18: Gli incrementi medi annui delle formazioni forestali suddivise per comune catastale⁷⁵

Per il calcolo dei valori energetici è stato utilizzato il valore medio di 8.801 MJ/m³,

rappresentato dalla media dei valori di 11 varietà più frequentemente presenti in Slovenia.

La differenza tra le stime di potenzialità sopra esposte sono considerevoli, a causa della bassa realizzazione delle tagliate (per ogni scopo produttivo), che complessivamente valgono 4.050.000 m³/anno per ogni anno del decennio 2001 - 2010.⁷⁷

Nel 2006 sono stati prelevati 3.710.263 m³ di legname dei quali 2.242.755 m³ di conifere e 1.475.508 m³ di latifoglie. Il taglio è aumentato del 14,9% rispetto al 2005, il valore più alto degli ultimi 15 anni.⁷⁶

La figura n.18 riassume i valori di biomassa retraibile dai tagli pianificati nel territorio nazionale.

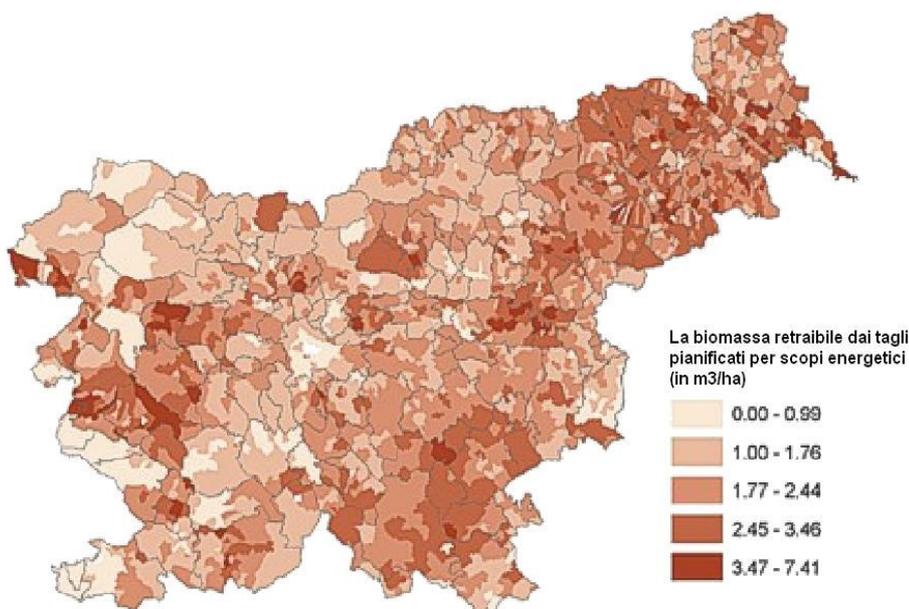


Figura n.18: biomassa retraibile dai tagli pianificati nel territorio nazionale⁷⁵

I valori di esbosco non hanno ancora raggiunto il limite del taglio ammissibile, rappresentando l'82% di esso; l'esbosco rappresenta il 48,6% dell'incremento annuale. Il motivo va ricercato anche nel fatto che la maggior parte delle formazioni forestali è di proprietà privata (71%), e di piccola dimensione (mediamente 2,6 ha). I proprietari non hanno un interesse alla gestione economica delle foreste, ma intervengono per lo più per esigenze energetiche personali; inoltre non intervengono quando le dimensioni degli assortimenti sono ridotte (piccoli diametri), oppure quando il bosco non è giunto a maturità. La frammentazione della proprietà ostacola l'impiego ottimale delle risorse forestali.⁷⁵

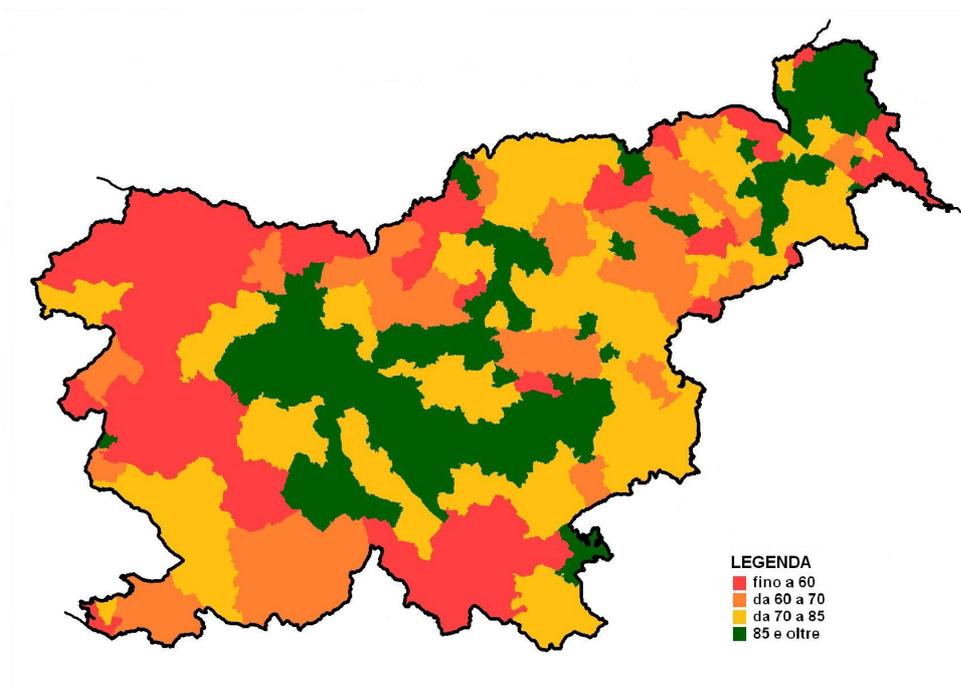


Figura n.19: La copertura forestale dei comuni sloveni⁷⁵

4.1.2.6.2. Le potenzialità della biomassa in agricoltura

Per quanto attiene alla potenzialità produttiva di biomasse in suoli non forestali, preme sottolineare che sino all'anno 2004 non erano disponibili dati ufficiali in merito. In quell'anno il servizio Forestale sloveno ha realizzato uno studio per valutare l'incremento produttivo, e le potenzialità di approvvigionamento delle biomasse per scopi energetici ottenuti su suoli non forestati. La ricerca è stata svolta nell'ambito di un progetto internazionale, con l'aiuto tecnico e finanziario della FAO. I risultati relativi alle potenzialità sono i seguenti:

- residui colturali (dalla raccolta delle produzioni agrarie): 9.135 TJ/anno lordi, 8.577 TJ/anno netti;
- residui di fruttiferi: 199 TJ/anno;
- residui della viticoltura: 589 TJ/anno;
- biomasse da siepi (arboree ed arbustive), per circa 5.9679.000 m³ di disponibilità, con un incremento annuale di 193.000.

E' stato stimato che la disponibilità complessiva di biomassa da questo comparto è di 11.430.000 m³, con un potenziale complessivo per scopi energetici di 280.000 m³/anno. Nella figura seguente è riportato il potenziale della biomassa retraibile dai terreni agricoli nelle

distinte aree del territorio nazionale.⁷⁷

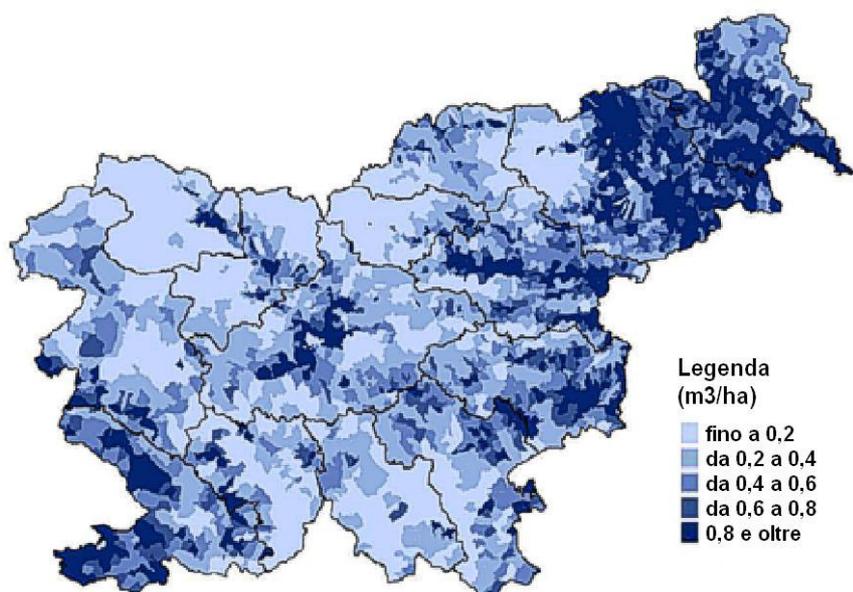


Figura n.20: Il potenziale della biomassa retraibile dai terreni agricoli⁷⁵

4.1.2.6.3. Le potenzialità di biomassa dall'industria del legno

Nel 2004 l'Istituto forestale sloveno ha svolto una indagine presso le imprese di lavorazione del legno, per verificare la disponibilità di residui legnosi derivanti dalle lavorazioni. L'attività è stata effettuata in 360 aziende. E' stato riscontrata una produzione lorda di 850.000 t/anno di residui legnosi, una parte di essi è utilizzata per soddisfare le esigenze energetiche della stessa impresa e pertanto sono utilizzabili per altri scopi 510.000 t/anno. Si tratta di segatura, polveri, cortecce, assortimenti legnosi residuali di varia pezzatura.⁷⁸

Nella figura sottostante è riportata la disponibilità territoriale di tale biomassa.

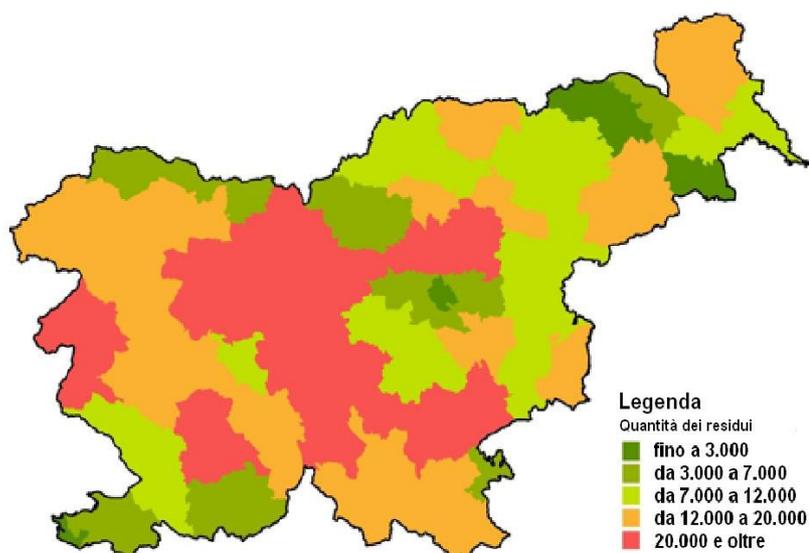


Figura n.21: Disponibilità di biomassa dall'industria del legno ripartita per unità amministrativa (in tonnellate)⁷⁸

Con l'obiettivo di incentivare e di promuovere l'uso efficiente delle biomasse, è stato realizzato nell'ambito del progetto GEF (Rimozione degli ostacoli ai fini dell'incremento dell'uso della biomassa quale fonte energetica) un sito Internet: "la biomassa legnosa". Lo scopo specifico è quello di mettere in evidenza le potenzialità di produzione di energia da biomassa al livello municipale. In esso sono stati presentati i valori relativi ai seguenti indicatori: la densità di popolazione, l'estensione delle foreste, l'estensione delle foreste private, il taglio massimo ammissibile, la presenza e la dimensione delle foreste di più difficile accesso, il numero delle abitazioni civili ove la legna rappresenta la principale o l'unica risorsa energetica (termica). A titolo di esempio si riporta la scheda del Comune di Nova Gorica.

Comune:	Nova Gorica
Superficie:	27.945 ha
Numero di abitanti:	31.991
Abitanti/ha:	1,14
Superficie delle foreste:	17.887 ha
Quota forestale:	64,0%
Densità delle foreste/abitante:	0,6 ha
Foresta privata:	53,0%
Taglio ammissibile/anno:	59.799 m3
Biomassa utilizzata:	39.842 m3
Quota delle foreste di difficile accesso:	1,39%
Numero di abitazioni:	12.767
Quota di abitazioni riscaldate con legno:	26%

Tabella n.18: Le potenzialità di biomassa nel Comune di Nova Gorica⁷⁹

Secondo i dati del servizio forestale sloveno tutte le municipalità potevano disporre di superfici forestali sufficienti per raggiungere lo scopo di diffondere l'impiego della biomassa legnosa: su 210 comuni, 35 di essi hanno una copertura forestale superiore al 70%, 40 comuni tra 60 e 70%, 31 comuni tra 50 e 60%: in sintesi il 58% dei Comuni ha una superficie forestata superiore al 50%, come si evince anche dalla seguente figura.

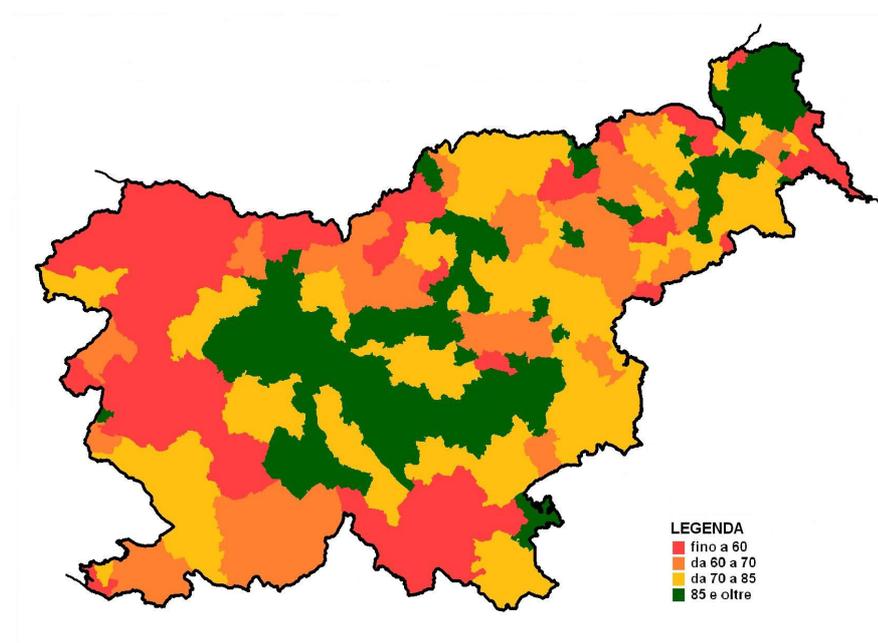


Figura n.22: La copertura forestale (%) dei comuni sloveni⁷⁸

4.1.2.7. Biocarburanti

Con il termine biocarburanti si fa riferimento ai carburanti allo stato liquido o gassoso ottenuti dalla biomassa che possono essere utilizzati per l'alimentazione dei motori a combustione interna. In questo lavoro si farà riferimento al biodiesel ottenuto dalla transesterificazione degli oli e dei grassi vegetali ed animali, ed al bioetanolo ottenibile mediante fermentazione alcolica da materie prime zuccherine, amilacee o lignocellulosiche.

Comunemente il biodiesel è ottenuto dall'olio di girasole o colza mentre il bioetanolo da barbabietola, o dai cereali.

Nel 2005 in Slovenia sono stati seminati circa 2.600 ha di superficie agraria a colza, con una resa media di 3 tonnellate di semi/ha, equivalenti a complessive 2.600 t/anno di biodiesel.

Il Ministero dell'Agricoltura valuta che senza creare impatti all'equilibrio alimentare, potrebbe essere destinato alla produzione della materia prima per biocarburanti circa il 10% della superficie a seminativo del Paese (oppure 15.000 ha), con una produzione aggiuntiva di 15 - 18.000 t/anno di biodiesel⁸⁰.

Per produrre biodiesel di seconda qualità si può utilizzare l'olio vegetale esausto, in quantità pari a 12 - 14.000 t/anno, oppure si possono impiegare i grassi animali di scarto (circa 8.000 t/anno), per una potenzialità complessiva (da olio vegetale di colza, da olio usato, da grassi animali) di circa 20 - 22.000 t/anno.

Per le sue caratteristiche pedologiche e metereologiche la regione di Pomurje risulta la più adatta per la produzione del colza.



Figura n.23: La regione di Pomurje⁸¹

In questa regione furono effettuati investimenti agronomici a colza negli anni '70, per circa 5.000 ha, successivamente abbandonati per la non remuneratività della coltivazione. Dopo l'anno 2000 l'interesse è ritornato poiché la coltivazione del colza è stata indirizzata alla produzione di biodiesel; nell'anno 2007, anche in concomitanza della chiusura dello stabilimento di produzione dello zucchero a Ormož, che ritirava barbabietola come materia prima, si è registrato un incremento delle superfici investite a colza, per circa 5.400 ha. Il rendimento medio della produzione di colza non supera 2,9 t/ha di semi, poiché esso è coltivato su terreni non irrigui, spesso affetti da siccità estiva⁸².

Per quanto attiene al bioetanolo, non sussistono attualmente impianti di produzione, però è previsto un progetto di riconversione dello zuccherificio di Ormož con una produzione di 50.000 t/anno di bioetanolo ottenuto principalmente da mais e frumento. La potenzialità teorica della produzione di bioetanolo da tutte le superfici agricole attualmente coltivate è stimata in 87 PJ l'anno, mentre tale valore aumenterebbe di 11 PJ/anno se fossero impegnate anche le aree abbandonate.⁸³

4.2. La valutazione della disponibilità delle risorse energetiche rinnovabili in Italia

Anche in Italia, le fonti rinnovabili rappresentano una straordinaria occasione per ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas e petrolio, per equilibrare il mix delle fonti energetiche e per contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Unione Europea.

Nei paragrafi seguenti è analizzata la disponibilità di risorse energetiche in Regione Friuli Venezia Giulia, utilizzando i dati esposti nel Piano energetico regionale, ottenuti ed elaborati da C.E.T.A. di Gorizia nel corso delle attività svolte per la sua predisposizione.⁸⁴

La trattazione è preceduta da una disamina dei connotati principali del bilancio energetico italiano, con lo scopo di mettere in evidenza il contributo energetico derivante dalle fonti rinnovabili al livello del Paese.

4.2.1. Il bilancio energetico italiano

Il fabbisogno energetico dell'Italia è risultato nel 2007 in leggero calo: 194,45 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio). Il dato, dovuto anche alle temperature miti verificatesi nel corso dell'anno, registra una diminuzione dello 0,9% rispetto al 2006, a fronte di una crescita del Prodotto interno lordo dell'1,5%.

La composizione percentuale delle fonti energetiche impiegate per la copertura della domanda è stata caratterizzata, rispetto al 2006, dalla crescita della quota del carbone, passata dall'8,7% al 9,0% e del gas naturale (dal 35,5% al 36,0%). In diminuzione il contributo offerto dal petrolio, passato dal 43,4% al 42,5%.

Disponendo di fonti energetiche e in assenza di impianti nucleari, l'Italia è fortemente dipendente dalle importazioni di energia. Nell'ultimo decennio il calo della produzione dei giacimenti italiani di gas naturale e la crescita del consumo interno hanno accentuato la dipendenza del Paese dalle importazioni di gas. Il gas naturale, le fonti rinnovabili di energia e i combustibili solidi stanno gradualmente sostituendo il petrolio come fonte di energia.

Il 2007, comunque, ha fatto registrare una leggera diminuzione della dipendenza italiana: la quota delle importazioni nette sulla domanda totale è, infatti, scesa all'85,3% rispetto all'86,9% del 2006.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il loro uso in campo energetico nel 2007 è complessivamente rimasto invariato rispetto all'anno precedente (14,2 Mtep, pari al 7,3% della domanda totale di energia).

Tale percentuale, pur allineata alla media Europea, è dovuto essenzialmente al contributo dell'idroelettrico e della geotermia che hanno coperto insieme oltre il 65% del totale.

L'apporto di tali fonti è prevalentemente rivolto alla produzione di energia elettrica (l'83% del consumo interno lordo di fonti rinnovabili), che nel 2007 ha registrato una riduzione del 3,3% (dai 52,2 miliardi di kWh del 2006 a 50,5 TWh).

Tale andamento è legato alla sensibile riduzione della produzione idroelettrica che, a causa dello sfavorevole andamento idrologico, è diminuita del 9,5% all'anno precedente. Da sottolineare, peraltro, che anche la produzione del 2006 era a sua volta stata sensibilmente inferiore rispetto alla media pluriennale.

Diverso, invece, il quadro per le altre fonti rinnovabili utilizzate per la produzione elettrica. L'eolico ha registrato nel 2007 un incremento di 1,2 TWh (+41%) in ragione del proseguimento del trend di installazione di nuovi parchi eolici soprattutto nelle regioni meridionali ed insulari.

La produzione termoelettrica da rifiuti solidi urbani e biomasse è aumentata di 0,5 TWh (+6,7%). In lieve crescita, inoltre, anche la produzione geotermoelettrica per 0,04 TWh (+0,8%).

Si rammenta che l'utilizzo delle fonti rinnovabili per usi diversi dalla trasformazione in energia elettrica è praticamente rappresentato dall'impiego di legna da ardere per riscaldamento nel settore civile (1,6 MTep nel 2007), mentre i biocombustibili (in Italia il biodiesel) sono presenti da alcuni anni - in prevalenza nel settore dei trasporti - ma in quantità ancora irrilevanti.

Nel 2007 la domanda di energia elettrica è stata pari a 339,8 TWh, con un incremento dello 0,7% rispetto al 2006. Un tasso molto minore a quello medio annuo di crescita registrato nell'ultimo decennio (+2,5%) e attribuibile in buona parte alle miti condizioni climatiche.

In termini di energia primaria la produzione elettrica ha richiesto un consumo di 69,2 Mtep, così ripartito:

- 68,3% da combustibili fossili in centrali termoelettriche;
- 17,1% da fonti rinnovabili (idraulica, geotermica ed altre rinnovabili);
- 14,6% importazioni di energia elettrica.

Alla produzione termoelettrica sono stati destinati combustibili solidi per 12,0 Mtep (+0,9% rispetto al 2006), derivati petroliferi per 7,8 Mtep (-17,1%) e gas naturale per 27,4 Mtep (+5,4%), confermando la tendenza decennale alla modifica del mix di combustibili a favore del gas naturale, in sostituzione di derivati petroliferi. In sostanza, grazie all'entrata in servizio anche nel 2007 di nuove centrali a ciclo combinato a gas, tale combustibile ha coperto il 57,9% dell'intera produzione termoelettrica.

La potenza di generazione installata al 31 dicembre 2007 è di 96.000 MW, con un incremento di 4.300 MW rispetto al 31 dicembre 2006. Il 74% (71.800 MW) della potenza installata è costituito da centrali termoelettriche tradizionali⁸⁵.

L'Italia è sempre più attenta alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Secondo l'analisi dei dati relativi alla produzione di energia elettrica, le rinnovabili hanno concorso nel 2004 con il 16% circa del consumo lordo totale.

Il trend di produzione energetica da rinnovabili negli anni 2000 - 2005 mostra una forte fluttuazione dell'idroelettrico, condizionata dai fattori climatici; un buon incremento della produzione da biomassa e rifiuti, comunque attestata su valori molto lontani da quelli tipici dei Paesi Europei; e un leggero incremento della produzione da fonte geotermica⁸⁶.

Secondo i primi dati disponibili, nel 2006 la produzione è stata pari a circa 52 miliardi di KWh, con un incremento del 4,5% rispetto all'anno precedente.

Un ottimo risultato, ma che non deve illudere: l'energia elettrica derivata da fonti rinnovabili costituisce sempre una percentuale molto piccola del fabbisogno nazionale. Ma la crescita è un deciso passo avanti nella diversificazione delle fonti in Italia.

4.2.2. Valutazione delle potenzialità produttive di fonti rinnovabili di energia in regione Friuli Venezia Giulia

4.2.2.1. Biomasse forestali

Le categorie forestali del Friuli Venezia Giulia

Attualmente la superficie forestale regionale ammonta a circa 260.000 ha (circa il 33% del territorio regionale), mentre negli anni '60 era pari a circa 165.000 ha (21% del territorio). Circa 200.000 ha (70%) vengono gestiti, mentre il rimanente 30% è costituito da boschi che sono lasciati all'evoluzione naturale per fini di protezione idrogeologica ed ambientale. I boschi vocati alla produzione legnosa sono prevalentemente di proprietà pubblica (collocati in genere nell'area alpina), anche se una consistente percentuale (oltre il 40%) è di proprietà privata (prevalentemente in area prealpina o collinare e caratterizzati da una marcata frammentazione della proprietà). Le foreste di proprietà pubblica appartengono per la maggior parte ai Comuni e sono interamente pianificate.

I paesaggi che caratterizzano la regione FVG presentano formazioni forestali molto diverse: si va da quelle tipiche del paesaggio mediterraneo (ostrio - lecceta) della costiera triestina a quelle del paesaggio alpino lungo il confine con l'Austria (lariceti).

Le principali formazioni forestali sono le seguenti: 1) Carpineti e Querceti - Carpineti; 2) Rovereti e Castagneti; 3) Orno - Ostrieti e Orno - Querceti; 4) Aceri - Frassineti; 5) Faggete; 6) Pinete di Pino nero e Pino silvestre; 7) Piceo - Faggete; 8) Abieteti; 9) Peccete; 10) Lariceti.

La distribuzione percentuale tra le diverse formazioni è indicata in figura n.24, mentre in tabella n.19 è indicata la superficie coperta da ciascuna formazione forestale.

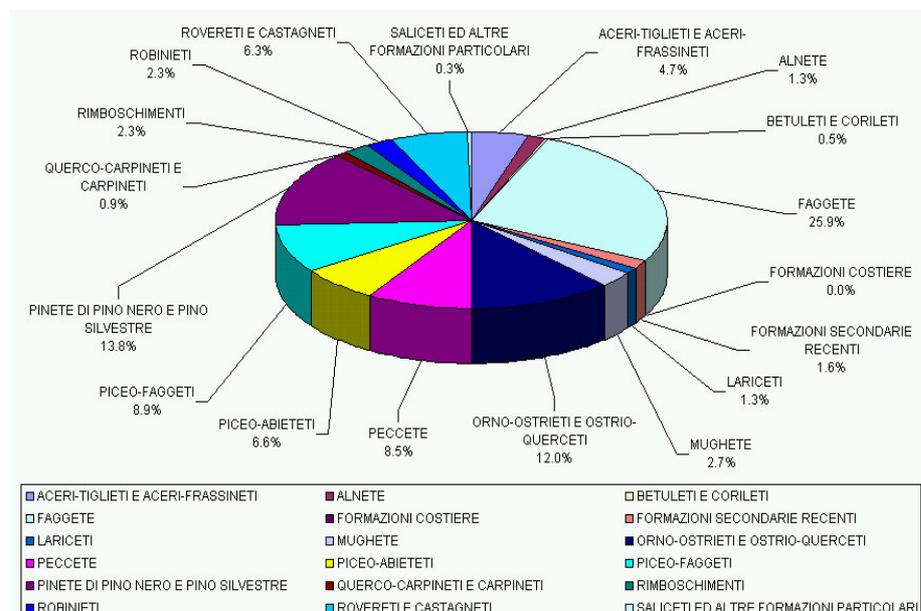


Figura n.24: Distribuzione percentuale delle diverse formazioni forestali del Friuli Venezia

Giulia⁸⁴

Categorie forestali	Superficie (ha)
ACERI - TIGLIETI E ACERI - FRASSINETI	12.350
ALNETE	3.437
BETULETI E CORILETI	1.197
FAGGETE	68.012
FORMAZIONI COSTIERE	113
FORMAZIONI SECONDARIE RECENTI	4.066
LARICETI	3.197
MUGHETE	6.889
ORNO - OSTRIETI E OSTRIO - QUERCETI	31.466
PECCEETE	22.072
PICEO - ABIETETI	17.418
PICEO - FAGGETI	23.213
PINETE DI PINO NERO E PINO SILVESTRE	35.934
QUERCO - CARPINETI E CARPINETI	2.394
RIMBOSCHIMENTI	5.701
ROBINIETI	5.706
ROVERETI E CASTAGNETI	16.579
SALICETI ED ALTRE FORMAZIONI PARTICOLARI	661

Tabella n.19: Le formazioni forestali del Friuli Venezia Giulia⁸⁴

Relativamente al tipo di gestione, si può valutare che circa il 66% delle foreste viene mantenuto a fustaia (collocati prevalentemente nella zona alpina), mentre il restante 33% viene governato a ceduo (zona prealpina e collinare). Il tipo di gestione è strettamente correlato sia alla tipologia di bosco che alla proprietà (pubblica o privata).

Disponibilità di biomassa forestale

La Direzione Regionale delle Foreste ha definito, quali bacini geografici di utilizzo, le aree corrispondenti alle comunità montane regionali antecedenti il loro accorpamento (vedi figura n.25). Esse sono le seguenti: Comunità della Val D'Arzino, Comunità della Carnia, Comunità del Carso, Comunità del Collio, Comunità del Gemonese, Comunità del Meduna e del Cellina, Comunità della Pedemontana del Livenza, Comunità della Val Canale e Canal del Ferro, Comunità delle Valli del Natisone, Comunità delle Valli del Torre.



Figura n.25: I bacini di utilizzo⁸⁴

Sono riportati in tabella n.20 i valori relativi alle superfici boscate, codificate per singolo bacino di utilizzo, ed ai relativi indici di boscosità (il rapporto tra la superficie boscata e la superficie totale espresso in percentuale).

COMUNITÀ MONTANE	Area boscata	Indice di boscosità
	(ha)	(%)
Arzino	27.518	71
Carnia	72.704	59
Carso	16.565	79
Collio	2.384	33
Gemonese	14.303	60
Meduna e Cellina	32.342	45
Pedemontana del Livenza	8.977	39
Val Canale e Canal del Ferro	54.052	61
Valli del Natisone	18.221	68
Valli del Torre	19.503	76
TOTALE	266.569	

Tabella n.20: Aree boscate e indici di boscosità per bacino di utilizzo⁸⁴

In figura n.26 sono visualizzate graficamente le categorie forestali (ovvero le formazioni forestali ricodificate) presenti in ogni bacino. La dimensione (il diametro) dei grafici a torta è proporzionale all'estensione delle foreste in ogni singolo bacino.

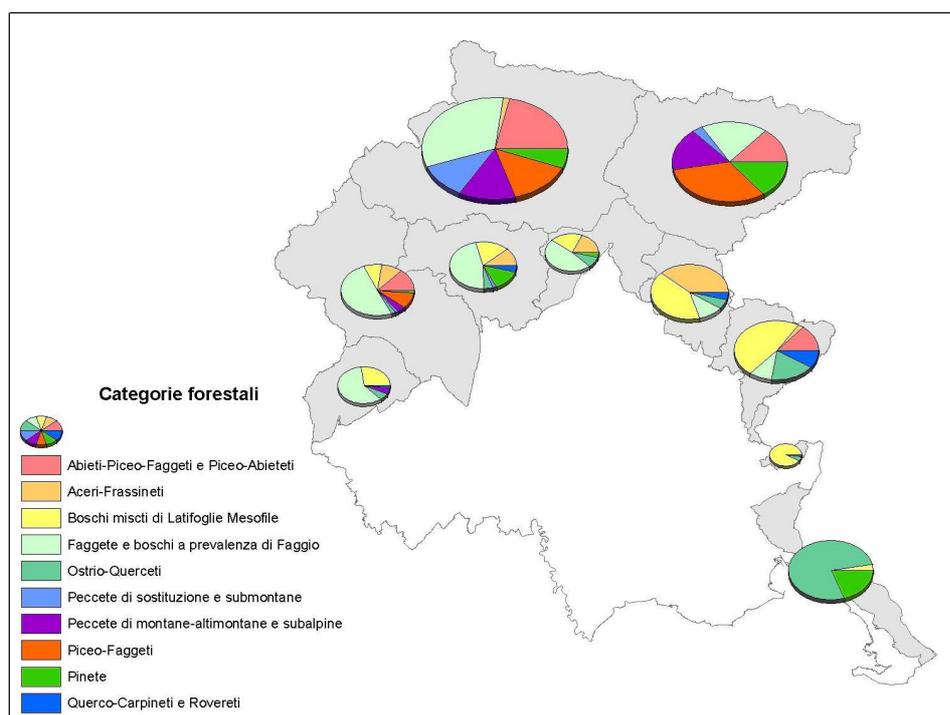


Figura n.25: Le categorie forestali presenti in ogni bacino di utilizzo⁸⁴

L'estensione delle superfici boscate utili al prelievo di biomasse forestali (ossia quelle ottenute escludendo dalla superficie boscata complessiva le formazioni forestali da sottoporre a selvicoltura minimale in quanto generalmente deputato a protezione o perché attualmente il prodotto legnoso ricavabile non ha sufficiente pregio dal punto di vista tecnologico), distinte

in funzione del grado di accessibilità (essenzialmente viario), sono riportate in tabella n.21.

COMUNITÀ MONTANE	Aree boscate “ben servite”	Aree boscate “scarsamente servite”	Totale
	(ha)	(ha)	(ha)
Arzino	7.184	2.796	9.980
Carnia	26.356	19.841	46.197
Carso	15.733	-	15.733
Collio	2.342	-	2.342
Gemonese	4.369	1.969	6.365
Meduna e Cellina	7.718	4.060	11.778
Pedemontana del Livenza	4.440	1.576	6.016
Val Canale e Canal del Ferro	16.491	12.230	28.721
Valli del Natisone	13.712	2.057	15.769
Valli del Torre	10.313	2.956	13.269
TOTALE	108.685	47.485	156.760

Tabella n.21: Aree boscate utili al prelievo di biomasse forestali⁸⁴

Sulla base delle superficie forestali utili nonché sulla base delle categorie forestali presenti in ciascun bacino e delle loro caratteristiche di umidità e densità alla raccolta è stata stimata la disponibilità di residui forestali a fini energetici, suddivisa per bacino territoriale. I dati riassuntivi sono sintetizzati in tabella n.22.

La potenzialità stimata di biomassa forestale ad uso energetico, è pari complessivamente a circa 218.000 t/anno.

Bacino di utilizzo	Superficie utile	Provvigione totale	Residui forestali a fini energetici
	ha	m ³ /anno	t/anno
Arzino	9.980	56.112	16.200
Carnia	46.197	234.994	54.913
Carso	15.733	46.338	15.746
Collio	2.342	17.975	6.115
Gemonese	6.365	38.438	10.574
Meduna e Cellina	11.778	68.487	18.104
Pedemontana del Livenza	6.016	37.666	10.846
Val Canale e Canal del Ferro	28.721	128.410	29.742
Valli del Natisone	15.769	99.014	30.842
Valli del Torre	13.269	87.574	24.968
TOTALE	156.760	815.008	218.050

Tabella n.22: Superficie forestale (ha), provvigione totale annua (m³/anno) e residui forestali utilizzabili (t/anno) per bacino di utilizzo⁸⁴

In figura n.26 è riportata graficamente la disponibilità complessiva di biomasse forestali suddivisa per bacino di approvvigionamento.

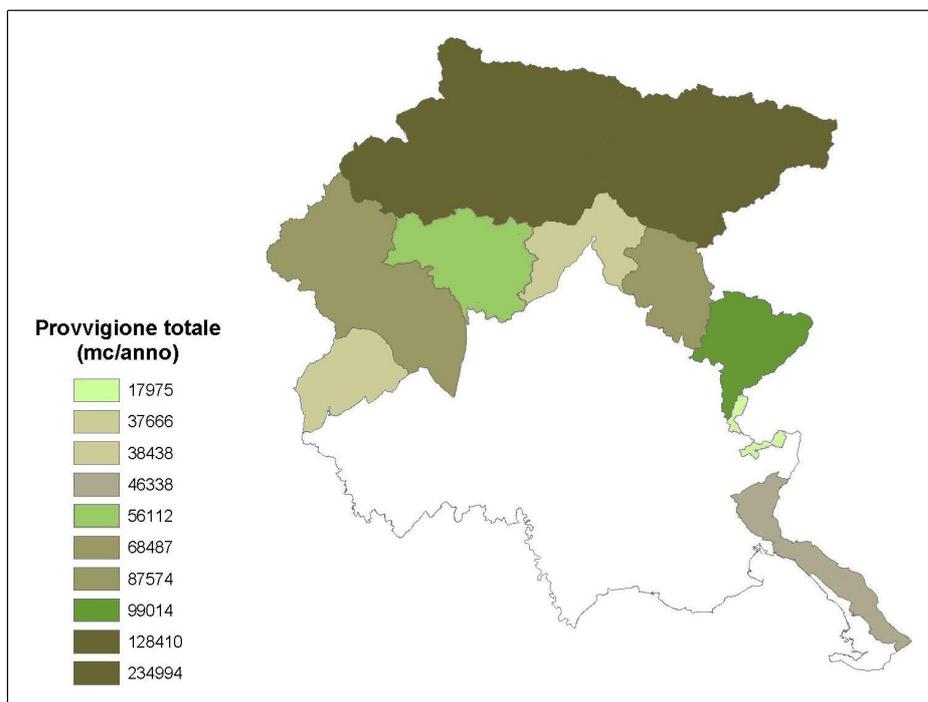


Figura n.26: Biomassa forestale disponibile per bacino di approvvigionamento⁸⁴

Nella figura n.27 è riportata graficamente la disponibilità di biomassa forestale ad uso energetico suddivisa per bacino di approvvigionamento.

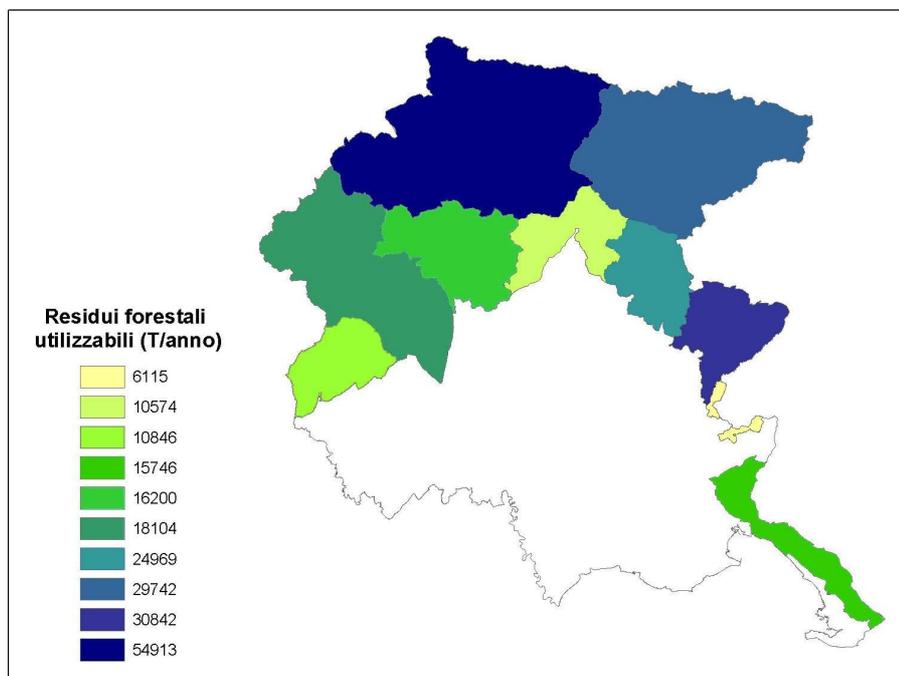


Figura n.27: Biomassa forestale ad uso energetico disponibile per bacino di approvvigionamento⁸⁴

Disponibilità energetica dalla biomassa forestale

La disponibilità energetica retraibile dalla biomassa forestale è stata stimata applicando ai quantitativi disponibili per ciascuna formazione forestale i rispettivi poteri calorifici.

La disponibilità energetica è espressa in Tep/anno (Tonnellate Equivalenti di Petrolio). I valori stimati sono esposti in tabella n.23.

Bacino di utilizzo	Residui forestali a fini energetici	Energia retraibile
	t/anno	Tep/anno
Arzino	16.200	2.922
Carnia	54.913	10.007
Carso	15.746	2.984
Collio	6.115	1.184
Gemonese	10.574	1.901
Meduna e Cellina	18.104	3.230
Pedemontana del Livenza	10.846	1.960
Val Canale e Canal del Ferro	29.742	5.443
Valli del Natisone	30.842	5.778
Valli del Torre	24.968	4.692
Totale	218.050	40.100

Tabella n.23: Residui forestali utilizzabili ed energia retraibile per bacino di utilizzo⁸⁴

Le stime effettuate secondo i sopra citati parametri evidenziano una produzione di biomasse forestali del Friuli Venezia Giulia equivalenti a circa **40.100 Tep/anno**.

In figura n.28 è riportata graficamente la suddivisione per bacino di approvvigionamento dell'energia retraibile dalle biomasse forestali.

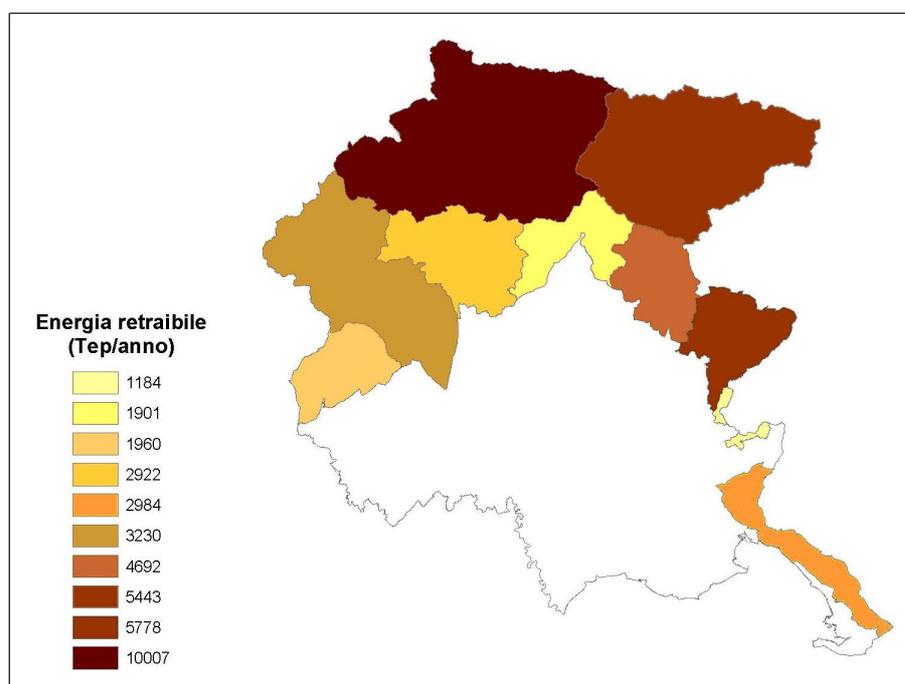


Figura n.28: Energia retraibile dalle biomasse forestali disponibili per bacino di approvvigionamento⁸⁴

La tabella n.24 riporta i dati di sintesi del territorio regionale in merito alle potenzialità del

settore forestale. La quantità evitata di anidride carbonica (CO₂) è stata stimata presupponendo un impiego dell'energia a fini termici con un rendimento di trasformazione medio dell'80%, applicando i coefficienti esposti in appendice.

	U. di M.	
Biomassa utilizzabile a scopo energetico	t/anno	218.050
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	40.100
CO ₂ evitata	t/anno	93.300

Tabella n.24: Disponibilità energetica da biomasse forestali e CO₂ evitata⁸⁴

4.2.2.2. Altre fonti di biomassa legnosa

Biomassa da pioppicoltura

I pioppeti sono in grado di fornire un notevole volume di biomasse legnose, sia come residui delle potature sia come scarti delle utilizzazioni finali. L'estensione di questo tipo di coltura può essere valutata attorno ai 6.316 ha. Essa può essere facilmente localizzata tra la Bassa e la Media Pianura Friulana dove la tessitura del suolo e la profondità della falda freatica garantiscono le condizioni ecologiche migliori per la pioppicoltura.

Le quantità di biomassa fresca utilizzabili sono valutate in 18.948 t/anno da residui di potatura e in 11.306 t/anno da ceppaie, per un totale di 30.254 t/anno. Con un'umidità allo stato fresco del 55% ed un potere calorifico pari a 1.505 kcal/kg, l'energia retraibile dalla biomassa da pioppicoltura è pari a circa 4.553 Tep/anno, corrispondenti a circa 52.945 t/anno di anidride carbonica evitata.

Le utilizzazioni “fuori foresta”

Le utilizzazioni “fuori foresta” sono quelle provenienti da piante legnose forestali presenti su superfici inferiori a 0,5 ha, e/o su superfici con piante con aree di incidenza inferiore al 50% della superficie stessa, e/o in filari di larghezza non superiore a 10 m o che occupano superfici inferiori a 0,5 ha.

La biomassa disponibile nella componente “fuori foresta” dell’ISTAT, localizzata prevalentemente nelle zone di pianura e collina, e costituita prevalentemente da formazioni lineari e piccoli boschetti, viene per la maggior parte utilizzata come fonte di approvvigionamento di legna da ardere da parte delle aziende agricole. Malgrado l’importante ruolo che esse rivestono nel mantenimento di un paesaggio prossimo al naturale, per le diverse funzioni ecologiche a loro riconosciute anche da una cospicua documentazione bibliografica, le informazioni e i dati quantitativi sulla loro estensione sono alquanto scarsi e frammentari.

In Friuli Venezia Giulia l’estensione dei filari di alberi e delle siepi è pari a 4.619 Km, quella dei boschetti è di circa 380 ha, mentre quella delle aree rimboschite è pari a 908 ha.

Per quanto riguarda la disponibilità di biomassa da filari valgono le seguenti considerazioni: in media la densità di una siepe si aggira attorno a 1 ceppaia ogni 2 - 3 metri. La produzione media di 100 m lineari di siepe può variare da 5 a 8 t di sostanza fresca all’anno. Parte di questa produzione viene utilizzata a sostegno delle attività agricole (paleria) ed una parte consistente (circa il 60%) viene impiegato per fini energetici (combustibile per caldaie ad uso domestico), con un turno medio di 10 anni. Partendo da queste considerazioni, la quantità di biomassa retraibile è pari a circa 30.000 t/anno.

Relativamente alle piccole superfici boscate a ceduo (boschetti più aree rimboscate), con una superficie totale di 1.288 ha si applica un fattore di produzione pari a circa 115 m³/ha (con un turno di 25 anni). La produzione può essere stimata attorno ai 5.925 m³/anno. Con una densità allo stato fresco pari a 1.000 kg/m³, la quantità di sostanza fresca “fuori foresta” da piccole superfici boscate è di circa 5.925 t/anno.

L’umidità media di tali categorie di biomassa (filari e boschetti) allo stato fresco è di circa il 40% mentre il potere calorifico è pari a 2.120 kcal/kg. L’energia retraibile dalla biomassa da “fuori foresta” è di 7.621 Tep/anno, corrispondenti a circa 17.700 t/anno di anidride carbonica evitata.

In tabella n.25 sono riportati i dati di sintesi relativi alle potenzialità derivanti dall’impiego energetico delle biomasse legnose non forestali. L’anidride carbonica evitata è stata calcolata come indicato per le biomasse forestali.

	U. di M.	Da pioppicoltura	Da siepi	Da boschetti
Biomassa utilizzabile a scopo energetico	t/anno	30.254	30.023	5.925
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	4.550	6.360	1.260
CO ₂ evitata	t/anno	10.600	14.800	2.90

Tabella n.25: Disponibilità energetica da altre biomasse legnose e CO₂ evitata⁸⁴

4.2.2.3. Residui agricoli

Stima della disponibilità

In Friuli Venezia Giulia la quasi totalità delle aziende (98,1%) ha superficie agricola utilizzata. Particolarmente diffusi sono i seminativi, presenti nel 90,0% delle aziende, che coprono il 73,5% della SAU ed il 41,9% della superficie totale delle aziende. Le coltivazioni legnose agrarie sono presenti nel 38,2% delle aziende, costituite prevalentemente dalla coltivazione della vite; la relativa superficie investita rappresenta il 9,5% della SAU e il 5,4% della superficie totale delle aziende. Relativamente alle coltivazioni legnose il numero medio di ettari per azienda coltivatrice è aumentato sensibilmente: da 0,96 del 1990 agli attuali 1,71. Si segnala infine una moltiplicazione delle aziende olivicole, il cui numero è cresciuto, fra il 1990 e il 2000, del 68,4%: tali aziende, comunque, non raggiungono l'1% del totale e la superficie investita a olivo (che è aumentata solo dell'1,2%) copre appena lo 0,1% della SAU.

I dati disponibili (relativi al 5° censimento sull'agricoltura - ISTAT 2001) sulle superficie coltivate con ripartizione a livello comunale riguardano le principali coltivazioni erbacee e legnose agrarie. Sulla base di questi dati sono state valutate le superfici coltivate per quelle tipologie di colture agrarie utili alla produzione di biomassa agricola. I dati relativi alla distribuzione della SAU tra le diverse colture sono esposti in tabella n. 26.

SUPERFICIE AGRICOLA UTILIZZATA (SAU)				
Provincia	Seminativi	Coltivazioni legnose agrarie	Prati permanenti e pascoli	Totale
	ha	ha	ha	ha
PN	56.455	9.692	11.065	77.212
GO	9.852	3.683	867	14.401
UD	108.387	9.120	26.805	144.312
TS	156	259	1.785	2.199
Totale	174.850	22.754	40.522	238.124

Tabella n.26: Distribuzione del territorio in base alle diverse colture⁸⁴

Più nel dettaglio, sono espone in tabella n.27 le principali colture agrarie in regione Friuli Venezia Giulia e in tabella n.28 e n.29 le colture di interesse a fini energetici e relative estensioni.

Famiglie di colture	Sottofamiglie
Cereali	frumento tenero, orzo, avena; mais, riso
Altre colture	barbabietola da zucchero
Piante da semi oleose	girasole, colza
Vite	uva da vino
Olivo	Olivo
Fruttiferi	melo, pero

Tabella n.27: Regione Friuli Venezia Giulia - principali colture agrarie⁸⁴

Coltura	Sottoprodotto principale SP1	Sottoprodotto secondario SP2
Frumento tenero e duro	Paglia	-
Orzo	Paglia	-
Avena	Paglia	-
Mais da granella	Stocchi	-
Vite da vino	Residui di potatura	legna da espianto
Olivo	Residui di potatura	-
Melo	Residui di potatura	legna da espianto
Pero	Residui di potatura	legna da espianto

Tabella n.28: Regione Friuli Venezia Giulia - colture agrarie di interesse energetico e relative tipologie di sottoprodotti⁸⁴

SUPERFICIE AGRICOLA UTILIZZATA (SAU)				
Provincia	Frumento	Altri cereali	Vite	Olivo
	ha	ha	ha	ha
PN	691	33.368	6.782	25
GO	1.099	3.389	3.497	6
UD	3.904	62.238	7.334	40
TS	5	16	189	52
Totale	5.701	99.011	17.804	124

Tabella n.29: Distribuzione della SAU tra colture di interesse a fini energetici⁸⁴

Ai fini dell'analisi condotta, risultano d'interesse solamente i sottoprodotti principali, in quanto la loro disponibilità nell'arco dell'anno risulta significativa.

Disponibilità di residui agricoli

La potenzialità teorica totale di residui del comparto agricolo è stata stimata sulla base delle superfici attualmente adibite alla coltivazione delle specie di interesse a fini energetici (vedi tabella n.26) e della produttività media di residui per specie. I dati stimati sono riassunti ed esposti in tabella n.30.

	Frumento (paglia)	Altri cereali	Vite (tralci)	Olivo (potature)	Fruttiferi (potature)
	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno
PN	4.366	151.657	25.547	27	3.105
GO	6.943	15.403	13.175	7	379
UD	24.648	282.872	27.625	43	3.731
TS	34	73	715	56	38
Totale	35.991	450.005	67.062	133	7.253

Tabella n.30: Stima della potenzialità teorica totale di residui del comparto agricolo⁸⁴

Per quanto attiene alla stima della disponibilità di materiale per scopi energetici, i valori riportati in tabella n.29 sono stati moltiplicati per i relativi coefficienti di disponibilità di residui con destinazione energetica (vedi coefficienti relativi alla quota di residuo con destinazione energetica, esposti in tabella n.28).

I risultati della stima della disponibilità di residui del comparto agricolo utilizzabili a fini energetici sono riportati in tabella n.30.

	Frumento (paglia)	Altri cereali	Vite (tralci)	Olivo (potature)	Fruttiferi (potature)
	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno
PN	3.056	106.160	5.109	5	621
GO	4.860	10.782	2.635	1	76
UD	17.254	198.010	5.525	9	746
TS	23	51	143	11	8
Totale	25.194	315.003	13.412	27	1.451

Tabella n.30: Stima della disponibilità dei residui del comparto agricolo utilizzabili a fini energetici⁸⁴

Nelle figure n.29 e n.30 vengono riportate le cartografie relative rispettivamente alla distribuzione su base comunale delle biomasse agricole retraibili da cereali (mais e frumento)

e da specie legnose (potature di vite, fruttiferi e olivi).

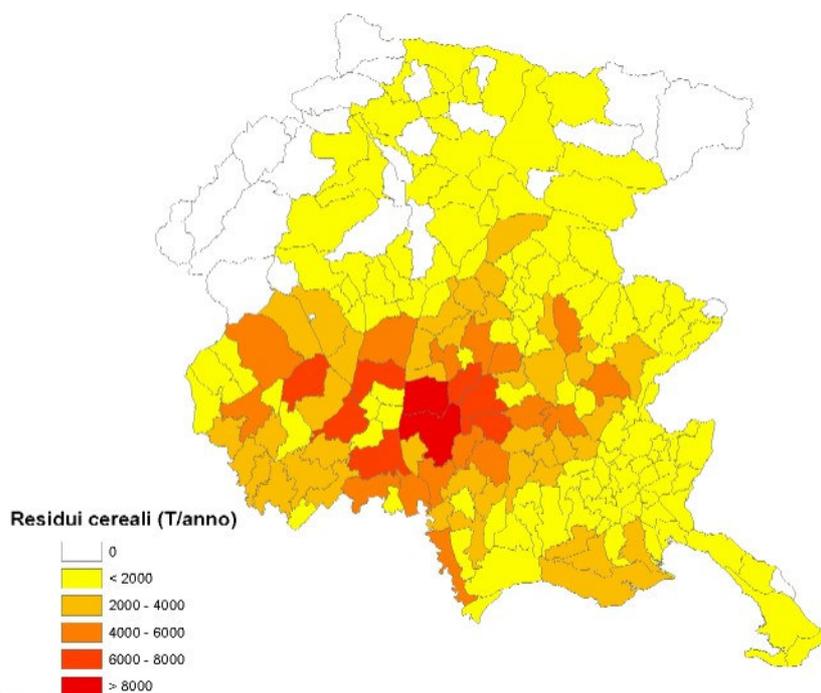


Figura n.29: Residui di biomasse agricole retraibili da cereali, per comune⁸⁴

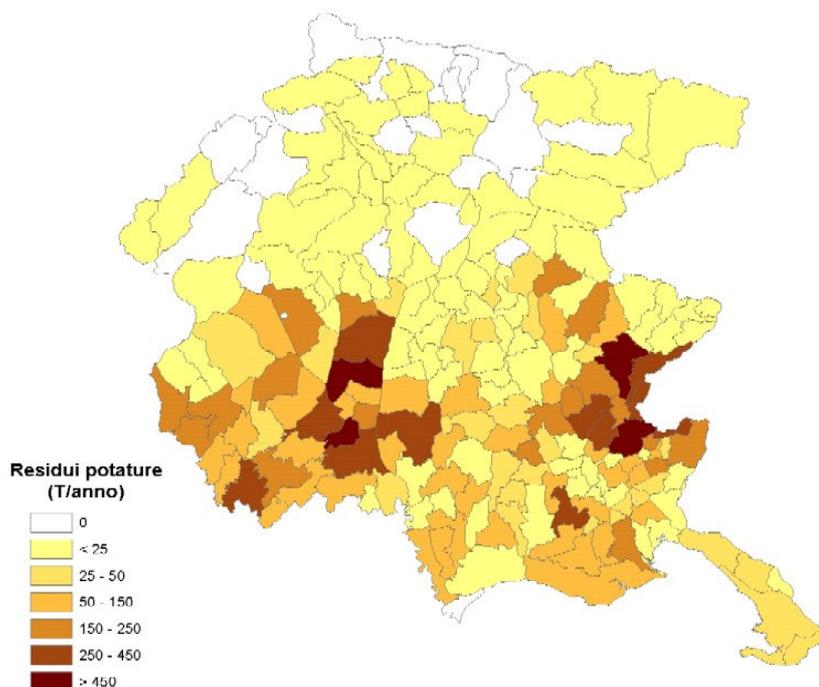


Figura n.30: Residui di biomasse agricole retraibili da coltivazioni legnose (potature di vite, di olivo e di fruttiferi), per comune⁸⁴

Disponibilità energetica dai residui agricoli

Partendo dai dati relativi alla disponibilità di residui agricoli a fini energetici, e applicando i valori relativi al potere calorifico di ciascuna tipologia di residuo individuata, si stima un totale energetico da tale fonte complessivamente pari a 100.215 Tep/anno, che corrisponde ad un risparmio di CO₂ potenziale di circa 233.000 t/anno. La CO₂ evitata è stata stimata sulla base della metodologia indicata per le biomasse forestali.

I valori dell'energia retraibile dai residui del comparto agricolo, suddivisi per provincia, sono sintetizzati in tabella n.31.

	Frumento	Altri cereali	Vite	Olivo	Fruttiferi
	Tep/anno	Tep/anno	Tep/anno	Tep/anno	Tep/anno
PN	985	29.523	1.539	2	189
GO	1.567	2.998	794	0	23
UD	5.563	55.066	1.665	3	228
TS	8	14	43	3	2
Totale	8.123	87.601	4.041	8	442

Tabella n.31: Stima dell'energia retraibile dai residui del comparto agricolo⁸⁴

I risultati, ripartiti su base comunale, sono esposti graficamente in figura n.31.

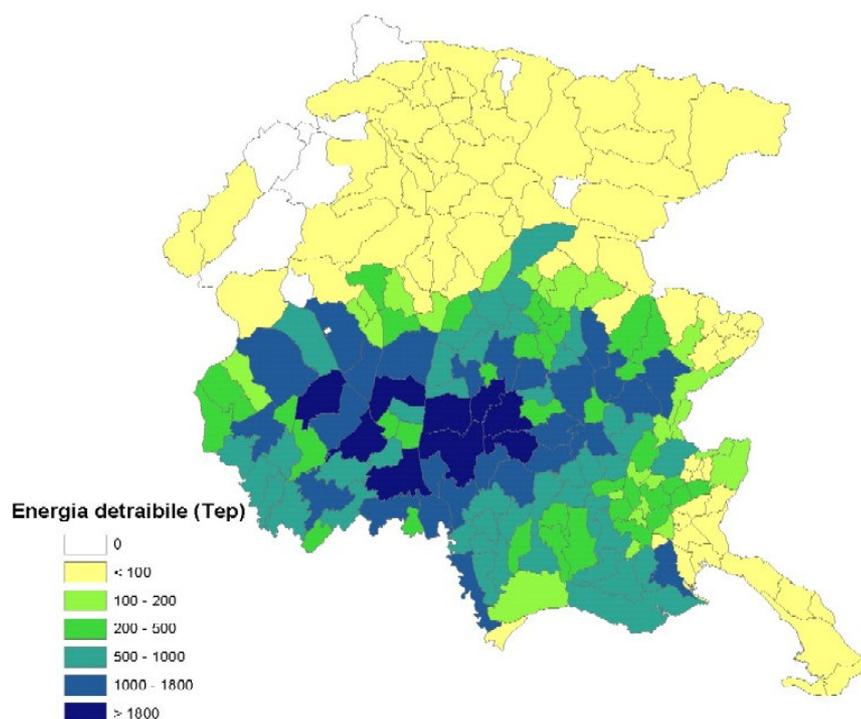


Figura n.31: Energia retraibile dalle biomasse agricole per comune⁸⁴

La tabella seguente riporta i dati di sintesi riferiti al territorio regionale in merito alle potenzialità del settore agricolo. Il valore espresso con riferimento alle emissioni di anidride carbonica evitate è stato stimato applicando la metodologia già descritta. Si ipotizza, per ragioni di semplicità un utilizzo dei residui agricoli a solo scopo di produrre energia termica.

	U. di M.	Residui agricoli
Biomassa utilizzabile a scopo energetico	t/anno	355.087
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	100.215
CO ₂ evitata	t/anno	233.000

Tabella n.32: Disponibilità energetica dai residui agricoli e CO₂ evitata⁸⁴

4.2.2.4. Biomasse da colture energetiche dedicate: biodiesel

Disponibilità materiale ed energetica

Per stimare la disponibilità della risorsa biodiesel nel territorio della regione Friuli Venezia Giulia, sono state valutate le quantità di olio vegetale di provenienza agricola dalle colture dedicate (girasole e colza) e quelle recuperabili mediante la raccolta differenziata presso gli esercizi pubblici. In questa fase è stata considerata soltanto la raccolta differenziata presso gli esercizi pubblici, in quanto in queste realtà sono già in essere dei sistemi di raccolta e di smaltimento degli oli esausti alimentari, che si avvalgono di imprese autorizzate.

Disponibilità da colture dedicate

Le aree più idonee alla coltivazione del girasole sono quelle che presentano terreni a capacità di attenuazione moderata (corrispondenti alle tessiture franca, franco sabbiosa, sabbioso franca) ed alta (corrispondenti alle tessiture franco limosa, franco argillosa, argillosa). Tali aree, nell'ambito della pianura friulana, coprono rispettivamente il 26% (pari a 79.400 ha) e il 36% dei suoli (pari a 110.000 ha).

Queste zone sono localizzate come di seguito riportato:

- aree a capacità di attenuazione moderata, corrispondenti a sedimenti prevalentemente fini postglaciali della riva destra del Fiume Tagliamento;
- aree a capacità di attenuazione alta, corrispondenti alle pianure limose tardo pleistoceniche dei Fiumi Tagliamento (riva destra) e Piave ed alle pianure a sedimenti prevalentemente fini postglaciali dei Fiumi Tagliamento, Isonzo, Torre, Cosa e loro tributari.

Il colza predilige terreni drenanti con tessitura franca o franco - sabbiosa, che si configurano come zone a capacità di attenuazione tra bassa e moderata.

Queste zone sono localizzate come di seguito riportato:

- aree a capacità di attenuazione tra bassa e moderata, localizzate nelle grave tardo pleistoceniche dei Fiumi Tagliamento, Torre, Isonzo e Natisone;
- aree a capacità di attenuazione moderata, corrispondenti a sedimenti prevalentemente fini postglaciali della riva destra del Fiume Tagliamento.

Le coltivazioni di colza e girasole sono possibili principalmente in pianura. In base alla tolleranza del girasole all'aridità, tale coltivazione può essere parzialmente estesa alla zona collinare.

In considerazione delle linee guida della Commissione Europea, si delineano due possibilità di sviluppo del settore dei biocarburanti: gli incentivi messi a disposizione del *set aside no food* e quelli per la conversione dei seminativi, ai sensi dell'art. 69 della PAC.

Si stima una disponibilità di terreni a riposo da impiegare per le colture oleaginose non alimentari, di circa 10.000 ha (di cui 8.441 ha in pianura e 1.562 ha in collina).

Considerata una produttività media su base annua delle colture oleaginose, nelle condizioni pedoclimatiche della regione Friuli Venezia Giulia, di circa 3 t di semi per ettaro, la disponibilità di semi è stimata in 30.000 t. In base ai dati relativi alle rese delle fasi di estrazione dell'olio vegetale dai semi e di trasformazione in biodiesel mediante transesterificazione, questo quantitativo di semi corrisponde ad una disponibilità di biodiesel

stimata, in via cautelativa, in 10.000 t.

Considerando inoltre un potere calorifico inferiore del biodiesel di 8.900 kcal/kg, la disponibilità energetica è stimata in 8.900 Tep.

Ai sensi dell'art. 69 della PAC si stima una superficie aggiuntiva, che potrebbe essere destinata alla coltivazione di colture oleaginose pari a 4.600 - 9.200 ha. Tale intervallo è stimato considerando di convertire, rispettivamente, il 5% ed il 10% dei terreni attualmente destinati a mais. Tali valori sono stati realisticamente stimati considerando che in Friuli Venezia Giulia le coltivazioni di girasole e colza sono già presenti quali colture alimentari (girasole con 315,67 ha e colza, stimato insieme a ravizzone, in 211,66 ha), e ciò denota una tradizione piuttosto radicata sul territorio.

La disponibilità di semi stimata, in questo secondo caso, è compresa nell'intervallo 13.800 – 27.600 t/anno. In base ai dati relativi alle rese delle fasi di estrazione dell'olio vegetale dai semi e di trasformazione mediante transesterificazione in biodiesel, questo quantitativo di semi corrisponde ad una disponibilità di biodiesel, stimata in via cautelativa nell'intervallo 4.600 – 9.200 t/anno, ovvero 4.100 – 8.200 Tep.

I risultati sono riportati in tabella n.33.

	Superficie disponibile	Produttività (semi)	Disponibilità combustibile	Disponibilità energetica
	ha	t/ha/anno	t/anno	Tep/anno
Da terreni in set aside	10.000	3	10.000	8.900
Da conversione di seminativi	4.600 – 9.200	3	4.600 - 9.200	4.100 - 8.200

Tabella n.33: Potenzialità di biodiesel da colture dedicate di girasole e colza⁸⁴

Disponibilità da recupero dell'olio vegetale esausto da esercizi pubblici

La disponibilità di olio vegetale esausto proveniente dagli usi alimentari presso gli esercizi pubblici è stata stimata utilizzando gli esiti di uno studio, condotto nel 2004 da C.E.T.A. e WWF – Sezione di Gorizia, relativo al territorio della provincia di Gorizia.

Tra i risultati di questo studio vi è l'individuazione di alcuni indicatori, che correlano la popolazione residente con i quantitativi di olio vegetale esausto, ricavabili dagli esercizi

pubblici; essi risultano con buona approssimazione esportabili in altre aree geografiche.

Gli indicatori ricavati nel corso del citato studio sono riportati in tabella n.34.

DESCRIZIONE INDICATORE		VALORE ATTRIBUITO	
Esercizi di grandi dimensioni	Numero di coperti per abitante per anno (1)	6,6	
	Volume di olio per coperto	Mense scolastiche ed ospedaliere (2)	3,33 ml
		Mense aziendali e penitenziarie (3)	23,4 ml
Esercizi di piccole dimensioni	Numero di coperti per abitante per anno (4)	17,6	
	Volume di olio per coperto (5)	62,8 ml	

Tabella n.34: Indicatori per la correlazione tra la popolazione residente ed i volumi di olio vegetale esausto proveniente dagli usi alimentari presso gli esercizi pubblici⁸⁴

In base al numero di abitanti residenti censiti da ISTAT ed aggiornati al 31 dicembre 2002 e mediante applicazione degli indicatori (1) e (4) (tabella n.34), inclusi nella pubblicazione citata, sono stati stimati i coperti su base regionale presso gli esercizi di grandi e di piccole dimensioni rispettivamente.

Applicando, in un secondo momento, l'indicatore (5) (tabella n.34) sono stati ricavati i volumi in millilitri su base annua nei due casi.

La disponibilità di olio vegetale complessiva è stata calcolata come somma dei due valori ottenuti come descritto.

La popolazione residente nella regione Friuli Venezia Giulia in base ai dati ISTAT, aggiornati al 31 dicembre 2002, è di 1.196.482 abitanti.

Sulla base del numero di abitanti della regione Friuli Venezia Giulia, è stato stimato un numero di coperti su base annua pari a 7.896.781 (presso gli esercizi di grandi dimensioni) e pari a 21.058.083 (presso gli esercizi di piccole dimensioni).

Applicando gli indicatori relativi ai volumi di olio ricavabile per coperto, secondo le modalità descritte nel paragrafo dedicato alla descrizione della metodica adottata, sono state definite le stime su base annua di 105.540 litri provenienti dagli esercizi di grandi dimensioni e di 1.322.450 litri provenienti dagli esercizi di piccole dimensioni.

La disponibilità annua complessiva di olio vegetale esausto proveniente dagli esercizi pubblici in regione Friuli Venezia Giulia è, dunque, stimata in via cautelativa in 1.400.000

litri, corrispondenti a 1.120 t.

La resa delle operazioni di rigenerazione, preliminari alla reazione di transesterificazione, e della trasformazione in biodiesel è complessivamente del 90%. La disponibilità di biodiesel è, quindi, stimata in 1.000 t/anno. In termini energetici, con un potere calorifico di 8.900 kcal/kg, questa disponibilità materiale è in grado di fornire 890 Tep/anno.

Le disponibilità materiali ed energetiche sono riportate in tabella n.35.

	Produzione combustibile	Disponibilità energetica
	t/anno	Tep/anno
Disponibilità da recupero di oli esausti	1.000	890

Tabella n.35: Disponibilità di biodiesel da recupero di oli esausti⁸⁴

Sintesi della disponibilità materiale ed energetica di biodiesel

In sintesi la disponibilità della risorsa, in regione Friuli Venezia Giulia è stimata complessivamente pari a 15.600 - 20.200 t/anno, corrispondenti ad una disponibilità energetica di 13.890 - 17.990 Tep/anno e ad una riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera di 42.700 - 55.300 t/anno. La stima della CO₂ evitata è stata effettuata sulla base del quantitativo di gasolio sostituito da biodiesel. Il valore di emissione specifica assunto per il gasolio è di 3,13 kg CO₂/kg di carburante. I poteri calorifici assunti per i due carburanti sono di 10.200 kcal/kg per il gasolio e di 8.900 kcal/kg per il biodiesel. L'equivalenza energetica è, dunque, corrispondente a 1,14 kg di biodiesel per sostituire 1 kg di gasolio.

	U. di M.	Quantità
Produzione di biodiesel	t/anno	15.600 - 20.200
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	13.900 - 18.000
CO ₂ evitata	t/anno	42.700 - 55.300

Tabella n.36: Disponibilità materiale ed energetica di biodiesel⁸⁴

4.2.2.5. Biomasse da colture energetiche dedicate: biomasse lignocellulosiche

Stima della disponibilità

In considerazione dei due diversi strumenti comunitari a sostegno del settore delle biomasse lignocellulosiche (il *set aside no food* e l'art.69 della PAC) e sulla base dell'idoneità complessiva delle colture energetiche ai diversi ambienti della pianura e della collina interna della regione Friuli Venezia Giulia, è possibile stimare una disponibilità di terreni da adibire alla coltivazione della biomassa lignocellulosica pari a 10.000 ha nell'ambito del *set aside no food*, cui si può sommare un intervallo compreso tra 4.600 ha (nell'ipotesi di convertire il 5% circa dei terreni attualmente destinati a mais) e 9.200 ha (nell'ipotesi di convertire almeno il 10% dei terreni attualmente destinati a mais).

Considerando quindi una produttività media annua delle colture lignocellulosiche pari a 18 t/ha la disponibilità di biomassa lignocellulosica è, quindi, pari complessivamente a 262.200 – 345.600 t/anno. Poiché il potere calorifico della biomassa lignocellulosica è in media di 3.150 kcal/kg, si stima una disponibilità energetica di 81.700 – 107.700 Tep/anno. I dati sono sintetizzati in tabella n.37.

	Superficie disponibile	Produttività (biomassa)	Disponibilità materiale	Disponibilità energetica
	ha	t s.s/ha/anno	t/anno	Tep/anno
Da terreni in set aside	10.000	18	180.000	56.700
Da conversione di seminativi	4.600 – 9.200	18	82.200 - 165.600	25.000 - 51.000

Tabella n.37: Disponibilità di biomassa da colture lignocellulosiche⁸⁴

In sintesi la disponibilità energetica in regione Friuli Venezia Giulia da colture lignocellulosiche e la CO₂ evitata sono riportate in tabella n.38. La metodologia utilizzata per la stima della CO₂ evitata, per le colture lignocellulosiche, è analoga a quella impiegata nella stima delle emissioni evitate dall'impiego energetico delle biomasse forestali e dei residui agricoli.

	U. di M.	Quantità
Biomassa utilizzabile a scopo energetico	t/anno	262.200 - 345.600
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	81.700 - 107.700
CO ₂ evitata	t/anno	190.000 – 250.500

Tabella n.38: Disponibilità materiale ed energetica da colture lignocellulosiche⁸⁴

4.2.2.6. Biomasse da colture energetiche dedicate: bioetanolo

Stima della disponibilità

Per quanto riguarda le colture alcoligene idonee per le condizioni pedoclimatiche della regione Friuli Venezia Giulia, le produttività in termini di materia prima, zuccheri fermentescibili e bioetanolo, sono riassunte in tabella n.39.

COLTURA ALCOLIGENA	IN BIOMASSA	IN ZUCCHERI FERMENTESCIBILI	DOPO FERMENTAZIONE (resa = 47 %; densità = 0,81 Kg/l)	DOPO DISTILLAZIONE (resa = 98 %)	DISPONIBILITÀ ENERGETICA (P.C.I. = 4.900 Kcal/l; 1 Tep = 1,02 x 10 ⁷ Kcal)
Barbabietola da zucchero	47 t s.s./ha in radici	8,46 t/ha	4,0 t/ha, pari a 5.000 l/ha	4.900 l/ha	2,3 Tep/ha
Sorgo zuccherino	55 t s.s./ha in steli	10 t/ha	5,0 t/ha, pari a 5.700 l/ha	5.600 l/ha	2,6 Tep/ha
Fumento tenero	6,5 t s.s./ha in granella	5,2 t/ha	2,4 t/ha, pari a 3.000 l/ha	2.900 l/ha	1,4 Tep/ha

Tabella n.39: Produttività media su base annua delle colture alcoligene relativamente alle condizioni pedoclimatiche della Pianura Padana⁸⁴

4.2.2.7. Biogas

Stima della disponibilità

Nelle figure n.32 e n.33 è raffigurata la distribuzione degli allevamenti bovini e suini in regione.

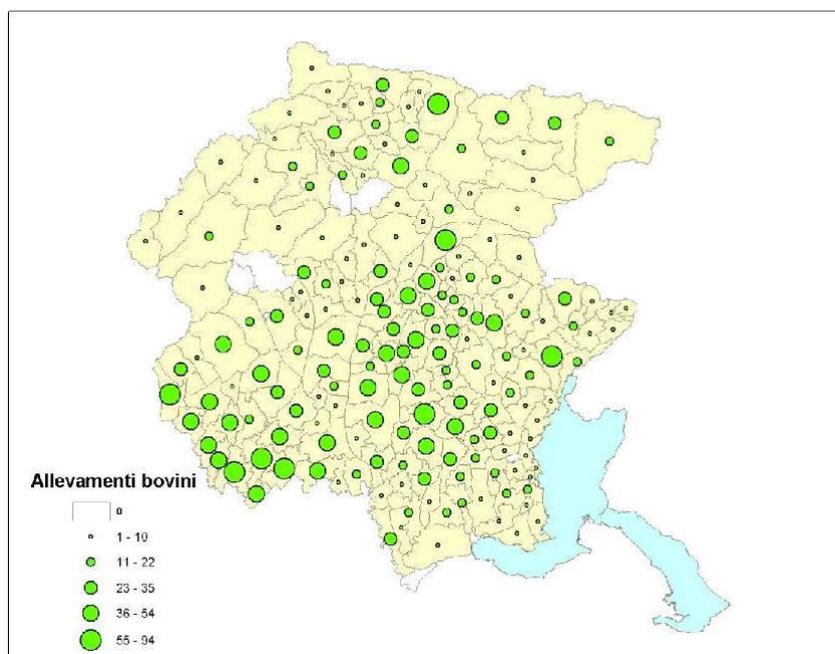


Figura n.32: Numero e distribuzione di allevamenti bovini⁸⁴

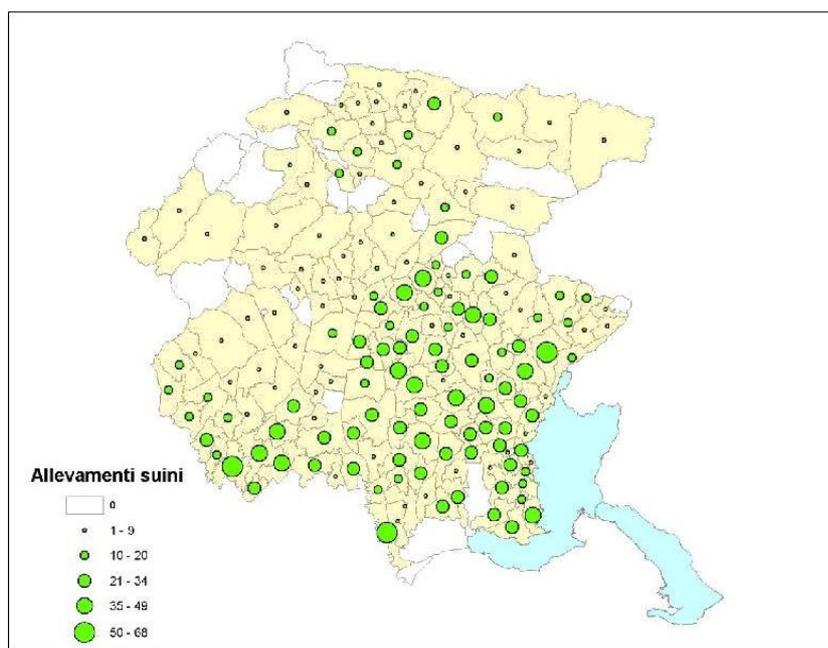


Figura n.33: Numero e distribuzione di allevamenti suini⁸⁴

Disponibilità di biogas e disponibilità energetica da reflui zootecnici

Il potenziale teorico di produzione di energia da biogas da reflui zootecnici, calcolato sulla base della consistenza degli allevamenti presenti in Regione, è stato complessivamente valutato in 13.663 Tep/anno. Circa l'80% di tale potenziale deriva dal contributo della

produzione bovina, il 20% circa da quella suina e meno dell'1% da quella ovina, che può essere considerata trascurabile (tabella n.40).

	Capi	Biogas prodotto	Energia retraibile	Riparto
	n	m³/anno	Tep/anno	%
SUINI	191.610	7.553.266	2.717	19,9
BOVINI	100.769	30.091.865	10.824	79,2
OVINI	6.270	340.422	122	0,9
Totale	298.649	37.985.553	13.663	100

Tabella n.40: Potenziale teorico presente in regione Friuli Venezia Giulia per categoria di allevamento⁸⁴

Da una analisi particolareggiata delle produzioni delle tre categorie di capi di bestiame per provincia si rileva che quasi il 60% del potenziale teorico da bovini è localizzato in provincia di Udine (tabella n.41). Per quanto riguarda invece il comparto suinicolo, il 61% del potenziale teorico da liquami suini viene apportato dalla provincia di Pordenone (tabella n.42).

BOVINI				
	Capi	Biogas prodotto	Energia retraibile	
	n	m³/anno	Tep/anno	%
PN	35.503	10.602.301	3.814	35,2
UD	59.995	17.916.375	6.444	59,5
GO	4.553	1.359.668	489	4,5
TS	715	213.521	77	0,7
Totale	100.766	30.091.865	10.824	35,2

Tabella n.41: Potenziale teorico di energia da liquami bovini⁸⁴

SUINI				
	Capi	Biogas prodotto	Energia retraibile	
	n	m³/anno	Tep/anno	%
PN	117.115	4.616.673	1.661	61,1
UD	63.663	2.509.595	903	33,2
GO	10.268	404.765	146	5,4
TS	564	22.233	8	0,3
Totale	191.610	7.553.266	2.717	100

Tabella n.42: Potenziale teorico di energia da liquami suini⁸⁴

E' possibile dunque affermare che Udine (particolarmente per la presenza di capi bovini) e Pordenone (per presenza predominante di capi suini), sono le due province che maggiormente possono contribuire alla produzione di biogas, considerando trascurabili gli apporti di Trieste e Gorizia, per la limitata presenza di capi di bestiame.

In figura n.34 viene riportato il potenziale teorico complessivo fornito da reflui bovini e suini su scala comunale.

Il contributo della produzione bovina e suina, rappresentato distintamente per le due categorie su scala comunale, viene illustrato nelle figure 35 e n.36.

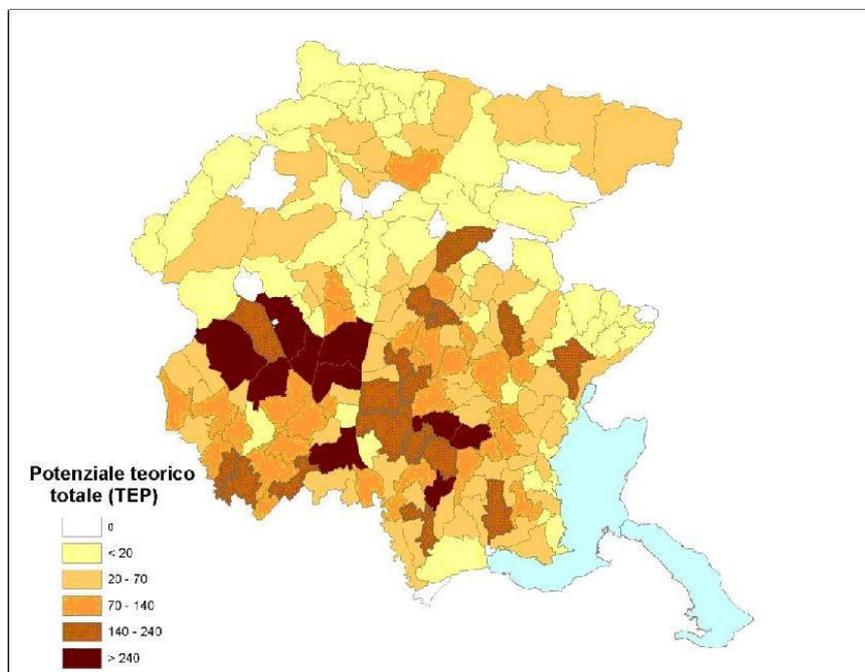


Figura n.34: Potenziale energetico teorico complessivo⁸⁴

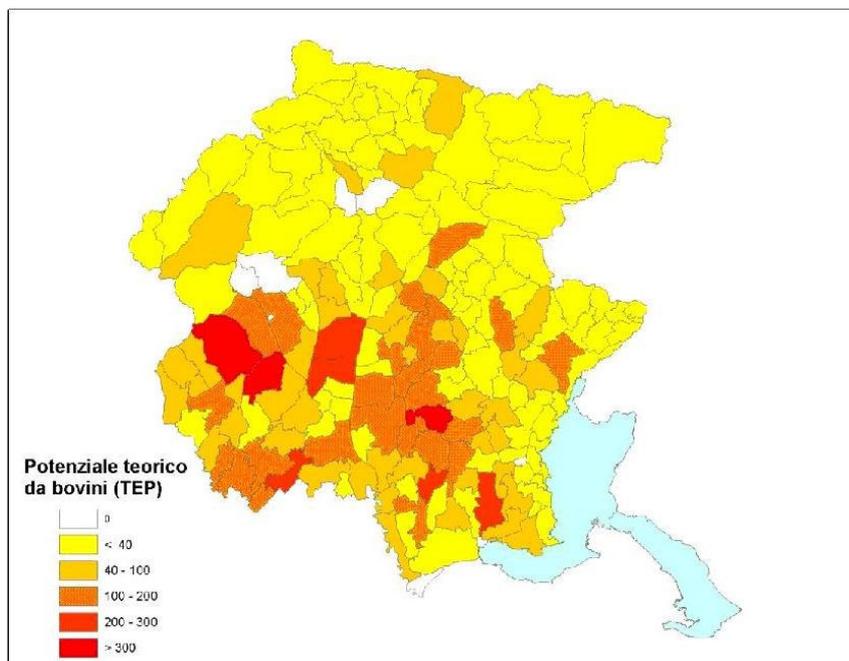


Figura n.35: Potenziale energetico teorico da allevamenti bovini⁸⁴

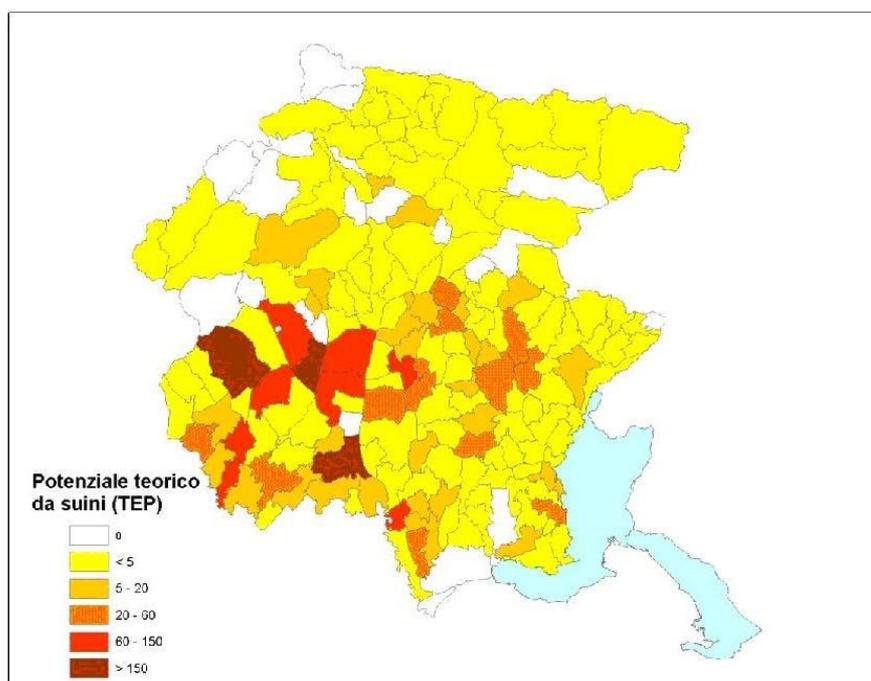


Figura n.36: Potenziale energetico teorico da allevamenti suini⁸⁴

Una volta stabilito il potenziale teorico è stata stimata la disponibilità energetica, prendendo a riferimento esclusivamente gli allevamenti con un numero di capi superiore alle soglie di trattabilità fissate (100 capi bovini e 500 capi suini).

Restringendo l'analisi al potenziale effettivamente utilizzabile, sulla base dei dati relativi al numero dei capi per allevamento, si evince che il potenziale energetico utilizzabile da liquami bovini è principalmente localizzato in provincia di Udine (2.258 TEP, pari al 35% del potenziale energetico teorico complessivo). Per quanto attiene invece ai liquami suini, il potenziale energetico utilizzabile è prevalentemente fornito dalla provincia di Pordenone (1.589 Tep, pari al 25% del potenziale teorico utilizzabile).

I dati relativi alla disponibilità materiale ed energetica da liquami bovini, espressi su base provinciale, sono sintetizzati in tabella n.43 ed illustrati in figura n.37. Analogamente i dati relativi alla disponibilità materiale ed energetica da liquami suini, espressi su base provinciale sono sintetizzati in tabella n.44 ed illustrati in figura n.38.

BOVINI				
	n capi (>100)	Biogas prodotto m ³ /anno	Energia retraibile Tep/anno	Potenziale utilizzabile %
PN	17.069	5.097.335	1.833	29
UD	21.017	6.276.331	2.258	35
Totale	38.086	11.373.666	4.091	-

Tabella n.43: Disponibilità energetica da allevamenti bovini di consistenza superiore ai 100 capi⁸⁴

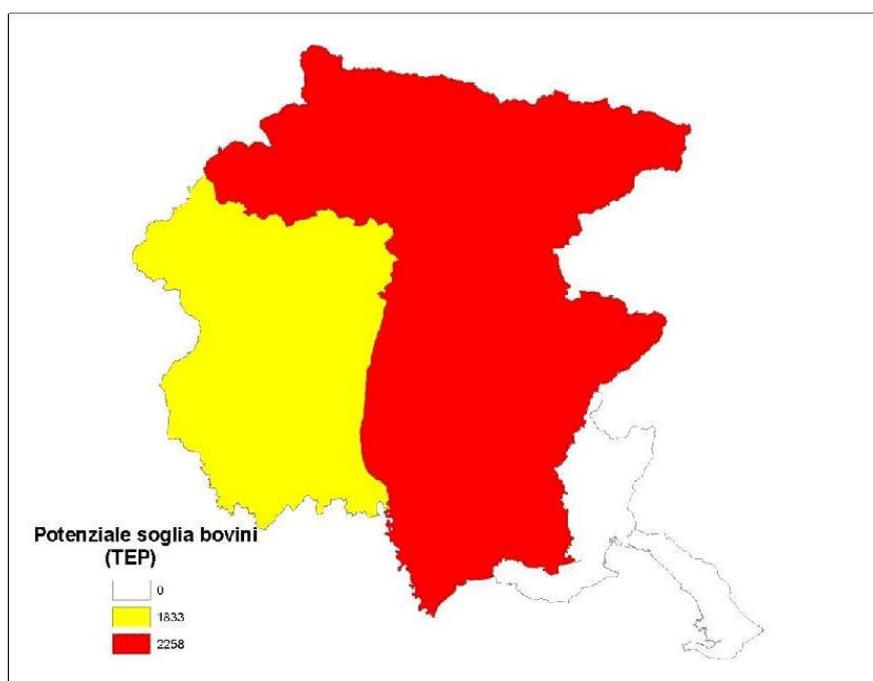


Figura n.37: Disponibilità energetica da bovini nelle province di Udine e Pordenone⁸⁴

SUINI				
	n capi (>500)	Biogas prodotto m ³ /anno	Energia retraibile Tep/anno	Potenziale utilizzabile %
PN	112.048	4.416.932	1.589	25
UD	50.261	1.981.289	713	11
Totale	162.309	6.398.221	2.301	-

Tabella n.44: Disponibilità energetica da allevamenti suini di consistenza superiore ai 500 capi⁸⁴

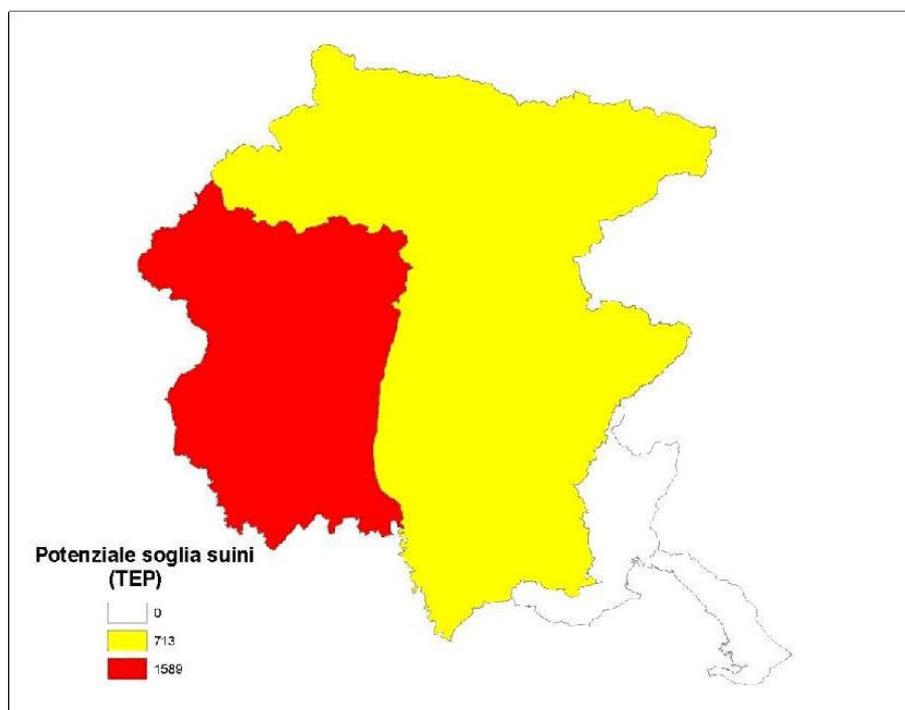


Figura n.38: Disponibilità energetica da suini nelle province di Udine e Pordenone⁸⁴

Sulla base dei dati riportati in si evince che la disponibilità energetica da liquami bovini è principalmente localizzata in provincia di Udine (2.258 TEP, pari al 35% del potenziale energetico teorico complessivo). Per quanto attiene invece ai liquami suini, la disponibilità è massima nella provincia di Pordenone (1.589 Tep, pari al 25% del potenziale teorico utilizzabile).

In sintesi, come dai dati riportati in tabella n.45, il potenziale energetico utilizzabile è stimato in circa 6.400 TEP/anno, il 47% del potenziale teorico. Le emissioni evitate di CO₂ sono state stimate sulla base del metano sostituito nei sistemi energetici dal biogas. Il fattore di emissione specifica assunto per il gas metano è di 1,93 kg CO₂/kg di metano. Si è tenuto conto anche dei diversi poteri calorifici del metano rispetto al biogas.

Potenzialità del territorio regionale		
	U. di M.	Quantità
Biogas	m ³ /anno	17.771.887
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	6.400
CO ₂ evitata	t/anno	14.700

Tabella n.45: Disponibilità materiale ed energetica da reflui zootecnici⁸⁴

Disponibilità di biogas e disponibilità energetica da reflui dell'industria agroalimentare

Per le categorie selezionate è stata stimata la disponibilità teorica di biogas proveniente dallo sfruttamento dei rifiuti/reflui agroalimentari (tabella n.46).

INDUSTRIA AGROALIMENTARE			
	Biogas prodotto	Energia retraibile	Potenziale utilizzabile
	m ³ /anno	Tep/anno	%
PN	1.141.961	411	57,8
UD	688.950	248	34,8
GO	123.436	44	6,2
TS	22.640	8	1,1
Totale	1.976.988	711	100,0

Tabella n.46: Potenziale teorico di biogas da residui agroalimentari⁸⁴

Come si evince dai dati riportati il maggior potenziale energetico si concentra nelle province di Udine (58% circa) e Pordenone (35% circa).

Dall'analisi delle potenzialità dei rispettivi settori produttivi, si ricava che oltre l'83% del potenziale proviene dal settore lattiero caseario (tabella n.47). Si ritiene quindi che tale settore possa ritenersi il più promettente per lo sfruttamento di energia da biogas mediante digestione anaerobica.

Codice ISTAT	Descrizione Attività Economica	Tep/anno	%
1511	Produzione, lavorazione e conservazione di carne, esclusi i volatili	41,8	5,9
1520	Lavorazione e conservazione di pesce e di prodotti a base di pesce	67,5	9,5
15512	Produzione dei derivati del latte: burro, formaggi, ecc.	591,8	83,2
1591	Fabbricazione di bevande alcoliche distillate	8,0	1,1
1596	Fabbricazione di birra	2,0	0,3
Totale		729	711

Tabella n.47: Apporto delle singole attività al potenziale energetico complessivo del settore⁸⁴

Nella figura n.39 viene rappresentato il potenziale fornito dall'utilizzo del siero proveniente dalla lavorazione del formaggio su scala provinciale.

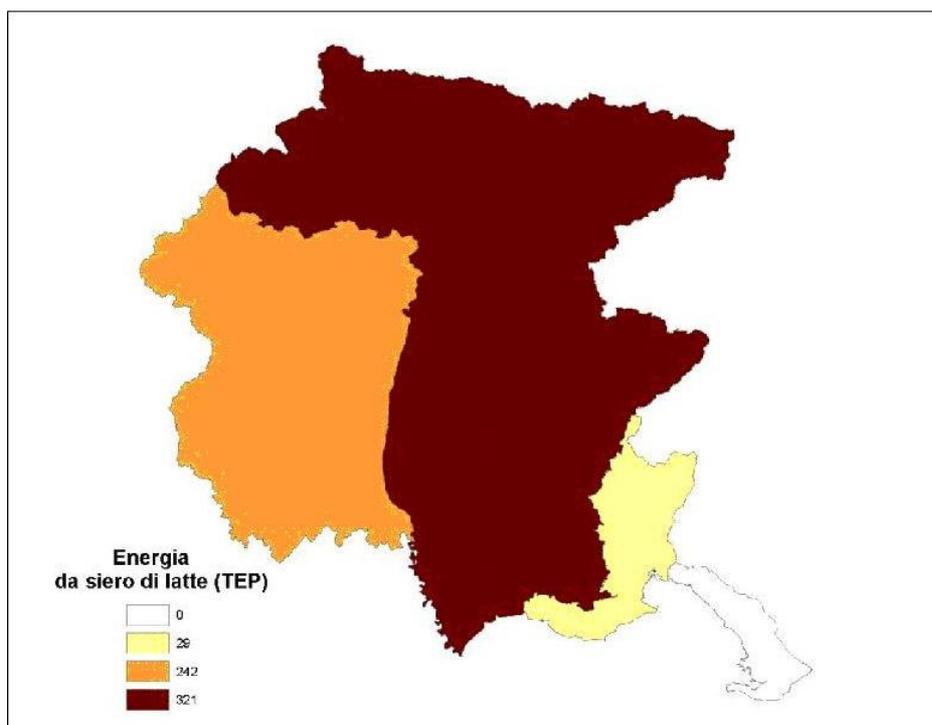


Figura n.39: Disponibilità energetica dall'utilizzo del siero del latte⁸⁴

In sintesi si stima una disponibilità energetica da reflui dell'industria agroalimentare di circa 590 Tep/anno, come esposto in tabella n.48.

Potenzialità del territorio regionale		
	U. di M.	Quantità
Biogas	m ³ /anno	1.645.381
Produzione energetica potenziale	Tep/anno	590
CO ₂ evitata	t/anno	1.360

Tabella n.48: Disponibilità energetica da reflui dell'industria agroalimentare⁸⁴

4.2.2.8. Solare termico e fotovoltaico

Stima della disponibilità

Disponibilità energetica da fotovoltaico

Nella figura n.40 è rappresentata graficamente la carta di irraggiamento al suolo in regione

Friuli Venezia Giulia, elaborata a partire dai dati puntuali di irraggiamento al suolo forniti dall'OSMER.

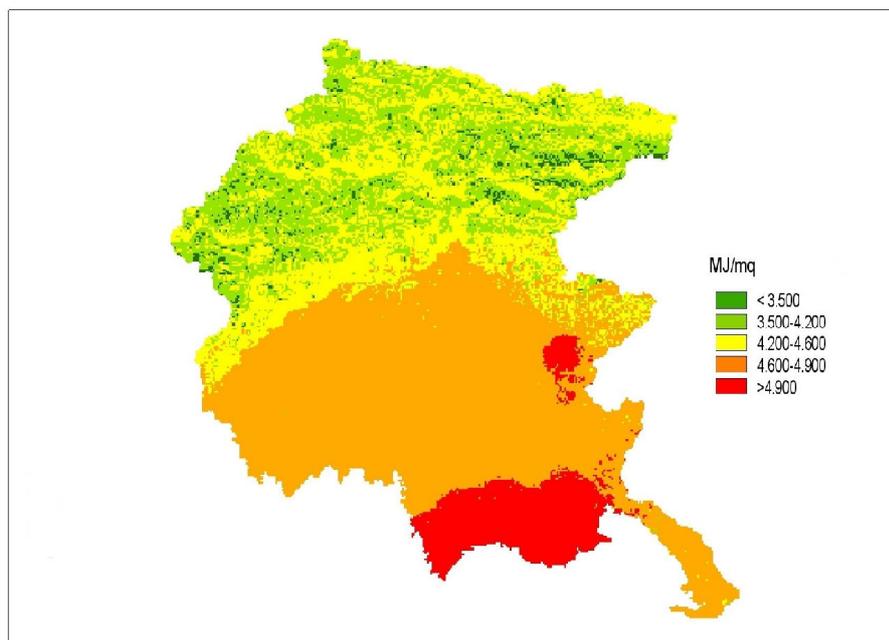


Figura n.40: Irraggiamento al suolo in regione Friuli Venezia Giulia⁸⁴

I valori di irraggiamento al suolo stimati sono stati quindi rielaborati al fine di individuare, su base provinciale, la porzione di territorio che ricade in ciascuna delle cinque classi di irraggiamento definite (< 3.500 MJ/anno; 3.500 - 4.200; 4.201 - 4.600; 4.601 - 4.900; >4.900). Il risultato di tale elaborazione è rappresentato graficamente in figura n.41.

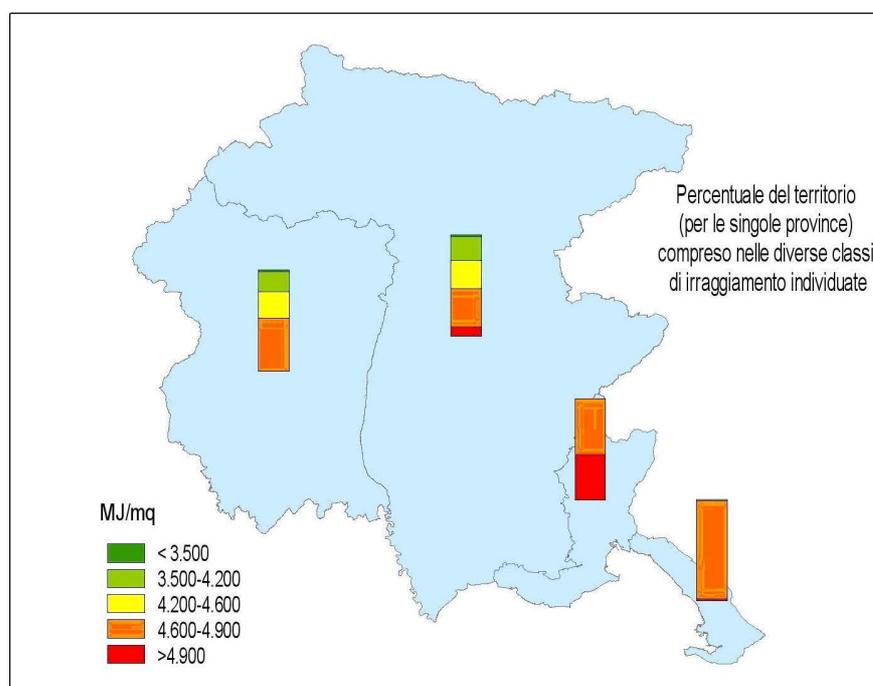


Figura n.41: Percentuale del territorio (per provincia) relativo alle diverse classi di irraggiamento⁸⁴

La stima delle superficie disponibili per l’installazione delle tecnologie solari è stata determinata stimando, per il territorio regionale, l’ampiezza delle superfici per ciascuna classe secondo la suddivisione proposta dal Sistema Informativo CORINE, ed applicando ad esse i coefficienti riportati in tabella n. 49.

cod CORINE	Superficie coperta	Superficie sottoposta a vincolo	Superficie edificata	Superficie persa per ombreggiamento	Coperture a falda	Coperture piane	Superficie utile su coperture a falda	Superficie utile su coperture piane
	%	%	%	%	%	%	%	%
1.1.1	80	20	70	50	80	20	30	25
1.1.2	50	30	30	20	80	20	30	25
1.2.1	50	5	30	20	30	70	30	25

Tabella n.49: Classi CORINE utili all’applicazione delle tecnologie solari e coefficienti correttivi

È stata quindi effettuata una sovrapposizione tra la carta di irraggiamento al suolo della regione Friuli Venezia Giulia e quella della suddivisione in classi secondo il sistema informativo CORINE. Tale operazione ha permesso di stimare, sulla base della superficie utile per ogni classe e sulla base dell’irraggiamento effettivo al suolo, la producibilità energetica da fonte solare.

È stato inoltre applicato un coefficiente di rendimento della conversione dell'energia solare in energia elettrica del 10%.

I risultati sono esposti sinteticamente nella tabella n.50.

Classi CORINE	Superficie totale	Superficie disponibile	Energia producibile
	m2	m2	MWh
1.1.1	3.956.000	172.000	23.000
1.1.2	387.194.000	7.611.000	1.014.000
1.2.1	55.543.000	1.163.000	156.000
1.4.2	1.991.000	16.700	2.300
Totale	448.684.000	8.962.700	1.195.300

Tabella n.50: Energia producibile da fonte solare fotovoltaica⁸⁴

La tabella seguente riporta in maniera sintetica la disponibilità della risorsa, sulla base della superficie disponibile stimata, e le emissioni evitate di anidride carbonica. Ai fini del calcolo della CO₂ evitata è stato assunto il valore specifico di 0,67 kg CO₂ /kWh_e prodotto da fonte fotovoltaica.

Potenzialità del territorio regionale		
	U. di M.	Quantità
Superficie disponibile per l'installazione	m ²	8.962.700
Disponibilità energetica da fotovoltaico	Tep/anno	235.000
CO ₂ evitata	t/anno	800.600

Tabella n.51: Disponibilità della risorsa solare fotovoltaica⁸⁴

Disponibilità energetica da solare termico

Nella stima della potenzialità della risorsa solare termica sono stati adottati i medesimi criteri utilizzati per la determinazione della disponibilità delle superfici e della radiazione al suolo impiegate per il settore fotovoltaico (vedi figure n.40 e n.41). Il rendimento della tecnologia, su base media annua, è stato assunto pari al 45%.

La tabella seguente riporta in maniera sintetica la disponibilità della risorsa.

Potenzialità del territorio regionale		
	U. di M.	Quantità
Superficie disponibile per l'installazione	m ²	8.962.700
Disponibilità energetica da fotovoltaico	Tep/anno	459.000
CO ₂ evitata	t/anno	1.087.000

Tabella n.52: Disponibilità della risorsa solare termica⁸⁴

4.2.2.9. Idroelettrico

Gli impianti idroelettrici presenti sul territorio regionale sono complessivamente 160 dei quali solamente 133 in esercizio alla data attuale. Pertanto gli impianti dimessi risultano 27 mentre 69 sono gli impianti idroelettrici in fase di istruttoria per la concessione dell'esercizio.

La potenza installata, considerando esclusivamente gli impianti in esercizio, è di 452,6 MW. La produzione media stimata di energia elettrica, per questi impianti, è risultata mediamente, negli ultimi 5 anni, di 1.620 GWh/anno corrispondenti a 356.400 Tep/anno.

La distribuzione degli impianti sul territorio regionale, suddivisi per classe dimensionale è esposta nelle figure che seguono.

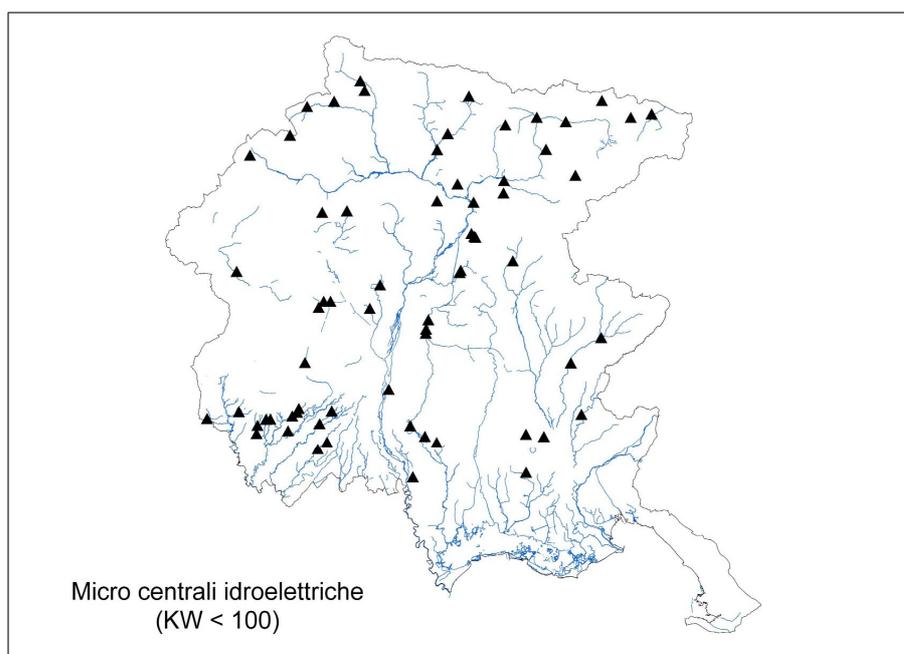


Figura n.42: Centrali idroelettriche esistenti di potenza inferiore a 100 kW⁸⁴

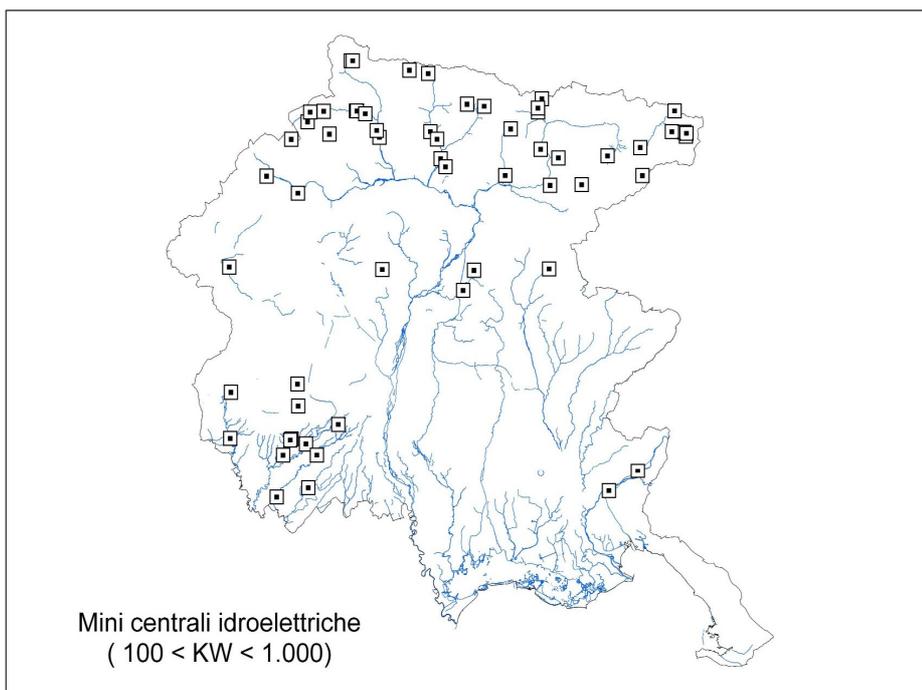


Figura n.43: Centrali idroelettriche esistenti di potenza superiore a 100 kW ed inferiore a 1.000 kW⁸⁴

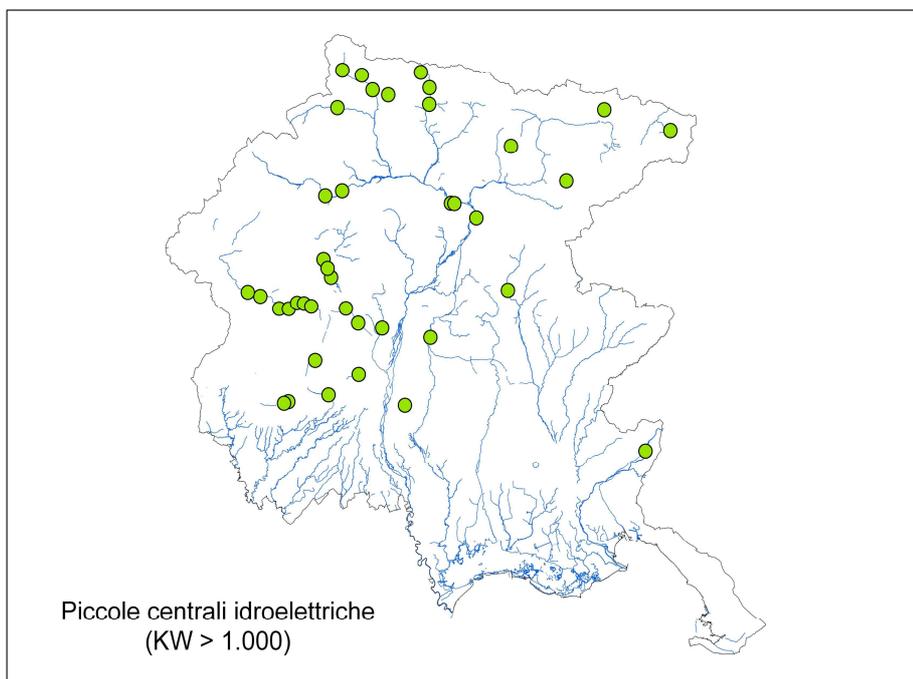


Figura n.44: Centrali idroelettriche esistenti di potenza superiore a 1.000 kW⁸⁴

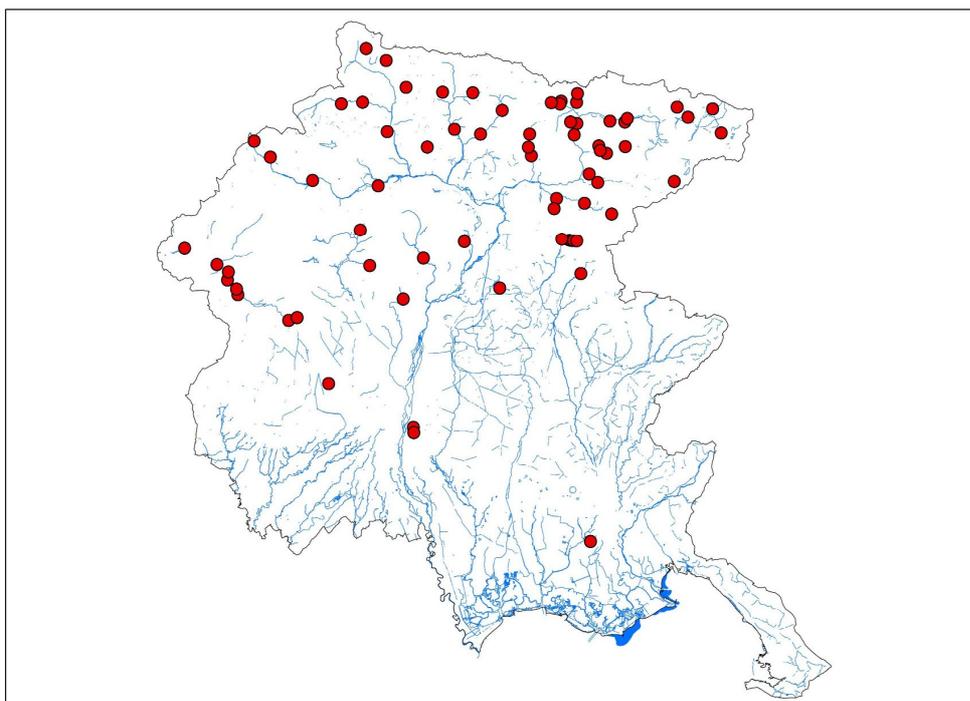


Figura n.45: Centrali idroelettriche in fase di istruttoria⁸⁴

4.2.2.10. Eolico

Stima della disponibilità

Nella tabella n.53 sono riportate: la lista di tutte le stazioni meteorologiche presenti in regione, la loro altitudine (m s.l.m.), la velocità media del vento (m/s) e la direzione prevalente.

Da una prima analisi delle velocità medie annue riferite all'anno 2003 registrate dalle stazioni meteorologiche disseminate sul territorio della regione Friuli Venezia Giulia, emerge che **la velocità media annua**, registrata a circa 10 metri dal suolo, è compresa tra **1,5 e 5,1 m/s**.

La maggior parte delle stazioni è posta al di sotto di 400 m s.l.m. (questa rete è nata per monitorare le condizioni meteorologiche per scopi agricoli). Le stazioni poste lungo il litorale o ad altitudini elevate evidenziano condizioni di ventosità media maggiore.

N° Stazione	N° Stazione	Altitudine m .s.l.m.	Velocità media m/s	Direzione prevalente
1	VIVARO	142	2.2	N
2	SAN VITO AL TAGLIAMENTO	21	2	N
3	BRUGNERA	22	1.9	NE
4	FAEDIS	158	1.9	NE
5	FAGAGNA	147	3.3	N
6	UDINE	91	2.1	NE
7	TALMASSONS	16	2.2	NE
8	PALAZZOLO DELLO STELLA	5	2.5	N
9	CAPRIVA	85	2.1	NE
10	GRADISCA D'ISONZO	29	2.5	NE
11	FOSSALON DI GRADO	0	3.2	NE
12	CERVIGNANO DEL FRIULI	8	2	NE
13	TRIESTE	1	3.9	E
14	SGONICO	268	3.4	NE
15	GEMONA DEL FRIULI	184	3.7	N
16	CODROIPO	37	2.4	N
17	PORDENONE	23	1.7	NE
18	LIGNANO	7	4.4	NE
20	CIVIDALE DEL FRIULI	127	4.2	NE
21	MONTE ZONCOLAN	1750	3.7	NE
22	MONTE LUSSARI	1760	3.5	E
24	MONTE MATAJUR	1630	4.3	NW
25	MONTE S. SIMEONE	1505	2.8	N
26	TARVISIO	794	1.8	E
27	ENEMONZO	438	1.5	W
51	GRADO	5	2.8	NE
52	BOA-PALOMA (Golfo di Trieste)	0	5.1	E

Tabella n.53: Valori medi di vento e direzione prevalente per ciascuna stazione meteorologica⁸⁴

Dall'analisi dei dati rilevati nel corso dell'anno 2003 risulta che la velocità media del vento nelle zone di pianura è compresa nell'intervallo 1,7 - 2 m/s nella pianura pordenonese (stazioni di Brugnera, Pordenone S.Vito), mentre è compresa tra 2 e 2,5 m/s nella bassa pianura friulana (stazioni di Cervignano, Codroipo, Talmassons e Palazzolo dello Stella), di 2,1 m/s nella pianura udinese (stazione di Udine), di 2,1 - 2,5 m/s nel goriziano (stazioni di Gradisca e Capriva).

Valori leggermente più elevati si registrano lungo la fascia litorale con valori medi che variano nell'intervallo 2,8 - 4,4 m/s e che presentano anche una elevata dispersione (maggiore deviazione standard) (stazioni di Lignano, Grado, Fossalon di Grado). Anche in provincia di Trieste le velocità medie risultano abbastanza elevate, nel range 3,4 - 3,9 m/s (stazioni di Trieste e Sgonico), con valori di moda (velocità più frequente) prossimi a 1,8 m/s: queste

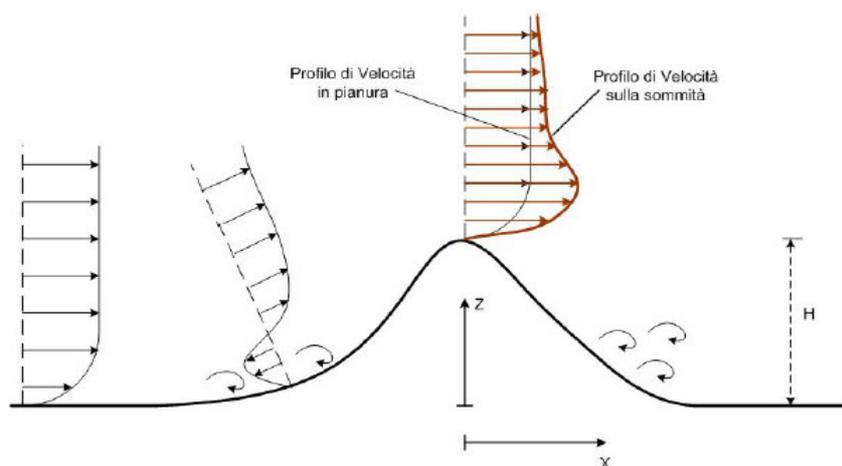


Figura n.47: Effetto di accelerazione, indotto sul profilo di velocità atmosferico, dalla presenza di un pendio⁸⁴

Disponibilità energetica dalla risorsa eolica

L'elaborazione di queste informazioni puntuali (relative alla velocità e alla direzione del vento, registrata nel 2003 dagli anemometri disposti nel territorio regionale) con l'informazione orografica (derivata dalla Cartografia Regionale Numerica, CRN, scala 1:25.000) ha permesso di elaborare la carta del vento regionale (risoluzione pixel 1000 m). Come si può vedere in figura n.47 le aree a maggior ventosità si trovano lungo la costiera triestina (in cui la fonte eolica è fortemente influenzata dal fenomeno bora) e in maniera diffusa nei siti posti lungo le altitudini maggiori. Per contro lungo i fondovalle l'intensità della velocità del vento risulta alquanto ridotta.

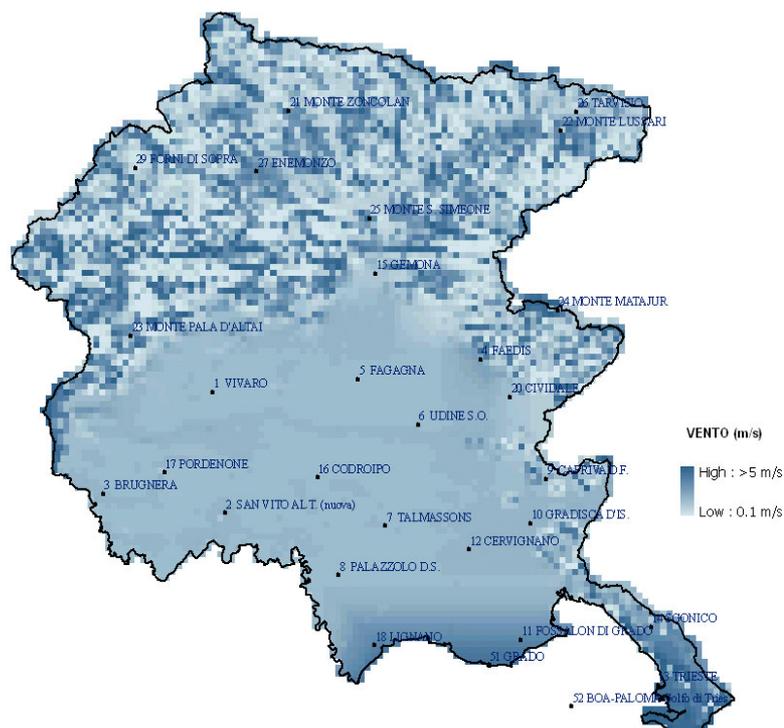


Figura n.47: Carta della velocità media del vento (m/s) per la regione Friuli Venezia Giulia⁸⁴

Avendo a disposizione anche dati relativi a stazioni meteorologiche poste in mare (stazione n.52, Boa Paloma – Golfo di Trieste), è stata elaborata, inoltre, la cartografia della disponibilità della fonte eolica per la fascia di mare antistante la regione Friuli Venezia Giulia (figura n.48).

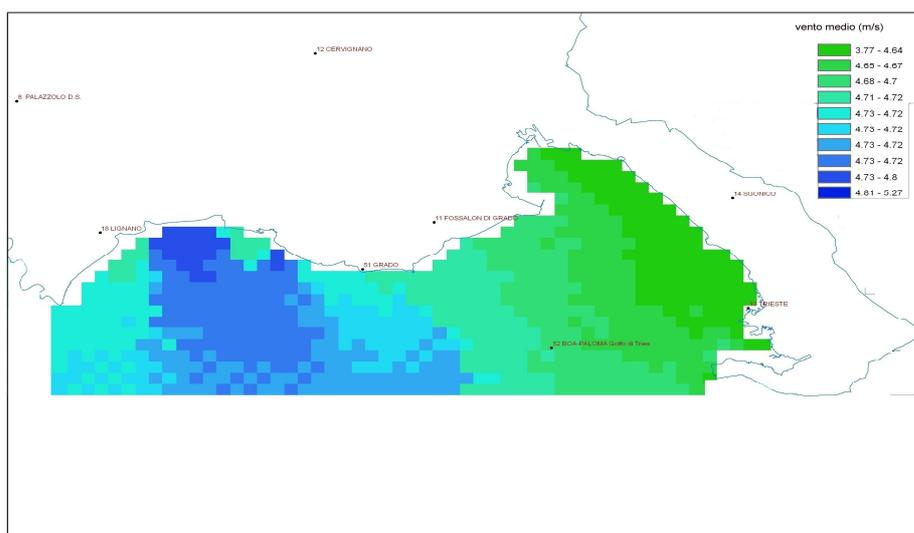


Figura n.48: Carta della velocità media del vento (m/s) per la fascia di mare antistante il Friuli Venezia Giulia.

4.2.2.11. Geotermia

Disponibilità della risorsa e disponibilità energetica

La quantificazione della risorsa termale è possibile solo in modo indicativo; le maggiori conoscenze sono riferite al sistema acquifero quaternario mentre le maggiori incertezze coinvolgono l'acquifero carbonatico a causa dell'assenza di dati diretti, ad eccezione del pozzo di Cesarolo 1. Vanno quindi distinti i due sistemi acquiferi termali.

Il sistema acquifero più superficiale, compreso tra 400 e 600 m di profondità, può essere suddiviso in quattro acquiferi principali entro i quali è presente acqua con temperatura compresa tra 25 e 50°C; si ripropone la seguente tabella riassuntiva (Tabella n.54) nella quale sono riportati alcuni parametri il cui margine di errore è quantificato nell'ordine del 20%.

Acquifero	Profondità (m slm) e zona	Superficie	Spessore medio	Porosità minima stimata	Volumi saturi	Temperatura media
		(km ²)	(m)		(10 ⁶ m ³)	(°C)
1	150 - 200 laguna Grado	180	10 - 15	0,20	468	22 - 27
2	150 - 200 Lignano Marano	300	5 - 10	0,15	450	28 - 33
3	400 Lignano Marano	200	6 - 24	0,15	540	35 - 40
4	580 Aprilia	30	15 - 20	0,15	90	45 - 60
Totale					1.548	

Tabella n.54: Sistema acquifero regionale⁸⁴

L'estensione areale degli acquiferi indicati nella precedente tabella è illustrata nella seguente mappa, che indica pertanto le macro aree di possibile utilizzazione ottimale della risorsa, differenziate anche in base alla profondità (figura n.49). L'estensione complessiva dell'area della Bassa Pianura Friulana che presenta anomalie geotermiche risulta di circa 600 km², con una zona circoscritta anche a Monfalcone.

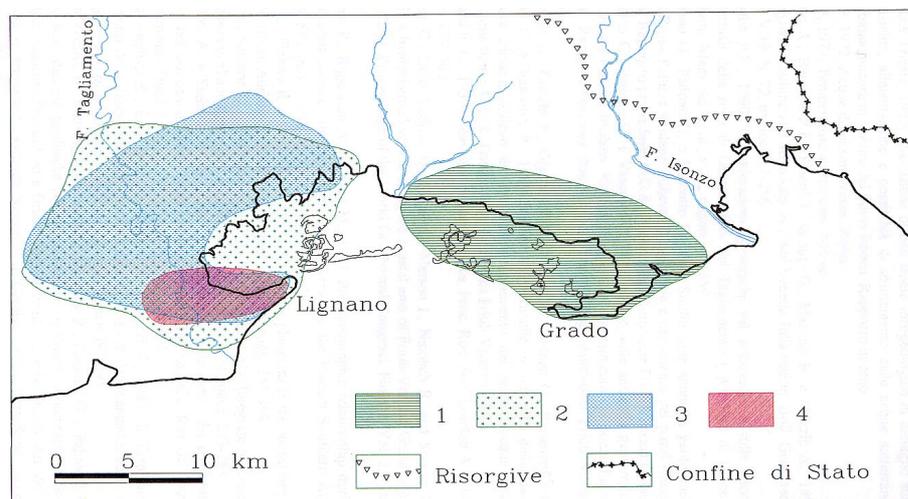


Figura n.49: Distribuzione areale delle macrozone con anomalie geotermiche⁸⁴

Lo sfruttamento ottimale della risorsa deve tenere conto della capacità della stessa di rinnovarsi; il tempo di ricarica è già stato indicato essere superiore a 100 anni. Simulazioni numeriche effettuate presso il DINMA di Trieste e riferite all'acquifero n. 3 (Lignano - Marano) hanno indicato in 20 - 30 m³/ora per km² la portata specifica minima della falda, tale da garantire non solo la costanza dell'emungimento idrico ma anche la sua stabilità termica.

In relazione alle conoscenze acquisite, la portata specifica indicata è più attendibile presso la foce del Tagliamento e non può essere estesa acriticamente all'intero territorio.

La potenza specifica, cioè la quantità di calore recuperabile dall'acqua termale dell'acquifero 3, è stata valutata in circa 4.200 kW/km², considerando un salto termico di 20°C. Tale potenza calorica si traduce in un quantitativo di tonnellate equivalenti di petrolio annue pari a 315 Tep/anno km², che, per lo stesso acquifero, corrispondono a 63.000 Tep/anno; considerando complessivamente gli acquiferi citati si raggiungono valori dell'ordine di 180.000 Tep/anno.

Allo stato attuale, così come già indicato nel 1999 e 2000 dal DINMA, non è possibile valutare la potenzialità dell'acquifero carbonatico profondo in assenza di conoscenze scientifiche approfondite, essendo disponibili solo i dati relativi al pozzo Cesarolo 1 e Cavanella 1 dell'AGIP, entrambi in territorio Veneto.

Caratteristiche locali:

Le due maggiori anomalie geotermiche sono localizzate presso la foce del Tagliamento e presso Grado (figura n.50).

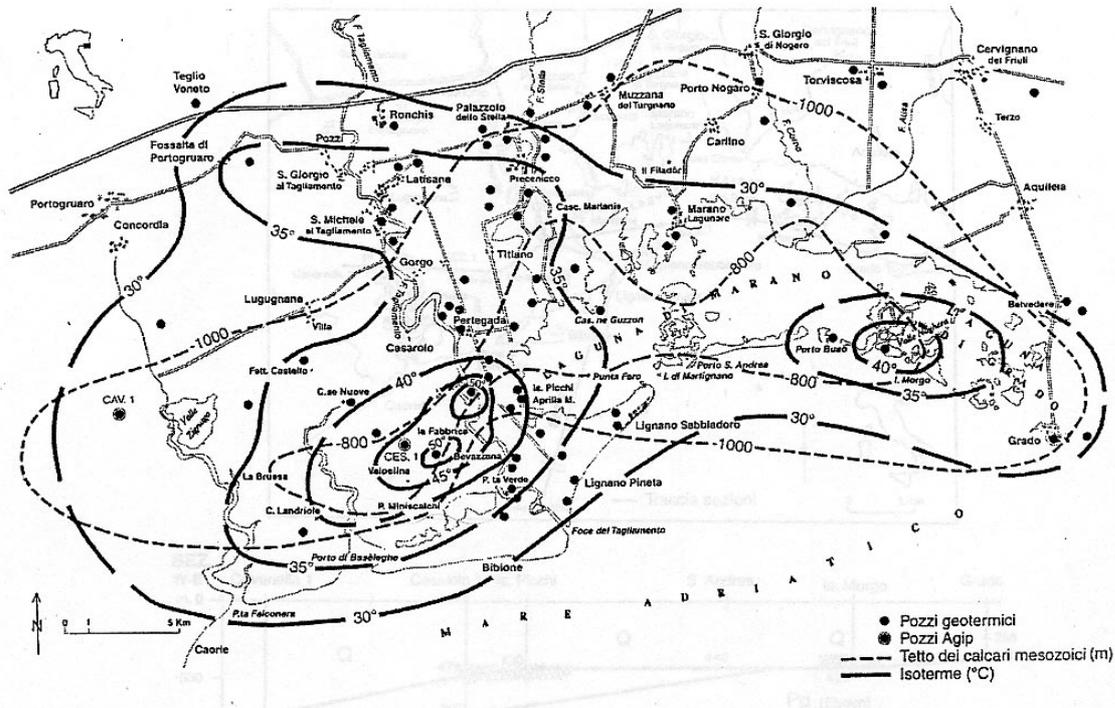


Figura n.50: Distribuzione areale dell'anomalia geotermica⁸⁴

Zona Latisana - Lignano

Il nucleo dell'anomalia geotermica è localizzato a Cesaroło in Veneto e l'area relativa alla foce del Tagliamento, per la sua vicinanza, risente del termalismo ad elevata temperatura ($T=50 - 52^{\circ}\text{C}$) che si può riscontrare tra 400 e 600 m di profondità.

L'interfaccia acqua dolce - salata è posizionata alla profondità media di 600 m (590 e 605 m. rispettivamente a Cavanella 1 e Cesaroło 1), cioè fino a 600 m le acque sono dolci; verso Lignano l'interfaccia si sposta a circa 500 m di profondità.

Le temperature sono basse fino a 300 m di profondità a causa della miscelazione con le acque più superficiali; l'orizzonte argilloso (acquicluda) posto tra 300 e 400 m di profondità, differenzia e funge nel contempo da protezione alle acque più profonde in cui si osserva un brusco incremento di temperatura fino a 50°C . La prima falda termale è posta tra 410 e 420 m

di profondità con spessore quindi di circa 10 m, configurandosi come una delle falde più potenti. Lo spessore degli orizzonti acquiferi infatti è compreso tra 1 e 10 m massimi.

La potenzialità dell'acquifero impostato nei depositi miocenici è più limitata, sia in termini di spessore (120 - 150 m massimi a causa della presenza a 600 m di profondità dell'interfaccia acqua dolce - acqua salata) sia in termini di trasmissività. La presenza dell'acquifero è stata accertata solo ad Aprilia Marittima.

Le acque sono artesiane con pressione compresa tra 100 e 300 Kpa, tali cioè da giungere naturalmente in superficie o tramite una pompa ad immersione posta tra 10 e 15 m di profondità.

Le portate prelevate sono comprese tra 2,7 e 3,3 l/s, con punte massime di 11 l/s.

L'anomalia termica a 40°C è delimitabile su una superficie di circa 50 km² disposta tra Bibione e Aprilia Marittima mentre le isoterme 30 e 35°C descrivono un'area parallela al corso del Tagliamento, tra Fossalta e Latisana a Nord e la linea di costa a Sud, per una superficie complessiva di circa 340 km². Per quest'ultimo acquifero è stata valutata una volumetria di 410 x 10⁶ m³ che, abbinata ad un salto termico di 20°C, consente di stimare un potenziale energetico pari a 8,2 x 10¹² kcal.

Zona Laguna di Grado

L'anomalia geotermica si sviluppa lungo la fascia litoranea tra l'isola di S. Andrea e Morgo, a Est di Grado.

Sono interessati da termalismo gli acquiferi posti alle profondità di 160 - 190 m, con temperatura compresa tra 27 e 39°C, e tra 220 e 280 m, con temperature tra 34 e 35°C. Le massime temperature sono state misurate a Porto Buso - Isola di Morgo con 40°C a 300 m di profondità.

Ad Est di Grado verso il corso del fiume Isonzo, si registra la graduale diminuzione delle temperature, fino a circa 20°C a Primero.

In sintesi, sulla base delle conoscenze attuali e ad eccezione della potenzialità dell'acquifero carbonatico, la disponibilità della risorsa è evidenziata in tabella n.55.

Potenzialità del territorio regionale		
	U. di M.	Quantità
Disponibilità energetica	Tep/anno	180.000
CO ₂ evitata	t/anno	52.000

Tabella n.55: Disponibilità della risorsa geotermica⁸⁴

5. ANALISI DELLE FILIERE: STUDIO PER L'ALLESTIMENTO DI IMPIANTI ALIMENTATI CON LE FONTI RINNOVABILI

In questo capitolo sono state individuate diverse filiere delle energie rinnovabili con l'obiettivo di dare un contributo alla migliore conoscenza dell'argomento trattato nella tesi.

5.1. La filiera dell'energia solare

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irraggiata dal Sole verso la Terra. L'energia solare può essere utilizzata per generare elettricità (fotovoltaico) oppure per generare calore (solare termico).

L'energia solare rappresenta un'importante realtà nell'ambito di quelle fonti energetiche rinnovabili la cui diffusione su scala mondiale è considerato un obiettivo di sostenibilità ambientale ed economica.

5.1.1. Il fotovoltaico

Nell'ultimo decennio il settore dell'energia solare fotovoltaica ha conosciuto importanti sviluppi sia in termini di applicazioni tecnologiche sia in termini di opportunità economiche. L'enorme interesse suscitato da tale fonte energetica che ha giustificato, tra l'altro, l'assegnazione di numerosi incentivi ai produttori di energia fotovoltaica, è dato anche dalla elevata potenzialità di sviluppo delle applicazioni possibili.

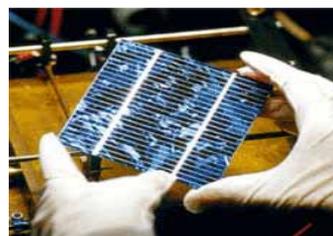
Le potenzialità teoriche di sfruttamento dell'energia solare sono elevatissime in quanto legate alla quantità di energia irradiata quotidianamente dal sole oltre che alla capacità dei pannelli di convertirla in energia elettrica: si stima che l'energia che giunge sulla superficie terrestre e disponibile alla conversione fotovoltaica superi di alcuni ordini di grandezza la domanda energetica dell'intero pianeta. A fronte di tali potenzialità solo teoriche, in uno scenario più realistico, si può assumere che la potenzialità di sfruttamento sia limitata dalla disponibilità di superfici non utilizzabili per altri scopi quali quelle di copertura di edifici, di capannoni, di tettoie e simili; le applicazioni a terra, infatti, presentano l'inconveniente di sottrarre territorio

agli usi alternativi. Anche limitando l'attenzione alle coperture degli edifici e, tra queste, solo a quelle che presentano caratteristiche idonee per esposizione all'irradiazione solare e sulle quali sussistono le condizioni di fattibilità tecnologica, le potenzialità di sfruttamento dell'energia solare sono piuttosto consistenti.⁸⁷

Sistemi fotovoltaici

La conversione dell'energia solare direttamente in energia elettrica è possibile grazie all'effetto fotovoltaico, fenomeno fisico, che si basa sulla proprietà di alcuni materiali semiconduttori, che se trattati in modo opportuno (drogati), quando colpiti dalla radiazione solare, generano elettricità.

L'elemento base del processo di trasformazione della radiazione solare in energia elettrica è la cella fotovoltaica. La cella fotovoltaica è costituita da due sottilissimi strati di materiale semiconduttore sui quali sono tracciati i contatti elettrici. Generalmente la cella è poi rivestita con un materiale antiriflesso.



Attualmente, il materiale più usato per la produzione delle celle fotovoltaiche è lo stesso silicio adoperato dall'industria elettronica, il cui processo di fabbricazione comporta costi molto elevati, giustificati dal grado di purezza del silicio che le applicazioni elettroniche richiedono. Tuttavia, la qualità del prodotto è indubbiamente ben più elevata di quanto richiesto dal mercato fotovoltaico.

Le celle più pregiate, che offrono le prestazioni migliori, sono quelle in **silicio monocristallino** con uno spessore dei wafers ottenuti di 250 – 300 μm . Da alcuni anni poi l'industria fotovoltaica utilizza, per la produzione dei pannelli, anche il **silicio policristallino**. La ricristallizzazione non avviene in maniera ordinata come accade per il silicio monocristallino e l'accrescimento è pertanto più veloce. Per tale ragione il costo dei pannelli realizzati in silicio policristallino è inferiore a quello dei pannelli in monocristallo, al prezzo però di un minor rendimento a parità di superficie.

Per applicazioni particolari poi il mercato dei produttori propone il **silicio amorfo**, che, per il

processo produttivo, differisce in maniera sostanziale dai prodotti in cristallino. La tecnologia dei film sottili di silicio amorfo è più recente di quelle precedenti ma ha raggiunto ormai una discreta diffusione. La pellicola che si deposita raggiunge uno spessore di pochi micron, a differenza dei 250 – 350 μm delle celle in cristallo. Una tecnologia di questo genere consente interessanti applicazioni potendosi integrare laddove i più tradizionali pannelli soffrono dei vincoli dovuti alla loro struttura rigida; tuttavia la tecnologia del film sottile non offre le stesse garanzie di stabilità nel tempo del rendimento delle celle. I rendimenti specifici delle celle mostrano una crescita significativa negli ultimi anni; i costi per kW_p risultano piuttosto alti se paragonati a quelli dei moduli in silicio cristallino, ma occorre considerare che i moduli in silicio amorfo presentano spesso caratteristiche che ne consentono usi specifici quali l'installazione su strutture flessibili, la composizione in strutture di forma particolare o la costruzione di pannelli srotolabili .

Nel corso dell'ultimo decennio, sono stati proposti e studiati diversi nuovi materiali per la realizzazione di celle fotovoltaiche, ma solo alcuni di essi sono usciti dalla fase di sperimentazione in laboratorio: ad esempio le **celle a film sottile** sono composte da strati di materiale semiconduttore (non sempre è presente il silicio), depositati generalmente come miscela di gas su supporti a basso costo (vetro, polimeri, alluminio) che danno consistenza fisica alla miscela.

La tecnologia fotovoltaica è relativamente giovane e complessa, e richiede ancora grandi sforzi di ricerca. L'obiettivo principale è di rendere economicamente più competitiva l'energia elettrica di origine solare, che oggi ha un prezzo relativamente elevato.⁸⁷

Nella tabella seguente vengono presentate le principali caratteristiche tecniche e i vantaggi/svantaggi delle celle.

	Si mono	Si multi	Si amorfo	GaAs	CIS
Dimensioni lato cella	8 - 10 cm	12 - 15 cm	Variabili (standard comm. 30 cm)	Variabili	Variabili
Spessore cella	250 - 350 μm	250 - 350 μm	pochi μm	5 - 10 μm	5 - 10 μm
Rendimento cella	14 - 17%	10 - 14%	4 - 6% singolo 7 - 10% tandem	25%	8 - 10%
Vantaggi	- Alto rendimento - Stabilità - Tecnologia affidabile	- Costo minore - Fabbricaz. più semplice - Migliore occupazione dello spazio	- Buon rendimento in caso di irragg. diffuso - Adatto a supporti flessibili	- Alta resistenza alle alte temperature - Adatto ad applicazioni aeronautiche	- Molto stabile - Utilizzabile su substrati flessibili
Svantaggi	- Costo - Energia grigia - Elevata quantità di materiale necessario - Complessità di produzione	- Minor rendimento - Sensibilità alle impurità	- Basso rendimento complessivo - Degradazione iniziale delle prestazioni - Scarsa stabilità negli anni	- Tossicità - Scarsa disponibilità del materiale - Costi estremamente elevati	- Tossicità

Tabella n.56: Caratteristiche riassuntive delle diverse tecnologie di produzione dei pannelli⁸⁷

L'impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico

La singola cella fotovoltaica fornisce valori di tensione e corrente limitati rispetto a quelli normalmente richiesti dalle principali apparecchiature elettriche per il loro funzionamento. Per ovviare a tale problema si procede collegando tra loro più celle in serie. Il prodotto finale è il modulo fotovoltaico che, nella forma più comune, è formato da 36 celle disposte su 4 file parallele sigillate tra una lastra superiore di vetro ed una inferiore di materiale plastico e fuse in un blocco unico con un processo ad alta temperatura.

Il modulo è facilmente collegabile ad altri moduli, in serie o parallelo, fino a raggiungere la potenza elettrica desiderata: si ottiene così il generatore fotovoltaico.

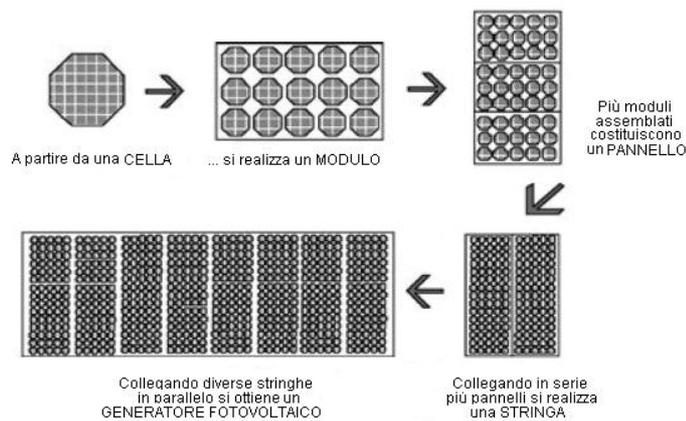


Figura n.51: Schema di un generatore fotovoltaico⁸⁷

Gli altri componenti dell'impianto

L'energia resa disponibile dal generatore fotovoltaico per essere accessibile alle utenze necessita di ulteriori elementi meccanici, elettrici ed elettronici:

- *L'inverter* è un dispositivo elettrico in grado di convertire l'energia prodotta dal generatore in forma di corrente continua, in corrente alternata con le caratteristiche necessarie per l'utilizzo nelle normali apparecchiature.
- *L'impianto elettrico* è costituito dall'insieme dei cablaggi e delle derivazioni (cavi, ecc...) che servono a garantire l'alimentazione fisica delle apparecchiature elettriche.
- *Le strutture di sostegno* hanno la funzione di ancorare i pannelli fotovoltaici ad un supporto fisso rappresentato, a seconda dei casi, dagli elementi di copertura dell'edificio, oppure dal terreno.
- Una componente solo eventuale dell'impianto fotovoltaico è rappresentata dai *sistemi di accumulo* (batterie), che servono per immagazzinare l'energia prodotta nelle ore di insolazione e renderla disponibile nelle restanti ore, quando l'impianto è isolato, ovvero non è collegato alla rete elettrica.

Le tipologie di impianto ed il loro funzionamento

Gli impianti connessi alle rete elettrica: grid connected

Un impianto *grid connected* è un impianto destinato alla fornitura di energia ad utenze già collegate alla rete elettrica di distribuzione. Questo tipo di impianto ha la particolarità di operare in regime di scambio con la rete: l'energia prodotta dai pannelli nelle ore di insolazione, in eccesso rispetto all'autoconsumo, viene ceduta alla rete mentre l'energia necessaria all'utenza nelle ore di nulla o insufficiente insolazione, quando cioè l'impianto non produce, viene prelevata direttamente dalla rete. I rapporti di scambio e le compensazioni economiche sono regolati da specifiche normative.

Le componenti del sistema

In questa configurazione l'impianto fotovoltaico è composto dalle seguenti apparecchiature:

- Il generatore fotovoltaico, che converte l'energia solare in energia elettrica, opportunamente fissato al suolo e su un elemento di copertura.
- L'inverter che trasforma la corrente continua proveniente dai moduli in corrente alternata con caratteristiche compatibili a quelle della rete.
- Il quadro elettrico predisposto per l'allacciamento alla rete.

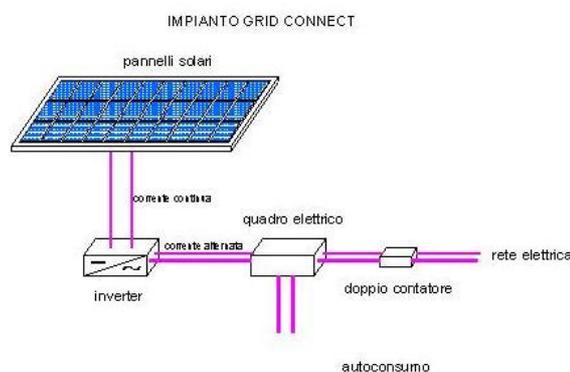


Figura n.52: Impianto connesso alla rete⁸⁷

I vantaggi degli impianti connessi in rete

Gli impianti connessi in rete presentano una serie di vantaggi sia per l'utilizzatore che per il sistema elettrico nazionale. L'utilizzatore dell'impianto infatti:

- Produce energia elettrica da una fonte gratuita, il sole, conseguendo un risparmio sui costi dell'energia. Il riconoscimento del diritto di scambiare "alla pari" con la rete, accanto alla possibilità di usufruire delle incentivazioni stabilite dal "conto energia" (come da Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente), consente al proprietario di ripagarsi l'impianto in pochi anni.
- L'allacciamento alla rete sostituisce gli accumulatori nella funzione di alimentare l'utenza nelle ore di scarsa o nulla insolazione evitando i costi economici ed ambientali ad essi relativi.
- Se l'impianto è integrato negli elementi dell'edificio possono essere evitati alcuni costi.

I benefici apportati al sistema elettrico sono i seguenti:

- Si evitano le perdite di trasporto tipiche degli elettrodotti.
- La produzione elettrica è massima nelle ore di maggior richiesta della rete e ciò consente di ridurre i picchi di carico del sistema (i picchi sono generalmente diurni e soprattutto estivi).
- Nella fase di produzione l'impianto fornisce energia pulita al 100%: per ogni kWh prodotto si evita l'emissione di 0,53 kg di CO₂.

Gli impianti isolati dalla rete elettrica: stand alone

Sono impianti che servono ad alimentare utenze isolate la cui elettrificazione risulta difficile o non economica. In questo caso l'energia prodotta dall'impianto alimenta direttamente ed immediatamente l'utenza. Eventuali eccedenze produttive rispetto al fabbisogno sono utilizzate per caricare le batterie. Queste a loro volta intervengono nelle ore di bassa o nulla produzione.

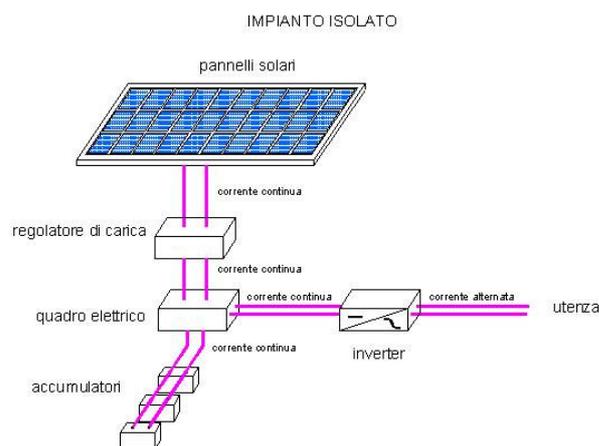


Figura n.53: Impianto isolato⁸⁷

Le componenti del sistema

In questa configurazione l'impianto fotovoltaico è composto dalle seguenti apparecchiature:

- il generatore fotovoltaico, che converte l'energia solare in energia elettrica, opportunamente fissato al suolo e su un elemento di copertura;
- l'inverter che trasforma la corrente continua proveniente dai moduli in corrente alternata con caratteristiche compatibili a quelle delle apparecchiature elettriche in uso;
- il quadro elettrico di alimentazione dell'utenza;
- gli accumulatori, solitamente batterie al piombo, per immagazzinare l'energia elettrica.

I vantaggi e gli svantaggi degli impianti isolati

Gli impianti isolati presentano l'indubbio vantaggio di permettere l'elettrificazione delle utenze isolate, in sostituzione di altri sistemi molto inquinanti quali, ad esempio, i generatori a gasolio. Tuttavia, laddove sia possibile un collegamento alla rete questo ultimo è sempre preferibile per i motivi esposti in precedenza.

Il corretto posizionamento dell'impianto

La posizione ottimale del generatore è quella che rende massima la radiazione solare che incide sui pannelli. Questo avviene quando:

- la superficie captante dei moduli è rivolta a sud; in questo modo sono massime le ore di esposizione al sole nell'arco dell'anno;
- i raggi giungono sui moduli in direzione perpendicolare alla superficie; le ore in cui avviene sono massime quando l'inclinazione del modulo rispetto al piano orizzontale è pari, circa, alla latitudine del luogo (30° e 35° gradi, nelle diverse regioni italiane);
- i pannelli sono posti su una superficie con buona capacità riflettente; per questo motivo a parità di condizioni, sono preferite le superfici chiare a quelle scura.

Nelle tabelle seguenti sono riportati gli elementi a favore della tecnologia fotovoltaica.

Beneficio	Descrizione	Beneficio	Descrizione
Modularità	Aggiungendo o rimuovendo alcuni moduli l'impianto di generazione può essere dimensionato in funzione della domanda di energia da parte dell'utenza.	Scelta e controllo	Con l'impianto fotovoltaico l'utente diventa anche produttore e la gestione dell'energia diventa più consapevole, consentendo di evitare alcuni sprechi.
Emissioni evitate ed impatto ambientale	Gli impianti fotovoltaici non presentano impatti ambientali significativi nella fase di esercizio, l'energia solare non fa rumore e non emette sostanze odorose. I pannelli, se ben integrati, non deturpano l'ambiente.	Immagine	Gli edifici che integrano elementi fotovoltaici trasmettono un'immagine positiva, legata al rispetto dell'ambiente e allo sviluppo sostenibile.
Recupero ambientale	Il fotovoltaico consente di riutilizzare e recuperare superfici e spazi altrimenti inutilizzati; il fotovoltaico si "accontenta degli spazi marginali".	Occupazione	La diffusione della tecnologia fotovoltaica sul territorio crea una domanda di personale qualificato e apre nuovi settori di produzione tecnologica.
Generazione diffusa sul territorio	Il fotovoltaico consente di generare corrente laddove questa deve essere impiegata riducendo le perdite dovute al trasporto e alla trasformazione.	Qualità dell'energia	L'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è qualitativamente superiore a quella prodotta dagli impianti tradizionali quando si tengano in considerazione anche le perdite evitate nel trasporto.
Affidabilità e durata	Gli impianti fotovoltaici consentono una manutenzione facile e poco onerosa. La vita utile dell'impianto è superiore a 30 anni.	Costi evitati	Nell'integrazione architettonica, il costo di alcuni materiale edili può essere detratto da quello dell'impianto fotovoltaico.
Rispondenza ai carichi	In molte situazioni l'impianto fotovoltaico produce energia quando ce n'è più bisogno; è questo il caso tipico degli impianti di climatizzazione.		

Tabella n.57: Tabella riassuntiva degli elementi a favore della tecnologia fotovoltaica⁸⁷

	Posa a terra o su tetto piano		Strutture ad inseguimento	Strutture integrate		
	cavalletto	palo		tetti a falda	facciate	
V a n t a g g i	<ul style="list-style-type: none"> - Esente o quasi da manutenzione - Trasporto e montaggio semplice - Costo ridotto - Fondazioni poco impegnative - Orientamento ed inclinazione ottimali 	<ul style="list-style-type: none"> - Semplicità di progettazione e realizzazione - Possibilità di evitare zone d'ombra - Orientamento ed inclinazione ottimali 	<ul style="list-style-type: none"> - Ottimo rendimento complessivo del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero di spazi marginali - Strutture di supporto leggere e poco visibili - Buoni risultati estetici 	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero di spazi marginali - Buoni risultati estetici - L'impianto presenta una buona visibilità 	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero di spazi marginali - Costi d'installazione contenuti - Facilità di progettazione e realizzazione - Manutenzione agevole - Ampia scelta nel tipo di modulo da utilizzare
S v a n t a g g i	<ul style="list-style-type: none"> - Risultati estetici non ottimali - Spazio occupato 	<ul style="list-style-type: none"> - Fondazioni impegnative - Costo maggiore 	<ul style="list-style-type: none"> - Necessità di manutenzione - Trasporto e montaggio impegnativi - Costo delle strutture - Necessità di disporre di superfici più ampie 	<ul style="list-style-type: none"> - Taglia dell'impianto limitata dalla superficie disponibile - Inclinazione e orientamento vincolati - Progettazione "caso □ caso" - Problemi di manutenzione 	<ul style="list-style-type: none"> - Taglia dell'impianto limitata dalla superficie disponibile - Costo elevato - Rendimento non ottimale 	<ul style="list-style-type: none"> - Valenza architettonica limitata - Ridotta visibilità

Tabella n.58: Caratteristiche riassuntive delle principali tipologie di strutture di sostegno⁸⁷

Bisogna tuttavia ricordare che nonostante la poca complessità insita nella realizzazione e gestione degli impianti fotovoltaici, la fase di progettazione rimane comunque delicata: solo un impianto correttamente dimensionato e progettato, consente di evitare errori che possono inficiare nel tempo la produttività del sistema e quindi i benefici economici conseguibili.

5.1.2. Solare termico

L'energia solare viene impiegata per la produzione di energia termica sotto forma di acqua calda sfruttando i collettori solari.

L'impianto solare termico

Un sistema solare a bassa temperatura, nella forma più comune, si compone essenzialmente del **pannello solare** vero e proprio e dal **serbatoio di accumulo** dell'acqua calda, collegati tra

loro da una serie di **dispositivi idraulici**.

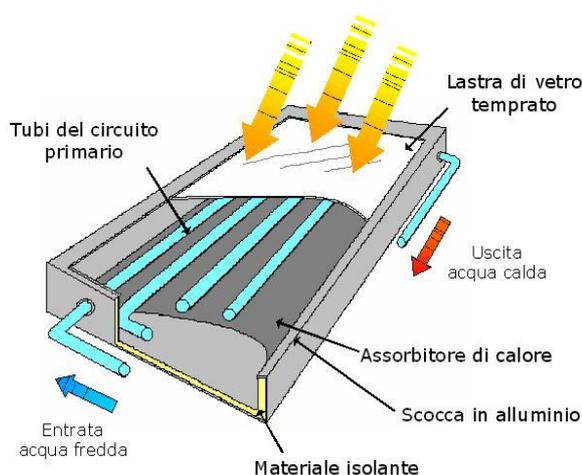


Figura n.54: Il pannello solare⁸⁸

Il pannello solare, di fatto, è piuttosto semplice: è composto da un elemento che serve ad assorbire il calore e a favorire il riscaldamento dei tubi del circuito primario e quindi del liquido in essi contenuto (il fluido primario). Il fluido primario è solitamente composto da acqua addizionata con antigelo. Il pannello è racchiuso superiormente da una lastra di vetro temprato a basso contenuto di piombo, che si presenta opaco e scuro per meglio assorbire e trattenere la radiazione solare e quindi il calore che si sviluppa da essa. Sulla facciata posteriore del pannello viene posto di solito uno strato di isolante termico, generalmente in fibra di vetro o in poliuretano espanso, senza CFC di colore scuro, trattenuto da una scocca in lamiera che assembla le parti e conferisce al pannello robustezza e solidità.

Gli altri componenti dell'impianto

Il serbatoio di accumulo serve ad immagazzinare l'acqua riscaldata. Il serbatoio deve essere opportunamente coibentato per limitare le dispersioni termiche. Al suo interno è presente uno scambiatore di calore che serve a cedere l'energia termica del fluido primario all'acqua che, mediante l'impianto idraulico di casa, verrà utilizzata per scopi sanitari o per riscaldare l'ambiente.

Le tipologie di impianto ed il loro funzionamento

Il funzionamento del sistema solare è molto semplice: il pannello assorbe e concentra l'irraggiamento solare riscaldando il fluido primario il quale, in modo naturale o mediante un sistema di circolazione forzata, giunge nel serbatoio e, attraverso lo scambiatore di calore, cede l'energia termica accumulata nel pannello all'acqua sanitaria.

Impianti a circolazione naturale

La circolazione naturale (o a termosifone) si ottiene quando il serbatoio può essere posizionato in prossimità del pannello e ad un'altezza superiore ad esso. In questo modo è possibile sfruttare la semplice legge fisica secondo la quale i liquidi caldi, più leggeri, salgono mentre quelli freddi, più pesanti, scendono (moti convettivi). Per questo motivo il liquido primario riscaldato all'interno del pannello, diventando più leggero, sale spontaneamente verso il serbatoio dove avviene lo scambio termico con l'acqua in esso contenuta. Raffreddandosi torna quindi verso il basso, nel pannello stesso, per essere riscaldato nuovamente.

I vantaggi di questi impianti sono duplici: da un lato infatti non sono necessari dispositivi elettrici supplementari e, dall'altro, la temperatura si regola automaticamente non essendo possibile l'innescò di fenomeni di inversione del flusso termico tra il calore dell'acqua del serbatoio e quello del fluido primario nel pannello.

Impianti a circolazione forzata

I sistemi a circolazione forzata si realizzano quando il serbatoio è posto ad un'altezza inferiore a quella del pannello. In questo caso il liquido riscaldato nel pannello viene fatto fluire al serbatoio utilizzando un'elettropompa. L'introduzione di questo meccanismo di spinta nel circuito, rende gli scambi termici più rapidi e consente un maggiore rendimento del sistema. Tuttavia l'elettropompa presenta lo svantaggio del consumo di energia elettrica e dell'incremento dei costi di installazione e di manutenzione del sistema.

I diversi tipi di pannelli solari

I pannelli solari a fluido liquido si suddividono in quattro tipologie principali di seguito elencate. Ad essi vanno aggiunti i pannelli solari ad aria calda, che sono realizzati secondo criteri più vari e meno standardizzati:

- pannello solare piano vetrato;
- pannello solare piano vetrato con accumulo incorporato;
- pannello solare scoperto;
- pannello solare sottovuoto;
- pannello solare ad aria calda.

Il corretto posizionamento dell'impianto

La produzione di energia termica è funzione delle caratteristiche di insolazione del sito. In ogni caso, come esposto relativamente ai pannelli fotovoltaici, anche per i collettori solari è importante l'esposizione verso sud perché ciò garantisce all'impianto di catturare, nel corso dell'anno, la massima quantità di energia solare.

L'inclinazione ottimale dei pannelli solari, andrebbe scelta in funzione della stagione di maggiore richiesta termica: inclinazioni basse o prossime ai 0° rispetto al piano orizzontale, infatti, consentono di captare al meglio l'energia solare irradiata nella stagione estiva e sono per contro scarsamente efficienti nella stagione invernale; viceversa l'installazione verticale risulterebbe ottimale nella stagione invernale e meno efficiente nella stagione estiva.

Applicazione	Uso stagionale	Inclinazione rispetto al piano orizzontale
produzione acqua calda sanitaria	estivo	0 – 30°
produzione acqua calda sanitaria	estivo + mezza stagione	30 – 45°
produzione acqua calda sanitaria	Annuale (dimensionamento su resa invernale)	verticale
integrazione riscaldamento	invernale	45° - verticale
riscaldamento piscina	estivo	0 – 30°
riscaldamento piscina	invernale	verticale

Tabella n.59: Il posizionamento del pannello solare

Ai fini di consentire una adeguata copertura del fabbisogno di riscaldamento nei mesi

invernali è consigliato procedere con una integrazione dell'impianto solare con una caldaia tradizionale. È in ogni caso preferibile abbinare l'impianto a sistemi di riscaldamento a pavimento che richiedono temperature d'esercizio non elevate.⁸⁸

5.2. La filiera dell'idroelettrico

L'idroelettrico costituisce la più importante e tradizionale fonte di energia rinnovabile in Europa e ad oggi copre l'11% della produzione complessiva di energia elettrica.

L'energia idroelettrica è quel tipo di energia che sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale (posseduta da masse d'acqua in quota) in energia cinetica nel superamento di un dislivello, la quale energia cinetica viene trasformata, grazie ad un alternatore accoppiato ad una turbina, in energia elettrica.

L'energia idroelettrica viene ricavata dal corso di fiumi e di laghi grazie alla creazione di dighe e di condotte forzate. Esistono vari tipi di diga: nelle centrali a salto si sfruttano grandi altezze di caduta disponibili nelle regioni montane. Nelle centrali ad acqua fluente si utilizzano invece grandi masse di acqua fluviale che superano piccoli dislivelli; per far questo però il fiume deve avere una portata considerevole e un regime costante.⁸⁹

Un impianto idroelettrico è costituito da un insieme di macchinari, di apparecchiature elettriche e di opere di ingegneria destinato a trasformare l'energia idraulica di un corso d'acqua naturale o artificiale in energia elettrica.

Sebbene a livello europea non ci sia ancora pienamente accordo sulla classificazione degli impianti per taglia di potenza, in linea generale si può affermare che per potenze inferiori a 10 MW (10.000 kW) si può parlare di piccolo impianto, mentre al di sopra di tali potenze si può parlare di grande impianto. In alcuni casi si procede con una classificazione ancora più spinta tra micro impianti (potenza inferiore a 100 kW), mini impianti (potenza superiore a 100 kW e inferiore a 1.000 kW) e piccoli impianti (potenza superiore a 1.000 kW e inferiore a 10.000 kW). Gli impianti più piccoli, oltre ad avere una minore complessità, presentano anche un basso impatto sull'ambiente.

La dimensione dell'impianto spesso è determinata dalla possibilità di sfruttamento del corso

d'acqua. A tale proposito si possono distinguere gli impianti ad acqua fluente da quelli a deflusso regolato.

Negli **impianti ad acqua fluente** la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità nel corso d'acqua. Non dispongono infatti di alcuna capacità di regolazione del flusso e la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso idrico, ad eccezione di una quota minima necessaria a salvaguardare l'ecosistema (deflusso minimo vitale): quando il corso d'acqua è in magra e la portata scende al di sotto di un certo valore predeterminato - la portata minima della turbina installata sull'impianto - la produzione di energia cessa.

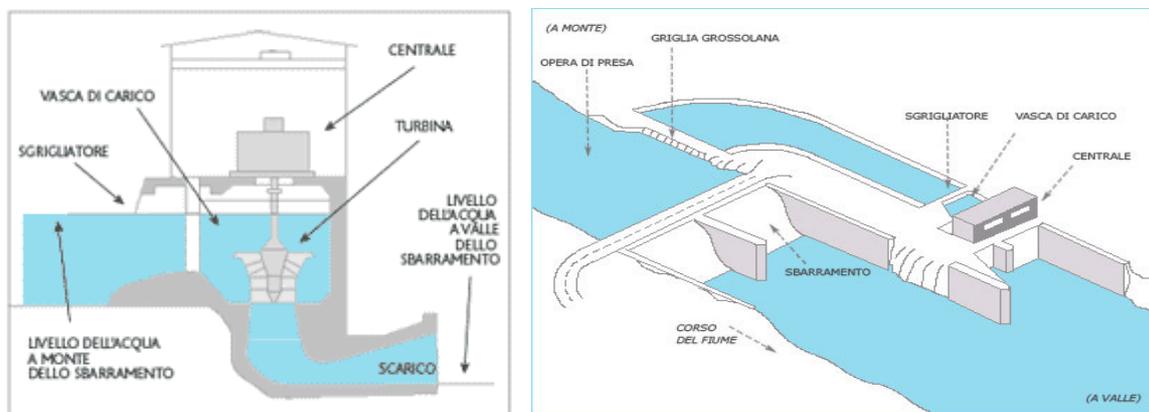


Figura n.55: Impianti ad acqua fluente⁹⁰

Per questo motivo, detto tipo d'impianto richiede corsi d'acqua con portate costanti pena la scarsa produzione energetica. Il vantaggio però è quello di avere un impatto ambientale molto basso perché l'impianto si integra bene nell'ecosistema.

Negli **impianti a deflusso regolato** la presenza di un bacino d'acqua naturale (un lago) o la realizzazione di un bacino d'invaso mediante la costruzione di una diga, consentono di sfruttare la risorsa idrica variando la portata d'acqua a seconda delle esigenze di produzione della centrale.



Figura n.56: Impianti a deflusso regolato⁹¹

Di solito gli impianti molto grandi creano impatti sull'ambiente, soprattutto perché la realizzazione degli invasi può comportare modificazione anche molto rilevanti del territorio.

Le centrali idroelettriche: i componenti

L'impianto idroelettrico, nella sua forma più comune, è composto dai seguenti elementi:

- le opere di derivazione che prelevano l'acqua dal corpo idrico e la convogliano alla turbina;
- la centrale che si compone a sua volta, solitamente, della turbina, dell'alternatore ad essa abbinato e del trasformatore;
- i collegamenti elettrici per l'immissione dell'energia prodotta in rete;
- le opere di scarico dell'acqua.

Le opere suddette ed in particolare il tipo di turbina dipendono da fattori fisici inerenti alle condizioni di lavoro dell'impianto (quali l'orografia, il salto e la portata, la disponibilità di un bacino di accumulo idrico) e dal tipo di esercizio dell'impianto stesso (funzionamento autonomo oppure in parallelo con una rete elettrica esistente, funzionamento completamente automatico oppure con controllo periodico di un addetto, funzionamento continuativo oppure stagionale). Il numero e la complessità costruttiva e, conseguentemente, operativa e gestionale dei diversi componenti variano poi anche in funzione alla taglia d'impianto, dagli impianti micro (potenza da pochi kW a 100 kW), fino a quelli più grandi (potenza superiore a 10.000 kW)⁸⁴.

Si descrivono di seguito i componenti principali dell'impianto.

- Le **opere di derivazione d'acqua** dipendono dalla tipologia del corso d'acqua intercettato e dall'orografia locale, soprattutto dalla natura dell'impianto (ad acqua fluente o a deflusso regolato). Il convogliamento dell'acqua alla turbina solitamente viene realizzato tramite canali o condotte forzate costituite da tubazioni.
- Il **tipo di turbina** dipende fondamentalmente dalla portata e dal salto. In Italia di norma le turbine utilizzate sono quelle ad azione di tipo Pelton o turbine a reazione di tipo Francio o Kaplan. Si riporta una rassegna sintetica dei tipi di macchine più comunemente presenti sul mercato internazionale.
- Il **generatore** ha la funzione di trasformare in energia elettrica l'energia meccanica trasmessa dalla turbina. In origine si utilizzavano generatori a corrente continua (dinamo) mentre attualmente, salvo rarissime eccezioni, si preferiscono generatori a corrente alternata (alternatori) trifase. Quelli più utilizzati sono gli alternatori sincroni o asincroni. L'alternatore è collegato direttamente alla turbina solo quando i regimi di rotazione nominali della turbina e del generatore coincidono. In alternativa viene utilizzato un moltiplicatore di giri.
- Il **trasformatore** si interpone tra la centrale e la rete elettrica ed ha la funzione di variare la tensione di corrente in uscita dall'alternatore e di riportarla alle caratteristiche di tensione (alta, media o bassa) della linea elettrica.
- I **quadri e le apparecchiature elettriche di comando e controllo** sono imposte dalle norme in vigore nei diversi Paesi che obbligano le società di distribuzione a mantenere entro limiti molto stretti le condizioni di sicurezza e qualità del servizio. Il produttore, se la centrale è collegata in rete, deve gestire la centrale al fine di assicurare il rispetto di tali obblighi da parte del distributore dotandosi di dispositivi che mettono l'impianto in parallelo con la rete, lo staccano in caso di guasto, ecc. Anche questi sistemi risultano semplificati per le centrali di più piccole dimensioni e più complessi per le centrali più grandi; in ogni caso i suddetti componenti sono necessariamente più sofisticati per il funzionamento in parallelo ad altre unità generatrici.
- Le **opere di scarico** sono rappresentate da tubazioni, a pelo libero o condotte in pressione, che hanno la funzione di restituire la portata d'acqua utilizzata dalla centrale al corpo idrico. La restituzione avviene ovviamente a monte rispetto al prelievo.⁸⁸

Vantaggi e svantaggi dell'energia idroelettrica

Sono diversi i vantaggi dell'energia idroelettrica:

- è inesauribile;
- la produzione di corrente non comporta emissioni di CO₂;
- applicabile in aree isolate purché in presenza di torrenti e fiumi con una portata adeguata.

Svantaggi dell'energia idroelettrica:

- alterazione del bilancio idrico naturale;
- impatto ambientali legati alla costruzione di bacini artificiali, dighe e sbarramenti dell'alveo.

5.3. La filiera dell'eolico

L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia. Attualmente viene per lo più convertita in elettrica tramite una centrale eolica, mentre in passato l'energia del vento veniva utilizzata immediatamente sul posto come energia motrice per applicazioni industriali e pre - industriali.

Attualmente l'energia eolica costituisce la quarta forma di generazione di energia maggiormente in uso nell'UE.

Il principio di funzionamento

Le regioni con venti abbastanza veloci e costanti nel tempo sono state tra le prime ad essere interessate dall'utilizzo dei rotor eolici (gli antichi mulini a vento) per la produzione dell'energia elettrica. Questi macchinari sfruttano la velocità del vento per far ruotare le pale e per trasferire questo moto ad un alternatore. L'alternatore è costituito da dei magneti permanenti che ruotano in prossimità a degli avvolgimenti di conduttori elettrici, questi hanno la funzione di condurre l'energia che è stata trasformata in energia elettrica con un funzionamento simile a quello della dinamo della bicicletta.

L'energia elettrica che noi consumiamo tutti i giorni ha delle caratteristiche costanti (tensione, frequenza). La velocità del vento non è costante e dunque neanche le caratteristiche della corrente che si trasforma dal rotore eolico. Per questo motivo, all'interno dei rotori eolici, c'è la presenza di alcuni organi di regolazione quali il moltiplicatore di giri, il freno o un volano.⁸⁴

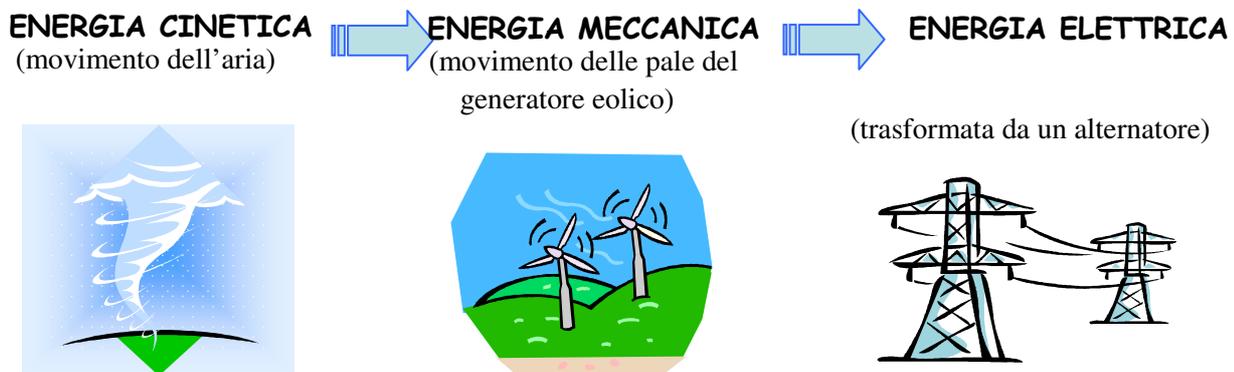


Figura n.57: Trasformazioni di energia⁸⁸

Le masse d'aria sono messe in moto in seguito ad una differenza di pressione, e come ogni corpo in moto posseggono l'energia cinetica che è legata alla velocità e alla massa del corpo in movimento. Questa energia non è utilizzabile direttamente dall'uomo e pertanto sono necessarie delle ulteriori trasformazioni, in particolare si vuole trasferire il moto del vento ad un macchinario che potrà essere utilizzato dall'uomo. Per realizzare questa fase si utilizza un rotore eolico (*rotore*=elemento che ruota) che grazie ad alcune pale riesce a trasmettere il moto ad un unico albero cui è collegato un moltiplicatore di giri; in passato l'uomo utilizzava direttamente l'energia meccanica per svolgere i compiti più gravosi quali macinare i cereali o per pompare l'acqua da bacini più bassi a quelli più alti. Ora l'energia più versatile è l'energia elettrica, infatti grazie alle reti di trasmissione è possibile utilizzare l'energia prodotta anche in luoghi molto distanti da quelli di produzione e l'utilizzo che si farà di questa energia dipende solo dall'utilizzatore finale.

L'ultima trasformazione da compiere è quella da energia meccanica (cioè energia cinetica di rotazione delle pale) ad energia elettrica, questa trasformazione è data dal movimento di un magnete che ruota vicino ad alcune bobine cioè ad alcuni avvolgimenti di filo, questo porta alla creazione di una corrente alternata che tramite alcune trasformazioni può essere poi inserita nella rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica. Il funzionamento dell'alternatore è molto simile a quello di una comune dinamo da bicicletta, solo che le

dinamo producono corrente continua.

Energia massima estraibile

L'energia posseduta da una massa d'aria (funzione della velocità e pressione del vento) può essere convertita in energia cinetica di rotazione dell'albero dell'alternatore. Tuttavia non tutta l'energia del vento può essere trasformata, infatti c'è un limite dato dalla velocità del vento a valle del rotore. Se la velocità del vento a valle del rotore è 1/3 di quella prima del rotore si ha il massimo trasferimento di energia. Questo è il cosiddetto limite di Betz, e si è calcolato come sia pari al 59,3% della potenza totale posseduta dal vento.

$$P_{\max} = 0,593 \cdot P = 0,593 \cdot \frac{1}{2} A \rho v^3$$

Dove A è l'area che le pale del rotore coprono durante la rotazione, ρ è la densità dell'aria a quella data temperatura e pressione e v la velocità del vento.⁸⁴

La tecnologia

Il generatore eolico

Il generatore eolico è composto da una torre, il rotore (ad asse orizzontale o verticale) e la navicella che contiene gli organi per la trasformazione dell'energia meccanica di rotazione in energia elettrica. La navicella ed il rotore possono ruotare sulla torre per disporsi nella direzione in cui spira il vento.

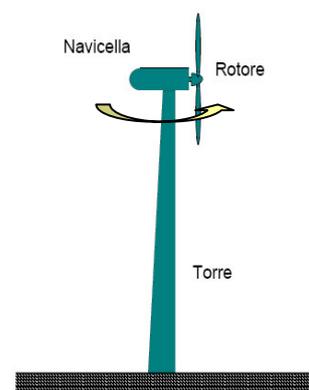


Figura n.58: Il generatore eolico⁸⁸

Il rotore eolico

La parte principale dell'impianto eolico su cui si giocano le maggiori sfide tecnologiche è il rotore che porta alla conversione dell'energia cinetica posseduta dal vento in energia

meccanica di rotazione. Questa componente dell'impianto è oggetto di molti studi per aumentarne la produttività, per ridurre l'impatto visivo ed il rumore prodotto durante la rotazione. Oltre alla forma anche le dimensioni dell'impianto eolico e l'altezza di rotazione sono molto importanti per valutare l'energia elettrica prodotta.

La differenza principale tra i rotori eolici riguarda la posizione dell'asse di rotazione se disposto in posizione orizzontale o in posizione verticale. I primi permettono le maggiori produzioni di energia elettrica, tuttavia hanno delle dimensioni fino a 140 metri di altezza ed un'area 'spazzata' dalle pale di un diametro di 80 metri. I rotori ad asse verticale invece hanno dimensioni che permettono di produrre meno energia rispetto a quelli ad asse orizzontale, di conseguenza sono più silenziosi e possono essere assimilabili a dei lampioni per l'illuminazione urbana e trovare posto anche vicino ai centri abitati.

Rotori ad asse verticale ed orizzontale

I rotori eolici possono essere di diversa natura, la principale differenza si ha nel principio di funzionamento che può sfruttare la resistenza che un corpo offre al vento, in questo caso saranno estese le superfici che il rotore offre al vento (come nel caso degli anemometri a coppe) oppure può sfruttare la portanza, ossia la pressione che si crea su di un particolare profilo alare (come nel caso del volo degli aerei), in questo caso la struttura del rotore è più esile e con un profilo aerodinamico della pala. I rotori eolici che sfruttano la portanza hanno dei rendimenti maggiori rispetto a quelli che sfruttano la resistenza, tuttavia utilizzano anche una tecnologia più ricercata che richiede opportuni approfondimenti sull'aerodinamica.

La seconda classificazione per i rotori eolici è quella che li distingue in base all'asse di rotazione cioè i rotori ad asse orizzontale che si orientano nella direzione in cui spira il vento, e quelli ad asse verticale che non necessitano di essere orientati ma riescono a produrre meno energia degli altri. Le turbine più grandi in costruzione sono quelle da 5 MW (5 000 kW) e sono ad asse orizzontale, sono molto grandi, e producono un impatto sull'ambiente non trascurabile, infatti si vede costantemente la rotazione di 3 pale da 40 metri ciascuna. L'installazione di più di uno di questi rotori costituisce una vera e propria *centrale eolica*, che può produrre molta energia se installata in una zona ventosa.

Le centrali eoliche sono parecchio sviluppate in particolare in Danimarca, che copre il 15%

del fabbisogno nazionale di energia, e dove ci sono alcune installazioni *off-shore* (cioè installazioni in mare aperto, dunque dove c'è maggior vento e dove il movimento delle pale ed il rumore non dà fastidio). Anche l'Italia si è dotata di alcune installazioni in alcune regioni particolarmente ventose quali la Puglia, la Campania, il Lazio, la Sardegna ed il Molise.

L'eolico ad asse verticale invece si basa su di un concetto totalmente differente rispetto alle grandi centrali ad asse orizzontale, infatti la produzione che questi rotori assicurano è abbastanza limitata e raggiunge dei valori di 5 - 7 kW, ma anche questo va letto come un'espressione del concetto di generazione distribuita che si sta diffondendo come uscita dall'era del petrolio. Fondamentalmente, questa tipologia di rotore non ha impatti ambientali rilevanti, il rumore associato all'esercizio è del tutto trascurabile, e può dunque trovare come ambito di installazione anche l'ambiente cittadino. Il principale limite a queste installazioni si ha nel costo del macchinario per kW di potenza producibile; inoltre le prime installazioni in ambito urbano hanno riguardato le sedi comunali (L'Aja, Olanda) o alcuni rifugi alpini (rif. Muller, Bolzano), cioè si sono integrati opportunamente sia con le esigenze urbane che quelle ambientali.



Figura n.59: L'eolico ad asse orizzontale



Figura n.60: L'eolico ad asse verticale

Di seguito è riportato uno schema per valutare il coefficiente di potenza in relazione ad un fattore di velocità (λ), si vede come uno tra i rotori migliori in termini di prestazioni sia quello tripala ad asse orizzontale, oppure per le basse velocità il rotore multipala molto in uso in alcune zone degli Stati Uniti.⁸⁴

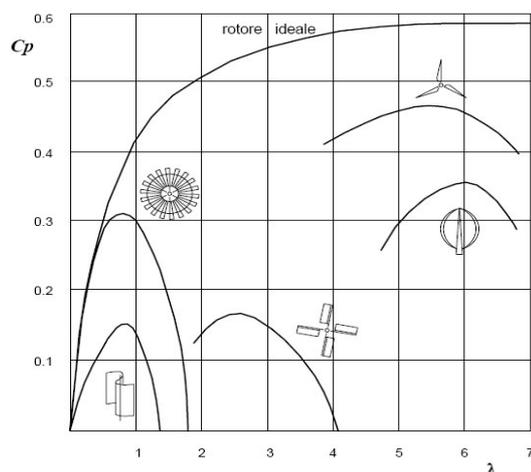


Figura n.61: Schema per valutare il coefficiente di potenza in relazione ad un fattore di velocità (λ)

L'energia eolica e le tecnologie per utilizzarla hanno permesso di raggiungere un grado di sviluppo che permette diverse soluzioni tra i vari tipi di rotori per massimizzare il rendimento di queste macchine.

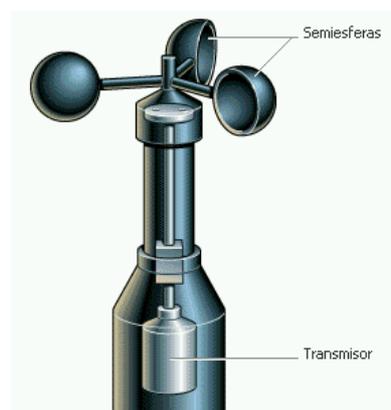
Misurazione del vento

La ricerca del sito più opportuno per installare un impianto eolico necessita della conoscenza dell'andamento del vento negli anni. La risorsa vento non è certa negli anni, in particolare se durante un anno ci sono stati degli eventi climatici particolari a livello locale o a livello regionale che hanno alterato la normale circolazione dei venti, può accadere che in una zona dove non c'erano venti ci siano e in un'altra siano molto ridotti. Per questi motivi e per avere delle indicazioni statisticamente valide è opportuno estendere l'analisi per un tempo di 4 o 5 anni.

Per valutare se un sito sia opportuno o meno per installare un impianto eolico si devono valutare dei parametri come:

- la velocità media del vento che viene misurata e registrata ogni 10 minuti;
- la direzione in cui spirava il vento, anche questo dato è registrato ogni volta che è rilevata la velocità media;

Lo strumento che andiamo ad utilizzare per misurare la velocità media del vento è un anemometro a coppe come quello rappresentato in figura, è costituito da 3 braccia cui sono saldate le coppe, queste messe in movimento dal vento producono energia elettrica la cui intensità è legata alla velocità del vento.



Su tutto il territorio regionale ci sono molte stazioni anemometriche che registrano non solo i dati del vento, ma anche i dati di temperatura, irraggiamento ed umidità.

Figura n.62: Anemometro a Coppe

Una volta reperiti i dati sulla *velocità media* del vento nel periodo di alcuni anni, inoltre è opportuno conoscere anche la *direzione principale* verso cui spira il vento. La velocità media minima del vento per installare un rotore eolico dipende dalla tecnologia utilizzata, tuttavia in genere si può considerare un valore minimo di 4 - 5 m/s per prendere in considerazione l'installazione di un impianto eolico.

La scelta del luogo per l'installazione deve tener conto dell'impatto visivo dei rotori eolici e delle conseguenze negative che il loro funzionamento può comportare nei confronti dell'ambiente circostante.

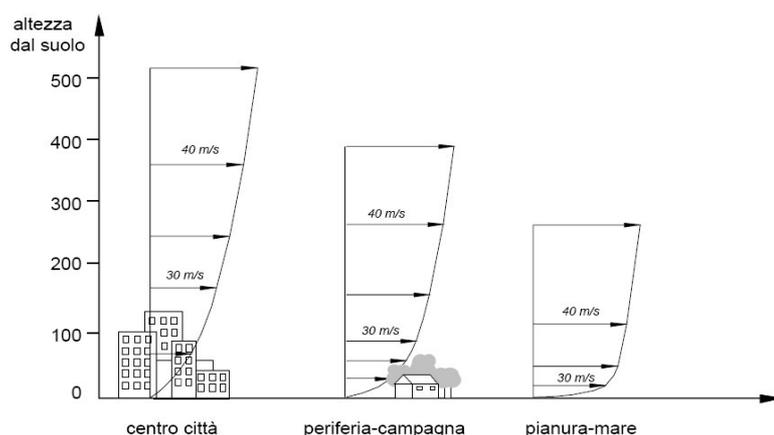


Figura n.63: velocità del vento alle differenti altezze in alcuni contesti ambientali⁸⁸

Un'altra caratteristica che può influenzare l'installazione e le modalità di funzionamento dei rotori è la scelta dell'altezza a cui porre il rotore. Infatti ad elevate altezze sono ridotte le resistenze al movimento delle masse d'aria, per questo le grandi installazioni sono poste a quote pari ai 100 m per massimizzare la velocità media del vento. Inoltre anche la situazione

delle aree circostanti è importanti per determinare la velocità del vento, infatti le aree aperte offrono poca resistenza al movimento del vento e dunque si può ridurre l'altezza dell'installazione.

Quando i rotori eolici vengono installati in una stessa zona in modo tale da non interferire uno con l'altro, si ha una centrale eolica. L'energia prodotta in una piccola area di una di queste centrali, se soggetta a buona ventosità può fornire energia per gli usi di grandi aree urbanizzate.

Sono state inoltre ampiamente sfruttate le zone in mare aperto con le installazioni *off-shore*, per cui si vanno a sfruttare i venti costanti che spirano dal mare verso la costa e viceversa. Queste installazioni, in genere, possono avere bassi impatti visivi pur contando su venti di una elevata velocità media e di una costanza nella direzione del vento durante l'anno.⁸⁴

I vantaggi dell'energia eolica:

- L'energia eolica è una fonte di energia pulita. Il vantaggio più importante sul piano dell'impatto ambientale è legato alla considerevole diminuzione delle emissioni di anidride carbonica.
- Un "bilancio energetico" molto conveniente. Le emissioni di CO₂ derivanti dalla produzione, dall'installazione e dal funzionamento di una singola turbina si ammortizzano dopo i primi tre/sei mesi di funzionamento.
- Facile da costruire. La costruzione di una centrale eolica richiede poche settimane.
- Energia rinnovabile e disponibile. Né richiede il trasporto dai siti estrattivi alle centrali elettriche.

5.4. La filiera della geotermia

L'energia geotermica è il calore contenuto all'interno della Terra. Esso è all'origine di molti fenomeni geologici di scala planetaria, tuttavia l'espressione "energia geotermica" è generalmente impiegata per indicare quella parte del calore terrestre, che può, o potrebbe essere, estratta dal sottosuolo e sfruttata dall'uomo.

La manifestazione più evidente del calore proveniente dal sottosuolo la si ha con i vulcani, ed

in generale in tutti i punti in cui la superficie della *litosfera* (letteralmente sfera di roccia) si frattura e permette la fuoriuscita del magma sottostante. Durante la normale attività eruttiva di un vulcano ci sono emissioni in atmosfera di elevate quantità di vapore acqueo.

Il calore deriva dai processi di decadimento radioattivo e dal raffreddamento degli strati più interni della Terra; possiamo dire che la Terra produce un flusso di calore pari a $42 \cdot 10^{12}$ W, di cui un quarto deriva dal raffreddamento del mantello terrestre, mentre più della metà dalla trasformazione degli elementi radioattivi.⁸⁸

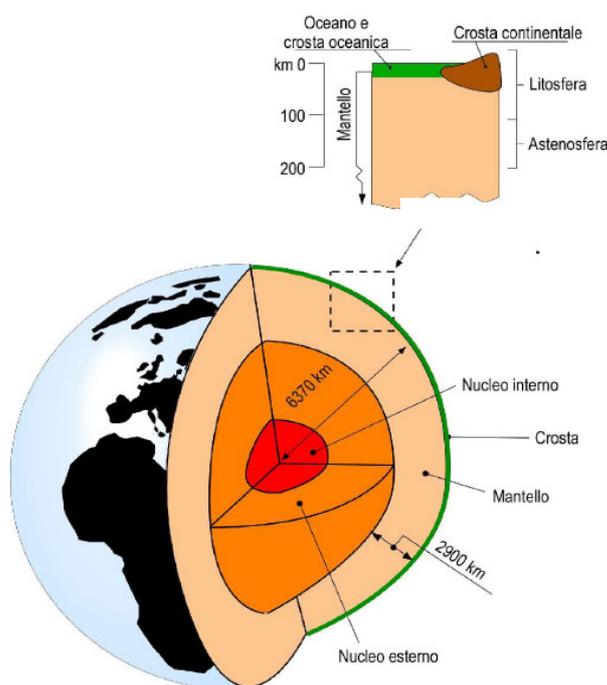


Figura n.64: Struttura interna della Terra con la suddivisione degli strati ed i relativi spessori⁸⁸

I sistemi geotermici

Sistemi geotermici possono formarsi in regioni con gradiente geotermico normale o poco più alto e, soprattutto, nelle regioni prossime ai margini delle zolle crostali, dove il valore del gradiente geotermico può essere anche notevolmente superiore a quello medio. Nel primo caso, questi sistemi hanno temperature basse, di solito non più di 100°C a profondità economicamente utili, mentre nel secondo caso, si può avere una vasta gamma di temperature, da basse sino ad oltre 400°C.

Un sistema geotermico può essere definito schematicamente come “un sistema acqueo

convettivo, che, in uno spazio confinato della parte superiore della crosta terrestre, trasporta il calore da una sorgente termica al luogo, generalmente la superficie, dove il calore stesso è assorbito (disperso o utilizzato)”. Un sistema geotermico è formato da tre elementi: la sorgente di calore, il serbatoio ed il fluido, che è il mezzo che trasporta il calore. La sorgente di calore può essere una intrusione magmatica a temperatura molto alta (>600°C), che si è posizionata a profondità relativamente piccola (5 - 10 km), oppure, come in certi sistemi a bassa temperatura, il normale calore della Terra.

Il serbatoio è un complesso di rocce calde permeabili nel quale i fluidi possono circolare assorbendo il calore. Il serbatoio generalmente è ricoperto da rocce impermeabili e connesso a zone di ricarica superficiali dalle quali le acque meteoriche possono sostituire, totalmente o parzialmente, i fluidi perduti attraverso vie naturali (per esempio sorgenti) o che sono estratti mediante pozzi. Il fluido geotermico, nella maggioranza dei casi, è acqua meteorica in fase liquida o vapore, in dipendenza dalla sua temperatura e pressione. Quest’acqua spesso trascina con se sostanze chimiche e gas, come CO₂, H₂S ed altri. La figura sottostante è la rappresentazione schematica e molto semplificata di un sistema geotermico.

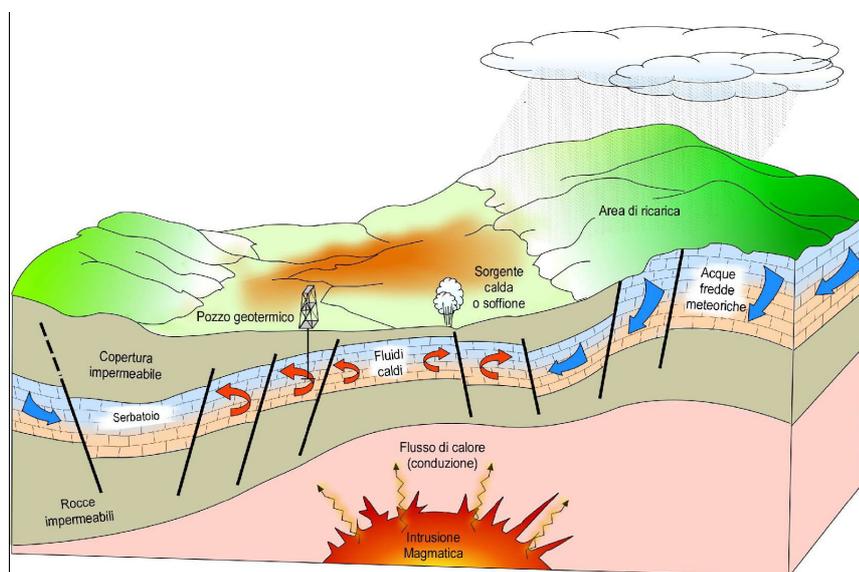


Figura n.65: Il sistema geotermico⁹²

Il meccanismo di ricarica e di trasferimento del calore dai serbatoi al fluido geotermico è rappresentato nella figura sottostante, in cui si evidenzia anche la differenza di densità dell’acqua e le zone di ricarica.

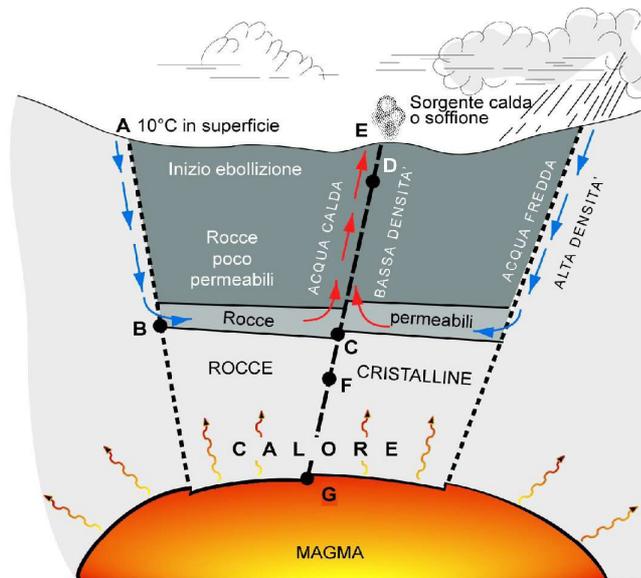
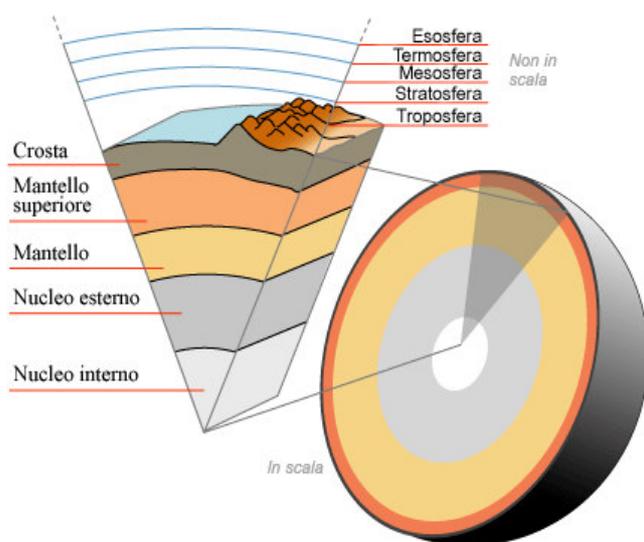


Figura n.66: Il meccanismo di ricarica e di trasferimento del calore dai serbatoi al fluido geotermico

Il campo geotermico

Il gradiente geotermico dà la misura dell'aumento di temperatura con la profondità. Sino alle profondità raggiungibili con le moderne tecniche di perforazione, il gradiente geotermico medio è $2,5^{\circ} - 3^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$. Di conseguenza, se la temperatura nei primi metri sotto la superficie, che corrisponde, con buona approssimazione, alla temperatura media annua dell'aria esterna, è 15°C , si può prevedere che la temperatura sia $65^{\circ} - 75^{\circ}\text{C}$ a 2000 m di



profondità, $90^{\circ} - 105^{\circ}\text{C}$ a 3000 m e via di seguito per alcune migliaia di metri. Vi sono, comunque, vaste regioni nelle quali il valore del gradiente geotermico si discosta sensibilmente da quello medio. In aree dette "aree geotermiche" il gradiente può raggiungere valori superiori a dieci volte quello normale, dunque queste zone sono particolarmente vantaggiose per utilizzare il calore presente per impieghi geotermici.

Figura n.67: Il gradiente geotermico

La presenza di zone ad elevata temperatura nel sottosuolo è difficilmente utilizzabile

dall'uomo che vede la maggior parte delle sue attività svolte in superficie. In genere si necessita di un mezzo che trasporti il calore dal sottosuolo alla superficie o in zone prossime ad essa, il mezzo per eccellenza è l'acqua che, alcune volte liquida ed altre in fase di vapore, risale naturalmente o con delle pompe fino in superficie; tuttavia altre volte anche il terreno stesso può essere un buon conduttore di calore.

Gli usi della geotermia

La geotermia può essere utilizzata per la generazione di energia elettrica o per il riscaldamento di abitazioni e di altri ambienti. Si può utilizzare sia il calore portato dall'acqua (a temperature maggiori) sia il calore presente nel terreno, particolarmente in quelle zone dove ci sono particolari situazioni geologiche.

Produzione di energia elettrica (Acqua)

La produzione di energia elettrica avviene utilizzando come mezzo principale l'acqua allo stato di vapore (t anche superiori a 200°C). Il vapore una volta prelevato dal sottosuolo, scambia il calore con l'acqua per essere immessa nella turbina, (non si utilizza il vapore direttamente per la presenza di sostanze corrosive provenienti dal sottosuolo ad esempio H_2S , CO_2, \dots). Il vapore così prodotto va ad espandersi in turbina e la mette in movimento, a questa turbina è associato un alternatore che rende possibile la trasformazione in energia elettrica, vedi figura sottostante.

La maggiore centrale italiana per la produzione di energia elettrica con questo metodo è in Toscana a Larderello, dove tra tutte le quattordici centrali presenti si produce energia per un terzo delle necessità di tutta la regione.

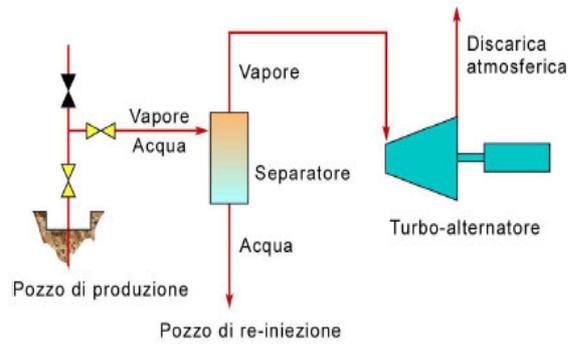
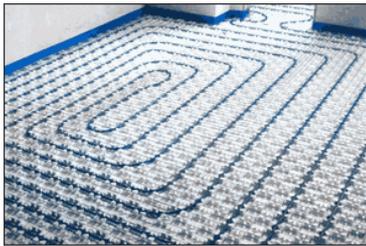


Figura n.68: La centrale per la produzione di energia elettrica

Utilizzo dell'acqua per il riscaldamento (Acqua)

L'acqua presente in alcuni bacini sotterranei può essere utilizzata direttamente per riscaldare gli ambienti; questa può essere utilizzata:



- direttamente immettendo l'acqua (se non è corrosiva) nel sistema di riscaldamento
- cedendo calore al fluido circolante nel sistema di riscaldamento

Figura n. 69: Il riscaldamento a pavimento

Inoltre l'acqua può essere utilizzata anche a temperature abbastanza basse (20 - 25°C) per scambiare calore con una pompa di calore. Il riscaldamento con fluidi a bassa temperatura è in genere associato con un mezzo riscaldante a bassa temperatura (circa 30 - 35 °C) che con un sistema di riscaldamento a pavimento come quello in figura aumenta notevolmente l'efficienza del sistema.

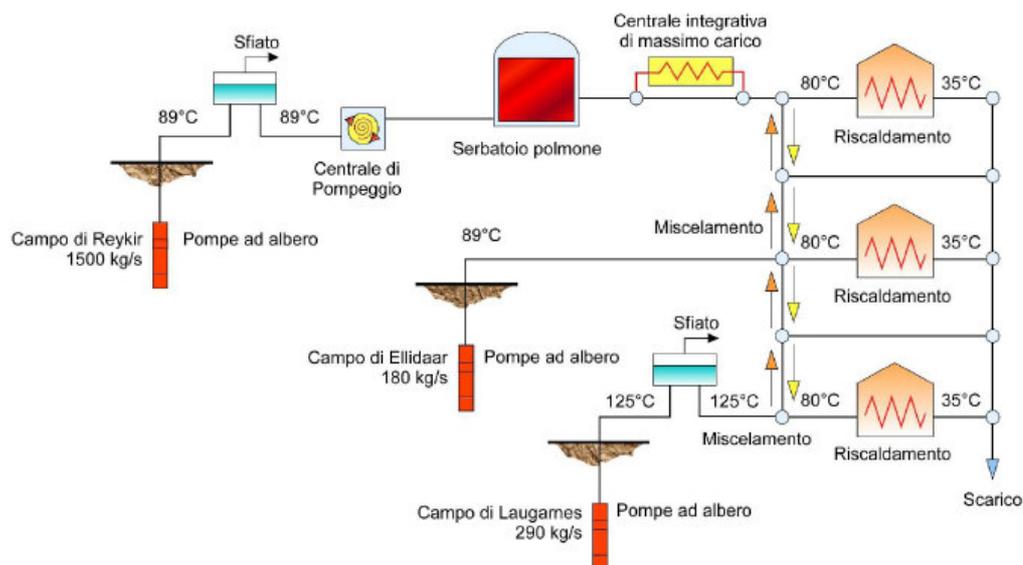


Figura n.70: Schema semplificato del sistema di riscaldamento geotermico di un complesso di edifici a Reykjavik, Islanda

Utilizzo del calore per riscaldamento (Suolo)

In molte zone tuttavia non si ha a disposizione la falda acquifera o la presenza di corpi idrici sotterranei con cui scambiare il calore. In queste situazioni si attua lo scambio di calore con il terreno per mezzo di sonde geotermiche, cioè delle tubazioni all'interno del quale circola un liquido che asporta il calore dal sottosuolo e lo cede ad una pompa di calore. In base alla lunghezza della sonda geotermica è possibile estrarre più o meno calore dal sottosuolo. Un'abitazione può essere così alimentata con l'ausilio delle sole pompe di calore ad alimentazione geotermica, cioè senza l'utilizzo di integrazione dei sistemi a gas o a gasolio. Questo sistema permette una riduzione dei costi annui di gestione del sistema di riscaldamento - raffrescamento rispetto ai sistemi a gas o gasolio, infatti il calore che viene prelevato durante il periodo invernale può essere reintrodotta durante il periodo estivo. Le attuali macchine per la climatizzazione riescono a sopperire alle necessità sia del riscaldamento nel periodo invernale che del raffrescamento durante il periodo estivo.⁸⁴

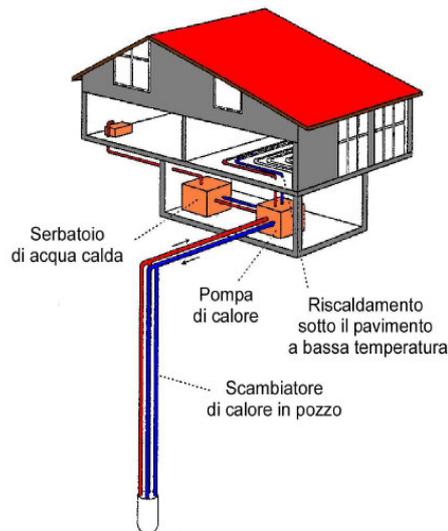


Figura n.71: Estrazione del calore dal sottosuolo mediante la sonda geotermica

La pompa di calore

Questo tipo di macchine sono molto interessanti per sfruttare le sorgenti di calore a bassa temperatura, queste funzionano in modo simile a quello di un normale frigorifero. Infatti se il frigorifero sposta il calore da uno spazio più piccolo (la cella) ad un altro (l'ambiente circostante), le pompe di calore sottraggono calore all'ambiente e lo cedono ad un corpo a maggior temperatura e più piccolo. Questo trasferimento è reso possibile dall'energia elettrica che forniamo per il funzionamento della pompa di calore. La pompa di calore preleva 3 kWh di calore dalla sorgente di calore e con 1 kWh di energia elettrica riesce a trasferire il calore da una sorgente a temperatura minore T_1 ad una a temperatura maggiore T_2 . L'effetto finale è che per un kWh di energia speso (energia elettrica) otteniamo 4 kWh sotto forma di calore.

Le pompe di calore sono macchine che spostano il calore in direzione opposta a quella in cui tenderebbe a dirigersi naturalmente, cioè da uno spazio o corpo più freddo verso uno più caldo. Tutti gli apparecchi refrigeranti (condizionatori d'aria, frigoriferi, freezers, ecc.) estraggono calore da uno spazio (per mantenerlo freddo) e lo scaricano in un altro spazio più caldo. L'unica differenza tra una pompa di calore e un'unità refrigerante sta nell'effetto desiderato, il raffreddamento per l'unità refrigerante, ed il riscaldamento per la pompa di calore. Molte pompe di calore sono reversibili ed il loro funzionamento può essere invertito, potendo operare alternativamente come unità riscaldanti o raffreddanti. Le pompe di calore richiedono energia elettrica per funzionare, ma, in condizioni climatiche adatte e con un buon

progetto, il bilancio energetico è positivo.⁸⁸

I vantaggi dell'energia geotermica

I vantaggi sono i seguenti:

- inesauribile sorgente di calore e rinnovabile;
- consente la produzione di grossi quantitativi di energia elettrica che è facilmente trasportabile;
- evita l'uso di combustibili fossili;
- annulla le immissioni di anidride carbonica nella atmosfera.

5.5. La filiera delle biomasse

Il termine Biomassa riunisce una gran quantità di materiali di natura estremamente eterogenea. Con alcune eccezioni, si può dire che è biomassa tutto ciò che ha matrice organica. Sono da escludere le plastiche e i materiali fossili che, pur rientrando nella chimica del carbonio, non hanno nulla a che vedere con la caratterizzazione che qui interessa dei materiali organici. La biomassa rappresenta la forma più sofisticata di accumulo dell'energia solare. Mediante il processo di fotosintesi, infatti, i vegetali sono in grado di convertire l'energia radiante in energia chimica e stoccarla sotto forma di molecole complesse, a elevato contenuto energetico. Per tale motivo la biomassa è considerata una risorsa rinnovabile e inesauribile, se opportunamente utilizzata, ovvero se il ritmo di impiego della stessa non superi la capacità di rigenerazione delle formazioni vegetali.

Al contempo la biomassa è anche una fonte energetica considerata neutrale ai fini dell'incremento delle emissioni di gas a effetto serra: durante il processo di crescita i vegetali, mediante la fotosintesi, contribuiscono alla sottrazione dell'anidride carbonica atmosferica e alla fissazione del carbonio nei tessuti. A seguito della combustione della biomassa si generano emissioni di anidride carbonica, tuttavia la quantità emessa è pari a quella assorbita dalla pianta e rientra pertanto nel ciclo naturale. Per questo motivo l'impiego a fini energetici della biomassa è considerata una delle priorità di sviluppo delle politiche post Kyoto.

La definizione di biomassa riunisce un'ampia categoria di materiali di origine vegetale e animale, compresa la parte biodegradabile dei rifiuti.

Per semplicità le biomasse idonee alla trasformazione energetica, sia che essa avvenga utilizzando direttamente la biomassa o previa trasformazione della stessa in un combustibile solido, liquido o gassoso, possono essere suddivise per comparto di provenienza nei seguenti settori:

- comparto forestale e agroforestale: residui delle operazioni selvicolturali o delle attività agroforestali, utilizzazione di boschi cedui, ecc;
- comparto agricolo: residui colturali provenienti dall'attività agricola e dalle colture dedicate di specie lignocellulosiche, piante oleaginose, per l'estrazione di oli e la loro trasformazione in biodiesel, piante alcoligene per la produzione di bioetanolo;
- comparto zootecnico: reflui zootecnici per la produzione di biogas;
- comparto industriale: residui provenienti dalle industrie del legno o dei prodotti in legno e dell'industria della carta, nonché residui dell'industria agroalimentare;
- rifiuti urbani: residui delle operazioni di manutenzione del verde pubblico e frazione umida di rifiuti solidi urbani.

Si comprende quindi che nel termine biomassa sono raggruppati materiali che possono essere anche molto diversi tra loro per caratteristiche chimiche e fisiche.

Di conseguenza, le filiere che possono derivare da biomasse sono molteplici. Nella tesi sono descritte in particolare le seguenti filiere:

- la filiera biomasse lignocellulosiche (biocombustibile solido);
- le filiere dei biocarburanti (olio vegetale, biodiesel, bioetanolo);
- la filiera reflui zootecnici e dei residui delle lavorazioni agroindustriali – biogas (biocombustibile gassoso).

5.5.1. La filiera delle biomasse lignocellulosiche

Le biomasse lignocellulosiche possono essere distinte in erbacee ed arboree. Queste due tipologie di materiale hanno caratteristiche chimiche e fisiche ben definite; alcune di queste

caratteristiche implicano procedure diverse durante la fase di preparazione del biocombustibile e durante la fase di combustione.

Biomasse legnose

Le biomasse legnose possono derivare dai residui delle operazioni selvicolturali e agroforestali, dalle potature di siepi e filari lineari, dai residui di potatura di colture arboree (vite, olivo, ecc.), oltre che dalle colture legnose dedicate (ad esempio il pioppo a ciclo di ceduzione breve).

La biomassa legnosa viene generalmente raccolta nel periodo invernale, con un tasso di umidità elevato, circa il 50% a seconda dell'essenza legnosa; generalmente, prima di poter essere utilizzata nelle tradizionali caldaie, la biomassa deve subire un processo di essiccazione, molto spesso naturale, al fine di abbassare il tenore in acqua al di sotto del 30%, questo per permettere una combustione efficace ed efficiente.

Le biomasse legnose sono caratterizzate da limitati contenuti in cenere, in genere inferiore all'1,5%, a seconda della presenza o meno di corteccia, e dal basso contenuto di microelementi (N, K, Cl, ecc.) che possono causare problemi durante la combustione. In tabella n.59 vengono presentate le principali caratteristiche chimiche delle biomasse legnose ed erbacee (paglia), in diverse tipologie commerciali (cippato di legno, pellet). In tabella n.60 vengono presentati i dati relativi al contenuto in diverse tipologie di biomassa lignocellulosica di alcuni elementi chimici (N, S, Cl) e le relative emissioni in atmosfera a seguito della combustione in caldaia.

Biomasse erbacee

Le biomasse erbacee possono derivare dai residui delle coltivazioni cerealicole (paglie, stocchi, ecc.) oppure da coltivazioni energetiche dedicate. Per quanto riguarda le colture dedicate lignocellulosiche di tipo erbaceo si possono distinguere:

- *colture erbacee annuali*: comprendono specie erbacee caratterizzate da un ciclo di vita annuale. Le più interessanti si trovano nel genere dei sorghi (*Sorghum* sp.). Le specie

ritenute più adatte alle condizioni pedoclimatiche della regione Friuli Venezia Giulia sono il sorgo da fibra (*Sorghum bicolor*) ed in misura minore il kenaf (*Hibiscus cannabinus*). Queste colture offrono il vantaggio di non occupare il terreno agricolo in modo permanente, perciò si inseriscono bene nei cicli tradizionali di rotazione colturale e possono essere coltivate anche su terreni tenuti a riposo secondo il *set-aside* rotazionale.

- *colture erbacee poliennali*: il numero delle specie erbacee poliennali sfruttabile per la produzione di biomasse lignocellulosiche è molto elevato. Le più importanti, anche in relazione alle condizioni pedoclimatiche locali, sono la canna comune (*Arundo donax*), il miscanto (*Miscanthus sinensis*) e il panico (*Panicum virgatum*). Queste specie presentano un maggior impatto sull'organizzazione dell'azienda agricola in quanto occupano il suolo per diversi anni (10 - 15 anni) e presentano un elevato costo d'impianto (se la propagazione avviene per rizomi). A loro vantaggio risulta invece il fatto che una volta entrata in produzione, la coltura fornisce una notevole quantità di biomassa, per più anni e con bassi costi aggiuntivi (rispetto le specie annuali). Inoltre, l'impatto ambientale di queste colture non è alto poiché queste specie sono generalmente poco esigenti, cioè richiedono aggiunte modeste di prodotti chimici quali fertilizzanti, antiparassitari, ecc. e leggere lavorazioni del terreno.

Le biomasse erbacee sono caratterizzate da una elevata variabilità del contenuto idrico alla raccolta; si va dai valori superiori al 60 - 70% per il sorgo da fibra a raccolta estiva, a valori leggermente inferiori (circa il 50% contenuto idrico) per la canna comune raccolta a fine inverno, sino ad arrivare a valori al di sotto del 20% per la biomassa raccolta a fine inverno di miscanto, panico e kenaf.

In genere le biomasse erbacee sono caratterizzate da costi di produzione inferiori rispetto alle biomasse legnose. Le maggiori problematiche per le biomasse erbacee riguardano la loro composizione chimica (tabelle n.59 e n.60), che comporta: un maggior contenuto in ceneri, un punto di rammollimento e di fusione delle ceneri più basso, dei problemi di corrosione delle caldaie a causa della maggior aggressività chimica dei fumi di combustione e maggiori problemi con le emissioni in atmosfera.

La differente composizione chimica delle biomasse erbacee comporta, in sintesi, un certo grado di difficoltà di combustione nelle tradizionali caldaie esistenti sul mercato, che, invece, sono in grado di bruciare biomasse legnose con rendimenti termici molto elevati (superiori all'85%) e con sistemi di automazione di alimentazione e gestione della caldaia molto spinti. Ad oggi per bruciare delle biomasse erbacee si deve ricorrere a tecnologie innovative, più

costose.

		Cippato legno	Pellet legno	Paglia di grano	Pellet paglia di grano
Contenuto acqua	(%ww)		7,7	15	8
p.c.s.	(MJ/kg)	20,2	20,3	17,8	18,5
p.c.i.	(MJ/kg)	19,1	19,0	16,5	17,2
Analisi elementare	(%s.s.)				
Ceneri	-	1,4	0,51	6,2	7,1
Carbonio (C)	-	51	50,3	44,3	45,8
Idrogeno (H)	-	6,0	5,7	5,3	5,9
Ossigeno (O)	-	41,8		40,2	40,1
Azoto (N)	-	0,35	0,22	0,57	0,45
Zolfo (S)	-	0,03	0,03	0,15	0,16
Cloro (Cl)	-	0,02	0,02	0,50	0,40
Analisi delle ceneri	(%s.s.)				
Silicio (SiO ₂)	-	15,9	-	51,5	39,0
Potassio (K ₂ O)	-	11,9	-	17,1	29,0
Sodio (Na ₂ O)	-	0,77	-	0,56	0,44
Fosforo (P ₂ O ₅)	-	5,84	-	2,13	4,70
Temperatura di rammollimento	(°C)	1.200		850	
Temperatura di fusione	(°C)	1.300		1.240	

Tabella n.59: Le principali caratteristiche chimiche delle biomasse legnose ed erbacee⁹³

	Cippato di legno	Paglia
Contenuto nel biocombustibile (mg/kg)		
Azoto (N)	670	1.750
Zolfo (S)	40	470
Cloro (Cl)	44	1.400
Emissioni di (mg/Nm³)		
NOx	140	260
SOx	10	100
HCl	0,6	36

Tabella n.60: Principali contenuti di alcuni elementi ed relative emissioni in atmosfera durante la combustione⁹³

Predisposizione del biocombustibile

Le biomasse lignocellulosiche prima della valorizzazione energetica possono subire una fase

di condizionamento e di preparazione ai fini dell'ottenimento di un biocombustibile dalle caratteristiche ottimali. In particolare, si considerano le fasi di essiccazione e di depezzatura della biomassa.

Essiccazione della biomassa

Con la fase di essiccazione si vuole abbattere il contenuto di umidità nella biomassa; questa operazione è necessaria per permettere un adeguato stoccaggio della biomassa nel tempo (al fine di evitare processi fermentativi non controllabili e di marcescenza) e per garantire una utilizzazione efficace ed efficiente nelle caldaie tradizionali, in genere in grado di bruciare biomasse con una umidità inferiore al 30%. L'essiccazione della biomassa può avvenire in tre modi:

- *Essiccazione naturale della materia prima:*
 - per la *biomassa legnosa*, nel caso di tronchi o ramaglie, può essere lasciata in bosco tal quale, accatastata o ridotta in tronchetti; il grado di umidità finale dipende dalla durata della stagionatura del legno e può passare dal 50 - 55% al 35 - 45% per una stagione, fino ad arrivare a valori del 18 - 25% dopo due anni;
 - per le *colture erbacee perennanti*, si può effettuare la raccolta (*trinciatura*) nei mesi invernali/primaverili e sfruttare quindi il fisiologico calo del contenuto in acqua nelle piante; ad esempio per colture come il panico ed il miscanto si possono raggiungere valori di umidità in campo del 20%;
 - per le *colture erbacee annuali*, come il sorgo da fibra, o *poliennali*, come il panico, si può ricorrere a macchine falcia-condizionatrici, che rompendo e schiacciando gli steli, permettono una più veloce ed efficace disidratazione naturale, seguita da imballatura. Il contenuto finale di una balla raggiunge valori tra il 35% ed il 40%.

- *Essiccazione naturale della materia lavorata:*
 - si attua solitamente per il cippato o trinciato di colture che non riescono ad ottenere bassi valori di umidità in campo, come la canna comune ed il pioppo in SRF che presentano contenuti di umidità attorno al 45 - 50%, con raccolta a fine inverno. Il materiale cippato o trinciato può essere stoccato all'aperto, in estate, o

al coperto nei periodi invernali. Lo stoccaggio estivo all'aperto è preferibile, in quanto più economico, data la bassa densità del materiale e le ampie superfici necessarie per l'essiccamento. Il contenuto di acqua nella biomassa passa dal 50% al 30%. L'altezza del cumulo di cippato non deve essere superiore ai 6 - 7 metri a causa del naturale riscaldamento delle parti interne della massa (sopra i 60°C) che può innescare l'autocombustione. Ci sono alcuni aspetti negativi legati alla naturale decomposizione biologica, all'attacco di insetti infestanti, con le rispettive perdite in peso di biomassa, che si hanno durante lo stoccaggio. La percentuale di biomassa persa a causa della degradazione biologica può essere elevata, in particolare, con biomassa umida e nei primi mesi di stoccaggio, si può arrivare a perdite superiori al 5% al mese, per poi scendere attorno all'1 - 2% al mese nei periodi successivi;

- *Essiccazione forzata della materia lavorata:*
 - l'utilizzo di questa tipologia di essiccamento riduce l'efficienza energetica ed aumenta i costi della filiera e va quindi adottata solo in particolari casi; è preferibile l'utilizzo dell'essiccazione naturale dove possibile. Quando l'essiccazione naturale non è sufficiente a raggiungere gli obiettivi prestabiliti (es. durante il processo di pellettizzazione) e/o esistono fonti di calore che altrimenti andrebbero perse, l'applicazione dell'essiccazione forzata è giustificabile;

Depezzatura della biomassa

La biomassa lignocellulosica, in generale, non presenta forme e dimensioni tali da poter essere utilizzata direttamente per l'alimentazione di impianti termici. Tronchi, ramaglie, fusti, residui agricoli, ecc., devono necessariamente subire una procedura di riduzione e omogeneizzazione delle dimensioni (depezzatura) al fine di un utilizzo in centrali termiche presentanti sistemi automatici di alimentazione del combustibile. La depezzatura può essere realizzata sfruttando diverse macchine e tecnologie; le principali operazioni di depezzatura sono la cippatura e la trinciatura.

- *Cippatura:* si tratta di una operazione meccanica che riduce gli assortimenti legnosi di diversa misura (es. ramaglie, scarti di potatura, ecc.) in scaglie di piccole dimensioni,

denominate *chips*. Nelle operazioni boschive la “cippatura” consente il recupero degli scarti, che altrimenti verrebbero lasciati in bosco, e l’aumento della produttività conseguente all’eliminazione di alcune fasi di allestimento del legname. La geometria dei *chips* varia con le tecniche di taglio; le dimensioni richieste sono in funzione del tipo di impianto e, soprattutto, del suo sistema di alimentazione: essi hanno una lunghezza che varia da 15 a 50 mm, una larghezza pari a metà e uno spessore pari a 1/5 - 1/10 della lunghezza; generalmente le dimensioni sono 40x20x3 mm. Sul mercato italiano esistono delle cippatrici di varia potenza (fino a 15 MW), in grado di lavorare legname di varie dimensioni, con capacità di lavoro variabili da qualche tonnellata fino a qualche decina di tonnellate l’ora, sia automotrici sia portate da trattrici agricole. Le cippatrici si distinguono per il sistema di taglio che può essere a *disco* (più diffuso e usato nelle cippatrici portate di piccole potenze) o a *tamburo* (disponibili in versioni molto pesanti e potenti).

- Le *cippatrici a disco* (figura n.72) sono destinate principalmente alla produzione di materiale per impianti di riscaldamento con alimentazione a coclea partendo da tronchi di piccoli e grosso diametro. Il materiale viene cippato tramite l’azione dei coltelli, successivamente passa attraverso microcoltelli e coltelli supplementari posti nel convogliatore. Questa sequenza garantisce una buona calibratura del prodotto finale anche per coclee di piccolo diametro.
- Le *cippatrici a tamburo* (figura n.73) presentano notevoli vantaggi rispetto alle cippatrici a disco in quanto, a parità di dimensione, la larghezza della bocca di carico è notevolmente più larga facilitando l’alimentazione del materiale da cippare (cimali, sottobosco, ecc.). Inoltre, avendo la possibilità di montare una griglia dalla quale il cippato ne esce solo dopo aver raggiunto la pezzatura desiderata, anche cippando del materiale di poco valore (ramaglia in genere, scarti di segheria, ecc.) si ricava un prodotto finale calibrato, cosa non possibile con una cippatrice a disco. I costi di questi macchinari sono notevolmente più elevati.



Figura n.72: Cippatrice a disco e cippatrice a disco al lavoro

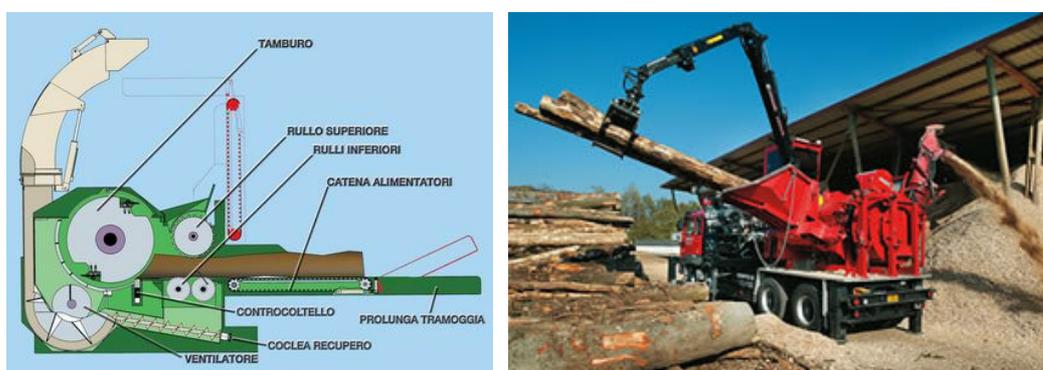


Figura n.73: Cippatrice a tamburo e cippatrice a tamburo di grande potenza al lavoro

- Trinciatura*: si tratta di una operazione meccanica atta a ridurre le dimensioni della biomassa erbacea o, in taluni casi, dei residui di potatura di colture come vite e olivo, o negli impianti legnosi in Short Rotation Forestry (SRF), con ceduzione annuale o biennale. Per la raccolta di colture in campo, come il miscanto, la canna comune o il pioppo in SRF (ceduzione annuale o biennale), si ricorre a macchine falcia – trincia - caricatrici (figura n.74), che sono in grado di tagliare le piante, ridurle in scaglie di dimensioni di qualche centimetro e caricarle direttamente su di un carro che le trasporterà al sito di stoccaggio. La raccolta con questo tipo di macchinari è relativamente veloce ed economica. Le problematiche principali si riscontrano nella bassa densità della biomassa ottenuta, che comporta onerosi costi di trasporto al sito di stoccaggio. Queste macchine sono solitamente utilizzate per la raccolta del mais ceroso (silomais), quindi già presenti e diffuse sul territorio. Altre tipologie di macchine trinciatrici vengono utilizzate per la raccolta e sminuzzatura dei sarmenti e dei residui di potatura di colture arboree; in questo caso le macchine sono composte da un pick-up di raccolta e da un rotore a martelli che sminuzza la biomassa (figura n.75). Questi sistemi di raccolta si sono sviluppati in Italia solo negli ultimi anni e sono ancora caratterizzati da elevati costi, dovuti alla bassa

operatività oraria, a sua volta legata alla limitata disponibilità di biomassa residuale sul terreno (ad esempio per la coltura della vite, in Friuli, in media si stimano circa 3 t di sarmenti all'anno).



Figura n.74: Macchina falcia-trincia - caricatrice e macchina all'opera durante la raccolta di kenaf



Figura n.75: macchina trinciatrice all'opera in un uliveto

Tecnologie di combustione

La produzione di calore dalle biomasse si può ottenere in diversi modi; la tecnologia più affermata e consolidata è la combustione. Le soluzioni impiantistiche presenti sul mercato si possono classificare in base alla pezzatura ed alla tipologia del combustibile utilizzato:

- caldaie a legna in pezzi;

- caldaie a cippato;
- caldaie a pellets;
- caldaie a segatura di legno;
- stufe a legna in pezzi o bricchetti;
- stufe a pellet.

Da mettere in risalto che, in funzione della tipologia di combustibile cambiano le caratteristiche costruttive e di funzionamento delle macchine termiche.

Riguardo i generatori che usano legna sminuzzata e ridotta a modeste pezzature, quindi cippato e pellet, questi impianti necessitano di una alimentazione di combustibile quasi costante e devono perciò essere necessariamente dotati di meccanismi e sistemi automatici di regolazione ed alimentazione. Queste macchine devono essere corredate di meccanismi aggiuntivi per l'alimentazione del combustibile, di ventilatori per l'adduzione di aria comburente e di una regolazione elettronica per il comando del sistema. Questi dispositivi accessori aumentano la flessibilità d'impiego e la sicurezza dei generatori, permettendone una gestione simile alle caldaie a combustibile liquido o gassoso.

Si tratta quindi di impianti di combustione che hanno raggiunto livelli di totale automatizzazione, con potenze anche molto elevate, e con rendimenti analoghi a quelli delle caldaie a gas/gasolio. Tale elevata efficienza è garantita dall'immissione, mediante opportuni sistemi, di aria all'interno della camera di combustione (aria primaria, secondaria e terziaria nei sistemi più complessi) che permettono di ottimizzare la combustione e di abbattere il contenuto di composti tossici nei fumi di scarico.

Nelle caldaie a cippato il caricamento del combustibile avviene in modo automatico, perciò è necessario predisporre, accanto al locale caldaia, un locale (silo) per lo stoccaggio del combustibile. Dal silo di alimentazione il cippato viene estratto automaticamente e convogliato, per mezzo di una coclea dosatrice, nella caldaia dove avviene la combustione mediante l'immissione di aria primaria e secondaria.

La combustione avviene in caldaie a griglia, che può essere:

- *fissa*, per bruciare materiali fini e a basso contenuto di umidità (figura n.76);
- *mobile*, per bruciare combustibili con pezzatura grossolana, ad alto contenuto di ceneri ed con umidità fino al 50 - 60% in peso di acqua, quali ad esempio le biomasse forestali

fresche di taglio (figura n.77).

Nei sistemi più avanzati, il flusso di cippato e la combustione sono regolati in continuo da un microprocessore in base alla richiesta di energia dell'utenza ed alla temperatura e concentrazione di ossigeno dei fumi. Il sistema può modulare la potenza erogata mantenendo la combustione ottimale anche con combustibili diversi. L'accensione del cippato può avvenire manualmente o automaticamente per mezzo di dispositivi sia elettrici sia a combustibile liquido. In alcuni modelli esiste la *funzione di mantenimento braci* che consente alla caldaia di mantenere una piccola quantità di braci accesa durante le pause di funzionamento, consentendo così la riaccensione immediata al riavvio dell'impianto.

Gli impianti termici sono provvisti di dispositivi di sicurezza che riguardano il sistema di alimentazione del combustibile, e sono volti ad impedire eventuali ritorni di fiamma dalla caldaia al silo di stoccaggio.

In linea generale sul mercato italiano esistono solamente impianti in grado di bruciare delle biomasse lignocellulosiche di natura legnosa, mentre non vengono garantiti nel caso si voglia valorizzare delle biomasse erbacee. Le problematiche relative alla valorizzazione termica delle biomasse erbacee verrà esposta nel capitolo successivo.

Ad oggi, nonostante il grande fermento che si riscontra riguardo l'utilizzo delle fonti rinnovabili, in Italia poco ancora viene fatto riguardo l'innovazione sulle caldaie alimentabili con biomasse erbacee; in altri stati europei, in primis Danimarca e Germania, sono molte le soluzioni tecnologiche, dalle medie potenze (200 kW) alle elevate potenze (> 200 MW), in grado di valorizzare efficacemente le biomasse erbacee, in particolare le paglie di cereali quali frumento e orzo.⁹³

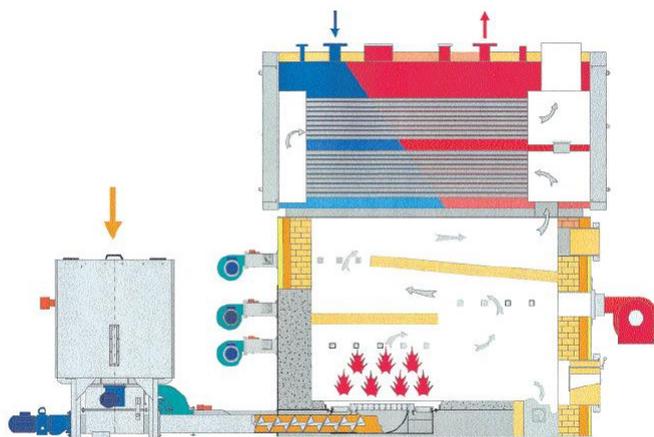


Figura n.76: Caldaia a griglia fissa⁹⁴

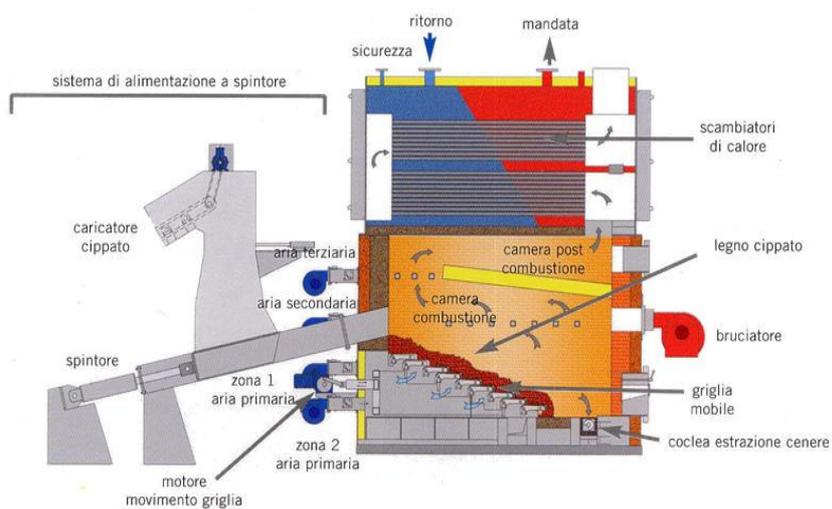


Figura n.77: Caldaia a griglia mobile⁹⁴

Problematiche relative alla combustione di biomasse erbacee

Le problematiche principali che si riscontrano durante la combustione delle biomasse erbacee rispetto a quelle di natura legnosa, sono riconducibili alla loro natura chimico - fisica, ed in particolare a:

- la bassa densità energetica;
- l'elevato contenuto in ceneri;
- la diversa composizione chimica delle ceneri.

Il primo aspetto può essere superato mediante la densificazione della biomassa

(pellettizzazione e/o densificazione), operazione che risulta essere onerosa in termini economici ed energetici, ma che abbassa decisamente i costi di movimentazione e stoccaggio del biocombustibile. Diverse sono state le esperienze di densificazione di biomasse erbacee (paglia, panico, ecc.), in particolare per quanto riguarda la pellettizzazione, tutte livello sperimentale; le biomasse erbacee sono caratterizzate da un basso contenuto in lignina, vero agente legante del pellet; può quindi sussistere una oggettiva difficoltà nella produzione del biocombustibile densificato; in tal caso si necessita di un agente legante esterno, in genere melasso o altri composti amidacei, che va aggiunto alla biomassa lignocellulosica prima di entrare nelle trafilate di pellettizzazione. Un ulteriore limite sussiste nei maggiori costi di manutenzione dell'impianto di pellettizzazione, alla luce di una maggiore usura delle macchine, dovuta ai più elevati contenuti in silice delle biomasse erbacee rispetto a quelle legnose.

Il secondo aspetto rappresenta un limite per quanto riguarda la gestione ordinaria dell'impianto di valorizzazione energetica, che deve munirsi di una sezione di estrazione automatica delle ceneri, visti i contenuti in ceneri fino a dieci volte superiori rispetto alla biomassa legnosa; aumentano inoltre i potenziali rischi di formazione di scorie e depositi nella camera di combustione e sugli scambiatori di calore; da non sottovalutare, infine, il maggiore onere per lo smaltimento delle ceneri prodotte. Il maggior contenuto in ceneri rappresenta quindi un maggior onere finanziario da sostenere per l'acquisizione di un impianto termico più complesso (in termini di tecnologia per l'estrazione automatica delle ceneri), ed un maggior onere per quanto riguarda lo smaltimento delle ceneri, che sono ad oggi considerate un rifiuto speciale e come tali vanno smaltite.

Il terzo aspetto, la qualità chimica delle ceneri, rappresenta ad oggi il reale limite nell'utilizzo delle biomasse erbacee su larga scala; l'elevata concentrazione nella biomassa di composti ed elementi come silice, cloro, potassio, zolfo, azoto, ecc. provoca:

- alle temperature raggiunte normalmente in camera di combustione, problemi legati alla vetrificazione della silice ed alla formazione di incrostazioni nella camera di combustione e sugli scambiatori di calore, con conseguente diminuzione dell'efficienza dell'unità termica;
- problemi legati al punto di rammollimento e di fusione delle ceneri, che risulta essere decisamente inferiore per alcune tipologie di biomasse erbacee, in relazione alle elevate concentrazioni di potassio. Le temperature che si raggiungono con le attuali tecnologie di

combustione sulla griglia possono provocare la fusione o il rammollimento delle ceneri, con conseguente ostruzione della griglia stessa, dei punti di immissione dell'aria primaria in camera di combustione, e quindi il possibile blocco della caldaia;

- problemi legati alla corrosione delle varie sezioni dell'unità termica, in particolar modo della sezione di scambio termico, a causa della formazione di cloruro di potassio, solfato di potassio ed altri composti corrosivi, legati alla maggior presenza di cloro, zolfo e potassio nella biomassa; questi composti risultano essere particolarmente aggressivi nei confronti dei materiali che compongono la caldaia.
- problemi legati alle emissioni in atmosfera di particolato, di ceneri volatili e di altri composti dannosi per l'ambiente e per la salute (ad esempio NO_x , SO_x , HCl , ecc.), dovuti alla maggior presenza nella biomassa di composti come potassio, cloro, azoto e zolfo.

Lo stato attuale della tecnologia di combustione della biomassa lignocellulosica nei piccoli impianti non consente l'utilizzo di biomasse di origine erbacea, alla luce delle:

- caratteristiche delle camere di combustione, che generalmente presentano elevate temperature sulla griglia di combustione, con inevitabile fusione delle ceneri e formazioni di scorie fuse (clinker), volumi inadeguati delle camere stesse, sistemi di immissione e gestione dei flussi di aria primaria e secondaria non idonei, estrazione delle ceneri non in automatico;
- caratteristiche dei materiali costruttivi delle varie sezioni, sia della camera di combustione che degli scambiatori di calore, facilmente attaccabili dagli agenti corrosivi che si formano durante la combustione della biomassa;
- i sistemi di abbattimento dei fumi in atmosfera che, vista l'elevata efficienza necessaria, risultano essere ancora troppo costosi.

Lo sviluppo di sistemi innovativi per la valorizzazione energetica delle biomasse lignocellulosiche di natura erbacea, pertanto, risulta essere determinante, per incentivare e rendere fattibile l'intera filiera: occorre garantire sistemi di combustione efficaci ed efficienti, sostenibili a livello tecnico, economico ed ambientale.

Attualmente sono allo studio, da parte di qualche imprenditore, alcune soluzioni impiantistiche in grado di valorizzare le biomasse erbacee. In linea generale, le soluzioni di ricerca e sperimentazione che si perseguono adottano:

- caldaie a griglia mobile o a griglia vibrante, possibilmente raffreddate mediante un sistema di circolazione di acqua interno alle griglie stesse, al fine di abbassare la temperatura di combustione sulla griglia ed evitare la fusione delle ceneri;
- la regolazione dei flussi di aria primaria e secondaria (e terziaria) modificate al fine di abbattere le emissioni di NO_x, che si hanno alle alte temperature, e di CO, che si hanno a temperature basse causa l'incompleta combustione;
- utilizzo di acciai e altri materiali resistenti agli agenti corrosivi che si formano durante la combustione;
- sistemi di abbattimento dei fumi e delle polveri adeguati, che richiedono tecnologie più complesse e costose, come multicicloni, filtri a maniche e filtri elettrostatici.

Strategie agronomiche per il miglioramento della qualità della biomassa erbacea come combustibile

Diverse possono essere le strategie per migliorare le caratteristiche qualitative delle biomasse erbacee, in termini di qualità come biocombustibile. Un ragguardevole numero di studi ha dimostrato che una opportuna scelta delle colture e delle tecniche agronomiche può ridurre le concentrazioni di alcuni elementi e composti chimici nella biomassa prodotta:

- la scelta delle colture ha una forte rilevanza, l'utilizzo di piante a ciclo fotosintetico C₄ in luogo di piante a ciclo fotosintetico C₃, si sfrutta la maggior efficienza nell'utilizzo dell'acqua e si riduce il quantitativo di silice presente nella pianta (la silice è facilmente trasportata dentro la pianta grazie all'acido silicico presente nell'acqua);
- l'utilizzo di colture perennanti consente di sfruttare la traslocazione degli elementi nutritivi negli organi di riserva, diminuendo in tal modo la concentrazione di tali elementi (N, K, ecc.) nelle strutture aeree;
- riguardo le pratiche agronomiche importante si è dimostrata l'esigenza di evitare di utilizzare fertilizzanti contenenti cloro;
- riguardo i suoli, è preferibile predisporre le colture in terreni sabbiosi piuttosto che argillosi, in quanto è stato dimostrato un livello di ceneri alla raccolta inferiore;

Il periodo di raccolta si è dimostrato fondamentale sul determinare le caratteristiche chimico fisiche della biomassa. Nelle colture erbacee poliennali, ma anche in alcune annuali, posticipare la raccolta a fine inverno permette un ragguardevole miglioramento

della qualità del biocombustibile:

- il passaggio dell'inverno in campo da parte della coltura permette una parziale disidratazione della biomassa erbacea, fino ad arrivare a raggiungere valori di umidità, per colture come il miscanto ed il panico, inferiori al 20%;
- potassio e cloro sono elementi altamente solubili nell'acqua, il passaggio dell'inverno in campo della biomassa erbacea permette la lisciviazione di tali elementi, con conseguente diminuzione della concentrazione finale nella biomassa epigea raccolta;
- il medesimo effetto si ha grazie alla traslocazione degli elementi nutritivi verso gli apparati radicali nelle specie perennanti;
- nella biomassa prodotta a partire da specie graminacee, la silice è principalmente depositata nelle foglie e nelle infiorescenze e quindi una permanenza in campo della coltura durante il periodo invernale, con la conseguente perdita dell'apparato fogliare ed apicale, porta ad un deciso decremento dei contenuti di silice e di ceneri.

In conclusione una adeguata scelta delle colture da impiegare, della tipologia di terreno ed una opportuna tecnica agronomica, in particolar modo nell'individuazione del periodo ottimale di raccolta, influenza fortemente la qualità finale della biomassa erbacea.⁹³

5.6. Le filiere dei biocarburanti

5.6.1. La filiera degli oli vegetali

Gli oli vegetali sono combustibili liquidi di origine vegetale che possono avere impieghi simili a quelli del gasolio.

Gli oli vegetali sono prodotti mediante estrazione dalle colture dedicate oleaginose (oli grezzi, senza necessità di raffinazione) o recuperati attraverso la raccolta differenziata degli oli alimentari esausti.

Le proprietà degli oli vegetali come carburanti

La sostituzione del gasolio con gli oli vegetali deve tenere in considerazione alcune caratteristiche che li differenziano dal concorrente fossile:

- Gli oli vegetali hanno un'intensità energetica simile, ma inferiore a quella del gasolio. L'intensità energetica è inferiore del 15 - 20% rispetto a quella del gasolio, se misurato sulla massa, e del 10 - 11% se misurato sul volume.
- Gli oli vegetali contengono fosfolipidi che possono assorbire l'umidità dall'aria e formare gomme insolubili nei serbatoi, nelle tubazioni e nei filtri. Il fosforo causa un aumento dell'indice di carbonioso "Conradson", determinando deposizioni nella camera di combustione. Il contenuto di fosforo può però variare da olio a olio (l'olio di girasole ha un contenuto di fosfatidi pari a circa lo 0,5%, mentre l'olio di soia si aggira attorno allo 0,2%).
- Il "numero di cetano" per gli oli grezzi varia da 30 a 40, in funzione del grado di saturazione e della lunghezza della catena degli acidi grassi, mentre il "numero di cetano" del gasolio è pari a 48.
- L'infiammabilità degli oli vegetali, espressa come "*flashpoint*", è pari a 300°C, mentre per il gasolio è di 60 - 73°C. La notevole differenza può essere attribuita alla maggiore lunghezza della catena di atomi di carbonio ed al maggiore grado di insaturazione (da 3 a 6 doppi legami) dell'olio rispetto agli idrocarburi contenuti nel gasolio.

La materia prima per la produzione degli oli vegetali è costituita dai semi delle colture oleaginose.

Nei climi temperati, le principali colture oleaginose sono il girasole, il colza e, soprattutto negli Stati Uniti, la soia.

Nei climi mediterranei possono essere utilizzate altre specie appartenenti alla famiglia delle Brassicacee, quali *Brassica carinata* e *Crambe abyssinica*.

Fasi di preparazione e purificazione dell'olio vegetale

Pulizia

I semi oleosi, prima della lavorazione, devono essere separati dalle eventuali impurità (ferro, pietrisco, terra), derivate dalle operazioni di raccolta in campo e di trasporto nei sili. L'operazione si rende necessaria, per ottenere una buona qualità del prodotto e per preservare l'integrità dell'impianto. I materiali metallici sono eliminati con elettromagneti; per quelli non metallici, invece, si ricorre a vibrovagli.

Decorticazione

In questa fase è eliminato lo strato protettivo ligno - cellulosico, detto pericarpo, che caratterizza in particolare i semi di girasole. Questo strato non contiene olio ed il relativo contenuto proteico è generalmente modesto. La decorticazione consente di diminuire la dimensione delle presse e la relativa abrasione.

I decorticatori sono essenzialmente di due tipi: a cilindro e a dischi. Il principio su cui operano è, tuttavia, analogo: leggera pressione sul seme per l'apertura del pericarpo e separazione dalla mandorla mediante corrente d'aria. La decorticazione non è mai totale; tende, infatti, a raggiungere un compromesso fra eliminazione del pericarpo e perdita di sostanza grassa durante il processo.

Macinazione

L'olio è contenuto nelle cellule oleifere all'interno dei vacuoli. La rottura di queste strutture, mediante schiacciamento per lacerazione o laminazione, determina un incremento della velocità di estrazione.

Riscaldamento e condizionamento

Il riscaldamento aumenta la velocità di estrazione dell'olio e rende più efficiente il drenaggio della matrice proteica.

Il condizionamento determina la formazione di un film d'acqua sulla superficie del seme, che favorisce la diffusione dell'olio dall'interno verso l'esterno e determina la rottura dei vacuoli residui. Il riscaldamento ed il condizionamento sono ottenuti con dispositivi, detti *cookers*, che sono sovrapposti alle presse.

Estrazione

Il contenuto in materia grassa all'interno di semi delle colture oleaginose è in media del 45%. L'estrazione avviene mediante sistemi combinati meccanici (pressione mediante pressa idraulica o meccanica a vite) e chimici (estrazione con solventi).

In linea indicativa, l'estrazione meccanica è operata su semi contenenti materia grassa in quantità superiore al 20%, mentre per valori inferiori si procede con quella chimica.

L'estrazione meccanica può essere totale o parziale: nel primo caso, la maggior parte dell'olio presente è estratta in un solo passaggio; nel secondo, ne viene estratta una quantità minore ed il residuo è trattato chimicamente, ottenendo una farina. La spremitura totale, ottenuta impiegando presse continue, comporta un assorbimento di circa 45 kWh/t di seme e fornisce un pannello proteico con residuo oleoso minimo del 5 - 12%. Nel secondo caso, invece, la spremitura lascia un contenuto in olio superiori, pari al 20 - 24%.

Per quanto riguarda i sistemi chimici, essi si basano sulla solubilità dei grassi nei solventi organici.

La diffusione della materia grassa è influenzata dalla durata del processo, in quanto l'olio proveniente dalla rottura delle cellule oleifere è recuperato per diluizione diretta con il solvente, mentre quello delle cellule integre per diffusione. In una prima fase, quindi, la quantità di olio estratta è direttamente proporzionale al tempo e la maggior parte dell'olio, comunque, viene estratta nei primi 30 minuti, durante i quali si riesce ad ottenere un residuo grasso del 2,5% circa per il girasole e dell'1,4% circa per il colza. Per ridurre il residuo a meno dell'1%, invece, occorre superare le due ore nel colza e un'ora nel girasole.

Altri parametri o fattori tecnologici che influenzano il procedimento sono la quantità, la temperatura ed il tipo di solvente.

Il rapporto seme - solvente, in particolare, può raggiungere il valore limite di 1:18. Ulteriori aumenti determinano incrementi di resa ridotti. Il processo estrattivo migliora con l'impiego di temperature crescenti fino a 50°C, oltre le quali tende a decrescere.

I solventi utilizzati generalmente sono esano, benzina solvente, tricloroetilene e solfuro di carbonio. In linea generale, un aumento del potere solvente è accompagnato da un peggioramento delle caratteristiche dell'olio.

L'estrazione tramite solvente può essere condotta con flussi di materia in controcorrente per percolazione (si ottiene facendo cadere sulla massa il solvente per gravità), per immersione (si immerge nel solvente in movimento la massa da disoleare) ed in controcorrente mista.

In tutti i casi, quindi, *l'expeller* con minore contenuto in olio viene in contatto con il solvente a minore concentrazione.

La resa media in olio del processo di estrazione è circa il 36 - 38% in peso di olio.

Gli oli grezzi possono essere utilizzati direttamente per la produzione energetica.

Gli oli vegetali trovano nell'alimentazione degli impianti per la produzione di energia termica ed elettrica la loro più ampia applicazione. Nel settore dei trasporti, invece, il loro utilizzo è attualmente limitato a causa delle loro caratteristiche.

Autotrazione – energia meccanica

L'applicazione su larga scala per l'autotrazione non è attualmente proponibile, poiché necessita di importanti modifiche nella progettazione dei motori e nell'organizzazione della rete di distribuzione, in considerazione della loro maggiore viscosità rispetto al gasolio.

Si riporta, tuttavia, che l'alimentazione dei trattori già avviene in Germania.

Riscaldamento - energia termica

Sono già disponibili sul mercato alcuni impianti di taglie comprese tra 1 e 10 MW.

Per l'utilizzo al 100% nelle caldaie normalmente alimentate a gasolio, sono necessarie alcune modifiche:

- la geometria degli ugelli di polverizzazione deve essere leggermente differente da quella utilizzata per il gasolio (45° nel primo caso, contro i 60° del secondo), a causa della maggiore viscosità degli oli vegetali;
- la temperatura ottimale di preriscaldamento del combustibile è di 65°C, mentre la pressione di atomizzazione di 2,2 MPa;
- Rendimento della conversione in energia termica = 40 - 50%.

Produzione di energia elettrica e cogenerazione

Gli oli vegetali possono essere utilizzati per l'alimentazione di gruppi elettrogeni.

Rendimenti medi della conversione in energia elettrica, in condizioni standard:

- sotto 1 MW è pari a 42%;
- sopra 1 MW è pari al 45%.

La sostituzione del gasolio con un carburante alternativo di origine vegetale ha molteplici vantaggi:

- Gli oli vegetali consentono una riduzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Essi sono ottenuti dagli organismi vegetali, che sottraggono l'anidride carbonica dall'atmosfera attraverso la fotosintesi clorofilliana, per produrre nuova biomassa vegetale. Di conseguenza il bilancio netto dell'emissione di anidride carbonica nell'atmosfera è nullo.

Diverso è il caso dei prodotti di origine fossile: il petrolio ha origine dalla decomposizione degli organismi vegetali vissuti in ere geologiche lontane, per cui il momento della fissazione

dell'anidride carbonica nella biomassa vegetale è lontano dal momento dell'emissione in atmosfera nel corso dell'utilizzo dei prodotti petroliferi ed il bilancio netto non può essere considerato nullo.

- Gli oli vegetali sono una fonte rinnovabile di energia

Essi sono prodotti a partire dagli organismi vegetali e non sono, pertanto, soggetti ad esaurimento.

La quantità di petrolio disponibile è “finita”, poiché si è formata in epoche geologiche lontane.

- Gli oli vegetali sono una fonte di energia diffusa

Sono ottenuti da molte tipologie di organismi vegetali, la cui diffusione interessa quasi tutta la Terra. Ne consegue che la produzione degli oli vegetali può aver luogo nello stesso Paese che lo utilizza, aumentando l'autonomia energetica locale.

L'approvvigionamento di petrolio subisce, invece, importanti oscillazioni in risposta agli eventi internazionali, sia in termini di disponibilità, sia in termini di prezzo.⁹⁵

5.6.2. La filiera del biodiesel

Il biodiesel è un carburante di origine vegetale in grado di sostituire il gasolio nei motori dei veicoli e di contribuire alla riduzione dell'inquinamento da gas di scarico nei centri urbani.

Il biodiesel è prodotto, sottoponendo gli oli vegetali estratti dai semi delle colture oleaginose ad una reazione chimica; presenta delle proprietà che ne consentono l'utilizzo in sostituzione del gasolio.

Il biodiesel ha un'intensità energetica simile a quella del gasolio.

L'intensità energetica è generalmente espressa come “potere calorifico inferiore” (P.C.I.). Il P.C.I. del biodiesel è pari a 8.900 kcal/kg; il P.C.I. del gasolio è pari a 10.200 kcal/kg. Ne

consegue che per sostituire 1 kg di gasolio, sono necessari 1,14 kg di biodiesel.

Il biodiesel è caratterizzato da una combustione migliore di quella del gasolio.

Questa proprietà è solitamente espressa come “numero di cetano”, il cui valore è tanto più alto, quanto più vicina al comportamento ideale è la combustione del carburante. Il biodiesel ha un numero di cetano in media di 56, il gasolio di 48.

Il biodiesel è meno infiammabile del gasolio e, quindi, meno pericoloso nel corso delle operazioni di stoccaggio e di trasporto.

L'infiammabilità è espressa come “*flashpoint*”, che si configura come la temperatura minima a cui i vapori del carburante si accendono in presenza di una fiamma. Il biodiesel ha un valore di *flashpoint* in media di 90°C, il gasolio di 63°C.

Il biodiesel ha una viscosità simile a quella del gasolio.

Gli oli vegetali sono a tutti gli effetti dei combustibili, ma non possono essere impiegati per l'autotrazione, poiché hanno una viscosità molto più alta rispetto a quella del gasolio e danneggiano, quindi, alcune componenti del motore, se questo non è stato preventivamente predisposto. La trasformazione degli oli vegetali in biodiesel ha l'effetto di ridurre la viscosità del prodotto finale, che diventa paragonabile a quella del gasolio. Il biodiesel ha una viscosità media di 4,5 mm²/s, il gasolio di 2,6 mm²/s, mentre gli oli vegetali di 40 mm²/s.

La filiera produttiva del biodiesel a partire dai semi delle colture oleaginose di colza, girasole, soia, ecc., è articolata nelle seguenti fasi:

- *Preparazione dei semi.* Per migliorare l'estrazione della materia grassa, i semi sono sottoposti ad un riscaldamento e ad un condizionamento, condotti alla temperatura di 80 - 90°C e ad un tenore di umidità del 7 - 10%.
- *Estrazione degli oli grezzi.* I semi sono sottoposti all'estrazione meccanica (mediante presse idrauliche o a vite) o chimica (con l'impiego di solventi).
- *Raffinazione degli oli grezzi.* In questa fase sono rimosse le impurità (mucillagini, cere, resine, pigmenti) ed è ridotta l'acidità. Il prodotto ottenuto è definito olio raffinato, che è avviato alla successiva conversione chimica in biodiesel.

- *Reazione di trasformazione in biodiesel (detta “transesterificazione”)*. Sono disponibili tre soluzioni tecnologiche principali, che si differenziano soprattutto per la temperatura di esercizio: processo a temperatura ambiente (a 20°C, a pressione atmosferica), a temperatura medio - alta (a 70°C, a pressione atmosferica) ed ad alta temperatura (200°C, alla pressione di 50MPa).

La filiera produttiva fornisce anche alcuni sottoprodotti di elevato valore commerciale:

- *pannello proteico*: al termine dell'estrazione, i residui del seme, ricchi in proteine, trovano impiego nella preparazione di mangimi zootecnici;
- *glicerina*: dalla reazione chimica di sintesi del biodiesel si ottiene la glicerina, che, una volta purificata, è utilizzata nelle industrie farmaceutica e cosmetica.

La filiera complessiva per la produzione del biodiesel dalle colture di colza, girasole e soia è rappresentata di seguito.⁸⁸

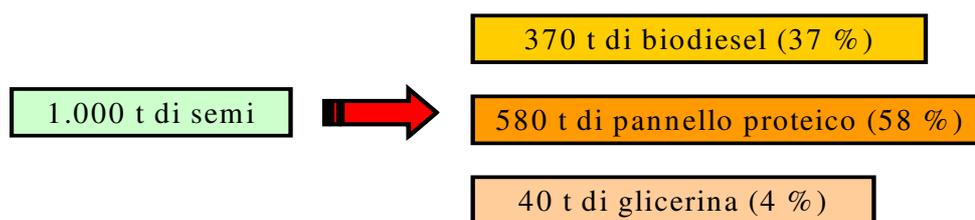


Figura n.78: La filiera complessiva per la produzione del biodiesel

Dal momento che il traffico veicolare è il principale responsabile dell'inquinamento atmosferico nei centri urbani, l'impiego più auspicabile per il biodiesel è la sostituzione del gasolio quale carburante nei veicoli con motori a ciclo Diesel.

Le modalità di impiego del biodiesel per l'autotrazione attualmente sono le seguenti:

- in miscela al 5% con il gasolio senza modifiche tecniche al motore;
- in percentuali fino al 30% con il gasolio, con lievi interventi al motore;
- in purezza, ossia al 100%, predisponendo il motore per questo tipo di alimentazione.

In questo scenario, i principali interventi cui sottoporre il motore riguardano:

- la compatibilità dei materiali: con percentuali di biodiesel superiori al 20%, è consigliabile

sostituire i materiali delle guarnizioni, generalmente costituiti da composti plastici (gomma naturale, gomma etilene-acetato, gomma etilene - propilene, isoprene, silicone), con altri inerti nei confronti del biodiesel (a titolo di esempio, rame, acciaio al carbonio, ottone, teflon, polietilene);

- gli iniettori: con percentuali di biodiesel superiori al 50%, le incrostazioni carboniose, che si originano sugli iniettori, sono di maggiore entità e più resistenti di quelle riscontrate utilizzando il gasolio. Nei motori dotati di *common rail* non ci sono problemi all'impianto, se è aumentata leggermente (100 bar) la pressione di iniezione.

La sostituzione del gasolio con un carburante alternativo di origine vegetale ha molteplici vantaggi:

- Il biodiesel consente un risparmio nelle emissioni in atmosfera di anidride carbonica.

Il biodiesel è ottenuto dagli organismi vegetali, che sottraggono l'anidride carbonica dall'atmosfera attraverso la fotosintesi clorofilliana, per produrre nuova biomassa vegetale e, quindi, il bilancio netto dell'emissione di anidride carbonica nell'atmosfera è nullo. Diverso è il caso dei prodotti di origine fossile: il petrolio ha origine dalla decomposizione degli organismi vegetali vissuti in ere geologiche lontane, pertanto il momento della fissazione dell'anidride carbonica nella biomassa vegetale è lontano dal momento dell'emissione in atmosfera nel corso della combustione dei prodotti petroliferi ed il bilancio netto non può essere considerato nullo.

- I gas di scarico emessi in atmosfera hanno una qualità migliore di quella dei gas di combustione dei carburanti fossili.

La combustione del biodiesel produce dei gas di scarico con un contenuto inferiore di:

monossido di carbonio	riduzione fino al 40%
particolato	riduzione fino al 55%
idrocarburi incombusti	riduzione fino al 55%

- Il biodiesel è una fonte rinnovabile di energia.

Il biodiesel è prodotto a partire dagli organismi vegetali e non è, pertanto, soggetto ad

esaurimento. La quantità di petrolio disponibile è “finita”, poiché la sua formazione richiede dei tempi molto lunghi.

- Il biodiesel è una fonte diffusa di energia.

Il biodiesel è ottenuto da molti organismi vegetali, la cui diffusione interessa quasi tutta la Terra. Ne consegue che la produzione del biodiesel può avvenire nello stesso Paese che lo utilizza, aumentando l'autonomia energetica locale. L'approvvigionamento di petrolio subisce, invece, importanti oscillazioni in risposta agli eventi internazionali in termini, sia di disponibilità, sia di prezzo al barile.⁹⁵

In Italia il biodiesel può essere ottenuto dalle seguenti colture oleifere:

Brassica napus var. *oleifera* (colza), *Helianthus annuus* (girasole), *Glycine max* (soia), Altre Brassicacee, in particolare nel Sud Italia

5.6.3. La filiera del bioetanolo

Il bioetanolo è una prospettiva per la sostituzione della benzina e del benzene nell'autotrazione e per il miglioramento della qualità dell'aria nei centri urbani.

Il bioetanolo è alcol etilico ed è prodotto per via microbiologica a seguito della fermentazione degli zuccheri; è lo stesso composto che si forma nei processi di vinificazione e birrificazione delle filiere alimentari.

Può essere utilizzato per applicazioni energetiche, in virtù di alcune sue importanti proprietà, che lo rendono un biocarburante sostituto della benzina ed un precursore di un antidetonante, l'ETBE (Etil Ter Butil Etere).

Il bioetanolo ha un'intensità energetica simile a quella della benzina.

L'intensità energetica è generalmente espressa come “potere calorifico inferiore” (P.C.I.). Il P.C.I. del bioetanolo è pari a 6.400 kcal/kg; il P.C.I. della benzina è pari a 10.200 kcal/kg. Ne consegue che per sostituire 1 kg di benzina, sono necessari 1,63 kg di bioetanolo.

Il bioetanolo ha una combustione migliore di quella della benzina.

Il bioetanolo presenta un contenuto in ossigeno maggiore della benzina, pari al 34,7% in peso. Questa caratteristica conferisce al biocarburante una combustione più completa.

L'ETBE ha un maggiore potere antidetonante del benzene.

L'ETBE ha un numero di ottano più alto del benzene, ed è pertanto possibile raggiungere un più elevato rapporto di compressione.

Poiché può essere ottenuto da materie prime di natura zuccherina, ma eterogenee, la filiera per la produzione del bioetanolo è, nella sua prima parte, altrettanto diversificata. La prima fase della filiera si distingue in tre sezioni:

- Sezione zuccherina dalle materie prime ricche in zuccheri semplici (barbabetola da zucchero, canna da zucchero, sorgo zuccherino, melasso, ecc...).

L'estratto zuccherino è avviato alla fermentazione.

- Sezione amidacea dalle materie prime ricche in amido (mais, frumento, residui della lavorazione della patata, ecc...)

Le materie prime amidacee sono sottoposte ad un trattamento, detto idrolisi, nel corso del quale l'amido è scisso nel suo componente principale, il glucosio. Il glucosio è sottoposto in seguito alla fermentazione.

- Sezione lignocellulosica dalle materie prime ricche in cellulosa, emicellulosa e lignina (residui della lavorazione agricola, frazione organica dei rifiuti solidi urbani, ecc...)

Le materie prime lignocellulosiche devono essere processate attraverso numerosi passaggi prima della fermentazione, poiché la loro struttura è molto resistente, in considerazione della funzione di protezione e di sostegno, a cui sono preposte. Sono necessari un pretrattamento e un trattamento di idrolisi. Gli zuccheri ottenuti sono sottoposti alla fermentazione.

Fermentazione alcolica degli zuccheri

Si tratta di una via metabolica, utilizzata da alcuni microrganismi, per ottenere energia in assenza di ossigeno. Il microrganismo più diffusamente utilizzato per questa finalità, sia nel settore alimentare (vinificazione, birrificazione), sia nel settore energetico, è *Saccharomyces cerevisiae*, un lievito appartenente agli *Ascomycetes*.

Distillazione dell'etanolo

Il bioetanolo al termine della fermentazione è disciolto in una soluzione acquosa, da cui è separato sfruttando le differenti temperature di ebollizione dei componenti presenti nella soluzione acquosa stessa. Al termine della distillazione, il bioetanolo contiene un residuo in acqua del 5%.

Come può essere impiegato il bioetanolo?

Il principale impiego energetico del bioetanolo è nel settore dell'autotrazione, dove sono possibili due applicazioni: in sostituzione della benzina e, previa trasformazione in ETBE, in sostituzione degli antidetonanti tradizionali (benzene e MTBE).

- Come sostituto della benzina

- In Europa il bioetanolo è attualmente ammesso in percentuali fino al 5% con la benzina.
- Il bioetanolo può essere miscelato alla benzina in percentuali fino al 23,5% senza che si rendano necessari interventi sul motore.
- Il bioetanolo può essere impiegato in miscela fino al 95% con la benzina in motori appositamente progettati a doppio sistema di alimentazione, denominati FFV (*Flexible Fuel Vehicles*) e dotati della regolazione automatica dei tempi di iniezione e dei rapporti di miscelazione tra l'aria ed il carburante.
- Il bioetanolo può essere utilizzato in purezza al 100%, modificando preventivamente i motori.

In questo scenario è necessario apportare delle modifiche a livello di:

- temporizzazione delle valvole;
- rapporto di compressione;
- compatibilità dei materiali: alcuni componenti del motore possono andare incontro a corrosione per effetto dell'etanolo, se presente in percentuali superiori al 23,5%. Le componenti ritenute più suscettibili sono il serbatoio ed i raccordi.

- Come sostituto degli antidetonanti tradizionali

- In Europa l'ETBE è attualmente utilizzato in percentuali fino al 5%.
- In base alle ricerche finora condotte, la sua percentuale può raggiungere il 15% senza che si rendano necessarie delle modifiche al motore.

Perché utilizzare il bioetanolo?

La sostituzione dei prodotti di origine petrolifera con un carburante alternativo di origine vegetale presenta molteplici vantaggi:

- Il bioetanolo consente un risparmio nelle emissioni in atmosfera di anidride carbonica.
- I gas di scarico emessi in atmosfera hanno una qualità migliore di quella dei gas emessi dalla combustione della benzina e degli antidetonanti tradizionali (benzene e MTBE).

Nell'ipotesi dell'impiego del bioetanolo in sostituzione della benzina in miscela al 5,5%, i gas di scarico evidenziano un contenuto inferiore di:

monossido di carbonio	riduzione del 10%
benzene	riduzione del 25%
composti organici volatili	riduzione del 5%

Nell'ipotesi di utilizzare il bioetanolo, trasformato nell'antidetonante ETBE al 15%, in sostituzione del benzene, i gas di scarico evidenziano un contenuto inferiore di:

monossido di carbonio	riduzione del 3%
benzene	riduzione del 28%
ozono	riduzione del 20%
composti organici volatili	riduzione del 7%

Il bioetanolo è una fonte rinnovabile di energia.

Il bioetanolo prodotto dal comparto agrario è una fonte diffusa di energia.

Il bioetanolo è ottenuto da numerose materie prime di origine vegetale, con una diffusione piuttosto omogenea sulla Terra. Ne consegue che la produzione del bioetanolo può avvenire nello stesso Paese che lo utilizza, aumentando l'autonomia energetica locale. L'approvvigionamento di petrolio subisce, invece, importanti oscillazioni in risposta agli eventi internazionali, sia in termini di disponibilità, sia in termini di prezzo al barile. Il bioetanolo è prodotto a partire dalle materie prime di natura zuccherina, quali zuccheri semplici e carboidrati complessi, derivanti sia dalle colture alcoligene, sia dai residui delle lavorazioni agricole ed agro-alimentari e della raccolta differenziata dei rifiuti, sia dalle eccedenze agricole occasionali e temporanee.

Le principali colture alcoligene sono:

- zuccherine o saccarifere (negli organi accumulano zuccheri semplici, quali saccarosio, fruttosio, glucosio):

Beta vulgaris (barbabietola da zucchero), *Saccharum officinarum* (canna da zucchero), *Sorghum vulgare* var. *saccharatum* (sorgo zuccherino)

- amilacee o amidacee (negli organi e nei semi accumulano amido):

Zea mays (granoturco o mais), *Triticum* spp. (frumento), *Ipomea batatas* (patata o patata americana), *Cichorium intybus* var. *sativus* (cicoria da radice), *Solanum tuberosum* (patata), *Helianthus tuberosus* (topinambur), *Avena sativa* (avena).

In alternativa per la produzione del bioetanolo possono essere impiegati i residui di natura zuccherina (ad esempio il melasso dell'industria per la produzione dello zucchero), di natura amidacea (ad esempio gli scarti della lavorazione della patata) e di natura lignocellulosica, provenienti sia dal settore agricolo (ad esempio gli stocchi di mais e la paglia di frumento), sia dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani.⁹⁵

5.6.4. La filiera di biogas

Il biogas è un gas ottenuto dalla digestione anaerobica della sostanza organica, che può essere impiegato come sostituto del metano.

Il crescente interesse per la filiera del biogas si è accentuato negli ultimi anni grazie ai ricavi ottenibili particolarmente dalla produzione di energia elettrica.

Il nuovo quadro di incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili che emerge dall'approvazione della Legge Finanziaria 2008 (L. 24 dicembre 2007, n. 244) e del relativo testo collegato (Decreto Legge del 01/10/2007, n. 159 coordinato con la Legge di conversione del 29/11/2007, n. 222), offre una rinnovata opportunità alla filiera del biogas, particolarmente grazie al maggior sostegno economico a favore di impianti di potenza elettrica inferiore a 1 MW.

La digestione anaerobica appartiene ai processi di trasformazione biologica della sostanza organica presente nella biomassa. Il biogas così ottenuto è un combustibile ad elevato potere calorifico, che può essere impiegato per la produzione di energia come sostituto del metano.

Le tecnologie a servizio della filiera del biogas sono consolidate e vantano decenni di applicazioni nel settore agro-zootecnico, agro - industriale e in quello della depurazione civile.

I campi di applicazione della digestione anaerobica spaziano dall'impianto di piccola taglia (< 200 kWe), prevalentemente su scala aziendale, a impianti medi (200 - 500 kWe), medio-grandi (500 - 1000 kWe) e grandi (>1.000 kWe), per i quali possono anche essere previste configurazioni di tipo consortile o interaziendale.

La scelta della taglia ottimale di impianto è un punto cruciale sin dai primi stadi dell'iter progettuale, in quanto può incidere sull'economicità dell'investimento, nonché sulla sostenibilità ambientale dell'intervento. Se in anni recenti sono stati proposti per lo più impianti di grande taglia, favoriti indubbiamente da fattori di economia di scala, oggi in seguito al nuovo contesto incentivante, si auspica la realizzazione di impianti dimensionati in modo commisurato al contesto aziendale o locale. La scelta della taglia ottimale non deve essere il punto di partenza nell'impostazione progettuale, bensì il punto di approdo, frutto dell'analisi delle potenzialità locali in termini di approvvigionamento di materie prime e di gestione del digestato, nonché dei diversi aspetti tecnici di seguito brevemente descritti.⁹⁵

Le materie prime

La corretta alimentazione di un digestore anaerobico presenta tre livelli di analisi fondamentali.

Il primo riguarda quello biologico in quanto, come noto, il processo di digestione anaerobica è a carico di diversi gruppi di microrganismi che agiscono in serie e che necessitano quindi di una "razione alimentare" equilibrata in termini qualitativi e costante in termini quantitativi.

A livello tecnico - impiantistico, assicurare la reperibilità e la disponibilità di materiali durante tutto l'arco dell'anno, determina l'esigenza di dotarsi di strutture di stoccaggio (ad es. per biomasse vegetali) e di sistemi di alimentazione differenziati, a seconda della pompabilità o meno del materiale (da normali pompe per liquami, a sistemi di dosaggio di materiali "palabili", quali coclee, tramogge, ecc.) (Figura n.79).



Figura n.79: Sistemi di alimentazione del digestore: pozzetto di pompaggio liquami (a), dosatore di solidi con tritatore (b), coclee verticali (c); tramogge (d)

Infine, a livello economico è necessario valutare con attenzione i costi di approvvigionamento delle materie prime. L'impennata dei prezzi dei cereali verificatasi nel 2007 ha portato a

ridimensionare l'impiego di colture quali ad esempio il mais da insilato, largamente diffuso per la produzione di biogas. In questo senso non c'è dubbio che il conto economico favorisce l'utilizzo di materiali quali effluenti zootecnici, materiali di scarto con scarso o nullo valore di mercato o comunque colture dedicate per la valorizzazione di terreni in aree marginali.

Le tipologie impiantistiche

Per quanto riguarda le tipologie impiantistiche esiste attualmente un'ampia offerta tecnologica con proposte di impianti che possono presentare diversi livelli di complessità.

I sistemi più diffusi nel settore agro - zootecnico sono quelli cosiddetti “*a umido*”, caratterizzati da un contenuto in sostanza secca all'interno del digestore inferiore al 10 - 12%. I sistemi invece “*a secco*” sono adatti alla digestione di materiali con contenuto in sostanza secca intorno a 20 - 50%. Riguardo questi ultimi, che si prospettano come un'alternativa interessante per la semplicità di gestione e per l'ottenimento di un digestato palabile, non esistono al momento in Italia impianti in esercizio che possano fornire indicazioni concrete sui rendimenti.⁸⁴



Figura n.80: Tipologie di digestori “*a umido*”: verticali a miscelazione completa (a), (b), a flusso orizzontale (c), (d).

La conversione energetica

Il biogas è una miscela di gas, composta principalmente da metano (50 - 75%), anidride carbonica (25 - 45%) e da altre sostanze presenti in minore percentuale, quali monossido di carbonio, azoto, idrogeno, idrogeno solforato.

In termini generali il biogas può essere utilizzato in tutte le utenze alimentate a gas metano.

Le principali possibilità di utilizzo del biogas sono:

- La produzione combinata di calore e di elettricità (cogenerazione, per lo più utilizzando motori endotermici). attualmente la soluzione più comunemente adottata.
- produzione di calore sotto forma d'acqua calda, di vapore o d'aria calda.

Altre possibilità di applicazione emergenti sono:

- la produzione di carburante per veicoli;
- la produzione di gas naturale per iniezione nella rete pubblica di trasporto e distribuzione;
- la produzione di freddo, per esempio con macchine ad assorbimento ed utilizzo in forni industriali come combustibile primario o ausiliario.

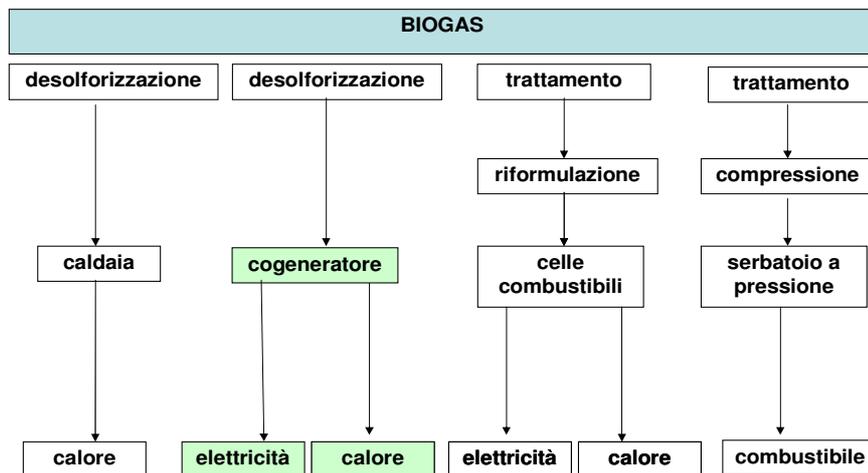


Figura n.81: Le possibilità di impiego del biogas

Prima dell'utilizzo a fini energetici potrebbero essere richiesti opportuni trattamenti di depurazione, al fine di rimuovere sostanze presenti nel biogas che possono provocare l'abbassamento del potere calorifico della miscela, o avere azione corrosiva nei confronti degli impianti di utilizzazione.

L'impiego attualmente più diffuso del biogas è quello della produzione contestuale di calore e di elettricità, mediante sistemi di cogenerazione (figura n.82). Oltre agli aspetti relativi alla depurazione del biogas per rimuovere le sostanze che possono dare origine a fenomeni di corrosione (acqua, idrogeno solforato), alcuni aspetti tecnici da valutare riguardo i motori di cogenerazione sono:

- il rendimento di conversione energetica; quello elettrico si attesta tra il 33% al 42% a seconda della potenza del motore: a maggior potenza, maggiore il rendimento;
- il tempo di funzionamento del cogeneratore: al fine di massimizzare l'impiego del biogas prodotto è importante dimensionare in modo corretto lo stoccaggio, considerando il fermo macchina e le possibili fluttuazioni nella produzione del biogas;
- l'affidabilità e la continuità delle prestazioni e del servizio assistenza, che rappresentano la garanzia del funzionamento;
- la possibilità di utilizzo dell'energia termica: l'allocazione di tutto il calore in esubero, anziché la sua dissipazione in atmosfera, può comportare un significativo aumento dell'utile grazie ai costi evitati per il consumo di combustibili fossili.



Figura n.82: Sistemi di cogenerazione

L'allacciamento alla rete elettrica

Per quanto attiene all'allacciamento alla rete elettrica è importante tenere presente che per potenze elettriche superiori a 50 - 75 kW, è obbligatorio l'allacciamento in media tensione e quindi occorre disporre di un'apposita cabina di trasformazione. L'allacciamento comporta anche degli oneri che sono variabili in funzione della potenza dell'impianto, della distanza alla cabina di trasformazione, della tipologia del cavo elettrico, ecc.

La gestione del digestato

L'ultimo aspetto è quello riguardante la gestione del digestato. E' importante sottolineare che il processo di digestione porta ad una riduzione pressoché inesistente del volume del materiale in ingresso. Inoltre, come noto, non determina una rimozione dell'azoto presente nel materiale di partenza, ma solo la sua trasformazione da azoto organico ad azoto ammoniacale.

Il digestato può essere destinato allo spandimento agronomico, nel rispetto dei vincoli stabiliti

dalla Direttiva Nitrati 91/676/CEE e relativi decreti attuativi (D.Lgs. 152/06, DMiPAF n. 209/06).

Qualora invece i quantitativi di digestato risultino eccedenti rispetto alla capacità ricettiva del terreno in termini di carico di azoto (es. 170 e 340 kg di azoto per ettaro, rispettivamente in zone vulnerabili da nitrati e in zone ordinarie), il materiale va sottoposto ad ulteriore trattamento.

Le possibilità di trattamento sono diverse a seconda del livello di riduzione dell'azoto ricercato: si parte da una semplice separazione meccanica dei solidi ad esempio mediante centrifuga, per arrivare a tecniche più complesse ed onerose mediante trattamenti fisico-chimici o biologici.

Si segnala che il trattamento biologico è quello che determina una vera e propria, ancorché parziale, eliminazione dell'azoto, in quanto esso viene trasformato dai microrganismi in N₂ gassoso, che quindi passa in atmosfera (denitrificazione). Gli altri sistemi di trattamento consentono solo il trasferimento dell'azoto dalla fase liquida ad una fase solida, solitamente più gestibile e comunque più facilmente “esportabile” dalla zona vulnerabile.

Oltre ai sopraccitati aspetti di tipo tecnico progettuale, la costruzione e messa in funzione di un impianto per la produzione di biogas deve affrontare procedure autorizzative lunghe e tortuose, che spesso non trovano uniformità di criteri da regione a regione, da provincia a provincia o addirittura da comune a comune.

In questo senso la Finanziaria 2008 riafferma la spinta ai piccoli impianti introducendo alcune semplificazioni dell'iter procedurale. In particolare, per l'installazione degli impianti a biogas al disotto dei 250 kWe, non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione ai fini del D.Lgs. 387/2005, ma sarà sufficiente una semplice Denuncia di inizio attività (DIA).

La particolarità di questa filiera è rappresentata dal fatto di poter ottenere dei benefici di tipo economico ed ambientale da un sistema di trattamento di reflui/liquami, prima del loro smaltimento. I vantaggi sono relativi sia al prodotto principale, quale il biogas, sia al sottoprodotto della digestione anaerobica, cioè il “digestato”.⁹⁵

I vantaggi dalla produzione ed utilizzo del biogas:

- Possibilità di sfruttamento energetico;
- risparmi/ricavi dalla vendita dell'energia autoprodotta;
- riduzione nel consumo di combustibili fossili;
- riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera;
- contributo alla generazione energetica nel territorio;
- sussidiarietà energetica.

I vantaggi dall'utilizzo del sottoprodotto della digestione anaerobica: il digestato

I principali vantaggi sono relativi soprattutto all'utilizzo agronomico in particolare dei liquami zootecnici:

- stabilizzazione dei liquami;
- abbattimento di odori ed emissioni inquinanti;
- riduzione della carica microbica patogena;
- riduzione di sostanze fitotossiche e inattivazione di semi infestanti potenzialmente presenti nel liquame;
- miglioramento delle proprietà fertilizzanti del materiale digerito;
- fluidificazione del liquame e quindi miglioramento della distribuzione sul suolo;
- miglioramento delle caratteristiche del suolo.

6. ANALISI COMPARATA DEI COSTI DI INVESTIMENTO DEGLI IMPIANTI CHE PRODUCONO ENERGIA RINNOVABILE

È stata effettuata un'indagine per rilevare i costi d'investimento delle principali tecnologie attualmente disponibili relative ad impianti che producono energia da fonti rinnovabili. Lo studio è stato effettuato per comparare eventuali differenze esistenti nel mercato del FVG e Slovenia. Sono stati presi in considerazione i dati di fornitori di impianti o/e di costruttori relativi ai seguenti settori: solare fotovoltaico, solare termico, biogas, eolico, geotermico, combustione e gassificazione delle biomasse, etc.

È stata rivolta particolare attenzione ai costi degli impianti aventi una dimensione produttiva che possa risultare di larga diffusione; in tale senso non sono stati considerati gli impianti di grande taglia che presentano maggiori difficoltà ed incertezze (normative ed ambientali) per la loro costruzione. Di seguito vengono esposti i risultati di tale attività; poiché i costi rilevati talvolta differiscono tra di loro a causa di specifiche esigenze che si riscontrino in ciascun sito o unità produttiva, si è preferito esporre un intervallo di costo per ciascuna fascia di dimensione produttiva.

6.1. Il fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica è in forte espansione: si tratta infatti di un sistema produttivo altamente favorito poiché è prodotta una forma energetica nobile (energia elettrica), senza impatti ambientali significativi a parte l'impatto paesaggistico nel caso di grandi impianti, soprattutto di quelli allestiti a terra. La normativa in essere nei due Paesi ed i relativi contributi alla produzione di energia fotovoltaica, come già esposto nei capitoli precedenti, hanno favorito lo sviluppo di impianti collocati sugli edifici domestici o industriali di piccole - medie dimensioni. I valori esposti sono pertanto relativi a queste fasce dimensionali.

Costi d'investimento (Italia)

I costi di investimento degli impianti fotovoltaici sono variabili in funzione soprattutto della taglia dimensionale dell'impianto e delle condizioni logistiche del sito ove l'impianto verrà allestito. Infatti gli impianti possono essere adattati agli edifici, sulle coperture o sulle pareti,

oppure possono essere collocati “a terra”. Per tali motivi si riscontra generalmente una variabilità minima di costi dell’ordine del 10 - 20% tra una condizione e altra.

Nella tabella seguente è esposto il costo medio degli impianti tipo nel range dimensionale di 1 - 50 kWp, tenendo conto delle considerazioni precedenti.

Componente	Costi [€/kW _p]
Moduli	3900
Opere edili e strutture sostegno*	700
Inverter e controlli	800
Opere elettriche	400
Installazione	500
Totale generale (IVA esclusa)**	6300

* il costo delle strutture di sostegno si riferisce ad un’installazione tipo su tetto a falda

** l’installazione su tetto piano può registrare costi superiori

Tabella n.61: Costo medio di un impianto fotovoltaico⁸⁷

Costi d’investimento relativi alle sezioni tecnologiche dell’impianto fotovoltaico

Componente	Costi [€/kW _p]			
	1-5 kW _p	5-10 kW _p	10-20 kW _p	20-50 kW _p
Moduli	3900	3700	3500	3200
Opere edili e strutture di sostegno**	700	700	650	650
Inverter e controlli	800	750	700	650
Opere elettriche	400	350	300	280
Installazione	500	500	500	500
Totale generale (IVA esclusa)	6300	6000	5650	5280

** i dati rappresentano i valori medi desunti dall’analisi di mercato e dalle esperienze progettuali del C.E.T.A.

Tabella n.62: Incidenza delle voci di costo per taglia d’impianto⁸⁷

Costi di investimento (Slovenia)

Anche nel caso della Slovenia valgono le stesse considerazioni già espresse per i costi di investimento degli impianti in Italia. Si riportano nel prosieguo alcuni esempi concreti di applicazioni fotovoltaiche tratte da un’indagine effettuata a campione negli ultimi mesi dell’anno 2008.

Esempio 1

Costi di investimento di un impianto di piccola taglia (5kW collocato su una copertura di un edificio): costo complessivo 25.000 € comprensivo dei moduli, inverter, elementi di protezione, cavi elettrici, contatore, struttura di supporto, progettazione, montaggio e costi amministrativi⁹⁶.

Esempio 2

Costi di investimento di un impianto da 50 kW, collocato a terra:

Il costo complessivo è 235.000 € pari a 4.700 €/kW (comprensivo dei moduli, inverter, elementi di protezione, contatore, cavi elettrici, struttura di supporto e basamenti in calcestruzzo, progettazione, montaggio e costi amministrativi)⁹⁶.

Esempio 3

Impianto di potenza più elevata collocato a terra: 167,40 kWp.

Il costo complessivo è 930.828 € (senza IVA) pari a 5.560,50 €/kWp⁹⁷; nel prezzo sono inclusi tutti i costi delle strutture ad esclusione di quelle per i sostegni.

In conclusione si è riscontrato che i costi di investimento in Slovenia sono del tutto simili a quelli praticati in Italia, la voce di costi maggiore è dovuto all'acquisizione del modulo fotovoltaico mentre le altre voci quali carpenteria, personale, etc. possono risultare leggermente inferiori a quelle riscontrate in Italia. Pertanto si riassumono i costi da assumere come i valori medi per la realtà slovena⁹⁸.

Impianto di piccola taglia	1-50 kW	5.000 €/kWp
Impianto di media taglia	50 kW a 5 MW	4.500 €/kWp
Impianto di grande taglia	5 MW	4.300 €/MWp

Tabella n.63: Costo medio di un impianto fotovoltaico

6.2. Solare termico

La generazione di energia termica con l'impiego di acqua o aria come vettore energetico è un sistema produttivo che impiega tecnologie ampiamente sperimentate ed applicate da molti decenni. Hanno trovato una larga diffusione presso le utenze domestiche con il pannello generalmente allestito sulla copertura degli edifici. I risultati dell'indagine effettuata sono relativi a queste tipologie di utenti.

Costi di investimento

Esempio 1 (In Italia)

Superficie del pannello 4 m², serbatoio di 250 litri:

Costo complessivo comprensivo della struttura (pannello, carpenteria di sostegno sulla copertura dell'edificio, etc.) e delle infrastrutture (collegamenti, idraulici etc.) di 3.742,50 €, IVA esclusa pari a 935,50 €/m² ⁹⁷.

Esempio 2 (In Slovenia)

Superficie del pannello 4 m², serbatoio di 300 litri:

Costo complessivo comprensivo della struttura (pannello, carpenteria di sostegno sulla copertura dell'edificio, etc.) e delle infrastrutture (collegamenti, idraulici etc.) di 3.800 €, IVA esclusa pari a 950 €/m² ⁹⁶.

L'indagine effettuata ha dimostrato che i valori riscontrati in Italia ed in Slovenia sono del tutto simili.

6.3. Oli vegetali

L'impiego dell'olio vegetale quale carburante biologico per la produzione di energia elettrica

e termica con l'impiego di motori a ciclo interno ha avuto un forte sviluppo negli ultimi anni. Negli impianti di media - alta potenza nominale si è fatto ricorso alle tecnologie già esistenti ed applicate nel settore navale, mentre a potenze più ridotte (< 1 MW) sono sorte imprese che allestiscono motori diesel già modificati per l'alimentazione a metano e nuovamente resi idonei per l'alimentazione a olio vegetale quale combustibile, per lo più olio di palma, di colza, di girasole ed in taluni casi di olio esausto o di riciclo).

I dati ottenuti si riferiscono ad alcuni esempi applicativi in Italia, mentre non sono stati riscontrati a tutt'oggi impianti allestiti o in allestimento in Slovenia⁹⁷.

Costi di investimento

Esempio 1 (In Italia)

Impianto cogenerativo di piccola dimensione comprensivo di motore endotermico, serbatoio di alimentazione del combustibile, alternatore, marmitta catalitica, apparato per il recupero dell'energia termica dal fluido di raffreddamento del motore, potenza elettrica pari a 50 kWe, potenza termica recuperabile 57 kWt.

Costo complessivo 217.000 € pari a 4.340 €/kWe.

Esempio 2 (In Italia)

Potenza impianto di cogenerazione: 900 kW

Impianto cogenerativo di media taglia comprensivo di motore endotermico, serbatoio di alimentazione del combustibile, alternatore, marmitta catalitica, apparato per il recupero dell'energia termica dal fluido di raffreddamento del motore e dai gas caldi della combustione, potenza elettrica pari a 900 kWe, potenza termica recuperabile 990 kWt.

Costo complessivo 1.175.000 € pari a 1.306 €/kWe⁹⁷.

6.4. Eolico

Il comparto eolico è in profonda evoluzione quantitativa e qualitativa in tutta Europa, poiché sono state ampiamente diffuse tecnologie moderne ed efficienti di potenza medio - alta (> 700 kW), anche in parchi eolici che racchiudono numerosi aerogeneratori. A causa però di possibili impatti ambientali e paesaggistici, essi non sempre hanno avuto la possibilità di essere allestiti; parallelamente è iniziata un'ampia sperimentazione di sistemi tecnologici di piccola potenza che presentano il vantaggio di poter essere diffusi sul territorio senza impatti di tal genere, che presentano però costi d'investimento relativamente più elevati.

E stata effettuata l'indagine sui costi di acquisizione degli impianti eolici, sia di quelli fondati su sistemi tecnologici "maturi" (generalmente corrispondenti ad aerogeneratori ad asse orizzontale, montati su pali di sostegno anche molto alti), sia di quelli di concezione innovativa, quali quelli ad asse verticale dotati di spazzole o di sistemi elicoidali e montati su pali di piccola - media altezza (tra 1 e 12 metri). Questi impianti presentano il vantaggio di non dover essere riorientati nel caso in cui il vento dovesse cambiare direzione; inoltre presentano un minor impatto ambientale (paesaggistico) e possono rappresentare un modello efficiente ed efficace per il soddisfacimento delle esigenze energetiche delle utenze diffuse sul territorio.

Nel prosieguo sono esposti alcuni esempi di costi di allestimento di aerogeneratori, in Italia e in Slovenia.

Costi di investimento (Slovenia e Italia)

fino a 5 MWe	1.100 €/kWe
sopra il 5 MWe	1.000 €/kWe

Tabella n.64: Costo medio di un impianto eolico

Nel costo sono inclusi tutti i costi (prezzo senza IVA)⁹⁸.

Esempio 1 (In Slovenia)

Impianto di grande potenza per l'allestimento di un parco eolico; potenza complessiva del parco: 133 MW.

Costo complessivo (strutture più infrastruttura): 131.000.000 € pari a 985 €/kW.

Esempio 2 (in Slovenia)

Impianto di grande potenza per l'allestimento di un parco eolico; potenza complessiva del parco: 60 MW.

Costo complessivo (strutture più infrastruttura): 74.000.000 € pari a 1.233 €/kW⁹⁷.

Esempio 3 (In Italia)

Impianto di piccola potenza ad asse verticale, tecnologia innovativa, potenza di 1 kW, dotato di generatore, magneti permanenti, senza spazzole senza ingranaggi con sistema di sostegno (palo verticale e di ancoraggio).

Costo complessivo: 5.830 €⁹⁹.

Esempio 4 (In Italia)

Impianto di piccola potenza ad asse verticale, tecnologia innovativa, potenza di 3 kW, dotato di generatore, magneti permanenti, senza spazzole senza ingranaggi con sistema di sostegno (palo verticale e di ancoraggio).

Costo complessivo: 16.350 €⁹⁹.

Esempio 5 (In Italia)

Impianto di piccola potenza ad asse verticale, tecnologia innovativa, potenza di 20 kW, dotato di generatore, magneti permanenti, senza spazzole senza ingranaggi con sistema di sostegno (palo verticale e di ancoraggio): 54.000 €⁹⁹.

Costo complessivo: 54.000 €⁹⁹.

6.5. Biomassa

La produzione di energia da biomasse è decisamente articolata in comparti specifici, spesso con caratteristiche completamente differenti e per tale motivi si fa spesso riferimento alle cosiddette “filiera energetiche”, a loro volta costituite da materie prime e tecnologie processistiche decisamente differenti le une dalle altre.

6.5.1 Filiera della combustione delle biomasse solide per la produzione di energia termica

La filiera è ampiamente consolidata ed impiega materie prime lignocellulosiche, soprattutto arboree in forma di ciocchi, scaglie (chips), pellet, bricchetti. Si avvale delle tecnologie efficienti ed automatizzate anche alla piccola taglia di potenza nominale idonea per le utenze domestiche.

Anche per questo settore produttivo è stata effettuata un’indagine sui prezzi di vendita degli impianti sia in Slovenia che in Italia. In Slovenia sono particolarmente diffuse le tecnologie per la generazione termica (riscaldamento) che impiegano legno in tronchetti o in ciocchi, mentre in Italia negli ultimi anni si sono diffusi impianti per l’impiego di scaglie (chips e pellet).

Parimenti è stata effettuata un’indagine per il rilevamento dei prezzi di acquisizione di impianti di media-grande taglia per la conversione indiretta delle biomasse lignocellulosiche in energia elettrica e/o cogenerazione mediante combustione, pirolisi, gassificazione.

Nel prosieguo sono esposti alcuni esempi di impianti i cui costi sono stati rilevati in entrambi i Paesi.

Costi di investimento

Esempio 1 (In Italia)

Impianto di riscaldamento di un edificio scolastico, ubicato a Monfalcone (Gorizia), alimentato automaticamente con cippato di legno, combustore a griglia mobile con annessa caldaia (munita di serpentina di scambio) per la generazione di acqua per usi termici.

Potenza nominale dell'impianto termico: 115 kWt

Costo complessivo dell'impianto (comprensivo di silo alimentatore-dosatore, di allacciamenti idraulici ed elettrici, di ciclone separatore del particolato): 161.000 € pari a 1.400 €/kWt⁹⁷.

Esempio 2 (in Slovenia)

Impianti di riscaldamento di edifici civili alimentati a pellet di legno, muniti di piccolo silo alimentatore, coclea dosatrice e annessa caldaia con serpentina di scambio per la generazione di acqua calda per usi termici.

Potenza dell'impianto	Costo complessivo (in €)	Costo unitario
7 kW	5.895,00	842,15 €/kW
10 kW	6.960,00	696,00 €/kW
13,50 kW	7.420,00	549,63 €/kW
16,50 kW	7.516,00	455,52 €/kW

Tabella n.65:Costo di investimento di combustori alimentati a pellet ⁹⁷

6.5.2. Filiera della combustione delle biomasse solide per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione

La cogenerazione con l'impiego della biomassa solida quale combustibile può essere ottenuta con sistemi tecnologici differenti: gassificazione (anche alla piccola taglia di potenza), ciclo combustione vapore – turbina (alla scala medio-grande), combustione e ciclo ORC (ciclo Rankine con l'impiego dell'olio diatermico anche alla piccola media scala). Il settore è in forte evoluzione tecnologica volto al miglioramento del rendimento di produzione dell'energia elettrica e sono stati effettuati numerosi sperimentazioni di segmenti tecnologici innovativi come ad esempio l'allestimento di turbine a gas di nuova concezione, di reattori per la pirogassificazione, di sistemi per la depurazione dei fumi esausti, etc.

Le prospettive per la loro diffusione sono promettenti e si moltiplicano le ricerche applicate per l'impiego di biomasse di differente composizione ed origine, quali ad esempio: residui delle coltivazioni agricole, scarti dell'industria alimentare e del legno, polline e reflui zootecnici, oltre ovviamente alla biomassa tradizionale, rappresentata dal legno o residui legnosi forestali ed agricoli. Sono in costruzione in Italia e in Slovenia alcuni impianti alla scala reale i cui costi di investimento sono esposti di seguito.

Costi di investimento

Esempio 1 (In Slovenia)

Impianto di cogenerazione a biomasse e ciclo vapore.

Impianto di cogenerazione, con alimentazione a scaglie, dotato di combustore a griglia mobile, silos alimentatore dosatore, caldaia, turbina a vapore, ciclone e con servizi idraulici ed elettrici. Cogenerazione mediante combustione a ciclo vapore.

Potenza termica complessiva 1.200 kWt, recupero termico 450 kWt, potenza elettrica sfruttata 400 kWe.

Costo dell'investimento complessivo: 1.380.000 € (comprese le spese tecniche di progettazione e direzione lavori) pari a 3.450 €/kWe⁹⁷.

Esempio 2 (In Slovenia)

Impianto di cogenerazione mediante gassificazione della biomassa.

Potenza termica recuperata 500 kWt, potenza elettrica sfruttata 280 kWe

Costo dell'investimento complessivo: 1.010.000 € (comprese le spese tecniche di progettazione e direzione lavori) pari a 3.600 €/kWe⁹⁷.

Esempio 3 (In Italia)

Impianto di cogenerazione mediante gassificazione della biomassa.

Potenza elettrica generata 280 kWe, potenza termica recuperata 350 kWt.

Costo dell'investimento complessivo: 1.800.000 € (comprese le spese tecniche di progettazione e direzione lavori)⁹⁷.

Esempio 4 (in Italia)

Impianto cogenerativo a ciclo Rankine (ORC), con caldaia alimentata a scaglie, scambio termico fumi caldi/olio diatermico e turbina specifica, dotata di silos alimentatore dosatore ciclone e con servizi idraulici ed elettrici

Potenza termica recuperata 500 kWt, potenza elettrica sfruttata 400 kWe.

Costo dell'investimento complessivo: 1.700.000 € (comprese le spese tecniche di progettazione e direzione lavori) pari a 4.250 €/kWe.⁹⁷

6.6. Biogas

Nell'ambito dei sistemi tecnologici che utilizzano le biomasse quale fonte energetica primaria

il biogas risulta un sistema tecnologico già sperimentato ed applicato e si afferma sempre più quando occorre risolvere o attenuare impatti ambientali dovuti all'inquinamento idrico o atmosferico e contemporaneamente produrre energia termica e/o elettrica per rispondere alle esigenze delle imprese.

Preme sottolineare in tal senso l'importanza dell'applicazione delle Direttive comunitarie per la tutela delle caratteristiche qualitative dei corpi idrici superficiali o sotterranei, come ad esempio la così detta "Direttiva nitrati".

É particolarmente considerato per applicazioni presso allevamenti zootecnici, presso le discariche dei rifiuti solidi urbani ed anche in aziende industriali che producono quali residui delle attività produttive grandi quantità di residui organici liquidi relativamente concentrati; si fa riferimento a gli allevamenti bovini, suini, avicoli, ai caseifici ed altre imprese agroalimentari. L'indagine effettuata ha preso in considerazione i sistemi tecnologici volti alla produzione di biogas con conseguente suo impiego quale combustibile per la generazione di energia elettrica e termica (cogenerazione) sia mediante l'impiego di motori endotermici o turbine a gas.

Anche in questo caso la dimensione dell'impianto gioca un ruolo importante nella definizione del costo di investimento.

Come per i casi precedenti, sono stati rilevati i costi di allestimento degli impianti sia in Italia che in Slovenia.

Costi di investimento

Esempio 1 (In Italia)

Impianto di piccola dimensione, al servizio di un allevamento bovino di 200 capi : digestore, vasche di accumulo, gasometro incorporato, centrifuga separatrice del digestato, motore endotermico di potenza 40 kWe. Produzione netta di energia elettrica: 276.000 kWh/anno, produzione netta di energia termica: 255.000 kWh/anno.

Costo complessivo (comprensivo di opere edili ed elettromeccaniche, servizi idrici ed

elettrici, spese tecniche): 300.000 € pari a 7.500 €/kWe¹⁰⁰.

Esempio 2 (In Italia)

Impianto di taglia medio - piccola, con la stessa impostazione processistica e tecnologica dell'esempio precedente. Potenza elettrica del motore endotermico 350 kWe, produzione netta di energia elettrica: 2.440.000 kWh/anno, produzione netta di energia termica: 2.185.000 kWh/anno.

Costo complessivo (comprensivo di opere edili ed elettromeccaniche, servizi idrici ed elettrici, spese tecniche): 1.400.000 € pari a 4.000 €/kWe al netto IVA¹⁰⁰.

Esempio 3 (In Italia)

Impianto di grande taglia, con la stessa impostazione processistica e tecnologica dell'esempio precedente. Potenza elettrica del motore endotermico 1.200 kWe, produzione netta di energia elettrica: 8.303.400 kWh/anno, produzione netta di energia termica: 5.740.000 kWh/anno.

Costo complessivo (comprensivo di opere edili ed elettromeccaniche, servizi idrici ed elettrici, spese tecniche): 3.500.000 € pari a 2.197 €/kWe al netto IVA¹⁰⁰

Esempio 4 (In Slovenia)

Impianto di cogenerazione alimentato da biogas di potenza 528 kWe, ottenuto da digestione anaerobica di reflui zootecnici e civili.

Costo complessivo: 2.115.000 € pari a 4.021 €/kWe (senza IVA), nel prezzo sono inclusi tutti i costi⁹⁷.

Da altri autori⁹⁸ si è riscontrato che i livelli medi dei costi sono i seguenti:

Impianto fino a 1 MWe	4.500 €/kWe
Impianto tra 1 MWe e 5 MWe	4.000 €/kWe
Impianto sopra 5 MWe	3.800 €/kWe

Tabella n.66: Costo medio di un impianto a biogas

6.7. Idroelettrico

La produzione di energia idroelettrica può avere ancora una diffusione soprattutto nelle aree montane dei due Paesi, allestendo in particolare impianti mini e microidro. La tecnologia è ampiamente consolidata e si riportano di seguito i costi medi di investimento. Occorre però tener presente che i costi unitari variano molto in relazione alle caratteristiche del sito, alla lunghezza del salto, alle opere di captazione, alle dimensioni di impianti e quindi i valori sotto riportati sono puramente indicativi.

Costi di investimento (in Slovenia)

Impianti fino a 50 kW	2.500 €/kWe
Impianti da 50 kW a 1 MW	2.200 €/kWe
Impianti da 1 MW a 5 MW	2.000 €/kWe
Impianti sopra 5 MW	1.800 €/kWe

Tabella n.67: Costo medio di un impianto idroelettrico

Nel costo sono inclusi tutti i costi (prezzo senza IVA)⁹⁸.

Costi di investimento (in Italia)

Impianti fino a 1 MW	2.500 – 4.500 €/kW
Impianti da 1 - 4 MW	2.000 – 3.000 €/kW ⁹⁷

Tabella n.68: Costi di investimento degli impianti idroelettrici in Italia

6.8. Geotermia

La produzione di energia termica, sfruttando le cosiddette anomalie geotermiche in Slovenia e regione Friuli Venezia Giulia è altamente promettente essendo questa fonte disponibile in vaste aree. Lo sfruttamento energetico può essere ottenuto sia mediante lo scambio diretto dal fluido energetico (acque sotterranee e calde pompate in superficie con semplici trivellazioni oppure per via indiretta utilizzando le cosiddette pompe di calore). Questo sistema tecnologico, sfruttando il ciclo di Carnot e con l'impiego di una unità di energia elettrica, restituisce mediamente 3 - 5 unità termiche anche con salti termici del fluido riscaldante molto modesti. Il sistema tecnologico è particolarmente idoneo per riscaldamento delle abitazioni e di piccoli edifici, perché la fonte è diffusa nel territorio e il fluido vettore può essere ripompato in profondità dopo lo scambio termico senza modificare l'equilibrio idrogeologico del sito.

La produzione dell'energia elettrica dalla fonte geotermica è invece più complessa, poiché è richiesto un livello termico più elevato ($>150^{\circ}\text{C}$) del fluido energetico al fine di ottenere le pressioni necessarie al funzionamento del sistema turbina/alternatore e pertanto solo in alcuni territori della Slovenia si può ipotizzare di allestire impianti di generazione elettrica.

Nel prosieguo sono esposti i costi di investimento delle differenti soluzioni impiantistiche.

Esempio 1 (In Slovenia)

Impianti per l'impiego della fonte geotermica per la produzione di energia termica⁹⁸.

Fino a 5 MWe	circa 3.500 €/kWe
Sopra 5 MWe	circa 3.000 €/kWe

Tabella n.69: Costi medi degli impianti geotermici

Esempio 2 (In Slovenia)

Adozione di una pompa di calore con serbatoio integrato per l'accumulo dell'energia termica: potenza elettrica impegnata 2,95 kWe potenza termica resa: 9,8 kWt.

Costo: 6.439 € per la pompa (+300 € per il montaggio ed il trasporto) +2 sonde per il prelievo del fluido vettore (acqua calda a 100m di profondità con un prezzo medio di 55 €/m).

Costo complessivo: 12.739 €⁹⁷.

Esempio 3 (In Italia)

Impianto che impiega quale fluido vettore acqua calda sotterranea:

Potenza termica resa: 8,9 kW, potenza frigorifera 7,6 kW, potenza elettrica impegnata 2,0 kW (1,8 kW in raffrescamento).

Costo: 6.622 €+2 sonde (100m, di costo compreso tra 5.000 e 11.000 € a seconda della natura del substrato geologico) + montaggio, collegamenti, impianto elettrico (3000€).

Costo complessivo: 14.622 €¹⁰¹.

7. PROSPETTIVE DI SVILIPPO DELLE RINNOVABILI E SCENARI PREVEDIBILI NEL 2020: EVOLUZIONE DEGLI INVESTIMENTI IN FRIULI VENEZIA GIULIA E IN SLOVENIA. ALCUNE LINEE DI ORIENTAMENTO PER LA PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI NELL'AREA TRANSFRONTALIERA

Ancora oggi le fonti fossili rappresentano la principale risorsa per alimentare i consumi mondiali. Oltre l'80% dei consumi di energia primaria sono garantiti da fonti quali petrolio, carbone e gas naturale, mentre nel mondo continua a crescere la domanda di energia.

Il brusco aumento dei prezzi dei combustibili fossili e in particolare del petrolio, la conferma delle potenziali incertezze sulla sicurezza degli approvvigionamenti, con previsioni sempre più allarmiste sulla realtà e le conseguenze del riscaldamento globale hanno obbligato il Consiglio europeo ad adottare nel marzo 2007 l'obiettivo noto con lo slogan "tre 20 per il 2020", che consiste nel ridurre, entro il 2020, del 20% l'intensità energetica, del 20% le emissioni di gas serra, prendendo come riferimento il 2005, e nell'aumentare al 20% il contributo delle energie rinnovabili nel consumo di energia finale. Si tratta di obiettivi molto ambiziosi e tra loro complementari: infatti, se non si raggiunge il 20% della quota di rinnovabili e il 20% di riduzione dell'intensità energetica, non si avrà una diminuzione del 20% delle emissioni di gas serra.

Questi obiettivi sono fissati dall'Unione Europea nel suo insieme, ed a ciascun Paese è stato ulteriormente assegnata la propria quota da raggiungere. Agli Stati membri è lasciata facoltà di decidere su quali settori intervenire e quindi i piani di azione nazionali preciseranno il modo in cui ciascuno Stato Membro intende conseguire i propri obiettivi. La decisione del Consiglio stabilisce che gli obiettivi assegnati a ciascun Paese, per le energie rinnovabili e le riduzioni delle emissioni, dovranno tradursi in impegni vincolanti, quindi sanzionabili.

Per l'Italia è stato proposto un obiettivo, legalmente vincolante, pari a una quota del 17% di fonti rinnovabili nella domanda finale di energia nel 2020, mentre per la Slovenia il valore è del 25%. Per quanto riguarda l'energia elettrica, l'Italia dovrà raggiungere la quota del 25% di energia elettrica prodotta da FER entro il 2010, invece la Slovenia il 33,6%.

Per una valutazione delle prospettive di evoluzione del sistema energetico sono stati elaborati 3 scenari. Nel primo è stata valutata la quantità di energia da ottenere da fonti rinnovabili,

considerando gli obiettivi stabiliti dalla Commissione Europea ed immutabile sino al 2020 il consumo attuale di energia. Il secondo scenario si basa su quello precedente, assumendo una crescita del fabbisogno di energia primaria a un tasso medio annuo dell'1% fino al 2020 ed un aumento annuo della domanda di energia elettrica del 2%. Nel terzo scenario si assumono i dati di base del secondo, ipotizzando però una riduzione contestuale del 12% del consumo energetico, mediante un'accelerata penetrazione sul mercato di tecnologie energetiche (ipotesi detta ACT, "accelerazione tecnologica").

I dati e le elaborazioni di quest'ultimo scenario sono stati tratti dai risultati di uno studio molto recente, effettuato dall'ENEA¹⁰². Esso ipotizza che le tecnologie innovative nel campo dei usi finali nonché le tecnologie di generazione elettrica e termica possano modificare il quadro dei consumi del Paese e quindi le necessità di produzione energetica. Nel documento conclusivo si riporta: ..."Gli scenari di accelerazione tecnologica ipotizzano la piena realizzazione del Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica, cui si aggiungono forti incentivi alla generazione da fonti rinnovabili e alla penetrazione dei biocarburanti nei consumi per trasporto".....: lo scenario ACT si basa sull'ipotesi di una progressiva penetrazione nel mercato di tecnologie energetiche che già esistono, o che sono in una fase di sviluppo avanzato; lo scenario BLUE si pone l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO₂ del 50% su scala globale entro il 2050, e ipotizza la diffusione anche di tecnologie ancora in fase di sviluppo tecnologico; lo scenario ACT+ rappresenta uno scenario intermedio, nel medio periodo rappresentativo dello scenario ACT, nel lungo periodo dello scenario BLUE.

Tutti gli scenari considerati includono tecnologie innovative nel campo degli usi finali, tecnologie di generazione elettrica con cattura e sequestro della CO₂, molteplici tecnologie di utilizzo delle fonti rinnovabili, sia termiche che elettriche. A ciò si aggiunge l'ipotesi possibile di un effettivo ritorno del Paese allo sfruttamento dell'energia nucleare, a partire dal 2020, in un numero di siti che nel lungo periodo corrisponde a quello delle centrali costruite negli anni settanta e ottanta. L'effettivo sfruttamento di ciascuna di tali tecnologie è quindi legato all'insieme delle condizioni che caratterizzano l'evoluzione del sistema nei diversi scenari.

Considerando che il lasso di tempo intercorrente tra il 2008 e il 2020 è sostanzialmente breve si è preferito per motivi di cautela adottare lo scenario ACT.

Nella descrizione seguente sono riportati gli obiettivi di produzione e le quantità di energia

prodotta da FER (valori espressi su base annuale).

I tre scenari per **Italia** prevedono:

SCENARIO 1

Consumi di energia (in Mtep) al 2007	Quantità attuale di energia da FER (nel 2007 in Mtep)	Quota attuale di FER nel 2007 (in %)	Obiettivo (2020) di FER rispetto al totale (in %)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in Mtep)	Incremento della quantità delle FER (in Mtep) rispetto al 2007
194,52	14,2	7,3	17	33,5	18,95

Come già segnalato in precedenza, l'Italia dovrà raggiungere una quota del 17% di fonti rinnovabili nella domanda finale di energia nel 2020. Il loro uso in campo energetico nel 2007 è complessivamente rimasto invariato rispetto all'anno precedente (14,2 Mtep, pari al 7,3% della domanda totale di energia). Sarà dunque necessario un aumento del 9,70% entro il 2020 per ottenere 33,5 Mtep, corrispondenti ad un incremento complessivo di 18,95 Mtep.

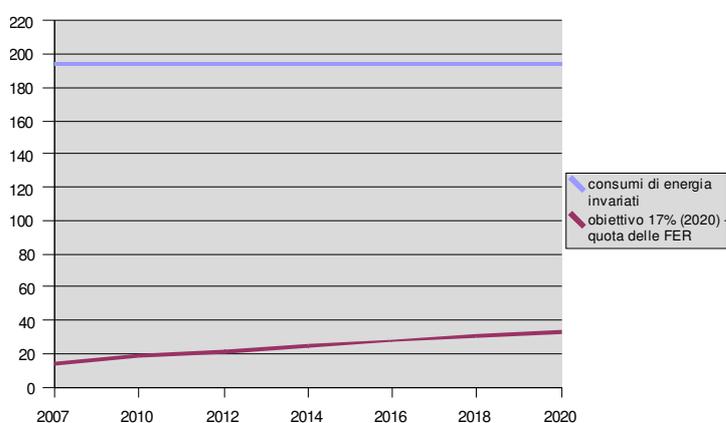


Figura n.83: Evoluzione della produzione complessiva di energia da fonti rinnovabili in Italia

Per quanto riguarda l'energia elettrica la produzione ed i consumi previsti sono esposti nella tabella seguente.

Consumi di energia elettrica (in TWh) nel 2007	Quantità attuale di FER (in TWh) nel 2007	Quota attuale di FER (in %) rispetto al totale	Obiettivo (in %) al 2010 di FER	Quantità delle FER rispettando l'obiettivo (in TWh)	Incremento della quantità delle FER (in TWh) rispetto alla quantità attuale
354,7	50,5	14,2	25	88,68	38,18

L'Italia è il quarto produttore di elettricità da FER nell'UE - 25, con 50,5 TWh nel 2007, ma è ancora lontano dagli obiettivi annunciati: attualmente la quota è 14,2% del totale di energia elettrica richiesta (http://it.wikipedia.org/wiki/Fonti_rinnovabili), contro un obiettivo del 25% al 2010. Per raggiungere questa percentuale sarà necessario un incremento pari a 38,2 TWh entro 2010.

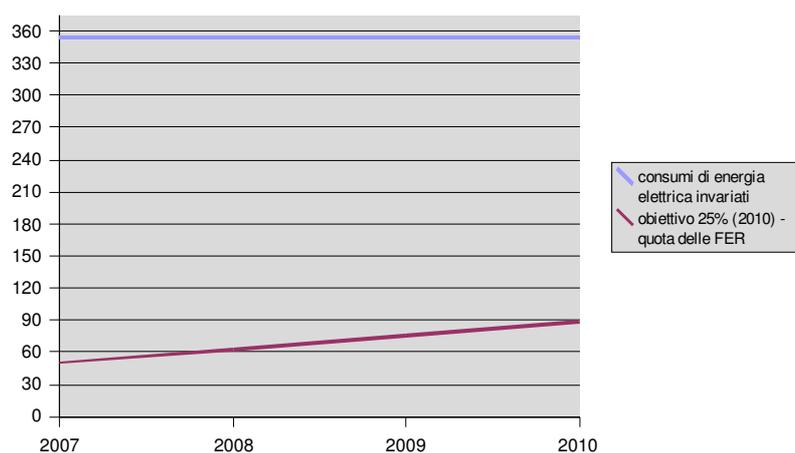


Figura n.84: Evoluzione della produzione di energia elettrica da rinnovabili in Italia

SCENARIO 2

Consumi di energia con l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale nel 2020 (in Mtep)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo comunitario (in Mtep)	Incremento della quantità di FER rispetto all'anno 2007 (in Mtep)
221,76	37,70	23,50

Presumendo che l'aumento del fabbisogno energetico nazionale annuo sia dell'1% la quantità delle rinnovabili nella domanda finale di energia dovrà raggiungere 37 Mtep,,⁷⁰ con un incremento di 23,50 Mtep rispetto alla quantità attuale.

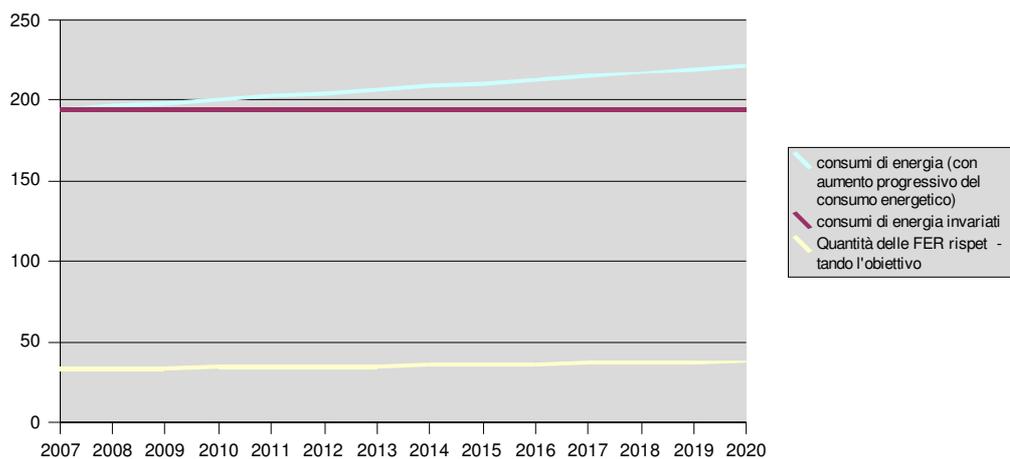


Figura n.85: Evoluzione della produzione complessiva di energia da rinnovabili in Italia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1%)

Consumi di energia elettrica (rispettando l'aumento annuo della domanda di energia elettrica in TWh) nel 2010	Quantità delle FER rispettando l'obiettivo (in TWh)	Incremento della quantità delle FER (in TWh) rispetto all'anno 2007
376,41	94,11	43,61

Supponendo che in Italia il fabbisogno totale di energia elettrica (produzione lorda al netto degli apporti da pompaggio più saldo importazioni dall'estero), che è stato di 354,7 TWh nel 2007, si sviluppi con un tasso medio annuo del 2,0%, per fare fronte agli obiettivi di cui sopra saranno necessaria una produzione ulteriore di 43,61 TWh da FER al 2010.

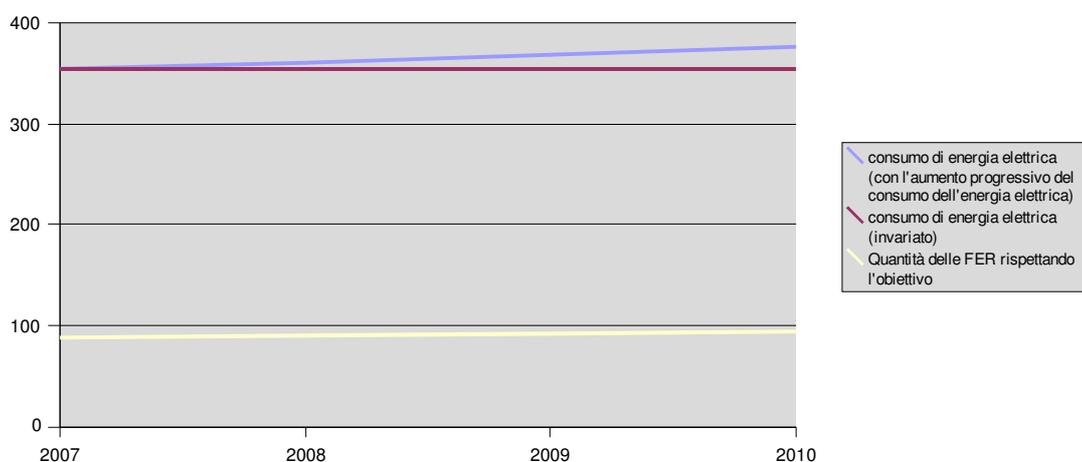


Figura n.86: Evoluzione della produzione complessiva di energia elettrica da rinnovabili in Italia (con incremento del 2%)

SCENARIO 3

Consumi di energia (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale) e bilanciati dalla riduzione dovuta all'accelerazione tecnologica nel 2020 (in Mtep)	Quantità di FER (in Mtep)	Incremento della quantità di FER rispetto all'anno 2007 (in Mtep)
195,14	33,18	18,98

Nello Scenario 3, oltre alle previsioni dell'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale, si è considerata l'accelerazione tecnologica, che porterà ad una riduzione dei consumi di energia a 195,14 Mtep; la quantità necessaria di energia dalle fonti rinnovabili nel 2020 dovrà aumentare da 14,2 Mtep a 33,2 Mtep con un incremento di circa 19 Mtep; detto valore è del tutto prossimo alla quantità necessaria di energia da fonti rinnovabili che è stata prevista nell'anno 2007 nello scenario 1.

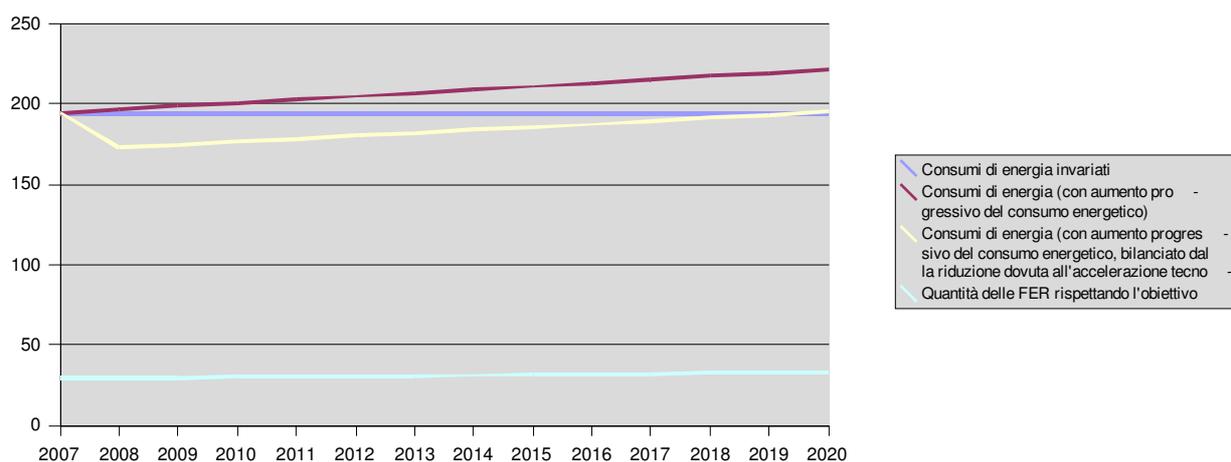


Figura n.87: Evoluzione della produzione complessiva di energia da rinnovabili in Italia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1% e con accelerazione tecnologica)

Consumi di energia elettrica (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale) e bilanciati dalla riduzione dovuta all'accelerazione tecnologica (in TWh) nel 2010	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in TWh)	Incremento della quantità di FER al 2010 (in TWh) rispetto all'anno 2007
331,24	82,81	32,31

Analogamente per quanto riguarda l'energia elettrica sarà necessario un incremento di 32,31 TWh nell'anno 2010.

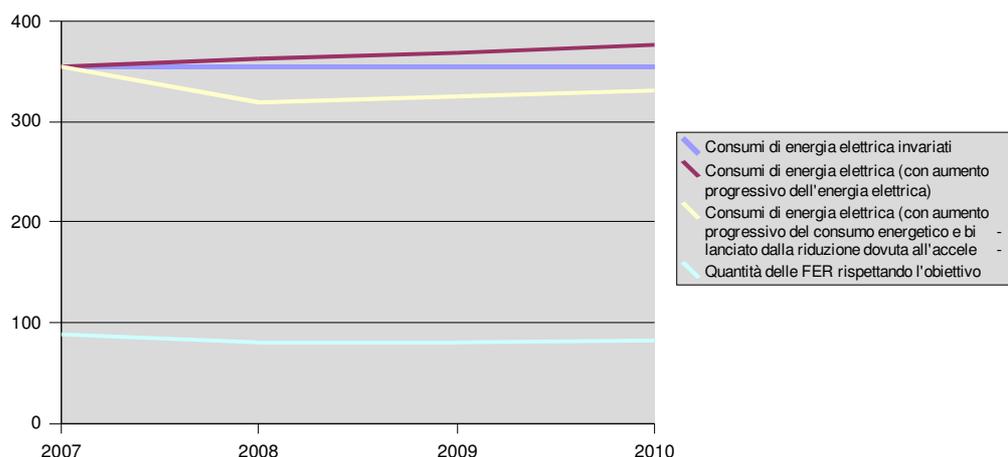


Figura n.88: Evoluzione della produzione complessiva di energia elettrica da rinnovabili in Italia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1% e con accelerazione tecnologica)

Nella tabella seguente si riassume il consumo energetico complessivo e il consumo dell'energia elettrica rispetto ai 3 scenari.

	Consumi di energia attuali in Mtep (2007)	Consumi di energia previsti in Mtep (2020)	Consumo di energia elettrica attuale in TWh (2007)	Consumo di energia elettrica previsto in TWh (2010)
Scenario I	194,5	194,5	354,7	354,7
Scenario II	194,5	221,7	354,7	376,4
Scenario III	194,5	195,1	354,7	331,2

Tabella n.70: Tabella riassuntiva dei consumi di energia attuali e previsti nei tre scenari considerati

I tre scenari per la **regione Friuli Venezia Giulia** prevedono:

SCENARIO 1

Consumi di energia (in Ktep) al 2003	Quantità di energia da FER nel 2003 (in Ktep)	Quota di FER nel 2003 (in %)	Obiettivo (in %) di FER rispetto al totale (2020)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in Ktep)	Incremento della quantità di FER (in Ktep) rispetto al 2003
4.429	230	5,20	17	752,93	522,93

Per raggiungere l'obiettivo del 17% di fonti rinnovabili nella domanda finale di energia, la regione Friuli Venezia Giulia dovrà aumentare la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili di 522,93 Ktep rispetto all'anno 2003, entro il 2020.

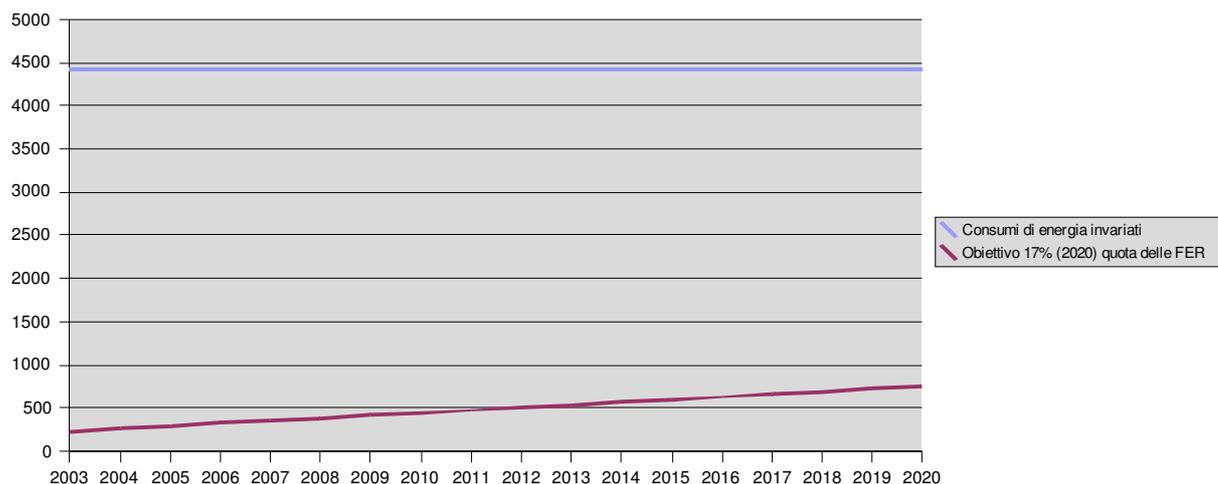


Figura n.89: Evoluzione della produzione complessiva di energia da fonti rinnovabili in Friuli Venezia Giulia

Per quanto riguarda l'energia elettrica la produzione ed i consumi previsti sono esposti nella tabella seguente.

Consumi di energia elettrica (in GWh) nel 2007	Quantità attuale di FER (in GWh) nel 2007	Quota attuale di FER (in %) rispetto al totale	Obiettivo (in %) al 2010 di FER	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in GWh)	Incremento della quantità di FER (in GWh) rispetto alla quantità attuale
11.919,10	1.317,30	11,05	25	2.979,75	1662,47

Per raggiungere l'obiettivo del 25% di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la quantità di energia da rinnovabili dovrà raggiungere il valore di 2.979 GWh entro il 2010, con un incremento pari a 1662 GWh.

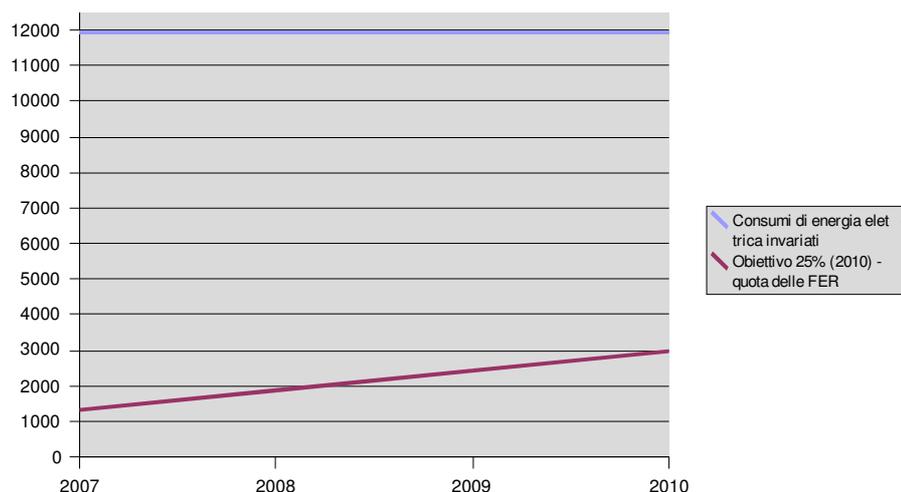


Figura n.90: Evoluzione della produzione di energia elettrica da rinnovabili in Friuli Venezia Giulia

SCENARIO 2

Consumi di energia (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale in Ktep) nel 2020	Quantità delle FER rispettando l'obiettivo (in Ktep)	Incremento della quantità delle FER (in Ktep) rispetto all'anno 2003
5.245,29	891,70	661,70

Presumendo che l'aumento del fabbisogno energetico nazionale annuo sia dell'1% la quantità delle rinnovabili nella domanda finale di energia dovrà raggiungere 891 Ktep, con un incremento di 661 Ktep rispetto alla quantità attuale.

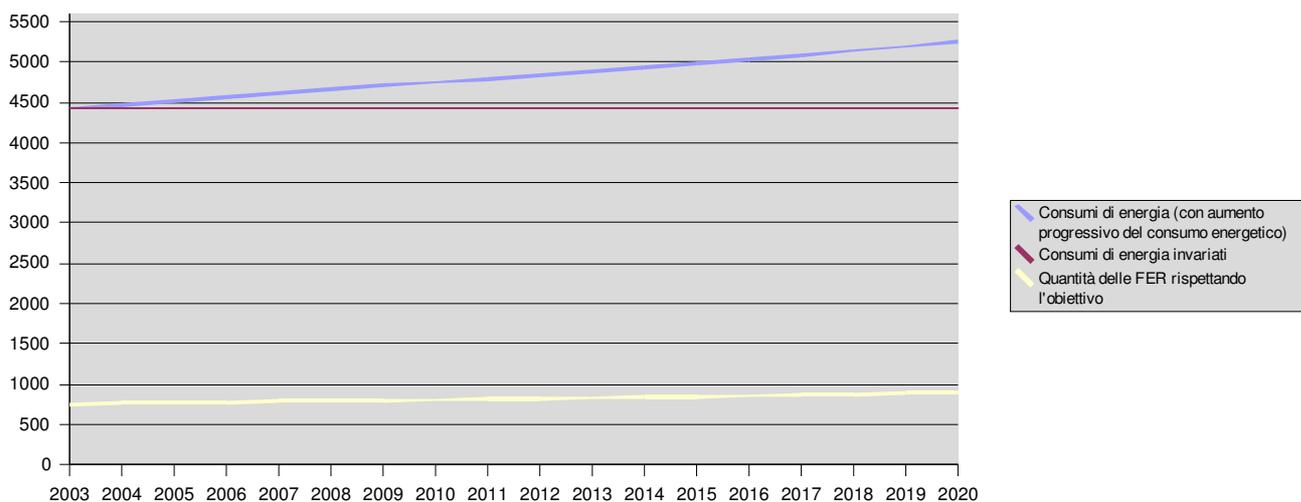


Figura n.91: Evoluzione della produzione complessiva di energia da rinnovabili in Friuli Venezia Giulia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1%)

Consumi di energia elettrica rispettando l'aumento annuo della domanda di energia elettrica nel 2010 (in GWh)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in GWh)	Incremento della quantità di FER rispetto all'anno 2007 (in GWh)
12.648	3.162	1.844,70

Supponendo un tasso medio annuo di incremento del 2% del fabbisogno totale di energia elettrica, per raggiungere l'obiettivo sarà necessaria una produzione ulteriore di 1.844 GWh da FER al 2010.

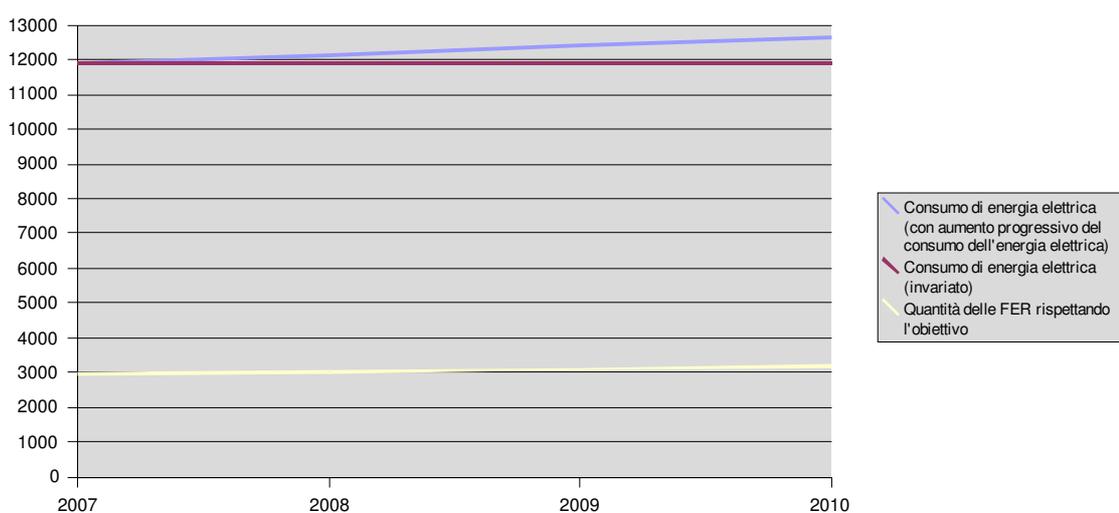


Figura n.92: Evoluzione della produzione complessiva di energia elettrica da rinnovabili in Friuli Venezia Giulia (con incremento del 2%)

SCENARIO 3

Consumi di energia (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale) e bilanciati dalla riduzione dovuta all'accelerazione tecnologica nel 2020 (in Ktep)	Quantità di FER (in Ktep)	Incremento della quantità di FER rispetto all'anno 2003 (in Ktep)
4.615,86	784,70	554,70

Nello scenario 3 la quantità necessaria di energia da fonti rinnovabili nel 2020 dovrà aumentare a 784 Ktep; detto valore è vicino alla quantità necessaria di energia da fonti rinnovabili, prevista nell'anno 2007 nello scenario 1.

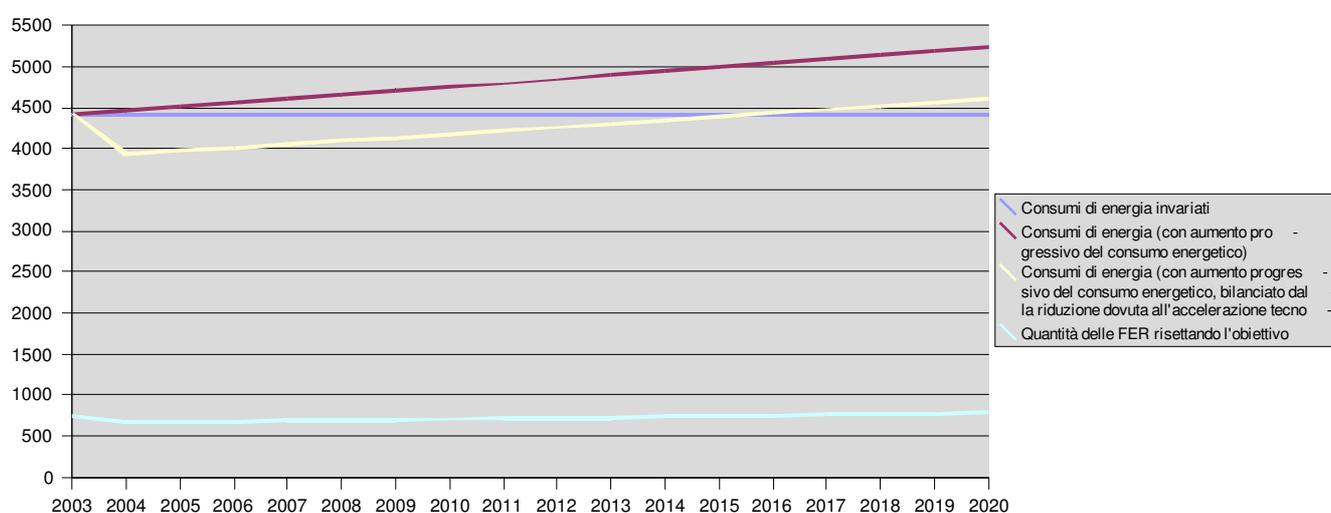


Figura n.93: Evoluzione della produzione complessiva di energia da rinnovabili in Friuli Venezia Giulia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1% e con accelerazione tecnologica)

Consumi di energia elettrica (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale, e bilanciati dalla riduzione dovuta all'accelerazione tecnologica (in GWh) nel 2010)	Quantità delle FER rispettando l'obiettivo (in GWh)	Incremento della quantità di FER (in GWh) rispetto all'anno 2007
11.130,24	2.782,56	1.465,26

Anche per quanto riguarda l'energia elettrica sarà necessario un incremento di 1.465 GWh entro l'anno 2010.

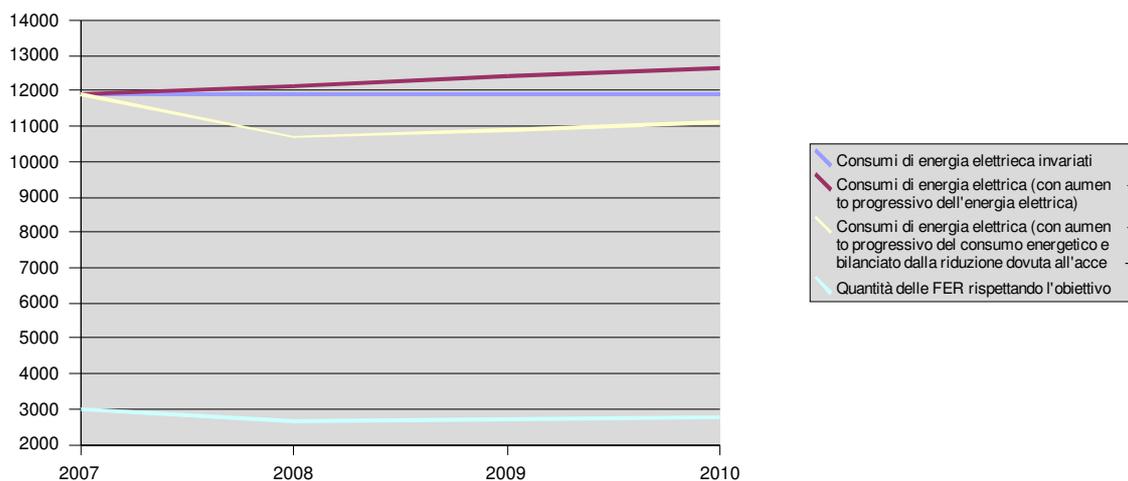


Figura n.94: Evoluzione della produzione complessiva di energia elettrica da rinnovabili in Friuli Venezia Giulia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1% e con accelerazione tecnologica)

Nella tabella seguente si riassumono i consumi energetici complessivi e quelli di energia elettrica previsti nei 3 scenari.

	Consumi di energia in ktep (2003)	Consumi di energia previsti al 2020 (in ktep)	Consumo di energia elettrica attuale (2007) in GWh	Consumo di energia elettrica previsto al (2010) in GWh
Scenario I	4.429	4.429	11.919	11.919
Scenario II	4.429	5.245	11.919	12.648
Scenario III	4.429	4.615	11.919	11.130

Tabella n.71: Tabella riassuntiva dei consumi di energia attuali e previsti nei tre scenari considerati

Anche per la Slovenia sono stati considerati nel primo scenario gli obiettivi stabiliti dalla Commissione Europea. I valori della crescita del fabbisogno di energia primaria, della domanda di energia elettrica e della riduzione del consumo energetico mediante l'accelerazione tecnologica sono rimasti invariati e conformi alle previsioni dal Ministero dell'Economia della Slovenia.

I tre scenari per la **Slovenia** prevedono:

SCENARIO 1

Consumi di energia (in Ktep) al 2005	Quantità attuale di energia da FER nel 2005 (in Ktep)	Quota attuale di FER nel 2005 (in %)	Obiettivo di FER al 2020 rispetto al totale (in %)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in Ktep)	Incremento della quantità di FER rispetto al 2005 (in Ktep)
7.323	772	10,5	25	1.838	1.066

La Slovenia dovrà, per raggiungere una quota del 25% di fonti rinnovabili nella domanda finale di energia nel 2020, incrementare la quantità delle fonti energetiche rinnovabili di 1.066 Ktep.

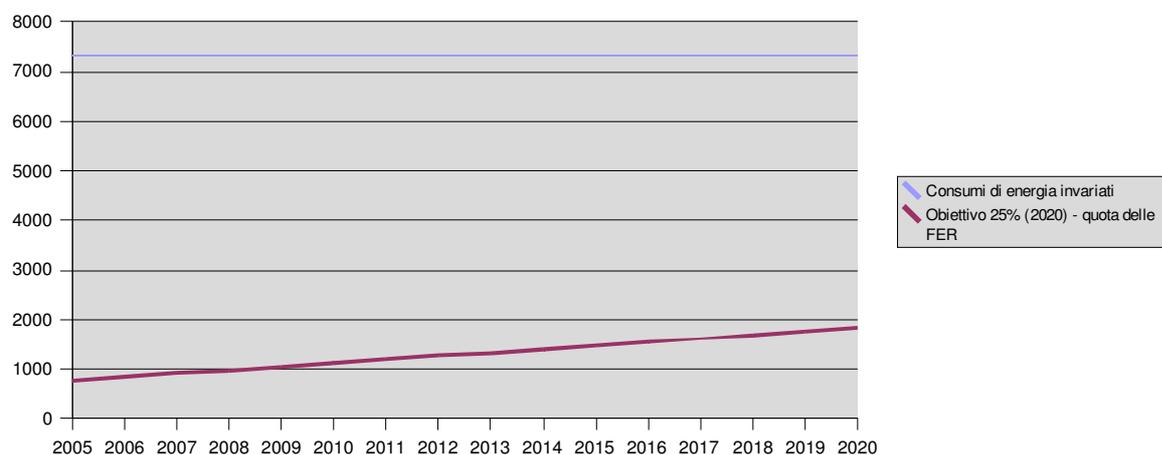


Figura n.95: Evoluzione della produzione complessiva di energia da fonti rinnovabili in Slovenia

Consumi di energia elettrica (in GWh) nel 2007	Quantità di FER (in GWh) nel 2007	Quota di FER (in %) nel 2007 rispetto al totale	Obiettivo (in %) di FER al 2010	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in GWh)	Incremento della quantità di FER (in GWh) rispetto alla quantità attuale
15.908	3.579	22,5	33,6	5.345	1.766

Per quanto riguarda l'obiettivo del 33,6% di produzione elettrica da fonti rinnovabili entro il 2010, la Slovenia dovrà aumentare la produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili di 1.766 GWh.

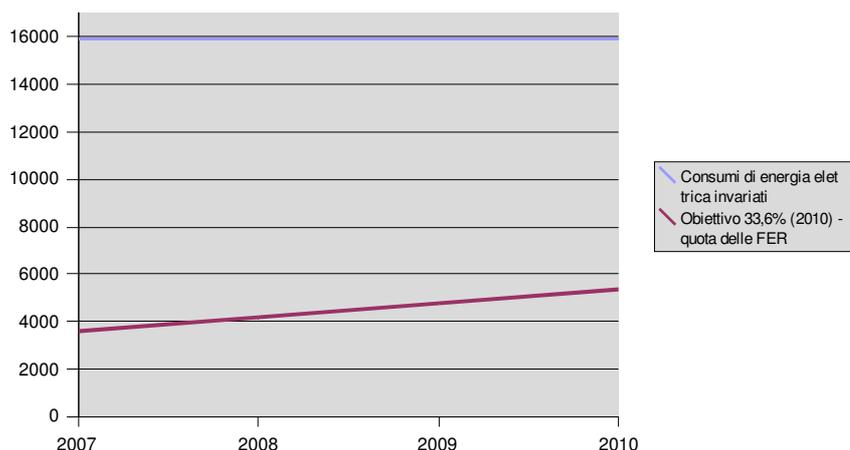


Figura n.96: Evoluzione della produzione di energia elettrica da rinnovabili in Slovenia

SCENARIO 2

Consumi di energia (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale in Ktep) nel 2020	Quantità delle FER rispettando l'obiettivo (in Ktep)	Incremento della quantità delle FER (in Ktep) rispetto all'anno 2005
8.501,78	2.125,44	1.353,45

Presumendo che anche in Slovenia l'aumento del fabbisogno energetico nazionale sia dell'1%, la quantità di rinnovabili nella domanda finale di energia dovrà raggiungere 2.125 Ktep, con un incremento di 1.353 Ktep rispetto alla quantità attuale.

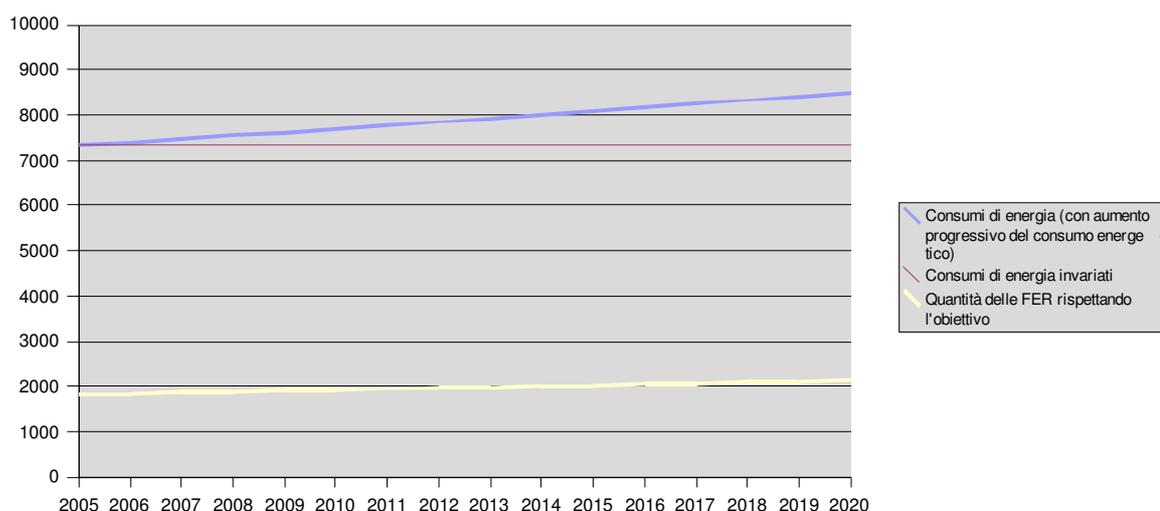


Figura n.97: Evoluzione della produzione complessiva di energia da rinnovabili in Slovenia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1%)

Consumi di energia elettrica (rispettando l'aumento annuo della domanda di energia elettrica in GWh nel 2010)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in GWh)	Incremento della quantità di FER (in GWh) al 2010 rispetto all'anno 2007
16.881,69	5.672,25	2.093,25

Supponendo che in Slovenia il fabbisogno totale di energia elettrica si sviluppi con un tasso medio annuo del 2%, sarà necessaria una produzione ulteriore di 2.093 GWh da fonti energetiche rinnovabili.

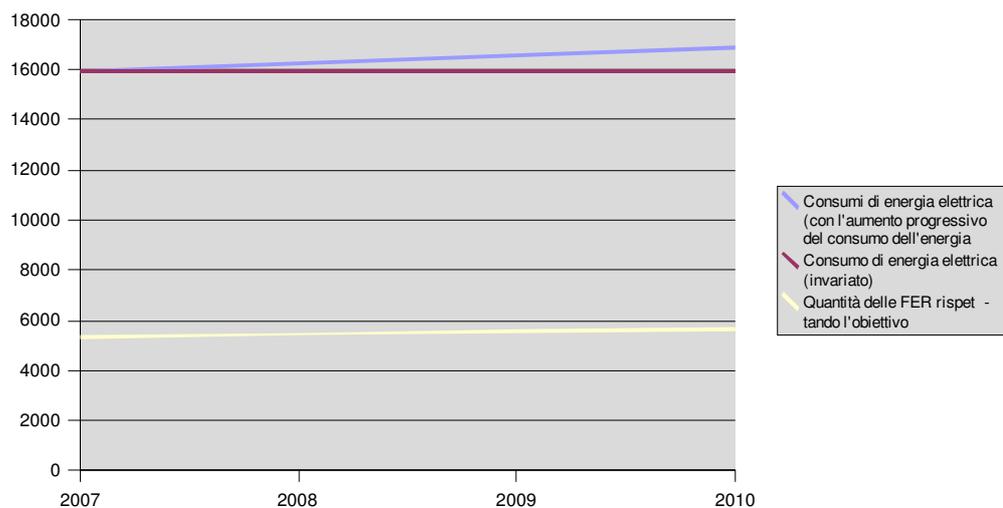


Figura n.98: Evoluzione della produzione complessiva di energia elettrica da rinnovabili in Slovenia (con incremento del 2%)

SCENARIO 3

Consumi di energia (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale) bilanciati dalla riduzione dovuta all'accelerazione tecnologica nel 2020 (in Ktep)	Quantità di FER (in Ktep)	Incremento della quantità delle FER (in Ktep) rispetto all'anno 2005
7.481,56	1870,39	1.098

Nello scenario 3 la Slovenia dovrà aumentare la quantità di fonti rinnovabili da 772 Ktep a 1.870 Ktep con un incremento di 1.098 Ktep; anche in questo caso i valori sono vicini alla quantità necessaria di energia da fonti rinnovabili prevista nell'anno 2007 nello scenario 1.

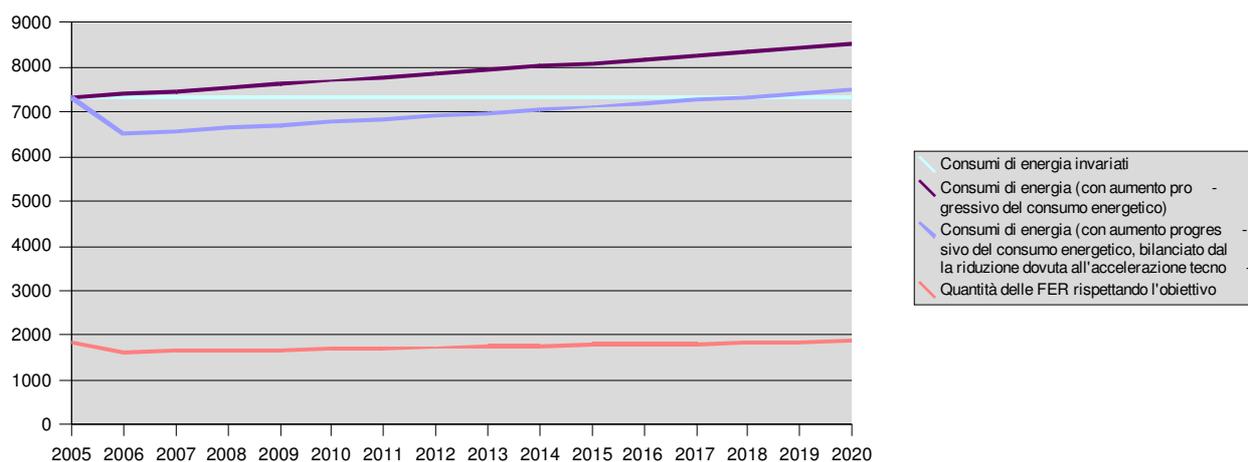


Figura n.99: Evoluzione della produzione complessiva di energia da rinnovabili in Slovenia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1% e con accelerazione tecnologica)

Consumi di energia elettrica (rispettando l'aumento annuo del fabbisogno energetico nazionale) bilanciati dalla riduzione dovuta all'accelerazione tecnologica nel 2010 (in GWh)	Quantità di FER rispettando l'obiettivo (in GWh)	Incremento della quantità di FER rispetto all'anno 2007 (in GWh)
14.855,88	4.991,57	1.412,57

Per quanto riguarda l'energia elettrica sarà necessario un incremento di 1.412 GWh nell'anno 2010.

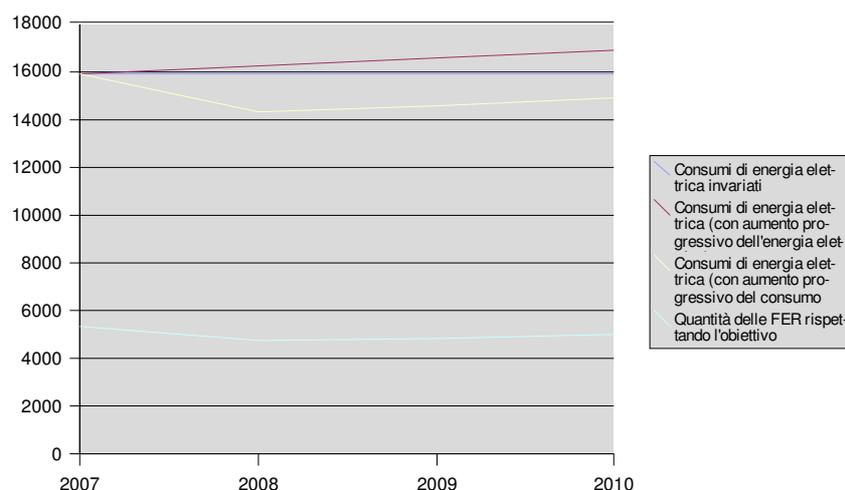


Figura n.100: Evoluzione della produzione complessiva di energia elettrica da rinnovabili in Slovenia (con incremento del fabbisogno energetico dell'1% e con accelerazione tecnologica)

Nella tabella seguente si riassumono i consumi energetici complessivi e quelli di energia elettrica previsti nei 3 scenari.

	Consumi di energia nel 2005 in ktep	Consumi di energia previsti al 2020 in ktep	Consumo di energia elettrica nel 2007 (in GWh)	Consumo di energia elettrica previsto nel 2010 (in GWh)
Scenario I	7.323	7.323	15.908	15.908
Scenario II	7.323	8.501	15.908	16.881
Scenario III	7.323	7.481	15.908	14.855

Tabella n.72: Tabella riassuntiva dei consumi di energia attuali e previsti nei tre scenari considerati

7.1 L'evoluzione della produzione del mercato di biocarburanti: scenari a confronto

Come già ricordato nel capitolo 2 la Commissione Europea con la proposta di Direttiva sulla promozione della energia da fonti rinnovabili intende sostenere l'incorporazione di biocarburanti nei combustibili per autotrazione, sino a raggiungere la quota del 10% al 2020. Questo obiettivo rappresenta un incremento consistente dell'impiego di biocarburanti di prima o di seconda generazione in sostituzione parziale del gasolio e della benzina attualmente impiegati.

Poiché i biocarburanti maggiormente rappresentativi sono attualmente il biodiesel (sostitutivo del gasolio) e il bioetanolo (sostitutivo della benzina, comprensivo del suo prodotto di trasformazione ETBE) si espone nella tabella seguente il quadro dei consumi di biocarburanti da incorporare al 2020 con l'incremento rispetto alla quota attuale di impiego (1%).

		Impiego di biocarburanti nel 2007 (t/anno)	Impiego di biocarburanti nel 2020 (t/anno)*	Incremento (t)	Impiego di biocarburanti nel 2020 (t/anno)**	Incremento (t)
ITALIA	Biodiesel	202.035	3.267.465	3.065.430	3.203.083	3.001.048
	Bioetanolo	7.900	2.058.583	2.050.683	2.018.034	2.010.134
	Totale	209.935	5.326.048	5.116.113	5.221.117	5.011.182
FRIULI VENEZIA GIULIA	Biodiesel		52.619		51.582	
	Bioetanolo		58.608		57.439	
	Totale		111.227		109.021	
SLOVENIA	Biodiesel	14.757	148.826	134.069	145.893	131.136
	Bioetanolo	1.247	105.005	103.758	102.935	8.988
	Totale	16.004	253.831	237.827	248.828	232.824

* Stima eseguita sulla base della vendita di benzina e gasolio attuale, considerando l'incremento annuo dell'1% dell'energia nel settore dei trasporti

** Stima eseguita sulla base della vendita attuale di benzina e gasolio, considerando due anni di recessione (2008 - 2009) mentre dal 2010 al 2020 è previsto un incremento annuo dei consumi di carburante

Tabella n.73: Consumi di biocarburanti da incorporare al 2020 ^{97,103,104}

Si tratta di cifre consistenti che richiederanno un grande sforzo per incrementare la produzione di biocarburanti al livello locale. Peraltro alcuni Paesi europei mostrano una grande vocazionalità alla generazione di questi prodotti, ad esempio Bulgaria, Romania, Ungheria etc, mentre in Italia e in Slovenia le potenzialità e le disponibilità di superficie per queste produzioni sono molto più ridotte; pertanto le società distributrici di carburanti dovranno fare il ricorso a biodiesel e bioetanolo di importazione.

Ultimamente si è parlato tanto delle problematiche legate ai biocarburanti ricavati da mais e cereali, in quanto ritenuti i diretti responsabili dell'aumento dei prezzi di tali materie prime. Ma in realtà, anche secondo un rapporto della FAO, le cause sono molteplici: il clima sfavorevole, le scorte ridotte e l'offerta limitata a fronte di una domanda sostenuta.

Nel seguente grafico è rappresentata un'analisi dell'andamento dei prezzi del mais e del frumento nel mercato di Forlì - Cesena. Tra gli anni 2006 e 2007 risulta evidente l'aumento significativo dei prezzi.

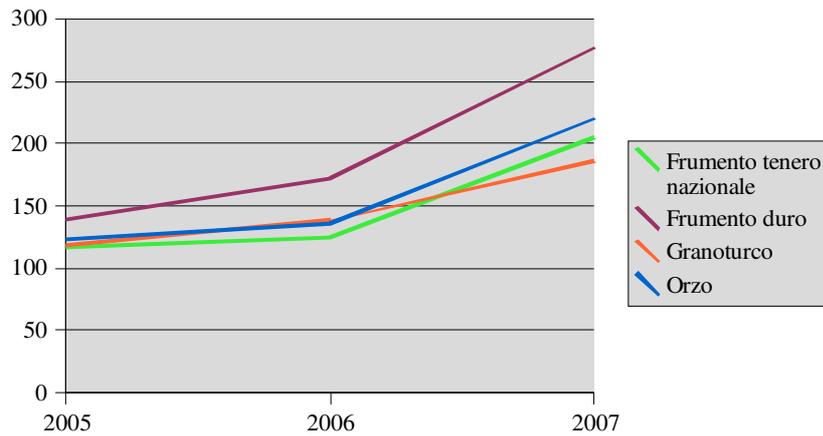


Figura n.101: Media dell'andamento dei prezzi dall'anno 2005 al 2007 ¹⁰⁵

La causa principale dell'aumento dei prezzi è da identificare nella scarsa offerta dei cereali negli ultimi anni, mentre la domanda complessiva per gli usi alimentari, foraggiero ed industriale era in aumento. Peraltro è stato messo in evidenza la presenza di fenomeni speculativi al livello internazionale con forti interventi di operatori finanziari (fondi di investimento, fondi pensioni, etc.) che, a fronte delle loro forti disponibilità, hanno fortemente investito nell'acquisto di beni primari: in altri termini anziché investire in attività tradizionali quali imprese industriali, imprese di servizio, beni immobili, titoli di stato, hanno preferito acquisire materie prime e tra queste anche quelle agricole. Il fenomeno è particolarmente evidente se si confrontano i due diagrammi di seguito esposti: si evince la caduta dei prezzi dei prezzi reali dei immobili nei anni 2007 - 2008, mentre negli ultimi due anni si è registrato un fortissimo incremento dei prezzi delle materie prime. In particolare quest'ultimo andamento non si può ritenere dovuto ad un incremento tendenziale dei valori di mercato, poiché essendo fortemente repentino dimostra concretamente il massiccio fenomeno speculativo.

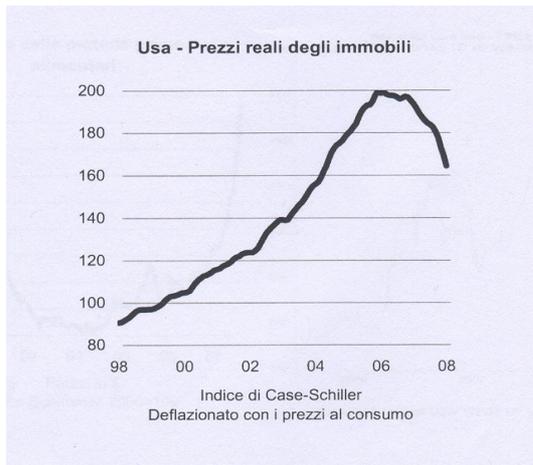


Figura n.102: Prezzi reali degli immobili¹⁰⁶

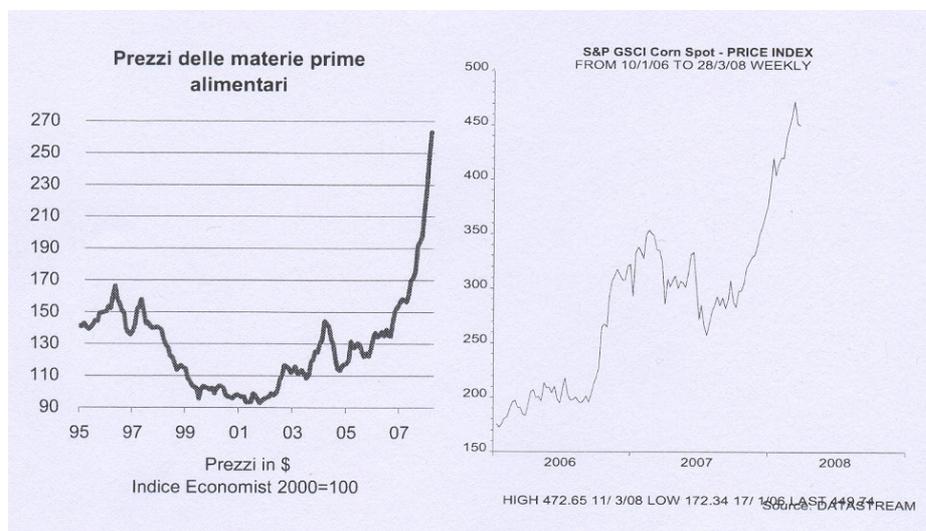


Figura n.103: Prezzi delle materie prime alimentari¹⁰⁶

Dall'analisi del mercato del cerealicole nell'anno 2008 si evince che i prezzi medi per il 2008 ancora rimangono alti.

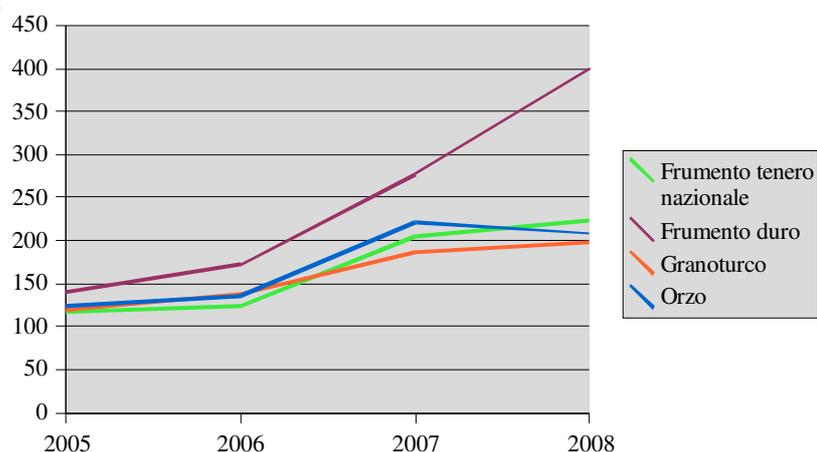


Figura n.104: Prezzi medi dei cereali^{97,105}

Quest'analisi ha inoltre messo in evidenza che dopo i forti aumenti nei mesi scorsi si è registrata una prima significativa inversione di tendenza - una flessione dei prezzi nel 2008 (fino al mese di ottobre) sia per i frumenti, nazionali ed esteri, sia per il granturco. Il ribasso si può attribuire alla espansione delle semine di cereali invernali e alle condizioni climatiche favorevoli che hanno assistito i maggiori produttori europei e statunitensi.

Inoltre, anche in questo caso, come già verificato nel caso dell'aumento dei prezzi dei cereali nel 2007, si assiste alla presenza di fenomeni speculativi sui mercati internazionali; infatti si è registrata la vendita massiccia di grandi quantitativi di cereali precedentemente acquistati dagli operatori finanziari (fondi di investimento, etc.) e che in tal modo hanno realizzato grandi profitti. Ma per altri versi al termine di queste operazioni si è verificato un crollo dei prezzi per l'eccessiva offerta. É presumibile peraltro che i produttori possano mantenere immagazzinate le loro produzioni del 2008 in modo tale che il mercato si possa stabilizzare entro la fine dell'anno o all'inizio dell'anno 2009.

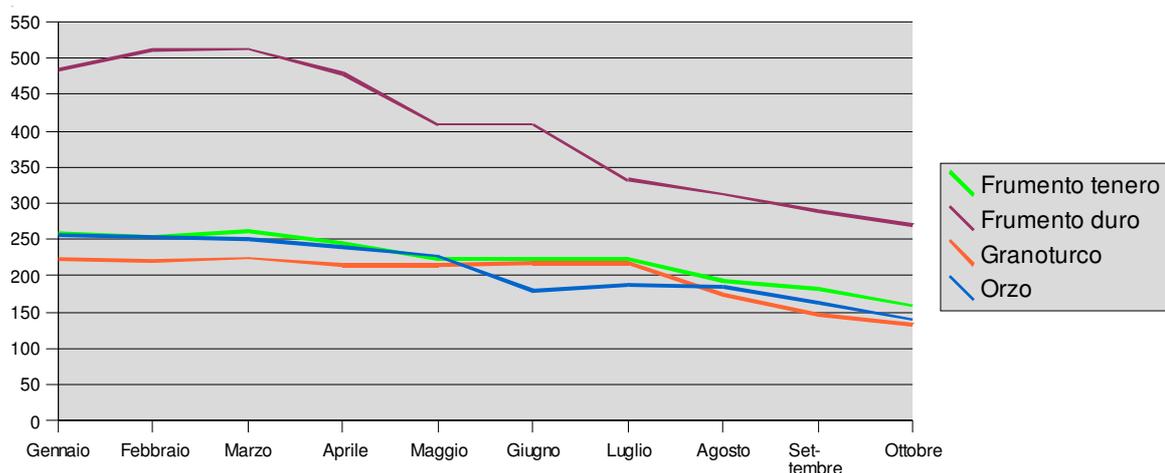


Figura n.105: Flessione dei prezzi delle cerealicole nel 2008 ^{97,105}

7.2. Le potenzialità produttive da fonti rinnovabili tecnicamente disponibili

Tutti i dati relativi alle differenti fonti di energia rinnovabile raccolti e considerati nei capitoli precedenti vengono discussi in questo capitolo agli effetti della stima delle potenzialità di produzione in impianti tecnicamente allestibili all'anno 2020.

In Slovenia

Fonte	GWh
Idroelettrico	9000
Biogas	300
Solare	960
Biomassa*	-

* non sono stati trovati dati o stime per valutare la potenzialità produttiva elettrica di questa fonte

Tabella n.74: Stima della potenzialità produttiva di energia elettrica tecnicamente disponibile⁹⁷

Fonte	
Biogas da cogenerazione	240 kWh
Solare*	19.000 PJ
Geotermia**	-
Biomassa	9.365 TJ

* Energia dovuta all'irraggiamento solare incidente al suolo

** Dai dati riscontrati emerge che la valutazione sommaria delle potenzialità di sfruttamento dell'energia geotermica per scopi di produzione di calore è di circa 14.000 TWh/anno; è una cifra molto consistente ma il suo sfruttamento dipende essenzialmente dagli aspetti logistici ed economici.

Tabella n.75: Stima della potenzialità produttiva di energia termica tecnicamente disponibile⁹⁷

Nel 2007 APE di Ljubljana ha elaborato uno studio¹⁰⁷ nel quale si prevedono la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e gli investimenti necessari entro il 2020.

Fonte	Capacità installata nel 2005 (MW)	Produzione di energia nel 2005 (GWh)	Capacità aggiuntiva nel 2020 (MW)	Investimento aggiuntivo nel 2020 (Milioni di €)	Produzione aggiuntiva di energia entro il 2020 (GWh)
Grande idro	780	3.276	300	600	1.260
Mini idro	65	195	100	200	300
Biomassa (cogenerazione)	9	54	50	125	300
Biogas	2	9	20	60	120
Eolico	0	0	500	500	1.000
Fotovoltaico	0	0	500	2.000	500
Geotermico	0	0	100	300	600
Totale	856	3.534	1.570	3.785	4.080

Tabella n.76: le potenzialità produttive di energia elettrica entro l'anno 2020¹⁰⁷

Anche per quanto riguarda la produzione di calore da fonti rinnovabili APE ha elaborato uno scenario previsionale al 2020.

Fonte	Capacità installata nel 2005 (MWt)	Produzione di energia nel 2005 (GWh)	Capacità aggiuntive nel 2020 (MWt)	Investimento aggiuntivo nel 2020 (Milioni di €)	Produzione aggiuntiva di energia entro il 2020 (GWh)
Biomassa (teleriscaldamento)	20	36	250	375	450
Biomassa	3.350	5.250	580	556	940
Geotermia	110	330	190	360	510
Collettori solari*	100.000	50	800.000	400	400
Pompe di calore**	5.000	15	20.000	30	60
Totale	3.480	5.681	1.020	1.721	2.360

* L'unità di misura non è espressa in MWt ma in m2 di pannello

** L'unità di misura non è espressa in MWt ma in numero di macchine

Tabella n.77: Le potenzialità produttive di energia termica gli investimenti entro il 2020¹⁰⁷

7.3. Studio e determinazione della produzione di energia da fonti rinnovabili al 2020, secondo le Direttive della Commissione Europea: calcolo degli investimenti necessari

7.3.1. Le previsioni di produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili al 2020

In Slovenia

Nella tabella seguente si riportano i valori di energia complessivamente ottenuta dalle fonti rinnovabili e parimenti la quota di energia elettrica (sempre ottenuta da rinnovabili) assumendo di mantenere la stessa aliquota di produzione (33,6%) già stabilita per l'anno 2010. In altri termini si presume che detta aliquota non verrà sicuramente ottenuta al 2010, anche alla luce delle considerazioni economiche e finanziarie che caratterizzano lo scenario produttivo attuale: non si è fatto altro che posporre al 2020 l'obiettivo prefissato al 2010. Nella stessa tabella vengono riportati le previsioni produttive formulate dall'agenzia APE, le uniche attualmente elaborate. Si nota che le previsioni di APE non conseguono gli obiettivi della Commissione Europea per il settore della energia termica poiché molto al di sotto dei limiti formulati dalla Commissione. Nel settore elettrico invece le previsioni di APE sono ampiamente sufficienti a raggiungere l'obiettivo prefissato dalla Commissione Europea.

	Energia totale da FER al 2020 (25%) kTep	Energia elettrica da FER al 2020 (33,6%) GWh
Obiettivi della Commissione Europea	1. 870 (+ 1.098)	4.991 (+ 1.412)
Previsioni APE ¹⁰⁵	1.346 (+ 544)	7614 (+ 4.080)

Tabella n.78: Previsioni della produzione di energia da fonti rinnovabili in Slovenia al 2020

Dalla tabella risulta che sarà necessario incrementare le applicazioni delle fonti rinnovabili soprattutto nel settore dell'energia termica; in effetti lo studio di APE pone grande importanza allo sfruttamento dell'energia idroelettrica in grandi impianti e all'installazione degli impianti eolici. Parimenti si ritiene importante incrementare soprattutto gli impianti e la produzione di energia termica da biomasse e da geotermia, anche mediante una larga diffusione delle pompe di calore. Si crede che questo sia possibile poiché la Slovenia è un Paese con una popolazione distribuita in villaggi e cittadine di piccola-media dimensione, con una forte prevalenza dell'ambiente rurale. Inoltre la Slovenia presenta un tessuto produttivo costituito da un gran numero di imprese di piccole e medie dimensioni che eventualmente possono adottare per i propri cicli produttivi impianti termici alimentati a biomasse o con geotermia. Si vuole con questo sottolineare l'importanza di sviluppare politiche economiche che favoriscono la diffusione dell'energia da FER soprattutto in questo comparto.

In Friuli Venezia Giulia

Non disponendo di dati predittivi al 2020 è stato elaborato uno scenario previsionale totalmente innovativo.

Anche in questo caso valgono le considerazioni già espresse nel capitolo precedente e relative al contesto della Slovenia. Si assume una quota del 17% di fonti rinnovabili rispetto alla produzione complessiva di energia nel 2020 ed una quota del 25% di energia elettrica da rinnovabili.

	Energia totale da FER al 2020 (17%) kTep	Energia elettrica da FER al 2020 (25%) GWh
Obiettivi della Commissione Europea	784 (+ 555)	2.782 (+ 1.465)
Previsioni del Piano Energetico del FVG	520 (+ 142)	4.330 (+ 186)

Tabella n.79: Previsioni della produzione di energia da fonti rinnovabili in FVG al 2020

Le previsioni del Piano Energetico Regionale in merito alle fonti rinnovabili di energia non si

allineano con gli obiettivi fissati dalla Commissione Europea all'anno 2020. Infatti mentre la Commissione Europea impone un'aliquota del 17% di energia ottenuta da rinnovabili al 2020 pari a 784 kTep con un incremento di 555 kTep rispetto al 2003, le previsioni del Piano si limitano a 520 kTep con un modesto incremento rispetto al 2003. Per raggiungere gli obiettivi suddetti della Commissione Europea è necessario incrementare di 555 kTep la produzione complessiva di energia termica. Nel settore elettrico la produzione attuale di energia elettrica è ampiamente sufficiente a coprire l'aliquota prevista dalla Commissione Europea sia al 2010 che al 2020.

In altri termini il settore carente è quello della produzione della energia termica e da tale settore devono essere indirizzati i sforzi tecnici ed economici per raggiungimento degli obiettivi fissati dalla Commissione e pertanto devono essere rivisti gli indici esposti dal Piano Regionale al 2010; nel capitolo seguente sono delineati gli indirizzi che in tal senso si propongono.

	Situazione attuale	Scenario programmato al 2010	Scenario programmato al 2020	Energia aggiuntiva
	Tep/anno	Tep/anno	Tep/anno	Tep/anno
Biomassa legnosa	13.200	21.000	48.000	34.800
Residui agricoli	-	15.000	33.000	33.000
Culture lignocellulosiche	-	56.200	112.000	112.000
Biomassa per la produzione di biodiesel	-	13.400	28.000	28.000
Olio vegetale combustibile	-	4.800	10.600	10.600
Biomassa per la produzione di bioetanolo	-	4.100	13.200	13.200
Biomassa per la produzione di biogas	-	900	7.000	7.000
Settore fotovoltaico	140	8.400	43.500	43.360
Settore solare termico	410	8.400	32.000	31.590
Energia idroelettrica	356.400	364.000	390.000	33.600
Energia eolica	-	200	4.600	4.600
Geotermia	1.440	17.600	45.100	43.660
Energia dai rifiuti	6.600	6.000	17.000	10.400
Totale	378.190	520.400	784.000	405.810

Tabella n.80: Scenari di produzioni di energia rinnovabile nei differenti comparti al 2010 e al 2020

7.3.2. Studio degli investimenti economici necessari

Per il calcolo degli investimenti necessari a raggiungimento degli obiettivi della Commissione dell'UE si è tenuto conto dei valori unitari per l'allestimento degli impianti riscontrati in Slovenia ed in Italia. Questi ultimi sono stati adottati per la Regione FVG.

In Slovenia

Sono stati determinate le produzione energetiche necessarie al raggiungimento degli obiettivi della Commissione Europea; poiché le previsioni di APE per il settore elettrico superano ampiamente i valori fissati dalla CE le previsioni di questa agenzia sono state pienamente riconfermate in questo studio. Sono stati invece impostate delle nuove previsioni esclusivamente per la produzione di energia termica che dovrà risultare di circa il 39% rispetto a quanto prevista da APE.

Sono quindi stati elaborati nuovi calcoli per verificare l'impegno economico aggiuntivo complessivamente considerato, sia per la parte termica sia per la parte elettrica.

Tutte le valutazioni sopra esposte trovano riscontro nelle tabelle seguenti.

Settore elettrico				
fonte	Capacità aggiuntiva stimata da APE nel 2020 (MW)	Investimento aggiuntivo stimato da APE nel 2020 (Milioni di €)	Capacità aggiuntiva di energia entro il 2020 (MW) (stima dell'autore)	Investimento aggiuntivo nel 2020 (Milioni di €) (stima dell'autore)
Grande idro	300	600	300	600
Mini idro	100	200	100	200
Biomassa (cogenerazione)	50	125	50	125
Biogas	20	60	20	60
Eolico	500	500	500	500
Fotovoltaico	500	2.000	500	2.000
Geotermico	100	300	100	300
TOTALE	1.570	3.785	1.570	3.785
Settore termico				
Biomassa (teleriscaldamento)	250	375	350	520
Biomassa	580	556	810	770
Geotermia	190	360	270	500
Collettori solari*	800.000	400	1.112.000	560
Pompe di calore**	20.000	30	27.800	41
TOTALE	1.020	1.721	1.420	2.390
Totale generale	2.590	5.506	2.990	6.175

Tabella n.81: Valutazione della capacità e degli investimenti aggiuntivi ^{97,107}

In Friuli Venezia Giulia

Sulla base delle valutazioni effettuate per il raggiungimento dei obiettivi fissati dalla Commissione Europea, esposte nel capitolo precedente, anche per la regione FVG sono state effettuate le stime dei costi di investimento necessari. A tal fine sono stati considerati i dati concernenti i valori di allestimento degli impianti tecnologici delle differenti filiere: sono stati adottati i valori medi di impianti di dimensioni medio - piccole così come indicato dalle linee programmatiche della regione FVG, che trovano riscontro nel Piano Energetico Regionale, attualmente vigente (programmazione 2007 - 2010). Queste previsioni sono del tutto originali e sono state elaborate sulla base delle potenzialità e delle disponibilità di risorse rinnovabili come considerate nel capitolo 4.

	Energia aggiuntiva (Tep)	Capacità aggiuntiva (MW)	Investimenti aggiuntivi (milioni di €)
Biomassa	179.800	2.180	3.052
Biomassa per la produzione di biodiesel	28.000	1	15,4
Olio vegetale combustibile	10.600	7,8	34
Biomassa per la produzione di bioetanolo	13.200	1	13,6
Biomassa per la produzione di biogas	7.000	14,8	59,2
Settore fotovoltaico	43.360	155	930
Settore solare termico	31.590	616.000*	576,3
Energia idroelettrica	33.600	43	129
Energia eolica	4.600	23	25,3
Geotermia	43.660	235	386
Energia dai rifiuti	10.400	17	18,7
Totale	405.810	2.677,60	5.239,50

* valore espresso in m² di pannello piano

Tabella n.76: Le previsioni di potenza aggiuntiva e gli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi comunitari al 2020

7.4. Considerazione in merito agli investimenti necessari nella regione transfrontaliera Friuli Venezia Giulia/Slovenia

Sulla base delle elaborazioni precedentemente descritte il confronto tra le produzioni di energia da fonti rinnovabili al 2020 in Slovenia e in FVG mettono in evidenza che in entrambi i territori è necessario prevedere un consistente impegno economico e tecnico per raggiungere gli obiettivi comunitari. In particolare si evidenzia che i settori di specifico interesse in FVG sono le biomasse, il solare e la geotermia, mentre in Slovenia i settori più promettenti risultano l'idroelettrico, le biomasse, il solare termico e fotovoltaico e la geotermia. In altri termini due Paesi sono abbastanza simili poiché alcune filiere sono altamente promettenti in entrambi i Paesi (le biomasse, il solare, la geotermia). L'unica e sostanziale differenza è presentata dalla potenzialità residua di risorsa idroelettrica che in Slovenia è decisamente più elevata rispetto a quella del FVG, il che condiziona in modo consistente lo scenario predittivo di produzione di energia elettrica da tale fonte al 2020.

In estrema sintesi in Slovenia sono necessari 6.175 milioni di € per allestire nuovi impianti di energia rinnovabile della potenza complessiva di 2.990 MW, mentre in FVG sono necessari 5.239 milioni di € per aggiungere 2.677 MW di potenza dei nuovi impianti a rinnovabili.

8. CONCLUSIONI GENERALI

La Commissione Europea da molti anni ha intrapreso una potente azione politica nel settore delle fonti rinnovabili di energia; ne è testimonianza il lungo elenco di studi, relazioni, direttive, riprese e commentate nel primo capitolo della ricerca.

Già nel 1997 la Commissione Europea aveva presentato il Libro Bianco che puntava a sviluppare le energie rinnovabili, in particolare l'energia eolica, quella fornita dal biogas, il fotovoltaico, il solare termico, l'idroelettrico, i biocarburanti, la biomassa legnosa. In esso veniva fissato l'obiettivo del raggiungimento di una quota pari al 12% dell'energia primaria totale consumata nell'Unione Europea (e al 22% del consumo totale di energia elettrica) entro il 2010, cioè il doppio del valore del 1995. L'obiettivo è stato poi confermato da una risoluzione del Consiglio europeo del 1998 e dal Libro Verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Successivamente, nella Tabella di marcia per le energie rinnovabili, la Commissione ha proposto di assumere l'impegno di portare questa quota al 20% entro il 2020. La Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili ha dato un forte impulso al raggiungimento di questo obiettivo, identificando le quote di elettricità prodotta da fonti rinnovabili a carico dei singoli Paesi membri, così da garantire un aumento dal 14% del 1997 al 21% nel 2010. Nella stessa comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007 è stato fissato un altro obiettivo obbligatorio riguardo all'incorporazione minima del 10% per i biocarburanti entro il 2020. Il Piano d'azione per l'efficienza energetica, adottato nel 19 ottobre 2006, concretizza le raccomandazioni presenti nel Libro Verde sulla Strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura, presentato nel marzo 2006, e si pone l'obiettivo di risparmiare il 20% di energia entro il 2020. Il conseguimento di questo obiettivo permetterà all'UE di ridurre la sua dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e di ridurre l'impatto sul cambiamento climatico e così di realizzare l'impegno preso dall'UE di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 20% entro il 2020 rispetto ai livelli registrati all'anno 1990. Per quanto riguarda la riduzione delle emissioni la quota potrà essere portata al 30% entro il 2020, quando sarà stato concluso un nuovo accordo sui cambiamenti climatici.

Un passo avanti molto importante lungo queste linee direttrici è rappresentato dalla nuova proposta di Direttiva europea sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili, presentata il 23 gennaio 2008, nella quale si riconfermano i principali obiettivi posti. Dopo undici mesi di

lavoro legislativo l'Assemblea del Parlamento Europeo ha approvato il pacchetto clima-energia riguardante gli obiettivi che l'UE dovrà conseguire nel 2020.

In esso sono anche definiti gli obiettivi che ciascun Paese deve raggiungere: in Italia la quota complessiva di rinnovabili dovrà essere almeno il 17% del totale, mentre in Slovenia la quota dovrà raggiungere il 25%. In questa proposta di direttiva è anche incluso l'obiettivo minimo di incorporare il 10% di biocarburanti nel settore dei trasporti, percentuale uguale per tutti gli Stati membri.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, l'Italia deve assicurare che il 25% sia prodotto dalle fonti rinnovabili entro il 2010, mentre in Slovenia la quota dovrà salire a 33,6%.

Queste evoluzioni normative a livello comunitario hanno modificato sensibilmente il quadro degli incentivi e delle opportunità di finanziamento nei diversi settori: ambiente, energia, cultura, sociale, turismo, attività economiche, etc. Nel settore dell'energia si aprono nuove possibilità di investire nelle fonti rinnovabili e nelle tecnologie per l'efficienza energetica, mediante l'impiego dei sostegni finanziari a livello transfrontaliero e transnazionale; in questo ambito i più importanti sono rappresentati dai fondi strutturali, e dai programmi a gestione diretta come EIE - Energia Intelligente e il 7° Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo. Difatti con la Programmazione 2007 - 2013 è stato istituito il nuovo Obiettivo 3: "Cooperazione Territoriale Europea"; tale obiettivo è inteso a rafforzare la cooperazione transfrontaliera e transnazionale mediante iniziative congiunte locali e regionali e attraverso azioni volte allo sviluppo territoriale integrato, anche connesse alle priorità comunitarie, alla cooperazione interregionale ed allo scambio di esperienze al livello territoriale adeguato. L'Obiettivo 3 sostituisce, di fatto, l'attuale Programma di Iniziativa Comunitaria (PIC) Interreg III, mantenendone le tre sezioni: Cooperazione Transfrontaliera (l'attuale Interreg IIIA), Cooperazione Transnazionale (l'attuale Interreg IIIB), Cooperazione Interregionale (l'attuale Interreg IIIC).

In sintesi la Commissione Europea intende diminuire i consumi di carburanti fossili, diversificare le fonti di approvvigionamento e diminuire le importazioni di energia dai paesi terzi, sviluppare l'uso efficiente dell'energia e l'impiego delle fonti rinnovabili. L'indicazione "20 - 20 - 20" ben rappresenta questi indirizzi, ossia diminuire del 20% le emissioni di gas climalteranti, di raggiungere una quota del 20% di produzione di energia da rinnovabili, diminuire del 20% le emissioni di CO2 equivalente. Anche nel settore dei biocarburanti l'obiettivo di incorporare biodiesel e bioetanolo (i principali carburanti biologici oggi

utilizzabili) è ambizioso, ossia il 5,75% calcolato sul valore energetico; recentemente una proposta di direttiva comunitaria (direttiva “Barroso”) incrementa la quota al 10% da raggiungere nel 2020, ed introduce criteri precisi di sostenibilità ambientale per la loro produzione.

L’impegno comunitario in questa tematica affronta tutti gli aspetti connessi, essendo rivolto sia agli aspetti quantitativi (sviluppo delle produzioni, energetiche, contrazione dei consumi, etc.) sia qualitativi (effetti ambientali, sostenibilità, effetti socio - ambientali del nuovo quadro produttivo, ecc.), congiuntamente. Allo scopo la Commissione Europea ha avviato una serie di azioni di promozione sia con norme (direttive) sia con sostegni finanziari (alla cooperazione transfrontaliera, transnazionale, interregionale).

La novità di questi ultimi anni dell’azione comunitaria consiste nel passaggio dalle “raccomandazioni” alle “prescrizioni”, essendo contemplata l’erogazione di pesanti sanzioni ai Paesi membri nel caso non raggiungessero gli obiettivi prefissati. Di conseguenza i Paesi, a fronte del lungo e consistente impegno che ne deriva, hanno iniziato a legiferare in materia già da alcuni anni.

Tenendo conto dell’insieme di questi indirizzi comunitari la ricerca presentata in questa tesi è stata rivolta alla valutazione delle effettive possibilità di sviluppo delle rinnovabili nel territorio della Slovenia e del Friuli Venezia Giulia, che registra, proprio in questi ultimi anni, gli importanti eventi dell’ingresso della Slovenia nella UE, dell’introduzione dell’euro nella scena economica di entrambi i Paesi, dell’ingresso della Slovenia nel sistema dell’accordo di “Schengen”. Si tratta di un territorio, quindi, che si apre a nuove e promettenti collaborazioni economiche, e non solo, ivi compresa l’integrazione effettiva dei mercati.

Nel settore energetico, le rinnovabili sono fortemente connesse alla presenza ed alla disponibilità delle fonti nel territorio: la ricerca ha messo a confronto il contesto attuale delle risorse di energia rinnovabile in Slovenia ed in regione Friuli Venezia Giulia (potenzialità, disponibilità effettiva, quota di utilizzazione suddivisa per fonte, aspetti economici, etc.), per poter delineare eventualmente uno scenario di sviluppo congiunto del settore. L’attività è stata preceduta dalla valutazione degli aspetti normativi di settore, in riferimento soprattutto ai livelli di pianificazione vigenti.

Il quadro normativo dei due Paesi (Italia e Slovenia) relativo alle rinnovabili appare differente.

In Slovenia sono state avviate pianificazioni di settore molto precise. Il Governo sloveno nel 2004 ha emanato la “Risoluzione sul Programma energetico nazionale (ReNEP)” nel quale sono fissati gli obiettivi da raggiungere entro il 2010: l’incremento dell’efficienza energetica, l’aumento della cogenerazione, l’aumento della percentuale di energia ottenuta dalle fonti energetiche rinnovabili. Il documento sintetizza la visione della Slovenia sulla gestione energetica, con al centro la considerazione che l’impiego delle rinnovabili e il risparmio energetico contribuiscono al miglioramento della qualità della vita, dal punto di vista tecnologico, economico ed ambientale.

In particolare sono fissati gli obiettivi specifici da raggiungere entro il 2010:

- rispetto all’anno 2004 aumentare l’efficienza energetica nell’industria e nel terziario del 10%, nell’edilizia del 10%, nella pubblica amministrazione del 15%, nel settore dei trasporti del 10%, e raddoppiare la quota dell’energia prodotta da cogenerazione. Dette misure vengono adottate al fine di rispettare gli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto, rispetto alle emissioni di gas climalteranti (riduzione del 8% rispetto ai livelli del 1986);
- portare la quota delle fonti energetiche rinnovabili nell’approvvigionamento termico dal 22% del 2005 al 25% nel 2010;
- portare la quota di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili dal 32% al 33,6% entro il 2010;
- garantire l’impiego minimo del 2% dei biocarburanti entro il 2005 (il Programma non ha previsto l’impiego dei biocarburanti entro il 2010).

Il Ministero dell’Ambiente e della pianificazione ha elaborato il “Programma operativo per l’impiego della biomassa legnosa a scopi energetici (OP ENLES)” per il periodo 2007 - 2013.

La realizzazione del Programma entro il 2013 intende perseguire i seguenti obiettivi:

- l’incremento del 16,8% o di 2,77 PJ dell’energia termica prodotta da biomassa;
- l’incremento del 340% o di 36 GWh di energia elettrica da biomassa.

Gli obiettivi suddetti permetterebbero di realizzare un risparmio di 225 kt di CO₂ equivalente entro il 2013 e di aumentare il consumo della biomassa legnosa di 358.000 m³ annui. A tal fine sulla base del Programma energetico nazionale la Slovenia intende emanare anche un Programma operativo per l’impiego delle fonti geotermiche e un Programma operativo per le

fonti solari.

Il “Piano d’azione per l’efficienza energetica per il periodo 2008 - 2016 (NANENU)” è invece relativo all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e al Pacchetto di proposte per attuare gli impegni presi dal Consiglio europeo nella lotta ai cambiamenti climatici e per promuovere le energie rinnovabili. Parallelamente al “Programma di sviluppo nazionale (DRP)” e al “Quadro strategico nazionale di riferimento 2007 - 2013” è stato elaborato il “Programma operativo delle infrastrutture ambientali e del traffico”.

La pianificazione slovena è quindi in linea con l’impegno assunto dal Paese per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in conformità a quanto previsto dal Protocollo di Kyoto. Con la ratifica di Protocollo la Slovenia si è impegnata a ridurre dell’8% le emissioni per il periodo 2008 - 2012 prendendo come anno di riferimento il 1986 per le emissioni di CO₂, CH₄ e N₂O e per i gas fluorurati. E’ prevista una riduzione di emissioni di CO₂ eq a 18,6 Tg (milioni di tonnellate). Detto indirizzo è stato inserito anche nel Programma energetico nazionale e nel Piano operativo di riduzione delle emissioni di gas serra che enfatizza il ruolo delle fonti energetiche rinnovabili. Il piano definisce 22 strumenti per la realizzazione delle azioni nei settori energetico, trasporti, industria, agricoltura, foreste.

Il quadro normativo dell’Italia ha accolto una serie di misure di incentivazione, documenti programmatori e norme.

Le principali norme in materia di uso razionale dell’energia fanno riferimento essenzialmente alle leggi n. 9 e n. 10 del 9 gennaio 1991.

L’aspetto più significativo introdotto dalla legge n.9 è una parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In Italia i principali strumenti politici utilizzati sono legati alla legge 10/1991: “Norme per l’attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale di energia.” Si tratta di una legge che introduce alcuni regolamenti finalizzati al miglioramento dell’efficienza energetica in tutti i settori e che delinea una cornice normativa organica: essa definisce le risorse rinnovabili e le assimilabili alle rinnovabili, introduce l’obbligo di realizzare la pianificazione energetica a tutti i livelli amministrativi e prevede una serie di misure rivolte al pubblico ed ai privati per incentivare l’uso di rinnovabili e per il contenimento dei consumi energetici nel settore civile ed in vari settori produttivi.

Alla legge sono seguiti importanti provvedimenti attuativi: il decreto CIP 6/92 e quindi il

D.lgs. 79/1999, cosiddetto “Decreto Bersani”, per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che introduce l’obbligo di immettere nella rete elettrica nazionale almeno il 2% di energia prodotta da rinnovabili ed introduce i certificati verdi.

Nel 2005, recependo una direttiva europea (2002/91/CE), è stato emanato il Decreto Legislativo 19.8.2005, n.192 che pone limiti al valore del fabbisogno di energia primaria e a partire dal 2 febbraio 2007 è entrato in vigore il Decreto legislativo n. 311 contenente disposizioni correttive ed integrative al Dlgs n. 192.

Successivamente sono stati emanati diversi decreti, delibere e leggi che hanno migliorato la legislazione italiana sull’energia rinnovabile:

- Delibera del CIPE (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) del 19/11/1998
- Decreto del Ministero dell’Industria del Commercio e dell’Artigianato dell’11 novembre 1999 “Direttive per l’attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili”
- Legge del 1 giugno 2002, n. 120 (Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l’11 dicembre 1997)
- Decreto Legislativo del 29 dicembre 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)

Recentemente il Governo ha presentato a luglio, per il periodo 2007 - 2011, le linee principali della propria politica economica attraverso il Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF), che costituisce lo strumento tramite il quale Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo cui dovranno ispirarsi le decisioni dell’Autorità, prevedendo uno specifico capitolo dedicato all’energia.

Lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia è fortemente legato al ruolo di indirizzo e programmazione che le Regioni svolgono nelle politiche energetiche. Nel 2001, mentre si stava concludendo il processo di attuazione del trasferimento di funzioni dallo Stato a Regioni e Province previsto dal Dlgs n.112/98, viene approvato il nuovo Titolo V della Costituzione.

Le regioni e le province assumono così, a titolo pieno, le funzioni già attribuite, a partire dalla L. n. 10/91, alle Regioni in materia di programmazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili tramite i Piani Energetici Regionali (PER).

In Italia l'ultima finanziaria ha introdotto il concetto di "burden sharing" regionale, ovvero la decisione di suddividere tra le Regioni gli oneri per il raggiungimento, entro il 2020, del target assegnato dall'Unione Europea all'Italia del 17% del consumo totale da fonti rinnovabili. Si tratta di una suddivisione degli sforzi che permetterà di coinvolgere e responsabilizzare i livelli inferiori di sussidiarietà (Regioni, Province e Comuni) in una concreta azione nelle politiche per il clima, mobilitando risorse e facilitando le procedure amministrative.

Però nel complesso il quadro appare insoddisfacente perché anche gli obiettivi intermedi fissati dalle rispettive Amministrazioni non sono stati raggiunti: il contesto normativo non è completo e le risorse finanziarie impegnate sono insufficienti. Si fa riferimento ad entrambi i Paesi, anche se in Slovenia il livello di elaborazione della pianificazione appare più evoluto.

Il mancato raggiungimento degli obiettivi nazionali stabiliti per le fonti rinnovabili si rifletterà negativamente al livello europeo. Come esposto in un recente rapporto comunitario si presume, infatti, che la quota totale di energia prodotta da fonti rinnovabili nel 2010 non supererà il 10% contro il 12% previsto; analoga situazione è preventivabile anche per la produzione di energia elettrica ottenuta da rinnovabili, che si fermerà al 19% contro il 21% previsto. Nello stesso rapporto si mette in evidenza che alcuni Paesi sono ancora distanti dagli obiettivi. Il motivo principale del mancato conseguimento degli obiettivi stabiliti in materia di energia rinnovabile - oltre ai costi attualmente più elevati delle fonti di energia rinnovabili rispetto alle fonti di energia "tradizionali" - è l'assenza di un quadro strategico coerente ed efficace nell'Unione europea e di una visione di lungo termine stabile. Per questi motivi, solo pochi Stati membri hanno realizzato veri progressi in questo settore.

Anche per quanto riguarda la produzione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, tenuto conto delle politiche vigenti e degli sforzi in corso, se non vi sarà un cambiamento delle tendenze attuali, l'Unione europea non riuscirà a realizzare l'obiettivo posto del 21% al 2010 ma probabilmente riuscirà a conseguire una quota solo del 19%. Nella Relazione sui progressi realizzati nel settore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili sono stati dimostrati i livelli raggiunti dagli Stati membri nell'adozione di misure per promuovere attivamente tale tipo di elettricità. Alcuni Stati membri come Danimarca, Germania, Spagna, Irlanda, Ungheria, Paesi Bassi e Lussemburgo sembrano aver raggiunto gli obiettivi della Direttiva; l'Italia è stata inserita nel gruppo dei Paesi che sono ancora

lontani dall'obiettivo, mentre la Slovenia è compresa nel gruppo dove sono indispensabili sforzi supplementari per raggiungere l'obiettivo del 2010.

Dalla ricerca effettuata risulta che in Slovenia la quota delle rinnovabili nel consumo totale nell'anno 2005 era del 10,5% pari a 772 Ktep, mentre la quota della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'anno 2007 era del 22,5% pari a 3.579 GWh.

Nella regione Friuli Venezia Giulia negli ultimi anni la quota della produzione di energia elettrica ottenuta da rinnovabili era dell'11,05% rispetto alla produzione totale (pari a 1.317,30 Gwh), mentre quella delle rinnovabili complessivamente considerate (termico ed elettrico) era circa il 5,2%, del consumo totale.

Pertanto una grande attenzione dovrà essere riservata agli obiettivi fissati per il 2020. La ricerca di questa tesi è stata non casualmente avviata con l'analisi delle consistenze e delle disponibilità di fonti rinnovabili sul territorio del Friuli Venezia Giulia e della Slovenia.

Analizzando la disponibilità delle fonti rinnovabili di energia nella regione Friuli Venezia Giulia si è riscontrato che si potrebbe effettuare un maggior sfruttamento delle biomasse lignocellulosiche (biomasse forestali, residui agricoli, colture dedicate), della geotermia e della fonte solare (considerando il fotovoltaico e il solare termico). Resta invece del tutto marginale il contributo della fonte eolica. Le potenzialità nella Slovenia sono piuttosto simili, con la rilevante differenza che alle suddette fonti si aggiungono le risorse idriche, che rappresentano una significativa potenzialità.

Per quanto riguarda la proiezione della produzione di rinnovabili, così come definita dagli obiettivi comunitari (espressa in percentuale rispetto al totale), occorre prioritariamente definire i livelli prevedibili dei consumi di energia al 2020.

Nella ricerca a tale scopo sono stati messi a confronto tre scenari di sviluppo dei consumi di energia. Nel primo il consumo attuale di energia è stato considerato immutabile sino al 2020. Il secondo scenario si basa su quello precedente, assumendo una crescita del fabbisogno di energia primaria a un tasso medio annuo dell'1% fino al 2020 ed un aumento annuo della domanda di energia elettrica del 2%. Nel terzo scenario si assumono i dati di base del secondo, ipotizzando però una riduzione contestuale del 12% del consumo energetico, mediante un'accelerata penetrazione sul mercato di tecnologie energetiche (ipotesi detta ACT, "accelerazione tecnologica").

I dati e le elaborazioni di quest'ultimo scenario sono stati tratti dai risultati di uno studio molto

recente, effettuato dall'ENEA. Esso ipotizza che le tecnologie innovative nel campo degli usi finali nonché le tecnologie di generazione elettrica e termica possano modificare il quadro dei consumi del Paese e quindi le necessità di produzione energetica.

Si è scelto il 3° scenario, cosiddetto di accelerazione tecnologica, i cui risultati predittivi coincidono praticamente con quelli del primo scenario in cui si ipotizzano consumi costanti complessivi di energia. Essi risultano:

In Friuli Venezia Giulia i consumi di energia totale sono previsti in 4.615 ktep e quelli di energia elettrica in 11.130 GWh; in Slovenia detti valori risultano 7.481 ktep e 14.855 GWh, rispettivamente.

Lo scenario considerato include l'adozione di tecnologie innovative nel campo degli usi finali, tecnologie di generazione elettrica con cattura e sequestro della CO₂, molteplici tecnologie di utilizzo delle fonti rinnovabili, sia termiche che elettriche. L'effettivo sfruttamento di ciascuna di tali tecnologie è quindi legato all'insieme delle condizioni che caratterizzano l'evoluzione del sistema nei diversi scenari.

Si è quindi delineato un quadro di sviluppo delle filiere all'interno delle quali sono state identificate le differenti soluzioni tecnologiche ed impiantistiche per raggiungere gli obiettivi precedentemente considerati, tenendo conto delle potenzialità fisiche di rinnovabili presenti nel territorio. Sono state stimate le potenze aggiuntive degli impianti necessari per raggiungere le quote - obiettivo, nonché il livello degli impegni economici per il loro allestimento. A tale scopo è stata effettuata una ricerca sui costi unitari di investimento, sia in Slovenia che in Friuli Venezia Giulia.

Dalle elaborazioni emerge che è necessario moltiplicare effettivamente gli sforzi per raggiungere gli obiettivi e che in entrambi territori è necessario prevedere un consistente impegno economico e tecnico per raggiungere gli obiettivi comunitari: in Slovenia sono necessari 6.175 milioni di € per allestire nuovi impianti di energia rinnovabile della potenza complessiva di 2.990 MW, mentre in FVG sono necessari 5.239 milioni di € per aggiungere 2.677 MW di potenza dei nuovi impianti a rinnovabili.

L'impegno è quindi decisamente consistente ed appare immediatamente evidente il rischio del mancato raggiungimento degli obiettivi, a meno di un potente e complessivo sforzo da parte delle amministrazioni nazionali e locali, in tutti i settori.

In primis è necessario accompagnare lo sviluppo delle rinnovabili con una possente diminuzione dei consumi energetici. In altri termini occorrerà promuovere, parallelamente allo sviluppo delle rinnovabili, l'uso efficiente ed il risparmio dell'energia. E' importante considerare infatti che anche la Commissione Europea, nel lanciare il Piano d'Azione dell'Energia, indica nel 20% il risparmio medio di energia da conseguire, al livello complessivo di tutto il territorio, nazionale e comunitario. Non solo dovranno essere migliorati i rendimenti energetici ma anche si dovranno ridurre i consumi nei trasporti, nell'uso civile dei combustibili, nell'illuminazione, etc. Con queste azioni non solo si potranno registrare sensibili benefici ambientali (i.e. la riduzione delle emissioni di gas climalteranti), ma anche si potrà ottenere l'obiettivo (numerico e politico) di raggiungere la quota del 20% di rinnovabili sul totale dei consumi energetici.

Il raggiungimento degli obiettivi dovrà essere indotto da un forte impegno non solo nel campo finanziario, ma anche nel trasferimento tecnologico, nell'innovazione, e nella ricerca applicata.

Il Friuli Venezia Giulia e la Slovenia posseggono importanti e qualificati centri di ricerca scientifica e tecnologica che potranno validamente accompagnare lo sviluppo tecnologico: In Slovenia essi sono rappresentati dalle Università, enti pubblici per le scienze tecnologiche o biotecnologiche quali lo Josef Stefan, etc. In FVG dalle Università da Area Science Park di Trieste, da C.E.T.A. di Gorizia. Inoltre sono presenti le Agenzie per la promozione e lo sviluppo dell'energia, anche promosse dalla Commissione Europea.

Nel corso della ricerca è emerso però che il settore più carente nel territorio considerato è rappresentato dalla produzione di sistemi tecnologici innovativi caratterizzati da alta efficacia ed efficienza. Mancano infatti le imprese per la produzione di energia nel settore delle biomasse (i combustori sono per lo più importati soprattutto da Austria o Germania), nel settore fotovoltaico da USA o Giappone, etc.

Si auspica pertanto un forte sostegno allo sviluppo di imprese nel territorio transfrontaliero Friuli Venezia Giulia - Slovenia per l'allestimento di iniziative imprenditoriali nei seguenti settori tecnologici:

- impianti di condizionamento e addensamento delle biomasse lignocellulosiche ottenute da residui delle coltivazioni agrarie quali cereali, fruttiferi, oppure da colture dedicate quali canna comune, miscanto, sorgo da fibra ecc Potranno essere considerati gli impianti di

- pellettizzazione, di bricchettaggio, etc;
- impianti di combustione di biomasse arboree ed erbacee per la generazione di calore oppure per la cogenerazione mediante ciclo ORC;
 - impianti di gassificazione o pirolisi di biomasse arboree, erbacee, oppure da biomasse di rifiuto per la cogenerazione;
 - pannelli fotovoltaici: non solo assemblaggi di pannelli ma anche nuovi impianti di costruzione delle celle e dei moduli fotovoltaici;
 - pompe di calore per il recupero dell'energia termica da acque sotterranee calde o a bassa entalpia;
 - aerogeneratori di piccola/media potenza, come quelli descritti al capitolo relativo, sia ad asse verticale che orizzontale,
 - impianti di produzione del biogas da reflui degli allevamenti zootecnici e dai residui organici civili o agroindustriali, di piccola media potenza, idonei per le dimensioni delle imprese del territorio.

Le iniziative imprenditoriali dovranno essere precedute da accurati studi di fattibilità e business plan: preme sottolineare che nel corso della ricerca è emerso che gli attuali costi di acquisizione e installazione delle tecnologie suddette in Slovenia e in Friuli Venezia Giulia sono sostanzialmente simili e pertanto il mercato è ampio, abbracciando entrambi i Paesi e non solo questi.

In sintesi si possono esplicitare alcune linee di orientamento per la pianificazione degli interventi nell'area transfrontaliera del Friuli Venezia Giulia – Slovenia:

- Il settore energetico ha una valenza strategica per lo sviluppo locale ed è indispensabile che su questi temi gli approcci siano comuni e le modalità operative risultino condivise. Lo sviluppo di un approccio comune alla pianificazione dell'uso delle risorse energetiche è indispensabile anche per garantire il migliore sfruttamento possibile delle energie rinnovabili.
- E' necessario stabilire quali, attualmente, sono le condizioni di base necessarie per uno sviluppo territoriale sostenibile e comune ed affrontare le principali problematiche del territorio, dove la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è limitata all'idroelettrico, molto limitato è l'impiego delle biomasse e praticamente nullo è l'utilizzo di energia eolica, fotovoltaica e geotermica.

Per gli scopi suddetti e per raggiungere gli obiettivi determinati dalla Commissione Europea, si propone di incentivare le attività nell'ambito:

- dell'efficienza energetica: si osserva la mancanza di linee guida specifiche per l'area transfrontaliera concernente la certificazione energetica degli edifici e la progettazione, ristrutturazione e gestione degli edifici secondo criteri di efficienza energetica; il controllo/monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza dei sistemi e dei processi produttivi adottati è praticamente inesistente; la diffusione delle conoscenze sulla possibilità di uso efficiente dell'energia nei differenti comparti produttivi (agricolo, industriale, trasporti e servizi) è modesta; così come limitate sono le conoscenze tecniche per allestire soluzioni tecnologiche innovative, utilizzando le risorse energetiche disponibili localmente;
- delle fonti rinnovabili di energia: si osserva la mancanza o parziale conoscenza dei dati quantitativi/qualitativi della disponibilità di risorse rinnovabili; mancanza o parziale conoscenza dei dati quantitativi e qualitativi sull'utilizzo di risorse energetiche rinnovabili nei differenti comparti produttivi (agricolo, industriale, trasporti e servizi);
- della pianificazione energetica: si osserva l'assenza di metodologie per l'elaborazione dei piani energetici locali e della VAS (Valutazione Ambientale Strategica) per la pianificazione energetica di area vasta.

In particolare si suggerisce:

- di promuovere un uso più efficace dell'energia negli edifici e nei differenti comparti produttivi (censimento e analisi di studi, ricerche e normative sulla certificazione energetica degli edifici, sulla progettazione, ristrutturazione e gestione degli edifici secondo criteri di efficienza energetica, predisposizione di strumenti tecnici per la riduzione dei consumi energetici degli edifici, censimento e analisi di studi, ricerche e norme sui consumi di energia nei diversi comparti produttivi e creazione di una banca dati),
- di agevolare lo sfruttamento razionale ed efficace delle fonti energetiche rinnovabili (censimento e analisi di studi e ricerche sulla disponibilità di rinnovabili, raccolta di dati territoriali per lo studio della loro disponibilità effettiva, predisposizione di strumenti tecnici per valutare la vocazionalità energetica),
- di elaborare una metodologia per la pianificazione energetica a livello locale, provinciale e regionale (censimento e analisi di studi, ricerche e normative sulla pianificazione energetica locale, predisposizione delle linee guida per la pianificazione energetica a

livello regionale e locale, applicazione di procedure e metodi per la pianificazione energetica locale.

Inoltre si suggerisce di incrementare le attività divulgative che riguardano la promozione della certificazione energetica degli edifici, lo sviluppo della pianificazione transfrontaliera nell'uso delle fonti energetiche rinnovabili, la promozione e l'orientamento degli investimenti pubblici nel settore delle energie rinnovabili, la sensibilizzazione degli operatori sull'importanza dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili.

9. BIBLIOGRAFIA

- 1.) Commission of the European Communities, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of energy from renewable sources COM (2008) 19 final, Brussels, gennaio 2008.
(http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_directive_en.pdf)
- 2.) Commissione delle Comunità Europee, Comunicazione della Commissione al Consiglio Europeo e al Parlamento Europeo, Una politica energetica per l'Europa COM (2007)1 definitivo, Bruxelles, gennaio 2007.
(http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/it/com/2007/com2007_0001it01.pdf)
- 3.) Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change, United Nations 1998.
(<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>)
- 4.) (http://www.italiasole.it/images/800px-Kyoto_Protocol_participation_map_2005.png)
- 5.) Official Journal of the European L 275, Directive 2003/87/EC on the European Parliament and of the Council, October 2003.
(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32003L0087:EN:HTML>)
- 6.) TÜV Italia, Certificazione del sistema di gestione emissioni in accordo al Protocollo di Kyoto – Emission trading scheme.
(http://www.tuv.it/servizi/prof/clima_01.asp)
- 7.) Consiglio dell'Unione Europea, Pacchetto di misure di attuazione per gli obiettivi dell'UE sui cambiamenti climatici e le energie rinnovabili – Quesiti della Presidenza per il dibattito orientativo, Bruxelles 2008.
([http://notes9.senato.it/web/docuorc2004.nsf/0/25e75c074042b302c12573e0003411a5/\\$FILE/06683-08_IT.pdf](http://notes9.senato.it/web/docuorc2004.nsf/0/25e75c074042b302c12573e0003411a5/$FILE/06683-08_IT.pdf))
- 8.) EEA European Environment Agency Copenhagen, Gennaio 2008.
(<http://dataservice.eea.europa.eu/atlas/viewdata/viewpub.asp?id=3391>)
- 9.) Direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente norme

comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, Gazzetta ufficiale n. L 027, gennaio 2007.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:IT:HTML>

10.) Directive, 98/30/EC of the European Parliament and of the Council, Official Journal of the European Communities L 204/1, Luxembourg, June 1998.

http://www.total.com/static/en/medias/topic102/CE_1998_en_NG_Directive.pdf

11.) Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE, Bruxelles, giugno 2003.

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0055:IT:PDF>

12.) Direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE, Bruxelles, giugno 2003.

http://www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/uedirett_0355.pdf

13.) Communication from the Commission, Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - Green Paper for a Community Strategy COM(96)576, November 1996.

14.) European Commission, Communication from the Commission, Energy for the future: Renewable sources of energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, COM(97)599 final, novembre 1997.

http://ec.europa.eu/energy/library/599fi_en.pdf

15.) Commission of the European Communities, Green paper, A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, (SEC(2006)317), Brussels, marzo 2006.

http://europa.eu/documents/comm/green_papers/pdf/com2006_105_en.pdf

16.) Official Journal of the European Communities L 283/33, Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Brussels, settembre 2001.

http://eur-lex.europa.eu/pri/en/oj/dat/2001/l_283/l_28320011027en00330040.pdf

- 17.) Commissione delle Comunità Europee, comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo, Azioni adottate a seguito del Libro verde, Relazione sui progressi realizzati nel settore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (SEC(2007)12), Bruxelles, gennaio 2007.
(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0849:FIN:IT:PDF>)
- 18.) Commissione delle Comunità Europee, Comunicazione della Commissione, Piano d'azione per la biomassa COM(2005) 628 definitivo, Bruxelles, dicembre 2005.
(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0628:FIN:IT:PDF>)
- 19.) European Environment Agency, How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?, Report n.7, Copenhagen 2006.
(http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2006_7/en/eea_report_7_2006.pdf)
- 20.) Commissione delle Comunità Europee, Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo, un Piano d'azione dell'UE per le foreste Bruxelles COM(2006)302, giugno 2006.
(http://ec.europa.eu/agriculture/fore/action_plan/com_it.pdf)
- 21.) Commissione delle Comunità Europee, Comunicazione della Commissione, Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità COM(2006)545 definitivo, Bruxelles, ottobre 2006.
(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0545:FIN:IT:PDF>)
- 22.) Regione Piemonte, Presentato il Piano d'Azione per l'efficienza energetica.
(<http://www.regione.piemonte.it/piemonteinforma/bruxelles/energia.htm>)
- 23.) Commissione Europea, Risparmiare il 20% di energia entro il 2020: la Commissione Europea presenta il Piano d'azione per l'efficienza energetica, Bruxelles, ottobre 2006.
(<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/1434&format=HTML&aged=1&language=IT&guiLanguage=en>)
- 24.) Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea, Direttiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'8 maggio 2003 sulla Promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti L 123/42, Bruxelles,

maggio 2003.

(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:123:0042:0046:IT:PDF>)

25.) Commissione delle Comunità Europee, Comunicazione della Commissione, Strategia dell'UE per i biocarburanti COM(2006) 34 definitivo, Bruxelles, febbraio 2006.

(http://ec.europa.eu/agriculture/biomass/biofuel/com2006_34_it.pdf)

26.) COPA Comitato delle organizzazioni professionali agricole dell'Unione Europea – COGECA Confederazione generale delle cooperative agricole dell'Unione Europea, Biocarburanti una risposta alle preoccupazioni dei cittadini da parte degli agricoltori europei e delle loro cooperative, Bruxelles 2008.

(http://www.copa-cogeca.be/img/user/File/BIOFUEL/bi_2062_I.pdf)

27.) European Commission, Intelligent Energy Europe, 2008.

(http://ec.europa.eu/energy/intelligent/index_en.html)

28.) Cordis, Seventh Research Framework Programme (FP7), 2008.

(http://cordis.europa.eu/fp7/home_en.html)

29.) Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia, Obiettivo cooperazione territoriale europea, Programma per la cooperazione transfrontaliera Italia/Slovenia 2007/2013, 2008.

(<http://www.regione.fvg.it/rafvrg/rapportieuropeinternazionali/dettaglio.act?dir=/rafvrg/cms/RAFVG/AT11/ARG9/FOGLIA3/>)

30.) EEA European Environment Agency, Copenhagen 2008.

(http://themes.eea.europa.eu/Sectors_and_activities/energy/indicators/EN29,2007.04/fig1.gif/view)

31.) Republika Slovenija, Statistični Urad Republike Slovenije, Letna energetska statistika, oktober 2007.

(http://www.stat.si/novica_prikazi.aspx?ID=1169)

32.) Republika Slovenija, Ministrstvo za gospodarstvo, Energetska bilanca Republike Slovenije za leto 2007, Maribor, april 2007.

(http://www.mg.gov.si/fileadmin/mg.gov.si/pageuploads/Energetika/EBRS_2007.pdf)

- 33.) Republika Slovenija, Vlada Republike Slovenije, Ministrstvo za gospodarstvo, Direktorat za energijo.
(http://www.mg.gov.si/si/delovna_podrocja/energetika/)
- 34.) Republika Slovenija, Vlada Republike Slovenije, Ministrstvo za okolje in prostor, Direktorat za evropske zadeve in investicije.
(http://www.mop.gov.si/si/delovna_podrocja/direktorat_za_evropske_zadeve_in_investicije/aure/)
- 35.) Resolucija o strategiji rabe in oskrbe Slovenije z energijo (ReSROE), Gazzetta ufficiale della Repubblica di Slovenia, n.9-418/1996.
(<http://www.ius-software.si/BAZE/Regi/F/Q961A2EJ.htm>)
- 36.) Republika Slovenija, Energetski zakon (EZ), Gazzetta ufficiale della Repubblica di Slovenia, n. 79/1999, 27/2007.
(<http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200727&stevilka=1351>)
- 37.) Republika Slovenija, Energetski zakon (EZ), Gazzetta ufficiale della Repubblica di Slovenia, n. 70/2008.
(<http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200870&stevilka=3025>)
- 38.) Republika Slovenija, Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (ReNEP), Gazzetta ufficiale n. 57/2004, Ljubljana, april 2004.
(<http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200457&stevilka=2669>)
- 39.) Republika Slovenija, Ministrstvo za okolje in prostor, Operativni program rabe lesne biomase kot vira energije (OP ENLES 2007 - 2013), Ljubljana, junij 2007.
(http://www.mop.gov.si/fileadmin/mop.gov.si/pageuploads/dokumenti/op_enles_koncno.doc)
- 40.) Republika Slovenija, Zakon o varstvu okolja (ZVO-1), Gazzetta ufficiale n. 41/2004, Ljubljana, april 2004.
(<http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200441&stevilka=1694>)
- 41.) Republika Slovenija, Vlada Republike Slovenije, Državni razvojni program Republike Slovenije za obdobje 2007 - 2013, Ljubljana, marec 2008.
([C:\Documents and Settings\Administrator\Local Settings\Temporary Internet Files\Content.IE5\JU784JC\DRP2007-2013-sprejet\[1\].zip](C:\Documents_and_Settings\Administrator\Local_Settings\Temporary_Internet_Files\Content.IE5\JU784JC\DRP2007-2013-sprejet[1].zip))

- 42.) Repubblica Slovenia, Služba Vlade Republike Slovenije za lokalno samoupravo in regionalno politiko, Nacionalni strateški referenčni okvir 2007 - 2013, Ljubljana, maggio 2007.
http://www.svlr.gov.si/fileadmin/svlr/srp.gov.si/pageuploads/KOHEZIJA/Programski_dokumenti/NSRO_Slovenija_POTRJENO.pdf
- 43.) Repubblica Slovenia, Služba Vlade Republike Slovenije za lokalno samoupravo in regionalno politiko, Operativni program razvoja okoljske in prometne infrastrukture za obdobje 2007 - 2013, Ljubljana, febbraio 2007.
http://www.svlr.gov.si/fileadmin/svlr/srp.gov.si/pageuploads/KOHEZIJA/kohezija200207/op-ropi_vlada_150207_koncno.pdf
- 44.) Repubblica Slovenia, Služba vlade Republike Slovenije za razvoj, Resolucija o nacionalnih razvojnih projektih za obdobje 2007 - 2023, gennaio 2008.
http://www.slovenijajutri.gov.si/fileadmin/urednik/publikacije/061127_resolucija.pdf
- 45.) Repubblica Slovenia, Vlada Republike Slovenije, Nacionalni akcijski načrt za energetska učinkovitost za obdobje 2008 - 2016, gennaio 2008.
http://www.mop.gov.si/fileadmin/mop.gov.si/pageuploads/dokumenti/akcijski_nacrt_energetska_ucinkovitost.pdf
- 46.) Repubblica Slovenia, Sklep o cenah in premijah za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije, Ljubljana, giugno 2008.
<http://www.uradni-list.si/1/objava.jsp?urlid=200865&stevilka=2822>
- 47.) Provincia di Rimini, Politiche per le fonti Rinnovabili ed il risparmio energetico.
<http://www.provincia.rimini.it/ambiente/energia/4%20Fonti%20rinnovabili/politica.htm>
- 48.) Provincia di Torino, Repertorio legislativo, Legge n. 9/1991.
http://www.provincia.torino.it/ambienteprovto/prog_energia/informazione/legge9.htm
- 49.) Legge n. 10, Gazzetta ufficiale del 16 gennaio 1991, n. 13, Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, Roma, gennaio 1991.
http://www.regione.emiliaromagna.it/caldaiascura/PDF/LEGGE%209%20gennaio201991_10.pdf

- 50.) Wikipedia, Legge 10/91.
(http://it.wikipedia.org/wiki/Legge_10/91)
- 51.) Il Comitato interministeriale per la programmazione economica, Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, Deliberazione CIPE n. 137/98, n. 19, Roma, novembre 1998.
(<http://www.usl4.toscana.it/dp/isll/lex/txt/cpe98137.htm>)
- 52.) Decreto Legislativo n.79, Gazzetta Ufficiale n. 75, Roma, marzo 1999.
(<http://www.parlamento.it/leggi/deleghe/99079dl.htm>)
- 53.) Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato 11 novembre 1999, Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili, Gazzetta ufficiale n. 292, Roma, dicembre 1999.
(<http://gazzette.comune.jesi.an.it/292-99/7.htm>)
- 54.) Legge 1 giugno 2002, n. 120, Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, Gazzetta Ufficiale n. 142, Roma giugno 2002.
(<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2002/142/8.htm>)
- 55.) Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricit , Roma, dicembre 2003.
(<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/25/2.htm>)
- 56.) BCP Energia S.r.l., Legislazione italiana sull'energia rinnovabile.
(http://www.bcp-energia.it/normativa_energia_rinnovabili_it.php)
- 57.) Consiglio dei Ministri, Ministero dell'Economia e delle Finanze, Documento di programmazione Economico-Finanziaria per gli anni 2008 - 2011, Roma, giugno 2007.
(<http://www.tesoro.it/documenti/open.asp?idd=17881>)
- 58.) Legge Finanziaria 2007 n° 296, Gazzetta Ufficiale n. 299, Roma, dicembre 2006.
(<http://www.altalex.com/index.php?idnot=34980>)

- 59.) Autorità energia, Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali, 2007.
http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/07/2_1.pdf
- 60.) FRANCI T., Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico, Ricerche e consulenze per L'Economia e la Finanza, Quaderni di ricerca ref. n.46, Milano, marzo 2008.
http://www.ref-online.it/pannelli/abstract/WP_REF/abstract_q46ref.pdf
- 61.) NARIELLO F., Bioetanolo, arriva il bonus fiscale, Agrisole 5 - 11 sett. 2008.
- 62.) http://images.google.si/imgres?imgurl=http://www.ks-bostanj.si/slovenija.jpg&imgrefurl=http://www.ks-bostanj.si/kje_smo.htm&usq=__TL_CoYHYNSj9HPsmji-xxa4MKQ_0=&h=353&w=561&sz=54&hl=sl&start=9&um=1&tbnid=KMPWKxJirU5AxM:&tbnh=84&tbnw=133&prev=/images%3Fq%3Dreke%2Bv%2Bsloveniji%26um%3D1%26hl%3Dsl%26sa%3DN
- 63.) ŽEBELJAN D., KONOVŠEK D., JUG D., Ocena potenciala izrabe bioplina v slovenskem prostoru, Gornja Radgona, agosto 2007.
http://noest.ecoundco.at/news/docs/25882_05%20Dusan%20Jug.pdf
- 64.) http://images.google.si/imgres?imgurl=http://www.rr-vel.si/tzs/regije1.GIF&imgrefurl=http://www.rr-vel.si/tzs/clani_tzs_regije.html&usq=__Z9HBK-t8sHXHIIBjK9thQrXp2j0=&h=423&w=640&sz=19&hl=sl&start=3&um=1&tbnid=EQzdoT5kexuIOM:&tbnh=91&tbnw=137&prev=/images%3Fq%3Dregije%2Bv%2Bsloveniji%26um%3D1%26hl%3Dsl%26sa%3DN
- 65.) Univerza v Ljubljani, Filozofska Fakulteta, Oddelek za Geografijo, Vrednotenje vloge naravnih virov (okoljskega kapitala) Slovenije v Strategiji razvoja Slovenije z vidika konkurenčnosti in kakovosti življenja, Ljubljana, agosto 2004.
<http://www.slovenijajutri.gov.si/fileadmin/urednik/dokumenti/DPlut.pdf>
- 66.) ZRC SAZU, Projekt KRAS
<http://www.razvojkrasa.si/640/popup.html>
- 67.) MEDVED S., ARKAR C., DOVRTEL K., DOMJAN S., VETRŠEK J., EAST-GSR

Solarni sistemi z zagotovljeno dobavo toplote v vzhodnoevropskih državah, Analiza lokalnega stanja v vzhodnih državah partnericah projekta IEE, Univ. V Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, Slovenija, novembre 2007.

<http://www.solareast-gsr.net/Task-2/EAST-GSR%20WP2%20report%20final%20Slovenia.pdf>

68.) Plan B za Slovenijo, Pobuda za trajnostni razvoj, Ljubljana, aprile 2007.

http://www.planbzasslovenijo.si/uploads/Rs/bp/Rsbp_rL13QAsHBNyVvJWZw/planb-celota.pdf

69.) LANGERHOLC N., Primerjava geotermalnega potenciala in rabe geotermalne energije v Sloveniji in na Islandiji, Univerza v Ljubljani, Filozofska Fakulteta, Oddelek za Geografijo, Ljubljana, 2008.

http://geo.ff.uni-lj.si/pisnadela/pdfs/dipl_200810_nina_langerholc.pdf

70.) CENCIČ V., 2008. Dati non pubblicati; elaborazione su base cartografica digitale.

71.) Geološki zavod Slovenije, 2005.

<http://www.geo-zs.si/povecave/geokemkarte4.htm>

72.) European Union, Wind Energy Potential, Študija energetskega potenciala vetra v petih evropskih regijah, 2003.

73.) APE, Franko Nemac, Ljubljana, 2007.

74.) Natura 2000, 2008.

<http://www.natura2000.gov.si/index.php?id=44>

75.) Zavod za gozdove Slovenije.

<http://www.zgs.gov.si/slo/gozdovi-slovenije/index.html>

76.) SURS, Statistični urad Republike Slovenije, 2007.

http://www.stat.si/letopis/index_vsebina.asp?poglavje=17&leto=2007&jezik=si

77.) Republika Slovenija, Ministrstvo za okolje in prostor, Operativni program rabe lesne biomase kot vira energije (OP ENLES 2007 – 2013) na podlagi Resolucije o

nacionalnem energetskem programu ReNEP, Gazzetta Ufficiale n. 57/04, Ljubljana, giugno 2007.

- 78.) Gozdarski Inštitut Slovenije, Ljubljana, 2005.
(http://www.biomasa.zgs.gov.si/index.php?p=potenciali_viri)
- 79.) Zavod za gozdove Slovenije.
(<http://www.biomasa.zgs.gov.si/index.php?p=obcine>)
- 80.) Razgledi.net, V Sloveniji lahko za biogoriva namenimo največ 10 odstotkov poljdicembre 2008.
(<http://razgledi.net/blog/2008/04/21/v-sloveniji-lahko-za-biogoriva-namenimo-najvec-10-odstotkov-polj/>)
- 81.) (<http://www.map-of-slovenia.co.uk/images/pomurje.gif>)
- 82.) Študija o energetskih rastlinah v Pomurju, Sinergija Razvojna agencija, Fakulteta za kmetijstvo, Maribor, 2008.
([http://www.probio-project.com/documents-probio/017\(08\)-PROBIO.Estudio%20cultivos%20energ%C3%A9ticos%20Pomurje%20\(D7\).pdf](http://www.probio-project.com/documents-probio/017(08)-PROBIO.Estudio%20cultivos%20energ%C3%A9ticos%20Pomurje%20(D7).pdf))
- 83.) Naš stik, Glasilo slovenskega gospodarstva, Elektro Slovenija, april 2007.
(http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles_partnerji/Eles_Skupna_vsebina/nasstik/NASSTIK_2007/Nas_stik_04-2007.pdf)
- 84.) C.E.T.A. Centro di Ecologia Teorica ed Applicata, Studio, indagine e consulenza specialistica, con riferimento al solo settore delle fonti rinnovabili, per la stesura finale della bozza di Piano Energetico Regionale, Relazione conclusiva, Gorizia, settembre 2005.
- 85.) PISA TERROSI M., ENEL, L'energia in Italia nel 2007, maggio 2008.
(http://www.enel.it/attivita/ambiente/energy/politiche100_hp/politiche100/index.asp)
- 86.) MANNA C., ENEA, Le fonti rinnovabili 2005, Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità, Roma 2005.
(<http://titano.sede.enea.it/Stampa/Files/cs2005/SummaryRin.pdf>)

- 87.) GELETTI R., TOMASINSIG E., C.E.T.A., La Tecnologia fotovoltaica stato dell'arte e potenzialità di impiego nei processi produttivi, Novimpresa, Trieste, dicembre 2005.
- 88.) [Le fonti rinnovabili d'energia, opuscolo CETA, 2006.](#)
- 89.) http://it.wikipedia.org/wiki/Energia_idroelettrica
- 90.) http://guide-finanza.repubblica.it/spec/rendercmsfield.jsp?field_name=image&id=1645090
- 91.) http://powerlab.fsb.hr/OsnoveEnergetike/udzbenik/4_poglavlje/hidro/image012.jpg
- 92.) http://iga.igg.cnr.it/geo/it/What_is_geothermal_it_html_m41544919.jpg
- 93.) GELETTI R., JODICE R., MAURO G., MIGLIARDI D., PICCO D., PIN M., TOMASINSIG E., TOMMASONI L., C.E.T.A., Energia dalle biomasse. Le tecnologie, i vantaggi per i processi produttivi, i valori economici ambientali, Novimpresa, Trieste, aprile 2006.
- 94.) <http://www.uniconfort.com/index.php?lingua=it>
- 95.) Autori vari, C.E.T.A., I Biocarburanti. Le filiere produttive, le tecnologie, i vantaggi ambientali e le prospettive di diffusione, Novimpresa, Trieste, giugno 2007.
- 96.) TOPIČ M., Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana 2008.
- 97.) CENCIČ V., indagine di mercato 2008, dati non pubblicati.
- 98.) APE, Pregled tehnologij in stroškov proizvodnje električne energije iz OVE ter ocena potrebnih stroškov spodbujanja, končno poročilo, Ljubljana ottobre 2007.
- 99.) Ropatec, Vertical Wind Energy, Listino prezzi 2008, Bolzano 2008.
- 100.) Tecnologie agroenergetiche e sviluppo rurale, a cura di Roberto Jodice e Francesco Marangon, Forum, Udine, settembre 2008.

- 101.) Clima Plast srl, Listino prezzi 2008, Pordenone 2008.
- 102.) ENEA, Rapporto energia e ambiente 2007, Analisi e scenari, Roma, luglio 2008.
(http://www.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V08_05Analisi2008.pdf)
- 103.) ARSO, Poraba končne energije v prometu, Kazalci okolja v Sloveniji, agosto 2008.
(http://kazalci.arslo.gov.si/kazalci/index_html?Kaz_id=76&Kaz_naziv=Poraba%20končne%20energije%20v%20prometu&Sku_id=27&Sku_naziv=PROMET&tip_kaz=1#KAZALEC_TOP)
- 104.) Ministero dello Sviluppo Economico, bollettino petrolifero 2007.
(<http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/bollettino/indice.asp?anno=2007&trimestre=4>)
- 105.) Camera di Commercio Forlì Cesena, Listini mensili dei prezzi dal 2005 al 2008.
(<http://www.fo.camcom.it/prezzi/listino/numeri/mensile.htm>)
- 106.) Forum internazionale Domani energia, presentazione di Giacomo Vaciago, Venezia 17 aprile 2008.
- 107.) NEMAC F., Obnovljivi viri kot razvojna priložnost, rivista Razgledi net, dicembre 2008.
(<http://razgledi.net/blog/2008/08/05/obnovljivi-viri-energije-kot-razvojna-priloznost/>)