

ALLEGATO "X"

Energia e risparmio energetico

Redazione a cura di

Ing. Daniela Fiaccavento
ARPAV - Dipartimento di Treviso

*Documento conforme a quello allegato al
Documento di Piano*

1	PRODUZIONE E CONSUMI DI ENERGIA	3
1.1	Introduzione	3
1.2	Produzione di energia elettrica in regione veneto	3
1.3	Produzione di energia elettrica in provincia di Treviso	6
1.4	Consumi di energia a livello nazionale	7
1.5	Consumi di energia nella regione veneto (Fonte Proposta di Piano Energetico Regione Veneto)..	9
1.6	Consumi di energia in Provincia di Treviso.....	14
1.7	Riferimenti bibliografici	18
2	LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA.....	19
2.1	Introduzione	19
2.2	Energia idroelettrica.....	25
2.3	Energia dal sole.....	36
2.4	Energia eolica.....	48
2.5	Energia da biomasse	56
2.6	Energia geotermica	66
2.7	Riferimenti bibliografici	69



1 PRODUZIONE E CONSUMI DI ENERGIA

1.1 Introduzione

Negli ultimi anni è stato fatto molto per fronteggiare i diversi problemi ambientali; dall'impegno a perseguire un modello di sviluppo sostenibile alla ricerca degli strumenti più adeguati per conciliare la crescente domanda di energia, e quindi il crescente consumo di combustibili fossili, con la salvaguardia dell'ambiente. Oggi oltre l'80% dell'energia utilizzata nel mondo viene prodotta bruciando combustibili fossili quali petrolio, carbone e metano.

Ai giorni nostri sono intervenute ulteriori complicazioni dovute alla crisi mediorientale e alla ripresa dell'attività mondiale, ma anche della decisione dei paesi produttori di mantenere le quotazioni su livelli elevati per compensare la perdita d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro. Nei primi mesi del 2004 la crescita dell'economia mondiale, le pressioni speculative, il peggioramento della situazione politica mediorientale e la decisione dei paesi dell'OPEC di attuare tagli alla produzione hanno determinato ulteriori rialzi del prezzo del petrolio.

Ed è proprio per garantire la sopravvivenza del pianeta, assieme alla necessità di assicurare un più equo sviluppo sociale ed economico, che gli stati si sono impegnati a perseguire un modello di sviluppo sostenibile, ovvero uno sviluppo in grado di soddisfare i bisogni delle generazioni presenti senza compromettere la possibilità alle generazioni future di soddisfare i propri.

L'utilizzo di fonti di energia alternative ai combustibili fossili, le cosiddette *fonti rinnovabili*, insieme ad una politica di risparmio energetico che coinvolga i consumi domestici, la mobilità, la richiesta di energia da parte di attività industriali, commerciali e pubbliche, vanno nella direzione di uno sviluppo sostenibile e di un utilizzo più equo della risorsa.

1.2 Produzione di energia elettrica in Regione Veneto

Produrre energia elettrica significa trasformare l'energia ottenuta da fonti primarie in elettricità. La trasformazione avviene nelle grandi centrali elettriche che, con riferimento agli impianti presenti nel Veneto, si possono distinguere sulla base del processo di conversione in:

- centrali termoelettriche: la produzione di energia elettrica deriva dalla preventiva conversione in energia meccanica dell'energia termica (ciclo termico), generalmente derivante da un processo di combustione di carbone, olio combustibile, gas, biomasse-rifiuti;
- centrali idroelettriche: la produzione di energia elettrica è realizzata a partire dall'energia meccanica che si ottiene sfruttando una massa d'acqua in movimento o avente un'elevata energia potenziale gravitazionale;



- centraline fotovoltaiche: l'energia solare è trasformata direttamente in energia elettrica sfruttando il comportamento di particolari materiali semiconduttori (silicio).

La produzione lorda di energia elettrica¹ nella Regione Veneto nel 2003, dovuta ad un parco di 293 impianti, è risultata pari a 27.756,4 GWh, dei quali 24.782,2 GWh sono di provenienza termoelettrica e rappresentano l'89,3% della produzione lorda totale, mentre 2.969,2 GWh sono di provenienza idroelettrica, pari al 10,7% della produzione lorda, .

I 293 impianti sono così suddivisi:

- **176 impianti** idroelettrici dei quali:

- I. 151 impianti di produttori con 1067,3 MW di potenza efficiente lorda² e una produzione lorda di 2925,0 GWh;
- II. 25 impianti di autoproduttori³ con 11,5 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda pari a 44,2 GWh

- **116 impianti termoelettrici**, dei quali:

- I. 50 impianti di produttori con 5.284,1 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda di 23.411,5 GWh
- II. 66 impianti di autoproduttori con 302,7 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda di 1.375,7 GWh.

La quota di energia termoelettrica comprende anche una piccola parte di energia generata da fonti alternative, quali biomasse e rifiuti, valutata in 334,4 GWh, per l'1,2% della produzione totale lorda.

Il contributo complessivo delle fonti rinnovabili alla produzione elettrica, sempre dati GRTN, dovuto a impianti idroelettrici di piccola e media taglia e agli impianti di produzione da biomasse-rifiuti, è di 3.271,7 GWh e rappresenta l'11,8% della produzione lorda.

¹ *Produzione lorda di energia elettrica di un insieme di impianti*: somma delle quantità di energia elettrica prodotte misurate ai morsetti dei generatori elettrici

² *Potenza efficiente* di un impianto di generazione: massima potenza elettrica possibile per la durata uguale o superiore a 4 ore per la produzione esclusiva di potenza attiva, nell'ipotesi che tutte le parti dell'impianto siano in efficienza e in condizioni ottimali. La potenza è definita *lorda* se viene misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto, o *netta* se misurata all'uscita, ovvero detratte la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite dei trasformatori della centrale.

³ *Autoproduttore*: ai sensi del D.Lgs. n. 79/99, art. 2, comma 2, si definisce tale la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8 della L. n. 1643 del 6/12/1962.

Per la suddivisione della produzione di energia per Provincia e per tipologia di processo di conversione si hanno a disposizione i dati del 2002 (tabella 1.1).

Tab. 1.1. *Produzione lorda per provincia. Anno 2002. Fonte: Piano Energetico Regione Veneto*

Provincia	Termica [GWh]	Idrica [GWh]	Totale [GWh]	% sul totale
VENEZIA	13.815,3	-	13815,3	43
ROVIGO	12.687,0	-	12687,0	40
BELLUNO	228,5	2.148,7	2.377,2	7
VERONA	529,2	640,6	1169,8	4
TREVISO	117,2	742,0	859,2	3
VICENZA	197,8	363,1	561,9	2
PADOVA	277,0	27,7	304,7	1
TOTALE	27.852,0	3.922,1	31.774,1	100

La produzione lorda di energia elettrica è calata nel periodo 1998-2003: si è passati da una produzione di 33.632 GWh nel 1998 a 27.756 GWh nel 2003. Tale riduzione risente di diversi fattori:

- per quanto riguarda le centrali idroelettriche, queste risentono molto della piovosità annuale, ma buona parte della riduzione della produzione lorda è dovuta anche all'inghiainamento dei serbatoi bacini e le intervenute disposizioni di legge in materia di deflussi minimi vitali dei fiumi;
- nella gestione degli impianti termoelettrici, oltre alle problematiche di gestione legate ai guasti, alle manutenzioni ordinarie e straordinarie, grande peso sta acquisendo sempre di più il costo delle fonte primarie (combustibili). Inoltre, la riduzione è dovuta al parziale fuori servizio della centrale di Porto Tolle che ora funziona solo come riserva attiva;
- gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili, escluso gli idroelettrici dei quali si è già detto, fanno ancora fatica a decollare, tanto più che nel 2002 il contributo alla copertura dei consumi energetici complessivi risultava intorno al 9%, e di questa percentuale il 5,6% era prodotto da impianti idroelettrici, il 2,7% da legna e biomasse e lo 0,7% attraverso la geotermia.

In termini di tonnellate equivalenti di petrolio fornite da fonti rinnovabili nell'anno 2002 l'idroelettrica ha contribuito con 863 ktep; in merito alle biomasse, principalmente legnose, e alla geotermia, studi ENEA indicano un contributo della legna da ardere di 458 ktep (dati ISTAT danno un valore di 19,5 ktep) e della risorsa geotermica ca. 116,2 ktep.

Per quanto riguarda i rifiuti, si considera un contributo di 45 ktep tra termovalorizzazione di rifiuti urbani e speciali (42 ktep deriva dai soli rifiuti urbani), mentre 60 ktep derivano dalla combustione di residui della lavorazione del legno (251.000 t)



1.3 Produzione di energia elettrica in provincia di Treviso

Da dati presenti sul Piano Energetico Regionale e forniti dagli uffici UTF, nel 2003 nel territorio provinciale risultavano presenti 15 impianti idroelettrici della potenza installata di circa 9,3 MW e 129 impianti termoelettrici, per una potenza installata di circa 56 MW, dei quali 9 alimentati a biogas (potenza installata circa 6,6 MW) e 1 a biomasse (potenza installata circa 0,9 MW).

L'analisi mostrerebbe un numero di impianti superiori rispetto a quelli censiti dal GRTN, forse per la mancata rilevazione da parte di quest'ultimo di una parte delle realtà operanti in regime di produzione per autoconsumo totale. Per avere dati maggiormente significativi e prossimi alla realtà sarebbe necessario avere all'interno del sistema informativo regionale un catasto delle centrali che producono energia, le quali forniscano con cadenza ad esempio annuale i dati relativi alla produzioni lorde, ai consumi di energia, ecc.

Trasporto di energia in Provincia di Treviso

Le reti di trasporto dell'energia sono costituite dagli elettrodotti e dai gasdotti, adibiti rispettivamente al trasporto dell'energia elettrica e del gas. Per quanto riguarda gli elettrodotti, la figura 1.1 mostra il catasto georeferenziato delle principali linee elettriche di alta tensione presenti nella provincia di Treviso.

In provincia di Treviso sono presenti 890 Km di linee elettriche ad alta tensione, pari al 16% della copertura regionale.

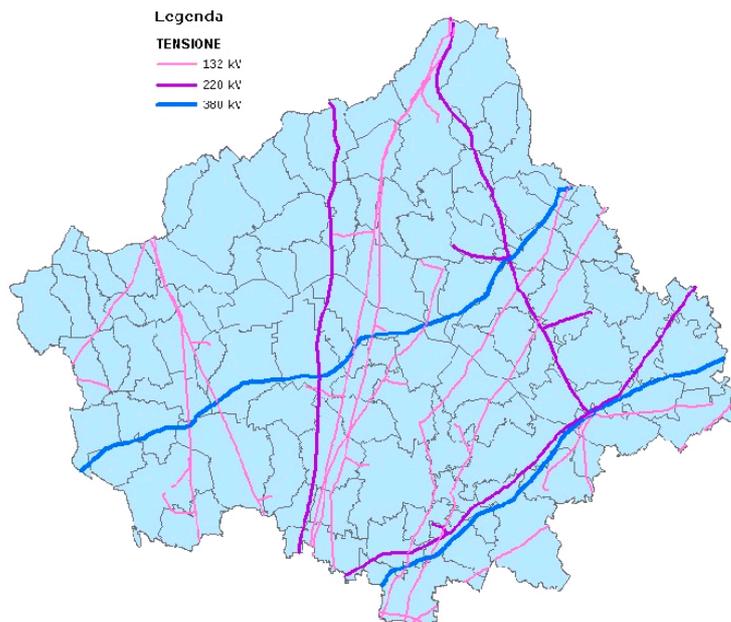


Figura 1.1 - Catasto georeferenziato delle linee elettriche ad alta tensione in provincia di Treviso

Per quanto riguarda la rete di trasporto del gas, il principale gestore è Snam Rete Gas. Ulteriori distributori di gas metano in provincia sono la società Ascopiave e il consorzio Bim Piave. La rete della provincia di Treviso è rappresentata in figura 1.2.

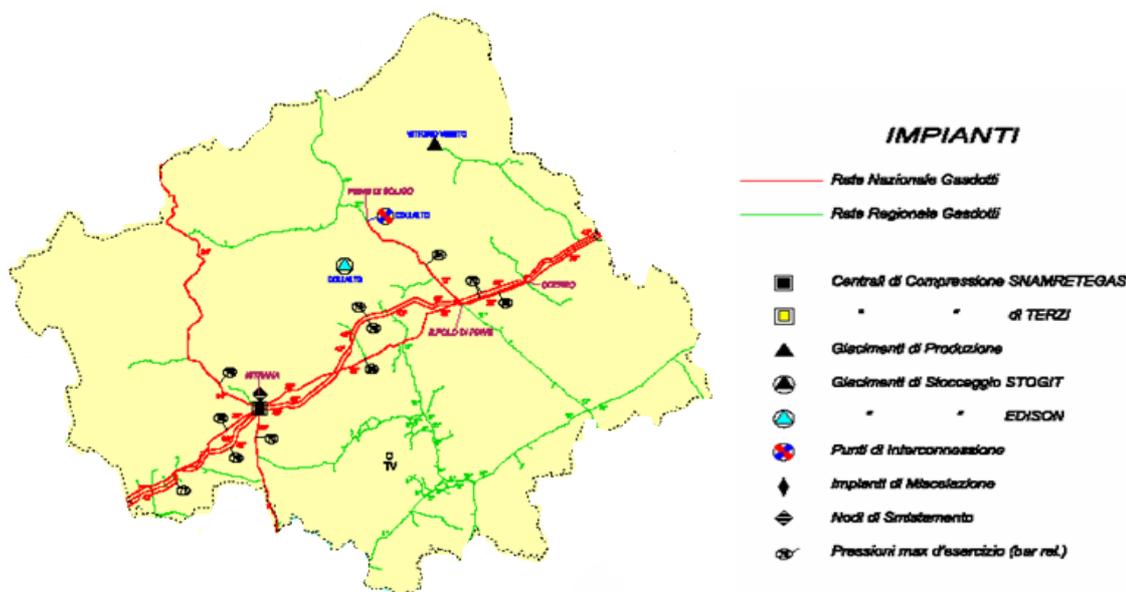


Figura 1.2 –Rete di trasporto del gas della provincia di Treviso

1.4 Consumi di energia a livello nazionale

La modesta crescita dell'economia italiana ha portato nel 2004 ad un innalzamento della domanda complessiva di energia primaria del 0,8% rispetto al 2003, pari a 195,5 Mtep (ENEA – Rapporto Energia e Ambiente 2005)

Il fabbisogno primario per fonti evidenzia un'ulteriore riduzione dei consumi di petrolio e dei prodotti petroliferi, pari al 3,1% e, in contemporanea, l'aumento dei consumi di carbone (+11,6%) e gas naturale (+3,7%). Quest'ultimo costituisce il 34% dei consumi di energia primaria, principalmente per la sostituzione che si sta attuando delle centrali termoelettriche ad olio combustibile con centrali a turbo gas con efficienze maggiori.

Va sottolineato che l'utilizzo del carbone si scontra con le Politiche di riduzione delle emissioni di CO₂ imposte dal Protocollo di Kyoto al nostro Paese.

Nel 2004 la richiesta totale di energia elettrica ha raggiunto 325,4 TWh, incrementando dell'1,5% i consumi del 2003, percentuale inferiore a quanto registrato negli anni precedenti. Ciò è dipeso dal rallentamento della crescita dei consumi nel settore terziario e nell'industria e dalla minore domanda nel periodo estivo rispetto al 2003.



Nonostante il calo dei consumi, il petrolio rimane ancora al primo posto come fonte di energia (45%), seguito dal gas (34%), da combustibili solidi (8,7%) e fonti rinnovabili (7,2%).

Il ruolo dominante tra le fonti rinnovabili è giocato dall'energia idroelettrica, che contribuisce per il 75% della fornitura di energia elettrica. Il contributo energetico da biomassa si attesta sul 10% della domanda di energia e quello dei biocombustibili risulta inferiore all'1% della domanda nel settore dei trasporti. Per quanto riguarda eolico e solare il contributo alla domanda di energia si attesta al 3%, molto al di sotto della media europea, considerando le grandi potenzialità del nostro Paese sia in termini di ventosità che di irraggiamento solare.

Tab. 1.2. *Fabbisogno di energia primaria (MTep). Fonte: ENEA*

	2002	2003	2004
Combustibili solidi	14,2	15,3	17,1
Gas naturale	58,1	64,1	66,5
Prodotti petroliferi	92,0	90,8	88,0
Fonti rinnovabili	12,6	13,0	15,2
Importazioni nette elettricità	11,1	11,2	10,0
TOTALE	188,1	194,4	196,8

Indicatori regionali di efficienza energetica

Nella tabella 1.3 sono riportate, per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al PIL, le quali differiscono in modo significativo tra le varie Regioni e rispetto alla media nazionale, ed i consumi pro capite.

Nel 2003, in Italia, l'intensità energetica finale del PIL è aumentata del 5,4% rispetto all'anno precedente, mentre l'intensità elettrica, nel 2003, è aumentata del 2,8%.

Gli indicatori generali come quelli riportati sono testimoni di consumi energetici più o meno forti in rapporto ai valori aggiunti regionali, ovvero mostrano la pressione energetica e quindi ambientale esistente sul territorio; tuttavia, stime più puntuali potrebbero essere ottenute riferendo queste valutazioni a settori di attività molto disaggregati.

Relativamente ai consumi finali pro capite di energia, nel 2003, in Italia si è avuto un consumo pari a 2,3 tep/ab. Questo valore è stato ampiamente superato nelle Regioni settentrionali, in particolare in Valle d'Aosta, dove il consumo pro capite è stato di 4,2 tep/ab., il valore più alto in Italia. Le Regioni con consumo medio pro capite più basso sono state la Calabria (1,0 tep/ab.) e la Campania (1,1 tep/ab.).

Il consumo pro capite di energia elettrica, nel 2003, in Italia è stato pari a 5,2 MWh/ab., il 3,2% in più rispetto al 2002; anche in questo caso, è nelle Regioni del Nord che si sono avuti consumi unitari maggiori di quello medio nazionale: si va dai 7,9 MWh/ab. del Friuli Venezia Giulia ai 6,2 MWh/ab. del Trentino A. Adige e del Piemonte; in Liguria invece il consumo pro capite è stato tra i più bassi (4,1 MWh/ab.); l'incremento annuo più consistente si è avuto in Valle d'Aosta, dove ogni abitante ha consumato mediamente il 4,6% in più rispetto all'anno precedente.

Il Veneto si è posizionato tra le Regioni del nord con minor consumo pro capite di energia sia in termini di tep/ab che di MWh/ab, anche se i valori risultano essere comunque superiori alla media nazionale.

Tabella 1.3. Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 2003

Regioni	Intensità energetica finale del PIL (tep/M euro95)	Intensità elettrica del PIL (MWh/M euro95)	Consumi pro capite di energia tep/ab	Consumi pro capite di energia elettrica (MWh/ab)
Piemonte	140,3	300,6	2,9	6,2
Valle D'Aosta	177,4	328,3	4,2	7,7
Lombardia	121,4	301,4	2,7	6,8
Trentino A. A.	108,1	267,1	2,5	6,2
Veneto	128,1	311,8	2,6	6,3
Friuli V. Giulia	153,8	381,6	3,2	7,9
Liguria	104,4	205,6	2,1	4,1
Emilia Romagna	150,1	282,0	3,4	6,3
Toscana	125,3	289,4	2,5	5,7
Umbria	159,0	383,3	2,7	6,5
Marche	117,3	265,4	2,1	4,7
Lazio	99,7	201,9	2,0	4,1
Abruzzo	144,7	331,6	2,2	5,1
Molise	127,9	311,4	1,8	4,5
Campania	95,8	234,7	1,1	2,8
Puglia	179,8	336,7	2,2	4,1
Basilicata	124,3	341,1	1,6	4,4
Calabria	87,5	215,2	1,0	2,5
Sicilia	111,7	294,7	1,4	3,7
Sardegna	163,0	510,5	2,2	7,0
Italia*	125,8	288,4	2,3	5,2

* contiene il PIL extra-regione Fonte: elaborazione ENEA da dati di origine diversa

1.5 Consumi di energia nella Regione Veneto (Fonte Proposta di Piano Energetico Regione Veneto)

Con la L.R. n. 25 del 27 dicembre 2000 la Regione Veneto ha indicato le norme per la pianificazione energetica regionale, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

Per fare questo, la legge rimanda alla predisposizione, da parte della stessa Regione, del Piano Energetico Regionale (PER) , che ha lo scopo di promuovere:

- a) l'uso razionale dell'energia;
- b) il contenimento del consumo energetico;
- c) la riduzione dei gas serra mediante la valorizzazione e l'incentivazione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.



Nel rispetto, inoltre, delle previsioni contenute nell'articolo 5 della legge n. 10/1991, il PER deve definire le linee di indirizzo e di coordinamento della programmazione provinciale in materia di promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico.

Da dati estrapolati dal Piano Energetico Regionale riferiti al 2002, anno di riferimento per il quale i dati relativi alle diverse fonti sono più completi, i consumi interni lordi di gas naturale sono stati pari a 7.280,2 milioni di gas naturale, pari a 6.006 ktep.

Le vendite sul territorio regionale di prodotti petroliferi risultano pari a 1,30 milioni di tonnellate di benzina, 2,26 milioni di tonnellate di gasolio, 188.490 tonnellate di olio combustibile, 242.566 tonnellate di GPL, per complessive 4.088 ktep, cui si aggiungono le circa 2.460 ktep consumate dalla centrale di Porto Tolle nell'anno considerato.

Il consumo interno lordo accertato per il 2002 è stato di 15.140 ktep, arrivando a 15.400 ktep, se si considerano anche gli usi finali di combustibili solidi ed impieghi energetici dei rifiuti speciali.

In tabella 1.4 sono riportati i consumi interni lordi delle principali fonti primarie.

Tab. 1.4. Consumo interno lordo in ktep per fonte primaria della Regione Veneto (ktep).

Fonte primaria	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Combustibili gassosi	5.882,8	5.982,3	5.954,4	5.872,7	6.006,2	6.309,9
di cui: - conv. energetiche	1.215,1	1.301,2	1.286,8	1.192,2	1.525,9	1.618,5
- usi finali	4.667,7	4.681,1	4.667,7	4.680,5	4.480,2	4.691,4
Prodotti petroliferi	4.862,9	7.640,3	6.962,0	6.737,0	6.544,2	5.652,5
di cui: - conv. energetiche	n.d.	2.958,9	2.741,7	2.544,3	2.456,6	1.469,6
- usi finali	4.862,9	4.681,5	4.220,2	4.192,7	4.087,6	4.182,9
Solidi	1.033,4	1.103,6	1.731,9	1.581,7	1.611,0	1.814,8
di cui: - conv. energetiche	1.033,4	1.103,6	1.522,3	1.581,7	1.611,0	1.814,8
- usi finali	n.d.	n.d.	209,6	n.d.	n.d.	n.d.
Rinnovabili	1.008,1	1.097,3	1.026,5	1.074,3	998,6	787,2
di cui: - idroelettrico	891,9	942,7	877,1	915,7	862,9	653,2
- biomassa legnosa	n.d.	38,4	33,2	42,4	19,5	17,8
- geotermico ⁽¹⁾	116,2	116,2	116,2	116,2	116,2	116,2
Rifiuti (termovalorizzatori)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	45,0	67,2
di cui: - urbani	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	42,3	59,5
- speciali	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,7	7,7
Energia elettrica importata	-1.155,9	-557,9	-238,3	91,3	-16,1	995,7
TOTALE	11.631,3	15.265,6	15.436,5	15.357,0	15.143,9	15.560,2

Fonte: Piano Energetico Regione Veneto

(1) Valore stimato per il 1999 e riportato per gli altri anni

Fino al 2002 si è registrato un generale avanzo di produzione rispetto alla domanda regionale, a parte il dato quasi a pareggio del 2001; nel 2003, invece, si è registrato un deciso cambiamento di tendenza, che ha fatto sì che la Regione Veneto abbia dovuto importare energia per 995,7 ktep.

I consumi di gas metano

I dati disponibili riguardano i consumi interni lordi di gas naturale e corrispondono ai quantitativi trasportati da Snam Rete Gas, distinguendo tra quattro tipologie di utenze: riconsegne a rete cittadina, industria, autotrazione e termoelettrico, le cui definizioni sono date di seguito:

- riconsegne a rete cittadina: aggregato dei volumi riconsegnati/previsti ai punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione cittadina dei comuni direttamente allacciati alla rete SRG e dei comuni serviti in estensione da essi;
- industria: aggregato dei volumi riconsegnati/previsti ai punti di riconsegna di utenze industriali e utenze del settore agricoltura e pesca direttamente allacciate alla rete SRG;
- autotrazione: aggregato dei volumi riconsegnati/previsti agli impianti di vendita al dettaglio di metano per autotrazione direttamente allacciati alla rete SRG;
- termoelettrico: aggregato dei volumi riconsegnati/previsti alle centrali termoelettriche direttamente allacciate alla rete SRG.

In tabella 1.5 si riportano i consumi lordi regionali nel periodo 1998-2003 disaggregati rispetto alle quattro tipologie di impiego descritte.

Tab. 1.5. Consumo interno ordo gas naturale nella Regione Veneto (1998-2003) – Milioni di Sm³

Impiego	1998	1999	2000	2001	2002	2003
AUTOTRAZIONE	49,0	49,1	52,9	55,5	52,7	49,8
RETI CITTADINE <i>consuntivo</i> <i>normalizzato</i>	3.616,7 (3.640,9)	3.838,3 (3.845,0)	3.783,3 (3.932,8)	3.907,1 (4.000,6)	3.857,5 (3.975,2)	4.164,7 (4.053,9)
INDUSTRIA	1.992,0	1.786,8	1.866,7	1.710,6	1.520,4	1.472,1
TERMOELETRICO	1.472,9	1.577,2	1.559,7	1.445,1	1.849,6	1.961,8
TOTALE <i>consuntivo</i> <i>normalizzato</i>	7.130,7 (7.154,9)	7.251,3 (7.258,1)	7.217,5 (7.412,0)	7.118,4 (7.211,9)	7.280,2 (7.397,9)	7.648,4 (7.537,7)

Fonte: Snam Rete Gas, estratto da Piano Energetico Regione Veneto

I consumi totali nel 2002 e nel 2003 risultano in crescita dopo la flessione registrata negli anni 2000 (per questioni climatiche) e 2001, registrando un incremento rispetto all'anno precedente di un +2,3% nel 2002 e un 5,1% nel 2003. Al netto degli effetti del clima gli incrementi risultano più omogenei con un +2,6% nel 2002 e un +1,9% nel 2003.

Si può ancora notare:

- una tendenza in riduzione per gli usi per autotrazione, dopo il massimo del 2001, calati di un 6% medio annuo in due anni (2002 e 2003);
- una sostanziale stabilità degli impieghi nelle reti cittadine (normalizzando il dato rispetto al clima);
- una rilevante riduzione degli usi industriali, calati del 7% medio annuo in tre anni dopo l'ultimo massimo del 2000;



- una notevole crescita tendenziale negli anni 2002 e 2003 dei consumi del settore termoelettrico, con un +17,5% medio annuo.

Prendendo in considerazione l'anno 2003 e considerando i valori normalizzati rispetto al clima, tenendo conto delle approssimazioni, il 36% dei consumi è attribuibile alla provincia di Venezia, il 16% a Verona, il 15% a Vicenza, il 12% a Padova, l'11% a Treviso, il 9% a Rovigo e infine Belluno con il 2%.

Nelle province di Padova, Treviso, Verona e Vicenza l'impiego prevalente è quello relativo alle reti urbane, mentre a Rovigo e Venezia prevale l'uso termoelettriche (uniche province che utilizzano gas naturale in centrali termoelettriche).

I derivati dal petrolio

I dati relativi ai combustibili derivati dal petrolio hanno come fonte i Bollettini Petroliferi Trimestrali del Ministero delle Attività Produttive e riguardano le vendite effettuate in ciascuna provincia. I dati a disposizione sono suddivisi in funzione del territorio nel quale avviene la vendita dei combustibili, pertanto sono da ritenersi approssimativi del reale consumo di tale materia in ciascuna provincia. Tale approssimazione si può ritenere accettabile per quanto riguarda i combustibili per autotrazione, nel caso Veneto si ha una notevole sottostima per quanto riguarda i consumi per uso termoelettrico, dal momento che l'olio combustibile impiegato dalla centrale termoelettrica di Porto Tolle risulta venduto fuori regione.

Facendo riferimento al consumo di benzina, gasolio, olio combustibile e GPL e tenendo conto dell'uso per autotrazione (benzina, gasolio e GPL), il riscaldamento (gasolio e GPL), e gli usi agricoli (gasolio), il consumo interno lordo riferito al 2003 è stato di 4,05 milioni di tonnellate di prodotti, escludendo i lubrificanti, pari a 4,182,9 ktep.

In tabella 1.6 sono riportate le vendite regionali di combustibili in termini energetici dal 1998 al 2003.

Tab. 1.6. Vendite regionali di combustibili nel periodo 1998-2003 in valori energetici (tep). Fonte: Bollettini Petroliferi trimestrali Ministero Attività Produttive - all'interno del Piano Energetico Regione Veneto

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Benzina: autotrazione SP	253.616	263.758	1.092.915	1.184.483	1.365.756	1.333.461
autotrazione P	1.391.301	1.345.768	415.938	259.929	0	0
TOTALE	1.644.917	1.609.526	1.508.852	1.444.412	1.365.756	1.333.461
Gasolio: autotrazione	1.614.981	1.741.061	1.750.585	1.847.669	1.920.564	2.011.637
riscaldamento	307.092	322.659	327.627	304.119	227.031	280.201
agricolo	171.082	189.428	177.521	112.751	122.711	146.059
TOTALE	2.093.155	2.253.148	2.255.733	2.264.539	2.270.306	2.437.897
Olio combustibile TOTALE	836.880	534.522	184.898	200.366	184.720	154.384
GPL autotrazione	96.336	92.748	94.014	86.366	76.350	72.450
altro	191.596	191.522	176.746	195.045	190.473	184.729
TOTALE	287.932	284.270	270.760	283.412	266.823	257.179
TOTALE	4.862.884	4.681.467	4.220.242	4.192.728	4.087.605	4.182.921

Legenda: SP: senza piombo
P: con piombo

Con riferimento al 2003, si rileva che il 32% dei consumi + dovuto alla benzina per autotrazione, il 58% al gasolio (di cui l'83% per autotrazione, l'11% per riscaldamento e il 6% per uso agricoli), il 4% all'olio combustibile (esclusi i grandi impianti termoelettrici) e il restante 6% al GPL (di cui il 28% per autotrazione e il restante 72% per altri usi).

Osservando l'andamento temporale delle vendite dei diversi combustibili si può sottolineare:

- una tendenza in riduzione delle vendite di benzina, in calo di un 4,7% medio annuo;
- una lieve crescita delle vendite di gasolio (+2,1 % medio annuo) in quattro anni ma un forte aumento nel 2003 (+7,4%);
- una leggera riduzione delle vendite di GPL (-2,7% medio annuo);
- una rilevante riduzione delle vendite di olio combustibile, con un -20,4% medio annuo.

Se si va a vedere la ripartizione delle vendite su base provinciale (tabella 1.7), con riferimento in particolar modo all'anno 2003, si rileva che in tutte le province è il gasolio la principale fonte venduta, soprattutto, nell'ordine, nelle province di Venezia, Padova, Treviso e Verona. Tutte le province venete, ad eccezione di Belluno e Rovigo, registrano valori molto simili per le vendite di benzina; per quanto riguarda l'olio combustibile, maggiori vendite si sono registrate a Venezia e a seguire a Treviso e Verono. Il GPL ha registrato vendite abbastanza uniformi in tutte le province ad eccezione di Rovigo e Belluno le quali, in generale, non presentano elevati consumi dei combustibili in esame.

Tab. 1.7. Ripartizione delle vendite delle fonti energetiche derivate dal petrolio su base provinciale (tep) – anno 2003.

Combustibile	BELLUNO	PADOVA	ROVIGO	TREVISO	VENEZIA	VERONA	VICENZA
Benzina	64.454	246.972	65.780	220.238	245.274	260.787	229.956
Gasolio	112.689	468.928	93.815	436.048	571.148	400.276	354.995
Olio combustibile	4.040	11.378	1.129	29.822	63.146	25.900	18.969
GPL	12.420	52.492	16.614	41.573	37.050	50.898	46.131

Fonte: Bollettini Petroliferi trimestrali Ministero Attività Produttive - all'interno del Piano Energetico Regione Veneto

Dai dati relativi all'andamento temporale delle vendite nel periodo 1998-2003 (tabella 1.8) si rileva un andamento leggermente decrescente per Treviso e Vicenza, un andamento pressoché costante per Belluno, Padova, Verona e Rovigo e una situazione particolare per Venezia, che dopo un notevole calo negli anni 2000-2002 ha registrato un nuovo importante incremento nel 2003.

Tab. 1.8. Andamento delle vendite provinciali dei derivati del petrolio (1998-2003).

Provincia	1998	1999	2000	2001	2002	2003
BELLUNO	201.428	215.220	204.267	197.146	203.903	193.602
PADOVA	761.614	786.479	756.790	727.923	777.783	779.769
ROVIGO	168.813	180.849	185.355	226.162	223.391	177.338
TREVISO	828.914	842.904	821.412	799.434	778.106	727.681
VENEZIA	1.310.458	1.007.061	663.551	664.002	659.605	916.618
VERONA	723.982	735.177	705.240	710.733	685.920	737.862
VICENZA	867.675	913.778	883.627	867.328	758.899	650.051

Fonte: Bollettini Petroliferi trimestrali Ministero Attività Produttive - all'interno del Piano Energetico Regione Veneto



1.6 Consumi di energia in Provincia di Treviso

Il consumo di energia elettrica in provincia di Treviso è cresciuto negli anni molto rapidamente. Dal 1978 al 1999 la crescita è stata del 344% ed il settore industriale continua ad essere il principale utilizzatore di questa fonte (60%); solo il settore agricolo ha ormai assunto un ruolo marginale nel consumo di energia elettrica a causa del ridimensionamento dell'intero comparto produttivo.

Nella tabella 1.9 sono riportati i dati dal 2001 al 2004 relativi ai consumi di energia per ciascun settore, mentre nel grafico 1.1 sono messi in evidenza i consumi in percentuale per ciascun macrosettore rispetto al consumo di energia elettrica complessivo.

Tab. 1.9. Consumi di energia elettrica per settore (2001-2004) in provincia di Treviso

Tipi Attività	Anno 2001 mln kWh	Anno 2002 mln kWh	Anno 2003 mln kWh	Anno 2004 Mln kWh
AGRICOLTURA	109,3	115,9	115,1	116,2
INDUSTRIA	2.475,0	2.613,6	2.668,6	2.712,8
Manifatturiera di base	607,7	691,7	743,2	752,5
Manifatturiera non di base	1.799,40	1.823,1	1.818,1	1.849,9
Costruzioni	32,8	45,3	46,2	48,6
Energia ed acqua	35,1	53,5	61,1	61,8
TERZIARIO	770,0	800,4	862,7	900,6
Servizi vendibili	593,6	611,3	658,1	686,3
Servizi non vendibili	176,3	189,1	204,6	214,3
DOMESTICO	827,7	853,3	882,6	925,1
TOTALE	4.182,10	4.383,2	4.529,0	4.654,8

Fonte: GRTN, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

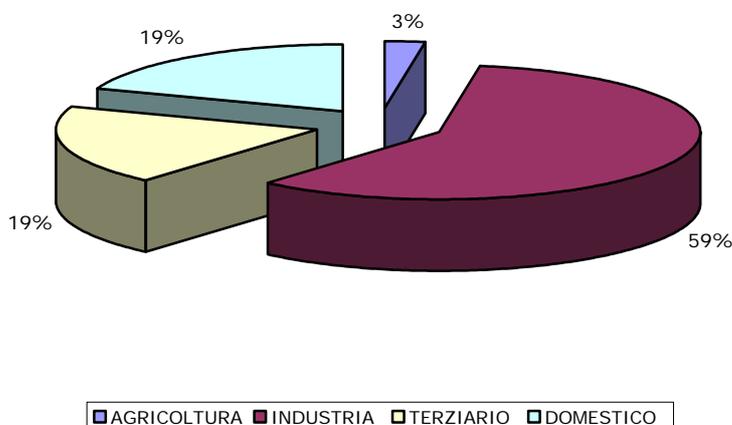


Grafico 1.1 - Percentuali consumo energia elettrica in provincia di Treviso nel 2004 per macrosettori settori di attività

Per quanto riguarda l'anno 2004 si nota ancora un aumento del consumo energetico nel complesso, in particolar modo nel settore terziario, nell'industria e in ripresa anche nell'agricoltura.

Il consumo di energia elettrica pro capite rilevato in provincia di Treviso nel 2003 è risultato maggiore rispetto alla media nazionale, con 5.605 kWh pro capite in provincia rispetto alla media nazionale di 5.076 kWh.

Nel 2004 la Provincia di Treviso ha consumato in totale 4.654,8 GWh, così suddivisi: 58% per il settore dell'industria, il 19% per il terziario, il 20% per gli usi domestici e il 3% per il settore dell'agricoltura.

Nel grafico 1.2 vengono presentati i consumi di energia elettrica registrati nella provincia di Treviso dal 1997 al 2005, divisi per tipologia (agricoltura, industria, terziario, domestico). Dal grafico si conferma un trend di consumo crescente, in particolare nel settore dell'industria, fino al 2005, anno in cui si è registrata in questo settore una diminuzione dei consumi, con valori prossimi a quelli del 2001.

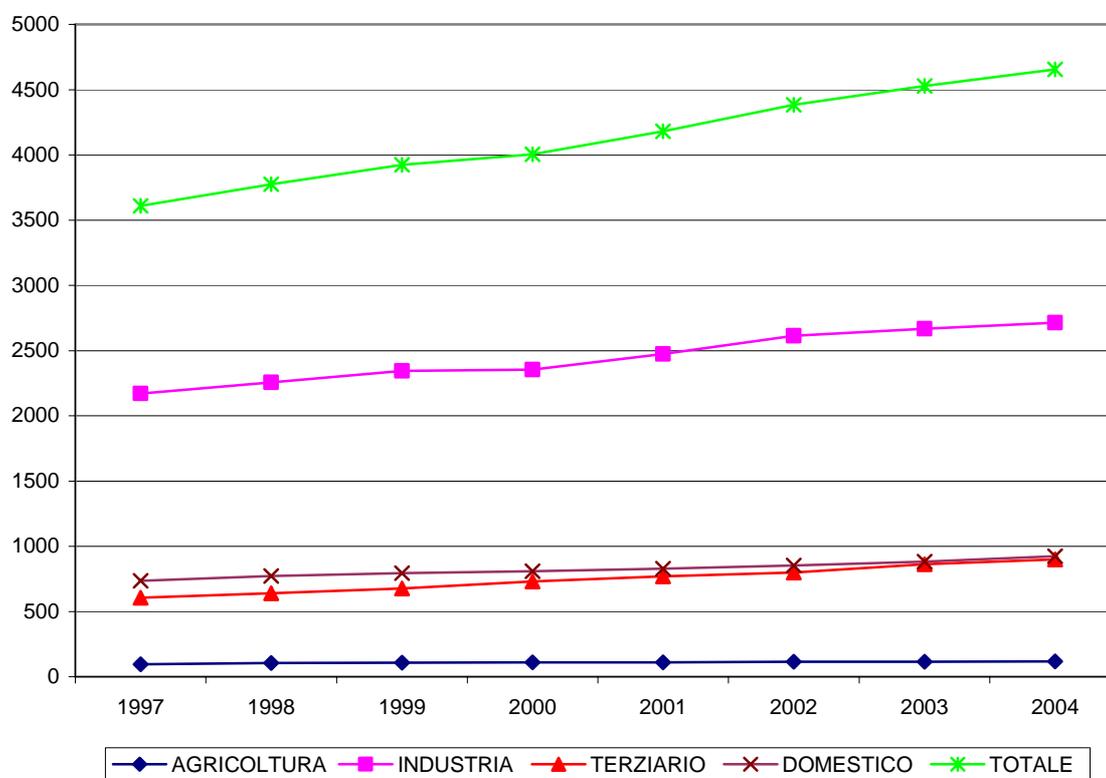


Grafico 1.2 – Consumi di energia elettrica in provincia di Treviso dal 1997 al 2005



I derivati dal petrolio

Per quanto riguarda il consumo di prodotti derivati dal petrolio, sono disponibili per la Provincia di Treviso i dati espressi in tonnellate per benzina, gasolio, olio combustibile e lubrificanti (tab. 9).

Tab. 1.9. Consumi di benzina, gasolio, olio combustibile, GPL e lubrificanti anni 2002-2004.

	2002	2003	2004
Benzina	214.643	209.750	200.002
Gasolio: autotrazione	374.099	335.097	394.350
riscaldamento	65.744	54.425	71.913
agricolo	22.389	17.976	16.855
TOTALE	462.232	407.498	483.118
Olio combustibile	42.531	30.431	43.031
GPL	35.976	37.794	35.481
Lubrificanti	12.147	11.801	9.619

Fonte: Ministero Attività Produttive, tratto da "Rapporto Stato Ambiente 2006 della Provincia di Treviso"

Si registra in calo del 6,7 % del consumo di benzina nell'anno 2004 rispetto al 2002, mentre nello stesso periodo il gasolio per autotrazione ha visto incrementare i propri consumi del 6,5%.

I consumi di gas metano

Il consumo di gas metano si sta incrementando notevolmente negli ultimi anni, nel settore civile e terziario, nell'autotrazione e nell'industria.

In tabella 1.10 sono riportati i consumi di metano nei singoli Comuni della Provincia di Treviso, con riferimento al periodo temporale 2000-2005, in Milioni di Sm³.

Tab. 1.10. Consumi gas metano in Provincia di Treviso suddivisi per Comune

COMUNE	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALTIVOLE	17,4	17,3	18,4	21,0	22,5	26,6
BREDA DI PIAVE	5,6	7,5	8,1	8,8	8,8	11,2
CARBONERA	66,9	71,6	70,1	74,6	71,2	50,9
CASALE SUL SILE	11,7	9,1	9,2	10,0	10,1	11,0
CASIER	37,6	38,8	37,6	40,1	40,6	40,6
CASTELFRANCO VENETO	53,7	55,5	53,8	56,0	60,2	65,9
CHIARANO	10,9	10,5	10,7	11,2	7,9	4,2
CISON DI VALMARINO	9,4	10,0	10,2	11,0	11,4	11,0
COLLE UMBERTO	4,7	5,3	5,3	6,3	7,6	8,6
CONEGLIANO	0,9	0,6	0,7	0,7	0,7	1,9
CORDIGNANO	5,8	6,6	6,8	7,7	8,8	9,5
FARRA DI SOLIGO	3,5	3,7	4,0	4,3	4,8	4,7
FONTANELLE	5,8	7,5	6,2	3,7	4,0	5,1

COMUNE	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GAIARINE	19,4	20,7	20,5	23,0	24,1	25,9
GIAVERA DEL MONTELLO	9,1	9,5	10,0	10,8	11,6	13,0
GODEGA DI SANT'URBANO	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2
ISTRANA	5,4	5,7	5,3	4,8	5,7	6,6
MARENO DI PIAVE	11,8	11,3	10,3	10,1	10,6	10,9
MASERADA SUL PIAVE	10,8	11,4	10,5	14,5	16,2	16,2
MOGLIANO VENETO	17,4	18,2	17,4	19,4	20,7	21,8
MONASTIER DI TREVISO	10,8	10,4	10,4	10,9	11,3	12,2
MONTEBELLUNA	15,0	15,6	15,3	17,1	18,1	19,0
MOTTA DI LIVENZA	8,0	8,8	9,0	10,5	11,2	11,8
NERVESA DELLA BATTAGLIA	2,5	2,4	3,3	4,2	4,5	4,0
ODERZO	17,0	17,9	18,3	21,9	25,5	25,6
ORMELLE	8,5	9,1	9,3	6,8	4,4	4,4
ORSAGO	5,2	5,1	5,2	5,4	5,1	4,6
PAESE	10,4	10,5	10,8	13,4	13,6	13,7
PIEVE DI SOLIGO	10,0	10,6	10,2	11,6	12,1	13,5
PONTE DI PIAVE	6,5	7,0	6,9	7,2	7,8	8,6
PORTOBUFFOLE'	1,4	1,5	1,6	2,1	2,3	2,2
QUINTO DI TREVISO	14,9	14,8	14,4	13,6	11,4	10,8
REFRONTOLO	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
RESANA	11,4	12,0	11,5	11,8	10,3	11,2
RONCADE	11,3	12,3	12,0	13,0	12,8	13,5
SALGAREDA	3,8	3,9	4,1	4,4	4,6	4,9
SAN FIOR	28,9	32,5	32,5	35,9	36,4	37,9
SAN POLO DI PIAVE	50,9	52,3	50,0	47,2	53,1	53,4
SAN VENDEMIANO	-	-	1,7	6,1	6,9	7,1
SANTA LUCIA DI PIAVE	10,4	10,6	10,9	12,2	12,0	11,4
SERNAGLIA DELLA BATTAGLIA	5,6	5,7	5,3	6,0	6,8	8,3
SILEA	12,2	12,6	12,4	13,7	14,6	14,1
SPRESIANO	17,5	17,0	17,5	18,7	20,1	19,6
SUSEGANA	24,8	22,2	18,8	20,4	21,6	22,4
TREVIGNANO	3,9	5,4	5,4	5,3	5,9	6,2
TREVISO	39,7	39,8	42,6	67,9	72,2	74,5
VALDOBBIADENE	14,8	13,9	13,1	14,9	15,9	17,0
VEDELAGO	8,4	10,5	10,4	10,7	12,5	13,4
VIDOR	1,5	2,8	3,0	2,7	3,3	3,8
VILLORBA	48,0	49,4	48,9	52,2	53,1	53,2
VITTORIO VENETO	21,5	22,4	21,9	24,6	25,6	26,6
ZENSON DI PIAVE	6,9	7,4	6,4	7,5	7,4	6,7
ZERO BRANCO	4,0	4,3	4,3	4,6	5,0	5,3
TOTALE	744,2	772,5	763,6	842,9	875,8	887,2

Fonte: Snam Rete Gas, elaborazione Dipartimento ARPAV di Verona



1.7 Riferimenti bibliografici

ENEA – “Rapporto Energia e Ambiente 2005”

GRTN – “Rapporto annuale 2003” . Anno 2003

Provincia di Treviso – “Rapporto sullo stato dell’ambiente. Anno 2006”

Regione Veneto – “Piano Energetico Regionale” – Anno 2004

ARPAV – “Le fonti rinnovabili di energia. Applicazione in Provincia di Treviso” – Ottobre 2005

2 LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA

2.1 Introduzione

La L. n. 10/91 (art 1 c. 3) definisce fonti rinnovabili di energia: “il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti”.

Le fonti rinnovabili di energia possiedono due caratteristiche positive fondamentali: la prima consiste nel fatto che esse rinnovano la loro disponibilità in tempi estremamente brevi (si va dalla disponibilità continua nel caso dell'uso dell'energia solare, ad alcuni anni nel caso delle biomasse); l'altra è che, a differenza dei combustibili fossili, il loro utilizzo produce un inquinamento ambientale del tutto trascurabile.

Esistono comunque alcuni limiti che ne ostacolano il pieno impiego. Le fonti rinnovabili, e tra esse soprattutto l'eolico e il solare, forniscono energia in modo intermittente. Questo significa che il loro utilizzo può contribuire a ridurre i consumi di combustibile nelle centrali convenzionali, ma non può sostituirle completamente.

Inoltre, per produrre quantità significative di energia, spesso è necessario impegnare rilevanti estensioni di territorio, anche se ciò non provoca effetti irreversibili sull'ambiente e il ripristino delle aree utilizzate non ha costi eccessivi.

Tabella 2.1 - Produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili anno 2003

Regioni	Produzione totale FER (GWh)	Quota sul totale FER nazionale%	Quota sulla produzione regionale totale%	Quota sulla richiesta regionale totale%
Piemonte	6.505,4	11,69	35,46	23,21
Valle d'Aosta	2.864,7	5,15	100,0	253,22
Lombardia	11.228,8	20,17	21,13	16,86
Trentino A.A.	8.686,7	15,60	93,60	134,53
Veneto	4.010,8	7,20	15,16	12,86
Friuli V.G.	1.809,6	3,25	22,30	17,76
Liguria	276,9	0,5	2,03	3,90
Emilia R.	1.806,2	3,24	6,81	6,51
Toscana	6.536,3	11,74	33,88	30,09
Umbria	1.757,9	3,16	28,00	29,42



Regioni	Produzione totale FER (GWh)	Quota sul totale FER nazionale%	Quota sulla produzione regionale totale%	Quota sulla richiesta regionale totale%
Marche	618,1	1,11	14,80	7,65
Lazio	1.649,5	2,96	7,19	6,98
Abruzzo	2.041,5	3,67	39,25	28,79
Molise	409,1	0,73	29,09	25,41
Campania	1.244,5	2,24	22,63	6,99
Puglia	803,6	1,44	2,59	4,39
Basilicata	487,1	0,87	29,63	15,79
Calabria	2.003,8	3,60	28,06	32,56
Sicilia	331,5	0,60	1,28	1,58
Sardegna	597,5	1,07	4,10	4,79
Italia	55.669,5	100,0	18,35	17,11

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN

La produzione di energia elettrica in Veneto da Fonti Rinnovabili è stata pari a 4.010,8 GWh, di cui 344,4 GWh da biomasse e la restante parte da idroelettrico.

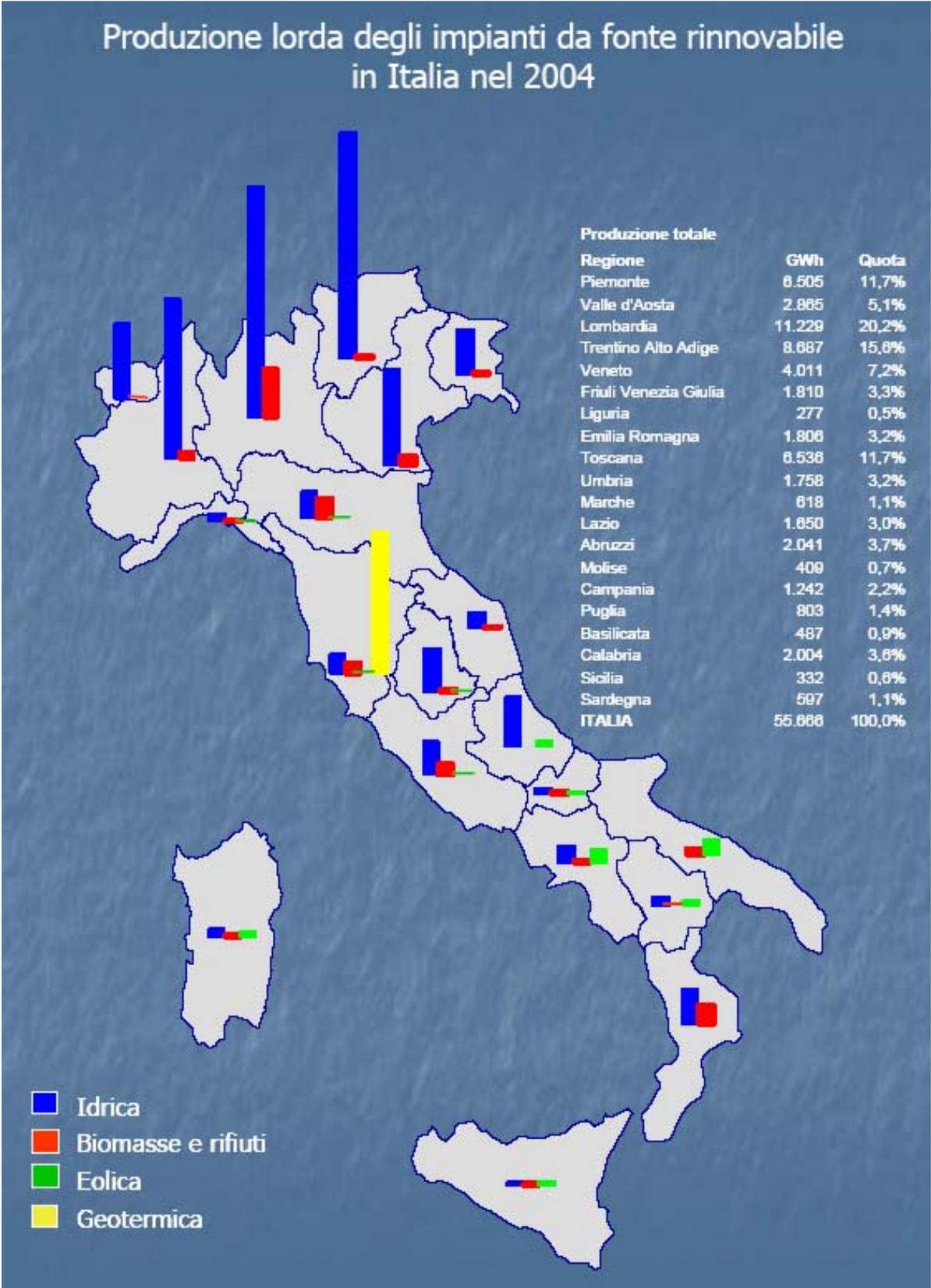


Fig. 2.1 Produzione lorda di energia da fonti rinnovabili – anno 2004. Fonte ed elaborazione GRTN



Tabella 2.2. Struttura e indicatori della produzione elettrica nelle Regioni. Anno 2004

	Peff lorda tot.	Peff lorda CTE	Prod. lorda totale*	Prod. Termoeel.	Prod. lorda FER	Prod. netta al consumo	Richiesta di EE	Emissioni CO ₂ da termoelettrico	Prod. FER consumo EE	Emissioni CO ₂ termoelettrico	Emissioni CO ₂ prod. tot.	CO ₂ evitata da prod. FER
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	Kton	%	gr/KWh	gr/KWh	Kton
Piemonte	5641	3246	17246	9667	5754	14325	27829	4087	20,7	423	237	3264
Valle d'Aosta	847	1	2861	0	2861	2812	1106	1	258,6	0	0	1623
Lombardia	14322	8544	39861	27029	10198	34487	66148	13902	15,4	514	349	5785
Trentino	3137	104	8114	469	7488	7777	6304	176	118,8	376	22	4248
Veneto	6666	5587	27756	24453	3272	26364	30890	15832	10,6	647	570	1856
Friuli V.G.	1897	1434	8825	7578	1236	8326	9969	5276	12,4	696	598	701
Liguria	3706	3634	13791	13566	225	12902	6989	10229	3,2	754	742	127
E. Romagna	5251	4631	24300	22411	1441	22924	27250	8802	5,3	393	362	817
Toscana	4261	3959	19720	13462	6221	18753	21440	9115	29,0	677	462	3529
Umbria	1459	950	4473	3294	1173	4261	5922	1904	19,8	578	426	665
Marche	834	617	3255	2755	499	3222	7741	699	6,4	254	215	283
Lazio	8404	8003	30728	29538	1190	29363	23079	16488	5,2	558	537	675
Abruzzo	1595	487	4985	2967	1790	4537	6916	1203	25,9	406	241	1015
Molise	635	521	1301	964	335	1248	1555	398	21,6	413	306	190
Campania	3127	1526	5290	3024	1067	3319	17600	1538	6,1	509	291	605
Puglia	5901	5679	30844	30237	608	28682	18137	23283	3,4	770	755	345
Basilicata	473	269	1491	1080	411	1433	2975	467	13,8	433	313	233
Calabria	2662	1941	9247	7706	1529	8755	5959	3738	25,7	485	404	867
Sicilia	6167	5373	25703	24788	202	23441	20571	12188	1,0	492	474	115
Sardegna	4055	3469	14073	13346	472	12760	12278	5877	3,8	440	418	268
Italia	81.039	59.972	293.865	238.332	47.971	269.691	320.659	135.202	15,0	567	460	27.213

Proposta di Piano Energetico Regionale – Previsioni (da “Le Fonti Rinnovabili – ENEA 2005)

Idroelettrico: il Pear stima che il parco esistente possa sicuramente consentire un recupero di potenzialità pari a circa il 6% (65 MW su 1078). Almeno altri 10 MW potrebbero derivare da nuove realizzazioni. Nel complesso si propone un obiettivo di sviluppo compreso tra 80 e 100 MW, con una producibilità media tra 360 e 450 GWh (Fonte: Enea).

Biomassa: a partire dalla stima del potenziale teorico della biomassa disponibile, giunge all’obiettivo realistico di sfruttamento pari a 250.000-350.000 t /anno per una produzione di 63-88 ktep/anno.

Solare termico e fotovoltaico: il PEAR prevede la realizzazione al 2010 di 238.000 m² di pannelli solari con un beneficio in termini energetici di 166 GWh/anno e la realizzazione di impianti fotovoltaici con una producibilità di circa 10GWh/anno.

Eolico: vengono indicate potenzialità limitate e si stima al massimo una producibilità di 5 GWh/anno, per una potenzialità complessiva di 5-10 MW.

Biomasse da rifiuti: nel PEAR si stima al 2010 un incremento di produzione di energia in 300 GWh/anno.

I certificati verdi

Il sistema di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, introdotto dall’art.11 del decreto 79/1999, prevede il superamento del vecchio criterio di incentivazione tariffaria noto come Cip6, passando al mercato dei *Certificati verdi*, titoli annuali emessi dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che attestano la produzione di energia mediante l’uso di fonti energetiche rinnovabili per gli impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, per i primi otto anni di esercizio degli stessi.

Inizialmente la taglia del Certificato verde era pari a 100 MWh, ridotta poi dalla Legge n. 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) a 50 MWh.

Nel mercato dei Certificati Verdi la **domanda** è costituita dall’obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente una “**quota**” di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% di quanto prodotto e/o importato da fonti convenzionali nell’anno precedente.

L’offerta, invece, è rappresentata dai Certificati Verdi emessi a favore di impianti privati che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (qualifica Impianti a Fonti Rinnovabili) dal Gestore della rete, così come dai Certificati Verdi che il GRTN stesso emette a proprio favore a fronte dell’energia prodotta dagli impianti Cip 6. Ad ogni TWh corrispondono 20.000 Certificati Verdi della taglia di 50 MWh. La quota parte della domanda non coperta dall’offerta è coperta dai Certificati Verdi a disposizione del GRTN.



Tabella 2.3- Numero certificati verdi per fonte rinnovabile per l'anno 2004.

Fonte	certificati verdi
Idrica	29.279
Geotermica	12.138
Eolica	9.292
Biomasse e rifiuti	9.229
Fotovoltaica	16

Fonte: Bollettino energia GRTN anno 2004

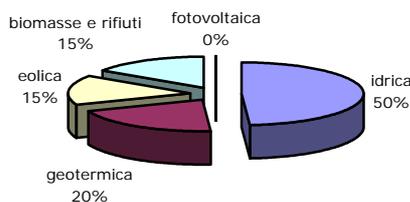


Grafico 2.1 - Percentuale certificati verdi suddivisi per fonte rinnovabile per l'anno 2004

Fonte: Bollettino energia GRTN anno 2004

I certificati bianchi

Con i decreti del 20 luglio 2004 emanati dal Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio è stata riformata la politica di promozione del risparmio energetico negli usi finali, introducendo un sistema molto innovativo anche nel panorama internazionale.

L'obiettivo che si propone la nuova normativa è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009) un risparmio di energia pari a **2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) all'anno**, pari all'incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che i **distributori di energia elettrica e di gas naturale** raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria, per il quinquennio 2005/2009, a partire dal 1 gennaio 2005.

Attualmente l'obbligo riguarda solo ai distributori con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001: successivi decreti definiranno le modalità di applicazione degli obblighi per i distributori sotto questa soglia.

Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori possono:

- **attuare progetti** a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo. I progetti possono essere realizzati

direttamente, oppure tramite società controllate, o ancora attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici (le cosiddette **ESCO-energy services companies**),

- acquistare da terzi "**titoli di efficienza energetica**" o "certificati bianchi" attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

I **titoli di efficienza energetica** o **certificati bianchi** sono emessi dal Gestore del mercato elettrico a favore dei soggetti (distributori, società da essi controllate e di società operanti nel settore dei servizi energetici) che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che certifica i risparmi conseguiti. L'Autorità verifica e controlla che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa.

La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato. In questo modo il costo complessivo per il raggiungimento degli obiettivi fissati può essere più contenuto rispetto al caso in cui ciascuno dei distributori dovesse soddisfare gli obblighi di risparmio energetico sviluppando in proprio progetti per l'uso razionale dell'energia.

2.2 Energia idroelettrica

L'energia idroelettrica sfrutta la differenza di quota (quindi l'energia potenziale posseduta dall'acqua) tra la massa d'acqua disponibile ed il punto in cui sono poste le macchine che produrranno l'energia (ovvero le turbine).

La potenza elettrica che ogni centrale idroelettrica può sviluppare dipende dalla massa d'acqua a disposizione (portata), dal dislivello tra le acque a monte del bacino ed il punto in cui esse entrano nelle turbine (salto in quota), dal rendimento di conversione della macchina elettrica.

Impianti esistenti

Nella provincia di Treviso sono presenti numerosi impianti, sia di grandi dimensioni (ubicati lungo l'asta del fiume Piave e nei pressi dei rilievi collinari) che piccoli, detti mino-idroelettrici, i quali sfruttano le lievi differenze di quota esistenti nella pianura utilizzando spesso i canali irrigui per l'approvvigionamento dell'acqua.

I mino-idroelettrici vengono utilizzati per usi privati (ad esempio per il funzionamento di piccole aziende/fabbriche); talvolta l'energia prodotta viene immessa direttamente nella rete elettrica (ovvero



venduta all'ENEL). La maggior parte degli impianti di piccola taglia sono di proprietà privata mentre gli impianti di maggiori dimensioni appartengono all'ENEL GREEN POWER.

I corsi d'acqua della provincia di Treviso utilizzati per la produzione di energia idroelettrica sono sia di origine naturale (fiumi, torrenti, ...) sia di origine artificiale (quali canali irrigui).

I corsi d'acqua di origine naturale sono i seguenti: fiume Piave, fiume Meschio, sorgente Salassa, fiume Aralt, fiume Festeggia, fiume Soligo, torrente Teva, rio Rul, fiume Bagnon, fiume Sile, fiume Storga, fiume Melma, fiume Pegorile.

I corsi d'acqua di origine artificiale in cui sono presenti delle centrali idroelettriche sono costituiti dai canali e dalle opere di derivazione del fiume Piave, con prelievo delle acque in tre località: presa di Fener, presa di Nervesa della Battaglia e derivazione del lago di S.Croce.

Dalla presa di Fener parte il canale irriguo-idroelettrico denominato "Impianti Minori del Piave" da cui si originano i canali e le adiacenti centrali del consorzio Pedemontano Bretella di Pederobba; dalla presa di Nervesa della Battaglia si origina il canale Piavesella di Nervesa mentre dal lago di S.Croce si sviluppano i canali e gli impianti denominati Impianti del "Piave-S.Croce".

Spesso le centrali idroelettriche vengono suddivise in vari gruppi di impianti, che tengono conto dell'utilizzo delle centrali in serie, cioè una di seguito all'altra, al fine da sfruttare il più possibile il salto e la portata d'acqua.

Nella provincia di Treviso sono presenti due gruppi d'impianti:

1. impianti Piave - S.Croce;
2. impianti Minori del Medio Piave.

Impianti Piave – S.Croce

Gli impianti Piave-S.Croce utilizzano l'acqua del Piave e del lago di S. Croce e la convogliano lungo la sella del Fadalto e della Valle Lapisina, dove sono poste delle centrali in serie; il ciclo termina con la restituzione delle acque in parte al fiume Piave (nei pressi di Colfosco) ed in parte al fiume Livenza (nei pressi di Francenigo).

Gli impianti, che interessano il territorio di tre province, Belluno (approvvigionamento delle acque), Treviso e Pordenone (produzione di energia elettrica e restituzione delle acque); le acque del fiume Piave, captate presso Soverzene (BL) a quota 390 metri, vengono convogliate al lago di S. Croce per la regolazione stagionale e di qui a nove centrali, di cui sei disposte in serie, con intercalati vari laghi naturali per la regolazione settimanale e giornaliera, con un bacino di utilizzo delle acque a scopo idroelettrico con superficie di 1.840 kmq.

La centrale di Fadalto Nuova (in provincia di Treviso), che riceve le acque in pressione dal Lago Morto tramite una galleria di 2,5 km, è in grado di sviluppare una potenza efficiente di 210.000 kW; le acque vengono poi scaricate nel Lago Morto.

La centrale di Nove Nuova che riceve le acque dal Lago Morto raggiunge una potenza efficiente di 65.000 kW; le acque di scarico vengono riversate nel lago del Restello.

La centrale di S. Floriano Nuova, alimentata con portata costante dal lago del Restello, ha una potenza efficiente di 9.000 kW; le acque di scarico vengono convogliate nel sottostante lago di Negrisiola.

L'acqua in uscita dal lago di Negrisiola confluisce nel fiume Meschio, sbarrato mediante una traversa a circa 1 km dal punto in cui le acque della centrale di S. Floriano Nuova sono scaricate nel lago di Negrisiola. Al fiume è sempre garantita una portata costante minima di deflusso.

Dall'opera di presa seguono due condotte in parallelo; a valle del raccordo nei pressi del torrente Carron (affluente del Meschio) si ha un'ulteriore ripartizione: a destra verso la centrale di Castelletto, che a seguito potenziamenti è arrivato ad avere una potenza efficiente di 17.000 kW; a sinistra, fino alla centrale di Caneva (in provincia di Pordenone, può sviluppare una potenza efficiente di 32.000 kW); l'acqua di scarico viene restituita al fiume Meschio e di qui va alla centrale del Livenza, posta 5 Km più a valle in pianura. La centrale del Livenza (nella provincia di Pordenone) sviluppa una potenza efficiente di 5.400 kW; lo scarico avviene nel fiume Livenza a quota 13,50 metri.

A valle dallo scarico della centrale di Castelletto parte un canale che arriva fino Colfosco di Susegana dove, mediante un sifone, l'acqua sbocca nel fiume Piave a Nervesa della Battaglia, direttamente nel lago creato dalla traversa di sbarramento posta nel fiume: da qui parte il Comprensorio del Consorzio Canale della Vittoria e Piavesella di Nervesa della Battaglia.



NOME CENTRALE	CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE	LOCALITA'	COMUNE	PROV.	POTENZA EFFICIENTE MW	PRODUZIONE MEDIA ANNUA GWh	PORTATA MASSIMA mc/s	SALTO m
<u>Fadalto Nuova</u>	Piave/S.Croce	Fadalto	Vittorio Veneto	TV	210,0	346,8	250	109,0
<u>Nove Nuova</u>	Piave/S.Croce	Nove	Vittorio Veneto	TV	65,0	295,2	80	98,0
<u>San Floriano Nuova</u>	Piave/S.Croce	San Floriano	Vittorio Veneto	TV	9,0	48,6	66	17,8
<u>Castelletto</u>	Piave/S.Croce	Cappella Maggiore	Cappella Maggiore	TV	17,0	75,5	37	61,1
<u>Caneva</u>	Piave/S.Croce	Stevenà	Caneva	PN	32,0	222,0	43	96,0
<u>Livenza</u>	Piave/S.Croce	Cavolano	Sacile	PN	5,4	41,0	34	24,0
<u>Molinetto</u>	Minori Medio Piave	Molinetto	Pederobba	TV	2,1	17,4	30	9,9
<u>Croce del Gallo</u>	Minori Medio Piave	Crocetta del Montello	Crocetta del Montello	TV	2,7	18,5	14	20,4
<u>Caerano</u>	Minori Medio Piave	Caerano	Caerano	TV	1,5	10,8	12	16,2
<u>Castelviero</u>	Minori Medio Piave	Nervesa della Battaglia	Nervesa della Battaglia	TV	5,1	34,5	14	43,5
<u>Arcade</u>	Minori Medio Piave	Arcade	Arcade	TV	0,3	1,8	7	5,8
<u>Priula</u>	Minori Medio Piave	Nervesa della Battaglia	Nervesa della Battaglia	TV	0,89	6,2	9,7	12,7
<u>Spresiano</u>	Minori Medio Piave	Spresiano	Spresiano	TV	0,63	4,2	9,7	8,8
TOTALE al 31/12/2004					351,6	1.122,5		

Tabella 2.4. Impianti idroelettrici di grande dimensione esistenti nella provincia di Treviso

Impianti minori del Medio Piave

Questi impianti sono costituiti da sette centrali inserite in un articolato sistema di canalizzazioni che consente di produrre energia elettrica e di alimentare derivazioni irrigue per una vasta area agricola della Marca Trevigiana: esse sono quelle di Pederobba, Croce del Gallo, Caerano, Castelviero, Arcade, Priula e Spresiano.

I consorzi irrigui coinvolti sono il Consorzio Brentella, il Consorzio del Canale della Vittoria, ora Consorzio di Bonifica Destra Piave, e il Consorzio Piavesella.

Dalla presa di Fener sul fiume Piave, tramite il canale Brentella, l'acqua arriva alla centrale di Pederobba, ubicata in provincia di Treviso: la centrale, entrata in esercizio nel 1929, ha una potenza di 2.100 kW.

Lungo lo scarico di questa centrale, da un partitore idraulico, si dipartono due derivazioni: una alimentante il gruppo elettrogeno di 2.700 kW nella centrale di Croce del Gallo; l'altra destinata per le competenze del Consorzio Brentella e per la centrale di Caerano San Marco con una potenza di 1.500 kW.

Le acque di scarico della centrale di Croce del Gallo, attraverso le opere di Rivasecca, vanno ad alimentare la centrale di Castelviero con una potenza efficiente di 5.100 kW; lo scarico della centrale avviene nel fiume Piave a monte dello sbarramento di Nervesa, dove vengono ricevute anche le acque della centrale di Castelletto.

Tramite lo sbarramento di presa di Nervesa, le acque del fiume Piave vengono convogliate verso diversi punti di irrigazione; si è cercato di utilizzare queste derivazioni installando delle ulteriori centrali in serie che sfruttano anche il dislivello esistente nella pianura Trevigiana. Dalla presa di Nervesa si staccano due derivazioni: una va ad alimentare la centrale di Arcade dove è presente un gruppo della potenza efficiente complessiva di 300 kW; l'altra derivazione porta le sue acque alla centrale di Priula e successivamente alla centrale di Spregiano, con una potenza rispettivamente di 890 kW e di 630 kW.

L'elenco degli impianti e le loro caratteristiche sono riportati in tabella 2.5.

Altri impianti

Nel territorio della Marca Trevigiana si hanno numerosi piccoli impianti idroelettrici non collegati in serie.

Il fiume Sile presenta un dislivello di pochi metri ed è quindi teoricamente poco sfruttabile dal punto di vista idroelettrico; tuttavia, grazie alla sua natura di fiume di risorgiva, con la sua elevata portata costante tutto l'anno, favorisce l'installazione di impianti idroelettrici in grado di compensare l'esiguo salto.

Dalla sorgenti alla foce si hanno 5 centrali idroelettriche: una a Quinto di Treviso, tre a Treviso ed una a Silea (quest'ultima la maggiore in termini di potenza prodotta) per un totale di 3.087,01 kW di potenza installata.



Il fiume Meschio scorre nella parte settentrionale della provincia: nasce poco a monte della città di Vittorio Veneto e confluisce nel Livenza nei pressi di Francenigo. Fiume dotato di una portata di qualche metro cubo, questo corso d'acqua è in parte collegato con gli impianti del gruppo Piave – S.Croce. Lungo l'asta fluviale sono presenti diverse piccole centrali idroelettriche, ad uso spesso privato: ce ne sono 14 oltre a quella che utilizza l'acqua della sorgente Savassa, affluente del fiume Meschio, ubicata presso le sorgenti del fiume stesso (per un totale di potenza installata pari a 1.151,64 kW).

Lungo il fiume Soligo, che nasce dai laghi di Revine e confluisce nel fiume Piave a Falzè di Piave, sono presenti tre piccole centrali (potenza installata di 77,07 kW in totale) che sfruttano per lo più il salto, data la portata esigua del fiume.

A Valdobbiadene lungo il torrente Teva è presente una centrale, forse la più piccola presente nel territorio provinciale.

Sia lungo il fiume Aralt che lungo il fiume Resteggia, entrambi affluenti del fiume Livenza, è presente una centrale. Anche lungo i fiumi Melma, Storga e Bagnol è presente una centrale, mentre due centrali per ciascun fiume sfruttano le acque del Pegorile e del Rio Rul.

Tabella 2.5. Impianti mino-idroelettrici esistenti nella provincia di Treviso.

CORSO D'ACQUA	COMUNE	POTENZA EFFICIENTE kW	PORTATA MASSIMA mc/s	SALTO m
Meschio	Vittorio Veneto	28,43	2,00	1,45
Meschio	Vittorio Veneto	26,12	1,35	1,48
Meschio	Vittorio Veneto	78,04	2,948	2,70
Meschio	Vittorio Veneto	225,44	3,0	7,66
Meschio	Vittorio Veneto	300	3,0	10,20
Meschio	Vittorio Veneto	24,15	1,94	1,27
Meschio	Vittorio Veneto	58,40	2,81	2,12
Meschio	Vittorio Veneto	120,75	3,118	3,95
Meschio	Colle Umberto	24,75	1,174	2,15
Meschio	Colle Umberto	14,96	1,09	1,40
Meschio	Cordignano	14,40	1,3	1,13
Meschio	Cordignano	24,48	1,35	1,85
Meschio	Cordignano	7,28	0,275	2,70
Meschio	Cordignano	38,24	1,5	2,60
Sorgente Savassa	Vittorio Veneto	166,20	1,066	15,90
Aralt	Orsago	17,84	0,7	2,60
Resteggia	Gaiarine	17,65	1,0	1,80
Soligo	Follina	6,35	0,36	1,80
Soligo	Pieve di Soligo	11,11	0,515	2,20
Soligo	Sernaglia della Battaglia	59,61	1,0	6,08
Teva	Valdobbiadene	2,19	0,04	5,58
Rio Rul	Carbonera	8,33	0,5	1,70
Rio Rul	Carbonera	8,82	0,6	1,50
Bagnon	Carbonera	5,83	0,35	1,70

CORSO D'ACQUA	COMUNE	POTENZA EFFICIENTE kW	PORTATA MASSIMA mc/s	SALTO m
Sile	Quinto di Treviso	50,44	6,431	0,80
Sile	Treviso	60,00	/	/
Sile	Treviso	370,00	26,5	2,20
Sile	Treviso	874,22	37,0	2,41
Sile	Silea	1.732,35	46,50	3,80
Storga	Treviso	35,29	2,40	1,50
Melma	Villorba	11,44	0,828	1,41
Pegorile	Treviso	11,09	0,58	1,95
Pegorile	Treviso	6,17	0,60	1,05
Piave	vedere tabella 2.6	1.246,83	Vedere tabella 2.1.3	
Piave	vedere tabella 2.7	3.956,44	Vedere tabella 2.1.4	
TOTALE al 31/12/2004		9.643,64		

Tabella 2.6. Impianti mino idroelettrici Piavesella di Nervesa.

CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE	COMUNE	POTENZA EFFICIENTE kW
Derivatore dal Piave	Nervesa della Battaglia	18,64
Derivatore dal Piave	Nervesa della Battaglia	243,41
Derivatore dal Piave	Arcade	243,61
Derivatore dal Piave	Spresiano	178,04
Derivatore dal Piave	Spresiano	87,22
Derivatore dal Piave	Villorba	166,04
Derivatore dal Piave	Villorba	154,86
Derivatore dal Piave	Villorba	155,01
TOTALE al 31/12/2004		1.246,83

Tabella 2.7. Impianti mino idroelettrici Brentella-Pederobba-Montebelluna

CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE	COMUNE	POTENZA EFFICIENTE kW	PORTATA MASSIMA mc/s	SALTO m
Derivatore	Cornuda	517,53	15,90	3,32
Derivatore	Crocetta D.M.	505,85	14,70	3,51
Caerano	Caerano S.Marco	520,00	5,20	10,20
Caerano	Montebbelluna	327,06	5,56	6,00
Caerano	Montebbelluna	21,18	0,90	2,40
Moresca	Caerano S.Marco	432,13	3,88	11,36
Moresca	Caerano S.Marco	677,06	3,453	20,00
Del Bosco	Montebbelluna	155,29	3,60	4,40
Del Bosco	Montebbelluna	122,35	3,20	3,90
Del Bosco	Crocetta del M.llo	94,22	3,10	3,10
Del Bosco	Volpago del M.llo	130,78	2,90	4,60
Del Bosco	Volpago del M.llo	141,18	2,40	6,00
Del Bosco	Volpago del M.llo	72,06	1,50	4,90
Del Bosco	Volpago del M.llo	33,97	0,77	4,50
Del Bosco	Giavera del M.llo	10,43	0,38	2,80



CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE	COMUNE	POTENZA EFFICIENTE kW	PORTATA MASSIMA mc/s	SALTO m
Canale Brentella	Volpago del M.llo	55,15	1,25	4,50
Uliana	Pederobba	4,71	0,40	1,20
Castelfranco	Vedelago	11,37	0,40	2,90
Fanzolo	Vedelago	23,82	0,90	2,70
Fanzolo	Vedelago	17,16	0,50	3,50
Vedelago	Montebbeluna	10,78	0,50	2,20
Rivasecca	Crocetta del M.llo	8,14	0,10	8,30
Ru'	Montebbeluna	33,53	0,90	3,80
Fanzolo	Vedelago	18,83	0,48	4,00
Asolo-Maser	Crocetta del M.llo	8,92	0,70	1,30
3°- 4° canale	Trevignano	2,94	0,10	3,00
TOTALE al 31/12/2004		3.956,44		

Sui corsi d'acqua di origine artificiale sono presenti due gruppi d'impianti costituiti da centrali non poste in serie tra loro ma che utilizzano la stessa acqua d'origine, derivata dal fiume Piave, che viene man mano suddivisa in più canali di dimensioni sempre minori e con minori portate. Tali canali, utilizzati per lo più dal punto di vista irriguo, sono quello del consorzio Pedemontano Bretella di Pederobba quello del consorzio Piavesella. Le centrali ubicate nel consorzio Bretella di Pederobba sono la continuazione dell'impianto Minori del Piave, ovvero utilizzano l'acqua che precedentemente serve ad alimentare le centrali di Pederobba, Croce del Gallo, Caerano e Castelviero.

In questo Consorzio sono presenti 25 piccole centrali con una potenza complessiva installata di circa 3.956,44 kW.

Anche le centrali del Consorzio Piavesella di Nervesa sono la continuazione di un altro gruppo d'impianti, quella di Arcade, Priula e Spresiano; in questo Consorzio sono presenti 7 centrali per una potenza installata di 1.246,83 kW.

Complessivamente, tra grandi impianti e piccoli impianti (o mini-idroelettrici) si ha una potenza installata di 361.263,64 kW, rispettivamente di 351.620 kW e 9.643,64 kW. I piccoli impianti contribuiscono, pertanto, per il 2,67% del totale.

Potenziale di applicazione in Provincia di Treviso

Attualmente l'aumento della produzione di energia idroelettrica può essere effettuato soprattutto mediante le centrali di tipo mino-idroelettrico, principalmente per motivi legati alla disponibilità della risorsa e all'impatto ambientale dovuto all'opera in sé.

Per l'installazione di un impianto idroelettrico bisogna tener conto di due fattori: la portata del corso d'acqua ed il salto disponibile, la cui presenza può essere in parte trascurata nel caso di portate d'acqua elevate.

In pianura, dove il salto è ridotto a pochi metri se non anche a meno di un metro, si può intervenire creando il salto per mezzo di uno sbarramento, come avviene, ad esempio, per il fiume Sile (questa soluzione viene generalmente usata dove si ha un'elevata portata d'acqua in modo da compensare l'esiguo dislivello presente).

In relazione alla portata, dovendo conoscere le sue variazioni durante l'anno, si devono raccogliere serie storiche di misure delle portate defluenti o, in alternativa, raccogliere dati sulla misura della portata nell'arco di un intero anno. In ogni caso è necessario che il corso d'acqua non si prosciughi mai durante l'anno e che sia assicurata una portata minima di qualche centinaio di litri d'acqua al secondo.

I corsi d'acqua con il maggior numero di impianti sono il Fiume Meschio, il Fiume Sile ed il Fiume Soligo: questo perché sono corsi d'acqua con una portata costante ed abbondante durante tutto l'anno; inoltre, i fiumi Meschio e Soligo hanno anche un'elevata pendenza della propria asta fluviale. Tutti gli altri fiumi/torrenti presentano da 1 a 3 centrali, a causa anche, in parte, della brevità del corso stesso.

Tabella 2.8. Corsi d'acqua della provincia di Treviso dove sono installate le centrali idroelettriche e numero totale di centrali presenti (esclusi impianti lungo i canali irrigui-idroelettrici).

CORSO D'ACQUA	IMPIANTO NON ATTIVO	IMPIANTO ATTIVO	TOTALE IMPIANTI ESISTENTI
Aralt	0	1	1
Avenale	1	0	1
Bagnon	0	1	1
Botteniga	1	0	1
Brentella di fossalunga	1	0	1
Caniezza	2	0	2
Cervano	1	0	1
Cordana	1	0	1
Crevada	1	0	1
Curogna	2	0	2
Dese	1	0	1
Follina	2	0	2
Fossa del Cimitero (affluente Aralt)	1	0	1
La Fossa	1	0	1
Limbraga	1	0	1
Melma	2	1	3
Meolo	2	0	2
Meschio	19	14	33
Mignagola	1	0	1
Musestre	3	0	3
Negrisia	2	0	2
Nerbon	3	0	3
Pegorile	0	2	2
Piovega	2	0	2
Piovenzano	1	0	1
Resteggia	1	1	2
Rio Pradal	1	0	1
Rio Rul	0	2	2
Roggia Cervara del Corno	1	0	1
Rosper	1	0	1
Ruio Cigana	1	0	1
Sile	7	5	12
Soligo	6	3	9
Sorgente Savassa	0	1	1
Storga	2	1	3
Teva	1	1	2
Zenson	1	0	1
Zero	1	0	1
TOTALE CENTRALI	74	33	107



In totale i corsi d'acqua dotati di centrali sono 38: quelli con impianti funzionanti sono 12 (il 31,6%).

I corsi d'acqua di natura risorgiva, in particolare i fiume Dese, Zero, Melma e Storga, sono dotati di una buona portata e costante tutto l'anno, quindi idonei per l'utilizzo idroelettrico; il salto disponibile, invece, è alquanto limitato (al massimo un paio di metri).

Altra situazione è quella dei quei corsi d'acqua che presentano un regime di tipo torrentizio o nei quali la portata risente dell'andamento delle precipitazioni atmosferiche: è il caso dei torrenti Cervano, Crevada, Curogna, Soligo, Teva e Rosper. In questo caso la limitata portata d'acqua è compensata dal salto disponibile (anche diversi metri).

Nel territorio trevigiano esistono in totale 107 impianti: di questi 33 sono in attività (il 30,8%) mentre ben 74 impianti non sono funzionanti.

La presenza di un elevato numero di centrali non più funzionanti rispetto al numero totale è dovuto a molteplici fattori:

- ✓ la mancanza delle condizioni originarie che avevano permesso la creazione dell'impianto: tra queste ricordiamo la diminuzione del salto dovuto spesso a causa artificiali come la creazione di un impianto più a valle che determina un innalzamento del livello d'acqua, oppure la diminuzione della portata del corso d'acqua dovuta a prelievi a monte della centrale;
- ✓ la mancanza di adeguati investimenti per la manutenzione dell'impianto;
- ✓ la chiusura dell'impianto legata alla chiusura dell'azienda per il cui funzionamento veniva prodotta l'energia elettrica.

Parte degli impianti non attivi possono essere rimessi in funzione mediante piccoli interventi, mentre per altri sono necessari interventi più onerosi in quanto diversi elementi dell'impianto sono stati distrutti e/o rimossi. Sarebbe necessaria una verifica tecnica più approfondita e specifica per poter identificare quali sono le centrali che possono essere rimesse in attività.

Attualmente non sono segnalati impianti idroelettrici sul Fiume Monticano e sul Fiume Livenza. Potenzialmente sono due corsi d'acqua utilizzabili per uso idroelettrico, in particolare il Fiume Livenza, in quanto dotato di un elevata portata; per il Fiume Monticano l'uso idroelettrico è fattibile a valle della sua confluenza con il Torrente Crevada, pochi chilometri a sud della città di Conegliano. L'opportunità di realizzare uno o più impianti lungo l'asta di questo fiume dovrà essere valutata anche tenendo conto che bisognerebbe costruire degli impianti nuovi, e non risistemarne dei vecchi, per di più in un'area ad elevato tasso di urbanizzazione presente in questo territorio.

Nuovi impianti (sempre della tipologia mino-idroelettrico) possono essere realizzati e/o recuperati lungo i canali ad uso irriguo. L'installazione di un impianto lungo un corso d'acqua di origine artificiale rispetto al caso di un corso d'acqua naturale porrebbe minor problemi tecnici e di impatto ambientale.

Impatto ambientale

La produzione di energia idroelettrica determina effetti positivi ed effetti negativi sull'ambiente. Gli effetti positivi sono legati alla non produzione di emissioni gassose in atmosfera (polveri, calore, sostanze inquinanti) come invece accade nel caso dei classici metodi di generazione per via termoelettrica.

Ulteriori vantaggi consistono nella regimazione delle acque del fiume in caso di piene: la presenza di un serbatoio/bacino permette di contenere parte dell'acqua di piena all'interno dell'invaso (precedentemente in parte svuotato prima del verificarsi dell'evento), limitando quindi il rischio di alluvioni nei tratti più a valle e pertanto il rischio di danni a persone ed infrastrutture. La presenza di un serbatoio, inoltre, assicura una disponibilità d'acqua in periodi di siccità: l'acqua immagazzinata durante i periodi di maggior piovosità o nei periodi di minor richiesta, può essere successivamente distribuita sia per usi domestici che per usi irrigui.

Per quanto riguarda gli effetti negativi si hanno:

- riduzione dell'acqua lungo l'asta fluviale e del trasporto del materiale solido verso valle;
- modificazioni del paesaggio e della componente biotica;
- inquinamento acustico;
- inquinamento estetico;
- durata di vita dell'opera per un lungo periodo (anni se non secoli);
- eventuali fenomeni secondari (smottamenti di terreno, realizzazioni di infrastrutture, ...)

Se si preleva dal fiume l'acqua per la produzione di energia elettrica, il tratto del corso d'acqua che va dallo sbarramento al punto di reimmissione dopo l'utilizzo in centrale, rischia di andare in secca se non viene garantita una portata minima adeguata.

Dal momento che tutti i fiumi trasportano del materiale solido, più o meno grossolano, ne consegue un naturale e progressivo interrimento dei serbatoi a scapito quindi del funzionamento dell'impianto stesso, insieme ad una parziale diminuzione della quantità di materiale solido trasportato verso valle, con conseguenti effetti negativi che possono interessare tutta l'asta fluviale del corso d'acqua fino alle spiagge limitrofe alla foce.

Ci sono anche problemi legati alle emissioni sonore derivate dal funzionamento delle turbine e dagli eventuali meccanismi di moltiplicazione dei giri, problema che però può essere facilmente risolvibile con i moderni sistemi di contenimento del rumore.

Dal punto di vista dell'impatto visivo, le problematiche maggiori si verificano per i grossi impianti e per quelli posti in alta quota e nei centri urbani. Ognuno degli elementi di un impianto (opere di presa, sbarramento, centrale, opere di restituzione, ...) può determinare un cambiamento nel sito dal punto di vista paesaggistico: per diminuire questi impatti si può mascherare alcuni di questi elementi mediante la



vegetazione, usare colori che meglio si integrino con quelli del paesaggio ed eventualmente costruire nel sottosuolo una parte degli impianti (ad esempio la centrale).

In linea generale, gli impianti mino-idroelettrici presentano un impatto più contenuto e limitato rispetto a quelli di dimensioni maggiori proprio per le loro dimensioni più piccole.

Normativa

Per l'installazione di un impianto idroelettrico vi sono una serie di normative a cui fare riferimento. Il D.Lgs n° 387 del 29 dicembre 2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" all'art. 12 "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative" dispone un'autorizzazione unica, a carico della Regione, per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili.

In tale ambito rivestono particolare importanza gli impianti idroelettrici per i quali va applicata necessariamente la disciplina di cui al R.D. n° 1775 del 11/12/1933 relativa alle concessioni di derivazioni di acqua pubblica, ogni qualvolta il richiedente non sia già in possesso del necessario titolo per l'utilizzazione dell'acqua.

Con la deliberazione n° 1000 del 6 aprile 2004 della Giunta della Regione Veneto inerente "Derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico – D.Lgs. n. 387/2003; L.R. n. 10 del 26 marzo 1999 e s.m.i. – R.D. 1775/1933. Criteri e procedure" sono stati approvati i criteri e le procedure per il rilascio delle concessioni d'acqua ad uso idroelettrico. Con tale provvedimento si possono presentare due tipologie di interventi:

- interventi per i quali né le opere, né la derivazione d'acqua sono soggette a procedura di VIA;
- interventi per i quali le opere e/o la derivazione d'acqua sono soggette a procedura di VIA.

Nel primo caso la domanda ed il relativo progetto definitivo vanno presentati all'Unità Complessa Energia ed all'Unità Periferica del Genio Civile competenti per territorio; nel secondo caso la domanda, il progetto definitivo ed il relativo SIA devono essere trasmessi alla Direzione regionale competente in materia di VIA, all'Unità Complessa regionale per l'Energia ed all'Unità Periferica del Genio Civile competenti per territorio.

2.3 Energia dal sole

L'energia solare è la fonte più diffusa sulla terra: rinnovabile, disponibile, gratuita e in quantità largamente superiore ai fabbisogni energetici della popolazione mondiale. Il flusso di radiazione solare che giunge sulla Terra è di 1368 W/m² subito al di fuori dell'atmosfera terrestre.

Il suo sfruttamento tuttavia presenta problemi tecnici e, soprattutto, economici che rendono possibile solo l'utilizzo di una modestissima parte dell'enorme quantità di energia disponibile.

Naturalmente l'energia solare non può sostituire quella prodotta con i combustibili fossili ma, come dimostra l'esperienza in altri paesi europei, può efficacemente integrare il fabbisogno energetico delle famiglie.

Riduzione di emissioni e risparmio energetico

La giustificazione razionale di un impianto solare deriva da considerazioni economiche ed ecologiche. Il minor inquinamento dell'ambiente ed il risparmio energetico che si ottiene utilizzando l'energia solare rappresentano vantaggi per tutta la collettività.

Un primo indicatore di confronto tra le diverse tecnologie a disposizione è la quantità di anidride carbonica mediamente immessa nell'ambiente per produrre nelle stesse condizioni acqua calda sanitaria. La figura seguente riepiloga le emissioni di anidride carbonica generate nei diversi casi analizzati.

La riduzione delle emissioni di CO₂ ottenuta con il sistema ibrido è notevole soprattutto rispetto al primo scenario: si passa da 1,125 kg di CO₂ emessi a 0,22 kg di CO₂, con una riduzione percentuale dell'80%. Passando dalla caldaia a metano all'integrazione di questa con i collettori si verifica una riduzione, in valore assoluto, di 0,33 kg di CO₂ pro capite, mentre lo scaldabagno elettrico, se impiegato con il solare, porta ad una riduzione di 0,675 kg di CO₂.

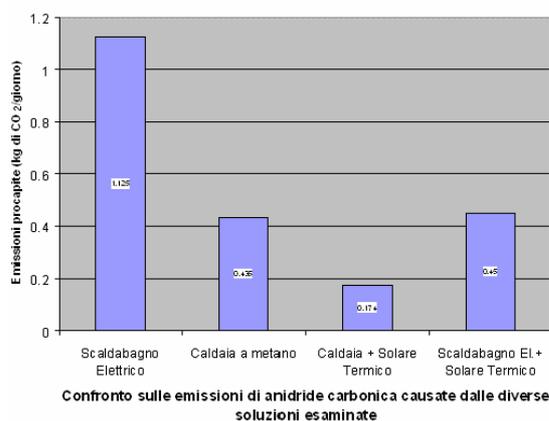


Grafico 2.2.

La resa di un sistema solare termico dipende da vari fattori: condizioni climatiche locali, area geografica, tipo di collettore solare, ecc.

Le applicazioni termiche dell'energia solare richiedono un investimento iniziale più elevato rispetto ad un impianto termico tradizionale. Tuttavia, una volta che il sistema solare è stato installato, le spese di funzionamento sono minime, mentre i combustibili fossili devono essere pagati in proporzione al consumo.

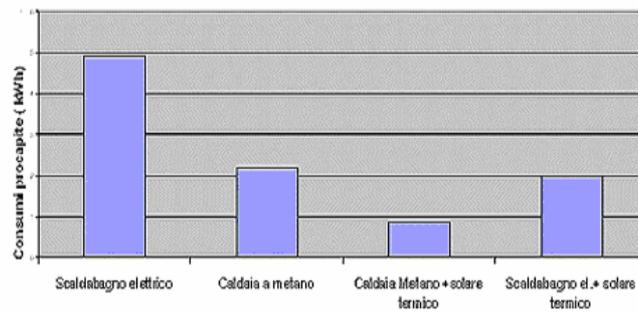


Grafico 2.3. Consumi procapite

Nel grafico 2.3 è mostrato il risultato del confronto tra il fabbisogno energetico necessario per la produzione di acqua calda sanitaria con uno scaldabagno elettrico, con una caldaia a gas, un sistema caldaia gas/collettore solare termico ed un sistema scaldabagno elettrico/collettore solare termico.

Si osserva allora che, nel passaggio dalla soluzione con scaldabagno elettrico a quella con caldaia a gas integrata da collettori solari, il consumo energetico procapite passa da 4,93 a 0,87 kWh. E' il caso più interessante, dunque, che porta ad una riduzione dell'82% del consumo energetico, a parità di servizio reso. Nel confronto tra il sistema basato sull'integrazione di collettore solare con una caldaia a gas e la caldaia stessa, si nota come il consumo passi da 2,18 kWh, per il caso della sola caldaia, a 0,87 kWh, per il sistema integrato.

Nel passaggio dal solo scaldabagno elettrico ad uno scaldabagno integrato da collettori solari, il consumo energetico scende da 4,93 a 1,97 kWh.

Il dimensionamento del collettore per la produzione di acqua calda sanitaria, di norma, viene fatto considerando il 100% della richiesta in condizioni estive, che nel nord Italia corrisponde a circa 1,2 m² per utente. Con tale dimensionamento il risparmio medio sui fabbisogni di produzione annuali (800 kWh_t/anno a persona circa) si attesta su una quota di circa il 70% (560 kWh_t /anno a persona o 466 kWh_t /anno per m²).

Un impianto con una superficie di 5 m² e 400 litri di serbatoio di accumulo costa mediamente 4.000 euro (800 meuro/m²) iva e installazione incluse, mentre i costi annui di esercizio sono pari a circa 100 euro. Il tempo di ammortamento per un impianto di questo tipo si aggira sui 5-10 anni nel caso di sostituzione di un boiler elettrico, mentre sale a 10-20 anni nel caso di sostituzione di uno scaldabagno a gas⁴.

⁴ Ambiente Italia

Tecnologia fotovoltaica

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Essa sfrutta il cosiddetto effetto fotovoltaico che è basato sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (fra cui il silicio, elemento molto diffuso in natura) che, opportunamente trattati ed interfacciati, sono in grado di generare elettricità se colpiti dalla radiazione solare.

Attualmente il materiale più utilizzato è il silicio mono-cristallino che offre una resa ed una durata superiori a qualunque altro tipo di silicio:

Tipo	Resa Energetica
Silicio Mono-cristallino	Fino 15-17%
Silicio Poli-cristallino	Fino 12-14%
Silicio Amorfo	Meno del 10 %

Tra le fonti rinnovabili il fotovoltaico è l'unico che consente la produzione di energia elettrica senza parti in movimento e con una trascurabile richiesta di manutenzione. Per ogni KWh prodotti si risparmiano circa 250 grammi di olio combustibile e si evita la produzione di 0,75 Kg di anidride carbonica. Inoltre la possibilità di poter sfruttare l'energia prodotta in loco permette di evitare non solo il trasporto di combustibile ma anche dell'energia prodotta.

Tipi di impianto

Le soluzioni impiantistiche possono dividersi in due categorie:

- collegate alla rete di distribuzione dell'energia elettrica (grid connected)
- non collegate (stand alone)

Gli impianti appartenenti alla prima categoria sono, generalmente, quelli economicamente più vantaggiosi perché non hanno bisogno di sistemi di accumulo dell'energia. Negli impianti stand-alone, la necessità di usare delle batterie fa salire il costo dell'impianto anche a causa del loro limitato tempo di vita (2- 5 anni), per cui il loro utilizzo è limitato ai casi in cui sia impossibile o molto costoso l'allacciamento alla rete (utenze isolate).

Gli impianti grid connected vengono collegati alla rete mediante un "inverter" che trasforma la corrente continua prodotta dai pannelli in corrente alternata che può essere immessa in rete.

I sistemi fotovoltaici a terra



Per *superficie a terra* si intende la superficie fornita da aree prive di edifici che presentino una buona illuminazione ad un'altezza di almeno 3,5 m da terra. Se consideriamo spazi di proprietà comunale, la superficie a terra può essere individuabile nelle aree destinate alla sosta degli autoveicoli, nelle strade, nelle aree ecologiche, ecc.

Un'applicazione particolare è quella di pannelli fotovoltaici installati su una tettoia a servizio di una piazzola di ricarica di automezzi elettrici.

Rispetto ai sistemi fotovoltaici realizzati sui tetti, per poter disporre realmente della superficie per la raccolta della luce solare, questa tipologia di impianti necessita di strutture di sostegno particolare che dipendono dalla tipologia dell'area su cui poggiano.

Un tipico esempio di applicazione è quello delle tettoie di copertura nelle aree di parcheggio di automezzi. In questi casi la spesa può trovare una doppia giustificazione nel servizio di protezione delle auto e in quello di produzione di energia fotovoltaica. L'uniformità delle superfici dedicate alla sosta consente la realizzazione di impianti di produzione relativamente grandi e modulari, abbattendo i costi di produzione di progettazione.

Rispetto all'impiantistica legata ai tetti, in questi casi risulta largamente conveniente sul piano economico ricorrere a sistemi di inseguimento solare (tracking) al posto dei tradizionali impianti fissi inclinati a 30°.

Tali sistemi riescono a catturare su base annua, a parità di superficie, maggiore energia solare rispetto a sistemi fissi, anche laddove questi fossero orientati in maniera ottimale.

Potenziale di applicazione in Provincia di Treviso

Lo sfruttamento dell'energia solare prevede la copertura di vaste superfici con celle solari. In territori come quello della provincia di Treviso già densamente popolati e interessati da un'intensa produttiva, in cui la domanda di energia si concentra nei centri urbani e in prossimità dei distretti industriali è indispensabile sfruttare gli edifici già presenti per l'installazione di celle fotovoltaiche.

La trasformazione delle superfici costruite in piccole centrali elettriche implica un'analisi della disponibilità di tali superfici. La determinazione del potenziale fotovoltaico integrato negli edifici fornisce informazioni fondamentali per chi deve pianificare la politica energetica.

Di seguito è stata applicata la metodologia IEA (International Energy Agency) per calcolare il potenziale del fotovoltaico integrato negli edifici in provincia di Treviso .

Questa procedura consiste nel:

- calcolo dell'area dei tetti e delle facciate degli edifici presenti: questo dato è stato ricavato dal piano complessivo del piano terra di tutti gli edifici della provincia, fornito dal Servizio Informativo Territoriale integrato della Provincia di Treviso. Il rapporto fra l'area del tetto e l'area del piano terra è pari a 1.2, per le facciate tale rapporto vale 1.5.

- calcolo della disponibilità architettonica: l'ombreggiatura, l'uso delle superfici disponibili per altri usi, la tutela dei beni architettonici di interesse storico impediscono lo sfruttamento di tutte le superfici disponibili, siano essi tetti o facciate. La IEA valuta che questi fattori limitanti riducano del 40% la superficie utilizzabile dei tetti e dell'80% la superficie utilizzabile delle facciate.
- calcolo della disponibilità solare: l'orientazione dell'edificio non sempre permette un ottimo sfruttamento della risorsa sole. Il fattore di utilizzazione solare è pari al 50% per le facciate ed al 55% per i tetti.
- calcolo del valore medio annuo della radiazione solare massima: l'ARPAV possiede diverse stazioni meteorologiche dislocate nella provincia di Treviso.

Tabella 2.9. Superfici potenzialmente utilizzabili per la produzione energia elettrica

DESCRIZIONE	TETTI (m ²)	FATTORE APPLICATO	FACCIAE (m ²)	FATTORE APPLICATO
Area del piano terra	58.525.328			
Area disponibile	70.230.393	1,2	87.787.992	1,5
Area architettonicamente adatta	42.138.236	0,6	17.557.598	0,4
Area adatta dal punto di vista solare	23.176.030	0,55	8.778.799	0,5

Dalle misure di irradiazione solare è stato calcolato il valore medio dell'irraggiamento solare annuo negli ultimi cinque anni nelle diverse fasce della provincia: zona di pianura, pedemontana e montana. Si è poi tenuto conto, a causa dei vincoli architettonici, di sfruttare mediamente l'80% di questa risorsa.

Tenuto conto dell'irraggiamento solare medio nelle diverse zone della provincia, del fattore di sfruttamento dell'80% e che i pannelli fotovoltaici hanno un'efficienza di conversione media del 10% si trova il potenziale solare per i tetti e le facciate degli edifici della provincia di Treviso.

Tabella 2.10 Calcolo potenziale rapporto tra energia producibile e energia consumata

Irraggiamento medio annuo (KWh/m ²)	Tetti (GWh/y)	Facciate (GWh/y)	Consumi di energia elettrica nella Provincia di Treviso (GWh)	Rapporto potenziale fotovoltaico /energia consumata
1320	2447	927	4.529	74%

In figura 8 sono riportati Valori medi di Radiazione solare incidente sul territorio della Provincia di Treviso nel periodo dal 01/01/1995 al 01/01/2005 (Insolazione media giornaliera espressa in Wh/m²)

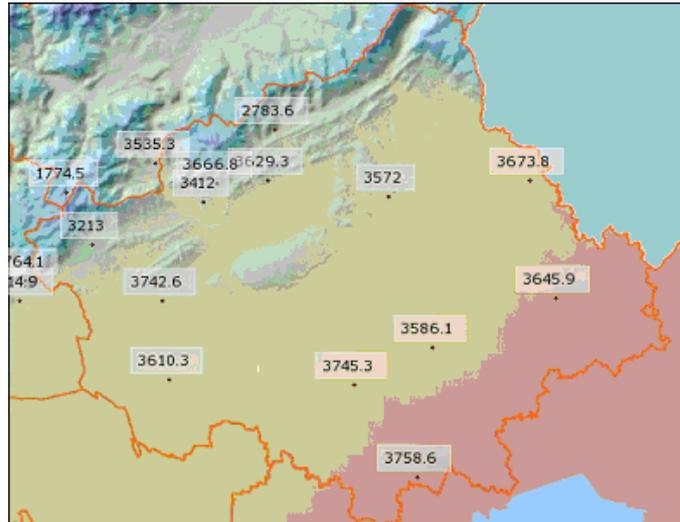


Figura 2.2. Valori medi di Radiazione solare incidente

Come esempi di andamenti della radiazione solare nell'arco di un anno, si riporta di seguito (grafici 2.3 e 2.4) l'elaborazione dei dati raccolti per il comune di Mogliano e per il comune di Crespano del Grappa.

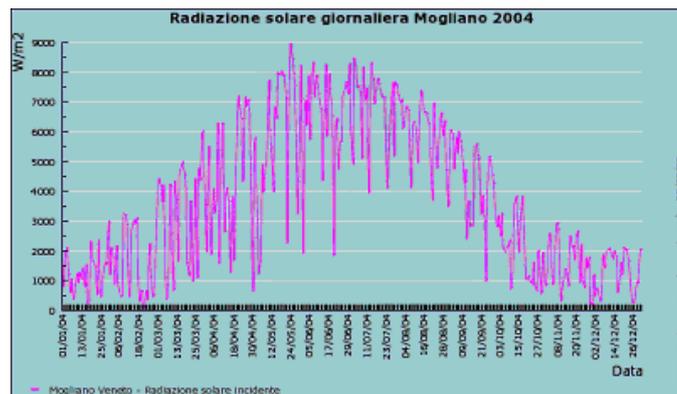


Grafico 2.3. Andamento radiazione solare Mogliano

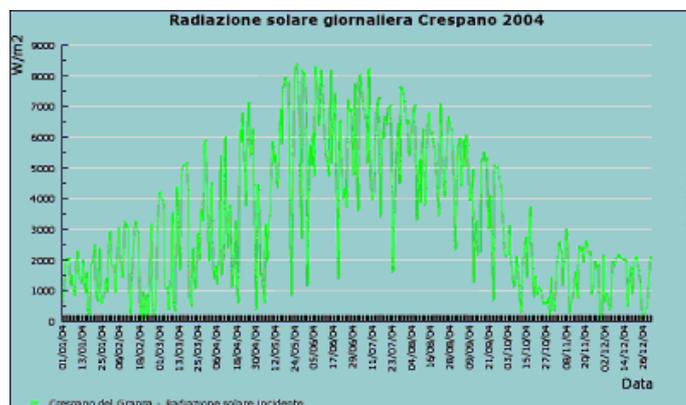


Grafico 2.4. Andamento radiazione solare Crespano del G.

Normativa e incentivi

Impianti solari termici

Al momento attuale esiste ampia disponibilità di fondi del Ministero dell'Ambiente a favore di tutte le amministrazioni pubbliche (per i Comuni senza limitazioni di numero di abitanti), gli enti pubblici e le aziende del gas che intendono realizzare presso i propri edifici impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria, per il riscaldamento e per il raffrescamento degli ambienti, nonché per il riscaldamento delle piscine pubbliche. I finanziamenti rientrano nel programma del Ministero dell'Ambiente avviato con Decreto del 10 settembre 2001 (G.U. n. 291 del 15.12.2001), che stanziava risorse per circa 6.200.000 euro e possono essere utilizzati per coprire il 30% del costo degli impianti.

Gli impianti possono avere una taglia minima di 6 m² di superficie, a condizione che il soggetto proponente presenti un numero di progetti che complessivamente non siano inferiori a 20 m².

Fonte: ISES Italia

Impianti fotovoltaici

Il conto energia

Il Conto energia è stato introdotto inizialmente in Italia con il recepimento, attraverso il D.Lgs. n. 387/2003 della Direttiva 2001/77/CE ed è stato poi reso operativo con l'approvazione del Decreto attuativo n. 181/2005 (che fissa i tempi e i termini di attuazione) e la Delibera 185/2005 (che stabilisce i modi di erogazione degli incentivi).

Il meccanismo del conto energia, a differenza del passato, quando l'incentivazione era legata all'assegnazione di somme a fondo perduto, è assimilabile ad un finanziamento in conto esercizio, in quanto non prevede alcuna facilitazione particolare da parte dello Stato per la messa in servizio dell'impianto.

Il principio che regge il meccanismo del Conto energia consiste nell'incentivazione della produzione elettrica, e non dell'investimento necessario per ottenerla. Il privato proprietario dell'impianto fotovoltaico percepisce somme in modo continuativo, con cadenza tipicamente mensile, per i primi 20 anni di vita dell'impianto. Condizione indispensabile all'ottenimento delle tariffe incentivanti è che l'impianto sia connesso alla rete (*grid connected*). La dimensione nominale dell'impianto fotovoltaico deve essere compresa tra 1 kWp e 1 MWp. Non sono incentivati dal Conto energia quegli impianti fotovoltaici destinati ad utenze isolate e non raggiunte dalla rete elettrica.



Il tetto massimo annuo finanziabile, con l'ultimo decreto ministeriale di febbraio 2006, è stato fissato in 500 MW (il precedente limite era di 100 MW) divisi in 360 MW per gli impianti fino a 50 kWp e 140 MW per gli impianti da 50 kWp a 1MWp. Esiste un limite totale annuale, che dal 2006 al 2012 è di 85 MW: 60 MW per gli impianti con potenza inferiore a 50kW e 25 MW per impianti con potenza superiore a 50 kW. Raggiunti questi tetti la categoria viene dichiarata *negativa* dal Gestore della Rete di trasmissione Nazionale (GRTN), che procederà a rigettare le eventuali ulteriori domande pervenute, obbligando gli intestatari al invio delle stesse nell'anno successivo.

Con questo sistema si sono generate profonde differenze tra impianti casalinghi (intestati a persone fisiche) e mini-centrali (intestate a soggetti con personalità giuridica).

I **privati** possono essere intestatari di impianti da 1 a 20 kW, installati su suolo o tetto di proprietà, esclusivamente nel caso di concomitanza del punto di consegna con il punto di prelievo, ovvero solo nel caso di applicazione di net metering a livello fisico.

Il beneficiario percepirà 0,445 €/kWh da parte del GRTN limitatamente a quanto reso disponibile alle proprie utenze, per cui l'incentivazione riguarda soltanto la parte di produzione autoconsumata. Il meccanismo di scambio sul posto ([net-metering](#)) consente di operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto medesimo e l'energia elettrica prelevata dalla rete:sulla base di tale saldo avviene il calcolo e l'erogazione dell'incentivo. L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni, l'eventuale credito residuo viene annullato e non è più incentivabile.

Potrà usufruire dell'incentivo su tutta l'energia prodotta se rinuncia al servizio di scambio sul posto. L'eventuale eccesso di produzione non autoconsumato (eccesso istantaneo e non quello calcolato a fine anno) può essere rivenduto ad un gestore (ENEL o società analoga), alle tariffe fissate dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e del Gas), solo però se si ha la partita IVA.

La durata dell'incentivo è pari a 20 anni. La tariffa iniziale, per chi viene ammesso agli incentivi a partire dal 2007, viene determinata a partire dal valore dell'anno precedente con una riduzione del 5% annuo corretta dall'adeguamento ISTAT. Determinata la tariffa iniziale, essa è mantenuta fissa per i 20 anni di incentivazione.

A questo meccanismo si aggiungono le possibilità offerte dal net metering, cioè la possibilità di autoconsumare senza alcuna spesa la propria produzione energetica, portandola in decurtazione dalle proprie bollette della corrente elettrica. Anche qui l'eventuale surplus di produzione rispetto ai consumi viene portato a credito, costituendo una specie di *bonus* energetico spendibile entro 36 mesi.

È previsto un incremento della tariffa del 10% nel caso di integrazione architettonica, ma in questo caso viene perso l'adeguamento ISTAT fino al 2012.

La liquidazione delle spettanze avviene su base mensile, eventualmente rimandata al mese successivo qualora il credito risultante fosse inferiore a €250,00.

I **soggetti titolari di Partita IVA** possono beneficiare di un'incentivazione sull'intera produzione fotovoltaica, e non solo sulla parte autoconsumata.

Questi soggetti possono ottenere queste tariffe:

- 0,445 €/kWh per gli impianti da 1 a 20 kWp che optano per lo scambio sul posto;
- 0,46 €/kWh per gli impianti da 1 a 50 kWp (cessione in rete);
- 0,49 €/kWh da sottoporre a ribasso d'asta per gli impianti da 50 kWp a 1 MWp (1000 kWp).

Nel caso di cessione in rete, l'eventuale eccesso di produzione non viene portato a credito, ma viene rivenduto ad un gestore (ENEL o società analoga), alle tariffe fissate dall'AEEG di:

- 0,095 €/kWh per impianti dalla produzione annua inferiore a 500 MWh;
- 0,08 €/kWh per impianti dalla produzione annua compresa tra 500 MWh e 1 GWh (1000 MWh);
- 0,07 €/kWh per impianti dalla produzione annua maggiore di 1 GWh.

Questa operazione di vendita avviene in regime IVA.

Anche in questo caso, la durata dell'incentivo è pari a 20 anni. La tariffa iniziale, per chi viene ammesso agli incentivi a partire dal 2007, viene determinata a partire dal valore dell'anno precedente con una riduzione del 5% annuo corretta dall'adeguamento ISTAT e viene mantenuta fissa per i 20 anni di incentivazione.

Per gli impianti superiori a 50 kWp, il nuovo Decreto ha sostituito l'obbligo di presentare fideiussione (non necessario se il soggetto responsabile dell'impianto è un'Amministrazione statale o locale) di 1500 €/kWp al momento della domanda con l'obbligo di presentare un'autocertificazione di impegno a costituirne una di 1000 €/kWp solo in caso di ottenimento della tariffa incentivante.

Vantaggi e svantaggi

Con le dovute approssimazioni del caso, si rileva come usando tecnologie comuni un impianto fotovoltaico sia in grado di generare approssimativamente 1.150 kWh annui per ogni kWp di moduli fotovoltaici installati. Questo valore sale fino a 1.500 kWh spostandosi progressivamente verso sud. Questi dati stridono fortemente se paragonati ai 600 kWh/kWp annui della regione tedesca, ai vertici mondiali in quanto a produzione elettrica da fonte fotovoltaica.

La favorevole situazione climatica italiana permette al beneficiario di rientrare interamente dei costi sostenuti entro il decimo anno, e di realizzare approssimativamente altrettanto nei successivi 10 anni. Al sud la situazione migliora ulteriormente, poiché l'investimento tende a rientrare in 8 anni circa.

Di contro, a differenza dei finanziamenti a fondo perduto precedentemente impiegati per incentivare il settore, non vi è alcuno strumento di agevolazione per l'esborso necessario alla realizzazione



dell'impianto fotovoltaico. L'agevolazione IRPEF dedicata alle ristrutturazioni edilizie è stata resa parzialmente incompatibile con le tariffe incentivanti, decurtandole di 1/3 per tutti i vent'anni previsti.

Per gli impianti non superiori a 20 kW, con il nuovo decreto di febbraio 2006, è possibile scegliere fra 2 opzioni: la prima prevede di sottoscrivere con il distributore locale un contratto di scambio sul posto, in tal caso è incentivata la produzione per i propri consumi e ciò implica che è vantaggioso dimensionare l'impianto sul proprio fabbisogno. Eventuale eccedenza di produzione non viene pagata ma messa in un conto e consumabile sino a tre anni più tardi; l'altra opzione prevede che l'incentivo venga erogato per tutta la produzione immessa in rete o autoconsumata in parte o in toto, in loco e nel momento che viene prodotta. Tuttavia quest'ultima possibilità, pur allineando la tariffa a quella degli impianti superiori, è preclusa ai privati, a causa della necessità che il titolare dell'impianto abbia personalità giuridica.

La situazione attuale

Di fatto reso operativo il 19/09/2005, il Conto energia ha avuto un successo inaspettato, esaurendo in soli 9 giorni lavorativi il monte impianti finanziabile secondo il Ministero fino al 2012, di 100 MWp. Con il decreto di febbraio 2006, la capacità incentivabile è stata incrementata da 100 a 500 MW sino al 2015.

Secondo quanto dichiarato dal GRTN stesso mediante comunicato stampa, attualmente i dati relativi alle domande presentate dal 19 settembre 2005 al 31 dicembre 2005 sono:

- 11915 richieste pervenute per un totale di 345,5 MWp;
- 9121 richieste approvate per un totale di 266 MWp.

Nella seguente tabella sono riportate le domande afferenti al 1° trimestre di incentivazione suddivise per Regione e per Classi di potenza ammesse (Fonte GRTN).

Tabella 2.11. Domande relative al 1° trimestre di incentivazione

Regione	Classe 1 1kW≤P≤20kW		Classe 2 20kW≤P≤50kW		Tot. Classi 1 e 2 1kW≤P≤50kW		Classe 3 50kW≤P≤1MW		Totale	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
Puglia	100	839	109	5.192	209	6.031	8	5.757	217	11.788
Sicilia	156	1.041	128	5.953	284	6.994	6	3.523	290	10.517
Campania	95	1.024	82	3.918	177	4.942	3	2.978	180	7.920
Toscana	112	895	37	1.619	149	2.513	4	3.984	153	6.497
Emilia R.	195	991	109	4.663	304	5.653	3	562	307	6.216
Calabria	82	600	46	2.013	128	2.613	4	3.261	132	5.873
Lombardia	265	1.866	84	3.911	349	5.777	1	90	350	5.867
Sardegna	45	336	72	3.477	117	3.814	1	998	118	4.812
Veneto	167	1.196	74	3.517	241	4.713	0	0	241	4.713
Trentino A.A.	48	346	33	1.390	81	1.737	5	2.146	86	3.882
Umbria	63	619	68	3.037	131	3.656	1	200	132	3.856
Lazio	126	725	17	822	143	1.547	2	2.000	145	3.547
Marche	116	854	40	1.681	156	2.535	4	727	160	3.262
Piemonte	94	718	49	2.061	143	2.779	0	0	143	2.779
Abruzzo	72	1.027	3	127	75	1.154	2	600	77	1.754
Liguria	20	133	19	795	39	927	1	499	40	1.426
Basilicata	22	259	19	894	41	1.153	1	151	42	1.304
Friuli V.G.	36	203	3	128	39	331	1	515	40	846
Molise	18	204	1	50	19	254	0	0	19	254
Valle d'Aosta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE	1.832	13.877	993	45.248	2.825	59.125	47	27.990	2.872	87.115

Si può notare come il Veneto sia posizionato al decimo posto come Potenza totale degli impianti incentivati per un numero complessivo di 241 impianti tutti con potenza inferiore a 50 kW.

Nel mese di dicembre 2005 il Ministero delle Attività Produttive ha deliberato l'innalzamento del tetto massimo a 500 MWp (pur se divisi in fasi successive), riaprendo di fatto istantaneamente le sorti del Conto energia in Italia, che ora sono contingentate annualmente a 85 MWp.

È in corso di emanazione un nuovo decreto, sempre in attuazione della direttiva 2001/77/CE, la cui bozza è scaricabile da internet dal sito del governo., che prevede un sistema di accesso facilitato agli incentivi. Con questo decreto si vorrebbe orientare il processo di diffusione del fotovoltaico verso applicazioni più promettenti, in termini di potenziale di diffusione e connesso sviluppo tecnologico, e consentano minor utilizzo del territorio, privilegiando l'incentivazione di impianti fotovoltaici con moduli posizionati o integrati nelle superfici esterne degli involucri degli edifici e negli elementi di arredo urbano e viario, pur tenendo conto del costo maggiore degli impianti di piccola potenza.



Agli incentivi (tariffe e premi) stabiliti nel decreto è previsto che possano accedervi:

- persone fisiche
- persone giuridiche
- soggetti pubblici
- condomini di unità abitative e/o di edifici.

L'obiettivo nazionale di potenza nominale fotovoltaica cumulata da installare entro il 2015, indicato nella bozza di decreto, è di 2.000 MW.

Finanziamenti della Regione Veneto

La tipologia rappresentata dagli edifici monofamiliari tecnicamente si presta al meglio alla così detta "coltivazione dei tetti", in quanto queste utenze presentano piccoli fabbisogni ed adeguate superfici utili all'installazione dei pannelli. Opportuni interventi di razionalizzazione dei consumi elettrici possono ridurre la domanda di queste utenze a 2.260 kWh/anno. Per soddisfare tale domanda, sono necessari pannelli per una superficie di circa 12 m² (queste valutazioni sono state fatte assumendo una radiazione media incidente sul piano orizzontale di 1.443 kWh/anno aumentata del 30% grazie all' opportuno orientamento ed inclinazione dei pannelli ed un rendimento medio di questi ultimi del 10%). Considerazioni di questo genere possono essere ripetute anche per complessi edilizi plurifamiliari nel caso di superfici utili all'installazione di pannelli.

La Regione Veneto ha stanziato, per l'anno 2005, circa 1,5 milioni di euro per l'erogazione di contributi inerenti le spese per l'installazione di impianti fotovoltaici. Possono richiedere le agevolazioni i soggetti pubblici o privati, proprietari di struttura edilizia che intendano realizzare impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 20 kW, o che abbiano già realizzato l'intervento, purché sia stato avviato successivamente al 25 settembre 2003.

L' obiettivo è quello di raggiungere i 300 MW nel 2015, contro gli attuali 20 MW.

2.4 Energia eolica

L'energia del vento è legata ai movimenti delle masse d'aria tra le zone di alta e bassa pressione atmosferica. Pur essendo diffusa ovunque sulla Terra, solo in alcune zone è sufficientemente intensa e regolare da presentare interesse ai fini di una utilizzazione pratica. Ai fini di uno sfruttamento economicamente vantaggioso dell'energia eolica è pertanto fondamentale lo studio delle variazioni della

velocità del vento in un determinato sito, che deve essere condotto sulla base di osservazioni di lungo periodo.

Tra le nuove fonti rinnovabili è inoltre quella tecnologicamente più matura e più vicina alla competitività economica con le tradizionali fonti di produzione elettrica. Ciò spiega il forte sviluppo che sta conoscendo in questi ultimi anni nell'Unione Europea, ove la potenza eolica installata è la maggiore a livello mondiale. Paesi come la Germania, la Spagna e la Danimarca si pongono all'avanguardia in questo settore, ma è rilevante anche lo sviluppo dell'energia eolica in Italia, benché nel nostro Paese ci siano numerosi fattori che condizionano negativamente lo sviluppo di tale fonte (la scarsa ventosità media, la conformazione in gran parte montuosa del territorio, l'elevata densità abitativa e la diffusa presenza sul territorio di beni culturali e siti archeologici). Il contributo dell'eolico alla produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili è in costante crescita ed è quello che ha registrato il maggiore incremento nell'ultimo decennio.

Per produrre energia elettrica in quantità sufficiente è necessario che il luogo in cui si installa l'aerogeneratore sia molto ventoso. Per determinare l'energia eolica potenzialmente sfruttabile in una data zona bisogna conoscere la conformazione del terreno e l'andamento nel tempo della direzione e della velocità del vento.

La conformazione di un terreno influenza la velocità del vento: più un terreno è rugoso, cioè presenta variazioni brusche di pendenza, o presenza di boschi, edifici e montagne, più il vento incontrerà ostacoli che ridurranno la sua velocità.

Per definire la conformazione di un terreno sono state individuate quattro classi:

Classe di rugosità 0: suolo piatto come il mare, la spiaggia e le distese nevose.

Classe di rugosità 1: suolo aperto come terreni non coltivati con vegetazione bassa e aeroporti.

Classe di rugosità 2: aree agricole con rari edifici e pochi alberi.

Classe di rugosità 3: suolo rugoso in cui vi sono molte variazioni di pendenza del terreno, boschi e paesi.

In generale, la posizione ideale di un aerogeneratore è in un terreno appartenente ad una bassa classe di rugosità e che presenta una pendenza compresa tra i 6 e i 16 gradi. Il vento deve soffiare in modo costante per gran parte dell'anno. Per poter ottenere una potenza nominale fino a 2000 kW deve superare la velocità di 3-4 metri al secondo, mentre per ottenere potenze maggiori è necessaria una velocità superiore.

La risorsa eolica in Italia

Il vento si genera in forme molto varie nel tempo e molto disomogenee sul territorio. La presenza di un territorio ad orografia generalmente complessa rende per l'Italia il compito più impegnativo rispetto ai Paesi in cui lo sfruttamento dell'eolico è maggiore, e che sono caratterizzati in generale da un territorio più pianeggiante.

La progettazione dei parchi eolici in Italia deve tener conto di vari tipi di fattori.



Esistono infatti **fattori ambientali** con cui confrontarsi quali l'alta densità abitativa, il valore paesaggistico, della fauna e della flora e la diffusa presenza di beni storici o archeologici da tutelare; fattori legati alla **conformazione del territorio**, dal momento che siti idonei dal punto di vista delle caratteristiche di ventosità possono però essere localizzati su stretti crinali, spesso inaccessibili e con limitata libertà di posizionamento delle macchine. Altri vincoli sono stabiliti in modo diversificato dalle **Autorità Locali**, che sempre più spesso definiscono delle proprie linee guida di progettazione.

Non ultima è da considerarsi la **valorizzazione sociale** del territorio che consiste nel creare le condizioni per la fruizione dell'area dell'impianto sia per le attività preesistenti, in molti casi agricole o pastorizie, che nel realizzare nuovi spazi vivibili dalla comunità.

Tecnologia della risorsa

L'energia eolica viene trasformata in energia elettrica tramite l'utilizzo degli aerogeneratori.

Esistono aerogeneratori diversi per forma e dimensione: possono, infatti, avere una, due o tre pale di varie lunghezze: quelli con pale lunghe 50 centimetri vengono utilizzati come carica batterie, quelli con pale lunghe circa 30 metri sono in grado di erogare una potenza di 1.500 kW, riuscendo a soddisfare il fabbisogno elettrico giornaliero di circa 1.000 famiglie. Il tipo più diffuso è l'aerogeneratore di taglia media, alto oltre 50 metri, con due o tre pale lunghe circa 20 metri, in grado di erogare una potenza di 500-600 kW (fabbisogno elettrico giornaliero di circa 500 famiglie).

L'esempio più tipico di parco eolico è rappresentato dalle "**wind farm**", "fattorie del vento". Nelle wind farm la distanza tra gli aerogeneratori viene calcolata per evitare interferenze reciproche che potrebbero causare cadute di produzione. Di regola gli aerogeneratori vengono situati ad una distanza di almeno cinque - dieci volte il diametro delle pale.

Gli impianti eolici possono poi classificarsi in base alla loro dislocazione sul territorio: impianti sulla terraferma ed impianti sul mare (**off-shore**).

Oltre ai grandi impianti esistono anche le piccole applicazioni per i privati e le piccole industrie; in questo caso è presente un solo piccolo generatore e l'impianto si definisce "**mini-wind**".

Potenziale di applicazione in provincia

L'atlante eolico d'Italia, elaborato nel 2002 da CESI SpA in collaborazione con l'Università di Genova, riporta per la provincia di Treviso una velocità media annua del vento pari o inferiore a 4 m/s sia a 25, sia a 50, sia a 70 m slt. Allo scopo di verificare la possibilità di sviluppare questo tipo di fonte energetica nell'ambito territoriale della provincia di Treviso si sono utilizzati come riferimento i dati forniti dalle stazioni di di Valdobbiadene – Monte Cesen (gestita dall'ARPAV - Centro Meteorologico di Teolo), dalla

stazione Monte Grappa, gestita dall'ARPAV - Centro Valanghe di Arabba e da una stazione sita sul monte Pizzoc e gestita da privati.

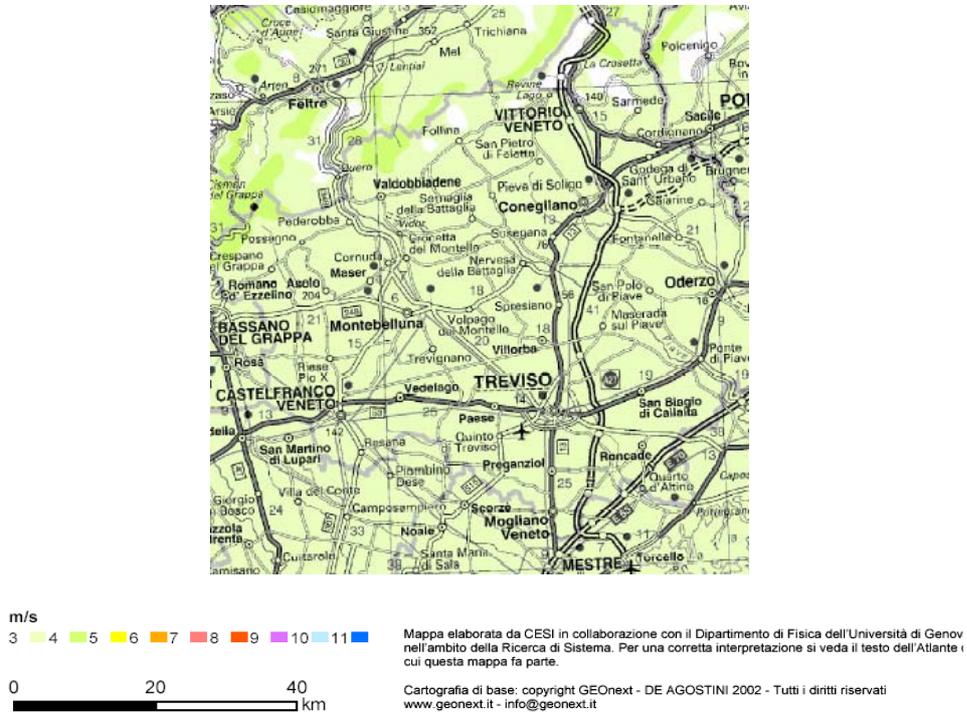


Figura 2.3. Mappa della velocità media annua del vento a 70 m s.l.t.

Stazione di Valdobbiadene – Monte Cesen

Questa stazione è localizzata ad una quota di 1552 m slm.

I parametri considerati sono la direzione del vento e la velocità media giornaliera a 5 m dal suolo.

In base alle osservazione effettuate tra gli anni 2000 e 2004 sui valori medi giornalieri, si osserva la presenza di venti provenienti prevalentemente dalla direzione Sud – Sud Ovest.

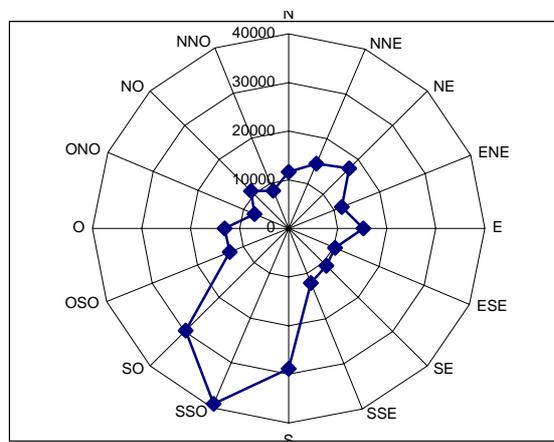


Grafico 2.5. Monte Cesen Valdobbiadene - Direzione vento a 5 m (gradi) 2000 - 2004



La frequenza di velocità del vento è stata così classificata:

- 1) velocità compresa tra 0 e 3 m/s;
- 2) velocità compresa tra 3 e 5,5 m/s;
- 3) velocità superiore a 5,5 m/s.

Presso la stazione sita a Valdobbiadene – Monte Cesen i venti con velocità media superiore a 3 m/s (velocità minima per assicurare la possibilità di sfruttamento della risorsa) si presentano con frequenza pari a circa il 55% delle osservazioni, e quindi insufficiente per garantirne lo sviluppo.

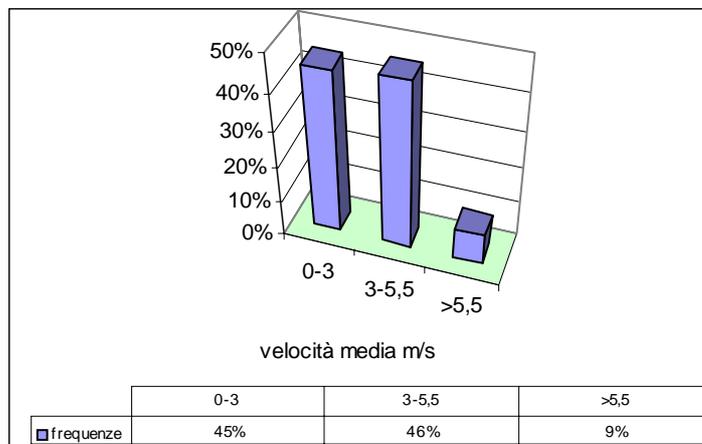


Grafico 2.6. Frequenza della velocità del vento – media su dati giornalieri anni 2000-2004

Stazione Monte Pizzoc

La stazione sita sul monte Pizzoc è localizzata a 1575 m di altitudine ed è gestita da privati. I dati a disposizione sono riportati nel grafico 2.7.



Grafico 2.7. Medie mensili della velocità del vento sul monte Pizzoc tra il 2002 e il 2004

Come si può notare, le medie mensili della velocità del vento tra il 2002 e il 2004 riportano un valore sempre superiore a 6 m/s (con una sola eccezione, a gennaio 2004). Circa il 94% dei dati presenta una velocità pari o superiore a 8 m/s. Queste informazioni suggeriscono la possibilità di approfondire le ricerche per sviluppare uno studio di fattibilità per lo sfruttamento dell'energia eolica in questo sito.

Stazione Monte Grappa

La stazione sita sul Monte Grappa è localizzata ad una quota di 1540 m slm. In base alle osservazioni effettuate tra gli anni 1988 e 2003 su valori medi giornalieri, si osserva che i venti provengono prevalentemente dalla direzione Nord soprattutto nei mesi invernali (ottobre-marzo) e dalla direzione Sud soprattutto nei mesi estivi (aprile – settembre).

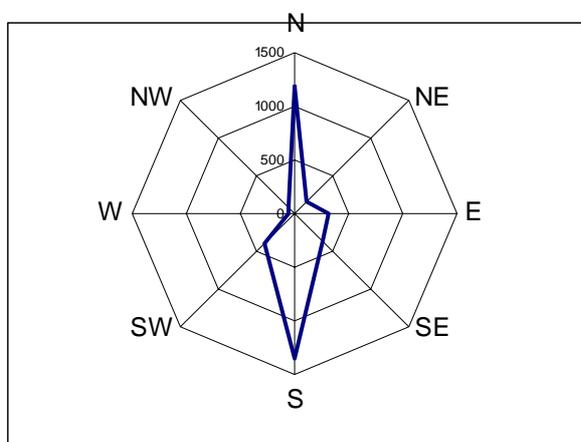


Grafico 2.8. Monte Grappa - Direzione vento (gradi) 1988 – 2003

Le velocità del vento osservate sono riassunte nel grafico. La percentuale di osservazioni con velocità del vento superiore ai 5,5 m/s sui dati medi giornalieri del periodo 1988 – 2003 risulta di circa il 10%. Le osservazioni di velocità inferiore a 3 m/s sono circa il 45% del totale, così come le osservazioni di velocità compresa tra 3 e 5,5 m/s.

I venti con velocità sfruttabile ai fini eolici si rilevano quindi in questa stazione con frequenza pari a circa il 55% del totale.

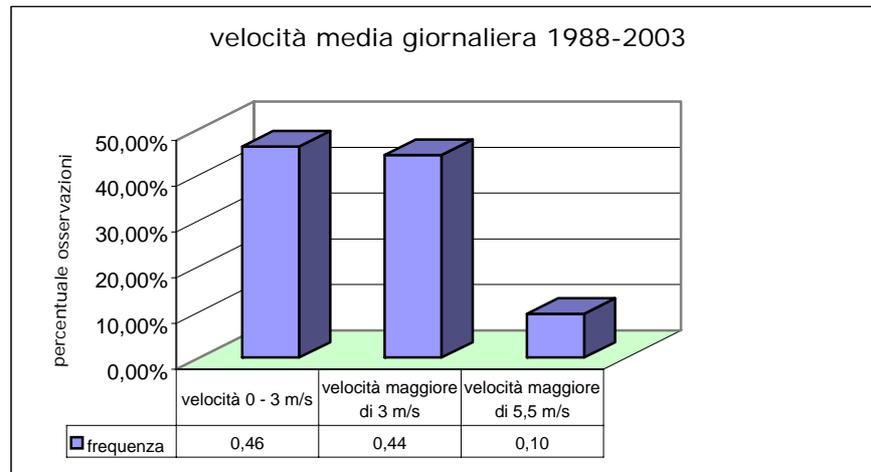


Grafico 2.9. Frequenze della velocità del vento – media su dati giornalieri anni 1988-2003

In conclusione, si può affermare che una zona potenzialmente sfruttabile in provincia di Treviso per questo tipo di energia potrebbe essere il monte Pizzoc, ma per la realizzazione di eventuali impianti è necessario un approfondito studio di fattibilità, che tenga conto della realizzabilità di una rete di distribuzione, della presenza di adeguati spazi e dei possibili impatti che si potrebbero generare.

Attualmente sono in corso studi per la verificare la possibilità di realizzazione di un parco eolico nel comune di Vas (BL), a confine con la provincia di Treviso.

Impatto ambientale

La generazione di energia elettrica per via eolica presenta l'indiscutibile vantaggio ambientale di non immettere nell'ecosfera sostanze inquinanti, polveri, calore, come invece accade nel caso dei metodi tradizionali di generazione per via termoelettrica.

I possibili effetti indesiderati degli impianti hanno luogo solo su scala locale e sono:

1. l'occupazione del territorio. anche se complessivamente le wind farm possono occupare ampi spazi di territorio, si deve tener conto che al di sotto degli aerogeneratori può essere effettuata l'attività di agricoltura e pastorizia.
2. l'impatto visivo. gli aerogeneratori inoltre, per la loro configurazione, sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti. Ma una scelta accurata della forma e del colore dei componenti, per evitare che le parti metalliche riflettano i raggi solari, consente di armonizzare la presenza degli impianti eolici nel paesaggio.
3. il rumore. devono essere presi degli accorgimenti migliorando l'inclinazione delle pale e la loro conformazione, e la struttura e l'isolamento acustico della navicella.
4. gli effetti sulla flora e la fauna. I soli effetti riscontrati su flora e fauna riguardano il possibile impatto degli uccelli con il rotore delle macchine.

5. le interferenze sulle telecomunicazioni. Gli aerogeneratori possono infine essere fonte di interferenza elettromagnetica a causa della riflessione e della diffusione delle onde radio che investono la struttura, ma il rischio di tali disturbi può considerarsi irrilevante per gli aerogeneratori dell'attuale generazione che utilizzano pale in materiale non metallico ed antiriflettente.



2.5 Energia da biomasse

Il termine “biomassa” è molto ampio e viene utilizzato per descrivere materiale di recente origine biologica, che può essere utilizzato sia come fonte di energia, sia per i suoi componenti chimici. Include quindi alberi, coltivazioni, alghe ed altre piante, come pure residui forestali e agricoli. Nel termine biomassa sono compresi anche vari materiali considerati rifiuti, come ad esempio effluenti, fanghi, sottoprodotti industriali, nonché la frazione organica degli scarichi domestici.

La biomassa può essere considerata come una forma di energia solare immagazzinata: l'energia del sole è “catturata” attraverso il processo di fotosintesi nelle piante.

Le biomasse soddisfano circa il 15 per cento degli usi energetici primari nel mondo, con circa 1.200 Mtep/anno (milioni di tonnellate di petrolio equivalenti/anno). Esiste una forte disparità, però, tra il sud e il nord del mondo. I Paesi in via di sviluppo, complessivamente, ricavano quasi il 40% della propria energia dalle biomasse (in alcune realtà si arriva anche al 90%), mentre i Paesi industrializzati utilizzano le biomasse per coprire non più del 3% degli usi primari (ca. 150 Mtep/anno), in linea con la percentuale di utilizzo europeo, con ca. 65 Mtep/anno, con punte del 17-18% in Svezia e Finlandia e 13% in Austria. I consumi in Italia sono al di sotto della media europea, attestandosi intorno al 2% del fabbisogno complessivo. Si stima che un corretto sfruttamento delle biomasse in Europa potrebbe offrire un potenziale pari al 10% del consumo globale di energia.

Le fonti di biomassa per la produzione di energia, per gli scopi di questo manuale, sono state divise nelle seguenti categorie:

- **biomassa ligno-cellulosiche** (di origine forestale e residui industria del legno), sia in quanto sottoprodotto di altre attività forestali, sia come prodotto di «piantagioni energetiche» coltivate appositamente, come i salici e i boschi cedui a corta rotazione, sia come prodotto di scarto di varie attività (es. potature, manutenzioni, lavorazioni industriali);

biomassa derivante **da rifiuti** da attività agricole e zootecniche, come la paglia, gli effluenti di allevamento o i residui avicoli e dalla frazione organica dei rifiuti industriali e urbani che può essere convertita in biogas mediante fermentazione anaerobica in appositi reattori o discariche o dalla quale è possibile ottenere CDR.

Esiste inoltre la possibilità di sfruttare la biomassa derivante da colture energetiche destinate alla produzione di biocombustibili, come la colza o il girasole per la produzione di biodiesel e il frumento o la barbabietola da zucchero per la produzione di bioetanolo.

Per poter utilizzare la biomassa come fonte di energia si provvede, tramite opportuni processi di **conversione**, a trasformare l'energia chimica contenuta nelle biomasse in altra forma di energia. Questi processi possono essere di tipo **termo-chimico** o **biochimico**.

I primi impiegano le alte temperature per trasformare le biomasse direttamente in energia termica o produrre materiali e composti ricchi di energia. Il prodotto finale varia in relazione alle condizioni del processo.

I processi biochimici, invece, trasformano le biomasse in composti chimici a più alta qualità energetica (biogas, alcoli, idrogeno...), tra di essi ci sono la fermentazione (aerobica o anaerobica) e l'idrolisi (acida o enzimatica).

Biomasse ligneo-cellulosiche

Il legno proviene non solo dai boschi, ma anche dai campi, dalle siepi, dai boschetti, dai cedui a turno breve, dal verde urbano e dall'industria del legno, come scarto di lavorazione.

Le **biomasse forestali** possiedono la capacità di immagazzinare energia chimica sotto forma di molecole complesse (polimeri). Oltre a cellulosa, emicellulosa e lignina, componenti principali del legno, sono presenti altri composti, sia organici (grassi, gomme, tannini...) che inorganici (sali di calcio, magnesio, sodio, potassio...), questi ultimi si ritrovano spesso nelle ceneri in seguito alla combustione.

Le caratteristiche fisiche del legno importanti per lo sfruttamento energetico sono l'umidità e il peso specifico. L'umidità influenza le caratteristiche chimiche del legno e il suo stesso peso specifico.

Per quanto riguarda le caratteristiche energetiche, l'indicatore efficace del valore combustibile è costituito dal potere calorifero, ossia la quantità di calore prodotta dalla combustione completa di un'unità di peso di un materiale energetico. In genere si esprime come kcal/Kg oppure in KJ/Kg. Il potere calorifero è direttamente proporzionale alla densità, esso varia principalmente in funzione della specie botanica, del contenuto di umidità del legno e della percentuale di corteccia presente (la corteccia ha infatti un minor contenuto di energia rispetto al legno).

Tabella 2.11. Potere calorifico al 12-15% di umidità riferita al peso anidro

Tipologia legno	Potere calorifero (Kcal/Kg)
Abete rosso	3700-3800
Pino silvestre	3700-3800
Faggio	3300-3400
Pioppo	3550-3650
Quercia	3500-3600
Robinia	3400-3500

È necessario, al fine di accrescere e uniformare la qualità energetica dei materiali legnosi, l'applicazione di opportune "tecniche di condizionamento".



Dopo le fasi di taglio, allestimento ed esbosco, spesso la legna deve essere **essiccata** allo scopo di diminuire la percentuale di umidità, che solitamente è piuttosto elevata.

Per le biomasse ligneo-cellulosiche la combustione diretta è sicuramente il metodo di conversione più conosciuto: il combustibile è bruciato in presenza di un eccesso di aria, che ne assicura un'ossidazione completa. La combustione diretta è praticata con le tradizionali installazioni (ad es. caminetti, stufe) oppure con opportuni apparecchi (caldaie) dotate di una camera di combustione e di un sistema di convezione.

Il combustibile legnoso può essere classificato in legna in pezzi, legno cippato, e legno in pellet e briquettes di legno.

La **legna in pezzi**, che è il combustibile tradizionale, se stagionata (contenuto idrico 20%) presenta un contenuto energetico di circa 4 kWh/Kg.

Il **cippato** è costituito da legno di diverse dimensioni, da specie legnose di qualsiasi tipo, ridotto in scaglie, ottenuto per mezzo di macchine chiamate cippatrici. Si ottiene dalla sminuzzatura di alberi interi, tronchi, ramaglia, scarti di potatura o dell'industria di prima trasformazione. Il cippato, stoccato e posto a maturazione per ottenerne l'essiccazione, può raggiungere con un umidità del 30% (cippato stagionato) un contenuto energetico intorno ai 3,4 kWh/Kg. Il cippato è alimentato caldaie a caricamento automatico con potenze da 80 kW fino ad alcuni MW.

I **pellet e briquettes** sono il risultato di un processo industriale attraverso cui materiali di lavorazione, come ad esempio la segatura non contaminata, con un contenuto idrico massimo del 12-14%, viene pressata in cilindri di varia misura (comunemente di lunghezza 12-18 mm e diametro 6-12 mm). Il contenuto energetico è piuttosto elevato: 4,7 kWh/Kg. Possono essere trasformati in pellets anche i trucioli di piolla, gli scarti grossolani di segheria, il cippato, i residui di potature agricole. Questo tipo di combustibile può alimentare piccole caldaie a caricamento automatico che abbiano una potenza massima di 30 kW.

Impianti di combustione

Caldaie a pezzi di legna. È la forma più diffusa di utilizzo delle biomasse per scopi energetici. Sono alimentate manualmente con legna da ardere, sono utili per il riscaldamento di una o più abitazioni ed hanno una potenza massima di 100 kW. Si possono individuare due tipologie: caldaie a tiraggio naturale e a fiamma inversa (con due camere di combustione). Un impianto che costituito da una caldaia a fiamma inversa e da un regolatore dell'aria di combustione e che abbia un serbatoio dell'acqua calda, da accumularsi in previsione dei momenti di maggior richiesta, favorendo un risparmio di combustibile nelle mezze stagioni, può soddisfare utenze singole (P=25 kW) o aggregati di poche famiglie (fino a P=80 kW), con una spesa annua di combustibile ridotta ad 1/3 rispetto ad un equivalente impianto a gasolio.

Caldai a pellet di legno. Sono adatte per il riscaldamento di singole abitazioni o gruppi di edifici, e sono completamente automatiche.

Caldai a cippato. Sono automatiche e impiegate dal riscaldamento di singole abitazioni fino alle grandi reti di riscaldamento a servizio di interi paesi.

Oltre alla legna da ardere, al cippato e al pellet, la risorsa legno è costituita da altre fonti, come ad esempio:

- residui agricoli e forestali (es. ramaglie, sarmenti, ceppaie, ecc.);
- residui delle manutenzioni delle pertinenze idrauliche e delle scarpate stradali e delle manutenzioni del verde urbano;
- residui delle prime e seconde lavorazioni industriali (dalle quali si ricavano principalmente il pellet e le briquettes);
- residui della lavorazione di frutti a guscio legnoso;
- rifiuti legnosi (ad es. bancali, cassette, legno da demolizione edifici e mobili).

Nella regione Veneto sono state stimate le disponibilità di legno per fini energetici, comprendenti:

- biomassa legnosa proveniente da foreste;
- biomassa legnosa proveniente da “fuori foresta” (es. colture agrarie arboree, verde urbano, come ad esempio residui di patate e/o espanti);
- biomassa proveniente da residui delle industrie del legno.

La disponibilità è risultata variare tra 1.970.000 e 2.386.000 t (dati 2002).

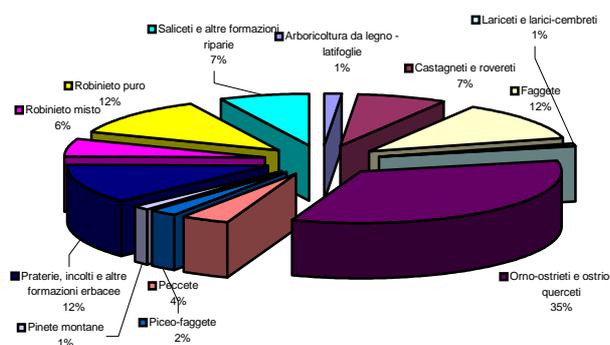


Grafico 2.10. Percentuale di territorio in funzione dell'utilizzo



carta forestale della provincia di Treviso

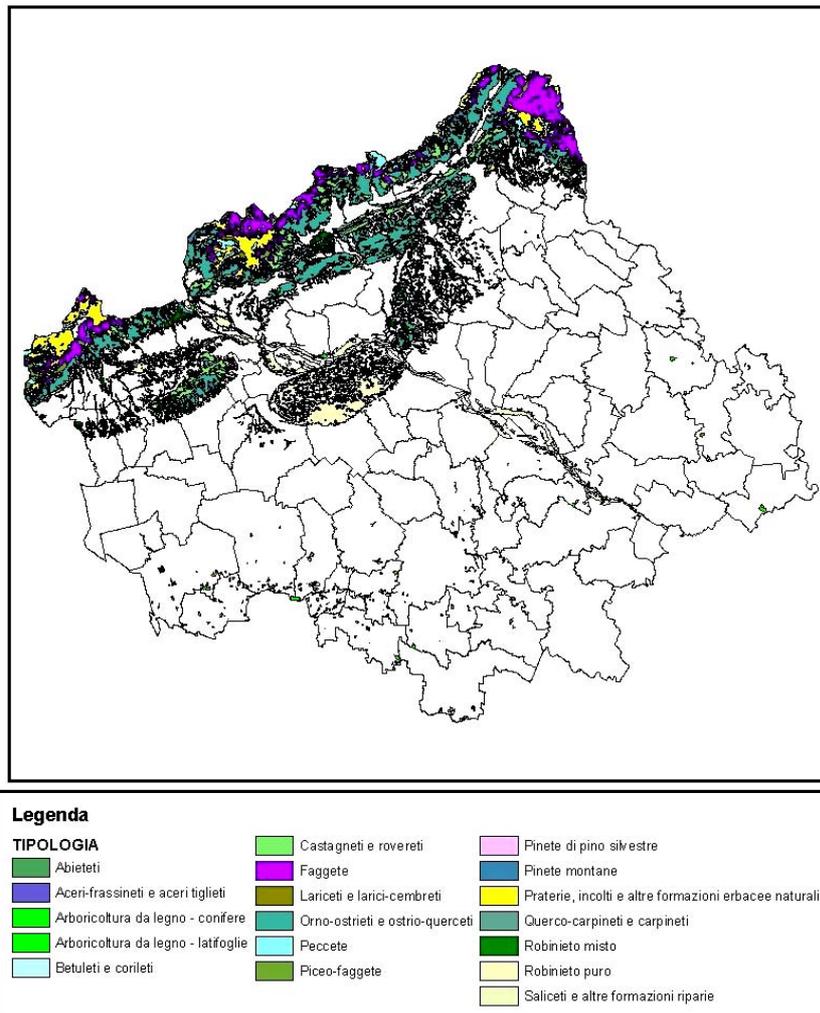


Figura 2.4. Carta forestale della Provincia di Treviso

Nella figura 1 è riportata la carta forestale della provincia di Treviso, e la ripartizione in base all'estensione delle varie tipologie di alberatura. In essa è riportata (dati 2003) una superficie boscata complessiva di circa 440 Km², che corrisponde al 18% dell'intero territorio provinciale.

La quantità di terreni destinata all'arboricoltura da legno (latifoglie e conifere) risulta di complessivi 557 ha.

Una buona parte della superficie boscata (5300 ha, pari al 12% della superficie) è destinata a praterie, incolti ed altre formazioni erbacee. Anche all'interno di queste aree si possono individuare estensioni che possono essere utilizzate per realizzare impianti destinati alla produzione di energia.

In ogni caso, in base al censimento dell'agricoltura effettuato dall'Istat nel 2000, in provincia di Treviso risultavano presenti 1794 ettari di **superficie boscata già destinata alla produzione di energia**.

La Regione Veneto, base alla Legge Regionale 14 del 2 maggio 2003 (abrogata dalla L. R. n. 8 del 30 giugno 2006 – vedi paragrafo “normativa e incentivi regionali”) ha emanato due bandi per finanziare **l'impianto di colture legnose finalizzato alla produzione di biomassa per usi energetici**, per fibra o per assortimenti di lavoro, di cui alle D.G.R.V. n. 2126 dell'11.07.2003 e D.G.R.V. n. 1677 del 26.05.2004. Con i decreti n. 1693 del 29 dicembre 2003 e n. 652 del 27 dicembre 2004 sono stati individuati i soggetti che potevano avere accesso ai finanziamenti e sono state indicate le superfici interessate dalle coltivazioni.

Nel 2003 sono state accettate n. 39 istanze, per un totale di 93.22 ha; nel 2004 si sono aggiunte altre n. 18 istanze con 45.05 ha, per un totale tra il 2003 e il 2004 di 138.27 ha.

Sulla base di dati di bibliografia forniti da aziende che lavoro nel settore, nonché da agricoltori che in Provincia hanno dedicato loro terreni alla coltivazione di biomassa per usi energetici, la produzione di legno da tali colture va da un minimo di 150 ad un massimo di 500 quintali/ettaro.

Il Consiglio regionale, nella seduta del 15 Giugno, ha approvato una legge per facilitare la produzione e l'utilizzo di biomasse per la produzione di energia, prevalentemente termica. Si tratta di un finanziamento di due milioni di Euro per il triennio 2006 – 2008.

Per quanto riguarda i **residui da lavorazione industriale**, risulta a livello di comunità montane localizzate in provincia di Treviso una disponibilità di circa 423 t, comprendente refili e sciaveri, trucioli, segatura, polveri e corteccia. Tale disponibilità, tuttavia, viene ripartita tra diverse destinazioni d'uso.

Secondo un'indagine condotta da ISSI per conto del Consorzio Nazionale Rilegno, i **rifiuti legnosi** in provincia di Treviso ammontavano, nel 2000, a 5.383,41 t, comprendenti imballaggi in legno, legno da rifiuti di costruzione e demolizione, legno da rifiuti urbani e assimilabili. Il dato è calcolato per difetto perché non tutti i soggetti produttori di rifiuti sono tenuti all'obbligo di presentare la dichiarazione MUD, da cui i dati sono stati ricavati.

A fronte di costi del combustibile bassi, le tecnologie di combustione della legna richiedono inizialmente investimenti onerosi. Questi sono dell'ordine di diverse volte il costo di apparecchi di dimensioni simili basati su tecnologie tradizionali.

Biomasse da rifiuti

La **frazione organica dei rifiuti industriali e urbani** può essere convertita in biogas mediante fermentazione anaerobica in appositi reattori o discariche; da essa è possibile ottenere anche CDR (combustibile derivato dai rifiuti) che, tramite combustione, può produrre energia in forma di biogas da alimentare ad appositi generatori.



Biogas da digestione anaerobica

La fonte di energia rinnovabile è il metano che si ricava dalla digestione anaerobica di rifiuti. Tra i rifiuti che possono essere oggetto di questa tipologia di trattamento ci sono i rifiuti da discarica (biogas di discarica), i liquami zootecnici, la frazione organica dei rifiuti urbani e i reflui civili.

La digestione anaerobica è un processo biologico per mezzo del quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas, i cui principali elementi sono metano e anidride carbonica. La percentuale di metano nel biogas varia a seconda del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo, da un minimo del 50% a un massimo dell'80%.

Produzione di biogas da reflui di impianti suinicoli

L'utilizzo dei reflui provenienti dalle attività agro-zootecniche come integratori di sostanza organica nei terreni agrari sarebbe la destinazione più utile e semplice. L'aumento delle aziende zootecniche e agroindustriali ha portato a un forte squilibrio tra domanda e offerta, vale a dire tra materiali da smaltire e ricettività dei terreni. Pertanto la gestione dei reflui provenienti da queste attività comporta tematiche complesse di gestione.

Tra le tecnologie di trattamento dei reflui delle industrie agro-zootecniche vi è quella della digestione anaerobica per poter abbattere il carico inquinante e ricavare metano da poter utilizzare potenzialmente come biogas da cui ricavare energia.

Dai dati della Provincia di Treviso non vi è nessun impianto agro-zootecnico che opera il recupero del biogas dai reflui dei loro stabilimenti.

In funzione della capacità del digestore primario, del volume del gasometro e della vasca di alimentazione, a parità di capacità di allevamento, ad esempio 300 tonnellate di peso vivo allevato, la produzione di biogas può variare da un minimo di 190 m³/giorno ad un massimo di 330 m³/giorno con un costo complessivo in euro, per m³ di metano prodotto variabile da 0,27 a 0,31€

Come nel resto della nazione lo sviluppo della suinicoltura in Provincia di Treviso è stato costante dal dopoguerra ad oggi. E' passato da mezzo di sussistenza delle famiglia contadine a una struttura organizzata annessa ai caseifici per lo sfruttamento del siero derivato dalla lavorazione del latte.

All'inizio negli allevamenti specializzati del Nord Italia veniva condotta la sola fase d'ingrasso degli animali, mentre i suinetti provenivano dalle zone della Romagna, successivamente per limitare i problemi sanitari legati al trasferimento dei suini da un allevamento ad un altro nascono via via gli allevamenti cosiddetti a "ciclo chiuso" che significa che oltre all'ingrasso vi è anche la produzione di suinetti

Analizzando in dettaglio i dati relativi al patrimonio suinicolo di Treviso (dati ISTAT) negli anni che vanno dal 1982 al 2000 la quantità complessiva di capi è rimasta pressoché invariata passando dai

136.710 capi del 1982 passando ai 131.852 del 1990 fino ad arrivare ai 142.831 capi del 2000. Il dato che varia notevolmente sono il numero di aziende che nel 1982 sono 11.315, nel 1990 sono 4876 fino ad arrivare al 2000 sono 2497 la diminuzione è dovuta all'aumento delle dimensioni della aziende.

Attualmente in Italia sono operativi 72 impianti di biogas. Cinque di questi sono impianti centralizzati e 67 sono aziendali: la maggior parte operano con liquame suino, solo 12 impianti aziendali, tutti in provincia di Bolzano, e 2 centralizzati trattano liquame bovino.

In provincia di Treviso dai dati del settore ecologia non vi è una storia dell'evoluzione del recupero del biogas dai reflui delle industrie agro-zootecniche. E', però, sicuramente un settore dove potenzialmente vi è una possibilità di recupero energetico anche nell'ottica di una produzione di energia elettrica per il funzionamento dell'azienda stessa.

Produzione di biogas da fanghi di depurazione e forsu

Nel comune di Treviso è presente un impianto che, oltre a trattare i reflui civili (impianto di depurazione acque reflue con una capacità max di trattamento pari a 20.000 m³/g) ha una linea di trattamento della FORSU, con una potenzialità di trattamento pari a circa 2-3 tFORSU/h.

A seguito dell'implementazione della codigestione fanghi/FORSU, l'impianto è passato da una produzione di biogas di 4-5000 m³/mese (dal solo fango secondario) a circa 20.000 m³/mese, utilizzando come substrato la FORSU che deriva sia dalla raccolta differenziata della municipalità di Treviso che da grandi sistemi di produzione e distribuzione, come mercati, cantine, supermercati, ecc..

Dal momento che il rifiuto dalla raccolta differenziata non è però ancora ben selezionato, deve essere attuata una preselezione meccanica del materiale che consente la rimozione della maggior parte dei materiali non trattabili in digestione anaerobica (plastiche, vetri, metalli, inerti) ed anche l'omogeneizzare del materiale e la riduzione della sua pezzatura.

Dopo le fasi di preselezione, la biomassa è inviata a un miscelatore/separatore in cui il contenuto di TS viene diminuito al 7-8% attraverso diluizione con acqua di servizio o fango di supero (la concentrazione in entrata all'impianto è, in media, nei rifiuti, pari a 250-300 gTS/kg). In questa fase vengono eliminati i residui plastici (flottanti) e gli inerti, estratti dal fondo.

Attualmente, non avendo particolari problemi nel garantire le concentrazioni di nutrienti allo scarico in linea acque, il Comune preferisce massimizzare il recupero di energetico. Infatti, con i 20.000 m³/mese di biogas prodotto il processo di digestione si autosostenta completamente dal punto di vista termico, e sono disponibili anche degli esuberi, che attualmente non vengono utilizzati, non avendone possibilità. E' prevista, entro fine 2005, l'installazione di un gruppo di cogenerazione, della potenza di circa 200 kW elettrici, per poter utilizzare a fondo il sistema, aumentando la portata trattata a circa 20tFORSU/d e, conseguentemente, produrre circa 40.000 m³/mese di biogas. Gruppi di questo tipo consentono rendimenti



elettrici intorno al 35-37% e termici intorno al 52-55%. Su queste basi, si stimano produzioni di energia elettrica pari a circa 3000 kWh al giorno, oltre ai recuperi termici utilizzabili per il riscaldamento del reattore e per il teleriscaldamento degli edifici a servizio dell'impianto.

Normativa regionale e incentivi

Il 30 giugno 2006 è stata emanata dalla Regione Veneto la Legge n. 8 "Iniziative di sostegno alla produzione e all'utilizzo di biomasse legnose per scopi energetici", con la finalità di promuovere lo sviluppo della filiera legno-energia mediante il sostegno alla produzione, alla raccolta, alla trasformazione e all'utilizzo delle biomasse legnose per scopi energetici. Essendo di recente promulgazione, la Legge è ancora in attesa del parere preventivo di compatibilità da parte della Commissione Europea, ai sensi degli artt. 87 e 88 del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Tra le iniziative che la legge si propone di conseguire si ritrova (art. 1 c. 2):

la riduzione di combustibili fossili nella produzione di energia;

la riduzione dell'immissione in atmosfera di gas climalteranti;

l'assorbimento di anidride carbonica mediante la costituzione di formazioni arboree;

l'incremento della disponibilità di materiale legnoso da utilizzarsi per scopi energetici;

la diffusione di generatori di calore ad alto rendimento, alimentati con combustibili legnosi, per la produzione di energia termica e per la cogenerazione.

La biomassa legnosa interessata da questo provvedimento è quella riconducibile alle seguenti categorie:

materiale legnoso derivante da coltivazioni dedicate;

materiale legnoso derivante da interventi selvicolturali e da potature anche di piante e arbusti ornamentali;

materiale legnoso derivante da trattamenti esclusivamente meccanici di coltivazioni agricole non dedicate;

materiale derivante da lavorazioni esclusivamente meccaniche di legno vergine, non contaminato da inquinanti. Sono esclusi gli scarti legnosi chimicamente trattati, derivanti da processi di lavorazione quali, in particolare, verniciatura, impregnazione, laccatura, incollatura.

La legge si compone di tre parti, ciascuna delle quali prevede iniziative di sostegno differenziate per produzione di biomassa legnosa, per meccanizzazione e condizionamento del prodotto e per la diffusione di sistemi di riscaldamento a biomasse legnose.

Per quanto riguarda la produzione di biomassa legnosa i contributi possono essere erogati per:

piantagioni di colture legnose dedicate alla produzione di biomassa per uso energetico;

cure colturali ai boschi abbandonati o degradati, dai quali si ottenga biomassa destinata a processi di trasformazione energetica;

recupero produttivo di superfici a prato e a pascolo, parzialmente invase da specie arbustive

piantagioni di colture legnose o cure colturali straordinarie, dalle quali si ottenga biomassa legnosa destinata alla trasformazione industriale per la produzione di fibra o di altri assortimenti, ammessi in misura differenziata.

In fase di prima applicazione della legge, la superficie minima di intervento è di tremila metri quadrati in corpo unico, fino ad un massimo di quarantamila metri quadrati per soggetto beneficiario e per singola azienda.

Il sostegno alla meccanizzazione e al condizionamento del prodotto è volto a favorire la dotazione e la diffusione di idonee macchine e attrezzature per la messa a dimora, la raccolta e la trasformazione della biomassa ottenuta dalle colture legnose ovvero dalle cure colturali straordinarie ai boschi abbandonati e/o degradati. Tra i macchinari che possono essere oggetto di incentivazione ci sono:
macchine preparatrici e trapiantatrici di talee e di altro materiale di propagazione;
macchine, anche combinate, per l'abbattimento, l'allestimento e la raccolta della biomassa legnosa;
cippatrici e frantumatori;
macchine taglia-spacca legna;
macchine imballatrici di ramaglia e di residui di lavorazione;
attrezzature per la movimentazione, il confezionamento e il trasporto della biomassa legnosa;
gli impianti di condizionamento e di produzione di assortimenti combustibili.

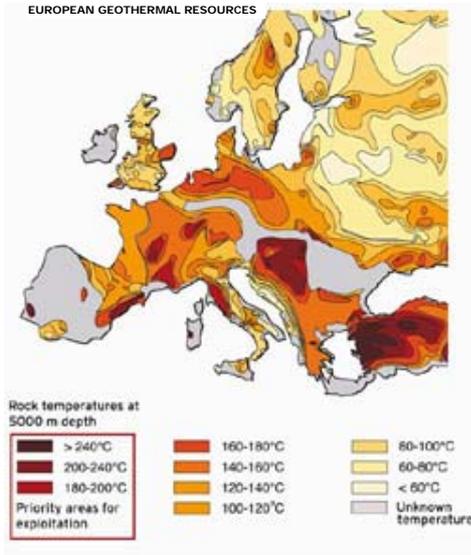
Una volta ottenuti i contributi, non possono essere ceduti o distolti dai profili d'impiego originariamente previsti per un periodo non inferiore a cinque anni dalla data di acquisto le macchine e le attrezzature, per un periodo di dieci anni dalla data di messa in funzione gli impianti di condizionamento e di produzione di assortimenti combustibili.

Per quanto riguarda i sistemi di riscaldamento a biomasse legnose sono previsti contributi in conto capitale sia per favorire la diffusione di sistemi di riscaldamento civile che per uso agricolo-aziendale, nella misura rispettivamente del trentacinque e del quaranta per cento, della sola spesa di acquisto della centrale termica da una parte e del gruppo termico e dell'accumulatore inerziale dall'altra, e del magazzino o del serbatoio di accumulo e del sistema di estrazione e di alimentazione della biomassa legnosa.



2.6 Energia geotermica

L'origine dell'energia geotermica risiede nella struttura interna della terra e nei processi fisici che in essa avvengono. Il calore interno che fluisce verso la superficie, e del quale si ha testimonianza attraverso vulcani, sorgenti termali, soffioni e geysers, è normalmente impercettibile con un riscaldamento



Rock temperatures at 5 km depth

progressivo con la profondità di circa 3°C ogni 100m. La quantità di energia messa a disposizione da questa fonte è praticamente inesauribile, ma solo in determinate zone si trova a profondità e condizioni tali per uno sfruttamento industriale.

Condizione essenziale per lo sfruttamento industriale della risorsa e che esistano dei fluidi geotermici, generalmente acqua meteorica, i quali penetrati nel sottosuolo e riscaldati a temperature superiori ai 150°C, dalle rocce calde, restino intrappolati da strati di terreno impermeabile ad una profondità che ne permettano il raggiungimento tramite perforazione, a profondità non oltre 5000 metri, limite che attualmente risulta essere possibile ed economicamente conveniente.

Nuove tecnologie si stanno comunque sviluppando, le quali sfruttano la presenza non solo di fluidi geotermici a temperature di poco superiori a 120°C oppure la presenza non di fluidi ma di rocce calde.

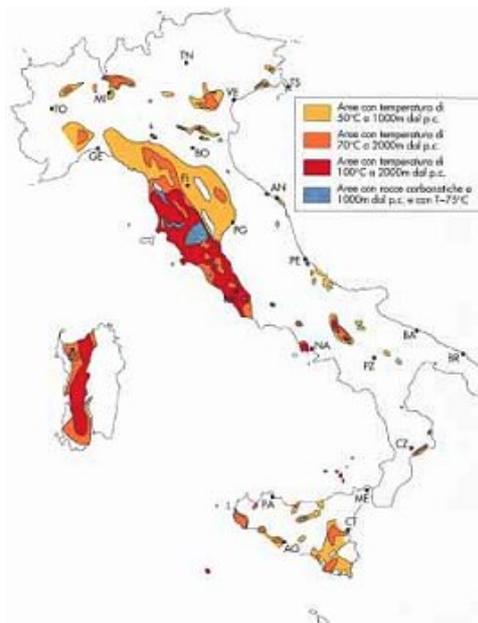


Fig. 2.6. Distribuzione della temperatura delle acque sotterranee in Italia

Lo sfruttamento dell'energia geotermica negli ultimi anni non è rimasta solo una prerogativa degli impianti industriali, ma si è inserita sempre più nelle abitazioni offrendo la possibilità del riscaldamento degli ambienti attraverso l'utilizzo delle pompe di calore.

L'utilizzo nelle abitazioni può essere fatto secondo le seguenti soluzioni:

le sonde geotermiche: scambiatori di calore infilati verticalmente nel terreno ad una profondità compresa tra i 50 e i 200m.

Le serpentine nel terreno: scambiatori di calore messi orizzontalmente ad una profondità di circa 1,5 m in terreni liberi in superficie.

i sistemi a pozzi d'estrazione e reimmissione utilizzano le acque sotterranee o superficiali, che vengono raffreddate.

i pali energetici sono degli scambiatori di calore integrati negli elementi di fondazione di costruzioni palificate.

Offrono valide alternative agli impianti di riscaldamento classici e vengono sempre più utilizzate anche nelle abitazioni o piccoli complessi abitativi, in alcuni casi integrandole anche con sistemi di sfruttamento dell'energia solare.

Attualmente non risulta essere stato fatto nessuno studio particolare sullo sfruttamento dell'energia geotermica nella provincia di Treviso finalizzato alla produzione di energia elettrica. In assenza di dati oggettivi risulta difficile formulare una qualsiasi ipotesi sull'eventuale possibilità di realizzare una centrale geotermica. Si spera che nel futuro possano essere realizzati degli studi di fattibilità per lo sfruttamento della risorsa non solo per la generazione di energia elettrica, ma anche per l'utilizzo nell'agricoltura, nell'allevamento, e nell'industria e non ultimo anche a livello domestico in un'ottica non solo di fonte rinnovabile di energia ma anche di risparmio energetico.



APPENDICE

i. Effetto serra collegato alla produzione di energia elettrica

Considerando le emissioni dirette di CO₂ nella produzione di energia elettrica da fonti fossili, si stimano dei valori di circa 700 gCO₂/kWh per l'olio combustibile, di 510 gCO₂/kWh per il metano e di 900 gCO₂/kWh per il carbone in impianti convenzionali, secondo dati dell'Istituto Sviluppo Sostenibile Italia (ISSI). Tali dati sono sostanzialmente analoghi a quelli forniti dal GRTN per la CO₂ emessa, espressa in tonn/tep: rispettivamente 3,27 per il petrolio e derivati, 2,35 per il gas naturale, 4,03 per il carbone, che corrispondono, utilizzando i fattori di trasformazione per combustibile pubblicati dal GRTN, a 707 gCO₂/kWh per il petrolio, 458 per il gas e 921 per il carbone.

Ai fini delle future scelte in campo energetico è utile fare riferimento a centrali termoelettriche costruite secondo le migliori tecnologie disponibili (B.A.T.).

Per impianti di nuova generazione, più efficienti, con riferimento alle migliori tecnologie disponibili, si ipotizzano rilasci dell'ordine di 780 gCO₂/kWh per il carbone e 380 gCO₂/kWh per il gas, ed ulteriori miglioramenti per il 2015/20.

Bisogna comunque tener presente che, come riporta l'ISSI, *“esiste un riferimento convenzionale nel Piano Nazionale di Assegnazione dei diritti di emissione che fissa a 913 gCO₂/kWh le emissioni medie degli impianti a carbone (convenzionali) e a 396 gCO₂/kWh le emissioni di un ciclo combinato a gas.*

Le emissioni stimate in via sperimentale non fanno contabilità ai fini del protocollo di Kyoto; possono essere utili a presentare emendamenti alle metodologie in ambito IPPC ma non modificano i numeri su cui è basato il negoziato e sui quali si stimano gli effetti di politiche e misure.

Ciò che conta, in sostanza, sono le emissioni dei combustibili come valutate in sede di Comunicazione Nazionale sulla base delle metodologie IPPC”.

2.7 Riferimenti bibliografici

Ambiente Italia – “Promuovere il solare termico”. Rapporto cofinanziato dalla Commissione Europea nell’ambito del programma Altener. Anno 2003

APAT – “Utilizzazione energetica del gas naturale ed effetto serra. Aspetti di sicurezza e programmi di riduzione dell’inquinamento atmosferico in ambito cittadino connessi all’uso del gas naturale” – luglio 2005

ARPAV – “Le fonti rinnovabili di energia. Applicazione in Provincia di Treviso” – Ottobre 2005

ENEL – “Gli impianti idroelettrici tra il Piave ed il Brenta”

Genio civile di Treviso

ENEL di Vittorio Veneto

GRTN- “Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – Anno 2004”.

Regione Veneto – “Piano Energetico Regionale” – Anno 2004

www.miniambiente.it

<http://enelgreenpower.enel.it/it/energia/idroelettrico.html>

www.regione.veneto.it

www.governo.it

<http://www.conto-energia-online.it/>