



13 ENERGIA

A cura di
Maria CuvIELLO Arpa Piemonte, Area Ricerca e Studi

La necessità di ridurre le emissioni dei gas climalteranti sta riportando di attualità le politiche di risparmio energetico. Considerando gli obiettivi sul medio periodo, e, soprattutto, quelli dei prossimi decenni, è chiaro che l'intensità energetica (rapporto tra l'energia consumata e il prodotto interno lordo) dovrà fortemente ridursi. Per comprendere l'ampiezza dei cambiamenti che ci aspettano, basti pensare che entro il 2020 le emissioni climalteranti dovranno essere ridotte del 20-40% rispetto al 1990, avviando un cammino che porterà a tagli ancora più significativi nei decenni successivi. Per raggiungere obiettivi così ambiziosi occorrerà accelerare l'introduzione di tecnologie che consentano di garantire gli stessi servizi, o servizi migliori, con quantità di energia drasticamente inferiori. Si tratta quindi di avviare una vera rivoluzione, puntando su un forte impulso dell'innovazione tecnologica per ridurre i consumi specifici del 50-80%, cosa peraltro possibile, come dimostrano alcuni prodotti già presenti sul mercato.

Disaggregando il dato dell'intensità energetica per l'Italia, si scoprono comparti efficienti e altri in cui la situazione

lascia molto a desiderare. Ad esempio, a fronte di autovetture più funzionali si trova una situazione arretrata nel settore civile. L'efficienza media dei frigoriferi italiani è del 7% inferiore rispetto alla media europea. Lo stesso discorso vale per altri elettrodomestici, come lavabiancheria e boiler elettrici, e per i motori elettrici. Ma soprattutto le dispersioni termiche nei nostri edifici sono decisamente superiori a quelle degli altri paesi europei.

Intervenire per risparmiare energia costa, ma in molti casi i vantaggi economici sono notevoli. Nei prossimi mesi dovrebbero diventare operativi i decreti dell'aprile 2001 che obbligano i distributori di energia elettrica e gas a svolgere un ruolo attivo sul versante dell'efficienza energetica. L'avvio dei programmi rappresenterà una svolta importante. Il meccanismo messo a punto è sicuramente innovativo e ambizioso e contribuirà a ridurre di 2,9 Mtep/a i consumi energetici e di 7,5 Mt/a di CO₂ le emissioni al 2007-8.

L'estensione di questo meccanismo al 2012 potrebbe coprire il 15-20% della quota della riduzione prevista dal Protocollo di Kyoto. Sta dunque per decollare anche in Italia l'altra faccia spesso trascurata della politica energetica, quella dell'efficienza degli usi finali. Se ben gestita potrà consegnarci un paese più pulito, più efficiente e meno dipendente dalle importazioni petrolifere.

Gli indicatori che sono stati scelti per monitorare lo stato di attuazione e l'efficacia delle politiche di risparmio energetico sono:



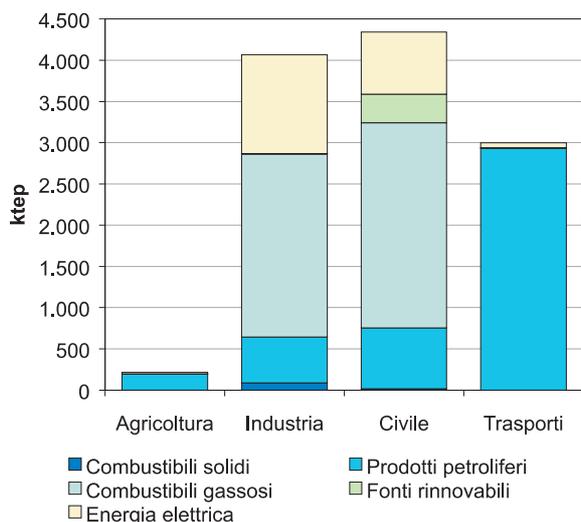
Indicatore / Indice	DPSIR	Unità di misura	Livello territoriale	Anni di riferimento	Disponibilità dei dati	Andamento numerico	Stato Ambientale
Vendita di energia elettrica assoluta, procapite e per unità di PIL ai prezzi di mercato	D	GWh, kWh/abitante, MWh/milioni di euro	Provinciale, regionale	1995-2001	☺	↗	☹
Vettoriamento di gas metano	D	milioni di m ³	Regionale	1995-2001,	☹	↗	☹
Vendita dei principali prodotti petroliferi	D	tonnellate	Provinciale	1995-2001	☺	↔	☺
Produzione di energia elettrica suddivisa per tipo di fonte	D	GWh	Regionale	1995-2001	☺		☺
Percentuale di produzione di energia elettrica da combustibili fossili sul totale di energia elettrica prodotta	D	%	Regionale	1990-2001	☺	↔	☺
Volumetrie servite dal teleriscaldamento	R	milioni di m ³	Regionale, Comunale	1982-2000	☺	↔	☺

13.1 IL BILANCIO ENERGETICO

Il bilancio energetico regionale (B.E.R.) offre un'immagine immediata e sintetica del settore energetico dell'area considerata.

La metodologia di riferimento per la redazione dei bilanci energetici regionali utilizzata dalla Regione Piemonte è quella predisposta dal Dipartimento energia dell'Enea, in quanto tale modello garantisce coerenza rispetto a quello nazionale pubblicato dal Ministero dell'Industria.

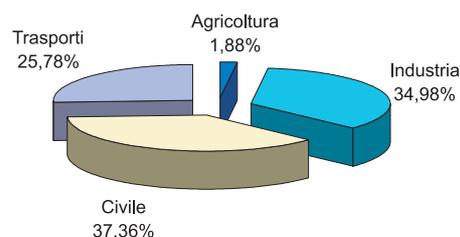
Figura 13.1 - Principali utilizzatori di energia e vettori energetici - anno 1999



Fonte: Enea

Esistono vettori preferenziali a seconda degli utilizzatori, ad esempio i trasporti utilizzano quasi esclusivamente prodotti petroliferi, il settore civile utilizza prevalentemente combustibili gassosi, mentre l'industria combustibili gassosi ed energia elettrica.

Figura 13.2 - Principali utilizzatori di energia - anno 1999



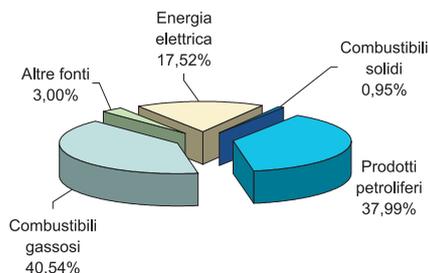
Fonte: Enea

I maggiori settori di utilizzo sono: civile (37,36%), industria (34,98%), e trasporti (25,78%). Per settore civile si intende l'insieme del settore domestico e terziario.

La redazione dei B.E.R. porta con sé notevoli difficoltà nella compilazione e nella conversione del contributo energetico delle diverse fonti in una misura comune e facilmente confrontabile, così da rendere uniforme e facilmente interpretabile il contenuto del bilancio stesso.

Dall'analisi del bilancio energetico regionale si può osservare che, nel 1999, il consumo interno lordo di fonti energetiche è stato di 15.741 ktep, a fronte di un consumo finale di 11.626 ktep. La differenza è dovuta alle perdite sulla rete di distribuzione e alla variazione nelle scorte.

Figura 13. 3 - Incidenza dei vari vettori energetici sui consumi complessivi - anno 1999



Fonte: Enea

I vettori più utilizzati, sono: combustibili gassosi, essenzialmente gas metano (4.713 ktep - 40,54%), prodotti petroliferi - benzina, gasolio, olio combustibile e G.P.L. - (4.417 ktep - 37,99%) ed energia elettrica (2.037 ktep - 17,52%).

13.2 VENDITA DEI PRINCIPALI VETTORI ENERGETICI

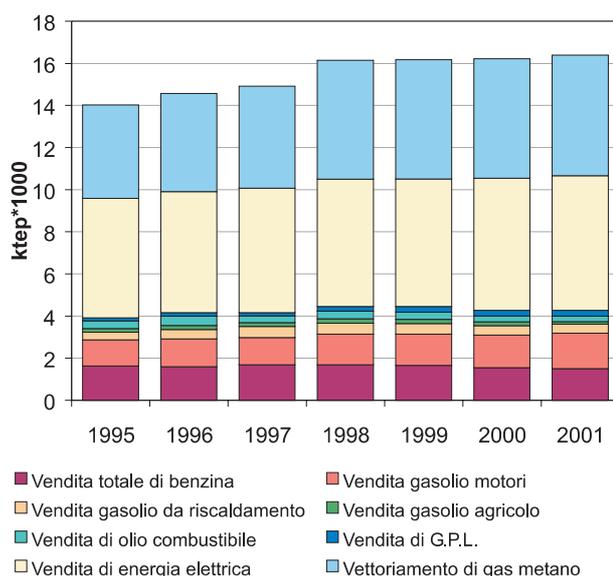
Le vendite complessive di vettori energetici in Piemonte, come nella maggior parte dei paesi industrializzati ed in via di sviluppo, continua a crescere nel tempo; questa crescita non riguarda tutti i singoli vettori, ad esempio il gasolio da riscaldamento ha registrato una flessione nelle vendite compensata dal gas metano.¹

Tabella 13. 1 - Vendita dei principali vettori energetici - anni 1995-2001

Anno	Vendita di energia elettrica (GWh)	Vettoriamento di gas metano (milioni di metricubi)	Vendita totale di benzina (tonnellate)	Vendita di benzina senza piombo (tonnellate)	Vendita gasolio motori (tonnellate)	Vendita gasolio da riscaldamento (tonnellate)	Vendita gasolio agricolo (tonnellate)	Vendita di olio combustibile (tonnellate)	Vendita di G.P.L. (tonnellate)
1995	22.682	5.416	1.349.372	583.488	1.157.023	335.730	155.683	372.724	137.114
1996	22.954	5.694	1.333.949	659.722	1.224.737	397.849	185.895	451.917	148.850
1997	23.618	5.924	1.407.457	778.131	1.196.151	487.481	172.673	315.154	142.264
1998	24.211	6.878	1.408.193	877.962	1.341.758	484.096	199.638	360.460	196.919
1999	24.218		1.374.819	933.975	1.388.661	463.681	181.683	359.174	235.589
2000	25.095	6.938	1.293.945	1.001.736	1.431.001	406.996	173.127	292.168	231.189
2001	25.594	6.976	1.258.158	1.074.886	1.553.987	394.983	107.325	274.231	242.421

Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn), Snam, Ministero delle attività produttive

Figura 13. 4 - Vendita dei principali vettori energetici e vettoriamento di gas metano - anni 1995-2001



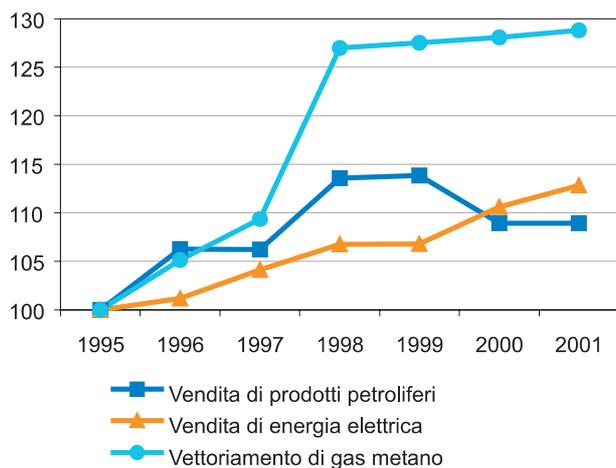
Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn), Snam, Ministero delle attività produttive, elaborazione Arpa Piemonte

I prodotti petroliferi hanno subito un calo nelle vendite a partire dal 1998, anno in cui una grossa centrale elettrica ENEL (Galileo Ferrarsi di Trino Vercellese) ha cominciato ad approvvigionarsi di gas metano. Quest'ultimo registra, in corrispondenza, un notevole aumento nel vettoriamento.

¹ Per il gas metano, non essendo disponibili i dati di vendita, si sono utilizzati i dati di vettoriamento, cioè dei volumi trasportati in Piemonte tramite i metanodotti SNAM



Figura 13. 5 - Confronto tra l'aumento di vendita dei vari vettori energetici e vettoriamento di gas metano - anni 1995-2001. I valori in tep sono stati normalizzati a 100 nel 1995



Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn), Snam, Ministero delle attività produttive, elaborazione Arpa Piemonte

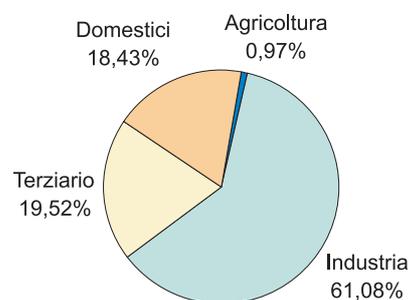
Considerando pari a 100, nel 1995, le vendite in tep dei vettori energetici, risulta più evidente e confrontabile l'evoluzione che queste hanno subito nel tempo. Il gas metano, evidentemente, ha sostituito alcuni prodotti petroliferi, mentre le vendite di energia elettrica crescono costantemente nel tempo.

13.2.1 VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

L'energia elettrica in Piemonte, viene prevalentemente utilizzata dall'industria, che da sola, copre oltre il 60% delle vendite. Dal 1995 al 2001, non ci sono state grosse variazioni in termini di quantità di energia elettrica utilizzata dai vari settori.

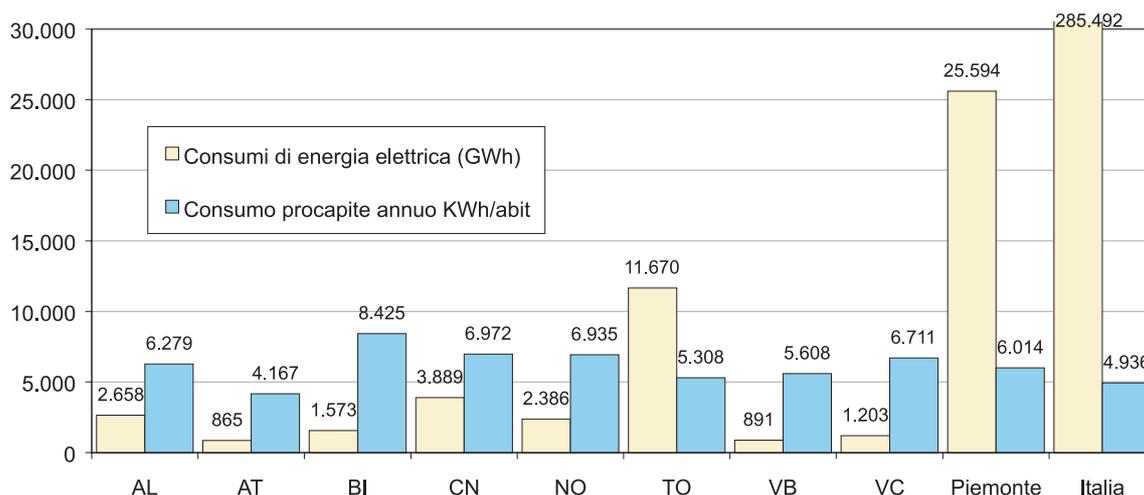
Un altro parametro importante per valutare l'efficacia delle politiche di risparmio energetico è il rapporto tra energia utilizzata e la ricchezza prodotta.

Figura 13. 6 - Settori di utilizzo dell'energia elettrica - anno 2001



Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn)

Figura 13. 7 - Confronto dei consumi di energia elettrica assoluti e procapite, suddivisi per provincia - anno 2001

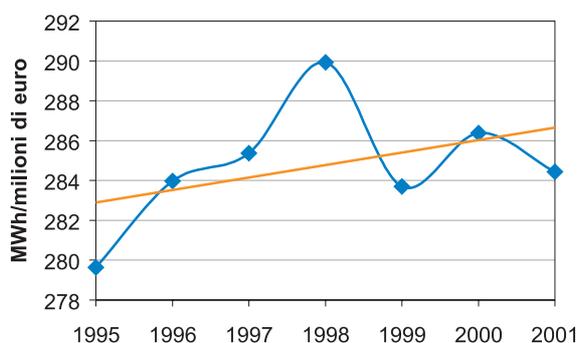


Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn)

Il consumo di energia elettrica nelle varie province è molto diverso, non solo in termini assoluti, ma anche relativi (consumo annuo per abitante). Questo parametro è un indicatore della maggiore o minore industrializzazione della provincia. Torino, per effetto della concentrazione di abitanti detiene il

consumo annuo più elevato (11.670 GWh), mentre Biella, tra le province piemontesi, è quella con un consumo procapite (8.425 kWh/abitante) più alto rispetto sia al Piemonte che all'Italia. Si può notare, infine, che la media regionale di consumo procapite è maggiore rispetto a quella nazionale.

Figura 13. 8 - Energia elettrica venduta rapportata al PIL prodotto - anni 1995-2001



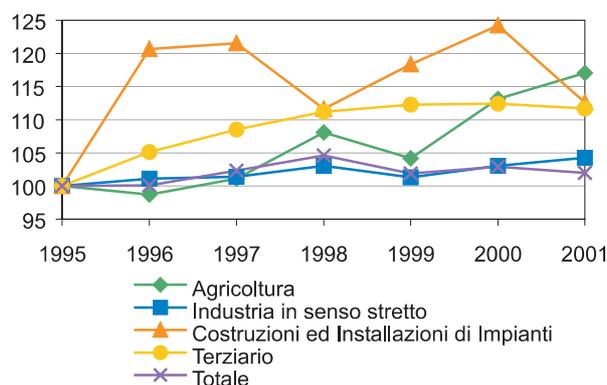
Fonte: Gestore Rete Trasmmissione Nazionale (Grtn), Ires

Il rapporto tra energia elettrica acquistata e ricchezza prodotta (PIL) è tendenzialmente aumentato in questi ultimi anni, ma né in maniera costante né significativa.

Per quanto riguarda l'energia utilizzata, verrà utilizzato il parametro vendita di energia elettrica. Esistono due motivazioni per questa scelta: in primo luogo le vendite coincidono circa con i consumi in quanto sia le perdite che gli stoccaggi non sono significativi per questo vettore. Inoltre il PIL è prevalentemente prodotto dall'industria, che è anche il maggior consumatore di energia elettrica.

Nella Figura 13. 9 è stato analizzato il rapporto energia elettrica utilizzata/valore aggiunto prodotto normalizza-

Figura 13. 9 - Andamento dell'intensità elettrica dei vari settori economici (consumi di energia elettrica/valore aggiunto) (1995=100) - anni 1995-2001



Fonte: elaborazioni ARPA su dati Gestore Rete Trasmmissione Nazionale (Grtn) e Istat

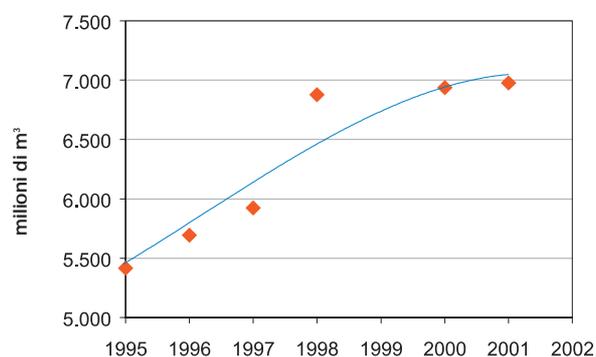
Tutti i settori hanno un andamento più o meno crescente per questo indicatore, anche se per l'industria e il terziario si tende alla stabilizzazione. Si nota, inoltre, che l'andamento meno regolare è nel settore costruzioni ed installazioni di impianti.

to a 100 nel 1995 per i settori: agricoltura, industria in senso stretto, costruzioni ed installazioni di impianti e terziario.

13.2.2 VETTORIAMENTO DI GAS METANO

Il dato delle vendite di gas metano è difficilmente reperibile poiché non esiste più il monopolio. Per questo motivo si è scelto di utilizzare il dato di vettoriamento (cioè di trasporto) che, pur essendo un'approssimazione, a meno delle perdite e degli stoccaggi, è un dato certo proveniente da un'unica fonte (SNAM Retegas S.p.A.).

Figura 13. 10 - Vettoriamento di gas metano - anni 1995-2002



Fonte: Snam Retegas S.p.A.

Il gas metano vettoriato in Piemonte dal 1995 al 2002 è sempre aumentato. Bisogna però notare che i maggiori consumi sono dovuti anche alla conversione di molti impianti, in particolare, nel 1998, della centrale termoelettrica "Galileo Ferraris" di Trino Vercellese.

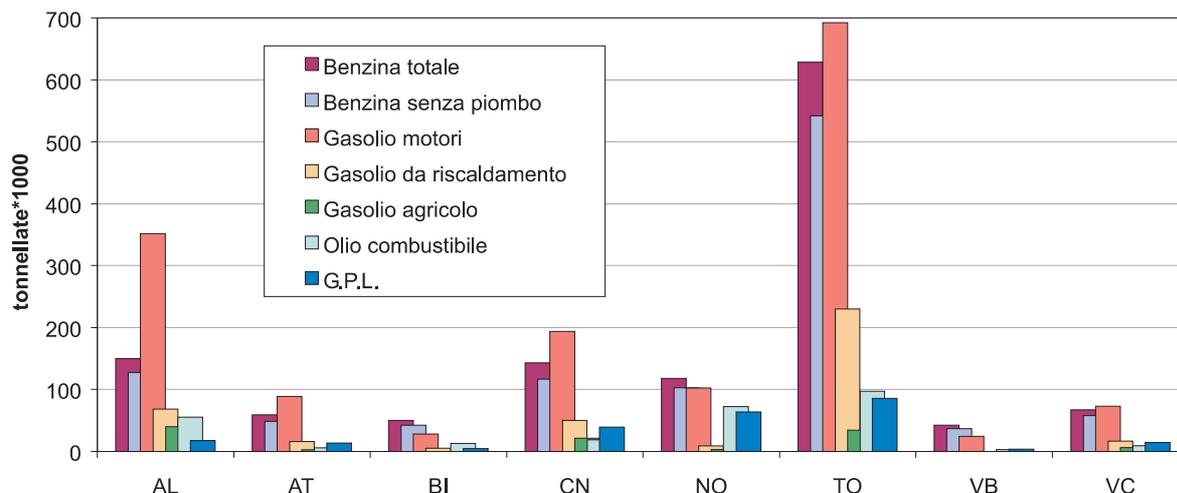
3.2.3 PRODOTTI PETROLIFERI

L'andamento delle vendite dei prodotti petroliferi risulta complessivamente in aumento fino al 1998 ed essenzialmente costante dal 1998 al 2001. Bisogna considerare che questi vettori hanno una maggiore differenza tra i dati di vendita e di consumo poiché sono facilmente stoccabili. Inoltre sono maggiormente soggetti a variazioni non dovute a maggiori efficienze energetiche. Ad esempio, il gasolio da riscaldamento è soggetto alla variazione delle temperature nella stagione fredda.

Anche per i prodotti petroliferi le vendite non sono omogenee sul territorio piemontese, come si può osservare nella Figura 13. 11.

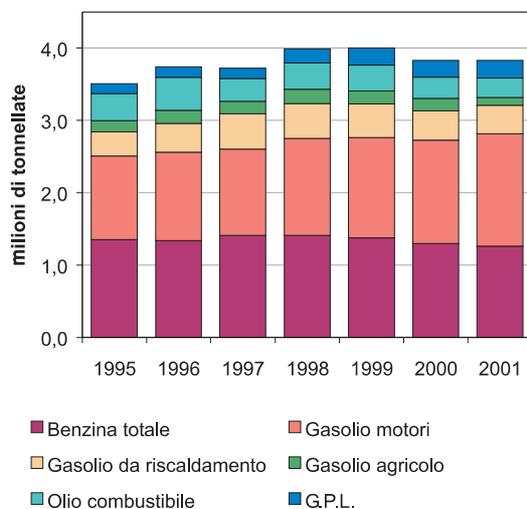


Figura 13. 11 - Ripartizione delle vendite dei principali prodotti petroliferi tra le province piemontesi - anno 2001



Fonte: Ministero delle attività produttive

Figura 13. 12 - Vendita dei principali prodotti petroliferi - anni 1995-2001



Fonte: Ministero delle attività produttive

13.3 IL SISTEMA ENERGETICO

13.3.1 IL PARCO DI GENERAZIONE ELETTRICA

Per quanto riguarda l'energia elettrica, il Piemonte registra da molti anni uno storico squilibrio tra il dato dell'energia consumata e quello dell'energia prodotta. A tutt'oggi, il parco termoelettrico delle centrali di potenza in Piemonte è composto dal primo impianto ENEL a

ciclo combinato entrato in esercizio nel Paese e da un impianto profondamente diverso per tipologia ed epoca costruttiva, in via di trasformazione e ripotenziamento. Si tratta rispettivamente della Centrale Galileo Ferraris di Trino Vercellese e della Centrale L. Selmo di Chivasso.

Dal confronto tra i diversi rapporti specifici di emissione di CO₂/kWh (0,427 e 0,733 kg di CO₂ per kWh) relativi ai due impianti ENEL menzionati, risulta chiaramente la differenza che intercorre tra la produzione dell'impianto a ciclo combinato di Trino Vercellese e della Centrale di Chivasso, non a torto assimilabile alle caratteristiche medie di generazione del parco termoelettrico nazionale dell'ENEL.

Tale rapporto specifico appare quasi dimezzato nel caso dell'impianto di Trino, frutto del più elevato rendimento netto e delle minori emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione del gas naturale rispetto agli oli combustibili.

La produzione dell'impianto di Trino ha fornito nel 1998 il 17,72% del fabbisogno regionale di energia elettrica.

La situazione complessiva di produzione di energia elettrica in Piemonte nel 2001 è riportata nella Tabella 13. 2.

In Piemonte nel 2001 la produzione di energia idroelettrica ammonta a circa il 47% del totale, contro una media italiana di circa 18%. Le altre fonti alternative (energia eolica e fotovoltaica, utilizzo di biomasse e rifiuti) contribuiscono alla produzione di energia elettrica per lo 0,7% contro circa il 3% della media nazionale, di cui circa 1,6% da geotermia.



Tabella 13. 2 - Produzione lorda di energia elettrica secondo categoria di produttori e fonte primaria utilizzata (GWh) - anno 2001

		Piemonte			Totale Italia		
		Produttori ²	Autoprod. ³	Totale	Produttori	Autoprod.	Totale
Energia termoelettrica	N° impianti	33	79	112	406	466	902
	Produzione lorda (GWh)	6.780	2.278	9.058	205.137	18.749	223.885
Energia idroelettrica	N° impianti	364	59	423	1.650	283	1.933
	Produzione lorda (GWh)	7.781	472	8.253 ⁴	52.244	1.682	53.926 ⁵
Energia eolica	N° impianti						92 ⁶
	Produzione lorda (GWh)						1.179
Energia fotovoltaica	N° impianti						92 ⁷
	Produzione lorda (GWh)						5
Energia geotermica	N° impianti				30		30
	Produzione lorda (GWh)						4.507
Energia da biomasse e rifiuti	N° impianti						
	Produzione lorda (GWh)			123			2.587
Totale	N° impianti						
	Produzione lorda (GWh)			17.434			286.089

Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn)

13.3.2 GLI IMPIANTI DI COGENERAZIONE

La produzione combinata di energia elettrica e calore rappresenta uno degli usi più razionali dell'energia mediante tecnologie collaudate e disponibili sul mercato. Pertanto, non sorprende che il legislatore italiano abbia inteso promuovere la diffusione di sistemi di cogenerazione, nell'ambito delle condizioni incentivanti previste nelle Leggi 9/91 e 10/91, nonché nel successivo provvedimento CIP n. 6/92, assimilando la produzione combinata alla produzione energetica da fonte rinnovabile. Tale orientamento è stato riaffermato nella deliberazione CIPE n. 137 del 19/11/1998 per l'attuazione degli accordi di Kyoto.

Stime ufficiali, pubblicate dall'Assoelettrica nei rapporti annuali sugli autoproduttori industriali di energia elettrica, evidenziano che si è passati da una produzione elettrica in cogenerazione pari a 22.032 GWh nel 1993 a 44.359 GWh nel 1998, registrando nello stesso anno un aumento percentuale del 13,8% rispetto al dato corrispondente del 1997.

In tale scenario, il Piemonte ha conosciuto un trend di crescita senz'altro significativo, anche se non allineato alle performance di sviluppo registratesi, soprattutto negli ultimi anni, in alcune altre regioni del Paese.

Il quadro regionale rilevato al 31/12/1998 da fonte Assoelettrica e Cispel fornisce la dimensione del fenomeno della cogenerazione in Piemonte (Tabella 13. 3).

Tabella 13. 3 - Impianti di cogenerazione al 31/12/1998

	Impianti numero	Taglia impianto					Potenza installata (MW)	Produzione lorda (GWh/anno)
		< 1 MW	>1 MW < 5 MW	>5 MW <20MW	>20MW <50MW	>50MW		
Autoproduttori industria	73	22	30	12	6	3	600,5	3.207,8
Teleriscaldamento ⁸	5			2	2	1	201,1	501
Totale Piemonte	78	22	30	14	8	4	801,6	3.708,8

Fonte: Bozza di Piano Energetico Regionale

² I produttori cedono energia elettrica alla rete di trasmissione nazionale

³ Gli autoproduttori generano energia elettrica solo per i propri consumi

⁴ Di questi 6.530,9 GWh provengono da energia idrica naturale, il resto da operazioni di pompaggio

⁵ Di questi 46.810,3 GWh provengono da energia idrica naturale, il resto da operazioni di pompaggio

⁶ Impianti eolici e fotovoltaici

⁷ Impianti fotovoltaici ed eolici

⁸ Questi impianti sono collegati a quelli di cogenerazione e non riforniscono utenze private, ma solo gli autoproduttori nel settore industria



Per quanto attiene alla tipologia degli impianti, la situazione regionale in esame, a riprova della tendenza generalizzata, mostra una prevalente diffusione degli impianti alimentati a gas naturale. Sul totale di 73 impianti censiti da fonte ENEL/Assoelettrica, infatti, ben 55 risultano alimentati a gas naturale, 8 ad olio combustibile, 8 a gasolio e 2 a gas di raffinazione.

Per completare la sintesi del quadro conoscitivo sulla cogenerazione in Piemonte, vale ancora la pena di

accennare alle dimensioni decisamente più modeste, della sua diffusione nei settori civile, terziario, nella depurazione delle acque e nello smaltimento dei rifiuti. A questo proposito, sebbene i dati in possesso dell'Osservatorio energetico regionale non consentano di fotografare in dettaglio il fenomeno, gli ordini di grandezza rappresentati in Tabella 13. 4 hanno la funzione di evidenziarne l'esiguità, in rapporto al settore della cogenerazione industriale.

Tabella 13. 4 - Altri impianti di cogenerazione al 31/12/1998

	Impianti numero	Potenza installata complessiva kW	Alimentazione a gas naturale	Alimentazione a biogas
Settore ospedaliero e case di cura/riposo	4	1.465	4	
Settore civile sportivo, edifici pubblici	5	680	5	
Depuratori	7	3.119		7
Discariche	9	7.405		9
Totale	25	12.669	9	16

Fonte: Bozza di Piano Energetico Regionale

13.3.3 IL TELERISCALDAMENTO

Il teleriscaldamento abbinato alla cogenerazione costituisce, dal punto di vista dei sistemi di fornitura del calore, uno dei mezzi ottimali per conseguire benefici energetici ed ambientali nelle aree urbane, in quanto ad una riduzione complessiva dei consumi energetici primari si associa una corrispondente riduzione nelle emissioni di inquinanti atmosferici e di CO₂ altrimenti prodotti in ambito urbano. Il teleriscaldamento consente di utilizzare il calore prodotto in impianti di grande taglia, trasferendolo dalla centrale di cogenerazione agli utenti finali. Il trasferimento del calore avviene mediante acqua surriscaldata pompata in una rete di tubazioni a circuito chiuso (mandata e ritorno) e ceduta ai singoli utenti a mezzo di scambiatori.

Per quanto riguarda la sola CO₂, le emissioni evitate relative all'anno 1999, correlate alla presenza di teleriscaldamento in Italia, sono ammontate a circa 794.000 tonnellate, a fronte di un risparmio energetico per lo stesso anno stimato nell'ordine di circa 231.000 tep.

In Piemonte il teleriscaldamento è presente soprattutto nelle realtà urbane di Torino ed Alba, nonché in Comuni montani quali Sestriere e Bardonecchia; abbinato a forme di produzione del calore da combustibile biomassa in Comuni quali Verzuolo (7 MW), Castellamonte (4 MW), Leini (5 MW) e Ormea e infine collegato alla produzione geotermica ad Acqui Terme.

In particolare, a Torino le reti di teleriscaldamento sono

alimentate da tre impianti di cogenerazione (Moncalieri – Torino Sud, Le Vallette e Mirafiori Nord), per una volumetria totale riscaldata a regime pari a circa 28 milioni di metri cubi nel 2000.

L'estensione complessiva delle reti di teleriscaldamento era, al 31/12/1999, di 200 km di doppia tubazione. Il calore complessivamente prodotto e distribuito garantisce il riscaldamento ad oltre un quarto della Città di Torino inserendola nel gruppo delle città più teleriscaldate d'Europa.

Il teleriscaldamento nasce nel quartiere "Le Vallette" nel 1982 con l'acquisizione di una centrale che serviva in modo "diretto" (senza scambiatore) una volumetria riscaldata di circa 1.300.000 m³, relativi a circa 150 condomini.

A metà degli anni '90, a seguito della modifica e del potenziamento della centrale, la rete veniva ampliata progressivamente per arrivare, nel triennio 1994-97, ad una volumetria di circa 2.900.000 m³ riscaldati (circa 350 utenze). L'altro impianto, denominato "Mirafiori Nord", nasce nel 1984 con l'acquisizione delle centrali termiche di due complessi immobiliari, con una volumetria di circa 700.000 m³ riscaldati. Successivamente, nel 1988, i due impianti vengono collegati con la nuova centrale di cogenerazione di corso Salvemini e la volumetria riscaldata passa a circa 2.200.000 m³, servendo un centinaio di condomini. Ad oggi, la centrale fa parte integrante dell'impianto "Torino Sud".



A seguito della trasformazione della centrale termoelettrica AEM di Moncalieri in centrale di cogenerazione, si dà il via al progetto Torino Sud, che al 2000, fornisce calore per riscaldamento, acqua sanitaria e condizionamento a circa un quarto delle utenze urbane del comune di Torino e parte

del comune di Moncalieri.

L'impianto di Torino Sud ha una volumetria allacciata di circa 24.700.000 m³ e circa 2.200 utenze servite, per una popolazione di circa 280.000 abitanti.

Tabella 13. 5 - Teleriscaldamento di Torino - anno 2000

	Entrata in servizio	Potenza elettrica installata (kW) (kWtermici)	Potenza termica installata in CHP (kWtermici)	Potenza termica installata caldaie	Volume edifici riscaldati allacciati (m ³)
Centrale Mirafiori-Nord	1988	22.000	25.600	35.400	2.155.000
Centrale Le Vallette	1982	31.600	45.200	34.800	2.900.000
Centrale Torino Sud	1995	136.000	225.000	396.000	24.700.000
Totale al 2000 ⁹		167.600	270.200	430.800	27.600.000

Fonte: Bozza di Piano Energetico Regionale, AEM

Per quanto riguarda il futuro (i cantieri sono partiti il 25 settembre 2002) ci si prepara a costruire a Moncalieri un impianto integrato da 190 milioni di euro e a rinnovare quello esistente (il conto complessivo ammonterà a 300 milioni di euro), potenziando il sistema delle centrali di cogenerazione esistenti.

Il progetto sarà completato nel 2006-2007 e la quota di torinesi serviti passerà dal 28% al 38-40%, coinvolgendo nuovi quartieri in zona centro (area compresa tra via Sacchi, via Tirreno, corso Brunelleschi, corso Francia, corso Vittorio Emanuele II) e lungo la Spina 3. Parallelamente verrà realizzata nei pressi del Politecnico la seconda centrale di riserva dopo quella del BIT, fondamentale per sopperire ad eventuali guasti nei quattro impianti principali di cogenerazione.

13.3.4 GLI IMPIANTI ALIMENTATI A RIFIUTI

In Piemonte, nel 2001, la produzione di Rifiuti Urbani, compresi i rifiuti assimilati, ammonta a circa 2.078.000 tonnellate. Le previsioni di produzione al 2005 stimano un dato complessivo pari a circa 2.200.000 tonnellate, al lordo della raccolta differenziata.

Sulla base di tale previsione al 2005, le quantità potenzialmente oggetto di termovalorizzazione a seguito dell'attività di preselezione o di bioessiccazione del rifiuto indifferenziato ammontano a circa 873.000 tonnellate, caratterizzate da un PCI pari a

circa 3.000 kcal/kg. Tale valore rappresenta il requisito minimo in termini di potere calorifico inferiore, stabilito dal Piano regionale di gestione rifiuti.

Ipotizzando di pervenire alla termovalorizzazione dell'intero quantitativo di RU residuali in impianti caratterizzati da un rendimento di conversione pari al 22%, la producibilità di energia elettrica che si renderebbe disponibile ammonterebbe a circa 608.620 MWh, ovvero a 54,8 ktep. Un dato, quest'ultimo, sicuramente significativo per il bilancio elettrico regionale. Si consideri che, in rapporto al fabbisogno registrato nel 1998 (pari a 24.210 GWh), esso rappresenterebbe un contributo di un ordine percentuale pari al 2,5%, vedendo inoltre risolto il principale problema dello smaltimento dei RU piemontesi non altrimenti recuperabili.

La tabella seguente riporta la disponibilità di rifiuti urbani a valle delle operazioni di preselezione o di bioessiccazione, nonché le necessità impiantistiche in relazione alla previsione di produzione di rifiuti urbani al 2005.

Rispetto a quanto previsto nella Tabella 13. 6, ad oggi si constata che la portata del fenomeno dell'incenerimento di RU in Piemonte è ben lungi dagli ordini di grandezza sopra menzionati. Gli impianti esistenti di Vercelli e di Mergozzo, infatti, risultano di modeste dimensioni e caratterizzati da ancor più modeste quantità di recupero energetico.

In ordine alla localizzazione dei nuovi impianti nulla è ancora stato deciso, a riprova dell'elevata problematicità connessa a tale scelta.

⁹ L'impianto "Mirafiori Nord" fa parte integrante attualmente dell'impianto "Torino Sud" per cui le volumetrie riscaldate sono comprese nel dato di quest'ultimo



Tabella 13. 6 - Necessità impiantistiche in relazione alla produzione di rifiuti urbani negli ATO

Ambito Territoriale Ottimale	Previsione al 2005 della disponibilità di rifiuti urbani a valle della preselezione e della biostabilizzazione (t/a)	Potenzialità degli impianti di termovalorizzazione esistenti nel 2000 (t/a)	Potenzialità degli impianti di termovalorizzazione previsti al anno 2005 (t/a)
Verbania	19.967	31.140	
Novara	34.910		
Vercelli	49.846	64.601	142.572
Biella	37.849		
Alessandria	106.222		106.222
Asti	41.922		152.537
Cuneo	110.615		
Torino	471.390		471.390
Piemonte	872.722	95.741	872.722

Fonte: Bozza di Piano Energetico Regionale

13.3.5 GLI IMPIANTI IDROELETTRICI

In Italia, la risorsa idroelettrica, che ha rappresentato in passato uno dei significativi fattori di sviluppo economico del Paese, è ancora la fonte energetica nazionale di maggior rilievo; essa contribuisce, infatti, alla copertura del fabbisogno elettrico nazionale per circa il 17%, a fronte di una produzione netta pari a 46.769 GWh nel 1998, di cui il 75% da impianti ENEL e il rimanente 25% da impianti di soggetti privati e aziende municipalizzate.

Malgrado le potenzialità di sfruttamento della risorsa idrica a fini di produzione elettrica siano ormai prossime alla saturazione, gli impianti idroelettrici continuano a ricoprire una funzione insostituibile nel breve periodo.

Oltre alle caratteristiche della produzione, che potremmo definire "dinamiche", altro fondamentale requisito della fonte idroelettrica è rappresentato dal suo carattere di rinnovabilità che, unitamente alla sua estraneità a qualsiasi emissione in atmosfera, fa di questa risorsa un elemento d'importanza strategica nel bilancio energetico del Paese. In ogni caso, non s'intendono sottovalutare i pur presenti impatti sull'ambiente che, anche nella fattispecie della risorsa idroelettrica, devono essere considerati. Si tratta dell'impatto che la realizzazione di infrastrutture di captazione e bacinizzazione delle acque ha sotto il profilo paesaggistico, nonché di importanti conseguenze che può determinare sugli ecosistemi dei corpi idrici coinvolti, durante la fase di esercizio dell'impianto.

Tabella 13. 7 - Situazione impianti idroelettrici al 31.12.2001

	Italia			Piemonte		
	Produttori	Autoproduttori	Totale	Produttori	Autoproduttori	Totale
Impianti idroelettrici (n°)	1.650	283	1.933	364	59	423
Potenza efficiente lorda (MW)	20.386	358	20.744	3.061	117	3.178
Potenza efficiente netta (MW)	20.081	352	20.433	3.016	115	3.131
Producibilità media annua (GWh)	49.272	1.689	50.931	7.706	483	8.189

Fonte: Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn)

Il parco impianti idroelettrici in Piemonte è costituito al 31/12/2001 da 423 unità per una potenza installata complessiva pari a 3.178 MW, di cui il 96% di produttori ed il 4% autoproduttori. La taglia media degli impianti, inoltre, varia da 25-30 MW relativi alle unità di produzione dell'ENEL e delle aziende municipalizzate, a 1,8 MW e a 600 kW rispettivamente nel caso degli autoproduttori e delle cosiddette altre imprese. Tra le tipologie di centrali idroelettriche riscontrabili in Piemonte si rilevano impianti sia ad acqua fluente sia

a bacino. Tra questi ultimi, in particolare, si evidenziano gli impianti che sfruttano le possibilità di accumulo della risorsa idrica anche mediante tecniche di pompaggio, rivelatesi particolarmente vantaggiose nel consentire l'immagazzinamento della risorsa durante le ore in cui la domanda è scarsa, nonché la successiva generazione durante le ore contraddistinte da un forte prelievo di energia elettrica sulla rete.



13.3.6 GLI IMPIANTI EOLICI

La trasformazione dell'energia eolica in energia elettrica avviene attraverso la captazione dell'energia meccanica del vento da parte di dispositivi, detti rotor, posti su sostegni, che trasmettono la rotazione a generatori di corrente.

Il continuo processo di affinamento delle tecnologie di produzione eolica ha consentito negli ultimi anni di abbattere la soglia limite della velocità del vento atta a permettere l'avvio degli aerogeneratori. Oggi tale valore limite è pari a 4-5 m/s, con un valore massimo di esercizio pari a 20-25 m/s.

La producibilità di energia elettrica, dunque, dipende principalmente dalle caratteristiche di ventosità del sito prescelto. Nel caso specifico del Piemonte è stata effettuata una preventiva rilevazione delle caratteristiche anemologiche del territorio. L'analisi dei dati riguardanti le caratteristiche dei venti, in termini di velocità media annua, rilevati nel periodo '90-'97, ha confermato la scarsa vocazione del Piemonte alla produzione di energia da fonte eolica. Sulla base di 52 stazioni, è stata evidenziata la presenza di soli tre siti in possesso dei necessari requisiti minimi di idoneità all'installazione di impianti eolici. Si tratta di località montane ubicate a quote elevate dove esistono potenzialità di sfruttamento dell'energia eolica, ma esse paiono tecnicamente incompatibili con il contesto ambientale in cui sono inserite. Infatti, i fenomeni meteorologici più comuni in tali zone (precipitazioni nevose, formazione di ghiaccio) produrrebbero sollecitazioni negative alle apparecchiature e l'utilizzo dell'energia prodotta richiederebbe collegamenti di rete onerosi e problematici anche sotto il profilo della compatibilità ambientale.

13.3.7 LA PRODUZIONE DA BIOCOMBUSTIBILI

Il D.P.C.M. 8/3/2002 (decreto combustibili) individua le biomasse utilizzabili come combustibili e le loro condizioni di utilizzo.

In questo contesto appare evidente che il comparto agricolo-alimentare e quello forestale, con la loro notevole quantità di prodotti e sottoprodotti, continuano ad essere un giacimento di materia prima che può essere impiegata per produrre energia.

Il costo dell'energia da biomassa è, in questa fase, ancora generalmente maggiore di quello derivante dalle fonti fossili, ma vi è una tendenza, da sostenere e valorizzare, verso la competitività in tempi ragionevolmente brevi.

Le linee di sviluppo della valorizzazione delle biomasse attraverso i cosiddetti "processi di filiera" devono tenere

conto di diverse necessità, obiettivi e vincoli, spesso interdipendenti fra loro.

Filiera energia termica e termoelettrica da biomassa lignocellulosica

Anche a piccola scala, il mercato del calore per il riscaldamento di edifici e per usi industriali, vede già ora le biomasse lignocellulosiche in posizione di grande competitività nei confronti dei combustibili fossili.

La Regione Piemonte, in particolare nel settore degli impianti di media taglia (3-6 MWt), collegati a singole utenze o a piccole reti di riscaldamento, come ad esempio nei piccoli comuni montani, è una delle Regioni più all'avanguardia in Italia.

L'impiego "tradizionale" delle biomasse legnose per usi termici potrebbe gradualmente essere reso più efficiente promuovendo, presso le famiglie ed i piccoli utilizzatori, il passaggio a tecnologie moderne, in grado di incrementare il rendimento di conversione del potenziale lordo della biomassa in energia utile.

Filiera biodiesel

Con il termine biodiesel si intende un olio proveniente da colture diffuse oleaginose (colza, girasole, brassicacee, ricino, cartamo, etc.), che subisce un processo di spremitura dei semi e un successivo trattamento di esterificazione.

Puro o miscelato fino al 20% con gasolio si può utilizzare per riscaldamento e autotrasporto.

L'impiego di oli vegetali usati, il cui recupero avviene oggi per piccole quantità e con destinazioni non ottimali, non è ancora oggetto di lavorazione su grande scala; si prevede che con modesti investimenti sia possibile impiegare percentuali di oli usati dell'ordine del 10-15%, riducendo così il costo di produzione del biodiesel; percentuali superiori sono prevedibili solo in tempi più lunghi a seguito di rilevanti innovazioni tecnologiche.

Non esistono in Piemonte, al presente, impianti per la produzione di Biodiesel. Un progetto pilota per una filiera di produzione per autoconsumo di biocombustibile da colza è in fase di realizzazione nelle aree risicole del vercellese.

Filiera digestione anaerobica

La produzione di biogas in impianti di trattamento di reflui è relativamente diffusa.

Nel settore agroindustriale vengono adottate tecnologie avanzate in impianti a forte impatto ambientale, quali le distillerie, mentre nel settore zootecnico sono interessanti gli impianti cosiddetti "a telo galleggiante" installati sui vasconi di decantazione preesistenti, che permettono di recuperare una buona parte del metano per le esigenze energetiche dell'azienda e contestualmente abbattere la carica inquinante del liquame utilizzato direttamente in loco come fertilizzante.



La complessità dei problemi connessi a questi sistemi, che hanno concomitanti effetti sulla produzione di energia, sulla riduzione dell'inquinamento e sulla produzione di fertilizzanti-ammendanti, richiede un particolare impegno per orientare gli operatori pubblici e privati.

13.4 IL TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

13.4.1 IL TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

La particolare collocazione geografica del Piemonte, strategica per la macro regione padana in termini di area di collegamento infrastrutturale tra l'Italia nord-occidentale e la Francia sud-orientale (dove è collocata il 28% della potenza elettrica installata dell'intero parco nucleare francese), favorisce lo sviluppo di collegamenti in rete interconnessa ad alta tensione con funzione di trasmissione a 380 kV e, in parte, a 220 kV¹⁰.

La funzione di trasporto, che è garantita in Piemonte da uno sviluppo di rete articolato in 27 stazioni, 814 km di linee a 380 kV, 1.064 km di linee a 220 kV e 1.753 km a 132 kV, fanno del Piemonte la seconda regione d'Italia con la più alta densità di copertura territoriale di linee elettriche, pari al 9% del dato nazionale relativamente allo sviluppo del 380 kV e al 9,6% relativamente alle linee a 220 kV.

Inoltre, con un totale di oltre 3.500 km di lunghezza di linee in alta ed altissima tensione, la regione vede un carico territoriale pari a circa 0,13 km/km² che trova la sua massima concentrazione nell'anello metropolitano torinese e nei 7 grandi nodi di svincolo di potenza elettrica a 380 kV delle stazioni di Leini, Piossasco, Casanova, Rondissone, Magliano Alpi, Castelnuovo Scivia e Vignole Borbera.

L'incremento delle importazioni in costante ascesa dal 1963 al 2001 e l'aumento degli scambi fisici resi maggiormente articolati dall'apertura dei confini del mercato elettrico all'interno del sistema europeo giustifica la preoccupazione circa la debolezza delle rete e la saturazione della capacità di trasporto degli elettrodoti esistenti. Il saldo degli scambi al 2001 è contrassegnato da 48.377 GWh, contro i 35.000 circa del 1992.

Tabella 13. 8 - Estensione delle Reti elettriche in AAT e AT - anno 1998

Piemonte	Tensione di esercizio a 380 kV	Tensione di esercizio a 220 kV	Tensione di esercizio a 132 kV
Estensione della RTN	814 km	1.064 km	1.753 km
Estensione della Rete di Distribuzione	-	-	1.970 km

Fonte: Bozza di Piano Energetico Regionale (Dati Gestore Rete Trasmissione Nazionale (Grtn))

13.4.2 IL TRASPORTO DEL GAS NATURALE

Il sistema di trasporto gas è costituito per la quasi totalità dalla rete di proprietà di Snam Rete Gas per un'estensione di circa 29.629 km.

La porzione di Rete Nazionale che riguarda il Piemonte,

così come è stata individuata nel D.M. 22 dicembre 2000, è costituita da 7 metanodotti di prima specie che, compresi i collegamenti interregionali, si estende per circa 487 km.

¹⁰ Si veda anche il capitolo "Radiazioni"



BOX 1 - INQUADRAMENTO NORMATIVO

Le linee di indirizzo della politica energetica nazionale

La Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente tenutasi a Roma nel novembre 1998, rappresenta il punto di partenza di un nuovo modo di fare politica energetica, basato sulla concertazione, sul decentramento, sull'utilizzo dei meccanismi di mercato e sull'integrazione della stessa politica con quelle riguardanti il territorio. A suggello del nuovo modo di individuare e realizzare i principali obiettivi energetico ambientali del paese, è stato siglato il Patto per l'Energia e l'Ambiente tra le rappresentanze delle istituzioni, delle forze economiche e sociali, dell'associazionismo ambientalista e dei consumatori.

In linea con i principi sanciti durante la Conferenza, il processo di decentramento alle Regioni di compiti di pianificazione, indirizzo e controllo nel settore energetico, in parte già avviato con l'emanazione della Legge 10/91, si è consolidato con la riforma Bassanini. Le modifiche della parte II del Titolo V della Costituzione ad opera della Legge Costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, collocano la "produzione, trasporto e distribuzione dell'energia" tra le materie di legislazione concorrente, nelle quali, cioè, spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

L'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico ha coinciso con l'approvazione, il 19 dicembre 1996, da parte del Consiglio dei Ministri e del Parlamento europeo della Direttiva 96/92/CE.

Essa ha avuto come obiettivo la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nell'ambito di un mercato interno europeo, da conseguirsi attraverso l'eliminazione delle situazioni di monopolio e dell'integrazione verticale interna delle imprese elettriche rispetto alle attività di generazione, trasmissione e distribuzione.

Il recepimento nell'ordinamento italiano della Direttiva 96/92/CE è avvenuto mediante l'approvazione del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (cd. Decreto Bersani) che stabilisce le soglie minime di consumo per l'accesso al libero mercato da parte dei clienti idonei.

Successivamente, la legge 5 marzo 2001, n. 57, nell'introdurre un'ulteriore apertura alla liberalizzazione, stabilisce che le disposizioni del Decreto Bersani cesseranno di avere applicazione a decorrere dalla cessione da parte dell'Enel S.p.A. di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva (entro il 1° gennaio 2003). A partire da questa data è cliente idoneo ogni cliente finale, singolo o associato, il cui con-

sumo misurato in un unico punto del territorio nazionale, destinato alle attività esercitate da imprese individuali o costituite in forma societaria, nonché alle pubbliche amministrazioni, è risultato nell'anno precedente superiore ad un determinato valore.

Accanto al mercato libero, è previsto un mercato vincolato, costituito da tutti gli utenti domestici e dagli altri che presentano consumi inferiori alle soglie descritte. A questa tipologia di utenza la fornitura è garantita dalla figura dell'acquirente unico che, assicurando l'applicazione di una tariffa unica nazionale, stipula contratti con i produttori e vende l'energia elettrica ai distributori.

Tra le attività che caratterizzano la filiera elettrica, quella relativa alla generazione risulta completamente liberalizzata ancorché soggetta ad un regime di autorizzazione, al fine di garantire la tutela dell'ambiente nella realizzazione di nuovi impianti ovvero nella modifica o potenziamento di quelli esistenti.

Per quanto concerne invece l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, si prevede che la stessa venga svolta a seguito del rilascio di concessioni di durata trentennale da parte del Ministero delle Attività Produttive alle imprese distributrici, operanti alla data dell'entrata in vigore del Decreto. Le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con D.M. 24 aprile 2001.

L'esercizio della funzione di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica è mantenuto in un regime di riserva dello Stato e svolto in concessione da una società per azioni denominata gestore della rete di trasmissione nazionale. Questo soggetto deve garantire l'accesso alle reti agli operatori che ne facciano richiesta, nonché le attività di manutenzione e sviluppo delle stesse.

La gestione economica del mercato elettrico in forma borsistica è affidata ad una società per azioni, anch'essa di nuova creazione, denominata gestore del mercato.

Nel Decreto 79/99 è fatto obbligo, a partire dal 2001, a tutti i produttori e agli importatori di energia da fonti convenzionali di immettere (anche acquistando da altri produttori) nel sistema elettrico nazionale una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre, si prevede che all'energia prodotta da fonti rinnovabili venga assicurato un dispacciamento prioritario sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità e che il CIPE definisca gli obiettivi pluriennali di sviluppo per ciascuna fonte.

Analogamente al settore dell'energia elettrica, il 22 giugno 1998 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno approvato la Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, recepita dall'Italia con D. Lgs. 23 maggio 2000, n. 164



(cd. Decreto Letta).

Il Decreto Letta nel definire "libere" le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque forma e comunque utilizzate, provvede a dettare norme per la disciplina delle stesse, anche sotto il profilo delle autorizzazioni.

In particolare il Decreto definisce di pubblica utilità le infrastrutture del sistema gas e di interesse pubblico l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale, con conseguente obbligo per le imprese che svolgono queste attività di allacciare alla propria rete gli utenti che ne fanno richiesta.

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio del gas naturale, questa è svolta sulla base di concessione rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive ai richiedenti che abbiano la necessaria capacità tecnica, economica ed organizzativa.

Gli enti locali che affidano il servizio svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione.

In merito all'apertura del mercato, il D.L.vo. 164/2000, dopo aver previsto un periodo transitorio in cui la qualifica di cliente idoneo è attribuita ad alcune categorie di soggetti, stabilisce che a decorrere dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei.

Il decreto oltre ad una maggiore apertura della concorrenza nel settore del gas, prevede la regolazione delle attività in cui non è possibile una piena apertura alla concorrenza e la separazione societaria fra le diverse attività di ciascun soggetto operante nel settore.

Dal 2002 al 2010 viene introdotto un limite massimo di immissione di gas naturale nel sistema; in relazione a ciò, dal 1° gennaio 2002 nessun operatore potrà detenere una quota superiore al 75% dei consumi nazionali. Questa percentuale decresce di due punti percentuali annualmente, dal 2003 fino al 2010.

Il decreto stabilisce inoltre al 50% dei consumi finali la quota che ciascun operatore può detenere nella vendita di gas.

Il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, in data 24 aprile 2001, ha emanato due decreti ministeriali che, inserendosi nel processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, condividono le stesse finalità di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali. Questi decreti individuano, rispettivamente, gli obiettivi quantitativi nazionali nel periodo 2002-2006, di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili e gli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e prevedono un sistema innovativo di incentivi per la promozione dell'efficienza e del risparmio energetico. Il 50% di questi obiettivi deve essere ottenuto attraverso una corrispondente

riduzione dei consumi di energia elettrica e di gas naturale, da conseguire con misure ed interventi rientranti nelle tipologie individuate dalle tabelle allegate ai decreti.

I progetti predisposti dai distributori, tenuto conto della programmazione energetico – ambientale regionale, devono essere conformi ai requisiti stabiliti dall'Authority, competente all'emanazione di specifiche Linee guida per la valutazione degli stessi.

Per quanto riguarda i costi sostenuti per l'attuazione dei progetti è previsto che siano finanziati con risorse dei soggetti proponenti, vale a dire distributori o società terze operanti nel settore dei servizi energetici (c.d. ESCO – Energy Service Company) e con altre risorse, quali finanziamenti comunitari, statali, regionali, locali, contributi dei clienti finali beneficiari del risparmio energetico derivante dagli interventi.

A fronte dei risultati certificati di risparmio energetico, l'Authority rilascia titoli di efficienza energetica (TEE), espressi in unità di energia primaria risparmiata e negoziabili attraverso contratti bilaterali o sul mercato appositamente costituito dal Gestore del mercato elettrico.

La legge 9 aprile 2002, n. 55 (c.d. legge sblocca centrali) di conversione del decreto- legge 7 febbraio 2002, n. 7 reca "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

La legge consta di un solo articolo ed ha come ambito di applicazione gli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti convenzionali, di potenza superiore ai 300 MW termici. Questi impianti sono qualificati come opere di pubblica utilità, per le quali il provvedimento di autorizzazione costituisce titolo effettivo a costruire l'impianto, fermo restando il pagamento del diritto annuale previsto per le licenze di esercizio degli impianti.

La disposizione, nell'ottica di semplificare ed accelerare le attuali procedure, prevede il rilascio in tempi particolarmente abbreviati (180 giorni) di un unico provvedimento finale destinato ad integrare e ad esaurire l'iter amministrativo richiesto per la costruzione, la modifica o il ripotenziamento delle centrali elettriche.

Gli impegni dell'Italia per la riduzione delle emissioni

Nel quadro delle disposizioni stabilite dalla Conferenza di Kyoto il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'Unione Europea procede, in data 17 giugno 1998, ad una ripartizione delle quote di riduzione delle emissioni tra gli Stati-membri, da conseguirsi entro il periodo 2008-2010.

Tenuto conto del basso livello d'intensità energetica che già connota l'Italia in rapporto ad altri Stati membri, al nostro



Paese viene assegnato un obiettivo di riduzione delle emissioni, esteso ai sei gas di riferimento, pari al 6,5% rispetto ai livelli del 1990. Per quanto l'obiettivo assegnato all'Italia risulta inferiore a quello di altri Paesi europei, pur tuttavia esso appare fin da subito estremamente impegnativo e tale da richiedere un immediato coordinamento delle diverse politiche settoriali che potranno concorrere al suo raggiungimento. Il compito di studiare e proporre un piano d'azione multidisciplinare caratterizzato da un elevato livello di coordinamento tra le misure suggerite è attribuito ad un Gruppo di lavoro interministeriale istituito nella primavera del 1998 e presieduto dal Ministro per l'Ambiente. Tale Comitato elabora, nell'autunno successivo, le Linee Guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra. Il documento, approvato con la delibera CIPE del 19 novembre 1998, successivamente modificata dalla deliberazione CIPE 19 dicembre 2002, n. 123.

Nel contesto di una politica per una corretta gestione delle risorse energetiche mirata al perseguimento di una maggiore efficienza in tutti i settori interessati occorre inquadrare anche le misure predisposte dal Governo in materia di tassazione ambientale delle fonti energetiche (Carbon Tax – legge finanziaria 1999).

Con essa, vengono tassate le emissioni di anidride carbonica dei diversi combustibili in relazione al loro contenuto di carbonio.

Per completare il quadro delle misure nazionali per la riduzione delle emissioni bisogna ricordare che l'Italia ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la legge 1 giugno 2002, n. 120.

La legislazione regionale

La legge regionale 7 ottobre 2002, n. 23 nel dettare "Disposizioni in campo energetico. Procedure di formazione del piano regionale energetico-ambientale" riordina le funzioni ed i compiti in campo energetico di Regione, Province e Comuni e disciplina il procedimento di approvazione del piano energetico ambientale.

Va ricordato che con il "Protocollo d'intesa per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni dei gas-serra nell'atmosfera", siglato il 5 giugno 2001 a Torino, le Regioni si impegnano ad elaborare, entro il 2002, il Piano Energetico Ambientale, che privilegia: le fonti rinnovabili e l'innovazione tecnologica; la razionalizzazione della produzione elettrica, la razionalizzazione dei consumi energetici, il raccordo dei diversi settori di programmazione ai fini della sostenibilità complessiva, la valorizzazione del ruolo delle politiche di sostegno dell'innovazione tecnologica e degli strumenti fiscali, tariffari ed incentivanti e la promozione del settore produttivo dell'eco-efficienza e della cooperazione internazionale.

Ringraziamenti

Parte delle informazioni contenute in questo capitolo sono state desunte dalla "Proposta di piano energetico ambientale regionale" predisposto dalla Regione

Piemonte - direzione "Tutela e Risanamento ambientale, programmazione e gestione rifiuti". Si ringrazia Filippo Baretta. Inoltre si ringraziano: Bruna Bassignana, Annamaria Clinico e Roberto Quaglia.

BIBLIOGRAFIA

SILVESTRINI G., 2003. *Il volto nascosto dell'energia*. Roma, su QualEnergia (bimestrale di Legambiente), Maggio - Giugno 2003, Pagina 5.

GIUNTA REGIONALE PIEMONTE, 2003. *Piano Energetico Ambientale proposto dalla Giunta Regionale per il confronto con il Forum Regionale per l'Energia* (art. 7, L.R. 23/2002). Torino.

GIUNTA PROVINCIALE DI TORINO, 2003. *Programma Energetico Provinciale*. Torino.

MONDO A. 2002. *Teleriscaldamento per 250 mila torinesi*. Torino, su La Stampa del 25/9/02, Pagina 39.

ENEA, 2002. *Rapporto Energia e Ambiente*. Roma, Enea, Volumi 1 e 2.